

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
École Nationale Polytechnique



Département
Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux
Filière : QHSE-GRI

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes pour l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'Etat en QHSE-GRI

Etude de l'Intégrité des Installations de Traitement de Gaz "Groupement Timimoun"

Amira BOUOUDEN

Sous la direction de :

Mr Aboubaker KERTOUS

Maitre Assistant A à l'ENP

Mr M'hamed BOUSBAI

Maitre de Conférence B à l'ENP

Mr Abdellah DOUDOU

Doctorant à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le 27-09-2023 devant le jury composé de :

Mr Mohamed BOUBAKEUR

Président de jury

Maitre Assistant A à l'ENP

Mr Mohamed Tarek ATTOUCHI

Examineur

Maitre de Conférence B à l'ENP

Mr Farid LEGUEBEDJ

Examineur

Maitre de Conférence A à l'ENP

ENP 2023

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
École Nationale Polytechnique



Département
Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux
Filière : QHSE-GRI

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes pour l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'Etat en QHSE-GRI

Etude de l'Intégrité des Installations de Traitement de Gaz "Groupement Timimoun"

Amira BOUOUDEN

Sous la direction de :

Mr Aboubaker KERTOUS

Maitre Assistant A à l'ENP

Mr M'hamed BOUSBAI

Maitre de Conférence B à l'ENP

Mr Abdellah DOUDOU

Doctorant à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le 27-09-2023 devant le jury composé de :

Mr Mohamed BOUBAKEUR

Président de jury

Maitre Assistant A à l'ENP

Mr Mohamed Tarek ATTOUCHI

Examineur

Maitre de Conférence B à l'ENP

Mr Farid LEGUEBEDJ

Examineur

Maitre de Conférence A à l'ENP

ENP 2023

Remerciements

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements pour la réalisation de ce modeste travail.

Tout d'abord, je souhaite exprimer ma profonde gratitude envers **Allah le Tout-Puissant**. C'est grâce à Sa bienveillance et à la sagesse qu'Il m'a accordées que j'ai pu faire preuve de patience et acquérir les connaissances nécessaires pour mener à bien ce projet.

À la fin de ce parcours académique enrichissant, je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers mes enseignants et encadrants. Leur rôle a été crucial dans le succès de ce travail et dans mon développement, tant sur le plan académique que professionnel.

Leur contribution essentielle et leur engagement constant ont été des sources inestimables de soutien et de direction tout au long de mon parcours. Ce projet a été réalisé au sein du Groupement Timimoune, sous la supervision éclairée de **M. A. Kertous**, **M. M. Bousbai**, et **M. A. Doudou**, que je tiens à remercier sincèrement pour leur encadrement attentif. Leurs conseils précieux, leurs retours constructifs et leur soutien bienveillant ont façonné mon approche méthodologique et ont renforcé ma compréhension du sujet.

Je souhaite également exprimer ma gratitude envers **Mr. Mohamed BOUBAKEUR**, qui préside le jury avec distinction, ainsi qu'envers **Mr. Mohamed Tarek ATTOUCHI** et **Mr. Farid LEGUEBEDJ**, qui ont accepté d'examiner attentivement mon travail. Leur expertise et leur soutien sont d'une importance inestimable pour mon projet, et je leur suis sincèrement reconnaissant.

Je saisis cette occasion pour exprimer ma gratitude envers toutes les personnes au sein de GTIM qui ont contribué, de près ou de loin, à la réussite de mon stage. Je remercie chaleureusement **Mme Hassina BRIHOUM** (RH) pour son précieux soutien, ainsi que **M. NADJIB SID** et **Mourad REDJIL** (chefs du Service HSE) pour leur gentillesse et leur soutien de qualité. Je suis reconnaissant envers **M. SADOU Djilali**, le chef du département d'exploitation, pour ses précieux conseils, ainsi qu'envers **M. LEBLALI Abdelkader** pour son dévouement à créer une ambiance de travail propice à une formation de qualité. Mes remerciements s'étendent à toute l'équipe du service HSE pour son dévouement et son respect des principes.

En fin, je tiens à exprimer ma reconnaissance envers toutes les personnes qui m'ont apporté un soutien moral et matériel tout au long de ce projet.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

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

À mes chères sœurs **Abir** et **Bouchra** et à mon cher frère **Ikbal** pour leurs
encouragements permanents, et leur soutien moral,

À toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours éducatif,

À tous mes amis de l'Ecole nationale Polytechnique Alger

À tous **mes profs**,

Merci d'être toujours là pour moi.

Amira

ملخص

تتعمق هذه الدراسة في الأهمية الحاسمة لإدارة سلامة التجهيزات ونوافذ سلامة التشغيل (IOW) في وحدات معالجة الغاز، مع التركيز بشكل خاص على سلامة المولدات التوربينية. في سياق تلعب فيه طاقة الغاز دورًا مركزيًا في إمدادات الطاقة لدينا، تعد موثوقية المعدات أمرًا ضروريًا. في هذا العمل سوف نستكشف العواقب الوخيمة لتعطل التجهيزات، بما في ذلك المخاطر التي تهدد سلامة العمال، ووقت التوقف عن العمل المكلف الذي يمكن أن يؤثر على إنتاج الطاقة، والتأثيرات البيئية غير المرغوب فيها. يقدم التقرير أيضًا معيار API 584 كأداة أساسية لإدارة IOW كما يوفر هذا المعيار إرشادات تفصيلية لإنشاء وصيانة نوافذ ومناطق تشغيل فعالة، مما يساعد على منع الأخطار التشغيلية المحتملة وضمان حسن سير الأجهزة. ومن خلال اعتماد نهج استباقي لسلامة الأجهزة، يمكن لصناعات الغاز تقليل المخاطر، وتعزيز استدامة عملياتها، والمساهمة في مستقبل طاقة أكثر أمانًا ومسؤولية.

الكلمات المفتاحية: طاقة الغاز، GTG، إدارة سلامة التجهيزات، IOW، المولدات التوربينية، API 584.

Abstract

This study delves into the crucial importance of asset integrity management and Integrity Operating Windows (IOW) in gas processing units, with a particular focus on the integrity of turbo generators. In a context where gas energy plays a central role in our energy supply, equipment reliability is essential. We explore the severe consequences of asset failures, including risks to worker safety, costly downtime that can affect energy production, and undesirable environmental impacts. The report also introduces the API 584 standard as an essential tool for IOW management. This standard provides detailed guidelines for establishing and maintaining effective Integrity Operating Windows, thereby helping to prevent potentially hazardous operational deviations and ensuring the proper functioning of assets. By adopting a proactive approach to asset integrity, gas industries can minimize risks, enhance the sustainability of their operations, and contribute to a safer and more responsible energy future.

Keywords: Gas energy, GTG, Asset integrity management, IOW, Turbo generators, API 584.

Résumé

Cette étude se penche sur l'importance cruciale de la gestion de l'intégrité des actifs et des fenêtres d'intégrité opérationnelle (IOW) dans les unités de traitement de gaz, en mettant un accent particulier sur l'intégrité des turbogénérateurs. Dans un contexte où l'énergie gazière joue un rôle central dans notre approvisionnement énergétique, la fiabilité des équipements est essentielle. Nous explorons les conséquences graves des défaillances d'actifs, notamment les risques pour la sécurité des travailleurs, les temps d'arrêt coûteux pouvant affecter la production d'énergie, et les impacts environnementaux indésirables. Le rapport présente également la norme API 584 comme un outil essentiel pour la gestion des IOW. Cette norme fournit des lignes directrices détaillées pour établir et maintenir des fenêtres d'intégrité opérationnelle efficaces, contribuant ainsi à prévenir les déviations opérationnelles potentiellement dangereuses et à garantir le bon fonctionnement des actifs. En adoptant une approche proactive de l'intégrité des actifs, les industries gazières peuvent minimiser les risques, améliorer la durabilité de leurs opérations et contribuer à un avenir énergétique plus sûr et plus responsable.

Mots clés : Energie de Gaz, GTG, Gestion d'intégrité des actifs, IOW, Turbogénérateurs, API 584.

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Abréviation

Introduction générale	13
I Présentation du champs GTIM et procédures de traitement	17
I.1 Introduction	18
I.2 Champ GTIM	18
I.3 Emplacement Géographique	18
I.4 Description générale des procédés de traitement	20
I.4.1 Puits de Gaz	22
I.4.2 Collecteurs de Gaz	22
I.4.3 Installation de Traitement Centrale (CPF - <i>Central Processing Facility</i>)	22
I.4.3.1 Système de Réception et de Séparation	22
I.4.3.2 Unité de démercurisation (MRU)	23
I.4.3.3 Unité de compression	24
I.4.3.4 Unité de décarbonatation (AGRU)	25
I.4.3.5 Unité de déshydratation du gaz	26
I.4.3.6 Unité <i>Dew Pointing</i> HC (Unité de Dégazolinage)	27
I.4.3.7 Unité de production de l'électricité	27
I.4.3.8 Unité de production du l'air instrument	27
I.4.3.9 Unité de traitement de l'eau	27
I.4.3.10 Unité de production du nitrogène	28
I.4.3.11 Unité de traitement de « FUEL GAS »	28
I.4.3.12 Unité de huile chaude « HOT OIL »	29

I.4.4	Services Associés	29
I.4.5	Canalisations d'Exportation du Gaz à Vendre	29
I.5	Conclusion	29
II	Diagnostic de la Situation du GTIM	30
II.1	Introduction	31
II.2	Process Safety Management	31
II.2.1	Risk-Based Process Safety	31
II.3	Mise en place du système PSM	33
II.4	Diagnostic de la situation existante	35
II.4.1	Détermination du niveau de véracité des exigences	35
II.4.1.1	Synthèse des résultats	36
II.5	Conclusion	37
III	Etude de l'intégrité des Turbogénérateurs	39
III.1	Introduction	40
III.2	Gestion de l'Intégrité des Actifs (GIA)	40
III.3	Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW)	41
III.4	Standard API RP 584	42
III.5	Mécanismes d'endommagement	45
III.6	Généralités sur les turbogénérateurs	45
III.6.1	Définition	45
III.6.2	Principe de fonctionnement de turbogénérateur	46
III.6.3	Système GTG	47
III.7	Approche pour l'étude d'intégrité des turbogénérateurs	50
III.7.1	Principaux éléments de l'approche	50
III.7.1.1	Évaluation des Risques	51
III.7.1.2	Mise en place des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW)	51
III.7.1.3	Surveillance de l'État et Collecte des Données	51
III.7.1.4	Analyse Prédictive	52
III.7.1.5	Inspection et Contrôle Non Destructif (CND)	52
III.7.1.6	Planification Structurée de la Maintenance	53
III.7.1.7	Amélioration Continue	53
III.8	Implémentation de l'approche sur le GTG	53
III.8.1	Description générale	53
III.8.1.1	Fonction	53

III.8.1.2 Criticité	53
III.8.1.3 Description	54
III.8.2 Evaluation des risques	54
III.8.3 Mise en place IOW	55
III.8.4 Mise en place d'un système de Surveillance de l'État et de Collection des Données	56
III.8.5 Analyse des données	58
III.8.6 Calcul du Taux d'intégrité	58
III.8.7 Plan d'inspection	58
III.8.8 Plan de maintenance	59
III.9 Conclusion	59
IV resultat et discussion	60
IV.1 Introduction	61
IV.2 Détermination des mécanismes d'endommagement	61
IV.2.1 Determination des paramatres d'endommagemnt	62
IV.3 Mise en place de l'IOW	65
IV.4 Actions Correctives	74
IV.4.1 Plan d'inspection pour le GTG	74
IV.4.2 Plan de maintenanc pour le GTG	74
IV.5 Conclusion	80
Conclusion générale et perspectives	81
Références bibliographiques	85
Annexe	87

Table des figures

I.1	Entreprises Fondatrices du GTIM	18
I.2	Situation géographique du champ GTIM	19
I.3	Vue du Champ GTIM	19
I.4	Configuration globale du champ	20
I.5	Schéma synoptique du processus	21
I.6	Etapes de transports du gaz	22
I.7	Schéma de <i>slug catcher</i>	23
I.8	Schéma de procédé de l'unité de démercurisation	24
I.9	Schéma de procédé de l'Unité de compression	25
I.10	Schéma de procédé de l'Unité de déshydratation du gaz	26
II.1	Sécurité des processus basée sur les risques [6]	32
II.2	Sécurité des processus basée sur les risques détaillée [4]	33
II.3	Le processus d'audit initial	34
II.4	Schéma Radar	36
III.1	Zones d'exploitation comprenant des plages cibles avec des limites standard et critiques	43
III.2	Exemple d'une turbine entraînant un générateur (AG9140 and AG9140RF gas turbine generator)	46
III.3	Principe de fonctionnement d'un turbogénérateur	46
III.4	Gaz turbo-generator (GTG)	48
III.5	Système GTG	48
III.6	Flux d'intégrité	50
III.7	Flux d'inspection et maintenance	50
III.8	Creation de la base des données	52
III.9	Entraînement d'un modèle de prédiction (Etiquette 0 : Pas de défaillance, Etiquette 1 : Défaillance)	52

III.10 Mise en place IOW	55
III.11 Tableau de bord pour la surveillance de l'état	56
III.12 Acquisition et vérification d'alarmes	56
III.13 surveillance des IOW	57
IV.1 Détermination des mécanismes d'endommagement et des paramètres IOW	61

Liste des tableaux

II.1	Niveau de véracité	34
II.2	Résume les véracités reparties par éléments	35
III.1	Mise en Place des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW)	51
III.2	Inspection et Contrôle Non Destructif (CND)	52
III.3	Planification Structurée de la Maintenance	53
III.4	Description générale	54
IV.1	Mécanismes d'Endommagement	63
IV.2	Enregistrement des IOWs	66
IV.3	Limites des paramètres	73
IV.4	Plan d'inspection pour le GTG	74
IV.5	Plan de maintenanc pour le GTG	75

Abréviation

AGRU	A cid G as R emoval U nit
CPF	C entral P rocessing F acility
ESDV	E mergency S hut D own V alve
FQI	F low I nteQrated I ndication
GED	G estion E lectronique de D ocuments
GIA	G estion d' I ntégrité des A ctifs
GTG	G as T urbine G enerator
GTIM	G roupement T imimoun
HAZOP	H AZard O Perability S tudy
HIRA	H azard I dentification R isk A ssessment
IOW	I ntegrity O perating W indows
ITPM	I nspection T esting and P reventive M aintenance

MRU	M ercury R emoval U nit
PSM	P rocess S afety M anagement
PSMS	P rocess S afety M anagement S ystem
PWT	P rocess W ater T reatment
RBI	R isk- B ased I nspection
RBPS	R isk- B arge B ased P rocess S afety
TEG	T riéthylène G lycol
TSHH	T emperature S witch H igh H igh
UPS	U ninterruptible P ower S upply
WHRU	W aste H eat R ecovery U nit

INTRODUCTION
GÉNÉRALE

L'Algérie joue un rôle clé dans l'industrie mondiale du gaz naturel grâce à ses importantes réserves. Il exporte du gaz liquéfié vers les marchés internationaux, contribuant considérablement à ses revenus. La société nationale Sonatrach est le leader de l'industrie gazière algérienne.

C'est ainsi que les installations de traitement de gaz prennent une importance cruciale au cœur du secteur énergétique algérien. Elles transforment les ressources brutes de gaz naturel en produits essentiels qui alimentent notre vie moderne. Parmi ces produits se trouvent le gaz domestique pour la cuisine et le chauffage, le carburant diesel pour nos véhicules, ainsi que l'électricité qui alimente nos foyers et nos industries. C'est pour ça ces installations constituent un maillon vital de la chaîne d'approvisionnement énergétique.

Le Groupement Timimoun (GTIM) relevant du Sonatrach est une station d'extraction et production de gaz naturel situé dans une région stratégique [1], Les installations de traitement de gaz de ce complexe comprennent divers éléments tels que des unités de traitement, des compresseurs, des séparateurs, des unités de stockage et des dispositifs de sécurité. Ces composants interagissent pour extraire, traiter et distribuer le gaz naturel. Toutefois, des facteurs tels que la corrosion, l'usure, les conditions environnementales exigeantes et les erreurs humaines peuvent mettre en péril l'intégrité de ces installations, potentiellement compromettant la continuité de la production de gaz.

Le défi central que cette étude est la préservation de l'intégrité des installations de traitement de gaz au sein du Groupement Timimoun. L'industrie gazière étant en perpétuelle évolution, les opérations de traitement de gaz sont exposées à divers risques tels que les défaillances d'équipement, les fuites de gaz, les incidents environnementaux et les perturbations de la production.

L'objectif de cette étude est d'explorer la manière dont les problèmes d'intégrité des installations se manifestent, de mettre en lumière leurs causes profondes et d'examiner les conséquences potentielles pour les opérations du Groupement Timimoun (GTIM).

Cette étude sur l'intégrité des installations de traitement de gaz au sein du Groupement Timimoun est motivée par une variété de facteurs. Tout d'abord, la sécurité des travailleurs constitue une priorité majeure, nécessitant la préservation de l'intégrité des installations pour minimiser les risques d'accidents et garantir la protection du personnel opérant sur le site de traitement de gaz. De plus, la protection environnementale est un enjeu crucial. En maintenant l'intégrité de ces installations, on réduit les éventuelles émissions nuisibles, contribuant ainsi à la conservation de l'écosystème local.

En outre, la fiabilité de la production est un objectif essentiel. Le maintien de l'intégrité des équipements permet une production continue, prévenant les interruptions potentielles

et préservant le flux d’approvisionnement en gaz. Par ailleurs, la conformité aux réglementations joue un rôle central. L’industrie gazière est sujette à des réglementations strictes en matière de sécurité et d’environnement, ce qui requiert une approche proactive pour respecter ces normes.

Enfin, l’optimisation économique est un résultat direct de la préservation de l’intégrité des installations. En évitant les défaillances d’équipement, les coûts liés aux réparations d’urgence, aux interruptions de production et aux sanctions réglementaires sont réduits, ce qui contribue à une gestion économique efficace de l’ensemble du processus.

Pour aborder cette problématique, nous avons entrepris une expérience de stage au sein du GTIM. Nous’y avons élaboré une méthodologie visant à répondre à ce défi, se déployant en deux étapes clés. Premièrement, nous avons réalisé une inspection approfondie de la station de gaz, guidée par les principes du *Process Safety Management* (PSM) [2]. Cette démarche nous a permis de diagnostiquer les éventuels problèmes et risques présents dans l’environnement opérationnel. Dans un second temps, j’ai décidé de focaliser mon étude sur l’intégrité de l’équipement le plus crucial, à savoir le turbogénérateur à gaz. Cette sélection s’est basée sur son importance au sein du processus et sa susceptibilité à avoir un impact significatif sur la sécurité, l’efficacité et la continuité des opérations.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres, en plus de l’introduction générale et de la conclusion générale. Les chapitres se déploient comme suit :

Le premier chapitre donne une vue d’ensemble approfondie du champ d’étude lié au Groupement Timimoun (GTIM). Il se concentre sur la présentation détaillée des procédures de traitement du gaz mises en place dans ce champ. Cette section plongera dans les étapes et les méthodes de traitement du gaz, fournissant ainsi les bases nécessaires pour comprendre le fonctionnement global de l’installation.

Le deuxième chapitre se penche sur le diagnostic approfondi de la situation au sein du GTIM, en utilisant le *Process Safety Management* comme cadre d’analyse. Ce chapitre se propose de mettre en évidence les aspects critiques de sécurité, d’identification des risques et de gestion des procédures sécuritaires dans l’environnement de traitement du gaz. Il mettra en lumière les mesures adoptées pour prévenir les incidents et garantir la sûreté des opérations.

Le troisième chapitre se focalise sur une composante clé de l’installation, à savoir le turbogénérateur. Ce chapitre débutera par une introduction générale sur les turbogénérateurs, couvrant leur fonctionnement, leurs composants et leur rôle au sein de l’installation.

Ensuite, il mettra en œuvre une approche d'étude de l'intégrité spécifiquement pour le turbogénérateur. Cette partie explorera les méthodes utilisées pour évaluer la fiabilité de cet équipement crucial, en s'appuyant sur des techniques d'analyse et de surveillance.

Le quatrième chapitre de notre étude présente en détail les résultats obtenus lors de l'application de notre approche d'Integrity Operating Windows (IOW) au turbogénérateur (GTG). Cette section se penche sur les conclusions tirées de notre démarche et met en lumière les impacts de notre approche sur l'intégrité et la performance du GTG

Chapitre I

PRÉSENTATION DU CHAMPS GTIM ET PROCÉDURES DE TRAITEMENT

I.1 Introduction

Le Groupement de Gaz c'est une entité jouant un rôle crucial dans la transformation des ressources naturelles en énergie vitale . Ce groupement incarne l'ingéniosité humaine et la convergence de technologies sophistiquées, œuvrant pour convertir le gaz naturel en produits essentiels tels que le gaz domestique, le carburant et l'électricité.

Dans ce chapitre, nous explorons en détail le champ de gaz du Groupement Timimoun (GTIM). Nous débutons par la mise en lumière de sa localisation stratégique, soulignant son rôle clé au sein du paysage énergétique. Ensuite, nous décrivons minutieusement les différentes unités de traitement présentes sur le site. Chacune de ces unités est examinée en détail, mettant en avant ses composants essentiels et son rôle dans le processus global de transformation du gaz naturel.

I.2 Champ GTIM

Le Groupement Timimoun est constitué en 2010 par les compagnies SONATRACH, TOTAL E&P ALGERIE (Exploration & Production Algérie) et CEPESA [1] (figureI.1) pour le développement et l'exploitation des champs Gaziers dit de « Timimoun ».

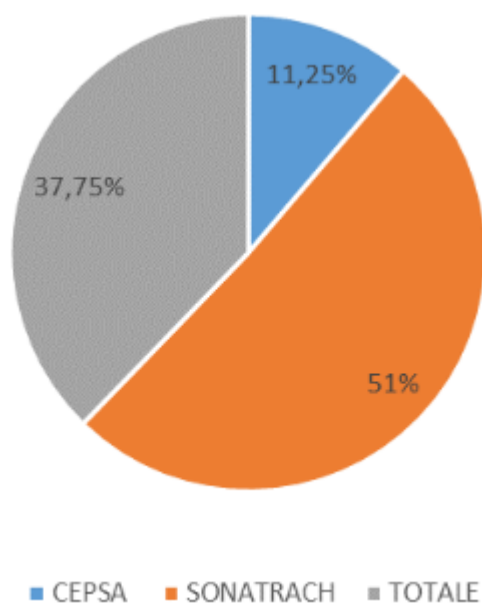


FIGURE I.1 — Entreprises Fondatrices du GTIM

I.3 Emplacement Géographique

Le champ gazier de Timimoun a une superficie de 13.250 km² (figure I.3). Il est situé au Sud-Ouest algérien, à 120 km du champ d'In Salah, à l'Ouest, et à 100 km de la route

reliant Timimoune aux localités de Tiberrhamine et des palmeraies d'Oufrane, ainsi qu'à Sbaa et la ville d'Adrar (figure I.2) [1].

L'installation centrale de traitement « CPF » (*Central Processing Facility*) d'une capacité de traitement de $5 \text{ MSm}^3/\text{j}$ (gaz brut) est située à une altitude de 430 mètres.

Le relief est généralement fait de hauts plateaux plutôt plats et traversées par des oueds peu encaissés avec peu d'escarpement. Les hauts plateaux et les oueds sont recouverts de gravier, de roches et de sable fin.

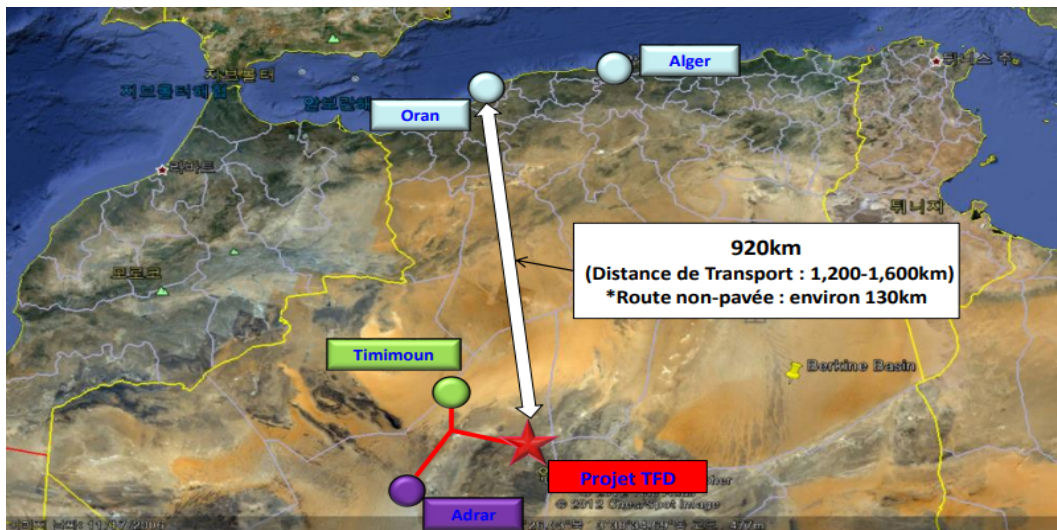


FIGURE I.2 — Situation géographique du champ GTIM



FIGURE I.3 — Vue du Champ GTIM

I.4 Description générale des procédés de traitement

Le GTIM est une initiative ambitieuse visant à exploiter efficacement les ressources de gaz naturel tout en garantissant une production fiable et conforme aux normes de qualité. Ce projet intègre divers composants et installations clés (figure I.5) pour assurer la collecte, le traitement et la distribution du gaz extrait de puits situés dans des emplacements stratégiques (figure I.4). Dans cette optique, nous allons explorer plus en détail les différents éléments qui composent ce projet, notamment les puits de gaz, les collecteurs de gaz, l'installation de traitement centrale, les services associés et les canalisations d'exportation du gaz à vendre [3].

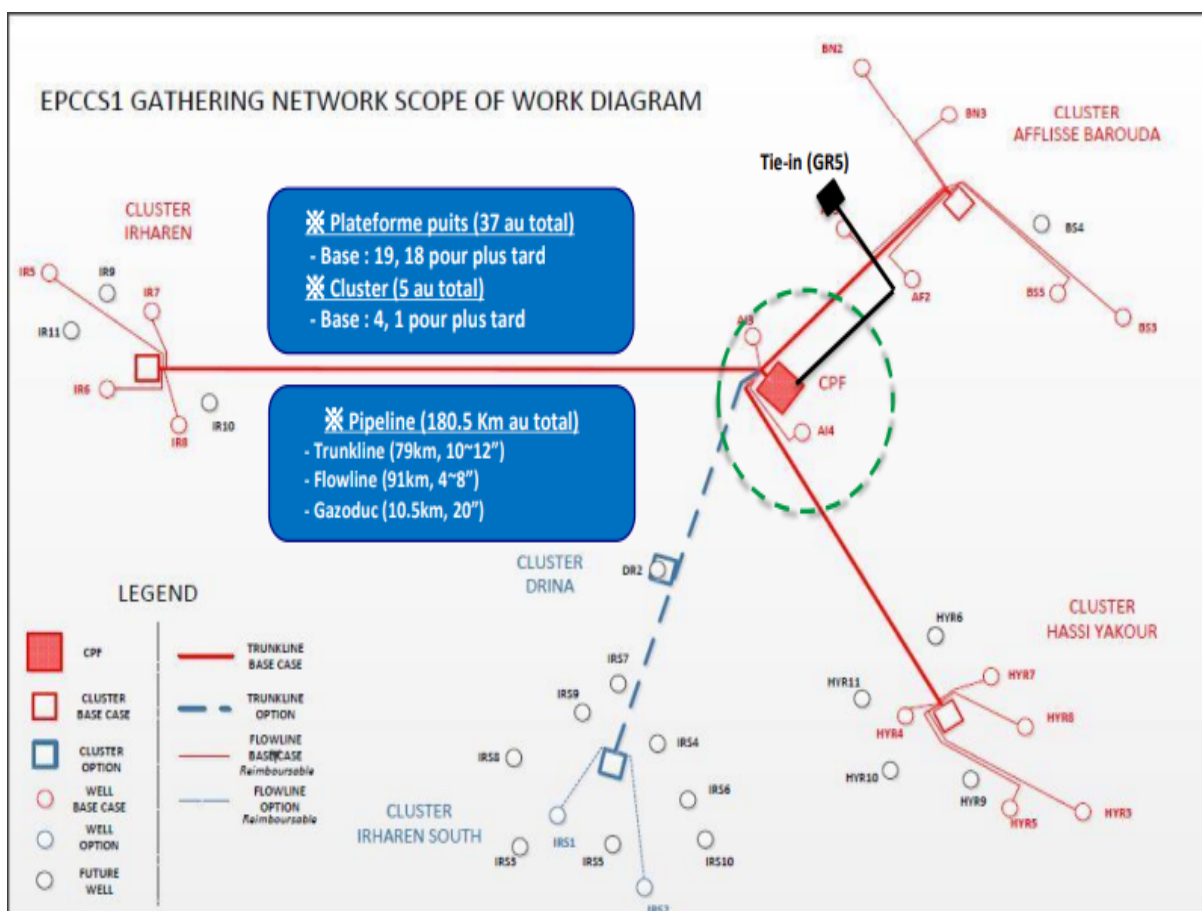


FIGURE I.4 — Configuration globale du champ

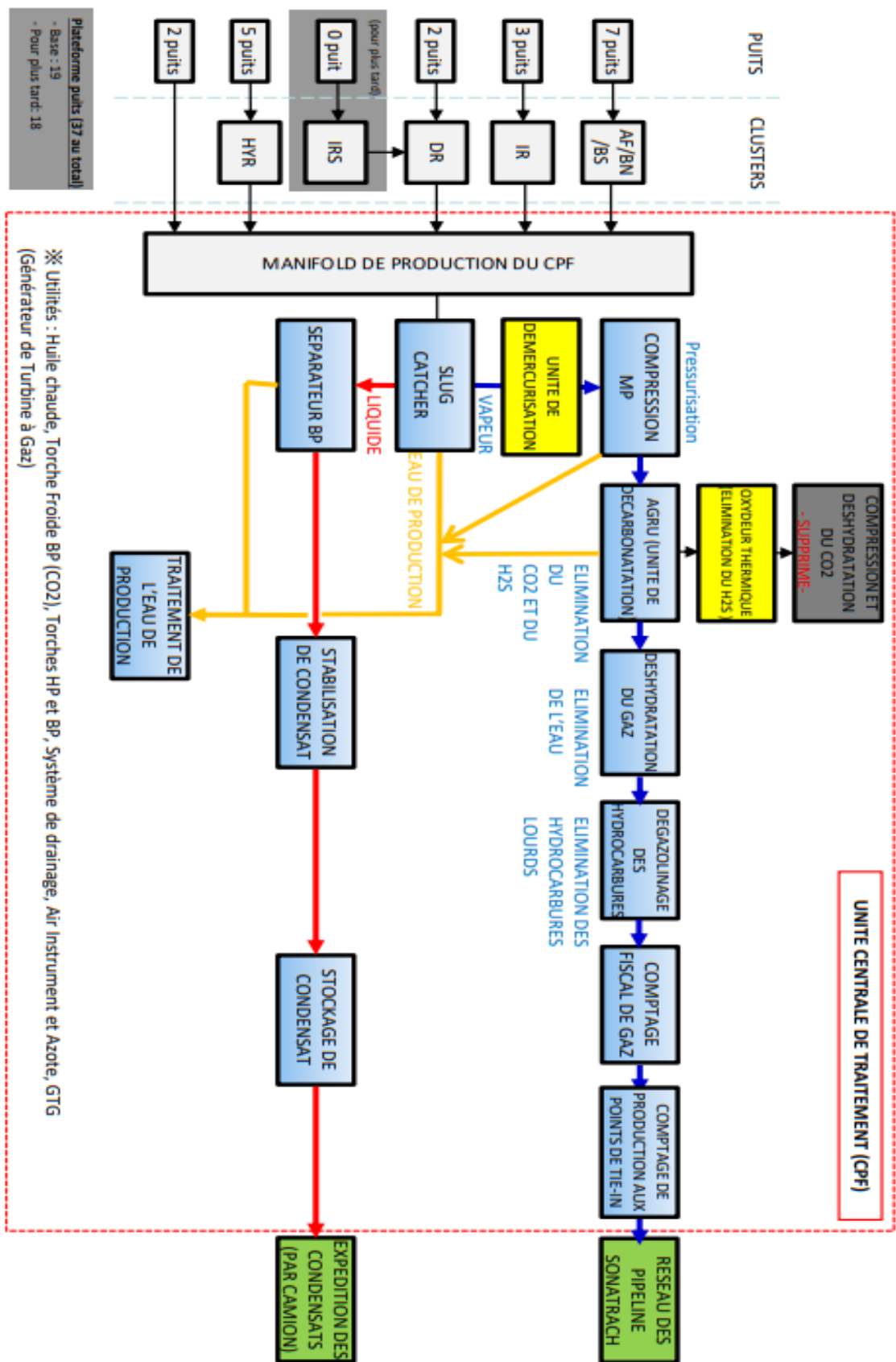


FIGURE I.5 — Schéma synoptique du processus

I.4.1 Puits de Gaz

Le projet comprend un total de 37 puits de gaz, dont 19 sont actuellement en cours de service. Le champ gazier fournira une production moyenne de 5 MSm³/j (gaz brut) par l'exploitation de 37 puits producteurs répartis en cinq (05) collecteurs (*clusters*) qui collectent la production à partir des lignes d'écoulement (*flowlines*) avant de les envoyer par l'intermédiaire des lignes principales (*trunkline*) aux installations centrales de traitement (CPF).

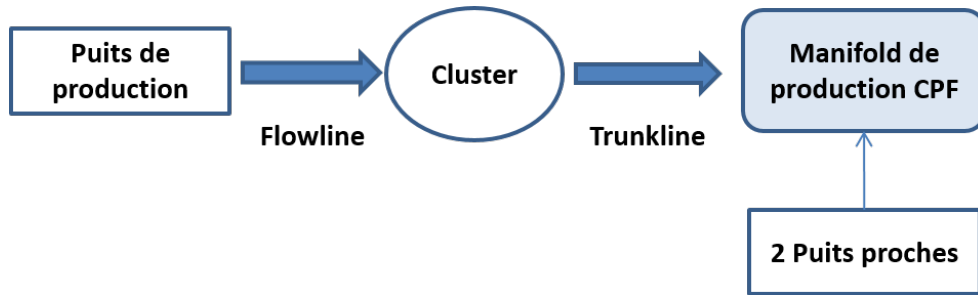


FIGURE I.6 — Etapes de transports du gaz

I.4.2 Collecteurs de Gaz

Il y a cinq collecteurs de gaz (cluster) dans le projet (figure I.4). Les collecteurs de gaz sont des installations qui rassemblent le gaz provenant de plusieurs puits différents. Ils servent à regrouper et à acheminer le gaz brut vers le traitement central.

I.4.3 Installation de Traitement Centrale (CPF - *Central Processing Facility*)

L'installation d'unité de traitement centrale joue un rôle crucial dans le projet. C'est là que le gaz brut collecté des puits et des collecteurs est traité pour éliminer les impuretés et les contaminants. Le CPF comprend des unités de traitement, telles que des séparateurs de gaz, des unités de compression, des unités de déshydratation et d'autres équipements spécifiques au traitement du gaz.

I.4.3.1 Système de Réception et de Séparation

L'objectif de système de réception (Le Manifold de Production du CPF) est conçu pour recevoir et collecter des produits de puits transférés via quatre *Trunklines* et deux *Flowlines*, puis pour permettre de les s'écouler vers le *Slug Catcher*.

Dans le système de séparation, Le *Slug Catcher* (G67-VA-21-01) (figure I.7) est un ballon tri phasique où se déroulera la première séparation du gaz (séparation physiquement

naturelle par effet de gravité), le produit de puits est séparé de la vapeur, du condensat et de l'eau pour le traitement de chaque phase dans le process en aval.

- Le gaz se libère du *Slug Catcher* par le haut en direction du pipeline en s'acheminant vers l'unité suivante ;
- L'eau sera transférée vers l'unité de traitement des eaux (PWT) ;
- Le condensat passe par un séparateur à basse pression (LP SEPARATOR) et sera traité dans son unité.

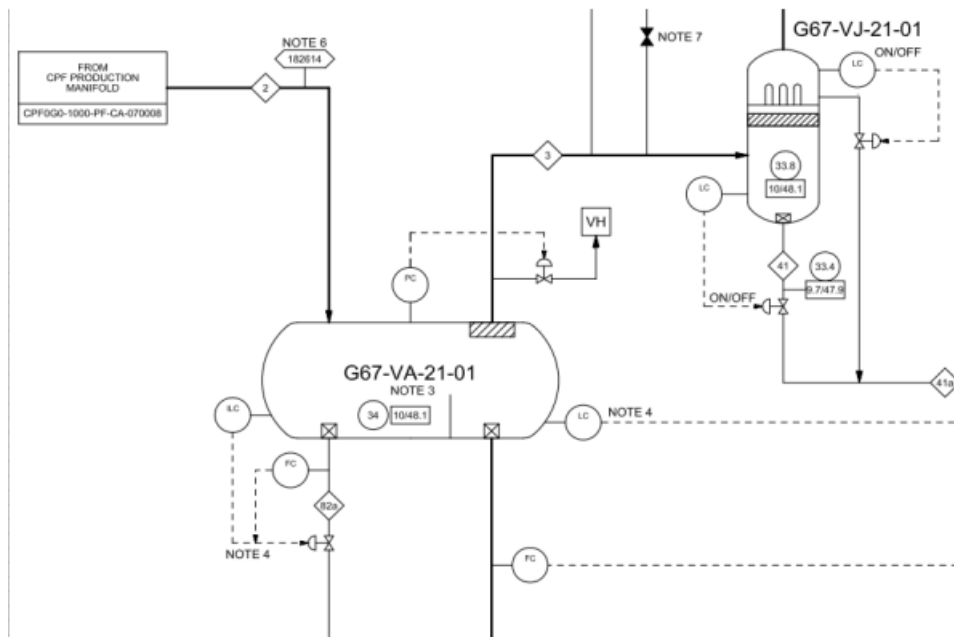


FIGURE I.7 — Schéma de *slug catcher*

I.4.3.2 Unité de démercurisation (MRU)

L'unité de Démercurisation est située à la sortie gaz du *Slug Catcher* (figure I.8). L'objectif de ce système est de baisser la teneur en mercure du gaz brut qui entraîne la fragilisation et la corrosion des équipements à moins de 10 ng/Sm³ avant l'envoi vers la Compression MP.

L'unité de démercurisation se compose des éléments suivantes :

- Un filtre coalesceur (*Inlet coalescer*) entrée de l'adsorbeur du mercure (démercuriseur) : pour éliminer le particule des solides (≥ 0.3 micron) et pour récupérer les liquides (≤ 10 ppmv) ;
- Adsorbeur de mercure (*mercury adsorber*) : désigné en forme d'un lit, à la base de ce dernier on trouve un tamis moléculaire (solide/adsorbeur) (PURASPEC 1173) et 2 couches de céramique contribuent à la prolongation de la vie du tami ;
- Filtres en aval : pour éliminer les particules solides provenant du l'Adsorbeur.

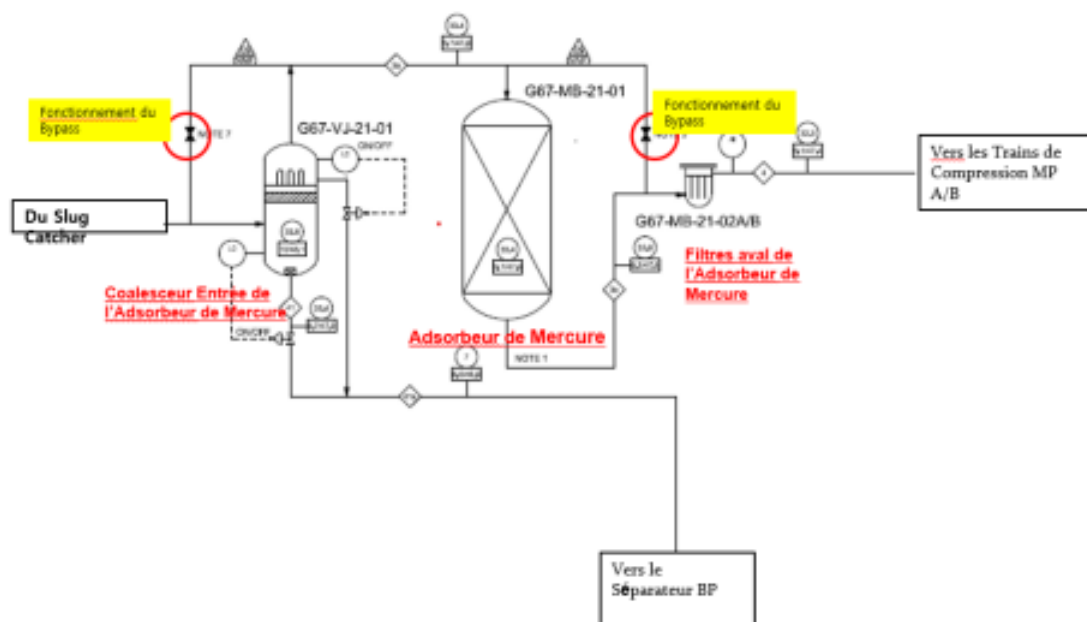


FIGURE I.8 — Schéma de procédé de l'unité de démercuration

I.4.3.3 Unité de compression

L'objectif de cette unité est comprimer le gaz brut provenant du *slug catcher* qui sera acheminé à l'unité de décarbonatation (AGRU). La compression du gaz brut comprend des équipements suivants :

- Ballons d'aspiration (*scrubber aspiration*) (VG-22-01 A/B) : ils assurent la récupération de l'eau et les liquides ;
- Deux compresseurs (KA-22-01 A/B) centrifuge entraîné par turbine : le gaz provenant de l'unité de démercuration est acheminé vers 2 trains parallèles de compression MP qui ont la capacité de 50% respectivement. Le gaz est comprimé dans les deux trains parallèles à 93 barg pour pouvoir exécuter la condensation HC requise à l'aide du turbo expander ;
- Aérorefrigerants (GC-22-02A/B) : pour refroidir le gaz jusqu'à 60°C ;
- Ballons de refoulement (*scrubber refoulement*) (VG-22-02A/B) : afin de récupérer de l'eau et transférer vers PWT.

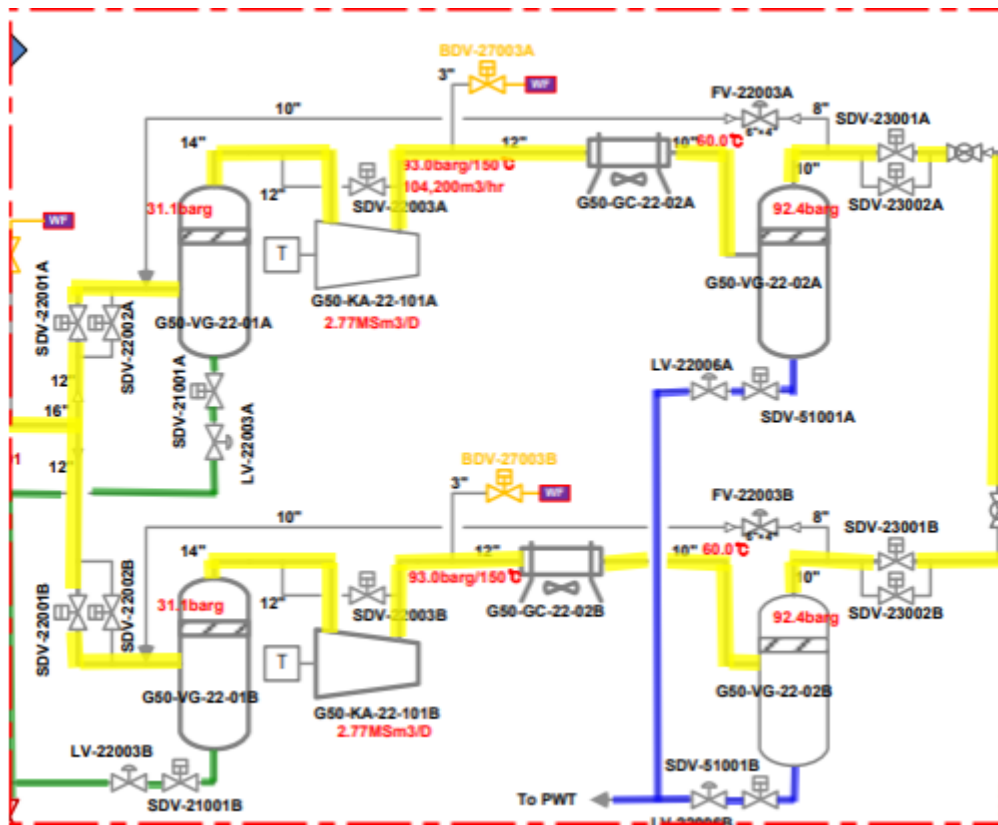


FIGURE I.9 — Schéma de procédé de l'Unité de compression

I.4.3.4 Unité de décarbonatation (AGRU)

Le Système de Décarbonatation a pour fonction de diminuer les résidus (CO_2 et H_2S) du gaz dérivé de l'unité de compression ($\leq 2\%$ de CO_2 ; ≤ 1.4 ppm de H_2S) dans le gaz provenant de la Compression MP, avant de l'envoyer à l'Unité de Déshydratation de Gaz. Le principe de l'AGRU est d'absorber des gaz acides (CO_2 et H_2S) chimiquement grâce à une base (amine tertiaire : MDEA) et physiquement (solubilité des gaz CO_2 et H_2S dans l'amine à l'état liquide) grâce à une pression élevée et une température modérée.

Le système de "Décarbonatation – Absorption" comprend les équipements suivants :

- Le Coalesceur de Gaz d'Alimentation (G64-VJ-23-101) : le gaz entrant (92.4 bar; $60^\circ C$; 7% CO_2 ; 15 ppm H_2S) passe par le coalesceur pour récupérer les petites particules et les liquides;
- L'Absorbeur de CO_2 (G64-CA-23-101) : le gaz pénètre dans une colonne de garnissage par le bas et est mis en contact à contre-courant avec la solution MDEA-a (par le haut). Le gaz traité sort de l'absorbeur de CO_2 avec les spécifications souhaitées ($\leq 2\%$ de CO_2 ; ≤ 1.4 ppm de H_2S);
- Les Aéroréfrigérants de Gaz Traité (G64-GC-23-101A/B) : pour que le gaz sera refroidi (de $71^\circ C$ jusqu'à $60^\circ C$);

- Les Ballons de Gaz Traité (G64-VD-23-101A/B) : y'en a 2 ballons ; l'eau d'appoint est injectée par des pompes (100bar –supérieur à la pression du gaz), Ce lavage à l'eau permet d'équilibrer l'eau dans l'appareil et de réduire les pertes d'amines. Le gaz traité et refroidi est ensuite envoyé vers l'unité de déshydratation ;
- Le Réservoir d'Eau Douce AGRU (G64-RL-23-102) ;
- Les Pompes d'Eau Douce AGRU (G64-PB-23-105A/B) ;
- Les Pompes HP d'Amine (G64-PA-23-106 A/B/C) ;
- Package de régénération d'Amine.

I.4.3.5 Unité de déshydratation du gaz

L'unité de déshydratation est un système essentiel du CPF qui utilise la circulation du glycol pour absorber l'eau contenue dans le gaz via un Contacteur TEG (G60-CA-24-01). Le TEG est ensuite régénéré au Package de Régénération TEG (G60-UZ-24-101). Le but de la déshydratation du gaz est d'atteindre une teneur en eau de moins 14ppmv. Ceci qui vaut à un point de rosée de $-17,1^{\circ}\text{C}$ à 68,5 bar. Cela fournit une marge de 5°C sur le point de rosée de l'eau à la sortie du turbo expandre pour éviter toute formation d'hydrate de glace dans l'unité de *Dew Pointing* vu que la spécification de la teneur en eau du gaz d'expédition est de 50 ppmv.

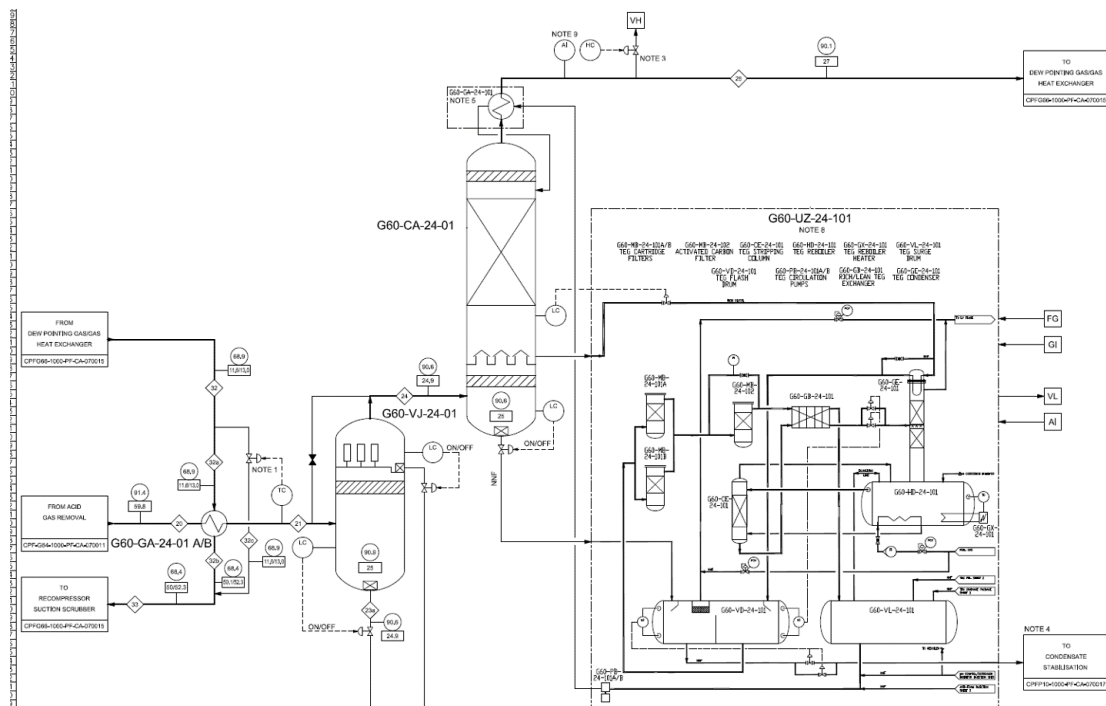


FIGURE I.10 — Schéma de procédé de l'Unité de déshydratation du gaz

I.4.3.6 Unité *Dew Pointing* HC (Unité de Dégazolinage)

L'objectif de l'Unité de *Dew Pointing* HC (Unité de Dégazolinage) est de traiter le gaz afin d'atteindre la spécification de Point de Rosée HC requise avant l'expédition -2°C et 1 à 70 bar (la spécification la plus contraignante).

L'unité de dégazolinage est composée de :

- Echangeur de chaleur (gaz/gaz) : pour pré refroidir le gaz de 25°C jusqu'à -1.4°C ;
- Ballon d'aspiration 1 : pour récupérer les hydrocarbures condensés après le pré-refroidissement ;
- Détendeur : le gaz se dilate à une baisse de pression de 88.5 bar jusqu'à 67.3 bar et atteint une température de -17°C ;
- Ballon de refoulement : afin de récupérer les hydrocarbures condensés, le gaz est réchauffé d'abord à travers l'échangeur de chaleur gaz-gaz dew-pointing, suivi par le pré-refroidisseur TEG avant être envoyé au re-compresseur via un Ballon d'aspiration 2 (pour évacuer tout liquide entraine) ;
- Re-compresseur : le gaz est comprimé à une pression de 78.5 bar à une température de 63°C ;
- Une vanne Joule-Thomson (bypass du Turbo expander) à utiliser comme moyen de secours du Turbo expander en cas des cas de dégradation 3A/3B.

I.4.3.7 Unité de production de l'électricité

Le Groupement de Timimoun a trois (03) *Gaz Turbine Generator* (GTG) afin de satisfaire ses besoins en électricité. Le Turbo Générateur est un système essentiel pour fournir l'alimentation électrique pour toute la consommation électrique du CPF.

I.4.3.8 Unité de production du l'air instrument

Le système d'air instrument et d'air service est conçu pour fournir de l'air service et instrument à tous les utilisateurs du CPF (vannes de contrôle, vannes tout ou rien), y compris le dispositif de génération d'azote.

I.4.3.9 Unité de traitement de l'eau

L'objectif du Système d'Eau Douce est de produire l'eau douce en traitant l'eau brute des 2 puits du CPF via le Package d'Osmose Inverse et de la distribuer aux consommateurs.

I.4.3.10 Unité de production du nitrogène

L'azote est obtenu par l'air instrument, il est produit par le dispositif de génération d'azote.

L'azote est utilisé :

- Pour la préservation des (*blanketing*) dans les capacités (ballon d'expansion d'huile chaude, réservoir de stockage d'eau douce CPF, etc...);
- Pour les postes d'utilité (par exemple inertage de *slug catcher*) et AGRU (réservoir de stockage d'amine, etc...);
- Ensemble compresseur MP (gaz d'étanchéité);
- Purge des torches HP et LP (*back-up*);
- Pour la purge des équipements et systèmes avant maintenance;
- Pour le laboratoire.

I.4.3.11 Unité de traitement de « FUEL GAS »

Le Système de Fuel Gaz est utilisé pour alimenter en fuel gaz les unités de traitement.

Il se compose deux réseaux : le réseau de Fuel Gaz HP et le réseau de Fuel Gaz BP. Dont la pression est réglée à 29 barg pour le réseau Fuel Gaz HP et à 2,5 barg pour le réseau Fuel Gaz BP.

Le Fuel Gaz HP est alimenté et distribué :

- Aux turbo-générateurs d'alimentation électrique principale;
- Au package de Régénération TEG – pour le stripping (continu), Blanketing du Ballon de Flash;
- Aux Turbines des Compresseurs MP (continu);
- Au Système de Fuel Gaz BP (si les sources BP ne sont pas suffisantes ou disponibles –intermittent).

Le Fuel Gaz BP est alimenté et distribué pour :

- Les Systèmes de Purge de Torche HP et BP (en cas d'indisponibilité du fuel gaz, L'azote sera utilisé comme secours);
- Le Package d'Allumage de Torche;
- Le Ballon de Dégazage d'Eau de Production comme système de préservation (Blanketing);
- Le Fuel de l'Oxydeur Thermique (RTO).

I.4.3.12 Unité de huile chaude « HOT OIL »

L'unité de l'huile chaude est conçue pour fournir la chaleur nécessaire à la régénération de l'amine pour l'AGRU (Unité de décarbonatation).

Le principal système d'huile chaude est un système en boucle fermée rempli de Seriola 1510 (fluide caloporteur), conçu pour récupérer la chaleur des gaz d'échappement dans les unités de récupération de chaleur résiduelle (WHRU : *Waste Heating Recovery Unit*) du GTG A/B/C.

I.4.4 Services Associés

En plus des composants matériels tels que les puits, les collecteurs et l'installation de traitement, le projet inclut également des services associés. Cela pourrait inclure la maintenance, la surveillance en temps réel, la gestion des opérations, la sécurité, la logistique et d'autres services nécessaires pour assurer le bon fonctionnement et la sécurité du projet.

I.4.5 Canalisations d'Exportation du Gaz à Vendre

Une fois que le gaz a été traité et purifié à l'installation de traitement centrale, il doit être acheminé vers les points de vente. Cela se fait à travers des canalisations d'exportation spécialement conçues pour transporter le gaz vers les marchés où il sera vendu. Ces canalisations peuvent être souterraines ou aériennes en fonction des besoins logistiques et des contraintes environnementales.

I.5 Conclusion

Le projet GTIM représente une initiative de grande envergure qui englobe la collecte, le traitement et la distribution du gaz naturel extrait de plusieurs puits. La coordination harmonieuse de ces éléments ainsi que l'assurance de leur performance optimale sont de la plus haute importance pour garantir une production de gaz efficace, sécurisée et conforme aux normes de qualité. Cette compréhension approfondie nous révèle que cette entreprise est dotée de systèmes riches et complexes. Par conséquent, il devient impératif d'entreprendre une étude approfondie de la sécurité de cette opération. Cette démarche nous permettra de mettre en lumière les mesures et les procédures nécessaires pour prévenir les risques potentiels et assurer un environnement de travail sûr et fiable. Nous allons maintenant explorer en détail cette étude de sécurité dans la section suivante.

Chapitre II

DIAGNOSTIQUE DE LA SITUATION DU GTIM

II.1 Introduction

En réponse à la conclusion du chapitre précédent, qui portait sur l'étude de la sécurité au sein du Groupement Timimoun, notre choix méthodologique s'est porté vers le *Process Safety Management* (PSM) en utilisant l'approche du *Risk Based Process Safety* (RBPS).

Dans ce nouveau chapitre, nous entamerons notre exploration en fournissant une vue d'ensemble des concepts liés au PSM, suivi d'une analyse détaillée de l'approche RBPS. Par la suite, nous appliquerons ces concepts pour réaliser un diagnostic de la situation au sein de la station GTIM.

II.2 Process Safety Management

Les défaillances des systèmes de gestion de la sécurité des processus sont mortelles et coûteuses. Au fil du temps, les accidents majeurs de sécurité des processus attirent l'attention du public sur les industries de processus et sur la nécessité d'assurer la sécurité des processus. En plus de la publicité négative et des dommages à l'image de chaque entreprise, les coûts de nettoyage et les amendes se sont élevés à des milliards de dollars pour chacun de ces incidents [2].

La PSM est l'une des principales techniques utilisées spécifiquement pour l'entretien des processus. Il existe également sur les marchés différents techniques et méthodologies adaptées au maintien des processus, mais le management de la sécurité des processus (PSM) a une longueur d'avance sur toutes ces méthodologies. Cette technique a plusieurs avantages. L'avantage principal de cette technique est qu'elle est efficace et réduit les coûts opérationnels sur une base à long terme [4].

Cette technique est un processus de contrôle des risques qui protège les employés et l'environnement contre le rejet accidentel de matières toxiques, d'agents physiques nocifs. Dans le PSM, toutes les mesures sont prises pour éviter toute blessure ou tout dommage résultant d'activités liées au travail. Le système est conçu pour prévenir les blessures graves résultant d'une défaillance de l'équipement [4].

II.2.1 Risk-Based Process Safety

La sécurité des processus basée sur les risques (*Risk-Based Process Safety*) est une approche qui priorise les mesures de sécurité en fonction des risques associés aux processus industriels. Elle identifie et gère les dangers potentiels de manière proportionnelle à leur gravité et à leur probabilité, afin de réduire les risques d'incidents majeurs et de garantir la sécurité des travailleurs, de l'environnement et des installations industrielles [5].

RBPS a été développée pour répondre aux défis complexes de la gestion des risques industriels. Cette approche a été popularisée par le Center for Chemical Process Safety (CCPS) et est largement adoptée dans les industries à haut risque telles que la chimie, le pétrole et le gaz [5].

Les piliers fondamentaux de la sécurité des processus basée sur les risques sont les suivants (figureII.1) :

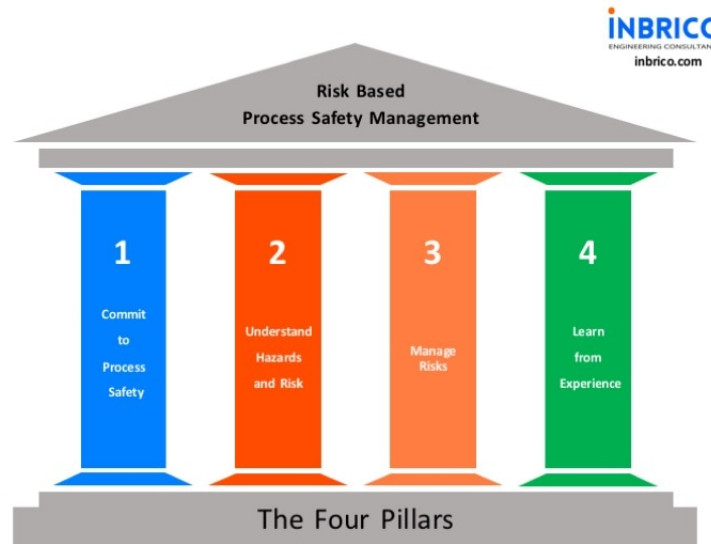


FIGURE II.1 — Sécurité des processus basée sur les risques [6]

- **Pilier 1 (Engager envers la Sécurité des Processus)** : Ce pilier met l'accent sur l'engagement de l'organisation à prioriser la sécurité des processus à tous les niveaux. Il implique un soutien clair de la direction, l'allocation des ressources nécessaires et la promotion d'une culture de sécurité.
- **Pilier 2 (Comprendre les Dangers et les Risques)** : Sous ce pilier, l'organisation évalue de manière approfondie et comprend les dangers potentiels et les risques associés à ses processus. Cela inclut l'identification des sources potentielles de danger, l'évaluation des conséquences et la prise en compte des scénarios possibles.
- **Pilier 3 (Gérer et Maitriser les Risques)** : L'accent de ce pilier est mis sur la mise en œuvre de mesures pour contrôler et atténuer les risques identifiés. Cela implique la conception et la mise en place de mesures de sécurité, de contrôles d'ingénierie et de plans d'intervention d'urgence pour réduire la probabilité et l'impact des incidents.
- **Pilier 4 (Apprendre de l'Expérience)** : Le dernier pilier met l'accent sur l'amélioration continue en tirant des leçons des expériences passées. Cela implique l'analyse des incidents et des événements proches de l'accident, le partage des ensei-

gnements au sein de l'organisation et les ajustements nécessaires pour améliorer la sécurité des processus.

Chacun de ces piliers de la sécurité des processus basée sur les risques est composé de plusieurs éléments (ref), comme indiqué dans la figure II.2.

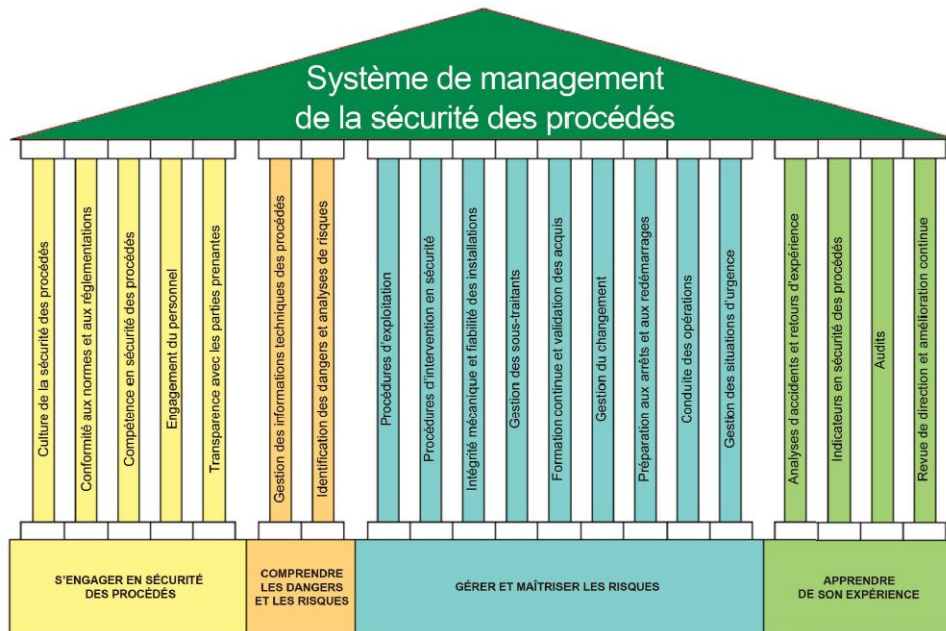


FIGURE II.2 — Sécurité des processus basée sur les risques détaillée [4]

En adoptant la sécurité des processus basée sur les risques, les entreprises visent à prévenir les accidents majeurs et à promouvoir une culture de sécurité proactive. Cette approche permet d'identifier les risques critiques et de prendre des mesures préventives adaptées pour assurer la protection des personnes, des biens et de l'environnement.

II.3 Mise en place du système PSM

Dans cette section, nous abordons la mise en œuvre de l'audit initial et l'interprétation des résultats de l'évaluation initiale pour les éléments du guide RBPS (Risk-Based Process Safety).

Le diagnostic des exigences, également connu sous le nom d'audit initial, est réalisé en se basant sur une liste de vérification préalablement établie. Chaque exigence est évaluée en fonction de son degré de conformité avec la situation actuelle de l'entreprise. Pour ce faire, nous avons attribué à chaque exigence un niveau de véracité qui reflète dans quelle mesure la centrale est en conformité avec cette exigence. Cette évaluation permet de déterminer dans quelle mesure chaque aspect de l'entreprise respecte les critères du guide RBPS.

Le processus d'audit initial consiste en plusieurs étapes (figure II.4) :

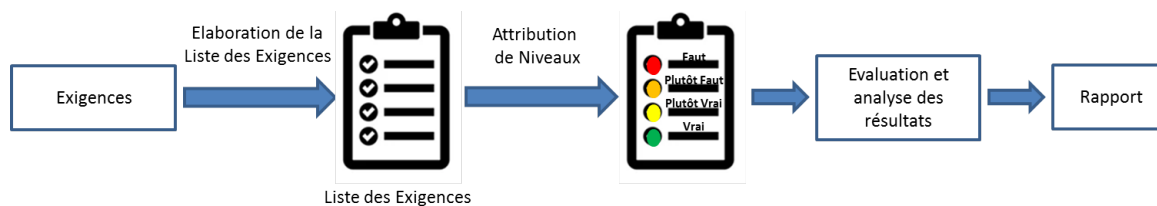


FIGURE II.3 — Le processus d'audit initial

1. **Liste de Vérification** : Nous avons élaboré une liste complète d'exigences spécifiques basées sur les principes du guide RBPS. Chaque exigence est formulée de manière à pouvoir être évaluée.
2. **Attribution de Niveaux** : Pour chaque exigence, Nous avons attribué un niveau de véracité en fonction du degré de conformité de la centrale. Les niveaux peuvent varier en fonction de Choix du véracité, allant de "Faut " à "Vrai".

TABLE II.1 — Niveau de véracité

Explication du niveau de véracité	Choix de véracité	Taux de véracité
L'action n'est pas réalisée ou alors de manière très aléatoires	Faux	0%
L'action est réalisée quelques fois de manière informelle	Plutôt Faut	30%
L'action est formalisée et réalisée de manière assez convaincante	Plutôt Vrai	70%
L'action formalisée est réalisée, améliorée et tracée	Vrai	100%

3. **Évaluation** : Nous avons examiné les différents aspects de l'entreprise en fonction de chaque exigence. Nous avons répertorié les preuves et les observations pour chaque niveau de véracité.
4. **Analyse des Résultats** : Nous avons interprété les résultats de l'audit initial en examinant les niveaux de véracité attribués à chaque exigence. Identifier les domaines de conformité forte et les domaines nécessitant des améliorations.
5. **Rapport** : Nous avons compilé les résultats de l'audit initial dans un rapport détaillé. Ce rapport inclut les exigences évaluées, les niveaux de véracité attribués et les observations pertinentes.

L'audit initial et l'interprétation des résultats permettent de dresser un tableau clair de la conformité de l'entreprise avec les principes du guide RBPS (**Voir annexe A**). Cela facilite l'identification des domaines nécessitant des actions correctives et des améliorations pour renforcer la sécurité des processus.

II.4 Diagnostic de la situation existante

Dans le diagnostic qui nous avons réalisé on a traité les éléments suivants :

■ Pilier 2 : Comprendre les dangers et les risques

- Élément 6 : Gestion des connaissances des process.
- Élément 7 : Identification des dangers et analyse des risques.

■ Pilier 3 : Gérer les risques

- Élément 8 : Procédures d'exploitation.
- Élément 9 : Pratiques de travail sécuritaires.
- Élément 10 : Intégrité et fiabilité des biens ;

Note : Les éléments du diagnostic ont été sélectionnés en fonction de leur importance cruciale pour la sécurité des processus industriels. Le pilier "Comprendre les Dangers et les Risques" met l'accent sur la gestion des connaissances des processus, l'identification des dangers et l'analyse des risques. Le pilier "Gérer les Risques" se concentre sur des aspects opérationnels tels que les procédures d'exploitation, les pratiques de travail sécuritaires et l'intégrité des biens. Ces éléments ont été évalués pour renforcer la sécurité, identifier les points faibles et améliorer les pratiques, le tout dans le but de minimiser les risques et de maintenir un environnement de travail sûr et stable.

II.4.1 Détermination du niveau de véracité des exigences

Après la détermination du niveau de véracité de chaque exigence (**Tableau Annexe A**), nous calculons le niveau de véracité de chaque élément du guide PSM-RBPS. Le tableau ci-dessous résume les véracités réparties par éléments ainsi que la moyenne de ces véracités exprimées en véracité total.

TABLE II.2 — Résume les véracités réparties par éléments

Eléments	Niveau de véracité	Totale
6. Gestion des connaissances des processus	88.33%	
7. Identification des dangers et évaluation des risques	90.45%	
8. Procédures exploitation	68.11%	77.11%
9. Pratiques de travail secrétaires	94.40%	
10. Intégrité et fiabilité des biens	44.25%	

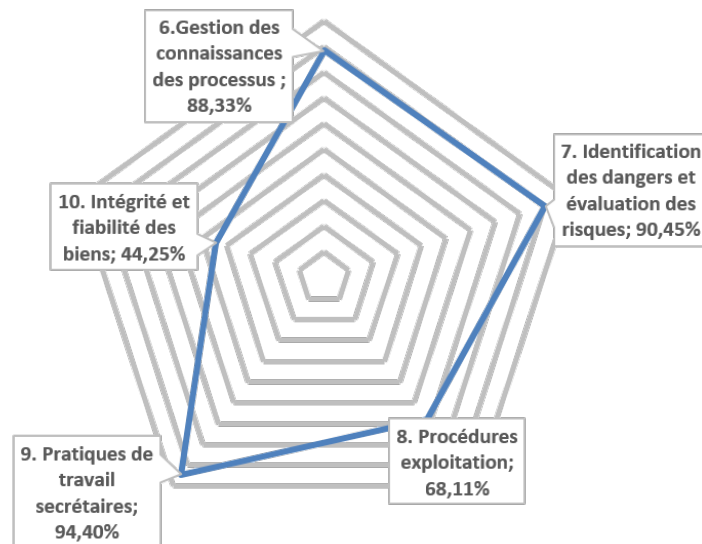


FIGURE II.4 — Schéma Radar

II.4.1.1 Synthèse des résultats

D'après le diagnostic effectué en conformité avec les exigences du guide PSM-RBPS, voici un résumé des résultats obtenus pour chaque élément évalué :

- **Gestion des connaissances des processus (Élément 06)** : La gestion des connaissances des processus au sein du GTIM est bien établie, avec un score de 88,33%. Les points forts incluent une base de données complète, un accès facile à l'information, une formation continue, un partage efficace des connaissances et une intégration avec d'autres éléments de maintenance. Cependant, des améliorations sont nécessaires dans les connaissances spécifiques à l'intégrité des équipements pour renforcer davantage la maintenance de ces équipements.
- **Identification des Dangers et Évaluation des Risques (Élément 07)** : Ce volet du diagnostic montre une forte conformité, atteignant 90.45%. Cela indique que les procédures et les pratiques de l'identification des dangers et de l'évaluation des risques sont en grande partie en accord avec les directives du guide PSM-RBPS. Cela suggère que GTIM accorde une attention adéquate à l'identification et à la gestion des risques liés aux procédés industriels.
- **Procédures d'Exploitation (Élément 08)** : Cet élément affiche un niveau de conformité de 68.11%, indiquant que certaines améliorations pourraient être apportées aux procédures d'exploitation. Il pourrait être judicieux d'examiner et de mettre à jour ces procédures pour les aligner plus étroitement sur les recommandations du guide PSM-RBPS.
- **Pratiques de Travail Sécuritaire (Élément 09)** : Les résultats indiquent une

excellente conformité de 94.4%. Cela signifie que les pratiques de travail sécuritaire sont bien en place et bien suivies. GTIM met probablement en œuvre des protocoles rigoureux pour assurer la sécurité des employés et minimiser les risques associés aux activités opérationnelles.

- **Intégrité et Fiabilité des Biens (Élément 10)** : Cet élément présente le niveau de conformité le plus bas, à 44.25%. Cela suggère que des efforts significatifs doivent être déployés pour améliorer l'intégrité et la fiabilité des équipements et des actifs. Cela peut impliquer des actions telles que la maintenance préventive, l'inspection régulière et la mise en place de protocoles de surveillance.

En résumé, ce groupement présente des niveaux variables de conformité par rapport aux exigences du guide PSM-RBPS pour différents éléments évalués. Les éléments 07 (Identification des dangers et évaluation des risques) et 09 (Pratiques de travail sécuritaire) montrent des taux élevés de conformité, indiquant de bonnes pratiques dans ces domaines. L'élément 8 (Procédures d'exploitation) nécessite une attention pour améliorer la conformité. L'élément 10 (Intégrité et fiabilité des biens) requiert des efforts considérables pour améliorer les niveaux de conformité et garantir la sécurité et la durabilité des équipements. Une approche ciblée sur les domaines moins conformes peut aider à améliorer globalement la sécurité et la gestion des risques dans ce champ conformément aux normes du guide PSM-RBPS.

II.5 Conclusion

En conclusion, ce chapitre a exploré en profondeur les concepts fondamentaux du Process Safety Management (PSM) et du Risk-Based Process Safety (RBPS) dans le contexte du projet GTIM. Nous avons découvert que ces approches sont essentielles pour garantir la sécurité opérationnelle et la prévention des incidents majeurs au sein de l'entreprise.

Un élément crucial émerge de notre analyse : l'intégrité des biens actuels n'est pas en conformité avec les normes rigoureuses du RBPS. Cette constatation revêt une signification importante pour la sécurité globale des opérations du GTIM.

L'étude approfondie de l'intégrité des équipements revêt une importance capitale pour assurer la fiabilité et la sécurité des opérations. Dans cette optique, les ingénieurs du projet GTIM ont lancé une initiative majeure pour évaluer l'intégrité des équipements essentiels. Notre contribution à ce projet se manifeste par l'étude détaillée de l'intégrité des turbogénérateurs. Cette démarche vise à analyser en profondeur l'état actuel de ces composants clés, à vérifier leur conformité aux normes de sécurité et à évaluer leur capacité

à maintenir des performances optimales. Notre engagement envers la sécurité opérationnelle est manifeste dans cette initiative, qui cherche à prévenir tout risque potentiel. Ceci renforce la solidité de nos activités au sein du GTIM.

Chapitre III

ETUDE DE L'INTÉGRITÉ DES TURBOGÉNÉRATEURS

III.1 Introduction

En réponse à notre problématique et dans le contexte du projet GTIM, nous nous penchons sur l'intégrité des équipements. Notre focus se tourne spécifiquement vers notre implication dans l'étude de l'intégrité des équipements au sein du GTIM, avec une attention particulière portée aux turbogénérateurs. Ce chapitre détaille notre approche méthodique pour cette étude, en se concentrant sur le cas du turbo-générateur GTG. Notre objectif est de présenter notre processus d'évaluation de manière exhaustive, mettant en évidence les étapes, les méthodes et les considérations essentielles. En exposant notre démarche à travers l'exemple du turbo-générateur GTG, nous démontrons notre engagement envers l'amélioration de la sécurité opérationnelle et la préservation de la performance optimale de nos équipements clés.

Ce chapitre sera une exploration progressive, allant des généralités aux spécificités, et se clôturera par des conclusions significatives. Il offre une vue d'ensemble de l'intégrité des actifs et des Fenêtres Opérationnelles Intègres (IOW) dans un contexte général. Il se concentrera ensuite sur l'explication approfondie de notre approche méthodologique spécifique, qui englobe la gestion de l'intégrité des équipements, y compris les IOW. Cette méthodologie guidera notre étude détaillée du cas spécifique des turbogénérateurs GTG. Grâce à une analyse minutieuse, nous mettrons en avant les étapes clés, les méthodes utilisées et les aspects essentiels de notre évaluation, tout en soulignant la pertinence cruciale de l'intégrité des actifs et de la gestion des IOW dans ce contexte particulier.

III.2 Gestion de l'Intégrité des Actifs (GIA)

La gestion de l'intégrité des actifs (GIA) est un concept fondamental dans diverses industries. Elle englobe un ensemble de pratiques et de procédures visant à garantir que les actifs d'une organisation, tels que les équipements, les installations et les infrastructures, restent en bon état de fonctionnement tout au long de leur cycle de vie. La GIA est essentielle car elle contribue directement à la fiabilité, à la sécurité et à la durabilité des opérations industrielles [7].

L'importance de la GIA réside dans sa capacité à prévenir les défaillances d'actifs. En effet, la défaillance d'un équipement critique peut avoir des conséquences graves, notamment des risques pour la sécurité des travailleurs, des temps d'arrêt coûteux, des répercussions sur l'environnement et la réputation de l'entreprise. Par exemple, les implications d'une rupture soudaine d'une conduite dans une usine chimique ou la panne d'un turbogénérateur dans une centrale électrique.

Pour éviter de telles situations, il est impératif de mettre en place un programme complet de gestion de l'intégrité des actifs [8]. Ce programme englobe diverses activités telles que l'inspection régulière, la maintenance préventive, la surveillance de l'état, l'analyse des risques et la gestion des Fenêtres Opérationnelles Intègres (IOW). Les IOW sont des plages d'opération spécifiques dans lesquelles un actif doit fonctionner pour garantir la sécurité et l'efficacité. La gestion efficace des IOW est cruciale pour maintenir l'intégrité des actifs.

III.3 Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW)

Les Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW) désignent un ensemble de limites ou de conditions d'exploitation spécifiques dans lesquelles un processus est conçu pour fonctionner afin de garantir la sécurité, la fiabilité et l'intégrité des équipements, tout en prévenant les incidents. Ces limites sont établies en fonction des paramètres de processus critiques qui, s'ils étaient dépassés, pourraient entraîner des dangers pour la sécurité, des dommages aux équipements ou des atteintes à l'environnement [9].

Les aspects clés des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW) comprennent :

- **Sécurité et Fiabilité** : Les IOW sont définies pour empêcher les équipements de fonctionner dans des conditions susceptibles de compromettre la sécurité ou d'endommager les équipements eux-mêmes.
- **Variables de Processus** : Les IOW sont basées sur des variables de processus critiques telles que la température, la pression, les débits, la composition et d'autres paramètres spécifiques au processus.
- **Surveillance et Contrôle** : Une surveillance et un contrôle continus du processus au sein des IOW définies sont essentiels pour s'assurer qu'il reste dans des limites de fonctionnement sûres et opérationnelles.
- **Prévention des Déviations** : Les déviations par rapport aux IOW peuvent déclencher des alarmes ou des systèmes d'arrêt automatiques pour prévenir les perturbations du processus ou les conditions dangereuses.
- **Entretien Préventif** : Les IOW peuvent orienter les calendriers de maintenance préventive en indiquant quand les équipements ou les systèmes peuvent avoir besoin d'entretien ou d'étalonnage pour rester dans les limites spécifiées.
- **Gestion des Risques** : Les IOW sont un élément clé des stratégies de gestion des risques en matière de sécurité des processus, contribuant à réduire la probabilité d'accidents et d'incidents.

L'importance des IOW réside dans leur capacité à prévenir les déviations par rapport

aux paramètres opérationnels critiques. En respectant ces limites prédéfinies, les entreprises peuvent minimiser les risques associés aux équipements. Cela inclut la prévention de défaillances soudaines et non planifiées, qui peuvent entraîner des temps d'arrêt coûteux et perturber les opérations.

De plus, les IOW sont essentielles pour garantir la conformité aux réglementations de sécurité et environnementales. Elles permettent aux entreprises de démontrer qu'elles prennent des mesures proactives pour prévenir les incidents et protéger l'environnement.

Les IOW sont appliquées dans diverses industries, notamment :

- **Industrie pétrolière et gazière** pour surveiller les conditions de fonctionnement des équipements critiques.
- **Industrie chimique** pour garantir la sécurité des procédés chimiques et la prévention des incidents chimiques.
- **Industrie de l'énergie** pour maintenir l'intégrité des turbines, des générateurs, et des systèmes de refroidissement.
- **Industrie manufacturière** pour surveiller et maintenir les machines de production.
- **Industrie aérospatiale** pour garantir le bon fonctionnement des moteurs et des systèmes de navigation.

III.4 Standard API RP 584

Dans le contexte de la gestion des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW), plusieurs normes et pratiques recommandées ont été développées pour aider les industries à maintenir l'intégrité de leurs actifs et à prévenir les défaillances potentielles. Parmi ces normes, l'API 584, intitulée "Integrity Operating Windows (IOWs) for Equipment" [9] se démarque comme une référence incontournable. Pour mieux comprendre son importance, il est utile de considérer d'abord le panorama des normes liées aux IOW.

L'American Petroleum Institute (API) joue un rôle central dans l'élaboration de nombreuses normes et pratiques recommandées pour l'industrie pétrolière et gazière. Parmi celles-ci, on trouve des normes telles que l'API 580 (Risk-Based Inspection), qui fournit des directives pour l'évaluation des risques liés à l'intégrité des équipements, et l'API 581 (Risk-Based Inspection Technology), qui détaille des méthodes avancées pour la gestion des risques d'intégrité.

Cependant, l'API 584 se distingue en se concentrant spécifiquement sur les Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle. Son objectif principal est de définir des plages de conditions opérationnelles acceptables pour une grande variété d'équipements industriels. Ces plages,

une fois établies conformément à la norme, servent de guides pour les opérateurs, les ingénieurs de maintenance et les gestionnaires d'actifs.

En mettant en œuvre les directives de l'API 584, les entreprises peuvent prévenir les écarts opérationnels, réduire les risques de défaillance des équipements et minimiser les coûts de maintenance. Cela permet d'améliorer la sécurité des opérations industrielles, d'assurer la continuité de la production et de protéger l'environnement.

La norme API 584 s'articule autour de plusieurs points essentiels, chacun contribuant à sa mission de garantir l'intégrité des équipements industriels. Voici quelques-unes des caractéristiques les plus notables de cette norme :

1. **Identification des Paramètres Critiques** : En général, les paramètres du processus de l'Integrity Operating Windows (IOW) qui ont le potentiel d'avoir un impact sur l'intégrité mécanique ou la fiabilité de l'équipement sont regroupés en deux catégories : les paramètres chimiques (le pH, la teneur en eau, la charge en gaz acide, ...) et les paramètres physiques (pressions, températures, débit ...).
2. **Définition des Plages de Tolérance** : Une fois les paramètres critiques identifiés, la norme définit des plages de tolérance acceptables pour chacun d'entre eux. Ces plages représentent les limites supérieures et inférieures dans lesquelles un équipement peut fonctionner en toute sécurité et efficacement. Lorsque les conditions opérationnelles se situent à l'intérieur de ces plages, l'intégrité de l'actif est maintenue (figure III.1).

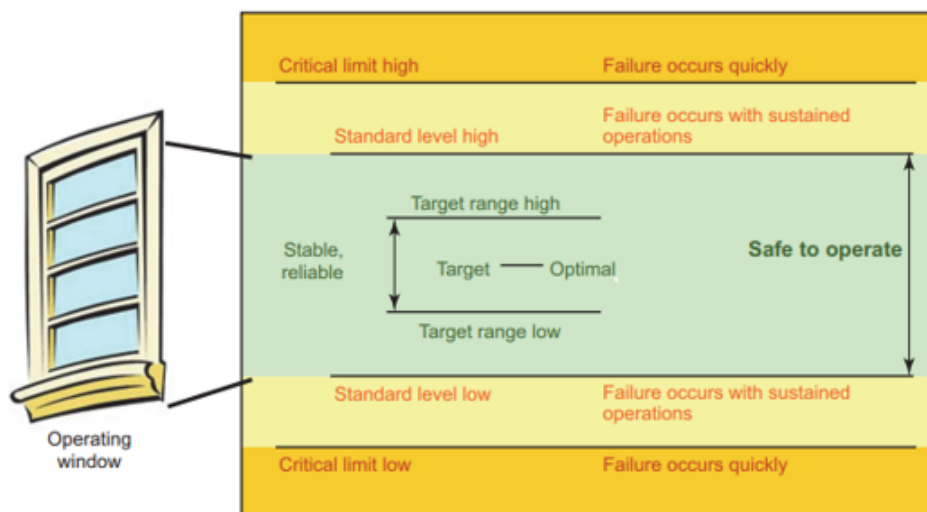


FIGURE III.1 — Zones d'exploitation comprenant des plages cibles avec des limites standard et critiques

Le système des Integrity Operating Windows (IOW) classe les limites opérationnelles en fonction du niveau de risque associé. Il distingue trois niveaux principaux

d'IOW : les limites critiques, les limites standard et les limites informatives.

- Les limites critiques nécessitent une action immédiate de l'opérateur pour ramener le processus à un état sûr, car leur dépassement peut avoir des conséquences graves, telles que des fuites majeures ou des déversements de substances dangereuses.
- Les limites standard demandent une intervention planifiée de l'opérateur ou d'une équipe spécialisée pour rétablir le processus dans les limites de l'IOW. Bien qu'elles soient moins critiques que les limites critiques, leur dépassement peut entraîner des problèmes opérationnels.
- Les limites informatives sont liées à des paramètres moins critiques, mais leur dépassement peut indiquer des tendances à long terme ou des problèmes potentiels, comme la corrosion. Bien qu'elles ne déclenchent généralement pas d'alarmes immédiates, elles nécessitent une surveillance et peuvent entraîner des actions préventives.

La principale différence entre les limites critiques et les limites standard réside dans le temps de réaction nécessaire pour rétablir le processus dans les limites de l'IOW. Les limites critiques exigent une réponse immédiate, tandis que les limites standard permettent une réaction moins pressante, laissant plus de temps à l'opérateur pour prendre des mesures correctives.

3. **Documentation et Communication** : L'API 584 insiste sur l'importance de documenter de manière claire et précise les IOW pour chaque équipement. De plus, il encourage la communication de ces informations à toutes les parties prenantes concernées, y compris les opérateurs, les ingénieurs de maintenance et les gestionnaires. Cette transparence favorise une compréhension commune des exigences d'opération sécuritaire.
4. **Surveillance Continue** : La norme souligne la nécessité d'une surveillance continue des paramètres critiques pour s'assurer que les équipements restent dans les plages de tolérance spécifiées. Des systèmes de surveillance en temps réel peuvent être mis en place pour détecter les déviations par rapport aux IOW et déclencher des alertes en cas de dépassement.
5. **Maintenance et Actions Correctives** : Lorsque des déviations sont détectées, l'API 584 fournit des directives pour les actions correctives. Cela peut impliquer des arrêts d'urgence, des réparations, des ajustements ou des remplacements d'équipements, selon la gravité de la situation.
6. **Formation et Conscience** : La norme souligne également l'importance de la

formation et de la sensibilisation du personnel. Les opérateurs et les techniciens doivent être formés à comprendre et à respecter les IOW, car leur conformité est essentielle pour maintenir l'intégrité des actifs.

III.5 Mécanismes d'endommagement

L'objectif est d'identifier les mécanismes d'endommagement actifs et potentiels dans chaque équipement de traitement, en utilisant diverses sources de données industrielles et des normes telles que l'API 571, l'API 580, l'API 581, et l'API 579/ASME FFS-1. Ces mécanismes sont spécifiques à chaque unité d'exploitation. Les programmes spécifiques au site, comme l'inspection basée sur le risque, les études de corrosion, les évaluations des risques liés à l'équipement et les analyses des risques du processus, sont utilisés pour identifier ces mécanismes. Ces informations sont cruciales pour élaborer un plan d'intégrité des actifs.

Dans ce mémoire, nous avons abordé le sujet des turbogénérateurs. À présent, nous allons nous pencher sur une approche plus détaillée en examinant en profondeur notre méthodologie spécifique.

III.6 Généralités sur les turbogénérateurs

dans cette section nous allons définir les turbogénérateur, parler sur leur principe de fonctionnement et détaillé le GTG

III.6.1 Définition

Un turbo-générateur, ou turboalternateur, est un dispositif qui associe une turbine à gaz à un générateur électrique pour produire de l'électricité. Il utilise le mouvement de rotation à grande vitesse d'une turbine à gaz pour entraîner le rotor du générateur, qui transforme ensuite l'énergie mécanique en énergie électrique [10].

Ces générateurs sont également utilisés dans les navires à propulsion turbo-électrique, où la puissance mécanique de la turbine à gaz est convertie en électricité pour alimenter les moteurs électriques qui entraînent les hélices du navire.

Ainsi, les turbogénérateurs de petite taille, alimentés par des turbines à gaz, sont souvent utilisés comme unités auxiliaires de puissance (APU) dans les avions. Ils fournissent de l'énergie électrique pour les besoins internes de l'aéronef lorsqu'il est au sol, permettant ainsi de démarrer les systèmes et de fournir l'électricité nécessaire avant le démarrage des moteurs principaux.

De plus, les turbogénérateurs sont largement utilisés dans les stations de traitement du gaz à des fins diverses. Ils sont utilisés pour générer de l'électricité, entraîner des compresseurs, récupérer l'énergie des flux de gaz à haute pression et alimenter les équipements auxiliaires dans les opérations de traitement du gaz. Les turbogénérateurs offrent des solutions énergétiques efficaces et flexibles, améliorant ainsi l'efficacité globale et la fonctionnalité des stations de traitement du gaz.



FIGURE III.2 — Exemple d'une turbine entraînant un générateur (AG9140 and AG9140RF gas turbine generator)

III.6.2 Principe de fonctionnement de turbogénérateur

Le principe de fonctionnement de turbogénérateur [10] est illustré dans la figure suivante (figure III.3) :

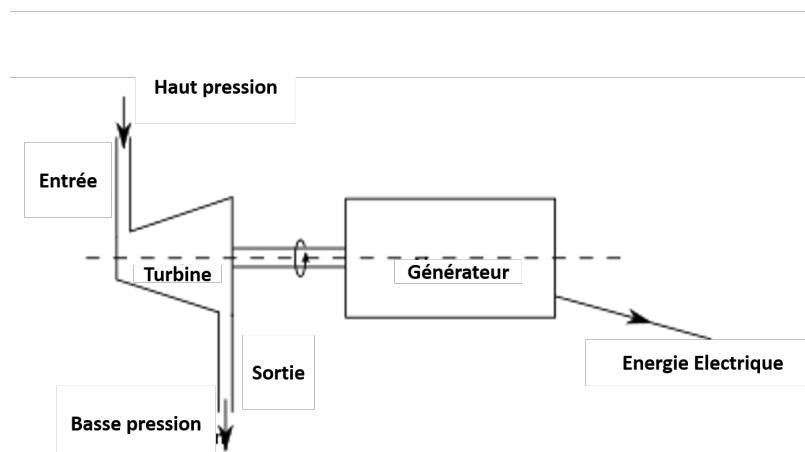


FIGURE III.3 — Principe de fonctionnement d'un turbogénérateur

1. **Turbine à gaz** : Le turbogénérateur est composé d'une turbine à gaz qui est alimentée en gaz à haute pression provenant d'une source externe, telle qu'une

combustion de gaz naturel ou de diesel. Le gaz pénètre dans la turbine à travers une série de pales, créant une force d'expansion qui fait tourner la turbine à des vitesses élevées.

2. **Rotor du générateur :** La turbine à gaz est connectée mécaniquement au rotor du générateur. Lorsque l'arbre de la turbine tourne, il entraîne le rotor du générateur pour créer un champ magnétique.
3. **Stator du générateur :** Le stator est une partie fixe du générateur et il entoure le rotor. Il est composé de bobines électromagnétiques qui sont alignées de manière à générer un champ magnétique stationnaire lorsqu'un courant électrique y circule.
4. **Induction électromagnétique :** Lorsque le rotor tourne et crée un champ magnétique en mouvement, il induit un courant électrique dans les bobines du stator par le phénomène d'induction électromagnétique. Ce courant électrique alternatif est généré dans les bobines du stator en synchronisation avec la vitesse de rotation de la turbine.
5. **Conversion de l'énergie :** Le courant électrique alternatif produit dans le stator est ensuite collecté et acheminé vers un système de conversion de l'énergie, tel qu'un transformateur, qui adapte sa tension et son courant aux exigences du réseau électrique ou de l'application spécifique.
6. **Utilisation de l'électricité :** L'électricité produite par le turbogénérateur peut être utilisée pour alimenter les réseaux électriques, les équipements industriels, les installations commerciales ou les systèmes de secours.

III.6.3 Système GTG

Le principal usage des turbogénérateurs au niveau du GTIM (figure III.4) est de produire de l'électricité pour alimenter tous les dispositifs industriels et la zone résidentielle. De plus, ils sont utilisés pour le réchauffement de l'huile destinée à fournir la chaleur nécessaire à la régénération des AGRU [11].



FIGURE III.4 — Gaz turbo-générateur (GTG)

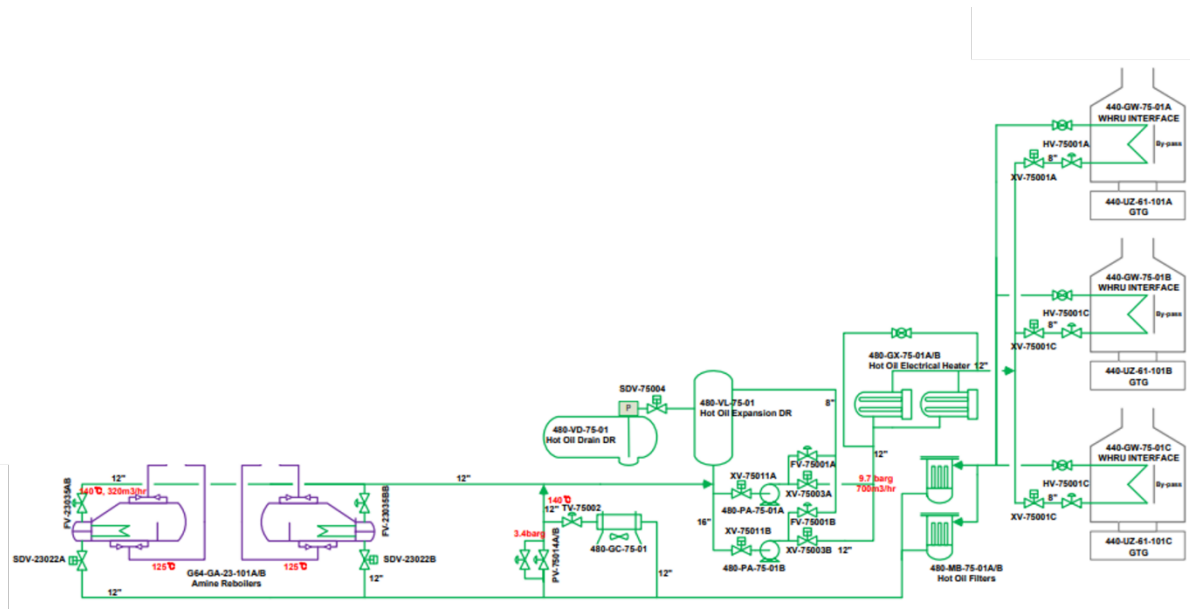


FIGURE III.5 — Système GTG

En se basant sur le schéma (figure III.5), le GTIM est pourvu de trois GTG (Générateurs à Turbine à Gaz).

Le turbogénérateur est composé du gaz HP comme carburant, du package de turbogénérateur avec la turbine à gaz et les composants auxiliaires, ainsi que du package WHRU pour la récupération de la chaleur résiduelle.

- **Système de Fuel Gaz HP vers le Turbo-Generateur :** Le Fuel Gaz HP (Haute Pression) utilisé comme carburant pour alimenter les turbines. Le système d'alimentation en gaz combustible du turbogénérateur est alimenté par la distribution de gaz combustible HP (Haute Pression). Le gaz traverse une série de composants avant

d'être injecté dans les turbogénérateurs.

Tout d'abord, le gaz passe à travers les pots (440-VD-61-101A/B/C), puis il est acheminé vers les coalesceurs de gaz combustible (440-VJ-61-102A/B/C) et les filtres de gaz combustible (440-MB-61-102A/B/C). Une fois filtré et traité, le gaz est ensuite injecté dans les turbogénérateurs (440-UZ-61-101A/B/C).

■ **Package de turbogénérateur** : Il englobe l'ensemble des composants nécessaires au fonctionnement du système. Cela comprend la turbine à gaz elle-même, ainsi que les composants auxiliaires.

Chacun des Packages des Turbo Générateurs A/B/C comprend :

- un Générateur de Gaz et une Turbine de Puissance,
- une Boîte de Vitesse,
- un Générateur AC,
- un Système d'Huile de Lubrification (y compris Skid de Refroidissement d'Air à Distance),
- un Système de Tuyauterie et de Filtre d'Air,
- un Système d'Échappement (y compris Silencieux),
- un Système de Protection contre l'Incendie de l'Enceinte (Brouillard d'Eau),
- un Système de Ventilation de l'Enceinte,
- un Système de Nettoyage Hors Ligne,
- un Système de Démarrage Électrique VFD,
- un Panneau de Commande du Package,
- des Détecteurs de Feu et de Gaz,
- un Système UPS,
- un Filtre de Fuel Gaz,
- le package WHRU (440-GW-75-01A/B/C).

■ **Package WHRU (Waste Heat Recovery Unit)** : se référer au document "Système d'Huile Chaude" [12], Il est inclus dans le turbogénérateur. Le WHRU permet de récupérer la chaleur résiduelle générée par le turbogénérateur et de l'utiliser pour d'autres applications, telles que le chauffage de fluides ou la production de vapeur supplémentaire. Les Unités de Récupération de Chaleur Résiduelle (440-GW-75-01A/B/C) sont constituées de Tubes à Ailettes (tube à huile) formés en éléments serpentins supportés dans des plaques tubulaires. Toute la tuyauterie interne et les

tubes doivent pouvoir être vidés, ce qui permet de faire fonctionner la turbine à gaz avec un WHRU.

III.7 Approche pour l'étude d'intégrité des turbogénérateurs

Dans l'évolution dynamique du secteur de la production d'énergie, assurer la fiabilité, la sécurité et l'efficacité des turbogénérateurs demeure d'une importance cruciale. Face à cette exigence, nous avons élaboré une approche globale qui intègre diverses stratégies et méthodologies pour préserver l'intégrité des turbogénérateurs tout au long de leur cycle de fonctionnement. Cette approche englobe deux aspects majeurs : la préservation de l'intégrité (figure III.6) et l'inspection (figure III.7), englobant des éléments tels que l'évaluation des risques, la surveillance de l'état, la collecte de données et une planification méthodique de la maintenance. Ce faisant, nous sommes en mesure de gérer efficacement les risques potentiels, d'optimiser les efforts de maintenance et de garantir une alimentation électrique continue et sans interruption.

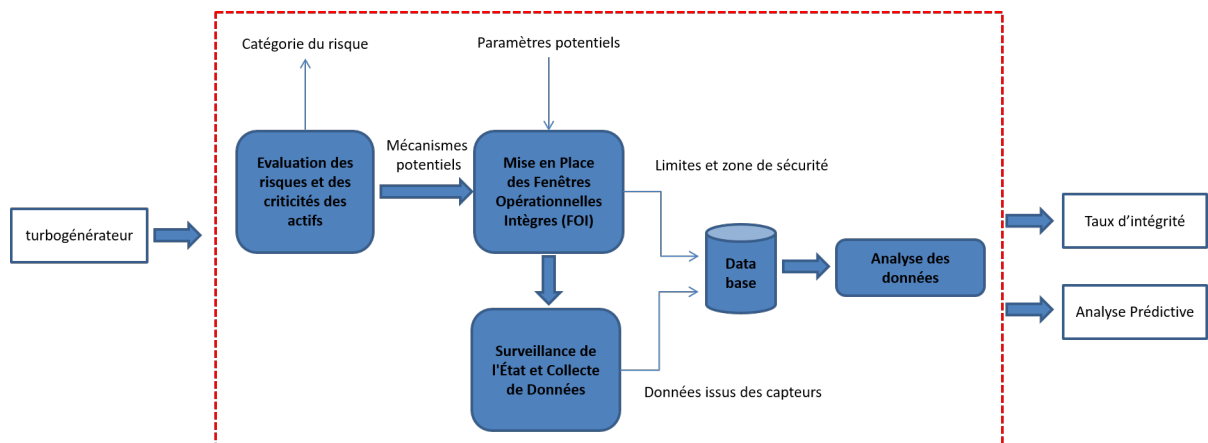


FIGURE III.6 — Flux d'intégrité

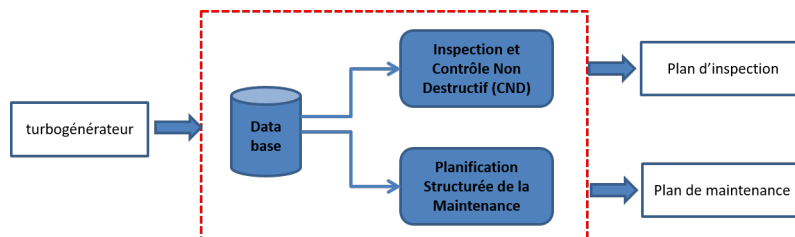


FIGURE III.7 — Flux d'inspection et maintenance

III.7.1 Principaux éléments de l'approche

Cette approche couvre les éléments suivants :

III.7.1.1 Évaluation des Risques

Nous commençons par identifier et classer les turbogénérateurs en fonction de leur criticité pour les opérations globales. À travers une évaluation systématique des risques, nous évaluons les modes de défaillances potentielles, leurs conséquences et la probabilité d'occurrence. Cela nous permet de hiérarchiser les turbogénérateurs en fonction de leur niveau de risque et d'adapter en conséquence les stratégies de maintenance.

III.7.1.2 Mise en place des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW)

Pour maintenir des opérations stables et sécurisées, nous établissons des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW) [13] en définissant des plages acceptables pour les paramètres critiques tels que la vitesse du rotor, la température et la pression. Une surveillance en temps réel et des alarmes sont utilisées pour détecter rapidement et prévenir les dépassements de ces limites, améliorant le contrôle opérationnel et réduisant les risques.

TABLE III.1 — Mise en Place des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW)

Mise en Place des Fenêtres Opérationnelles Intégrées (IOW)								
Turbogénérateur	Description de la IOW	Type de la IOW	Paramètre	Limites	Intervalle de surveillance	Conséquences possibles d'un écart en dehors des limites	Mesures requises / recommandées	Responsable
ID	Température en tête de fractionneur, température à l'entrée de l'échangeur, débit d'eau de lavage, etc.	Informatif, standard ou critique	Température, pression, concentration, pH, etc.	Inférieure supérieur	En continu Par heure Quotidien Hebdomadaire Monsuel...	Explique les dommages et les conséquences pouvant survenir en cas d'écart hors des limites.	Explique les actions à entreprendre, qui peuvent inclure des actions réalisées par les opérateurs, le processus, les inspections, les experts en la matière, etc	Opérateurs, processus, inspection, PME, etc.

III.7.1.3 Surveillance de l'État et Collecte des Données

Notre approche implique une surveillance continue de l'état en utilisant diverses techniques telles que l'analyse des vibrations, l'imagerie thermique et l'analyse d'huile. Les données opérationnelles historiques sont collectées et analysées pour détecter les anomalies, les tendances et les problèmes potentiels. Cette approche proactive nous permet d'anticiper et de résoudre les problèmes avant qu'ils ne s'aggravent.

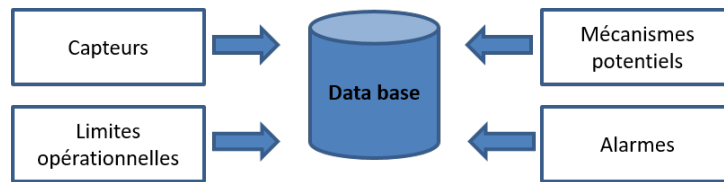


FIGURE III.8 — Creation de la base des données

III.7.1.4 Analyse Prédictive

Nous utilisons l'analyse prédictive et les algorithmes d'intelligence artificielle pour anticiper les défaillances potentielles en se basant sur les schémas de données historiques. En prédisant les dépassements des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW) et les risques potentiels, nous permettons aux opérateurs de prendre des mesures préventives, atténuant ainsi les risques et réduisant les temps d'arrêt.

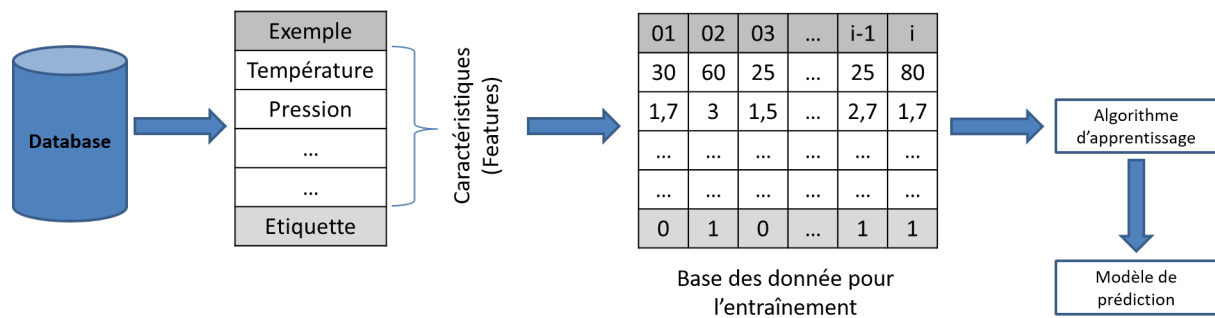


FIGURE III.9 — Entraînement d'un modèle de prédiction (Etiquette 0 : Pas de défaillance, Etiquette 1 : Défaillance)

III.7.1.5 Inspection et Contrôle Non Destructif (CND)

Des inspections régulières et des contrôles non destructifs sont essentiels pour détecter les défauts, la corrosion et les problèmes mécaniques pouvant compromettre l'intégrité [14].

Des techniques telles que les essais ultrasonores et les essais par particules magnétiques sont utilisées pour assurer la santé des composants critiques.

TABLE III.2 — Inspection et Contrôle Non Destructif (CND)

Inspection et Contrôle Non Destructif (CND)			
Turbogénérateur	Techniques d'Inspection	Méthodes de Contrôle Non Destructif	Fréquence
ID	Inspection Visuelle	Test par Ultrasons	Périodique
	Analyse des Vibrations	Test par Courant de Foucault	Régulier
	Analyse de l'Huile...etc	Test par Particules Magnétiques...etc	En fonction des besoins...etc

III.7.1.6 Planification Structurée de la Maintenance

Notre approche implique le développement de plans de maintenance adaptés à chaque catégorie de risque. Des actions de maintenance préventive régulières aux mesures prédictives et correctives, les plans sont conçues pour optimiser l'allocation des ressources, minimiser les interruptions et prolonger la durée de vie opérationnelle des turbogénérateurs.

TABLE III.3 — Planification Structurée de la Maintenance

Planification Structurée de la Maintenance			
Processus	Fréquence	Description de la tâche de maintenance	Réaction
Description du processus	Occurrence	Standard, Spécification et Outils	Réaction de l'équipe de maintenance

III.7.1.7 Amélioration Continue

Nous favorisons une culture d'amélioration continue en examinant les actions de maintenance passées et leurs résultats. Des revues régulières de la société évaluent l'efficacité de notre approche et nous guident dans l'affinement des stratégies au fil du temps.

III.8 Implimentation de l'approche sur le GTG

L'implémentation de notre approche sur le turbogénérateur GTG requiert la mise en place d'une séquence méthodique d'actions pour garantir son intégrité, sa sécurité et son rendement maximal.

Dans les prochaines étapes, nous décrirons le turbogénérateur concerné par cette étude et nous suivrons le cheminement détaillé que nous avons préalablement présenté, en abordant les étapes de l'approche de la manière suivante :

III.8.1 Description générale

Nous allons présenter un lot d'information sur le GTG dans ce qui suit.

III.8.1.1 Fonction

Le système est conçu pour fournir au CPF une alimentation électrique fiable et flexible qui reste stable dans toutes les conditions de fonctionnement[11].

III.8.1.2 Criticité

Le Turbo Générateur est un système essentiel pour fournir l'alimentation électrique pour toute la consommation électrique du CPF [11].

III.8.1.3 Description

Trois Générateurs d'Électricité principaux (CPF440-UZ-61-101A/B/C) sont fournis (3x50%) avec une puissance de sortie de la turbine Taurus 70 à -5°C est de 7938kW (puissance dans les meilleures conditions - puissance nette de sortie) et de 4770kW (puissance dans les pires conditions - puissance nette de sortie)[11].

En cas de défaillance de l'un des deux Turbo-Générateur alimentant le réseau électrique, les charges suivantes sont déclenchées pour le délestage. Les charges suivantes sont sélectionnées pour le délestage telles que recommandées par la COMPAGNIE :

1. l'alimentation du transformateur (A) du Camp d'Accommodation (2500kVA),
2. l'alimentation du transformateur (B) du Camp d'Accommodation (2500kVA),
3. le banc de charge électrique (2MW), (iv) le Réchauffeur du Rebouilleur TEG (Réchauffeur 185 kVA LV) et le Réchauffeur d'Huile Chaude (600kW).

Le Fuel Gaz HP provenant de la Distribution de Fuel Gaz HP est utilisé comme le fuel gaz pour actionner les turbines.

Le Générateur Diesel d'Urgence (440-UZ-04-101) d'une puissance de 1500 kW à un facteur de puissance de 0,8 démarre automatiquement lorsque les générateurs d'électricité principaux sont arrêtés

Le tableau suivant présente les principaux caractéristiques du GTG [11] :

TABLE III.4 — Description générale

Service	Turbo Générateurs CPF
Fabricant	SOLAR
Modèle	TAURUS 70-10801S
Puissance, kW	7520
Vitesse, RPM	15143

Le Turbo-Générateur comprend :

- le Fuel Gaz HP utilisé comme fuel pour actionner les turbines,
- le Package de Turbo Générateur (440-UZ-61-101A/B/C), y compris le package WHRU (440-GW-75-01A/B/C).

III.8.2 Evaluation des risques

L'évaluation des risques a été effectuée sur le turbogénérateur GTG en utilisant la méthode HAZOP (Hazard and Operability Study)[15]. Cette approche systématique a permis d'analyser les paramètres et les scénarios opérationnels, d'identifier les causes

potentielles de déviations par rapport aux conditions normales de fonctionnement, de déterminer les conséquences sur la sécurité et la performance, et enfin, de déterminer les mécanismes d'endommagement. Les résultats de cette analyse ont été consignés en **Annexe A**.

Dans le cadre de notre étude sur l'intégrité, nous avons employé la méthode HAZOP (Hazard and Operability Study) pour principalement identifier les mécanisme d'endommagement. Les détails de ces mécanismes seront exposés dans la suite du document, conformément à l'**Annexe C** et au Tableau 1 de référence "**Mécanisme d'Endommagement**".

III.8.3 Mise en place IOW

Dans cette section nous allons appliquer l'API RP 571[13] selon l'organigramme suivant :

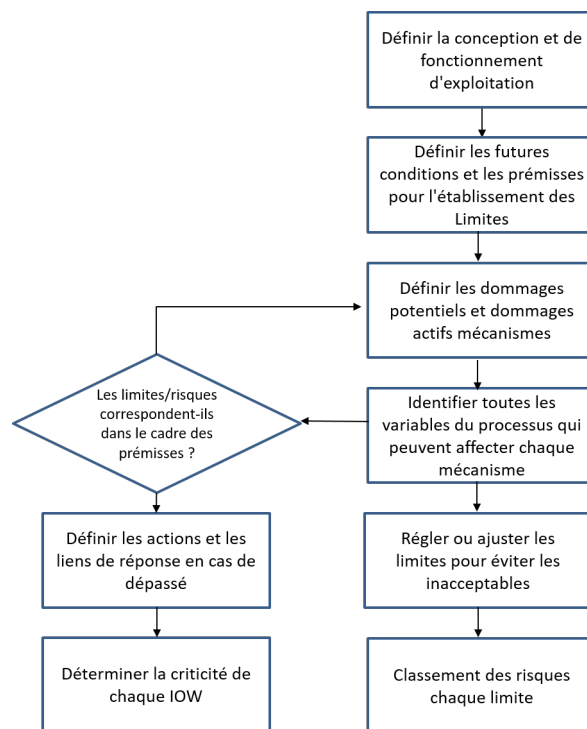


FIGURE III.10 — Mise en place IOW

Les résultats obtenus grâce à l'utilisation de cette API sont résumés dans les deux tableaux inclus en **Annexe C**, dont le but de cette étape est d'établir des limites spécifiques pour chaque mécanisme. Cette démarche repose sur une analyse technique approfondie, en collaboration avec des experts travaillant au sein du GTIM, ainsi que sur l'examen de la documentation technique du GTG.

III.8.4 Mise en place d'un système de Surveillance de l'État et de Collection des Données

Dans le cadre de la mise en place d'un système de Surveillance de l'État et de Collecte de Données pour le turbogénérateur, nous avons développé un tableau de bord (figure III.11) pour surveiller en temps réel les paramètres IOW à partir des capteurs et du système d'alarme (figure III.12). De plus, nous avons créé un ensemble de données historiques du turbogénérateur (Nous avons simulé les données des capteurs à l'aide de générateurs des données aléatoires). Cette approche vise à faciliter la maintenance en fournissant un suivi en temps réel des données cruciales et en établissant une base de référence historique pour l'analyse des performances passées, permettant ainsi une meilleure gestion de la maintenance et de la performance du turbogénérateur GTG.

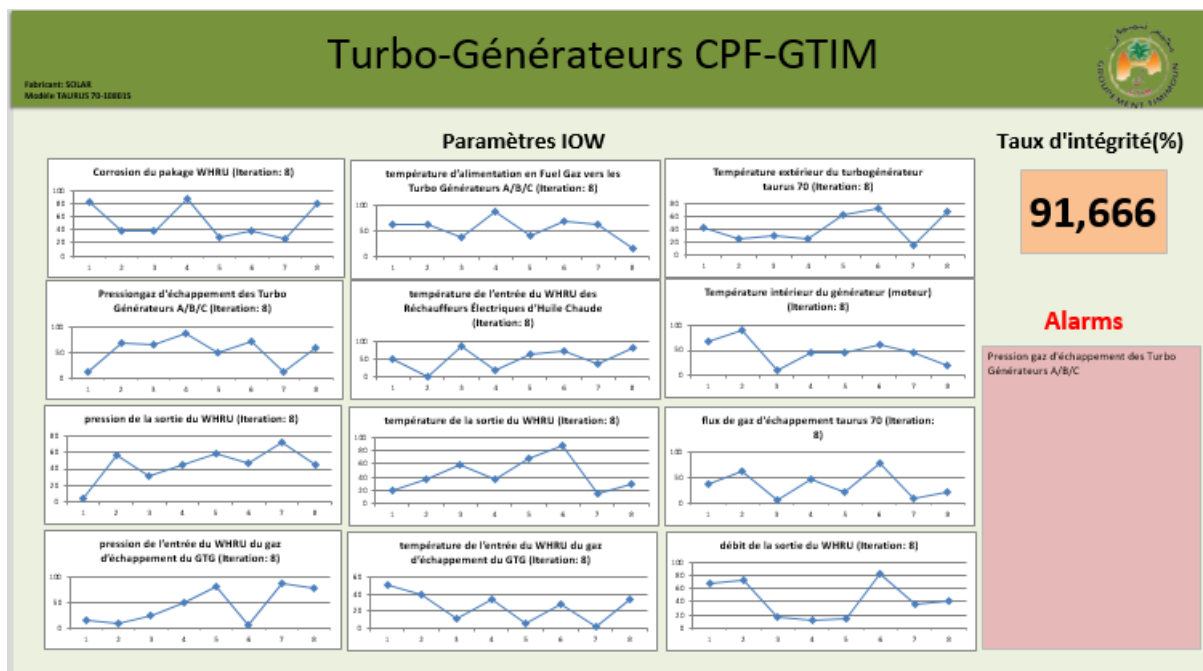


FIGURE III.11 — Tableau de bord pour la surveillance de l'état

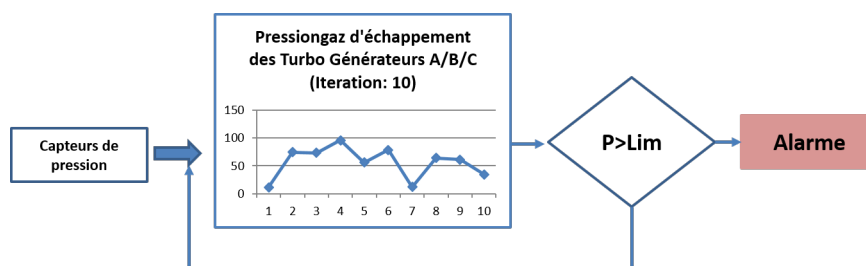


FIGURE III.12 — Acquisition et vérification d'alarmes

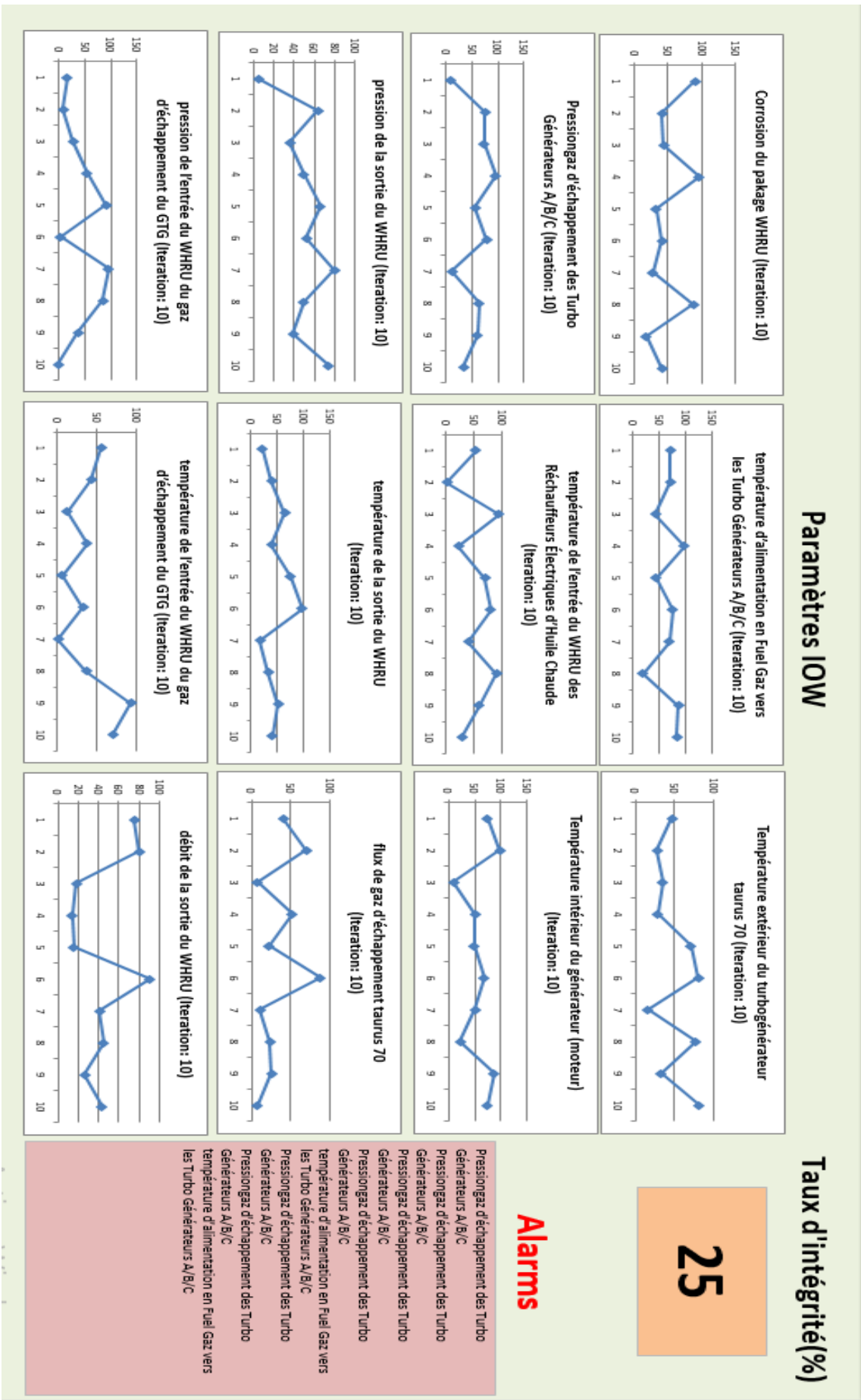


FIGURE III.13 — surveillance des IOW

III.8.5 Analyse des données

Dans la phase d'analyse des données, nous avons intégré un algorithme d'Arbre de Décision [16]. Cet algorithme (Ci-dessous) est utilisé pour explorer les données recueillies à partir du turbogénérateur GTG et pour prendre des décisions basées sur ces données.

L'Arbre de Décision est un modèle d'apprentissage automatique qui permet de classer et de prédire des résultats en fonction des caractéristiques des données d'entrée. Dans le contexte de la maintenance du turbogénérateur, cet algorithme peut être utilisé pour identifier des modèles ou des tendances dans les données, aider à prédire les pannes potentielles, ou encore prendre des décisions sur les actions de maintenance à entreprendre en fonction des conditions détectées. Il s'agit d'un outil précieux pour optimiser la gestion de la maintenance et améliorer la fiabilité opérationnelle du turbogénérateur GTG.

Algorithm 1: Entraînement d'un modèle d'arbre de décision

Data: Données Excel : 'fichier.xlsx'

Result: Modèle d'arbre de décision

Charger les données depuis le fichier Excel;

Séparer les caractéristiques (X) de la variable étiquette(Y);

Diviser les données en ensembles d'entraînement et de test;

Entraîner un modèle d'arbre de décision sur l'ensemble d'entraînement;

Prédire les résultats sur l'ensemble de test;

Évaluer les performances du modèle en calculant la matrice de confusion et la précision;

Afficher la matrice de confusion et la précision;

III.8.6 Calcul du Taux d'intégrité

Le taux d'intégrité est calculé par la formule suivante :

$$TI(\%) = \frac{NbV}{NbT} \times 100 \quad (III.1)$$

— TI : Taux d'Intégrité;

— NbV : Nombre de données valides (pas de défaillance);

— NbT : Nombre total de données.

III.8.7 Plan d'inspection

Ce plan d'inspection couvre divers aspects de la maintenance préventive, de l'inspection et de la prévention de la corrosion dans une installation industrielle. Il est essentiel

pour maintenir la fiabilité et la sécurité des équipements. Les fréquences indiquées sont importantes pour garantir que les inspections sont effectuées régulièrement pour éviter les défaillances coûteuses.

III.8.8 Plan de maintenance

Ce plan de maintenance détaille les activités à effectuer pour maintenir le dispositif GTG en bon état de fonctionnement. Chaque tâche est associée à une fréquence spécifique et à des critères d'acceptation. Les réactions de l'équipe de maintenance sont également prévues en cas de problèmes détectés lors des inspections.

III.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons établi une approche structurée pour l'étude de l'intégrité des turbogénérateurs. Cette approche a été définie en plusieurs étapes cruciales, notamment l'analyse des risques et de la criticité, la mise en place des Intégrité Operating Windows (IOW), l'établissement d'un système de surveillance, l'inspection régulière et la planification structurée de la maintenance. Ces étapes ont été soigneusement conçues pour garantir la fiabilité, la sécurité et les performances optimales de nos turbogénérateurs.

Nous avons ensuite mis cette approche en pratique en l'appliquant au turbogénérateur GTG. Au cours de cette mise en œuvre, nous avons suivi de près chaque étape, en veillant à ce que les critères d'intégrité et les limites définies dans les IOW soient rigoureusement respectés. Cela a nécessité une gestion proactive des risques, une surveillance continue de l'état du GTG, des inspections régulières et une planification méticuleuse de la maintenance.

Enfin, nous avons calculé le taux d'intégrité du turbogénérateur GTG pour évaluer son état actuel en termes de sécurité et de performance. Ce taux d'intégrité est un indicateur essentiel de la santé opérationnelle du GTG et nous permet de prendre des décisions éclairées quant à d'éventuelles actions correctives.

En résultat de ce chapitre, nous avons réussi à développer un système complet qui assure l'intégrité des turbogénérateurs de manière efficace et, dans une certaine mesure, automatisée. Ce système intègre des données en temps réel, des modèles de surveillance, des alarmes et des protocoles de maintenance pour garantir que nos turbogénérateurs fonctionnent toujours dans des conditions optimales, minimisant ainsi les risques potentiels. Cette réalisation démontre la capacité d'intégrer des méthodologies avancées pour atteindre les objectifs tout en maintenant un approvisionnement électrique ininterrompu et sûr.

Chapitre IV

RESULTAT ET DISCUSSION

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, qui se concentre sur les résultats et les discussions, notre objectif principal est d'analyser en profondeur les mécanismes d'endommagement propres au turbogénérateur (GTG). Nous chercherons à identifier avec précision les paramètres critiques qui exercent une influence significative sur l'intégrité de cet équipement. Nous mettrons en évidence les éléments clés qui jouent un rôle majeur dans sa performance et sa capacité à maintenir sa durabilité au fil du temps.

Dans le cadre de cette démarche, nous explorerons également la mise en place des Fenêtres d'Intégrité Opérationnelle (IOW) et la conception d'un plan de maintenance et d'inspection spécifiquement adapté au GTG. Ces étapes s'appuieront sur les données recueillies et les analyses de risques que nous avons réalisées.

Pour faciliter la compréhension, nos résultats seront présentés de manière séquencée, en suivant la méthodologie que nous avons adoptée tout au long de notre étude.

IV.2 Détermination des mécanismes d'endommagement

La détermination des mécanismes d'endommagement dans notre étude repose sur une méthodologie bien structurée, combinant à la fois l'analyse HAZOP (Hazard and Operability Study) et les directives de l'API 571. Cette approche intégrée nous permet d'identifier de manière exhaustive les mécanismes d'endommagement potentiels du turbogénérateur (GTG) et de déterminer les paramètres critiques qui influencent son intégrité (Figure IV.4).

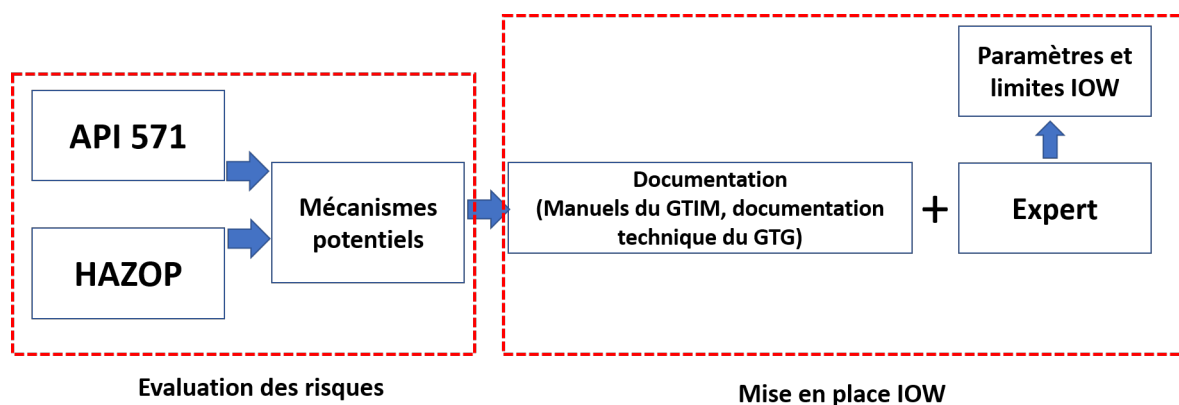


FIGURE IV.1 — Détermination des mécanismes d'endommagement et des paramètres IOW

Note : L'API 571, intitulé "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry," est une ressource essentielle pour comprendre les mécanismes d'endommagement couramment observés dans l'industrie de la raffinerie et de la pétrochimie. Il offre une liste complète des mécanismes d'endommagement, notamment la corrosion,

l'érosion, la fissuration, la déformation, etc., ainsi que des informations sur leurs facteurs déclenchants, leurs modes de progression et leurs conséquences. En se référant à l'API 571, nous pouvons classer et analyser les mécanismes d'endommagement spécifiques au GTG.

IV.2.1 Détermination des paramètres d'endommagement

En examinant le tableau des mécanismes d'endommagement du GTG (Tableau IV.1), nous pouvons effectivement déduire les paramètres d'endommagement qui influencent son intégrité. Plusieurs mécanismes d'endommagement tels que la corrosion, la fissuration, l'érosion et la déformation sont susceptibles de se produire dans le GTG. En analysant ces mécanismes, nous pouvons conclure que les paramètres critiques qui ont un impact significatif sur l'intégrité du GTG sont :

1. **Température** : La température est un paramètre essentiel car elle peut influencer la cinétique de la corrosion, la propagation des fissures, la déformation due à la chaleur, et d'autres mécanismes d'endommagement. Les variations de température, en particulier les cycles de chauffage et de refroidissement, peuvent stresser les composants du GTG et favoriser la dégradation.
2. **Pression** : La pression est un facteur crucial pour la sécurité et l'intégrité du GTG. Les variations de pression peuvent provoquer des déformations, des contraintes mécaniques excessives et même des défaillances de composants. La surpression ou la sous-pression peuvent entraîner des déviations opérationnelles potentiellement dangereuses.
L'influence de la pression est manifeste en raison de la relation thermodynamique étroite qui existe entre la température et la pression.
3. **Flux** : Le flux, c'est-à-dire la quantité de gaz ou de fluide qui traverse le GTG, peut influencer l'érosion, l'abrasion et la dégradation de la surface des composants. Les changements de régime de flux peuvent créer des zones de turbulence susceptibles d'accélérer l'usure.
4. **Corrosion** : La corrosion est l'un des paramètres les plus courants dans les équipements industriels. La composition chimique du gaz ou du fluide en circulation, le pH, la concentration en gaz corrosifs, la température et la pression peuvent tous influencer la vitesse de corrosion des composants du GTG. La corrosion peut causer des pertes d'épaisseur, des perforations et des défaillances structurales.

TABLE IV.1 — Mécanismes d'Endommagement

Description d'IOW	Emplacement	Paramètres	Mécanisme d'endommagement contrôlé
Les flux d'air ou de gaz à haute vitesse	les pales	Flux	Les flux d'air ou de gaz à haute vitesse peuvent provoquer l'érosion des composants de la turbine, ce qui entraîne une réduction de l'efficacité et des performances.
Le vieillissement thermique ou la contamination	Rotor	Parties par million (ppm), %	Dégradation de l'isolation des enroulements du rotor due au vieillissement thermique ou à la contamination ce qui peut entraîner des problèmes de court-circuit et des pannes électriques potentielles.
les cycles thermiques et les vibrations	Noyau du rotor et du stator	cycles thermiques, m/s ² ou g	Domages (des fissures et des déformations) aux laminations du noyau du rotor et du stator causés par les cycles thermiques et les vibrations provoquant des fissures et des déformations.
Frottement du rotor,	Pales ; Rotor	Température d'élévation (°C)	Un mauvais alignement ou un déséquilibre du rotor peut provoquer des frottements entre les pales et d'autres composants, causant des dommages aux pales et générant des vibrations indésirables dans le turbogénérateur.
Lubrification inadéquate ou Contamination	Paliers	Perte de masse (g)	Une lubrification insuffisante ou la présence de contaminants dans le système de paliers peuvent entraîner une usure prématurée des paliers, provoquant des vibrations excessives et pouvant endommager d'autres parties du turbogénérateur.
Corrosion	-Rotor ; Stator	Taux de corrosion (mm/an ou µm/an)	Les turbogénérateurs fonctionnent dans des environnements industriels parfois agressifs,

	<ul style="list-style-type: none"> - Les tuyaux, les coudes et autres composants du système d'échappement du GTG. - Les aubes de la turbine à gaz. - Les tuyauteries et les raccords du système de carburant, de lubrification et de refroidissement. - Les tubes et les plaques de l'échangeur de chaleur 		ce qui peut provoquer la corrosion et l'érosion des surfaces métalliques, entraînant une détérioration progressive de leur performance.
Les vitesses de rotation excessives	<ul style="list-style-type: none"> - les aubes de la turbine et du compresseur. - les paliers, les engrenages et les roulements. - les joints d'étanchéité entre les sections du compresseur et de la turbine 	Tours/min	<ul style="list-style-type: none"> - Fissuration des Composants. - Déformation Plastique - Vibrations Excessives. - Une usure abrasive des composants. - Perte d'Étanchéité.
Les températures élevées	<ul style="list-style-type: none"> -Les pales et les aubes de la turbine à gaz. -les aubes du compresseur et les disques de rotor. -les parois de la chambre de combustion. -Les paliers. -Système d'Échappement 	°C	-Une déformation par fluage au fil du temps.

IV.3 Mise en place de l'IOW

Pour établir les Integrity Operating Windows (IOW), nous avons suivi une démarche rigoureuse, comprenant la collecte de données techniques approfondies, ainsi que la consultation d'experts au sein du Groupement GTIM. Cette procédure a été consignée dans le tableau ci-dessous (Tableau IV.2).

Synthèse

Le tableau IV.2 que nous avons élaboré pour notre étude d'intégrité opérationnelle comprend plusieurs éléments essentiels. Tout d'abord, chaque IOW est accompagnée d'une description détaillée, ce qui nous permet de comprendre pleinement ce qu'elle englobe. Ensuite, nous précisons le type d'IOW, qu'il s'agisse d'un paramètre critique, standard ou autre.

Les paramètres surveillés sont également spécifiés dans le tableau. Ce sont les éléments spécifiques que nous suivons attentivement pour chaque IOW. Nous avons défini les limites acceptables pour chaque paramètre surveillé, indiquant ainsi les plages dans lesquelles ils doivent rester pour garantir une opération sûre.

Nous avons également précisé la fréquence à laquelle ces paramètres doivent être surveillés, ce qui est essentiel pour détecter rapidement tout écart par rapport aux limites définies. De plus, nous avons examiné les conséquences potentielles en cas de dépassement de ces limites, mettant ainsi en évidence les risques associés.

Enfin, nous avons défini les actions à entreprendre en cas de dépassement des limites, assurant ainsi une réponse rapide et efficace en cas de besoin. Chaque IOW précise également qui est responsable de la mise en œuvre de ces actions.

Ce tableau complet joue un rôle essentiel dans le maintien de l'intégrité opérationnelle, en veillant à ce que les paramètres pertinents soient surveillés de manière proactive, ce qui permet de prendre des mesures immédiates en cas de besoin pour assurer un fonctionnement sûr et fiable.

TABLE IV.2 — Enregistrement des IOWs

IOW Description	IOW type	Paramètres	Limites	Intervalle de surveillance	Conséquences possibles d'un dépassement des limites	Réponse requise/recommandée	Qui réagit ?
Gaz d'échappement des Turbo Générateurs A/B/C	Critique	Pression Haute d'échappement	0.03 barg	En continu	<ul style="list-style-type: none"> - Entraîner des déformations, des fissures ou des ruptures des composants de la turbine à gaz (les pales de la turbine et les aubes de la chambre de combustion) - Perte de Puissance de turbogénérateur. - Un risque d'explosion - Emissions incontrôlées de ces polluants dans l'atmosphère. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vérification du statut des dampers de WHRUs 	Opérateur ; Ingénieurs et Techniciens de Maintenance
Température d'alimentation en Fuel Gaz vers les Turbo Générateurs A/B/C	Critique	Température d'alimentation (basse-haute)	37,8-200 °C	En continu	<ul style="list-style-type: none"> - Réduire l'efficacité thermique de la GTG. - Une température d'alimentation trop basse peut provoquer la formation de condensation ou de givre dans les conduites de carburant, ce qui peut endommager les composants internes de la GTG, notamment les brûleurs et les aubes de la turbine. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vérification de fonctionnement du System d'Alimentation en Fuel Gaz - Un arrêt d'urgence de la GTG 	Opérateur

		<p>- Des températures extrêmement élevées peuvent endommager les instruments de mesure de la température et du débit de carburant, ce qui peut entraîner des problèmes de contrôle et de régulation.</p> <p>- Réduction du rendement global de la GTG.</p> <p>- Augmenter les émissions de polluants atmosphériques.</p> <p>- Réduire la durée de vie de l'équipement</p>				<p>Critique</p>	<p>Température de l'entrée du WHRU des Réchauffeurs Électriques d'Huile Chaude</p>
	<p>- Vérification des Points de consigne du TAL75001A/B et TAH75001A/B/C</p> <p>- Vérifier la température d'Huile Chaude des Réchauffeurs Électriques d'Huile Chaude</p> <p>- Vérifier les Point de consigne des HIC75001A/B/C</p> <p>- Vérifier l'état des HV-75001A/B/C.</p>	<p>- Rendement Réduit de WHRU (réduisant l'efficacité du système).</p> <p>- Une température d'entrée trop basse peut entraîner la condensation de l'huile ou d'autres fluides dans le WHRU (endommager les échangeurs de chaleur et réduire leur efficacité).</p> <p>- Une température d'entrée trop élevée peut entraîner la surchauffe de l'huile ou d'autres fluides dans le WHRU.</p> <p>- Réduire la durée de vie opérationnelle.</p>	<p>En continu</p>	<p>130 - 150 °C</p>	<p>Température de l'entrée du WHRU (basse-haute)</p>	<p>Opérateur</p>	

		<p>- Provoquer des contraintes thermiques sur les composants, ce qui peut entraîner des fuites ou des ruptures des échangeurs de chaleur, des tuyaux ou d'autres éléments du système.</p> <p>- Une menace pour la sécurité du personnel travaillant à proximité de l'unité WHRU (des blessures graves ou des décès).</p> <p>- Le risque de rupture des composants de l'unité WHRU (les échangeurs de chaleur, les tuyaux et les vannes).</p> <p>- Une pression excessive peut endommager les composants de l'unité WHRU, ce qui peut entraîner des coûts de réparation élevés et des temps d'arrêt prolongés de l'installation.</p> <p>- Risque d'Explosion.</p> <p>- Une perte de fiabilité de l'unité WHRU et de l'ensemble du système de récupération de chaleur.</p>			<p>Pression de l'entrée du WHRU du gaz d'échappement du GTG</p>	<p>Critique</p>	<p>Pression haute de l'entrée du WHRU</p>	<p>0,03 barg</p>	<p>En continu</p>						<p>*Vérification du : -Point de consigne des PAH75006A/B/C - Flux de gaz d'échappement des GTGs - État des TV-75006AA/BA/CA * Arrêter d'urgence l'opération de la GTG</p> <p>Opérateur</p>
--	--	--	--	--	---	-----------------	---	------------------	-------------------	--	--	--	--	--	--

Température de l'entrée du WHRU du gaz d'échappement du GTG,	Standard	Température de l'entrée du WHRU (basse-haute)	140 - 585 °C	En continu	<ul style="list-style-type: none"> - Perte d'efficacité de la récupération de chaleur. (Si la température à l'entrée du WHRU est trop basse). - Une température trop basse peut entraîner la condensation des gaz d'échappement. - Les échangeurs de chaleur et les matériaux d'isolation, peuvent être endommagés par la chaleur excessive. - Des températures extrêmement élevées peuvent augmenter le risque d'incendie 	<p>Vérification des :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Points de consigne du TAH75004A/B/C et TAL75002A/B/C - Température de gaz d'échappement des GTGs - État des TV-75006AA/BA/CA <p>Opérateur</p>
Température de la sortie du WHRU,	Standard	Température de la sortie du WHRU (basse-haute)	170 - 185 °C	En continu	<ul style="list-style-type: none"> -Si la température à la sortie du WHRU est trop basse, la récupération de chaleur sera moins efficace. - Une température très basse peut entraîner la condensation des gaz d'échappement. - Une sortie de chaleur insuffisante peut affecter la production d'électricité du GTG, réduisant ainsi la disponibilité d'énergie. Une température excessive à la sortie du WHRU peut 	<p>Vérification des :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Point de consigne des TAL75006A/B/C et TAH75006A/B/C - Température de gaz d'échappement des GTGs - État des TV-75006AA/BA/CA <p>Opérateur</p>

						entraîner des dommages thermiques à l'équipement. - Risque d'Incendie. - Une température de sortie du WHRU trop élevée peut surchauffer le GTG, ce qui peut affecter sa performance et sa durabilité.				
Pression de la sortie du WHRU	Critique	Pression haute	6,4 barg	En continu		- Des dommages thermiques aux échangeurs de chaleur et à d'autres composants de l'unité. - Une pression excessive peut entraîner des fuites à haute pression à travers les joints ou les raccords du WHRU. - Perte d'efficacité opérationnelle. - Risque d'explosion.	Vérification des : - Point de consigne des PAH75003A/B/C - Point de consigne des HIC75001A/B/C - État des HV-75001A/B/C	Opérateur		
débit de la sortie du WHRU	Standard	débit bas de la sortie	280 m ³ /hr	Continuously		- Diminution de l'Efficacité de Récupération de Chaleur. - Performance Réduite du GTG. - Une réduction du débit peut entraîner la condensation des gaz d'échappement à l'intérieur du WHRU. - Dans certains cas, un débit trop bas à la sortie du	Vérification des : - Point de consigne des FAL75001AA/BA/CA - Point de consigne des HIC75001A/B/C - - État des HV-75001A/B/C	Opérateur		

Corrosion du package WHRU	Informatif	Tolérance de Corrosion	2 mm	Moins		WHRU peut entraîner un arrêt non planifié de l'unité. - Dégradation des Échangeurs de Chaleur à l'intérieur du package WHRU (Réduisant leur efficacité thermique). - Diminution de l'Efficacité Énergétique du package WHRU. - Fuites dans les tuyaux et les échangeurs de chaleur. - Perte de Fiabilité du package WHRU, entraînant ainsi des pannes imprévues et des temps d'arrêt non planifiés.		- Inspection approfondie. -Remplacement des composants corrodés, le nettoyage, le décapage.	Inspecteur	
Température du turbogénérateur.	Informatif	Température extérieur (ambient)	-5/70°C	/		-Réduction de l'efficacité énergétique de la turbine. - Augmentation de la contrainte thermique et réduire la durée de vie des composants (les aubes de la turbine et les pales du compresseur). - Surchauffé, détérioration, déformation ou rupture des Enroulements e cuivre dans le stator et le rotor. - Le vieillissement des composants électriques du générateur, réduisant ainsi			Inspecteur	
Température du générateur (moteur)	Standard	Température intérieur	15°C	En continu					Opérateur ; Ingénieurs et Techniciens de Maintenance	- Arrêt d'Urgence. -Utiliser le Générateur Diesel de Secours (EDG) -Système de lutte incendie (440-XM-61-

Flux de gaz d'échappement de GTG.	Standard	Flux	27kg/s			sa durée de vie opérationnelle prévue. - Diminution de l'Efficacité Électrique. - Des défaillances du générateur, notamment des courts-circuits internes, des pannes d'isolation et des pannes de rotor. - Risque d'Incendie. - Perte de Production - Surcharge du Turbo Générateur. - Réduction de l'Efficacité Énergétique - Réduction de la Durée de Vie opérationnelle	101A/B/C) de type brouillard d'eau.	
-----------------------------------	----------	------	--------	--	--	---	-------------------------------------	--

Les résultats issus de l'analyse de ce tableau mettent en évidence les limites opérationnelles de la plupart des paramètres du système GTG. Ces limites, définies avec précision, sont cruciales pour garantir l'intégrité et la fiabilité de l'équipement. La surveillance constante de ces paramètres est essentielle pour éviter tout dépassement des limites acceptables. Les limites sont resumés dans le tableau IV.3 suivant :

TABLE IV.3 — Limites des paramètres

Paramètres	Limites
Pression de Gaz d'échappement des Turbo Générateurs A/B/C	0.03 barg
Température d'alimentation en Fuel Gaz vers les Turbo Générateurs A/B/C	37,8-200 °C
Température de l'entrée du WHRU des Réchauffeurs Électriques d'Huile Chaude	130 -150 °C
Pression de l'entrée du WHRU du gaz d'échappement du GTG	0,03 barg
Température de l'entrée du WHRU du gaz d'échappement du GTG,	140 -585 °C
Température de la sortie du WHRU,	170 - 185 °C
Pression de la sortie du WHRU	6,4 barg
Débit de la sortie du WHRU	280 m3/hr
Corrosion du package WHRU	2 mm
Température du turbogénérateur.	-5/70°c
Température du générateur (moteur)	15°C
Flux de gaz d'échappement de GTG.	27kg/s

Ce tableau est utilisé pour la réalisation du système de surveillance des paramètres. Il joue un rôle essentiel dans la garantie de l'intégrité et de la performance des Turbo Générateurs (GTG) et de leurs équipements associés. Les limites définies pour chaque paramètre sont critiques pour la sécurité et l'efficacité opérationnelle.

Il inclut des paramètres tels que la pression du gaz d'échappement des GTG, la température d'alimentation en Fuel Gaz, la température du gaz d'échappement, la pression d'entrée du Waste Heat Recovery Unit (WHRU), le débit de sortie du WHRU, la corrosion du package WHRU, la température du turbogénérateur, la température du générateur (moteur) et le flux de gaz d'échappement du GTG.

La surveillance constante de ces paramètres vise à prévenir les défaillances, à garantir la sécurité et à maintenir une production efficace. Tout écart par rapport aux limites peut avoir des Alarmes qui donnent des indications pour des conséquences graves sur l'opération et la sécurité du système GTG.

IV.4 Actions Correctives

La mise en œuvre d'actions correctives dans le cadre de la gestion de l'intégrité des actifs, en particulier pour le turbogénérateur (GTG), suit un processus bien défini. nous avons élaboré un plan d'inspection et un plan de maintenance basés sur les spécifications des dispositifs existants dans le GTG.

IV.4.1 Plan d'inspection pour le GTG

Lorsqu'un taux d'intégrité réduit est détecté dans le système de surveillance, nous mettons en œuvre un plan d'inspection plus approfondi et spécifique. Ce plan vise à évaluer précisément l'état de l'équipement et à déterminer les actions correctives nécessaires pour restaurer son intégrité.

Le plan d'inspection est élaboré conformément à la réglementation algérienne telle qu'elle est définie dans le décret 90-245.

TABLE IV.4 — Plan d'inspection pour le GTG

Désignation	Type d'inspection	Fréquence d'application
ESP (Equipements Sous Pression)	Inspection Externe + TM (Thermographic Testing)	36 mois
	Inspection Externe + Interne + NDT + TM	36 mois
	Test de pression	120 mois
Piping	Inspection Externe + TM	12 mois
	Inspection Externe + Interne + NDT + TM	36 mois
Corrosion	Mesure CP (Corrosion Potentiel)	15 jours
	Remplacement CP, CC	6 mois
	Suivi d'IC (Indice de Corrosion)	7 jours
Protection Cathodique (PC)	Relevée U/I de T/R	7 jours
	Relevée U/I de A/B	1 mois
	Test ON/OFF	6 mois
	Relevée de Potentiel ON	6 mois
	Relevée potentiel des Bacs	12 mois
	Diagnostic de System par ISQ (Inspection, Surveillance et Qualité)	36 mois

IV.4.2 Plan de maintenanc pour le GTG

Le plan de maintenance est élaboré simultanément avec le plan d'inspection. Il précise les mesures à prendre en réponse aux constatations de l'inspection. Ces mesures peuvent englober des réparations, le remplacement de composants, des opérations de nettoyage, des ajustements, ou toute autre action requise. De plus, le plan de maintenance intègre des procédures régulières de maintenance préventive visant à garantir la fiabilité continue du GTG.

TABLE IV.5 — Plan de maintenanc pour le GTG

GTG (CPF440-UZ-61-101A/B/C)						
Machine / Dispositif	Fréquence	Description de la tâche de maintenance	Réaction	Etat		
Tâche	Clé	Standard	Outils / Matériaux	Pas de condition / action corrective		
Processus		Spécification				
Inspection Visuelle						
Vérifier s'il y a des fuites d'huile, de carburant ou de liquide de refroidissement.	Quotidiennes	Pas des fuites.	Pas des traces de liquides sur le sol, sous l'équipement et autour des composants.	Visuel	Réaction de l'équipe de maintenance.	
Inspecter les composants externes de la turbine à la recherche de signes de dommages ou d'usure.	Quotidiennes	les composants sont en bon état.	Pas de signes de dommages ou d'usure.	Visuel	Réaction de l'équipe de maintenance	
S'assurer que le système d'échappement est exempt d'obstructions.	Quotidiennes	Le système d'échappement en bon état	Pas des obstructions	Visuel	Réaction de l'équipe de maintenance	
Lubrification						
Vérifier les niveaux d'huile dans les paliers et les engrenages.	Quotidiennes	Le niveau d'huile doit être conforme aux spécifications du fabricant, qui sont généralement indiquées dans le manuel de l'équipement.		Une jauge d'huile ou une jauge de niveau.	Utiliser des filtres à huile pour compléter les niveaux d'huile.	
Vérifier l'état des filtres à huile et les	Quotidiennes	S'assurer le bon état des filtres à huile	Pas de contamination,	Visuel	Remplacer filtres à huile	

remplacer si nécessaire.		obstruction ou dommage		
Système de Carburant				
Vérifier les conduites de carburant, les connexions et les filtres à la recherche de problèmes.	Hebdomadaires	S'assurer le bon état des conduites de carburant, les connexions et les filtres	- Pas de contamination, obstruction ou dommage. -Pas des fuites de carburant (des traces de carburant ou d'huile autour des raccords).	Examen Visuel
Entrée d'Air				
Nettoyer ou remplacer les filtres à air pour maintenir un flux d'air adéquat.	Hebdomadaires	Détecter tout encrassement, colmatage ou dommage.	Pas des encrassements, colmatage ou dommage.	-Un aspirateur ou de l'air comprimé et suivre les recommandations du fabricant
Vérifier que la zone d'admission est exempte de débris ou d'objets étrangers.	Hebdomadaires	Assurer une Zone d'Admission Propre	Pas de débris ou d'objets étrangers.	Des balais, des aspirateurs ou des souffleurs d'air.
Système de Refroidissement				
Vérifier le système de refroidissement pour les niveaux de liquide de refroidissement appropriés.	Mensuelles		Entre les marques "minimum" et "maximum" indiquées sur le réservoir.	Une jauge de niveau ou une jauge de liquide de refroidissement (si disponible)

Vérifier les tuyaux, les pompes et les radiateurs.	Mensuelles	-S'assurer le bon état des tuyaux, les pompes et les radiateurs -Détecer tout signe de fuites autour des joints d'étanchéité ou des raccords.	-Vérifiez les pompes à eau pour détecer tout signe de fuites autour des joints d'étanchéité ou des raccords. -Pas de fuites, de dommages, de fissures ou de signes d'usure -Assurer que les colliers de serrage sont bien fixés.	Nettoyez les ailettes du radiateur à l'aide d'une brosse douce ou d'air comprimé.		
Tester et calibrer les instruments du panneau de contrôle.	Mensuelles	Référez aux spécifications du fabricant pour connaître les valeurs cibles et les plages de fonctionnement recommandées pour chaque instrument. -Assurer que les systèmes de surveillance en temps réel affichent correctement les paramètres de fonctionnement et déclenchent des alarmes en cas de dépassement des limites acceptables.	Les procédures de calibrage recommandées par le fabricant.	Equipements de test		
Vérifier le bon fonctionnement des systèmes de sécurité.	Mensuelles		-Ils fonctionnent correctement en simulant des conditions de démarrage automatique.	-Tester les alarmes et les arrêts d'urgence -Simulation d'urgence -Formation du Personnel		
Système de Combustion						
Vérifier et nettoyer les gicleurs de carburant.	Trimestrielles	-La taille des gicleurs est correcte.	Comparez avec les spécifications du fabricant.	Utilisez un solvant approprié ou de l'air comprimé		

Vérifier et nettoyer les détecteurs de flamme.	Trimestrielles	<p>-pas des contaminations, de corrosion ou de dommages.</p> <p>-Assurer la Connexion</p> <p>-Le bon fonctionnement.</p> <p>- S'assurer le bon état des détecteurs de flamme.</p>	<p>- les câbles électriques et les connexions des détecteurs de flamme sont en bon état et bien fixés.</p> <p>- les détecteurs de flamme réagissent correctement lorsque le GTG est remis en service.</p> <p>-Pas de poussière, suie ou autres contaminants qui pourraient obstruer leur fonctionnement.</p>	<p>pour nettoyer les gicleurs.</p> <p>- Test de fonctionnement.</p> <p>-Utilisez de l'air comprimé ou un pinceau doux pour éliminer délicatement les contaminants.</p>		
Analyse des Vibrations						
Effectuer une analyse des vibrations sur les composants rotatifs.	Trimestrielles	<p>-Enregistrez les données de vibrations.</p> <p>- les niveaux de vibration sont acceptables.</p>	<p>-les données de vibrations enregistrées doivent inclure l'amplitude, la fréquence et l'accélération des vibrations.</p> <p>- Conforme avec les normes</p>	<p>-Vibromètres portables, des accéléromètres et des analyseurs de vibrations.</p>		

			spécifiques au GTG fournies par le fabricant ou des normes de l'industrie.				
Système d'Échappement							
Vérifier l'état de la cheminée d'échappement et des silencieux.	Annuelles	-Visibilité lors de l'inspection -les supports et les ancrages de la cheminée et des silencieux sont solides et en bon état.	-Pas de dommages, de corrosion, de fissures, de déformations ou d'usure. -Pas des traces de fuites autour des soudures, des joints et des raccords.	Examen Visuel brosses douces, chiffons ou d'air comprimé			

IV.5 Conclusion

En conclusion de cette section consacrée aux résultats et à la discussion, nous avons effectué une analyse des mécanismes d'endommagement spécifiques au turbogénérateur (GTG). Cette analyse a été réalisée en utilisant une méthodologie structurée, en s'appuyant sur des outils tels que l'analyse HAZOP et les normes de l'API 571. Notre objectif était de déterminer les paramètres critiques qui influencent l'intégrité de cet équipement essentiel.

Nous avons identifié plusieurs paramètres clés, notamment la pression, la température, le flux et la corrosion, qui jouent un rôle déterminant dans le maintien de l'intégrité du GTG. Ces paramètres sont essentiels pour garantir la performance et la durabilité de l'équipement.

De plus, nous avons élaboré un plan de maintenance et d'inspection spécifique au GTG, basé sur les données et les analyses de risques que nous avons effectuées. Ce plan vise à assurer une surveillance constante de ces paramètres critiques, à anticiper les déviations potentielles et à prévenir les défaillances.

CONCLUSION
GÉNÉRALE ET
PERSPECTIVES

Ce travail s'est concentrée sur l'étude de l'intégrité du turbogénérateur GTG en suivant une méthodologie structurée. Notre objectif était de développer un système qui garantit l'intégrité de ces équipements critiques tout au long de leur cycle de vie opérationnel. Il s'agit d'une tâche complexe en raison des nombreuses variables en jeu, notamment les risques potentiels, les facteurs environnementaux, et les exigences de sécurité.

Notre parcours vers cette recherche a été précédé par un audit approfondi visant à évaluer la sécurité au sein du Groupement de Timimoun (GTIM). Ce diagnostic préliminaire nous a permis de mieux comprendre les besoins en matière de sécurité et les domaines où des améliorations étaient nécessaires. De plus, notre immersion au sein du GTIM par le biais d'un stage a renforcé notre compréhension des défis opérationnels spécifiques auxquels l'entreprise est confrontée.

Nous avons abordé la problématique de l'intégrité des turbogénérateurs en mettant en place une approche en plusieurs étapes. Tout d'abord, nous avons réalisé une analyse approfondie des risques et de la criticité pour identifier les points sensibles du turbogénérateur. Ensuite, nous avons défini des Intégrité Operating Windows (IOW) pour surveiller en permanence son état. Cette surveillance constante nous a permis de collecter des données en temps réel, créant ainsi une base solide pour notre système.

Les contributions de ce travail sont les suivantes :

- **Méthodologie Structurée** : Nous avons élaboré une méthodologie structurée pour étudier l'intégrité des turbogénérateurs. Cette méthodologie comprend des étapes clairement définies, de l'analyse des risques à la mise en œuvre de plans de maintenance, ce qui permet d'assurer une approche systématique et complète.
- **Gestion des Risques** : Notre travail met l'accent sur la gestion proactive des risques en identifiant les points sensibles des turbogénérateurs et en établissant des Intégrité Operating Windows (IOW) pour surveiller en permanence leur état. Cela contribue à minimiser les risques potentiels et à garantir leur fonctionnement optimal.
- **Utilisation de Technologies Avancées** : L'intégration de technologies avancées, notamment l'utilisation d'algorithmes d'arbre de décision, représente une avancée significative dans notre démarche pour garantir l'intégrité des turbogénérateurs. Ces techniques nous permettent d'exploiter au maximum les données disponibles et d'améliorer la précision de notre surveillance ainsi que de la détection des anomalies.
- **Planification Structurée de la Maintenance** : Notre approche comprend le développement de plans de maintenance adaptés à chaque niveau de risque. Cela

permet une allocation efficace des ressources et une prolongation de la durée de vie opérationnelle des turbogénérateurs.

- **Automatisation Potentielle** : Nous avons posé les bases pour un système pouvant être automatisé pour assurer l'intégrité des turbogénérateurs. Cela ouvre la voie à des opérations plus efficaces et à une meilleure gestion des risques.

ce travail s'inscrit dans une démarche globale visant à améliorer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des turbogénérateurs au sein du Groupement de Timimoun (GTIM). Nos contributions ouvrent la voie à des opérations plus sûres, plus économiques et plus durables dans le domaine de la production d'énergie.

Mon stage au sein du GTIM a été une opportunité exceptionnelle pour explorer le domaine complexe des turbogénérateurs et de la sécurité des procédés dans l'industrie de l'énergie. J'ai collaboré avec des experts, acquis des compétences pratiques, et participé à des opérations essentielles. Cependant, j'ai également dû faire face à des défis tels que :

- **Obstacles liés à la Sécurité des Données** : En raison de mesures de sécurité rigoureuses, l'accès limité aux données essentielles a été un obstacle majeur. Ces restrictions de sécurité ont considérablement compliqué la collecte des informations requises pour mener à bien mon projet de fin d'études. En conséquence, certaines tâches ont dû être mises de côté pour respecter les réglementations en matière de sécurité des données.
- **Déficit d'Historique du GTG** : L'absence d'un historique complet pour le Groupe Turbo-Alternateur (GTG) a été une contrainte significative. L'indisponibilité de données historiques détaillées a entravé ma capacité à obtenir un aperçu complet de la maintenance passée et des performances antérieures du GTG. Cela a eu un impact sur ma capacité à évaluer précisément l'état actuel du GTG.
- **Complexité du Domaine des Turbogénérateurs** : Le domaine des turbogénérateurs est naturellement complexe, et j'ai dû relever le défi de l'acquisition rapide de compétences techniques et de la compréhension de concepts spécifiques. La nécessité de me familiariser avec un vaste ensemble de termes techniques et de procédures a ajouté une couche de complexité à mon travail. Cette complexité m'a conduit à prendre des décisions difficiles quant aux tâches prioritaires.

Ces défis ont inévitablement influencé la manière dont j'ai géré mon projet de fin d'études. J'ai dû hiérarchiser les tâches en fonction des ressources disponibles et des contraintes, ce qui a entraîné la négligence de certaines tâches pour me concentrer sur les aspects essentiels de mon projet. Cette expérience m'a permis de développer des

compétences en gestion des priorités et en résolution de problèmes dans un environnement complexe, des compétences qui seront précieuses pour ma future carrière professionnelle.

Afin d'enrichir le travail réalisé et l'améliorer je peux considérer en perspectives plusieurs aspects majeurs, à savoir :

- **Amélioration de la Collecte de Données** : Mettre en place des systèmes de collecte de données plus avancés pour recueillir des informations en temps réel sur les performances du GTG. Cela pourrait inclure des capteurs supplémentaires et une meilleure intégration des systèmes de surveillance.
- **Analyse de Données Avancée** : Utiliser des techniques d'analyse de données avancées, telles que l'apprentissage automatique, pour détecter les anomalies plus rapidement et de manière plus précise. Cela permettrait une maintenance prédictive plus efficace.
- **Étude des Modes de Défaillance** : Approfondir l'analyse des modes de défaillance spécifiques au GTG pour mieux comprendre les risques potentiels et les mécanismes de défaillance.
- **Intégration de la Maintenance Prédictive** : Développer davantage la maintenance prédictive en intégrant des technologies telles que la surveillance en ligne continue et les diagnostics avancés.
- **Évaluation de la Durée de Vie Restante** : Mener des études pour évaluer la durée de vie restante des composants clés du GTG, ce qui pourrait influencer la planification à long terme.
- **Étude de la Fiabilité Humaine** : Considérer l'aspect de la fiabilité humaine en évaluant les procédures opérationnelles et en identifiant les erreurs humaines potentielles qui pourraient affecter l'intégrité

Bibliographie

- [1] Rédaction AE. *Gaz : Le groupement timimoune entre en production*. Fév. 2018.
URL : <https://www.algerie-eco.com/2018/02/24/gaz-groupement-timimoune-entre-production/>.
- [2] John Wiley Sons : CCPS (Center for CHEMICAL PROCESS SAFETY). 2016.
- [3] *PROJET DE DÉVELOPPEMENT DE CHAMPS DE TIMIMOUN EPCCS1 – CPF et Hors-site*. 01SRF-TIMGEN-1000-MN-AD-000094. MN. 2017, p. 1-376.
- [4] Nancy E GULEY. *Process Safety Management : Preventing Accidents and Major Chemical Releases*. CRC Press, 2002.
- [5] Center for CHEMICAL PROCESS SAFETY. *Guidelines for Process Safety Metrics*. Wiley-AIChE, 2009.
- [6] INBRICO ENGINEERING. Accessed on 7/10/2023. URL : <https://www.inbrico.com/hse--process-safety.html>.
- [7] Jakiul HASSAN et Faisal KHAN. “Risk-based asset integrity indicators”. In : *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 25.3 (2012), p. 544-554.
- [8] CCPS (Center for CHEMICAL PROCESS SAFETY). *Guidelines for Asset Integrity Management*. John Wiley & Sons, 2016, p. 496. ISBN : 1119010144, 9781119010142.
- [9] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *API RP 584 : Integrity Operating Windows (IOWs) and the Management of IOW Limits*. Rapp. tech. American Petroleum Institute, 2014. URL : <https://www.api.org/>.
- [10] S. N. SINGH. *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*. CRC Press, 2018.
- [11] *Timimoun Field Development Project EPCCS1 – CPF and Offsites*. 01SRF-TIMGEN-1000-MN-OP-915303. MN. 2018, p. 1-50.
- [12] *Timimoun Field Development Project EPCCS1 – CPF and Offsites*. 01SRF-TIMGEN-1000-MN-OP-915202. MN. 2018, p. 1-72.

- [13] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. Second. Washington, D.C. : American Petroleum Institute, avr. 2011.
- [14] R. S. SHARPE. *Non-Destructive Testing*. Taylor Francis, 2012. ISBN : 978-1439877150.
- [15] Trevor A. KLETZ et Paul AMYOTTE. *Hazard and Operability Studies (HAZOP) : A Guide for Practitioners*. CRC Press, 2017.
- [16] Leo BREIMAN et al. *Classification and Regression Trees*. Chapman & Hall/CRC, 1984.

ANNEXES

Annexe A

Diagnostic des exigences de PSM-RBPS

Gestion des connaissances des processus		Véracité	Preuves	Note critère	Note clé principale	Note élément
Afin de Maintenir une pratique fiable						88.33%
Cr.6.1	Avez-vous créé une politique écrite qui régit les éléments de connaissance ?	Vrai	la politique écrite existe	100%	100%	
Cr.6.2	Avez-vous spécifié dans la politique écrite la portée de l'élément de connaissances ? (Y compris les différents types d'informations et de documents qui doivent être créés / collectés pour chaque unité de l'installation).	Vrai	Les éléments sont formalisés dans une politique écrite	100%		
Cr.6.3	Avez-vous des informations sur tous les dangers chimiques, la technologie de processus et les informations sur l'équipement du processus ?	Vrai	Plant de formation existant	100%		
Cr.6.4	Avez-vous soigneusement documenté les risques de la réaction chimique et L'incompatibilité ?	Vrai	Plant de formation existant	100%		
Cr.6.5	Quelles sont les responsabilités les plus importantes des employés compétents ?	Vrai	Les fiches de postes sont déterminées	100%		
Cr.6.6	Rendre l'information disponible et fournir une structure	Vrai	Plateforme GED signifie "Gestion Électronique de Documents"	100%		

Afin de protéger les connaissances contre la perte accidentelle

Cr.6.7	Est-ce qu'il y a une méthode sur laquelle vous vous êtes appuyé pour classer et organiser les documents ?	Vrai	Plateforme de gestion électronique de documents	100%	80%
Cr.6.8	Avez-vous cherché à éliminer des copies parallèles de connaissances de processus ? Surtout s'il n'est pas autorisé dans le cadre de l'élément de connaissance.	Faux	L'accès aux documents soft copiés est autorisé pour tous les employés.	0%	
Cr.6.9	Avez-vous toujours les calculs et les données qui soutiennent la connaissance du processus ?	Vrai	Les tableaux de bord, les bilans.	100%	
Cr.6.10	Élaborer des normes pour les méthodes d'analyse, les symboles, la terminologie et les logiciels	Plutôt vrai	Il n'y a pas une norme spécifiée OSHA, NFPA	70%	
Cr.6.11	Utilisez des tableaux ou d'autres méthodes hautement structurées pour résumer les résultats et / ou indiquer l'emplacement dans les fichiers de l'installation où les connaissances sur les processus peuvent être trouvées.	Vrai	Il existe des méthodes et des tableaux au sein de la centrale	100%	
Cr.6.12	Avez-vous examiné périodiquement l'exactitude des connaissances des processus ?	Vrai	Avec doc contrôle	100%	

Cr.6.13	Évaluer périodiquement l'adéquation des connaissances sur les processus et recueillir de nouvelles informations si nécessaire ou demander de nouvelles informations à l'élément de compétence	Plutôt faux	Elle existe mais n'est pas généralisé	30%		
Cr.6.14	Avez-vous désigné des personnes possédant les connaissances et l'expérience appropriées pour examiner et approuver les corrections ou les modifications apportées au processus de connaissances	Plutôt vrai	Elle existe mais n'est pas généralisé	70%		
Cr.6.15	Avez-vous sondé régulièrement l'organisation pour déterminer si les différents services ont des systèmes de fichiers de connaissances redondants ?	Plutôt vrai	Elle existe mais n'est pas généralisé	70%		
Cr.6.16	Maintenez une archive protégée des connaissances du processus dans une installation séparée et mettez régulièrement à jour le fichier d'archive.	Vrai	Plateforme de gestion électronique de documents.	100%		
Cr.6.17	Dans le cadre du flux de travail de routine pour la mise à jour des connaissances des processus, demandez à ces personnes de confirmer que tout changement a été autorisé.	Vrai	Les procédures de travail sont formalisées	100%		
Cr.6.18	Fournir un moyen de garantir la fidélité des connaissances sur les processus et d'empêcher les modifications non autorisées susceptibles de corrompre les informations.	Vrai	La gestion des connaissances c'est une responsabilité d'une seule personne qualifié	100%		
Cr.6.19	Mettre en œuvre un moyen de récupérer des copies des connaissances de processus pour la révision.	Vrai	La plateforme GED a leur propre archive enregistré	100%		
Afin d'utiliser la connaissance des processus						

Cr.6.20	Déterminer si les employés qui ont besoin d'utiliser les connaissances des processus comprennent parfaitement comment les utiliser.	Vrai	Une bonne utilisation des connaissances pratiques est disponible pour la plupart des travailleurs.	100%	85%	
Cr.6.21	Évaluer si les informations sont adéquates pour répondre aux besoins des autres éléments de RBPS à chaque étape du cycle de vie de l'unité.	Plutôt vrai	-La plupart du personnel au sein de l'unité est en ceins.	70%		
Identification des dangers et analyse des risques (HIRA)		Véracité	Preuves	Note critère	Note clé principale	Note élément
Afin de maintenir une pratique fiable						90.45%
Cr.7.1	Avez-vous établi et mis en œuvre des procédures formelles de gestion des risques ?	Vrai	Plan interne d'intervention (Procédure formelle de la gestion des risques)	100%	71.81%	
Cr.7.2	Avez-vous intégré les activités de HIRA dans le cycle de vie du projet ou du processus?	Vrai	Il y avait une commission d'analyse des risques professionnels et l'analyse des risques industriels.	100%		
Cr.7.3	Avez-vous clairement défini la portée analytique de HIRA et assuré une couverture adéquate ?	Plutôt faux	La porte analytique des systèmes à risque est définie dans l'étude de danger	100%		
Cr.7.4	Avez-vous déterminé la portée physique du système à risque ?	Vrai	La portée physique des systèmes à risque est définie dans l'étude de danger	100%		
Cr.7.5	Avez-vous défini les rôles et les responsabilités pour les activités à risques ?	Vrai	-Les rôles sont définis dans les fiches de poste. -Les employés intervenants dans les situations à risques sont désignés.	100%		

Cr.7.6	Attribuer une fonction professionnelle en tant que propriétaire du système de gestion des risques afin de surveiller régulièrement son efficacité.	Faux	La fonctionnelle professionnelle en tant que propriétaire du système de gestion des risques afin de surveiller régulièrement son efficacité n'existe pas	0%	
Cr.7.7	Avez-vous Fourni une formation de sensibilisation sur le système à risque à tous les employés et sous-traitants concernés ?	Plutôt faux	Le programme de sensibilisation sur le système à risque n'est pas suffisant pour couvrir tous les employés et les sous-traitants	30%	
Cr.7.8	Avez-vous Fourni une formation détaillée à tous les employés et sous-traitants assigné des rôles spécifiques au sein du système de gestion des risques ?	Plutôt faux	-La formation des employés n'est pas formalisée. -La formation détaillée fait par les moyens propres des agents désignés.	30%	
Cr.7.9	Définir la base pour juger des risques et de la tolérance au risque.	Vrai	La matrice des risques existe	100%	
Cr.7.10	Répondre aux critères de sélection des mesures de contrôle des risques dans la procédure HIRA	Vrai	La commission d'analyse des risques professionnels est crédible (décisif).	100%	
Cr.7.11	Avez-vous Vérifié que les pratiques de gestion des risques restent efficaces ?	Plutôt faux	Les pratiques de gestion des risques restent insuffisantes	30%	
Afin d'identifier les dangers et évaluer les risques					
Cr.7.12	Recueillir et utiliser des données appropriées pour identifier les dangers et évaluer les risques	Vrai	Il y a des données appropriées pour les installations similaires	100%	100%
Cr.7.13	Sélectionnez les méthodes HIRA appropriées	Vrai	Les méthodes HIRA sont identifiées	100%	

Cr.7.16	Préparer un rapport HIRA détaillé	Vrai	Le rapport n'est pas détaillé	100%	
Afin d'évaluer les risques et prendre des décisions basées sur les risques					
Cr.7.17	Appliquer les critères de tolérance au risque	Vrai	La matrice des risques existe	100%	100%
Cr.7.18	Sélectionnez les mesures de contrôle des risques appropriées	Vrai	Ces mesures sont incluses dans l'étude de danger de la commission d'évaluation des risques.	100%	
Afin de suivi les résultats de l'évaluation					
Cr.7.19	Communiquer les résultats importants à la direction	Vrai	Rapport de la commission de l'évaluation des risques	100%	90%
Cr.7.20	Documenter le risque résiduel	Vrai	-Rapport de la commission de l'évaluation des risques. -Document unique d'évaluation des risques.	100%	
Cr.7.21	Résoudre les recommandations et suivre la réalisation des actions	Plutôt vrai	Les recommandations sont prises à la légère	70%	
Cr.7.22	Communiquer les résultats en interne	Plutôt vrai	Ma communication est destinée uniquement à la direction	70%	
Cr.7.23	Communiquer les résultats en externe	Vrai	La communication en externe est approuvée	100%	
Cr.7.24	Tenir des registres d'évaluation des risques	Vrai	Elle est formalisée dans un registre	100%	

Procédures de fonctionnement		Véracité	Preuves	Note critère	Note clé principale	Note élément
Afin de Maintenir une pratique fiable						68.142%
Cr.8.1	Élaborer une politique écrite décrivant le système de gestion pour l'élément de procédures qui décrit le processus de création, de mise à jour et de maintenance des procédures d'exploitation.	Vrai	L'exploitation et la maintenance Sont entreprises Par le bon sens « l'absence des procédures écrites »	100%	74%	
Cr.8.2	Traiter les rôles et les responsabilités spécifiques dans la politique écrite décrivant le système de gestion pour l'élément procédures.	Vrai	Les rôles et les responsabilités sont définis	100%		
Cr.8.3	Inclure dans la politique ou la description écrite de la procédure du système de management régissant l'élément de procédures une liste ou une description des formats	Faux	Le système de management n'est pas encore mis en place. De plus, la politique écrite n'a pas encore été rédigée.	0%		
Cr.8.4	Fournir des conseils sur le contenu, y compris ce qui ne devrait pas être inclus dans les procédures d'exploitation	Plutôt vrai	Ces conseils sont fournie seulement dans les réunions matinales de manière verbale.	70%		
Cr.8.5	Fournir un moyen de garantir que les versions précédentes des procédures ne sont pas disponibles ou utilisées.	Vrai		100%		
Afin d'identifier les procédures opérationnelles nécessaires						
Cr 8.6	Identifiez les tâches exécutées par chaque opérateur ou groupe logique d'opérateurs.	Plutôt vrai	La plupart des tâches sont définis	100%	75.71%	

Cr.8.7	Validez la liste des tâches	Vrai	Tâches sont définis.	100%	
Cr.8.9	Veiller à ce que les procédures et les éléments de formation soient coordonnés	Plutôt vrai	Le cursus de formation des opérateurs fournit la compétence nécessaire pour appliquer les procédures et les tâches, mais pas tous les tâches	70%	
Cr.8.10	Examiner le programme de formation des opérateurs pour déterminer le niveau de détail nécessaire pour les procédures d'exploitation.	Plutôt faux	Les programmes de formations ne sont pas souvent mis à jour et réviser conformément aux procédures l'exploitation	30%	
Cr.8.11	Incluez tous les modes de fonctionnement dans la liste de tâches (arrêt temporaire, arrêt pour maintenance annuelle, arrêt d'urgence...etc.)	Vrai	Les procédures sont existées	100%	
Cr.8.12	Instaurer une pratique pour développer des procédures d'urgence pour les opérations d'urgence prévus.	Vrai	Les procédures d'urgence sont développées avec le temps. Elles sont définies dans le plan interne d'intervention	100%	
Cr.8.13	Instaurer une pratique pour élaborer des procédures pour les opérations ponctuelles dangereuses, telles que le déclassement.	Plutôt faux	Les procédures des opérations ponctuelles dangereuses ne sont pas formalisées	30%	
Afin de développer des procédures					
Cr.8.14	Formater les procédures de manière cohérente et sélectionner le meilleur type de procédure pour chaque tâche.	Vrai	Les procédures sont formalisées et formater de manière cohérente.	100%	90%
Cr.8.15	Assurez-vous que les procédures indiquent clairement ce qu'il faut faire et, pour les étapes ou tâches critiques, comment déterminer si l'étape ou la tâche a été exécutée correctement.	Vrai	Les procédures sont formalisées et formater de manière cohérente.	100%	

Cr.8.16	Décrivez les conséquences associées aux erreurs ou omissions de manière suffisamment détaillée	Plutôt vrai	Ces erreurs sont corrigées est sensibilisées dans les réunions matinales mais pas formalisés	70%		
Cr.8.17	Établissez des limites de fonctionnement sûres pour chaque paramètre de processus où un écart par rapport à la limite est crédible et pourrait conduire à une condition dangereuse	Vrai	Elles existent dans la documentation software du système contrôle commande de l'unité	100%		
Cr.8.18	Indiquer clairement les conditions limites pour chaque mode de fonctionnement, par exemple l'arrêt ou non du traitement si certains systèmes de sécurité ne sont pas en service.	Vrai	Elles existent dans la documentation software du système contrôle commande de l'unité	100%		
Cr.8.20	Compléter les procédures avec des listes de contrôle.	Plutôt faux	Avant de Compléter les procédures, On doit avoir les récits descriptifs	30%		
Cr.8.21	Utiliser efficacement les images et les diagrammes.	Plutôt vrai	Le système contrôle commande a des diagrammes et des schémas de fonctionnement du process,	100%		
Cr.8.22	Élaborer des procédures écrites pour contrôler les opérations temporaires ou non courantes.	Vrai	Les procédures écrites sont formalisées dans la documentatio-n hardware	100%		
Cr.8.23	Développez un système de numérotation ou d'indexation des procédures qui soit logique pour l'utilisateur final.	Vrai	L'utilisateur trouvera de système d'indexation ou de numérotation	100%		
Cr.8.24	Vérifier que les nouvelles procédures décrivant les opérations existantes sont conformes aux pratiques existantes et prévues.	Vrai	les nouvelles procédures décrivant les opérations existantes sont conformes aux pratiques existantes et prévues.	100%		

Afin d'utiliser les procédures pour améliorer la performance humaine					
Cr.8.26	Utilisez les procédures comme aide à la formation.	Vrai	les procédures Utilisées comme aide à la formation.	100%	75%
Cr.8.27	Surveiller les rapports d'incident pour détecter tout écart par rapport aux procédures établies.	Plutôt vrai	Les rapports d'incident existent mais la détection des écarts par rapport aux procédures n'est pas exploitée	70%	
Cr.8.28	Récompensez les suggestions d'amélioration, mais ne récompensez pas les actions qui sortent des limites de la procédure, quel que soit le résultat.	Plutôt faux		30%	
Cr.8.29	Rendre les procédures accessibles aux opérateurs à tout moment.	Plutôt vrai	Les procédures existantes sont accessibles aux opérateurs à tout moment.	100%	
Afin de s'assurer que les procédures sont maintenues					
Cr.8.30	Vérifier périodiquement le lien entre les procédures opérationnelles et le programme de formation pour déterminer si le contenu du programme de formation est à jour	Plutôt faux	Les formateurs n'ont pas un lien avec les exploitants des installations de l'unité	30%	26%
Cr.8.31	Instaurer une pratique consistant à identifier les erreurs dans les procédures et à corriger les erreurs en temps opportun	Plutôt vrai	Cette pratique se tient dans les réunions matinales mais n'inclut pas tous les procédures	70%	
Cr.8.33	Revalider périodiquement les procédures pour s'assurer qu'elles reflètent la pratique prévue.	Faux	L'unité ne fait pas la Revalidation périodique des procédures	0%	
Cr.8.34	Vérifier périodiquement que la pratique réelle est conforme aux étapes énumérées dans les procédures d'exploitation.	Plutôt faux	La vérification se fait seulement en cas d'incident ou de panne	30%	
Cr.8.35	Établissez l'intervalle de révision des procédures en fonction du risque ou d'autres critères objectifs.	Faux	Il n'y a pas un intervalle défini pour réviser les procédures	0%	

Pratiques de travail sécurisé		Véracité	Preuves	Note critère	Note clé principale	Note élément
Afin de Maintenir une pratique fiable						94.4%
Cr.9.1	Développer à la fois une politique ou une procédure de gouvernance au niveau du programme qui décrit comment le travail non routinier est autorisé et contrôlé	Vrai	La politique existe.	100%	88.8%	
Cr.9.2	Inclure dans la politique / procédure de gouvernance une liste des informations minimales requises pour les procédures de travail sécuritaires et les permis	Plutôt vrai	Les informations existent mais elles changent avec le temps. « En fonction de la situation »	70%		
Cr.9.3	Y avait-il des activités non routinières sont couvertes par des procédures ou des permis (ou qui ne le sont pas).	Vrai	Les procédures et les permis de travail des manœuvres dangereuses existent.	100%		
Cr.9.4	Indiquez dans les procédures écrites de travail en toute sécurité si des parties de l'installation sont exemptées de toute exigence de procédure ou d'autorisation.	Vrai	Cette condition a été clarifiée dans les procédures écrites de travail	100%		
Cr.9.5	Élaborer des procédures spéciales pour faire face aux dangers particuliers et / ou pour contrôler le travail dans les unités qui traitent des produits chimiques extrêmement toxiques ou autrement dangereux.	Plutôt faux	Ces procédures spéciales ne couvrent pas tous les sources de danger	30%		
Cr.9.6	Utilisez des procédures de travail sûres pour contrôler les activités qui se produisent généralement avant le démarrage ou après l'arrêt définitif d'une unité	Plutôt vrai	La plupart des procédures existent.	100%		

Cr.9.7	S'assurer que les personnes autorisées à approuver les permis ont « la formation et l'expérience nécessaires pour comprendre un large éventail de dangers » et « une connaissance des méthodes bien établies pour gérer les risques associés aux dangers »	Vrai	L'ingénieur HSE tient à suivre ces procédures parfaitement pour faire cette tâche correctement	100%	
Cr.9.8	Veiller à ce que les personnes autorisées à approuver les permis comprennent les dangers	Vrai	L'ingénieur HSE tient à suivre ces procédures parfaitement pour faire cette tâche correctement	100%	
Cr.9.9	Établir et promouvoir un environnement qui accueille les questions concernant la sécurité de tous les aspects de l'opération	Vrai	L'ingénieur HSE tient à suivre ces procédures parfaitement pour faire cette tâche correctement	100%	
Afin de contrôler efficacement les activités de travail non régulières					
Cr.9.10	Élaborer des procédures et / ou des permis pour contrôler les activités de travail non routinières applicables.	Vrai	Ces procédures existent dans l'unité	100%	100%
Cr.9.11	Exiger une communication directe entre le groupe qui exploite l'équipement ou qui est responsable de la zone dans laquelle le travail sera effectué et le groupe qui exécutera le travail non routinier.	Vrai	La communication entre le groupe qui exploite l'équipement et le groupe qui exécutera le travail non routinier est exigée dans la réglementation intérieure de l'unité	100%	
Cr.9.12	S'assurer que les travaux en cours sont bien communiqués aux opérateurs d'unité et aux autres employés potentiellement concernés.	Vrai	La communication des travaux est assurée.	100%	
Cr.9.13	Élaborer un permis de travail non routinier ou un système similaire pour contrôler toutes les activités de travail non routinières	Vrai	Le permis de travail non routinier ou un système similaire est élaboré.	100%	
Cr.9.14	Offrir une formation supplémentaire aux employés qui autorisent ou exécutent régulièrement des travaux non routiniers qui couvrent en profondeur le système intégré de procédures et de permis de travail sécuritaires.	Vrai	Les formations supplémentaires aux employés y a compris les sensibilisations des employés existent	100%	

Cr.9.15	Assurez-vous que les autorisateurs de permis ont un sens de vulnérabilité face aux dangers particuliers rencontrés lors de l'exécution de travaux non routiniers.	Vrai	Les autorisateurs de permis ont un sens de vulnérabilité face aux dangers particuliers rencontrés lors de l'exécution de travaux non routiniers.	100%		
Cr.9.16	Établir un système pour contrôler l'accès aux zones de processus par les employés qui ne participent pas à l'exploitation du processus.	Vrai	Il y a un système de surveillance et de contrôle qualité qui vérifie l'identité de chaque employée avant d'entrer à chaque zone	100%		
Cr.9.17	Contrôler l'accès aux zones de l'installation dans lesquelles des risques particuliers sont présents.	Vrai	Il y a un système de surveillance et de contrôle qualité qui vérifie l'identité de chaque employée avant d'entrer à chaque zone	100%		
Cr.9.18	Faire respecter l'utilisation de procédures de travail sécuritaires, de permis et d'autres normes.	Vrai	Les procédures de travail sécuritaires, le permis et d'autres normes sont respectées par les employées	100%		
Cr.9.19	Examiner les permis remplis avant de les déposer ou de les rejeter et, en fonction des résultats de l'examen	Vrai	L'examen des permis dans ces cas existe « l'exploitant est le fournisseur du permis de travail »	100%		

Intégrité et fiabilité des actifs		Véracité	Preuves	Note critère		Note élément
Afin de Maintenir une pratique fiable						44,25%
Cr.10.1	Élaborer une politique écrite décrivant les activités de travail liées à l'élément d'intégrité des actifs de l'installation.	Plutôt faux	Cette politique existe mais n'est pas formalisée sous forme d'un document	30%		
Cr.10.2	Déterminer la portée de l'élément d'intégrité des actifs	Plutôt vrai	Cette portée existe mais n'est pas formalisées sous forme d'un document	70%		
Cr.10.3	S'assurer que le personnel approprié connaît et applique les exigences et les pratiques recommandées contenues dans les normes	Vrai	Le personnel a les compétences pour exploiter l'installation et il connaît comment utiliser les normes correspondantes	100%		
Cr.10.4	Rechercher activement des informations sur les nouveaux développements dans les exigences de conception, d'essai et d'inspection.	Plutôt faux	Le personnel n'a pas encore atteint la phase d'innovation.	30%		

Cr.10.5	Élaborer une norme à l'échelle de l'entreprise qui résume les exigences applicables en termes de « conception, essai, inspection » pour chaque type d'équipement.	Faux	Cette norme n'existe pas au niveau de l'unité.	0%		
Cr.10.6	Attribuer à des personnes spécifiques au sein de l'entreprise la responsabilité de surveiller les changements aux normes ou les nouvelles normes qui s'appliquent aux installations que l'entreprise exploite.	Faux	Il n'y a pas des nouvelles normes qui s'appliquent aux installations que l'entreprise exploite. « Manque d'innovation »	0%		
Cr.10.7	Sur la base des informations recueillies auprès de toutes les sources, prendre les mesures appropriées pour améliorer les pratiques de conception, d'essai et d'inspection	Plutôt faux	Les informations sont collectées à partir de sources, mais il n'y a pas d'améliorations documentées et formalisées.	30%		
Cr.10.8	Établir des réseaux au sein de l'entreprise pour faciliter la diffusion d'informations relatives à l'élément d'intégrité des actifs	Faux		0%		
Cr.10.9	Intégrer l'élément d'intégrité des actifs à d'autres objectifs	Faux	Cet élément n'est pas intégré au niveau de l'unité	0%		
<p>Afin d'identifier les équipements et les systèmes qui entrent dans le champ d'application du programme d'intégrité des actifs et attribuer les tâches ITPM (Inspection, Testing and Preventive Maintenance)</p>						
Cr.10.10	Énumérez chaque équipement inclus dans le champ d'application de l'élément d'intégrité des actifs	Vrai	Les équipements concernés existent dans l'unité et l'application de cet élément est réalisée	100%		
Cr.10.11	Élaborer un plan ITPM	Plutôt faux	Il existe un programme de maintenance au niveau de l'unité, mais l'ITPM n'est pas encore élaboré	30%		

Cr.10.12	Incluez des étapes d'action dans le processus d'autorisation de modification pour (Mettre à jour le plan ITPM, Établir leurs tâches, Établissez des nomenclatures pour diverses réparations...etc.)	Faux	Le plan de maintenance d'inspection existe, mais n'est pas formalisé sous forme d'un plan ITPM	0%	
Afin de développer et maintenir les connaissances, les compétences, les procédures et les outils					
Cr.10.13	Développer des procédures et des listes de contrôle pour guider les tâches de l'ITPM.	Plutôt faux	L'unité n'est pas dans le cadre de développement de ces procédures.	30%	
Cr.10.14	Identifier les activités de réparation critiques.	Plutôt vrai	Les activités de réparation critiques existent, mais en totale ne sont pas évidents	70%	
Cr.10.15	Déterminer si le manuel d'entretien du fabricant, ainsi que les procédures de travail sécuritaires, contrôlent et régissent adéquatement les travaux de réparation	Plutôt faux	le manuel d'entretien du fabricant existe, mais le savoir de fabrication n'est pas fourni « il reste chez le fabricant »	30%	
Cr.10.16	Pour toutes les activités d'ITPM et de réparations critiques, élaborer des plans de travail qui énumèrent ces procédures et ces étapes	Faux	-Les activités d'ITPM n'existent pas. -Les réparations critiques sont pas réalisées l'unité	0%	
Cr.10.17	Familiarisez-vous avec les exigences relatives aux certifications spéciales pour les inspecteurs	Plutôt faux	La familiarisation ça tient la route avec la compétence du personnel.	30%	
Cr.10.18	Assurez-vous que les inspecteurs détiennent les certifications énumérées dans les normes applicables.	Plutôt faux	L'unité n'a pas des inspecteurs dans ce genre. « Les sous-traitants sont les responsables de ce travail »	30%	
Cr.10.19	Fournir les outils et la formation nécessaires pour effectuer les tests et les inspections.	Faux	Ces outils et formations ne sont pas disponibles.	0%	

Cr.10.20	Fournir les outils et la formation nécessaires pour stocker les données de test et l'historique des équipements de manière à ce qu'ils puissent être facilement analysés.	Faux	Ces outils et formations ne sont pas disponibles.	0%		
Afin d'assurer la conformité continue avec l'objective						
Cr.10.21	Effectuer des inspections et des tests initiaux dans le cadre de la mise en service de l'usine	Vrai	Toutes ces inspections et tests initiaux ont été effectués par le personnel de l'unité.	100%		
Cr.10.22	Effectuer des tests et des inspections conformément au plan ITPM.	Plutôt faux	Il y a des inspections, un plan de maintenance, mais il n'y a pas d'un plan ITPM	30%		
Cr.10.23	Planifier et exécuter les activités de maintenance préventive et prédictive de routine conformément au plan ITPM	Plutôt faux	Les activités de maintenance préventive et prédictive ont été planifiés et exécutés, mais ils ne sont pas conformes avec le plan ITPM.	30%		
Cr.10.24	Planifier et effectuer des révisions de l'équipement en fonction des résultats des activités de surveillance de l'état ou en fonction d'autres critères	Plutôt vrai	La Planification, l'effectuation, et les révisions de l'équipement existent, mais ils restent toujours non formalisés et non officialisés.	70%		
Cr.10.25	Planifier les travaux d'entretien, y compris les réparations et les travaux ITPM.	Plutôt faux	Les travaux d'entretien existent, mais ils ne sont pas formalisés sous la forme d'un plan ITPM.	30%		
Cr.10.26	Autorisez tous les travaux de réparation imprévus.	Vrai	L'unité autorise tous les travaux de réparation imprévus.	100%		
Cr.10.27	Élaborer des spécifications pour les pièces de réparation et les matériaux d'entretien essentiels	Plutôt faux	Le fabricant garde les spécifications des pièces et ne les donne pas à l'unité.	30%		
Cr.10.28	Assurez-vous que les fournisseurs fournissent des pièces et des matériaux conformes aux spécifications	Plutôt faux		30%		

Cr.10.29	Assurez-vous que le magasin des pièces et du matériel d'entretien est bien organisé et contrôlé	Vrai		100%	
Cr.10.30	Associer les pièces de réparation aux articles d'équipement.	Vrai	Les pièces de réparation sont associées par codification au niveau de l'unité,	100%	
Cr.10.31	Inclure des étapes dans les procédures d'entretien préventif, de réparation et de révision pour s'assurer que l'équipement est apte au service lorsqu'il est remis à l'équipe de production.	Plutôt faux		30%	
Cr.10.32	Traiter rapidement les conditions pouvant entraîner un échec	Faux	L'unité n'a pas ce type de Traitement.	0%	
Cr.10.33	Examiner les rapports d'essai et d'inspection et soit « réparer les lacunes notées par l'inspecteur » Ou « documenter les raisons pour lesquelles les réparations ne sont pas nécessaires ».	Plutôt faux	L'examen des rapports existe, mais les rapports ne sont pas toujours consistants.	30%	
Cr.10.34	Examiner les résultats pour identifier les problèmes plus généraux.	Plutôt vrai	L'examen de ces résultats existe, mais elle n'est pas formalisée « Elle dépend de la compétence du personnel ».	70%	
Cr.10.35	Planifier les activités de réparation et d'entretien de manière à ce qu'elles soient exécutées en temps opportun avec un appui technique et logistique adéquat.	Vrai	La Planification des activités de réparation et d'entretien existe	100%	
Afin d'analyser les données					
Cr.10.36	Mettre en place un moyen pour collecter et analyser efficacement les données et mettre en évidence les anomalies.	Plutôt vrai	Le réseau ORACLE a chargé de collecter et analyser efficacement les données	70%	
Cr.10.37	Mettre en œuvre une approche à plusieurs niveaux pour la conduite des inspections.	Plutôt vrai	L'unité fait l'accompagnement des inspections effectuées par les sous-traitants, mais l'approche à plusieurs niveaux n'existe pas.	70%	

Cr.10.38	Sur la base des résultats des essais et des activités d'inspection, apporter les ajustements appropriés à l'inspection ou à l'intervalle d'essai.	Vrai	L'unité apporte les ajustements appropriés à l'inspection ou à l'intervalle d'essai.	100%		
Cr.10.39	Utilisez les résultats des tests et des inspections pour planifier la révision, le remplacement ou d'autres actions correctives.	Plutôt vrai	L'utilisation des résultats des tests et des inspections existe, mais elle n'est pas toujours exploitée	70%		
Cr.10.40	Enregistrez les données d'inspection afin qu'elles soient facilement accessibles	Plutôt vrai	Les données d'inspection sont enregistrées	30%		

Annexe B

➤ Système : GTG ➤ Sous système : WHRU des Réchauffeurs Électriques d'Huile Chaude					➤ Élément : Gaz ➤ Caractéristique : Pression				
N	Mot clés	Paramètre	Déviatiion	Causes	Conséquences	Détections	Sécurité existante	Action d'amélioration	Observation
1	Plus de	Pression	Plus de Pression de L'entrée du WHRU du gaz d'échappement	1-Augmentation de la Charge du GTG. 2- Les gaz d'échappement à une température plus élevée	1- Surcharge du WHRU. 2-Surpression excessive .Fuite possible des équipements	*PT-75006A/B/C TV-75006AA/BA/CA *PI-75006A/B/C	- l'alarme de pression haute PAH75006A/B/C -Arrêter d'urgence l'opération de la GTG	-Vérification du statut des dampers de WHRUs. -Vérifier Flux de gaz d'échappement des GTGs	
2	Plus de	Pression	Plus de Pression de la sortie du WHRU	1- GTG fonctionne à une charge plus élevée que la normale.	-Surchauffer le GTG. -Fuites. -Risque d'explosion	- Point de consigne des PAH75003A/B/C - Point de consigne des HIC75001A/B/C	- l'alarme de pression haute PAH75003A/B/C -Arrêter d'urgence l'opération de la GTG. -Vérifier l'état de Soupape Manuelle HV 75001A/B/C		

➤ Système : GTG ➤ Sous système : WHRU du gaz d'échappement					➤ Élément : Gaz ➤ Caractéristique : Température				
N	Mot clés	Paramètre	Déviati	Causes	Conséquences	Détections	Sécurité existante	Action d'amélioration	Observation
1	Plus de	Température	Plus de température de la sortie du WHRU	<ul style="list-style-type: none"> - Problèmes de combustion - Fausse indication de Température (TIC-75006A/B/C -le débit d'huile chaude à travers l'échangeur de chaleur est insuffisant 	<ul style="list-style-type: none"> -Dégradation accélérée des composants du WHRU. -Réduction de l'Efficacité Énergétique. - Incendie. 	<ul style="list-style-type: none"> *TAH75006A/B/C *TT-75002A/B/C * TSHH-75007A/B/C 	<ul style="list-style-type: none"> *TV-75006AA/BA/C A *les SD-3-75-05A/B/C, 	<ul style="list-style-type: none"> Vérification de Température de gaz d'échappement des GTGs. -Vérifier État des TV-75006AA/BA/C A 	
2	Moins de	Température	Moins de Température de la sortie du WHRU	<ul style="list-style-type: none"> -le GTG fonctionne à une charge réduite. -Une isolation thermique insuffisante. - Fausse indication de 	<ul style="list-style-type: none"> -Réduit l'efficacité de la récupération de chaleur. - Diminution de l'Efficacité Globale. - La condensation de l'eau. 	<ul style="list-style-type: none"> *TAL75006A/B/C *TT-75002A/B/C 	<ul style="list-style-type: none"> *TV-75006AA/BA/C A *les SD-3-75-05A/B/C, 	<ul style="list-style-type: none"> Vérification de Température de gaz d'échappement des GTGs. -Vérifier État des TV- 	

				Température (TI-75002A/B/C	- Consommation de Combustible Supplémentaire			75006AA/BA/CA	
--	--	--	--	----------------------------	--	--	--	---------------	--

<ul style="list-style-type: none"> ➤ Système : Turbine A Gaz ➤ Sous système : Alimentation en Fuel Gaz vers les Turbo Générateurs A/B/C 					<ul style="list-style-type: none"> ➤ Élément : Fuel Gaz ➤ Caractéristique : Débit 				
N	Mot clés	Paramètre	Déviatio	Causes	Conséquences	Détections	Sécurité existante	Action d'amélioration	Observation
1	Moins de	Débit	Moins de débit de gaz dans la chambre de combustion	1-Moins de débit d'air	<p>1- Moins de Combustion</p> <p>1-1-Moins de pression de détente de gaz brûlé</p> <p>1-2-Diminution de vitesse de turbine</p> <p>1-2-1-Diminution de température</p> <p>1-2-2-Diminution de taux de compression du compresseur</p>	<p>1-Indication de Débit Intégré FQI -61001A/B/C.</p> <p>Transmetteur de Débit FT-61556A/B/C</p> <p>Calculateur de Débit FY-61001A/B/C</p>	<p>1-Accélération de la vitesse par commande de VCE</p> <p>-Déclenchement du système sans mise à évent des ailettes</p>	1- Accélération manuelle par le VCE dans la salle de contrôle	Signalisation Sur tableau de contrôle

				<p>2- Les coalesceurs de fuel gaz (440-VJ-61-102A/B/C) fonctionnent mal</p>	<p>-Gaz injecter dans la chambre de combustion est insuffisant</p> <p>-Peu de flamme dans la chambre de combustion</p>	<p>1-Indication de Débit Intégré FQI -61001A/B/C.</p> <p>-Transmetteur de Débit FT-61556A/B/C</p> <p>-Calculateur de Débit FY-61001A/B/C</p>		<p>-Maintenir les coalesceurs - Choisir la bonne qualité et nettoyé les coalesceurs</p>	
				<p>3-les filtres de Fuel Gaz (440-MB-61-102A/B/C) sont obstrués par des particules</p>	<p>-Gaz injecter dans la chambre de combustion est insuffisant</p> <p>-Peu de flamme dans la chambre de combustion</p>			<p>-Maintenir les filtres -Choisir la bonne qualité et nettoyé les filtres</p>	

				4-Fuite par la conduite branché avec l'injecteur de gaz	4-Risque explosion probable s'il y aura une source d'énergie	4-Détecteur de gaz *Thermocouple	4- Déclenchement de système *Arrêt d'aération *démarrage de système de Protection contre l'Incendie de l'Enceinte (Brouillard d'Eau),	4-Choisir la bonne qualité de conduite dans le marché avant l'utilisation -Système anti-fuite -Détection : fuite....etc.	Signalisation (S-D-C)
--	--	--	--	---	--	-------------------------------------	---	--	-----------------------

2	Plus de	Débit	Plus de débit de gaz dans la chambre de combustion	1-Plus de débit d'air	<p>1-Combustion excessive :</p> <p>1-1-Accroissement de pression de gaz brûlé qui actionne les roues de turbine</p> <p>1-2-Survitesse de turbine</p> <p>1-2-1-Température excède la limite de consigne</p> <p>1-2-2-Probabilité d'altération de la roue avec déformation de rotor et stator</p> <p>1-2-3-Oscillation excessive de vitesse</p>	<p>1- Indication de Débit Intégré FQI -61001A/B/C.</p> <p>Transmetteur de Débit FT-61556A/B/C</p> <p>Calculateur de Débit FY-61001A/B/C</p> <p>Transmetteur de Pression PT-61001A/B/C</p> <p>Transmetteur de Température TT-61001A/B/C</p>	<p>1-2-Décélération de la vitesse par la commande VCE</p> <p>1-2-1-Air de refroidissement</p> <p>1-2-2-Alarme et arrête d'urgence : La fermeture d'ESDV - 61001A/B/C</p>	<p>1-Vérifier les aubes d'aspiration d'air</p> <p>1-2-Décélération manuelle par le VCE dans la salle de contrôle</p> <p>1-2-1-Assurer un système auxiliaire de refroidissement</p> <p>1-2-1-1-Réparation de tube de flamme s'il est possible, si non le remplacer</p> <p>1-2-2-Vérifier la fiabilité de détecteur</p>	<p>1-Vérifier SRV, GCV</p> <p>Signalisation S-D-C</p>
---	---------	-------	--	-----------------------	---	--	--	---	---

3	Pas de	débit	Pas de débit gaz dans la chambre de combustion	1- *Lecture erroné de Calculateur de Débit FY-61001A/B/C	1- Absence de combustion 1-1- Déclenchement du système	1- Indication de Débit Intégré FQI -61001A/B/C. Transmetteur de Débit FT-61556A/B/C Calculateur de Débit FY-61001A/B/C	1-Alarme déclenchement sans mise à évent	1-Vérifier le fonctionnement de Calculateur de Débit	Signalisation S-D-C
				2-La vanne ESDV-61001A/B/C bloqué fermé	-Absence de combustion -Déclenchement du système	2- Indication de Débit Intégré FQI -61001A/B/C. Transmetteur de Débit FT-61556A/B/C Calculateur de Débit FY-61001A/B/C	2- Déclenchement du système		Signalisation S-D-C
				4-Bouchage total de l'injecteur de gaz	-Absence de combustion -Déclenchement du système	4-Détecteur de flamme	4- Déclenchement du système	-Maintenir l'injecteur Choisir la bonne qualité.	Signalisation S-D-C
				5-L'existante de l'air dans le conduite brancher	5-Déclenchement de système combustible	5-Détecteur de gaz dans l'enceinte de la turbine	5- déclenchement du système de combustible	5- Choisir la bonne qualité de conduite dans le	

				avec l'injecteur (coupure du gaz)	5-1- Si l'arrêt ne se fait pas, un risque d'explosion est probable	*Décteur de température	« fermeture de la vanne de sécurité ESDV-61001A/B/C avec mise à évent »	marché avant l'utilisation -Système anti-fuite -Détection : fuite...etc	
--	--	--	--	-----------------------------------	--	-------------------------	---	---	--

➤ Système : GTG ➤ Sous système : Chambre De Combustion					➤ Elément : Gaz ➤ Caractéristique : Température				
N	Mot clés	Paramètre	Déviati	Causes	Conséquences	Détections	Sécurité existante	Action d'amélioration	Observation
1	Moins de	Température	Moins de Température Des gaz	Problème au niveau de système d'échauffement de gaz : -Régulation défailante -Mauvaise fonctionnement de la chaudière	-Mauvaise combustion -Ne démarrage de la turbine -Condensa au niveau des injecteurs : *Corrosion *Bouchage -Mauvaise rendement de la turbine	-Décteur de température	Déclenchement de système	-Entretien de la chaudière	Signalisation salle du contrôle
2	Plus de	Température	Plus de Température Des gaz	Problème au niveau de système d'échauffement de gaz : -Régulation défailante -Mauvaise fonctionnement de la chaudière	-Mauvaise rendement de la turbine -Risque d'incendie	-Décteur de température	Alarme et déclenchement du système -Air de refroidissement	-Entretien de la chaudière	Signalisation salle du contrôle

<ul style="list-style-type: none"> ➤ Système : GTG ➤ Sous système : L'entrée du WHRU des Réchauffeurs Électriques d'Huile Chaude 					<ul style="list-style-type: none"> ➤ Élément : Gaz ➤ Caractéristique : Température 				
N	Mot clés	Paramètre	Déviatiion	Causes	Conséquences	Détections	Sécurité existante	Action d'amélioration	Observation
1	Plus de	Température	Plus de Température L'entrée du WHRU des Réchauffeurs Électriques d'Huile Chaude	1- Fausse indication de Température (TI-75003A/B/C)	1-Surcharge du Processus 2-Les systèmes de régulation de la température peuvent dysfonctionner. 3- Déclenchant un arrêt d'urgence	Transmetteur de Température TT-75003A/B/C		*Remplacer autre indicateur ; si non le réparé *Ajouter autre indicateur auprès de l'indicateur ancien	
				2-le débit d'huile chaude à travers l'échangeur de chaleur est insuffisant	1-Augmentation de la Température des Gaz d'Échappement.	-les alarmes de température haute -Transmetteur de Température TT-75003A/B/C	Déclenchant un arrêt d'urgence SD-3-75-11A/B/C. 2-TSHH-75003A/B/C.	Le nettoyage régulier, l'inspection des tuyaux, le remplacement des joints d'étanchéité et d'autres composants, ainsi que la révision périodique de l'équipement.	
					2-Surcharge du Processus 3- une augmentation soudaine de pression				
2	Moins de	Température	Moins de Température de L'entrée du WHRU des	1-Défaillance du Capteur de Température TI-75004A/B/C		Transmetteur de Température TT-75004A/B/C	-Des alarmes de température d'entrée haute/basse.	*Remplacer autre indicateur ; si non le réparé *Ajouter autre indicateur	

			Réchauffeurs Électriques d'Huile Chaude						
				2-Un manque de combustible	1-L'efficacité de l'échange de chaleur est réduite		-Activé le réchauffeur électrique 480-GX-75- 01A/B	auprès de l'indicateur ancien	
					2- la chaleur n'est pas suffisante pour la régénération de l'amine dans une unité AGRU.				

➤ Système : GTG ➤ Sous système : Lubrification					➤ Élément : Huile ➤ Caractéristique : Débit				
N	Mot clés	Paramètre	Déviati on	Causes	Conséquences	Détections	Sécurité existante	Action d'amélioration	Observation
1	Moins de	Débit	moins de débit d'huile de lubrification	1-Male fonctionnement des deux pompes (principale et auxiliaire) 2- Encrassement des filtres 3-Blocage du clapet anti-retour 4-Encrassement des conduites d'huile 5-Bouchage des orifices du palier	1- Déclenchement du système 1-1-Protection température d'échappement 2-Fonte du tube de flamme 2-1-Réduction de la résistance mécanique des aubes fixés et au fur et à mesure : Rupture	1-Thermocouple de contrôle et déclenchement	1-Les vannes d'entrées et des sorties fermés (SRV, GCV) et les vanne de brûleur ouvertes	1-Refroidissement auxiliaire *Régler la vanne GCV selon spécification la commande	-Signalisation -Inspection mécanique
				2-Haute température avec un défaut au niveau du thermocouple de déclenchement	2-Fonte du tube de flamme 2-1-Réduction de la résistance mécanique des aubes fixés et au fur et à mesure : Rupture	2- Thermocouple 2-1-Détecteur de proximité électrique qui détecte le mouvement	2- Déclenchement avec mise à éven 2-1-Alarme et arrêt d'urgence	2-Réparation de tube de flamme s'il est possible si non le remplacer 2-1-Maintenance et réparation les roues de système pour résister à forte chaleur	-Signalisation -Inspection mécanique

2	Pas de	Débit	Pas de Débit d'huile dans le réservoir	-Défaillance de la vanne thermostatique -Bouchage au niveau de la tuyauterie -Défaillance de la pompe d'huile	-Non démarrage de la turbine -Perte de production -Endommagement mécanique puis explosion si le détecteur défaillant -Indisponibilité de la turbine	-Détecteur de niveau -Débit mètre	- Déclenchement du système -Alarme et arrêt d'urgence	-ajouter une pompe de secours (courant contenue)	-Signalisation -Inspection mécanique
---	--------	-------	--	---	--	--------------------------------------	---	--	---

➤ Système : GTG ➤ Sous système : Lubrification					➤ Elément : Huile ➤ Caractéristique : Pression				
N	Mot clés	Paramètre	Déviati on	Causes	Conséquences	Détections	Sécurité existante	Action d'amélioration	Observation
1	Moins de	Pression	Moins de pression d'huile de lubrification	-Fuite -Baisse température d'huile -Défaillance de la pompe et non sollicitation de la Pompe	-Mauvaise graissage -Non démarrage de la turbine -Faible rendement -Arrêt de vireur	-Détecteur de pression	- Alarme et déclenchement du système	-Démarrer la pompe de secours pour augmenter la pression d'huile	-Signalisation -Inspection mécanique

				-Blocage de la vanne de vireur fermée					
2	Plus de	Pression	Plus de Pression d'huile de lubrification	-Démarrage des pompes de graissage en même temps	-Augmentation de vitesse de virage -Défaillance des vannes	- Détecteur de pression	-Alarme et déclenchement du système	-Utilisation des pompes avec des pressions fixe	-Signalisation -Inspection mécanique

➤ Système : Turbine A Gaz ➤ Sous système : Lubrification					➤ Élément : Huile ➤ Caractéristique : Température				
N	Mot clés	Paramètre	Déviatiion	Causes	Conséquences	Détections	Sécurité existante	Action d'amélioration	Observation
1	Plus de	Température	Plus de température d'huile de lubrification	-Défaillance de thermostat - les aéro réfrigérant ne fonctionnent pas - Défaillance de détecteur de température -Augmentation de la charge de la turbine	-Mauvaise graissage -Défaillance des consignés -Incendie -Explosion de la caisse d'huile -Augmentation de la température de la turbine -Arrêt d'urgence (ESD)	- Thermocouple -Transmetteur de température	Déclenchement du système -Alarme et arrêt d'urgence - Refroidissement	- étalonnage et calibrage périodique des instruments de mesure et de contrôle	-Signalisation -Inspection mécanique