

MISE EN PLACE D'UNE MAINTENANCE SUR LA TURBINE A GAZ DE NKOSSA DE TOTAL E&P CONGO

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU MASTER EN INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT OPTION : GENIE ELECTRIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 29 janvier 2016 par

Yhann Déo Gracias MIENAGATA PAKOU

Encadreur pédagogique **Justin BASSOLE**
Enseignant Département GEEI
2iE

Maitre de stage **Marc GIBOUT**
Chef de Service Méthodes Electriques
Total E&P Congo

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Ahmed BAGRE

Membres et correcteurs : M. Justin BASSOLE
 M. Madieumbe GAYE

Promotion 2014-2015

CITATION

Tout obstacle renforce la détermination. Celui qui s'est fixé un but n'en change pas.
L'expérience prouve que celui qui n'a jamais confiance en personne ne sera jamais déçu.
Leonard De Vinci

REMERCIEMENTS/ DEDICACES

La rédaction et la réalisation de ce mémoire ont été possibles grâce au concours de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma reconnaissance. Il m'est particulièrement agréable d'exprimer ma gratitude et mes remerciements à tous ceux qui, par leur enseignement, leur soutien et leurs conseils, m'ont transmis leur connaissance pour m'assurer une bonne base théorique.

Je voudrais tout d'abord adresser toute ma gratitude au directeur de ce mémoire, Justin BASSOLE, pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je tiens tout particulièrement à remercier et à témoigner toute ma reconnaissance à toute l'équipe du service Méthodes Electricité à savoir:

- Marc GIBOUT, Chef de Service Méthodes Electricité, mon tuteur de stage
- Hermann HOUTOU
- Jurcel N'SIMOU
- Prince MERECK

Pour m'avoir fait partager leurs expériences aussi enrichissantes que pleines d'intérêt, toutes leurs compétences et le temps qu'ils m'ont consacré durant ces cinq mois de stage, en sachant répondre à toutes mes interrogations.

Je n'oublierai pas aussi d'adresser mes profonds remerciements, à ma fiancée Germaniche NKODIA, ingénieure Productivité Puits chez Total E&P Congo, qui m'a témoigné sa grande gentillesse en me soutenant depuis le début de cette reprise d'études, à ma mère Jeanne NTSONA, qui a été un soutien moral et ainsi qu'à mes collègues et amis.

Enfin, mes sincères remerciements à Total E&P Congo, qui a cru en mes capacités et qui a financé l'intégralité de ma formation.

RESUME

Ce mémoire de fin de formation a pour objectif de résoudre un problème bien connu des industriels à savoir l'optimisation de la fonction maintenance par « l'élaboration d'une politique adaptée ». La première étape est d'identifier les différents équipements critiques dans la chaîne de production électrique tout en recherchant tous ceux qui présentent les défaillances les plus pénalisantes.

Les méthodes ou outils utilisés (loi exponentielle ou Weibull) ont pour but de se focaliser sur les défaillances des équipements qui causent la majorité des effets nuisibles à la maintenance, à la production et à la sécurité. Les différents indicateurs de fiabilité retrouvés, révèlent que les équipements de production se trouvent dans leur phase de vieillissement. La mise en place des outils d'analyse tels que AMDEC a permis de rallonger la durée moyenne de bon fonctionnement de ces derniers.

Ces techniques consistent non seulement à identifier les anomalies et le dysfonctionnement du processus mais aussi à remonter jusqu'à leurs causes profondes, en suggérant des actions préventives et correctives appropriées. La politique actuelle appliquée par la filiale congolaise est bien adaptée au fonctionnement mais à laquelle quelques choix ont été faits pour l'optimiser.

Mots Clés :

1 - AMDEC

2 - Fiabilité

3 – Weibull

4 - Maintenance

ABSTRACT

This internship report aims to solve a problem well known by the companies as the optimization of the maintenance function by "the development of a required policy". The first step is to identify the various critical equipment in power generation chain while seeking those with the most penalizing failures.

The methods and tools used (exponential or Weibull) aim to focus on equipment failures that cause the majority of adverse effects to maintenance, production and safety. The different reliability indicators found, show that the production facilities are located in their aging phase. The implementation of analysis tools such as FMEA helped extend the average period of functioning of these.

These techniques are not only to identify anomalies and dysfunction of the process but also to go back to their root causes, suggesting preventive and corrective actions. The current policy applied by the Congolese subsidiary is well suited to the operation but that some choices were made to optimize it.

Key words:

1 - FMEA

2 - reliability

3 – Weibull

4 - Maintenance

LISTE DES ABREVIATIONS

MTBF :	Temps moyen entre deux pannes « mean time between failures »
TBF :	Temps de bon fonctionnement
TEPC :	Total E&P Congo
MTTF:	Durée moyenne avant panne « mean-time to failure »
MTTR:	Temps moyen jusqu'à la réparation « Mean Time To Repair »
MUT :	Temps moyen de fonctionnement entre la dernière remise en service après réparation et le prochain défaut « Mean Up Time »
MDT :	Temps moyen entre un défaut et la remise en service de l'équipement « Mean Down Time »
D :	Disponibilité
λ :	Taux de défaillance
PY ou DP:	Repère ou Tag des turbines à gaz
NKP :	Barge NKOSSA Production
YAQ :	Plate-forme YANGA Quartier Vie
TAP :	Plate-forme TCHIBOUELA Production
DEF_INH_U :	Défaut inhibition tension
APP :	Apparition défaut
ALIM_REG_U :	Alimentation régulateur de tension
AMDEC :	Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité
PCI :	Pompe centrifuge immergée
SAP :	Logiciel de gestion de maintenance
4C&D:	Change Culture, Compete on Cost and Deliver (Politique de réduction de coûts)
PDCS :	Power distribution control system (Système automatisé de gestion du réseau HTA)
MAP :	Manque à produire
SDI :	Serial Digital Interface
IC :	Inspection combustion
IM :	Inspection majeure
ATEX :	Atmosphère Explosive
SAQR-ATEX :	Système d'assurance Qualité des Réparateurs de matériels ATEX
GMAO :	Gestion de maintenance assistée par l'ordination

SOMMAIRE

I.	<i>introduction</i>	1
II.	<i>Présentation de l'entreprise</i>	2
III.	<i>Organisation de l'entreprise et du département Maintenance</i>	3
IV.	<i>Objectifs de la mission</i>	7
V.	<i>Matériels et Méthodes/outils mathématiques</i>	10
VI.	<i>Résultats</i>	18
VII.	<i>Discussion et Analyses</i>	22
VIII.	<i>Etude Economique</i>	27
IX.	<i>Conclusion</i>	31
X.	<i>Recommandations – Perspectives</i>	32
XI.	<i>Bibliographie</i>	35
XII.	<i>Annexes</i>	37

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Discrimination des Conséquences (extrait).....	11
Tableau 2: Conséquences turbine PY901 B de NKP	14
Tableau 3: Note de calcul de la loi de Weibull (extrait des données NKP PY 901B)	17
Tableau 4: Indicateurs de fiabilité de la turbine PY901 B NKP	18
Tableau 5: Indicateurs de fiabilité de toutes les turbines	19
Tableau 6: Tableau fiabilité des turbines fait par le service Méthodes Mécanique	23
Tableau 7: Fréquence des défauts PY 901 B NKP.....	24
Tableau 8: Origines des conséquences (défauts).....	25
Tableau 9: Comparaison des indicateurs de fiabilité	26
Tableau 10: synthèse des couts maintenance et non maintenance (extrait)	28
Tableau 11: Bilan économique couts liés à la maintenance et la non maintenance (sortie magasin)	29
Tableau 12: Planning de maintenance.....	32
Tableau 13: Table de Weibull A-B	38
Tableau 14: Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité	41
Tableau 15: Guide d'entretien alternateur	43
Tableau 16: Guide d'entretien alternateur Suite	44
Tableau 17: Planning des visites machines	49

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Schéma d'implantation des sites	2
Figure 2: Organigramme niveau 0 de Total E&P Congo	4
Figure 3: Organisation de la maintenance	6
Figure 4: Synoptique électrique des sites	9
Figure 5: Plaque signalétique de l'alternateur	12
Figure 6: Schéma de fonctionnement d'une turbine à gaz.....	13
Figure 7: cycle de vie d'un équipement (extrait)	15
Figure 8: Courbe de mortalité et de survie	20
Figure 9: Courbe de taux de défaillance.....	21
Figure 10: Diagramme de Pareto PY 901 B NKP	24
Figure 11: Diagramme Cout maintenance Vs Non maintenance	29
Figure 12: Economie par puissance	30
Figure 13: Courbe F(t) de Weibull de la turbine PY 901 B NKP	39
Figure 14: Courbe comparative entre réparation et sortie magasin	40
Figure 15: Choix du type de la maintenance.....	42
Figure 16: Schémas Process de la turbine	45

I. INTRODUCTION

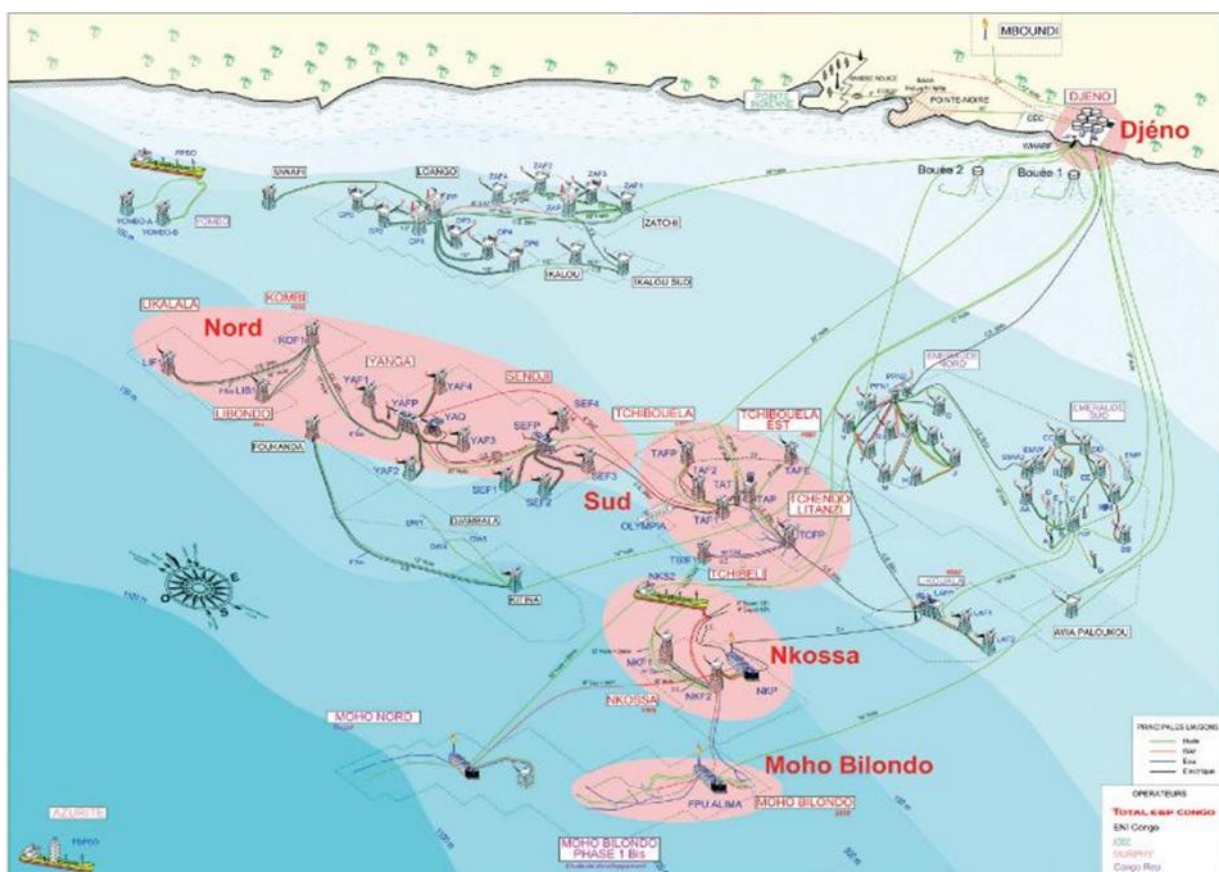
Le monde industriel est en perpétuel développement, depuis les années de la révolution industrielle jusqu'à ce siècle. Ce développement tourne autour d'un seul levier : « l'énergie ». De nos jours, une entreprise comme le groupe Total, pour augmenter ses revenus, a besoin de maîtriser sa production énergétique afin de garder sa place de leader sur le marché du pétrole. La maîtrise de cette énergie est un problème bien complexe qui fait appel à la fonction Maintenance. La maintenance industrielle, qui a pour vocation de maintenir le bon état de fonctionnement des outils de production électrique, est une fonction stratégique dans les entreprises. Intimement liée à l'incessant développement technologique, à l'apparition de nouveaux modes de gestion et à la nécessité de réduire les coûts du Manque à produire (MAP), elle est en constante évolution [1]. Elle n'a plus aujourd'hui comme seul objectif de réparer l'outil de travail mais aussi de prévoir et éviter les dysfonctionnements. Ainsi la recherche des performances des systèmes de production devenus complexes mène la fonction maintenance à être responsable de la garantie de la disponibilité de tels systèmes. Cette garantie doit être assurée dans des conditions financières optimales. En effet, la concurrence est devenue de plus en plus rude voire farouche, toutes les entreprises sont tenues à appliquer la maintenance grâce aux objectifs qu'elle présente : assurer la production prévisionnelle, maintenir le niveau de la qualité de l'énergie produite et respecter le planning ainsi que les objectifs humains (conditions de travail et de sécurité).

Total E&P Congo n'est pas exemptée de ces problèmes de maintenance. Avec une production électrique installée de 95.8MW produite par 8 turbines à gaz âgées de 25 ans en moyenne, elle n'atteint que 61.68MW soit 64% de sa production nominale. Ce déficit serait dû aux arrêts intermittents des équipements qui occasionnent ensuite des MAP du pétrole brut. Aujourd'hui Total E&P Congo (TEPC) a besoin de toute son énergie pour exploiter au maximum ses réserves pétrolières. Pour tenter d'établir une politique de maintenance de ces turbines, nous allons dans un premier temps collecter les historiques de fonctionnement des équipements ciblés, les classer par rapport à leurs indicateurs de performance, puis nous recentrer sur ceux présentant des mauvais indicateurs ensuite faire une analyse par des outils de maintenance et en ressortir un plan de maintenance.

II. PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

Troisième filiale africaine du Groupe Total, TEPC est installée pour la toute première fois au Congo en 1969 sous le nom d'Elf Congo. Société anonyme de droit congolais au capital de 20.235.301 dollars Américain (USD), TEPC est le premier opérateur économique au Congo [2]. Il est le premier producteur économique du pays et opérateur de 10 champs en offshore sur les 22 actuellement en exploitation. Il a découvert plus de 65% des réserves initialement répertoriées, avec une production pétrolière de 135.000 barils/jour (en 2013) sur une production nationale de 242.000 barils/jours. Au 1^{er} septembre 2015, Total E&P Congo compte 1353 collaborateurs dont 832 congolais sous contrats TEPC, 248 expatriés résidents et rotationnels, 220 contractés et 16 Volontaires Internationaux en Entreprise (V.I.E.). La plus grande partie de sa production se fait à 75 km des côtes congolaises en mer profonde. L'image ci-dessus illustre les champs pétroliers opérés par Total dans l'offshore congolais.

Figure 1: Schéma d'implantation des sites



III. ORGANISATION DE L'ENTREPRISE ET DU DEPARTEMENT

MAINTENANCE

A l'image du Groupe Total, la filiale congolaise est organisée en plusieurs entités :

- ✚ La Direction Générale est en charge d'assurer la coordination de toutes les entités sous sa tutelle et son management ;
- ✚ La Direction des Operations est en charge de conduire les installations d'exploitation dans une logique de progrès permanent afin de maximiser la production en toute sécurité et au meilleur coût.
- ✚ La Direction Géosciences est en charge des activités de recherche et d'exploration des gisements de la filiale ;
- ✚ Le Secrétariat Général est en charge de la gestion du personnel, de son développement, et de garantir la santé des collaborateurs et leurs familles ;
- ✚ La Direction Finances est en charge de tous les exercices comptables et de la fiscalité ;
- ✚ La Direction Business Développement s'occupe des accords et partages des réserves avec l'état congolais et d'autres filiales ainsi que des études de développement en collaboration avec le siège ;
- ✚ La Direction Support assiste les autres entités à assurer la mise en place d'outils informatiques, de locaux et des moyens de transport ;
- ✚ La Direction Hygiène/Santé, Sécurité, Sureté, Sociétal, Environnement et Qualité est responsable des stratégies de sécurité, sociétal pour garantir l'intégrité des personnes et biens ;
- ✚ La Division Juridique Audit et Intégrité est en charge des évaluations des risques et audits.

Voir l'organigramme ci-dessous.

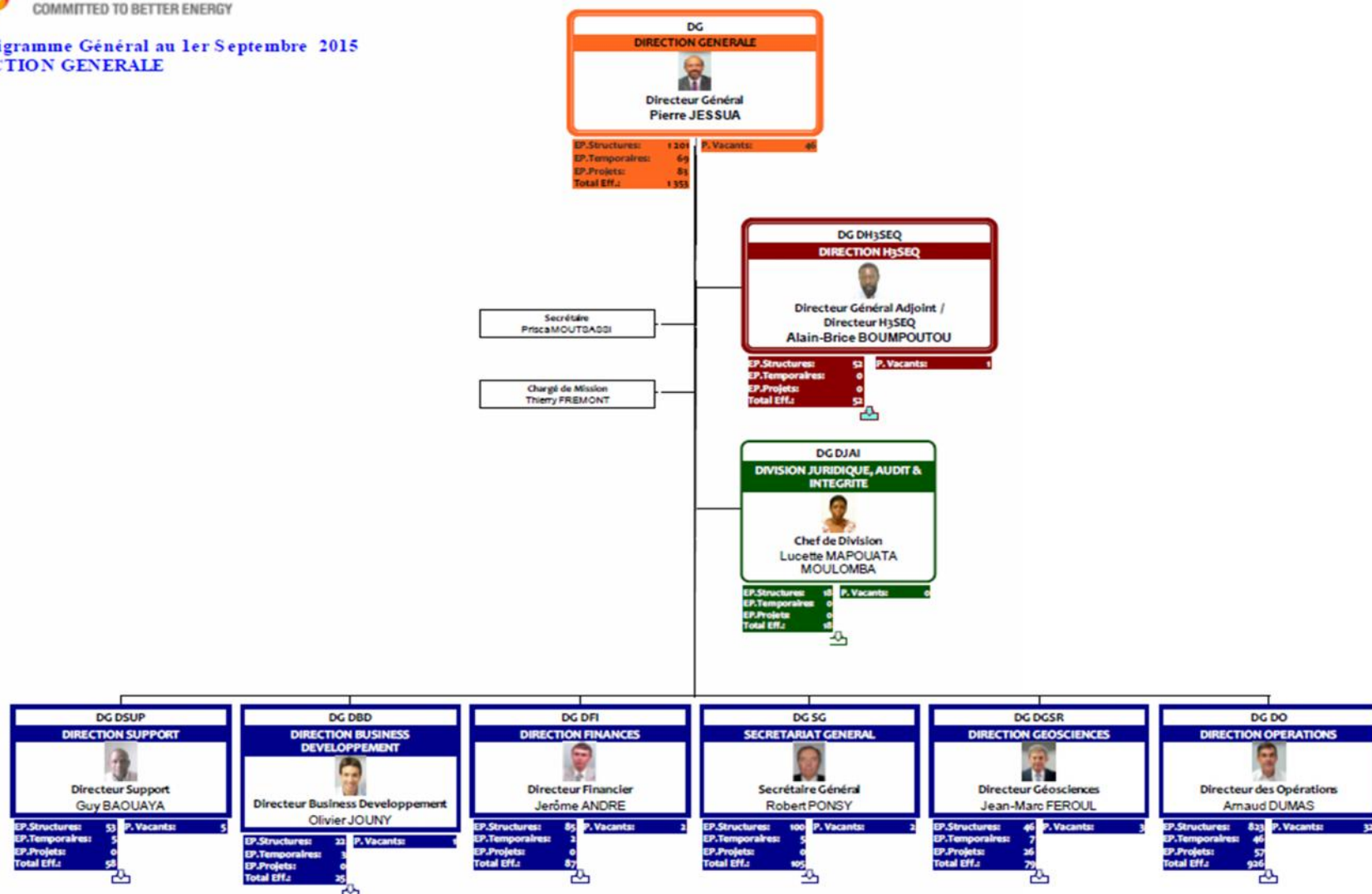


Figure 2: Organigramme niveau 0 de Total E&P Congo

Comme il a été dit plus haut, la direction des opérations coordonne toutes des activités liées à la production à savoir la logistique, la maintenance, l'inspection/corrosion et les travaux neufs. L'équipe maintenance fait partie intégrante de cette entité.

Le Département Maintenance est composé de quatre (4) services qui sont : Méthodes Electricité, Méthodes Instrumentation, Méthodes Mécanique et Ingénierie de Maintenance/Méthode GMAO.

C'est au sein du service Méthodes Electricité que j'ai effectué mon stage.

Les missions assignées au Service Méthodes Electricité sont de :

- Mettre en œuvre le programme de maintenance et d'améliorer la disponibilité des moyens de production ou de service ;
- Améliorer la sécurité des biens et des personnes ;
- Intégrer des moyens nouveaux dans le dispositif de production ou de service sur tous les sites opérés par TEPC.

La préparation et la réalisation des gros entretiens de surface, les grandes visites machines et la Gestion des Grands Arrêts sont également assurés par ce service. (Voir l'organigramme ci-dessous)

Le choix du thème de mon mémoire de fin d'études s'est opéré dans l'optique d'améliorer la disponibilité des différents équipements critiques de la production électrique.

**Organigramme Général au 1er Septembre 2015
DEPT MAINTENANCE**

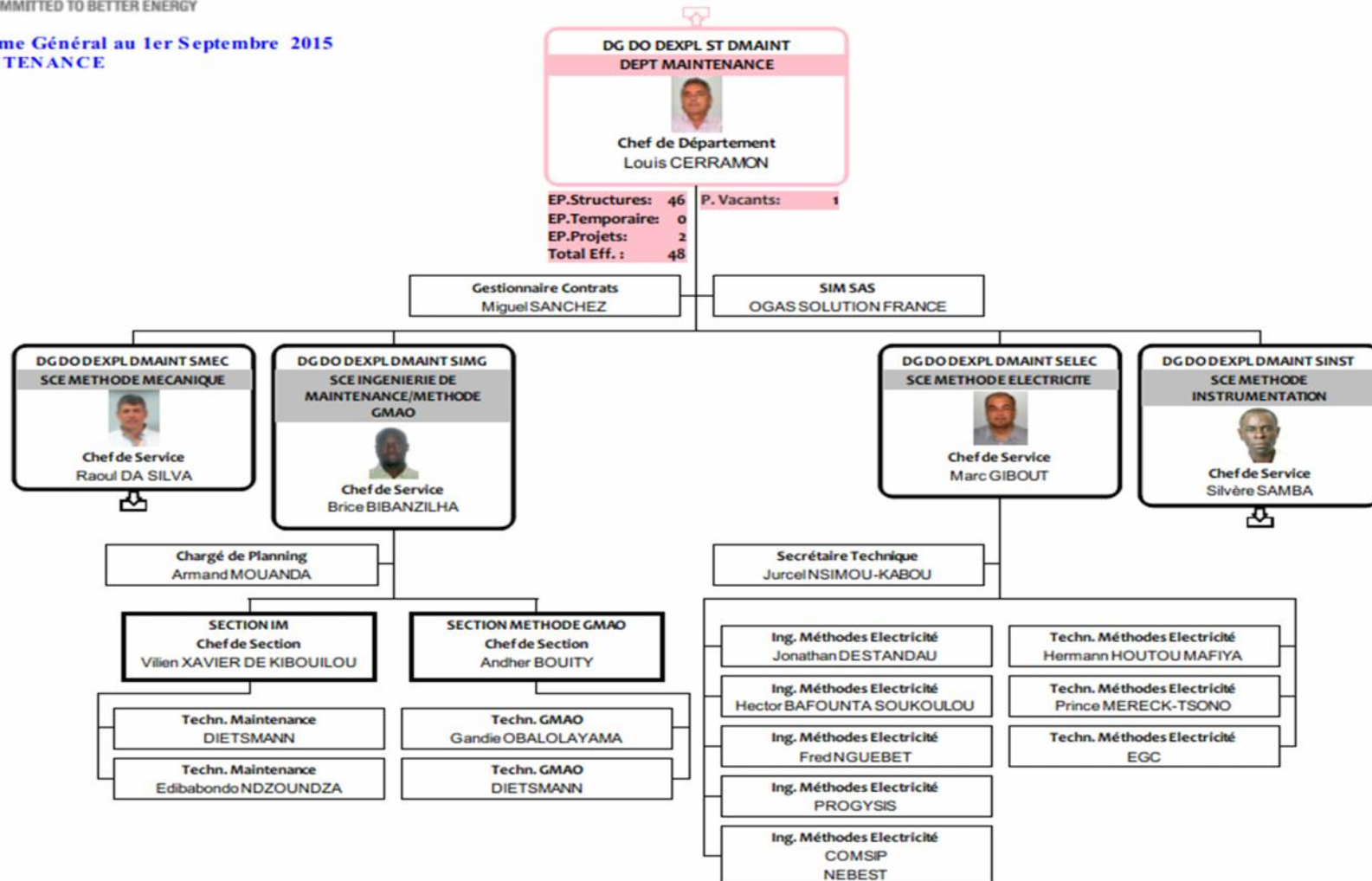


Figure 3: Organisation de la maintenance

IV. OBJECTIFS DE LA MISSION

Total E&P Congo est une entreprise qui se doit d'être autonome du point de vue énergie électrique. Elle produit depuis ses différents sites pétroliers sa propre électricité, d'une puissance potentielle de 95.8MW. Elle compte 8 turbines à gaz dont 3 sur NKOSSA, 2 sur le Secteur Sud (actuellement une en arrêt) et 3 sur le secteur Nord. Les sites sont interconnectés via les câbles sous-marins sous une tension de 30kV (voir Figure 4: Synoptique électrique des sites). Actuellement la puissance produite de 61.68MW, ne permet pas de couvrir toute la demande en énergie. Le besoin énergétique devient très élevé, et certains câbles et turbines qui assurent la couverture en électricité deviennent obsolètes, d'où la nécessité de revoir notre politique de maintenance. Illustrons cela en prenant l'exemple sur les puits activés par pompage, communément appelés puits PCI sont alimentés en 5.5kV triphasé (soit 200kVA par puits) et, nous en comptons un grand nombre sur les sites. Arrêter la production d'un puits pétrolier est un grand manque à gagner, car de gros investissements humains et matériels ont été mis en jeu pour remonter ces barils du sous-sol.

Plusieurs propositions ont été émises dans la filiale, parmi lesquels des nouveaux raccordements entre le site de Nkossa et le secteur Nord, des remplacements de turbines. Mais tous ces projets sont soit en cours d'évaluation de budget, soit en cours d'études de faisabilité. En attendant que ceux ci voient le jour, je propose au service Méthodes Electricité une solution palliative nécessitant de réétudier la politique de maintenance actuelle. Le but du stage est de parvenir à mettre en place une politique de maintenance pour pouvoir réduire le nombre de défaillances et comprendre l'origine de ces problèmes.

L'Objectif principal est de mettre en place une maintenance palliative efficace tout en assurant la disponibilité et la continuité de service de la turbine. Avec le contexte actuel de la chute du baril de pétrole, la maintenance corrective qui est faite demande une mobilisation d'énorme budget, du matériel et du personnel qui coute cher, en agissant plutôt, en surveillant les paramètres de la turbine, on peut prédire les période de défaillance.

Les Objectifs spécifiques sont les suivants:

- Améliorer la productivité du service en accomplissant toutes les visites prévues par le constructeur, programmées sur le logiciel de gestion de la maintenance « SAP » ;
- Réduire les stocks des pièces de rechange, conserver le nécessaire pour la maintenance ;
- Diminuer les consommations énergétiques en faisant une optimisation ;
- Utiliser correctement les équipements en intégrant les instructions de marche, arrêt et mise à disposition ;
- Réduire la fréquence des pannes en augmentant la MTBF de chaque équipement ;
- Fiabiliser le matériel en ciblant les équipements critiques ;
- Prévenir les pannes au niveau des utilisateurs en affichant un planning de suivi ;
- Développer les plans préventifs adaptés en améliorant les qualifications des intervenants ;
- Réduire la gravité des pannes en développant les échanges standards des pièces.

Tous ces objectifs vont concourir à la réduction des coûts de maintenance et garantir la sécurité des personnes et des biens.

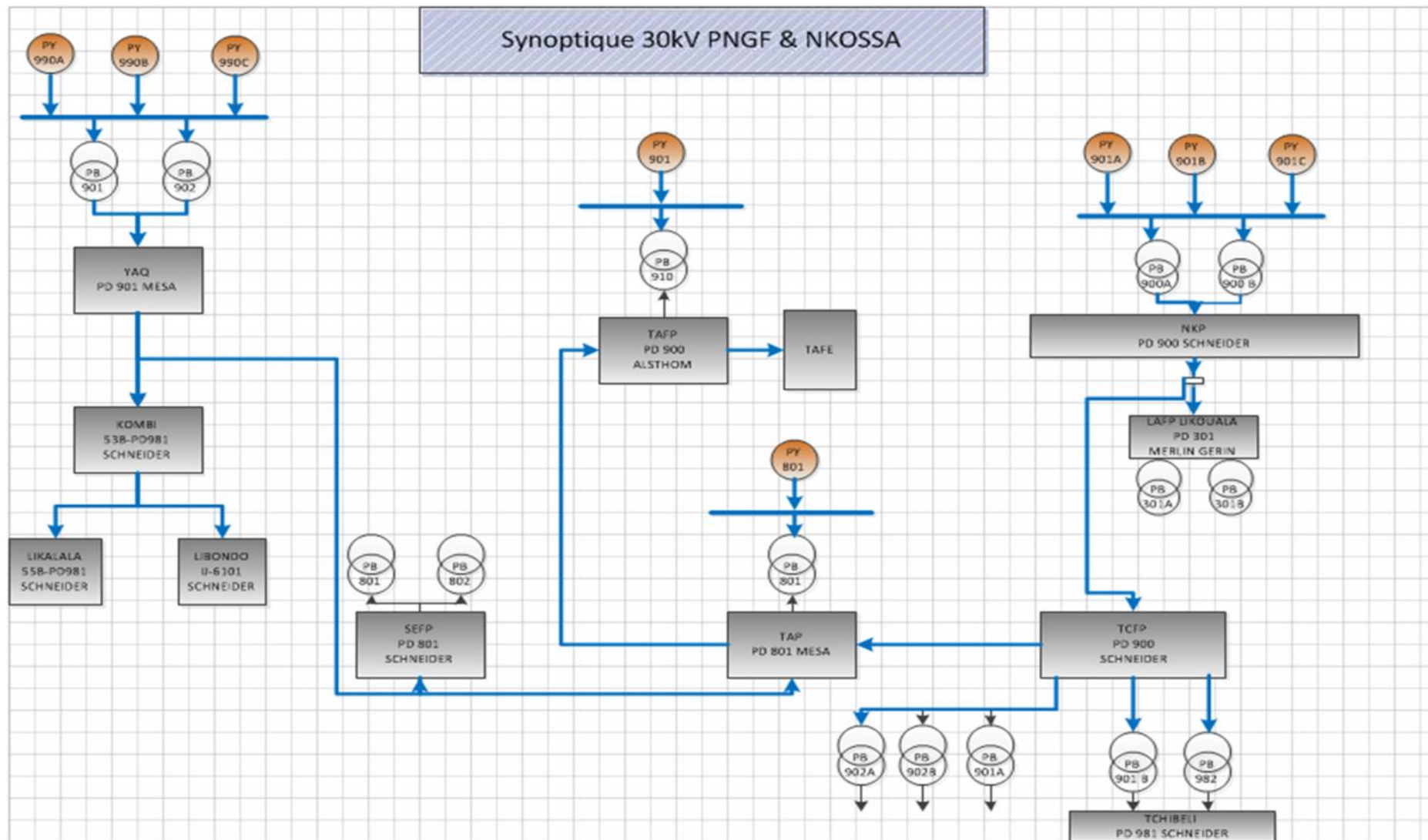


Figure 4: Synoptique électrique des sites

V. MATERIELS ET METHODES/OUTILS MATHEMATIQUES

Dans cette étude, nous allons focaliser notre attention sur le package (ensemble ou système) turbine à gaz, qui est l'élément principal de la production électrique. Pour la gestion des défaillances, un automate PDCS permet de récupérer toutes les actions liées au fonctionnement des équipements (conséquence, alarme, indication et action) de façon instantanée sur le réseau électrique de Total à savoir les états des pompes, compresseurs, turbines et transformateurs [3]. Dans un premier temps, il faut procéder à un tri d'information. L'étude ne concernant que les turbines et ses composants auxiliaires, nous effectuons un tri sur l'automate de façon à sortir la liste des défauts, les turbines concernées, la date/heure et les origines des défauts. Par la suite, trois listes en ressortiront, regroupées par secteur de production NKP, SUD et NORD La colonne « Etat » correspond à l'apparition du défaut au moment de la coupure, la colonne « Type SDI » correspond au type d'automate ayant détecté le défaut. Les autres tableaux de discriminations seront affichés en annexe. L'objectif des méthodes statistiques de recherche de la fiabilité est de définir, à partir d'un échantillon d'équipements d'une même catégorie, une estimation du comportement de l'ensemble ces équipements. Il faut noter que nous avons fixé la période d'étude entre février 2013 et février 2015, en effet elle se fera sur cet échantillon et les résultats seront considérés sur l'ensemble. Voir Tableau 1: Discrimination des Conséquences (extrait)

Dans ce rapport, nous allons nous intéresser qu'à la turbine PY 901 B du site NKOSSA, en effet NKOSSA est le site qui produit à lui seul, 73% de l'électricité totale de tous les sites réunis. Il est donc judicieux d'approfondir les études dessus et d'en faire un modèle pour les autres

Tableau 1: Discrimination des Conséquences (extrait)

Date	Mnémonique	Description	Etat	Automate	Action	Type	Nombre
05/08/2015 08:49:24.242	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
05/08/2015 08:18:43.893	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
04/08/2015 13:08:09.450	NKP_DP901A_DEF_INH _U	Défaut Inhibition Tension alternateur B	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
04/08/2015 11:46:21.242	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
04/08/2015 11:24:23.243	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
04/08/2015 00:48:25.086	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
17/07/2015 07:28:27.827	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
17/07/2015 07:28:02.949	NKP_DP901B_P32P	Maximum de puissance active directionnelle (32P)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
08/07/2015 08:17:10.304	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
08/07/2015 08:16:53.715	NKP_DP901B_P32P	Maximum de puissance active directionnelle (32P)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
07/07/2015 18:08:58.659	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
02/07/2015 09:31:51.793	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
02/07/2015 09:31:51.122	NKP_DP901A_DEF_INH _U	Défaut Inhibition Tension alternateur B	APP	NKP - NKOSSA	EFAUT	SDI	1
10/06/2015 05:10:12.382	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
01/06/2015 08:10:25.033	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
29/05/2015 00:05:32.747	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
12/05/2015 16:09:49.005	NKP_DP901A_DEF_INH _U	Défaut Inhibition Tension alternateur B	APP	NKP - NKOSSA	EFAUT	SDI	1
30/04/2015 14:04:18.052	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
29/04/2015 14:39:03.821	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
26/04/2015 22:02:46.744	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
26/04/2015 22:02:41.621	NKP_DP901B_P32P	Maximum de puissance active directionnelle (32P)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
16/04/2015 01:17:48.037	NKP_DP901B_P27	Minimum de tension (27)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1
16/04/2015 01:17:42.227	NKP_DP901B_P32P	Maximum de puissance active directionnelle (32P)	APP	NKP - NKOSSA	DEFAULT	SDI	1

1. PLAQUE SIGNALÉTIQUE ET ANALYSE FONCTIONNELLE

DE LA TURBINE

L'alternateur de la turbine est de type T180-180 fabriqué en 1994, avec une puissance 28 MVA. Il délivre à une tension de 11 kV avec une fréquence de 50 Hz. [4]

Le site de NKOSSA a été mis en service en 1996, ce qui fait 19 ans de service de la turbine.

 ALTERNATEUR				
Type	TRIPHASE	T180-180	Classe d'isolation	F
Numero de fabrication			N° et date de specification	33.T.4334/18/02/92
Annee de fabrication	1994		Service	CONTINU
Refroidissement	AIR		Excitation	215 V 506 A
Puissance apparente	28025	KVA	Norme	CEI 34-1 (1983)
Tension nominale	11000	V	Protection	IP 55
Courant nominal	1471	A ~	Poids du rotor	11560 Kg
Facteur de puissance	0.80	cos φ	Poids de l'alternateur	Kg
Vitesse	3000	tr/mn	Type de palier	EGXYO 22x225
Frequence	50	Hz	Mode de lubrification	CIRCULATION D'HUILE
Temperature de l'eau	41	°C		

MADE IN FRANCE

Figure 5: Plaque signalétique de l'alternateur

Dans sa forme la plus simple et la plus répandue, une turbine à gaz est composée de trois éléments :

- un compresseur, généralement centrifuge ou axial, qui a pour rôle de comprimer de l'air à une pression comprise aujourd'hui entre 10 et 30 bars environ ;
- une chambre de combustion, dans laquelle du combustible injecté sous pression est brûlé avec l'air comprimé, à fort excès afin de limiter la température des gaz d'échappement ;
- une turbine, généralement axiale, dans laquelle sont détendus les gaz qui sortent de la chambre de combustion.

Le principe de fonctionnement est le suivant (voir le schéma de fonctionnement ci-dessous) :

L'air est aspiré à la pression et à la température ambiante, puis comprimé à une pression comprise entre 10 et 30 bars. Cette compression peut en première approximation être supposée adiabatique (pas d'échange de chaleur avec le système extérieur), mais pas

isentropique¹, compte tenu des irréversibilités qui prennent place dans le compresseur. A la différence du cycle de Hirn ou de Rankine, utilisé dans les centrales à vapeur et dans lequel le travail de compression est faible devant le travail de détente, une partie significative (60 à 70 %) du travail récupéré sur l'arbre de la turbine sert ici à entraîner le compresseur ;

L'air sous pression est ensuite dirigé vers la chambre de combustion, où il brûle avec le gaz (chargé en H_2S). Il faut aussi bien noter que la machine met en jeu plusieurs fluides : de l'air, dont le débit-masse est pris égal à l'unité, un combustible, dont le débit-masse est calculé par la chambre de combustion, et les gaz brûlés, dont on déduit le débit-masse par bilan conservatif. La chambre de combustion est un dispositif fixe. Les pertes de charge y étant très faibles, elle est en première approximation isobare ;

Les gaz brûlés sont ensuite détendus dans une turbine de rendement isentropique voisin de 0,9, jusqu'à la pression atmosphérique.

Des schémas de process mis en annexe montrent les différents raccordements avec le site (voir Figure 16: Schémas Process de la turbine)

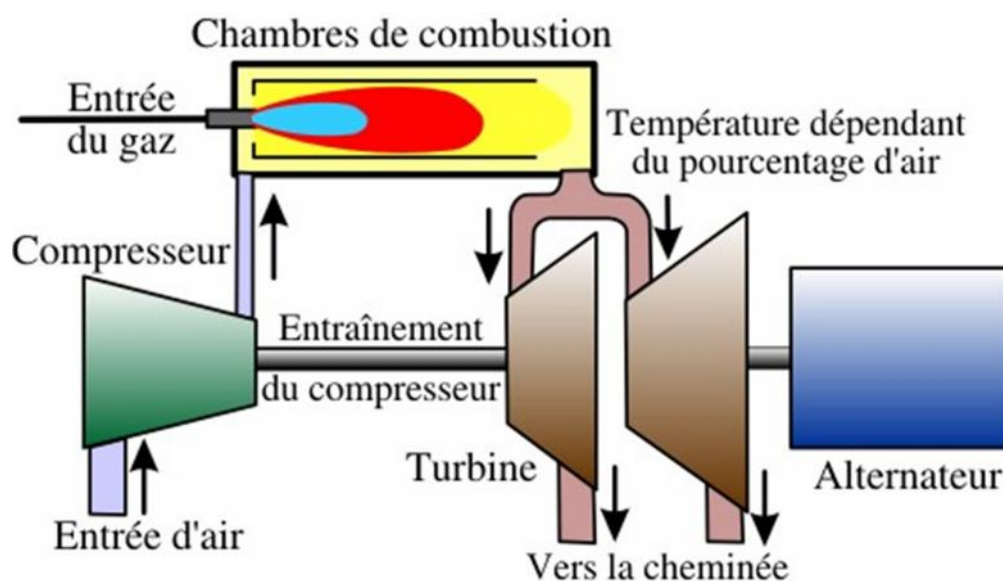


Figure 6: Schéma de fonctionnement d'une turbine à gaz

Deux méthodes statistiques ont été utilisées pour ressortir les données à interpréter : *la loi exponentielle et la loi de Weibull*. Ces deux thématiques sont assez proches, l'une décrit les phénomènes d'une machine dans leur stade de maturité et le second prend en compte toute sa durée de vie.

¹ Isentropique : transformation au cours duquel l'entropie ne varie pas

2. PREMIERE METHODE : LOI EXPONENTIELLE

La loi exponentielle est une loi statistique qui modélise la durée de vie d'un équipement sans mémoire, sans vieillissement, ou sans usure. La probabilité que le phénomène dure au moins $(s+t)$ heures sachant qu'il a déjà duré (t) heures ; sera la même que la probabilité de durer s heures à partir de sa mise en service. En d'autres termes, le fait que le phénomène a duré pendant t heures ne change rien à son espérance de vie à partir du temps t . [5]

Cette loi de probabilité est donnée sous la forme $R(t) = e^{-\lambda t}$ (en % ou sans unité) (1)
 λ Lambda est le taux de défaillance et $1/\lambda$ est l'espérance ou durée de vie moyenne (MTBF).

a) Extrait Site de NKOSSA

En utilisant le tableau croisé dynamique sous Excel du tableau discrimination des défauts, voici ce que l'on obtient. Ce tableau ressort le nombre de défaillance total et, l'origine des défauts.

Tableau 2: Conséquences turbine PY901 B de NKP

Somme de Nombre Étiquettes de lignes	Étiquettes de colonnes	
	APP	Total général
NKP_DP901 B_P27	13	13
Minimum de tension (27)	13	13
NKP_DP901 B_P59	2	2
Maximum de tension (59)	2	2
NKP_DP901B_P27	47	47
Minimum de tension (27)	47	47
NKP_DP901B_P32P	24	24
Maximum de puissance active directionnelle (32P)	24	24
NKP_DP901B_P59	2	2
Maximum de tension (59)	2	2
Total général	88	88

Nous avons posé l'hypothèse que les turbines fonctionnent 24h/24 sur une période de 2 ans, nous obtenons une durée totale de 17520h. Les résultats de calcul sont ramenés en heures car c'est l'unité utilisée dans cette loi.

Temps total d'arrêt = Nombre d'arrêt ou défaut × temps d'un arrêt(en heures) (2)

Nous avons supposé un temps moyen de 20 min soit 20/60 heures

Taux de défaillance $\lambda = \frac{\text{Nombre de défaut}}{\text{Temps total de fonctionnement}}$ (En % ou sans unité) (3)

MTTF = MTBF = $\frac{1}{\lambda}$ (En heures) (4)

MTTR = $\frac{\text{temps total d'arrêt}}{\text{Nombre d'arrêt}}$ (En heures) (5)

Disponibilité = $\frac{MTBF}{MTBF+MTTR}$ (En %) (6)

Maintenabilité = $\frac{1}{MTTR}$ (Sans unité) (7)

La MTBF est considérée comme l'Espérance de vie de l'équipement, la MTTR la moyenne de temps de réparation, la MTTF le temps moyen avant la prochaine défaillance, elle est comparable à la MTBF.

Toutes les informations collectées des différents sites dans le tableau « Indicateurs de fiabilité de toutes les turbines » ont été traitées de la même manière avec les mêmes hypothèses (nombre total d'heures de fonctionnement, temps moyen d'arrêt d'une turbine) car ces équipements sont soumis aux mêmes conditions d'exploitation.

La figure ci-dessous illustre les différentes phases de l'équipement allant de la mise en service jusqu'aux prochaines défaillances. Ces phases sont des moyennes collectées sur les équipements étudiées.

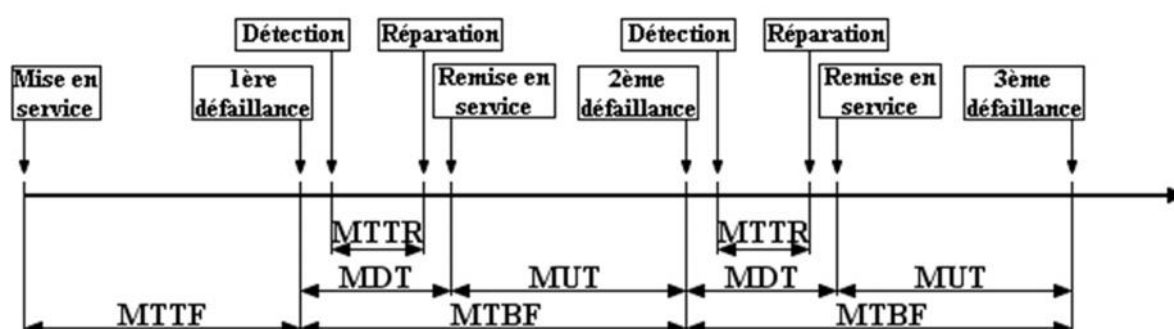


Figure 7: cycle de vie d'un équipement (extrait)

3. DEUXIEME METHODE : LOI DE WEIBULL

La loi de Weibull est une loi statistique qui permet de comprendre le comportement d'un équipement à l'aide des trois paramètres : β paramètre de forme, γ paramètre de position et η paramètre d'échelle. [6]

Cette loi est représentée sous la forme : $R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$ (en % ou sans unité) (8)

$R(t)$ représente la probabilité de survie ou la fiabilité de l'équipement à un instant de son fonctionnement.

Son taux de défaillance est $\lambda(t) = -\frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1}$ (en % ou sans unité) (9)

Cette équation indique l'état de l'équipement (*jeunesse, maturité ou vieillissement*)

La probabilité de défaillance étant une fonction complémentaire à $R(t)$ va être

$$F(t) = 1 - R(t) \text{ (en \% ou sans unité)} \quad (10)$$

$$\text{Et la densité de défaillance est alors } f(t) = F(t)' = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (11)$$

$$\text{L'Esperance mathématique qui n'est autre que la MTBF} = A\eta + \gamma \text{ (en heures)} \quad (12)$$

Comment trouve-t-on tous ces paramètres A , γ , η et β .

a) Collecte des Temps de Bon Fonctionnement

Dans la base de données des défauts collectés au départ, les défauts sont mis sous Excel en tri chronologique par rapport à l'ordre d'apparition des défauts, puis une différence de date est faite pour avoir le résultat en heures. La différence entre les dates d'apparition de deux défaillances est appelée TBF (Temps de Bon fonctionnement). Un autre tableau est ensuite dressé avec les TBF d'une manière croissante².

b) Détermination graphique des paramètres

Dans cette étude, nous avons eu deux cas de figures :

- Pour une population dont le nombre est compris entre 20 et 50 $F(i) = \frac{i}{N+1}$ (13)

- Pour une population dont le nombre est supérieur à 50 $F(i) = \frac{i}{N}$ (14)

i étant le rang ou le TBF et N le nombre de population ou le temps le plus grand (voir

Tableau 3: Note de calcul de la loi de Weibull (extrait des données NKP PY 901B)).

Le paramètre γ est déterminé de la manière suivant $t_\gamma = \frac{t_8^2 - t_1 \cdot t_{17}}{2t_8 - t_1 - t_{17}}$ (15)

Ce paramètre permet de redresser la courbe pour obtenir une droite afin de déterminer graphiquement les autres paramètres.

² La différence de date donnant des valeurs nulles n'a pas été considérée dans cette étude.

Tableau 3: Note de calcul de la loi de Weibull (extrait des données NKP PY 901B)

rang	TBF	F(i)	R(i)	X	t-gamma	gamma	X'		$\lambda(t)$
1	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8	-0,6789499	-0,24980855	0,03709285	0,00151212
2	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
3	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
4	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
5	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
6	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
7	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
8	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
9	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
10	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
11	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
12	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
13	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
14	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
15	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
16	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212
17	0,1	3,3589E-05	0,99996641	-2,30258509	0,8		-0,24980855	0,03709285	0,00151212

La courbe sera tracée sur le papier de Weibull (voir annexe Figure 13: Courbe F(t) de Weibull de la turbine PY 901 B NKP), la fonction de défaillance F varie en fonction du temps. Le papier de Weibull est un papier logarithmique, ce qui justifie la colonne X ($x=\ln t$) dans le tableau ci-dessus.

Nous obtenons une courbe exponentielle qui est ensuite redressé avec le paramètre γ . La droite est obtenue en diminuant le temps par gamma (paramètre de position). La droite ainsi obtenue me permet directement de lire la valeur du paramètre η (intersection entre l'axe abscisse et la droite redressée) puis une translation parallèle de la droite jusqu'à l'origine permet de lire le paramètre β sur l'axe des ordonnées.

Le paramètre β peut être caractéristique de certains modes de défaillance, et grâce à ce paramètre, on peut orienter un diagnostic :

- Si $\beta > 1$, le taux de défaillance est croissant, caractéristique de la zone de vieillesse
 - o $1.5 < \beta < 2.5$: fatigue ;
 - o $3 < \beta < 4$: usure, corrosion.
- Si $\beta = 1$, le taux de défaillance est constant, caractéristique de la zone de maturité (utilisation de la loi exponentielle recommandée) ;
- Si $\beta < 1$, le taux de défaillance est décroissant, caractéristique de la zone de jeunesse.

Le paramètre η est un paramètre d'échelle qui s'exprime dans l'unité de temps, ne donne aucune information sur l'équipement

Le paramètre γ est un paramètre de position compris entre $-\infty$ et $+\infty$, qui s'exprime dans l'unité de temps.

- Si $\gamma > 0$: survie totale sur l'intervalle de temps $[0, \gamma]$;
- Si $\gamma = 0$: les défaillances débutent à l'origine des temps ;
- Si $\gamma < 0$: les défaillances ont débuté avant l'origine des temps, ce qui montre que la mise en service de l'équipement étudié a précédé la mise en historique des TBF [7].

Le paramètre A est issu de la table de Weibull. Voir Tableau 13: Table de Weibull A-B

Une fois la valeur de β connue (déterminé graphiquement), on lit sur la table, la valeur de A correspondant au β .

VI. RESULTATS

Les variables aléatoires décrivant une durée de vie sans usure suivent toutes une loi exponentielle. L'étude qui précède nous montre que la loi d'un phénomène de nature totalement aléatoire peut être modélisée par une fonction exponentielle dans un premier temps.

En utilisant cette loi, nous obtenons les valeurs dans le tableau ci-dessous. L'espérance de vie qui est donnée par la MTBF et la densité de défaillance par λ

Tableau 4: Indicateurs de fiabilité de la turbine PY901 B NKP

temps total d'arrêt ou défaut	29,33
Nombre d'arrêt	88
Nombre total heures de fonctionnement	17520
λ	0,005022831
MTTF en heures	199,09
MTTR en heures	0,33
MTBF en heures	197,01
Disponibilité	99,83%
Maintenabilité	3,00

Tableau 5: Indicateurs de fiabilité de toutes les turbines

	NKP PY901A	NKP PY901B	NKP PY 901C	SUD PY801	NORD PY990A	NORD PY990B	NORD PY990C
temps total d'arrêt ou défaut en heures	11,67	29,33	7	5,33	71,33	65,67	75,33
Nombre d'arrêt	35	88	21	16	214	197	226
Nombre total heures de fonctionnement	17520						
λ	0,002	0,005	0,001	0,001	0,012	0,011	0,013
MTTF en heures	500,57	199,09	834,29	1095	81,87	88,934	77,52
MTTR en heures	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
MTBF en heures		197,01		23,32			75,23
Disponibilité		99,83%		98,59%			99,56%
Maintenabilité		3		3			3

En récoltant toutes les données de toutes les turbines de la filiale, le tableau ci-dessous présente les résultats des indicateurs de fiabilité de ces dernières. En les comparant, l'on va s'intéresser dans la seconde partie des résultats, aux turbines qui présentent les plus bas chiffres en termes de taux de défaillance et de MTBF, ces éléments sont cruciaux à la prise de décision d'une politique de maintenance.

Prenons le cas de la turbine PY 901 B de Nkossa, qui présente les mauvais indicateurs de fiabilité par la loi exponentielle. Nous choisissons cette turbine qui devient le modèle d'étude type. Dans ce cas, une hiérarchisation de données a été nécessaire pour tracer ces courbes.

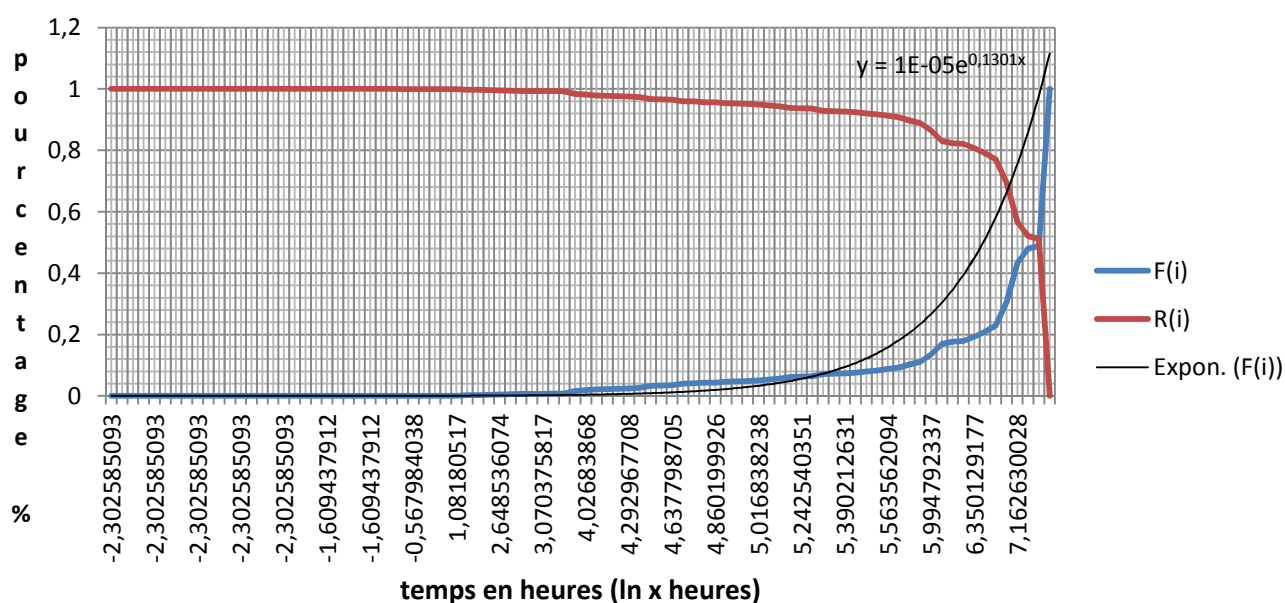


Figure 8: Courbe de mortalité et de survie » et « Figure 9: Courbe de taux de défaillance ». Dans ce cas de figure, la population des données est supérieure à 50, la formule appliquée ici

$$\text{est } (i) = \frac{i}{N}.$$

Les courbes $R(i)$, $F(i)$ et $\lambda(t)$ ont été tracé en fonction du logarithme du temps (sur les 17520 h de fonctionnement en considérant $\ln t$) et des images de variables qui suivent la loi de Weibull.

En abscisses, on retrouve la valeur logarithmique du temps (en heures) et en ordonnées, les pourcentages, la valeur de $R(i)$ en fonction du temps.

Cette seconde approche permet de retrouver les différents paramètres de Weibull qui donneront une idée sur l'état réel de la turbine concernée.

Une courbe type a été tracée dans l'annexe (voir Figure 13: Courbe $F(t)$ de Weibull de la turbine PY 901 B NKP) sur le papier logarithmique. On obtient alors pour la turbine NKP PY 901B :

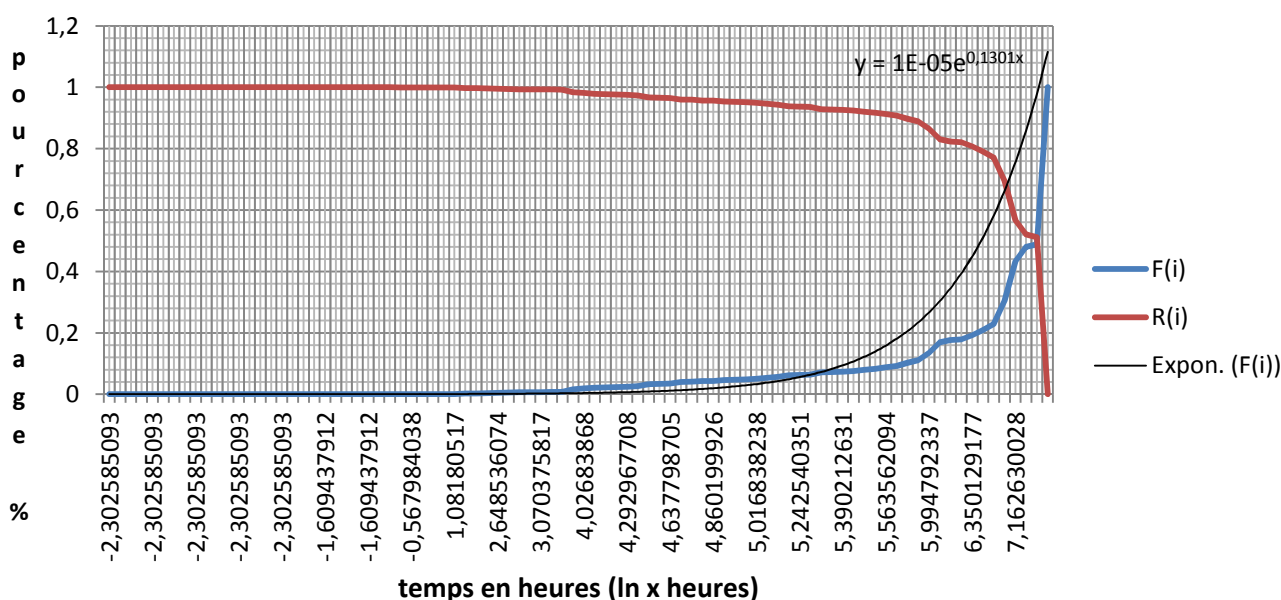


Figure 8: Courbe de mortalité et de survie

La fonction $\lambda(t)$ est le rapport des fonctions $f(t)$ sur $R(t)$. Cette courbe va nous renseigner sur la fréquence de défaillance et dans quelle partie du cycle de vie (jeunesse, maturité ou vieillesse) l'équipement se trouve.

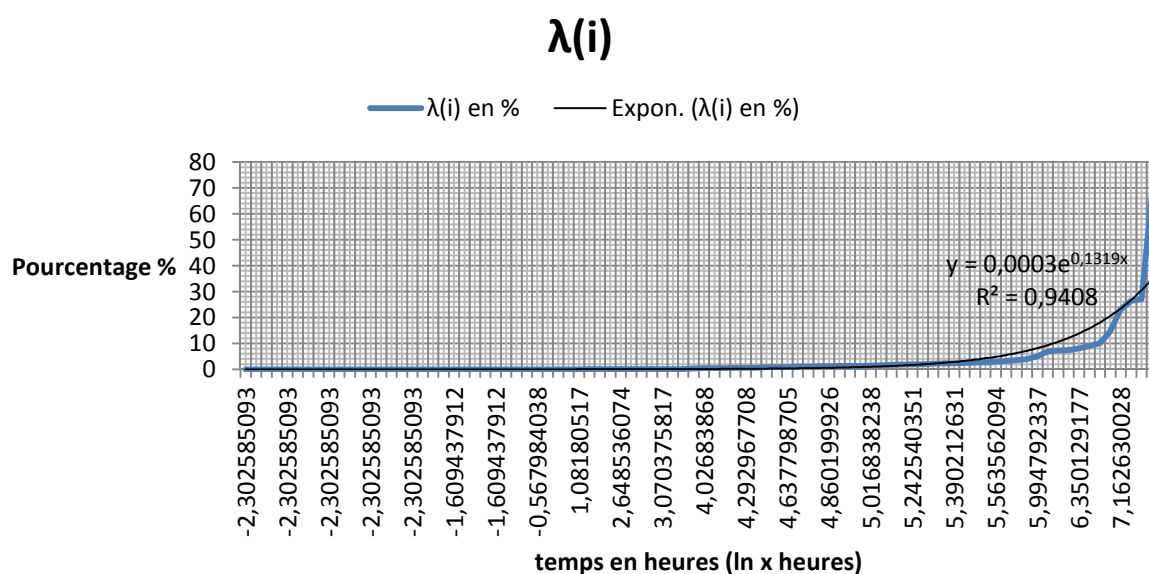


Figure 9: Courbe de taux de défaillance

VII. DISCUSSION ET ANALYSES

La loi exponentielle modélise l'état des équipements si l'on se considérait dans la phase de maturité. Par cette loi, nous avons une fréquence d'apparition de défaillance 5 fois chaque 1000 heures de fonctionnement. Mais par la méthode de Weibull, les paramètres nous révèlent que la turbine se trouve dans sa phase de vieillesse, ce qui correspond à son âge par rapport à sa date de mise en service.

Le temps moyen de bon fonctionnement est estimé à 197 heures par la loi exponentielle, ce qui limite le temps de service. En comparant mes résultats à ceux du Service Méthodes Mécanique (le service qui s'occupe de la partie mécanique des machines tournantes telle que la turbine PY 901 B de NKOSSA), les similitudes apparaissent sur une disponibilité similaire, et éventuellement le Service Mécanique trouve pratiquement la même moyenne de temps de bon fonctionnement, on comprend rapidement qu'il est nécessaire de mettre un accent sur celle-ci. (Voir ci-dessous)

La courbe de fiabilité $R(t)$ décroît et celle de $F(t)$ croît, cela signifie que pendant un certain temps de fonctionnement, en dépassant la moyenne de temps de survie MTBF, la probabilité d'avoir une panne devient très élevée ; il est important ici d'opter pour une maintenance préventive (systématique ou conditionnelle) afin d'éviter de gros dégâts sur les machines.

Le paramètre β de cette turbine est égal à 2,4 ; le taux de défaillance est croissant (zone de vieillissement), l'apparition de panne survient d'une manière aléatoire, un changement de politique de maintenance s'impose. Le paramètre $\gamma=0,57$; la survie de la turbine sera totale sur l'intervalle de temps entre la remise en service et 0,57 heures. Cela signifie en d'autres termes, que $R(0.57 \text{ heures})= 100\%$, dans cette phase, nous avons une garantie de ne pas avoir de panne au démarrage.

Tableau 6: Tableau fiabilité des turbines fait par le service Méthodes Mécanique

FIABILITE MACHINES		MOIS DE:		juillet-15		RUN		A		Méca	
Nombre de jour du mois		31				ABNR		D		Elec	
Nombre heures du mois:		Site		TAG Machine		SCH		EC		Instr	
744		NKP		D-PY 901 A/B/C							
TAG MACHINE :		D-PY 901A		D-SYGEN32L-F1		Dispo Fonction		100,00%			
Date	Heure	Statut machine	Durée (h)	Arrêt/Démarrage	Panne	Commentaire		Nbre Arrêts		Actions correctives	
1-juil.	0:00	RUN	0,00	EC		Machine en service		0			
31-juil.	23:59	RUN	744,00	EC		Machine en service		0			
Availability/Disponibilité		100,0%		744,00				0			
Reliability/Fiabilité		100,0%									
Use factor / Facteur d'utilisation		100,0%									
TAG MACHINE :		D-PY 901B		D-SYGEN32L-F3							
Date	Heure	Statut machine	Durée (h)	Arrêt/Démarrage	Panne	Commentaire		Nbre Arrêts		Actions correctives	
1-juil.	0:00	RUN	0,00	EC		Machine en service		0			
2-juil.	10:44	RUN	34,73	A		AT par basse pression caisson aspiration air suite basculement ventilo.		1			
2-juil.	13:05	ABNR	2,35	D				0			
7-juil.	18:45	RUN	125,67	A		Défaut perte flamme - Remontage Flow divider		1			
7-juil.	23:10	ABNR	4,42	D				0			
8-juil.	8:45	RUN	9,58	A		Echec test passage gazole		1			
8-juil.	11:05	ABNR	2,33	D				0			
17-juil.	8:00	RUN	212,92	A		Arrêt volontaire pour dépose/repose du diviseur de débit pour investigation		1			
18-juil.	18:00	ABNR	34,00	D				0			
26-juil.	14:00	RUN	188,00	A		Arrêt volontaire pour investigation technicien GE sur problème perte Flamme		1			
27-juil.	16:45	ABNR	26,75	D				0			
31-juil.	23:59	RUN	103,25	EC				0			
Availability/Disponibilité		100,0%		744,00				5			
Reliability/Fiabilité		100,0%									
Use factor / Facteur d'utilisation		90,6%									
TAG MACHINE :		D-PY 901C		D-SYGEN33L-F1							
Date	Heure	Statut machine	Durée (h)	Arrêt/Démarrage	Panne	Commentaire		Nbre Arrêts		Actions correctives	
1-juil.	0:00	RUN	0,00	EC		Machine en service		0			
31-juil.	23:59	RUN	744,00	EC		Machine en service		0			
Availability/Disponibilité		100,0%		744,00				0			
Reliability/Fiabilité		100,0%									
Use factor / Facteur d'utilisation		100,0%									

Yhann Déo Gracias MIENAGATA PAKOU

Dans la suite de l'étude, on va s'intéresser à l'origine des défauts qui arrêtent la turbine. En utilisant les outils d'analyse comme PARETO, nous remarquons que 20% des défauts occasionnent 80 % des arrêts, ces défauts sont « minimum de tension ».

Le tableau ci-dessous illustre les fréquences d'apparition des défauts et le diagramme de Pareto montre l'influence du défaut majeur sur le fonctionnement de la turbine.

Tableau 7: Fréquence des défauts PY 901 B NKP

Défaut	Fréquence	%	%cumulé
Minimum de tension (27)	60	68%	68%
Maximum de puissance active directionnelle (32P)	24	27%	95%
Maximum de tension (59)	4	5%	100%
Total	88		

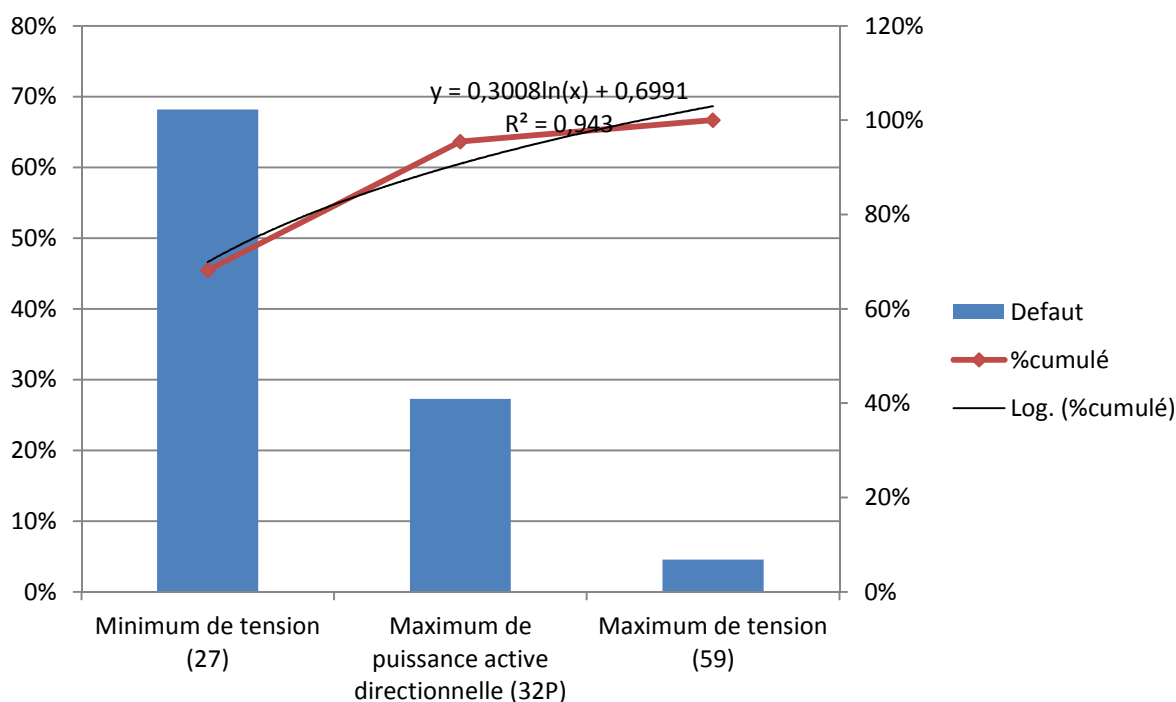


Figure 10: Diagramme de Pareto PY 901 B NKP

1. ORIGINE DES DEFAUTS

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent des variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations. Une enquête a été menée au sein de l'équipe du service Méthodes électriques, avec la collaboration de tous, pour remonter à la genèse de ces défauts.

Tableau 8: Origines des conséquences (défauts)

Conséquences	Origines
Minimum de tension	-Ralentissement ou arrêt des moteurs asynchrones. -Perte de synchronisme des machines synchrones. -Fonctionnement anormal des équipements électroniques de puissance.
Maximum de puissance active directionnelle	-Défaut du à la charge provenant de la charge (moteurs ou transformateurs).
Maximum de tension	-Décrochage de la charge sur le réseau.

2. COMMENT REDUIRE L'IMPACT DE CES DEFAUTS

En faisant appel à un autre outil d'analyse, nous allons essayer de réduire au maximum ces défauts.

L'AMDEC est une méthode d'analyse de la fiabilité qui permet de recenser les défaillances dont les conséquences affectent le fonctionnement du système, dans le cadre d'une application donné, dans notre cas, c'est l'analyse des défaillances survenues sur la turbine PY 901 B de Nkossa. La mise en œuvre de l'AMDEC comporte :

- o Une phase préliminaire, pour définir les limites de l'étude et constituer le groupe de travail ;
- o L'analyse des défaillances : qui se fait par la détermination des modes de défaillances, la recherche des causes et l'inventaire des effets ;
- o Le calcul de la criticité.

La gravité des conséquences d'une défaillance se mesure par la prise en compte de la fréquence d'apparition des défaillances caractérisée par un taux de défaillance, de la probabilité de non détection des causes de défaillances et enfin de la gravité des effets de la défaillance par rapport à la sécurité des personnes et des biens, ou par rapport aux couts de défaillance (voir en annexe Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité).

A chaque critère est associé un coefficient dans une échelle de valeurs préalablement établie :

- + Fréquence : coefficient **F**
- + Non détection coefficient **D**
- + Gravité : coefficient **G**

3. CONCLUSION PARTIELLE

En appliquant l'outil d'analyse AMDEC, le temps total d'arrêt a été réduit en effet la fréquence de défaillances diminue. Si cette fréquence diminue, le taux de défaillance diminue aussi et la MTBF, inversement proportionnelle au taux de défaillance, augmente. L'impact sur les indicateurs de fiabilité est résumé dans le tableau ci-dessous :

Tableau 9: Comparaison des indicateurs de fiabilité

	Avant AMDEC	Après AMDEC
temps total d'arrêt ou défaut	29,33	11,33
Nombre d'arrêt	88	34
Nombre total heures de fonctionnement	17520	17520
λ	0,005022831	0,001940639
MTTF en heures	199,09	515,29
MTTR en heures	0,33	0,33
MTBF en heures	197,01	515,29
Disponibilité	99,83%	99,94%
Maintenabilité	3,00	3,00

38% de gain sur les temps d'arrêt de la turbine, ce qui ramène la moyenne de temps de bon fonctionnement de 199 heures à 515 heures, soit 316 heures de production en plus. Plus la turbine tourne sans arrêt mieux le résultat de la production est escompté. La disponibilité est plus proche de 100%.

En attendant les grands projets de raccordements du câble HT sous-marin ou le remplacement de la turbine de Yanga, l'exploitation des données disponibles à ce jour permet de faire des gains sur la production.

VIII. ETUDE ECONOMIQUE

Les moteurs électriques sont des équipements essentiels dans le fonctionnement de la turbine à gaz (voir Figure 16: Schémas Process de la turbine), voilà pourquoi cette partie va s'intéresser à ces derniers. Pour montrer la pertinence de l'analyse de maintenance, nous allons nous intéresser au type de maintenance à appliquer sur ces derniers (voir Figure 15: Choix du type de la maintenance).

Une étude économique a été menée pour comparer deux concepts de maintenance (préventive ou corrective) qui sont la réparation d'un moteur ou l'achat d'un nouveau (échange standard). Une entreprise Locale GNCAC est certifiée SAQR ATEX. « La réparation de matériels ou d'équipements utilisés dans les atmosphères explosibles est fréquemment réalisée par des réparateurs non formés, ignorant ainsi les exigences auxquelles ces matériels et équipements doivent répondre pour garantir leur niveau de sécurité. Un réparateur non conscient de ces exigences (définies dans des directives, normes ou référentiels) peut dégrader, sans le savoir, le niveau de sécurité de ces matériels ou équipements. Pour éviter les conséquences parfois dramatiques de l'utilisation d'un matériel ne répondant plus aux normes de sécurité, l'INERIS a établi un référentiel de certification volontaire des réparateurs de matériels utilisables dans les Atmosphères Explosives (ATEX), sous le nom de Saqr-ATEX - Système d'Assurance Qualité des Réparateurs de matériels ATEX ». [8]

Le but de cette étude est de pouvoir montrer l'intérêt de faire réparer les moteurs à Pointe-Noire, ce qui revient moins cher que de les commander.

Le tableau ci-dessous est la synthèse de l'étude économique qui a été faite sur une période de 6 mois. La colonne en jaune est la colonne qui donne les informations sur les différentes réparations (maintenance) qui ont été effectuées chez GNCAC et les couts liés à ces réparations. La colonne en gris est celle des informations des moteurs avec les mêmes caractéristiques si nous les sortions du magasin. Et la colonne en rouge est celle qui met en évidence l'écart entre le cout de la maintenance et de la non maintenance par poste.

Tableau 10: synthèse des couts maintenance et non maintenance (extrait)

ite m	Site	Désignation de la réparation	Tag	Quant ité	Prix net			N° Cde	OT	DA	SAP				Ecart par poste	Ecart cumulé
					en XAF	en \$	\$ cumul				Code article	Puissa nce	Cout de l'article en \$	\$ cumul		
1	TBI F1	REPARATION MOTEUR/TBIF1/ELEC/ 11A-XA- 700	GX7 00	1	1 404 887	\$2 654,0	\$2 654,0	4240030 356	84082 937	14326 151	142402 7	700 KW	\$62 226,8	\$62 226,8	\$59 572,8	\$59 572,8
2	DJN	EXPERTISE REPARATION MOTEUR ELE/SAS/ELEC	GX2 04	1	461 250	\$897,1	\$3 551,1	4240030 356	84082 937	14326 198	140612 1	2,2 KW	\$782,7	\$63 009,5	- \$114,5	\$59 458,3
3	DJN	EXPERTISE REPARATION MOTEUR ELEC LS 160K	GX	1	6 146 052	\$11 610,8	\$15 161,9	4240030 356	84082 623	14326 203	140627 7	160 KW	\$19 879,9	\$82 889,4	\$8 269,1	\$67 727,5
4		Entretien moteur ABB 15 KW		1	461 250	\$2 299,7	\$17 461,7		84081 570		147836 8	15 kW	\$2 361,7	\$85 251,1	\$61,9	\$67 789,4
5		Entretien Moteur 160KW		1	3 580 673	\$420,8	\$17 882,4		84082 686		140627 7	160 kW	\$19 879,9	\$105 131,0	\$19 459,1	\$87 248,5
6		Essai moteur asynchrone 680KW		1	625 000	\$131 973,7	\$149 856,1		84082 451		145133 4	680 kW	\$131 973,7	\$237 104,6	\$0,0	\$87 248,5
7		Entretien Moteur LEROY SOMER 132KW		1	1 725 608	\$502,7	\$150 358,8		84083 232		140627 9	132 kW	\$19 380,3	\$256 484,9	\$18 877,6	\$106 126,1
8		Entretien Moteur 3KW- 1420Tr/mn		1	179 160	\$1 455,1	\$151 813,9		84083 111		140613 0	3 kW	\$1 197,6	\$257 682,6	- \$257,5	\$105 868,6
9		Entretien Moteur 30KW- 1470Tr/mn		1	1 125 541	\$989,9	\$152 803,9		84083 267		147791 6	30 kW	\$3 893,0	\$261 575,6	\$2 903,1	\$108 771,7
10		Entretien Moteur 3,68KW- 1450Tr/mn		1	236 810	\$18 553,8	\$171 357,7		84083 204		140613 8	3,68 kW	\$18 553,8	\$280 129,4	\$0,0	\$108 771,7
11		Entretien moteur 5,5 KW		1	428 909	\$8 551,2	\$179 908,9		84080 459		140617 6	5,5 kW	\$2 167,5	\$282 296,9	-\$6 383,7	\$102 388,0
12		Entretien Moteur 700KW		1	4 568 000	\$193,3	\$180 102,2		64107 095		142402 7	700 kW	\$62 226,8	\$344 523,8	\$62 033,5	\$164 421,5
14		Entretien Moteur 3KW		1	256 988	\$1 155,7	\$181 257,9		84083 203		140613 7	3 kW	\$1 093,3	\$345 617,1	-\$62,4	\$164 359,2
15		Entretien Moteur 0,25KW		1	114 097	\$1 056,3	\$182 314,2		84083 110		140603 7	0,25 kW	\$1 056,3	\$346 673,3	\$0,0	\$164 359,1

Le tableau ci-dessous montre les bénéfices que TEPC fait sur une période de 6 mois. On parle de 3.000 K\$ de bénéfice, cela cadre avec la politique 4C&D du Groupe Total.

Tableau 11: Bilan économique coûts liés à la maintenance et la non maintenance (sortie magasin)

	Nombre	Coût de la maintenance	Coût de la non maintenance	Gain par puissance	Economie si maintenance chez GNAC
0-100kW	80	\$170 055,5	\$302 576,1	\$132 520,6	44%
100kW-500kW	19	\$51 269,5	\$667 633,4	\$616 363,9	92%
>500kW	17	\$539 423,2	\$3 462 031,5	\$2 922 608,3	84%
	116	\$760 748,2	\$4 432 241,0		

Les diagrammes ci-dessous repartissent les différents coûts par rapport aux puissances. On remarque que pour les puissances supérieures à 100 kW, l'économie est nettement plus importante. Cela s'expliquant par le prix exorbitant de l'achat d'un moteur de grande puissance par rapport à la réparation effectuée. Pour les petites puissances, il est préférable de faire un échange standard.

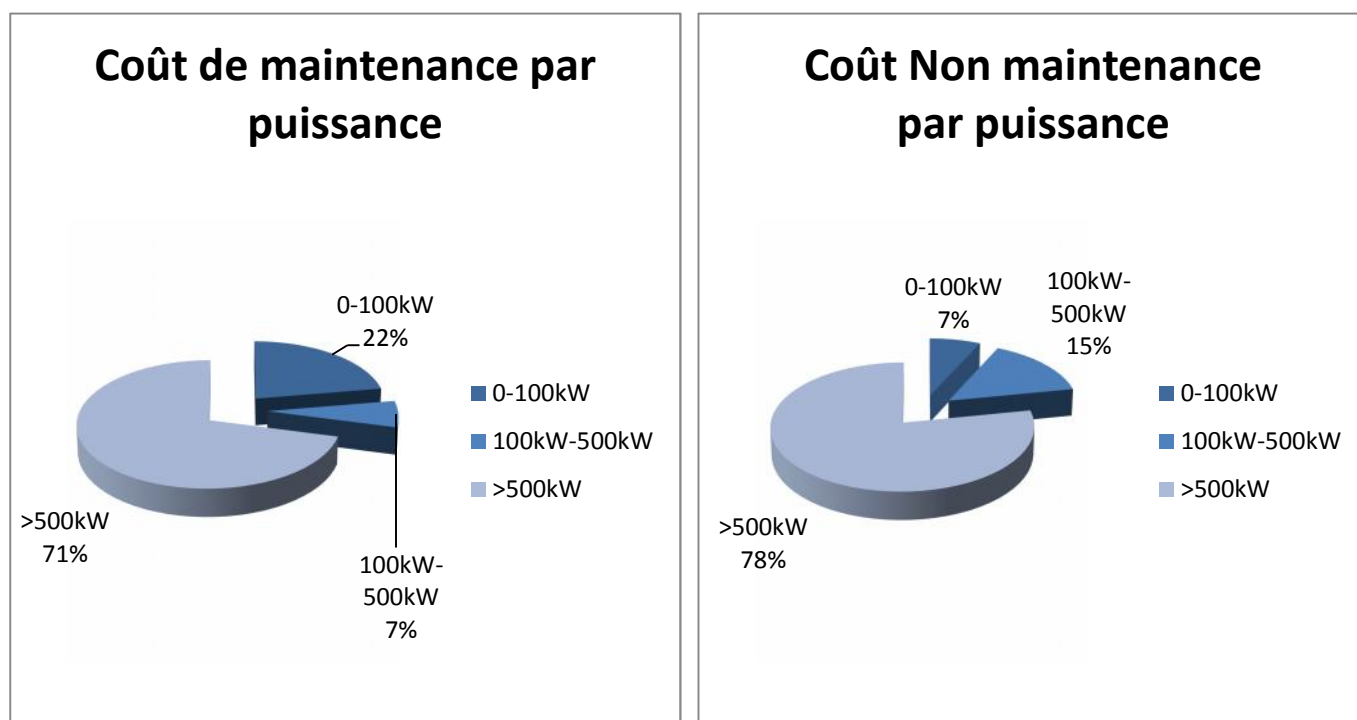


Figure 11: Diagramme Cout maintenance Vs Non maintenance

Ici l'économie se définit comme étant les sous qu'on aurait du sortir si l'on achète un moteur neuf au lieu de le faire réparer.

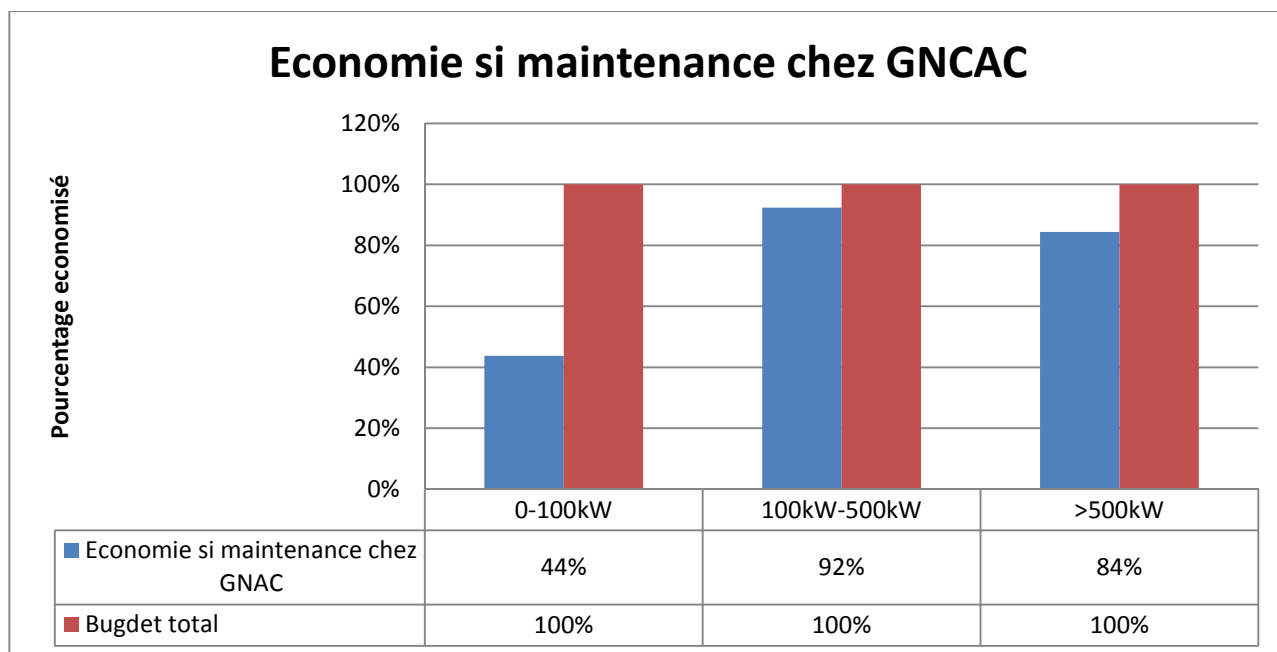


Figure 12: Economie par puissance

IX. CONCLUSION

Maîtriser les coûts tout en assurant le niveau de qualité désiré constitue le défi clé de l'industrie pétrolière. Directeur des opérations, responsables d'exploitation et de maintenance, bureaux des méthodes, spécialistes de la maintenance et du contrôle qualité, ingénieurs de maintenance, tous cherchent à éviter les coûts induits par les indisponibilités non planifiées et les pannes des équipements. Mais ils doivent aussi maîtriser les coûts des opérations de maintenance, de réparation et de rénovation.

Il existe désormais un moyen d'aller au-delà de la maintenance préventive, planifiée à intervalles réguliers. Grâce aux outils d'analyse prédictive comme ceux développées dans ce mémoire (AMDEC, PARETO, les lois exponentielles et Weibull), les industriels peuvent mettre en place de nouvelles normes de qualité et réaliser des économies en réduisant le temps d'indisponibilité résultant des opérations de maintenance non planifiées.

Les objectifs fixés au départ ont été atteints à grâce aux outils d'analyse de maintenance utilisés, une réévaluation de la politique de maintenance (respect rigoureux des inspections majeures), à l'achat des équipements neufs aux réparations des moteurs dans un atelier certifié SAQR ATEX. Les temps d'arrêts ont été réduits suite au déploiement sur site des nouveaux plans de maintenance.

X. RECOMMANDATIONS – PERSPECTIVES

Tableau 12: Planning de maintenance

Type d'action	Type d'inspection	Périodicité de remplacement ou de surveillance	Valeur de référence	Seuil d'alarme	Intervenant	Moyens
Mesure de la résistance d'isolement du rotor et index de polarisation (sous 500 VDC)	Inspection mineure de l'alternateur	18800 heures	> 0.5 ohm	1 ohm	Senior elec + Méthodes	mégohmmètre
Recherche de court-circuit entre spires rotor (RSG)	Inspection mineure de l'alternateur	18800 heures			Senior elec + Méthodes	mégohmmètre
Mesure de la résistance d'isolement stator phase par phase et de l'index de polarisation	Inspection mineure de l'alternateur	24000 heures	>22 ohms	50 ohms	Senior elec + Méthodes	mégohmmètre
Contrôle de continuité et d'isolement des sondes de température stator	Inspection mineure de l'alternateur	24000 heures	∞		Senior elec + Méthodes	mégohmmètre
Mesure des coefficients de contact entre barres et circuit magnétique	Inspection mineure de l'alternateur	24000 heures	0.3 mm	0.3 mm	Senior elec + Méthodes	micromètre
Contrôle visuel du balai de masse du rotor	Inspection de combustion	18800 heures	64 mm	22 mm	Senior elec + Méthodes	micromètre
Contrôle de la résistance ohmique des diodes.	Inspection majeure de l'alternateur	24000 heures	≥20 ohms	30 ohms	Senior elec + Méthodes	mégohmmètre
Mesure de la résistance d'isolement induit exciteur et index de polarisation	Inspection majeure de l'alternateur	28200 heures	>3 ohms	5 ohms	Senior elec + Méthodes	mégohmmètre
Mesure de résistance de l'isolement inducteur exciteur et index de polarisation	Inspection majeure de l'alternateur	28200 heures	> 5 ohms	7 ohms	Senior elec + Méthodes	mégohmmètre

Un planning de maintenance avait été proposé par l'entreprise fournisseur de la turbine [9]. Des essais périodiques constituent également une partie essentielle du programme de maintenance. De façon à assurer la fiabilité d'une unité en réserve, il est recommandé, soit de mettre la turbine en virage³ une heure par jour pour assurer une circulation d'huile dans les paliers, soit de mettre la turbine en fonctionnement à une vitesse nominale à vide ou à faible charge une heure par semaine.

Il n'est évidemment pas suffisant de n'assurer que la maintenance de la turbine à combustion. L'alternateur peut ne pas être soumis à des conditions aussi sévères que celles auxquelles est soumise la turbine, mais son entretien doit également être effectué et à des intervalles qui peuvent être différents de ceux déterminés pour la turbine. L'inspection en cours de fonctionnement est habituellement limitée aux relevés des températures et des vibrations. Les inspections et les travaux d'entretien nécessitant un arrêt sont en général réalisés au moment des inspections de combustion des parties chaudes ou majeures de la turbine.

Le tableau ci-dessus montre le type d'action à entreprendre lors des différentes inspections (inspection de combustion, inspection mineure de l'alternateur et inspection majeure de l'alternateur), voir annexe Tableau 15: Guide d'entretien alternateur.

Afin d'améliorer les indicateurs de performance de l'alternateur, le guide d'entretien fourni par le constructeur doit être respecté rigoureusement lors des différentes inspections majeures ou mineures:

- Le contrôle des diodes sur la turbine PY 901 B de NKOSSA ;
- Le contrôle du régulateur de tension sur la turbine PY 901 B de NKOSSA ;
- La vérification des couples de serrage au niveau des raccords électriques (sortie alternateur) ;
- Le contrôle d'isolement des câbles pour éviter le claquage (dû au vieillissement).

Le système de gestion de maintenance utilise un logiciel SAP dans lequel toutes les opérations de maintenance sont renseignées par poste technique. Des avis sont créés dans le système, déclenchant des activités préventives bien spécifiques. Un avis dans SAP nous donne des informations sur la date de sa création, les différentes tâches exécutées, les intervenants, l'offre liée aux travaux, les coûts etc. On peut utiliser ces informations pour vérifier si la maintenance a été respectée.

³ Faire un tour du système à très basse vitesse (généralement par cycles; Ex: 1/8 révolution toutes les 3 minutes - 100 RPM pendant 2 minutes toutes les 5 minutes)

Turbine PY 901 B de Nkossa

- Dernière visite : Type 38 000 heures – 49411 heures de service – Date Juin 05 (visite 12 & 36KH – Inspection Combustion) ;
- Prochaine visite : Type 48 000 heures – Date Juin 07 (visite 48KH – Inspection Majeure) voir Tableau 17: Planning des visites machines.

En faisant la recherche des différents avis qui avaient été créé pour le poste technique « Turbine PY 901 B de NKOSSA » dans le logiciel de gestion de la maintenance assistée à l'ordinateur entre 2005 et 2015, on obtient une liste des avis de maintenance effectués lors des dix dernières années. Les interventions à considérer dans notre étude sont celles dont le poste de responsabilité est NK-COME (préventif électrique fait par le site en Co activité avec la mécanique). Ce tableau nous permet de comparer les dates d'inspections majeures préconisées par le constructeur et ce qui a été réalisé.

XI. BIBLIOGRAPHIE

- [1] M. G. D. R. K. O. N. CONTAINA, Utilisation de la maintenance basée sur la fiabilité (MBF) pour développer et optimiser les politiques de maintenance, Albi-France, 1997.
- [2] Total E&P Congo, «Dossier de Presse,» 2015. [En ligne]. Available: www.cg.total.com.
- [3] Total E&P Congo, «Discrimination des défauts,» Pointe-Noire, 2015.
- [4] GEC ALSTHOM, «Guide d'exploitation et d'entretien,» France, 1993.
- [5] ORLODRIMBOT, «loi exponentielle,» 2015. [En ligne]. Available: www.wikipedia.org.
- [6] I. d. M. d. L. (IML), *Modeles de durée de vie*, 2004.
- [7] C. t. L. Eyrieux, *Fiabilité*, 2007.
- [8] Ineris, «Ineris - Certification SAQR ATEX,» 2014. [En ligne]. Available: http://www.ineris.fr/centredoc/saqr%20_atex.pdf.
- [9] European Gas Turbines, «Planning de maintenance prévisionnel de la fourniture,» GEC ALSTHOM, France, 1994.
- [10] SCHNEIDER ELECTRIC, «les efforts électrodynamiques sur les jeux de barre,» Paris, 1993.
- [11] C. B. Ali BENAMAR, «Estimation de la fiabilité des turbines à gaz selon le modèle de Weibull,» Oran, ALGERIE, 2010.
- [12] E. CABAU, Introduction à la conception de la sûreté, Grenoble, 1996.
- [13] A. P. e. M. GONDRAN, Fiabilité des systèmes, Paris: Eyrolles, 1983.
- [14] C. M. e. J. C. LIGERON, Techniques de fiabilité en mécanique, Grenoble: Pic, 1974.

Sites internet

www.total.com	31/08/2015
www.wikipedia.org	04/09/2015
www.ineris.fr	30/09/2015
www.2ie-edu.org	02/10/2015
www.alstom.com	14/10/2015
http://www.unit.eu/cours/Thermoptim6/co/partie-2-cycle-TAG.html	03/11/2015
http://www.uvt.rnu.tn/resources-uvt/cours/production-transport/chapitre3.pdf	03/11/2015
http://www2.schneider-electric.com/documents/electrical-distribution/fr/shared/catalogue-interactif/seped303005fr/seped303005fr/pdfs/page_100.pdf	03/11/2015
http://www2.schneider-electric.com/	03/11/2015
http://crt.a.fr/wp-content/uploads/2013/10/04-M%C3%A9thode-AMDEC.pdf	15/01/2016
http://www.qualiblog.fr/outils-et-methodes/amdec-mode-demploi/	15/01/2016

XII. ANNEXES

Annexe I : Table de Weibull.....	38
Annexe II: Papier de Weibull	39
Annexe III: Courbe de comparaison économique.....	40
Annexe IV: AMDEC	41
Annexe V: Algorithme de choix du type de maintenance	42
Annexe VI : Guide D'exploitation et d'entretien.....	43
Annexe VII : Système de démarrage de la turbine.....	45

ANNEXE I : TABLE DE WEIBULL

Tableau 13: Table de Weibull A-B

LOI DE WEIBULL								
Moyenne = $A\eta + \gamma$			Ecart type = $B\eta$					
β	A	B	β	A	B	β	A	B
0,20	120	1,901	1,50	0,9027	0,613	4	0,9064	0,254
0,25	24	199	1,55	0,8994	0,593	4,1	0,9077	0,249
0,30	9,2605	50,08	1,60	0,8966	0,574	4,2	0,9089	0,244
0,35	5,0291	19,98	1,65	0,8942	0,556	4,3	0,9102	0,239
0,40	3,3234	10,44	1,70	0,8922	0,540	4,4	0,9114	0,235
0,45	2,4786	6,46	1,75	0,8906	0,525	4,5	0,9126	0,230
0,50	2	4,47	1,80	0,8893	0,511	4,6	0,9137	0,226
0,55	1,7024	3,35	1,85	0,8882	0,498	4,7	0,9149	0,222
0,60	1,5046	2,65	1,90	0,8874	0,486	4,8	0,9160	0,218
0,65	1,3663	2,18	1,95	0,8867	0,474	4,9	0,9171	0,214
0,70	1,2638	1,85	2	0,8862	0,463	5	0,9182	0,210
0,75	1,1906	1,61	2,1	0,8857	0,443	5,1	0,9192	0,207
0,80	1,1330	1,43	2,2	0,8856	0,425	5,2	0,9202	0,203
0,85	1,0880	1,29	2,3	0,8859	0,409	5,3	0,9213	0,200
0,90	1,0522	1,17	2,4	0,8865	0,393	5,4	0,9222	0,197
0,95	1,0234	1,08	2,5	0,8873	0,380	5,5	0,9232	0,194
1	1	1	2,6	0,8882	0,367	5,6	0,9241	0,191
1,05	0,9803	0,934	2,7	0,8893	0,355	5,7	0,9251	0,188
1,10	0,9649	0,878	2,8	0,8905	0,344	5,8	0,9260	0,185
1,15	0,9517	0,830	2,9	0,8917	0,334	5,9	0,9269	0,183
1,20	0,9407	0,787	3	0,8930	0,325	6	0,9277	0,180
1,25	0,9314	0,750	3,1	0,8943	0,316	6,1	0,9286	0,177
1,30	0,9236	0,716	3,2	0,8957	0,307	6,2	0,9294	0,175
1,35	0,9170	0,687	3,3	0,8970	0,299	6,3	0,9302	0,172
1,40	0,9114	0,660	3,4	0,8984	0,292	6,4	0,9310	0,170
1,45	0,9067	0,635	3,5	0,8997	0,285	6,5	0,9318	0,168
			3,6	0,9011	0,278	6,6	0,9325	0,166
			3,7	0,9025	0,272	6,7	0,9333	0,163
			3,8	0,9038	0,266	6,8	0,9340	0,161
			3,9	0,9051	0,260	6,9	0,9347	0,160

ANNEXE II: PAPIER DE WEIBULL

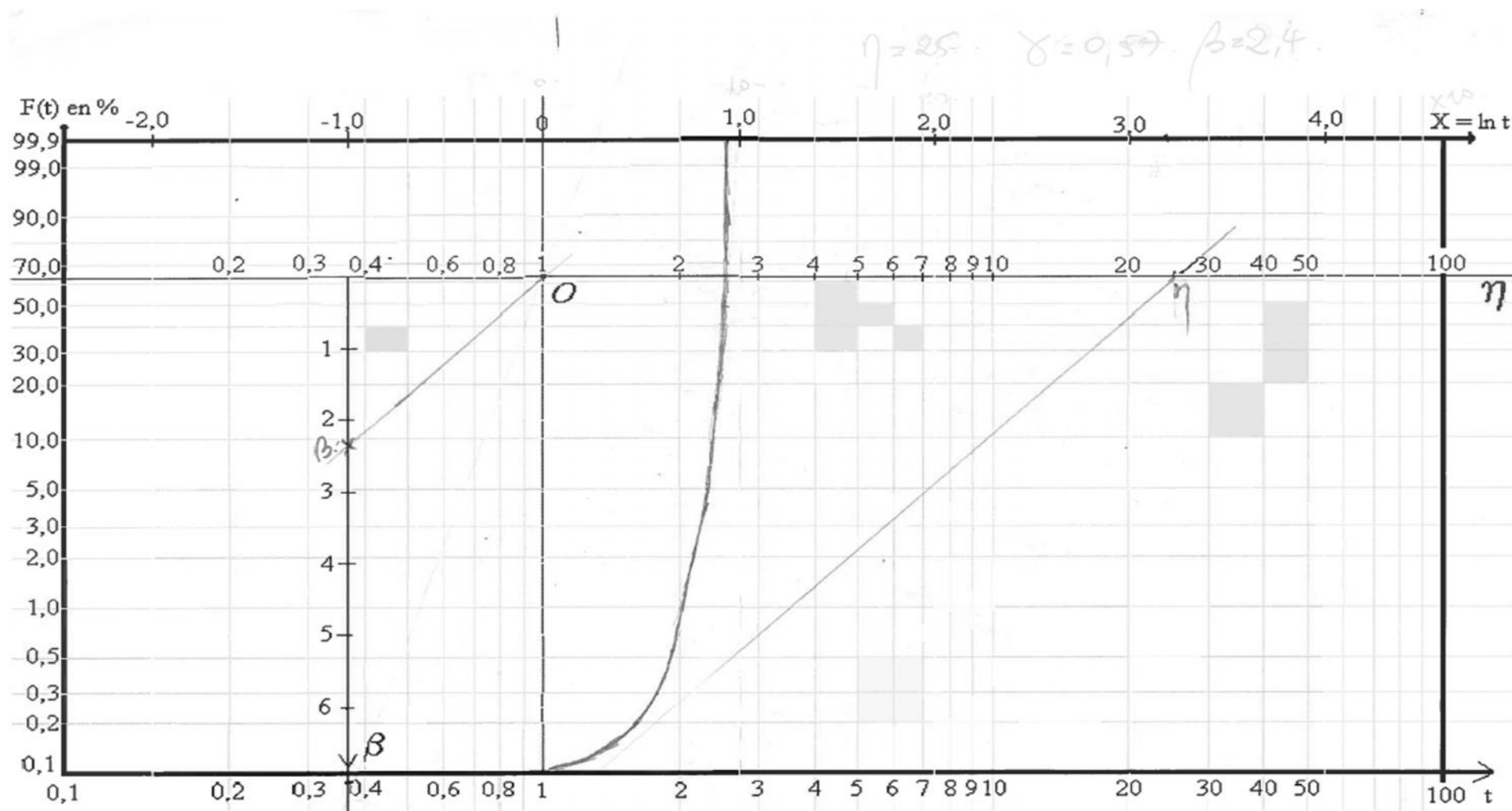


Figure 13: Courbe $F(t)$ de Weibull de la turbine PY 901 B NKP

ANNEXE III: COURBE DE COMPARAISON ECONOMIQUE

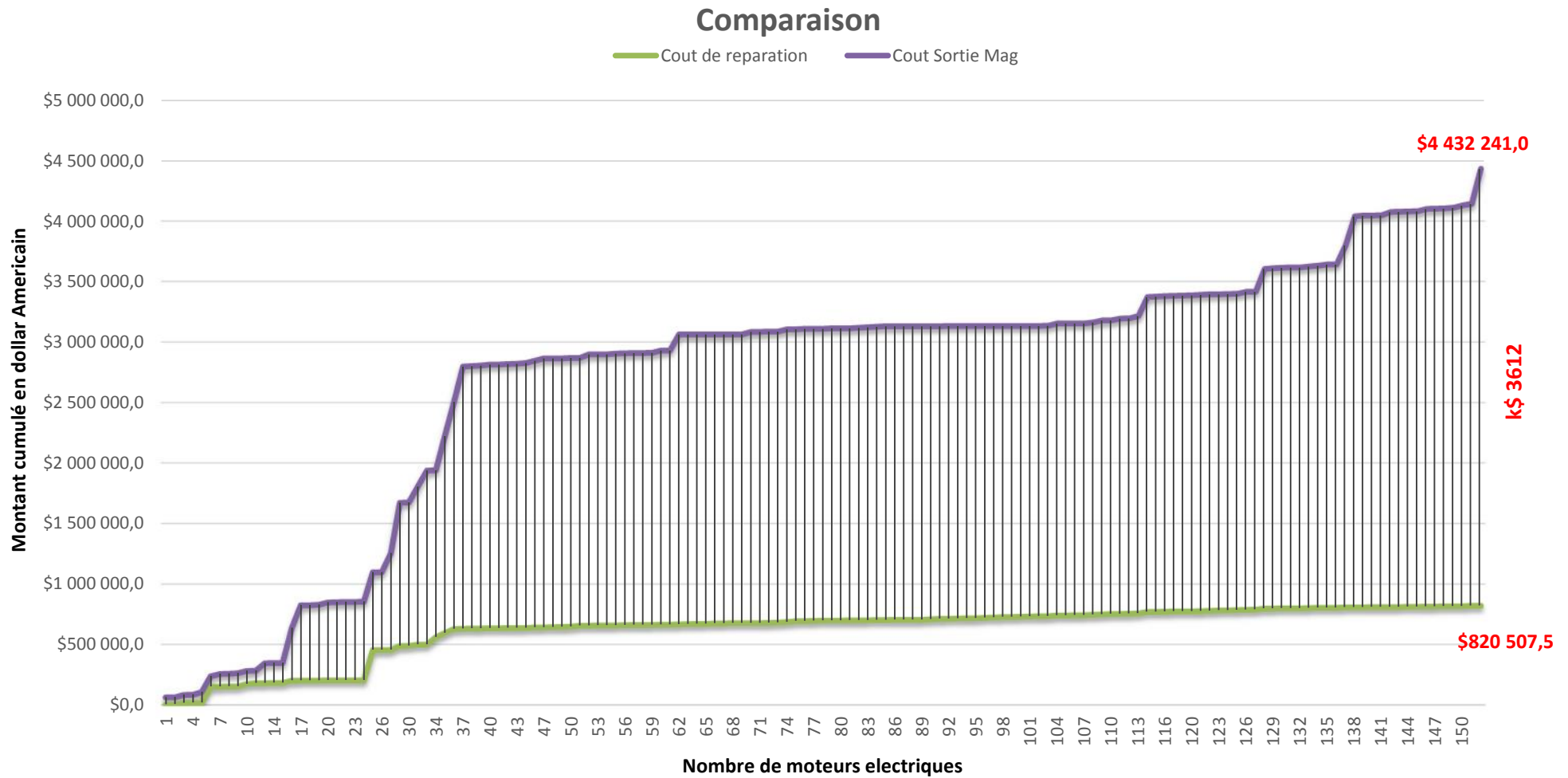


Figure 14: Courbe comparative entre réparation et sortie magasin

ANNEXE IV: AMDEC

Tableau 14: Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité

Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité. Permet de mesurer les défaillances qui affectent un système.

Analyse des défaillances et calcul de criticité

FRÉQUENCE = F		NON DÉTECTION = D		GRAVITÉ = G	
1	1 défaillance par an	1	détection par l'opérateur	1	pas d'arrêt de production
2	1 défaillance par trimestre	2	détection par le technicien	2	arrêt inférieur à 1 heures
3	1 défaillance par mois	3	détection difficile	3	arrêt entre 1 heure et 8 heures
4	1 défaillance par semaine	4	indécelable	4	arrêts supérieur à 1 jour

Système ou élément	Défaillance			Criticité = C				Actions à entreprendre	Évolution prévisible			
	modes	effets	causes	F	D	G	C = FxDxG		F	D	G	C = FxDxG
NKP_PY_901B	Perte de synchronisme des machines synchrones	Minimum de tension (27)	Baisse de fréquence	4	3	2	24	Delestage automatique des équipements concernés	3	2	1	6
NKP_PY_901B	Équipements énergétiques	Maximum de puissance active directionnelle (32P)	Defaut provenant de la charge	3	3	2	18	Demarrage séquentiel / Modification du démarrage	2	2	1	4
NKP_PY_901B	Risque de court circuit par usure	Maximum de tension (59)	Décrochage de la charge sur le réseau	2	3	2	12	Delestage contrôlé de la charge	1	2	1	2

Cette analyse, si elle était menée dans l'entreprise, devrait se faire avec tous les intervenants à savoir :

- Personnel connaissant le système (décomposition et analyse fonctionnelle)
- Personnel connaissant la démarche AMDEC
- Personnel de maintenance
- Personnel de production
- Et bien sûr une information sur les coûts de maintenance de la machine analysée

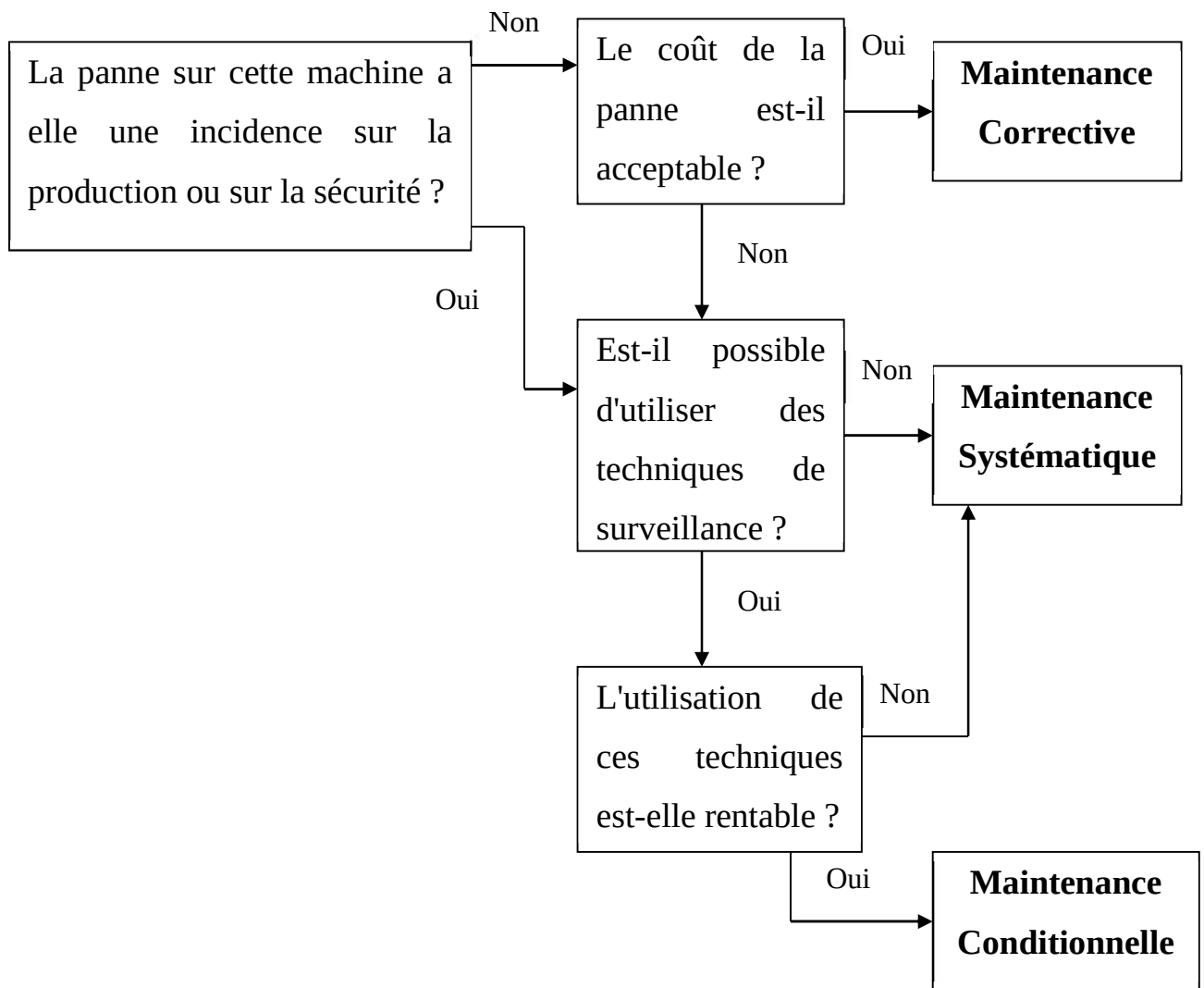
ANNEXE V: ALGORITHME DE CHOIX DU TYPE DE MAINTENANCE

Figure 15: Choix du type de la maintenance

ANNEXE VI : GUIDE D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN

Tableau 15: Guide d'entretien alternateur

GEC ALSTHOM ELECTROMECHANIQUE			GUIDE D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN		Section 3 01 . 01 Page : 05 Indice : Date :
Mod. Chap. Par.			GUIDE D'ENTRETIEN		
01 01					
PERIODICITES			REVISIONS SYSTEMATIQUES (Organes Electriques)		
1ère	2ème	3ème	OPERATIONS		
IC OU 1 an	IPC OU 6 ans	IM OU 12 ans			
			STATOR (Voir page 9)		
			1er cas : La sortie du rotor est difficile		
		X	Contrôle de l'état visuel des développantes		
		X	Contrôle de l'isolement stator		
			2ème cas : Le rotor est sorti		
		X	Contrôle de l'isolement stator		
		X	Contrôle du calage des bobines dans les encoches du calage des développantes, du serrage des cercles de connexions et serrage du circuit magnétique.		
		X	Contrôle des sondes dans l'enroulement.		
		X	Dépoussiérage si nécessaire.		
			ROTOR (Sorti ou non)		
		X	Contrôle de l'isolement.		
		X	Rotor sorti : vérification à l'endoscope du calage des têtes de bobines et des canaux de ventilation		
		X	(Voir pages 7 et 8 le cas de démontage des frettes).		
		X	Dépoussiérage, si nécessaire		
			PALIER		
X	X	X	Contrôle de l'isolement.		
			EXCITATEUR (à diodes tournantes)		
		X	Contrôle des diodes (tension inverse et court-circuitage).		
		X	Contrôles d'isolement (induit - inducteur).		
		X	Contrôles de l'impédance inducteur (totale et bobine par bobine).		
		X	Dépoussiérage, si nécessaire.		

Tableau 16: Guide d'entretien alternateur Suite

			GUIDE D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN		Section 3 01 . 01 Page : 06 Indice : Date :
			GUIDE D'ENTRETIEN		
Mod.	Chap.	Par.			
01 01					
PERIODICITES			REVISIONS SYSTEMATIQUES (Organes Electriques)		
1ère	2ème	3ème	OPERATIONS		
IC OU 1 an	IPC OU 6 ans	IM OU 12 ans	DIVERS LORS D'UNE IM OU TOUS LES 6 ANS Nous préconisons de procéder : • A une batterie de tests électriques, non destructifs • A des mesures sous hautes tensions continues • A la mesure de la tangente de l'angle de pertes • A des décharges partielles. TOUTES LES 96 000 HEURES (Voir page 9).		
		X X X X			

ANNEXE VII : SYSTEME DE DEMARRAGE DE LA TURBINE (MISE EN EVIDENCE DES MOTEURS ELECTRIQUES DANS LE PROCESS)

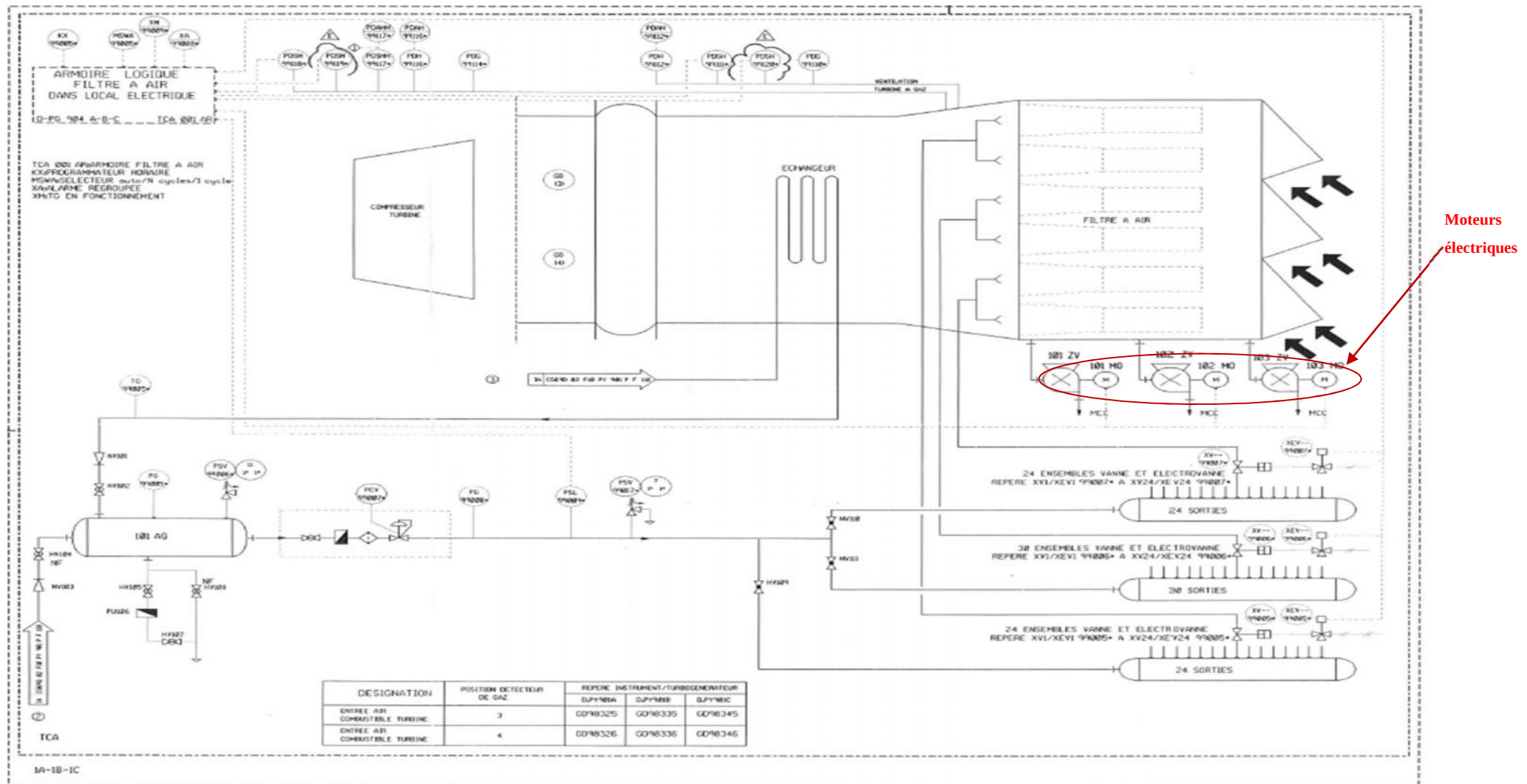
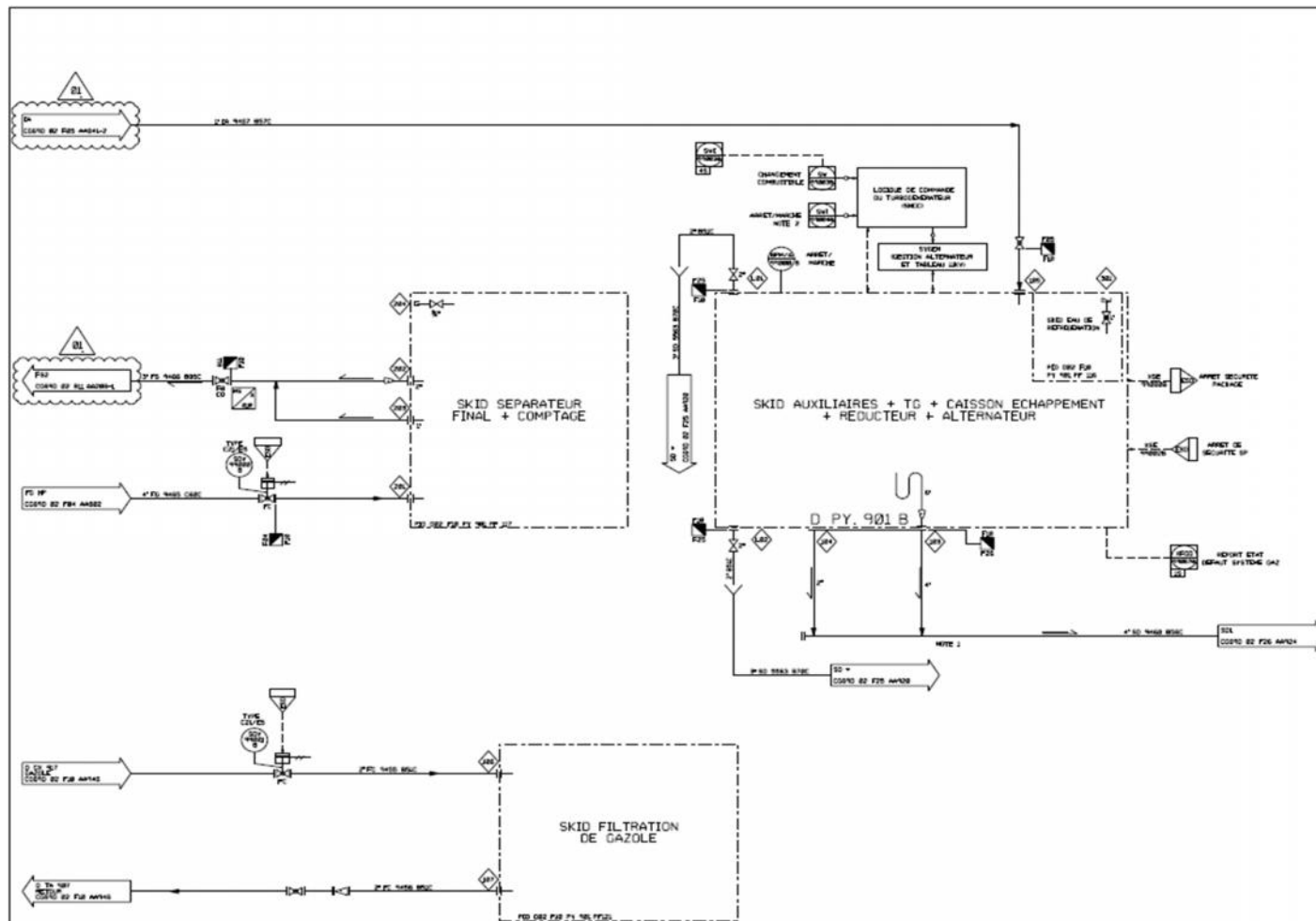


Figure 16: Schémas Process de la turbine



NOTES GENERALES

POUR LES DETAILS ET LES TYPES, VOIR LES PED'S
SYMBOLS PROCESS ET INSTRUMENTS
C0694 88 X00 A4851 & A4859

TOUTS LES REPERES INSTRUMENTS DEVONT ETRE
PRECEDES DU SIELE 0

LES ROBINETS A BOISSEAU TOURNANT SONT A
PASSAGE REDUIT SAUF INDICATION CONTRAIRE
(FS: PASSAGE INTEGRAL)

POUR TYPE DE VANNE 'X' SE REPORTER AUX CLASSES DE
TUYAUTERIE

NOTE

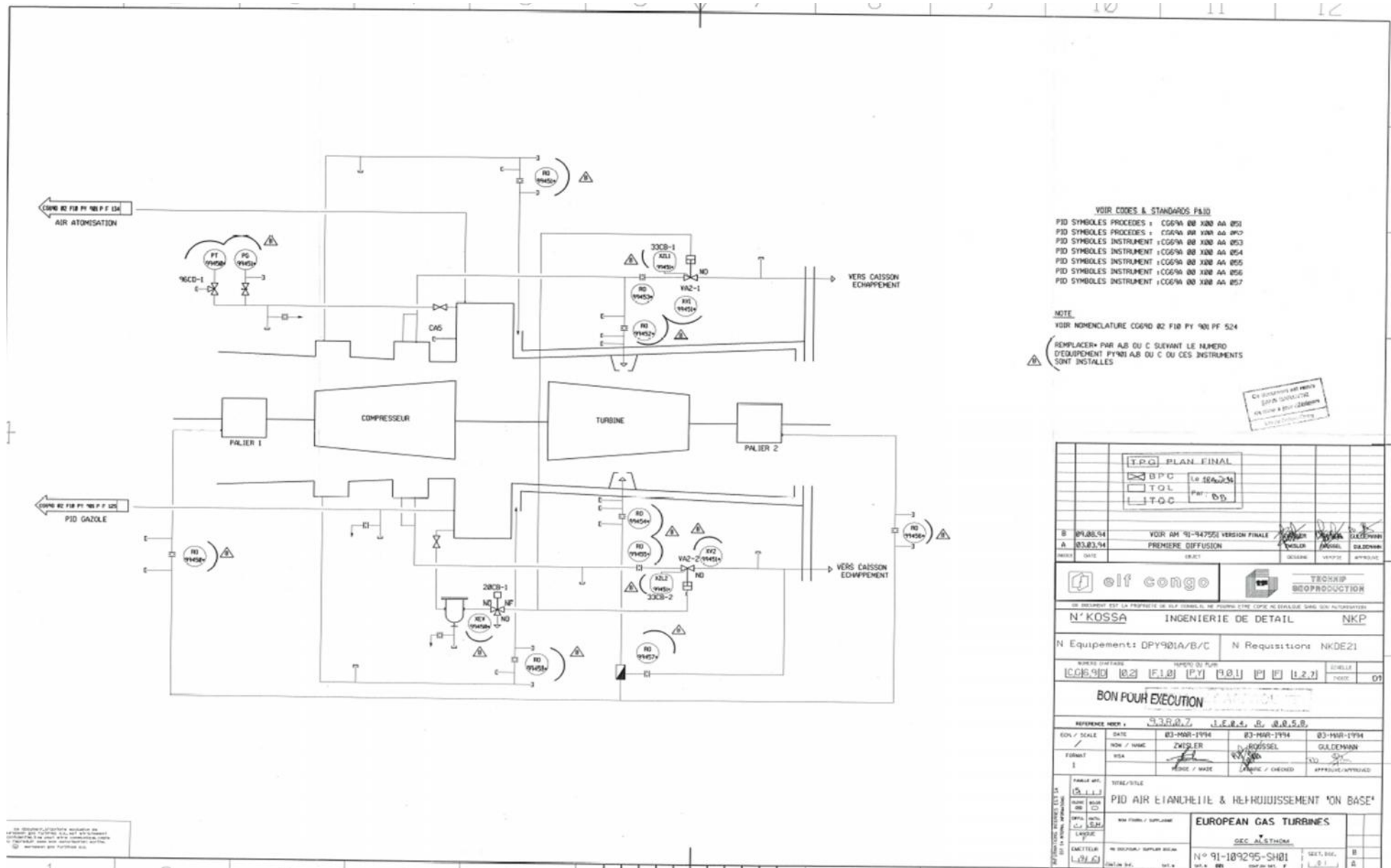
1. LES LIGNES INTER-SKID SONT DE LA FOURNITURE EGT
VOIR PED FOURNISSEUR C0694 002 F18 PY101 PF118.
2. LE PASSAGE EN GAZOLE SE FAIT AUTOMATIQUEMENT SUR
DEFAUT FUEL GAZ (GESTION PAR LE SPEEDTRONIC) OU SUR
DECISION OPERATEUR. LE PASSAGE SUR FUEL GAZ SE FAIT
SUR DECISION OPERATEUR. LA TURBINE PEUT DEMARRER
SUR GAZ OU SUR GAZOLE.

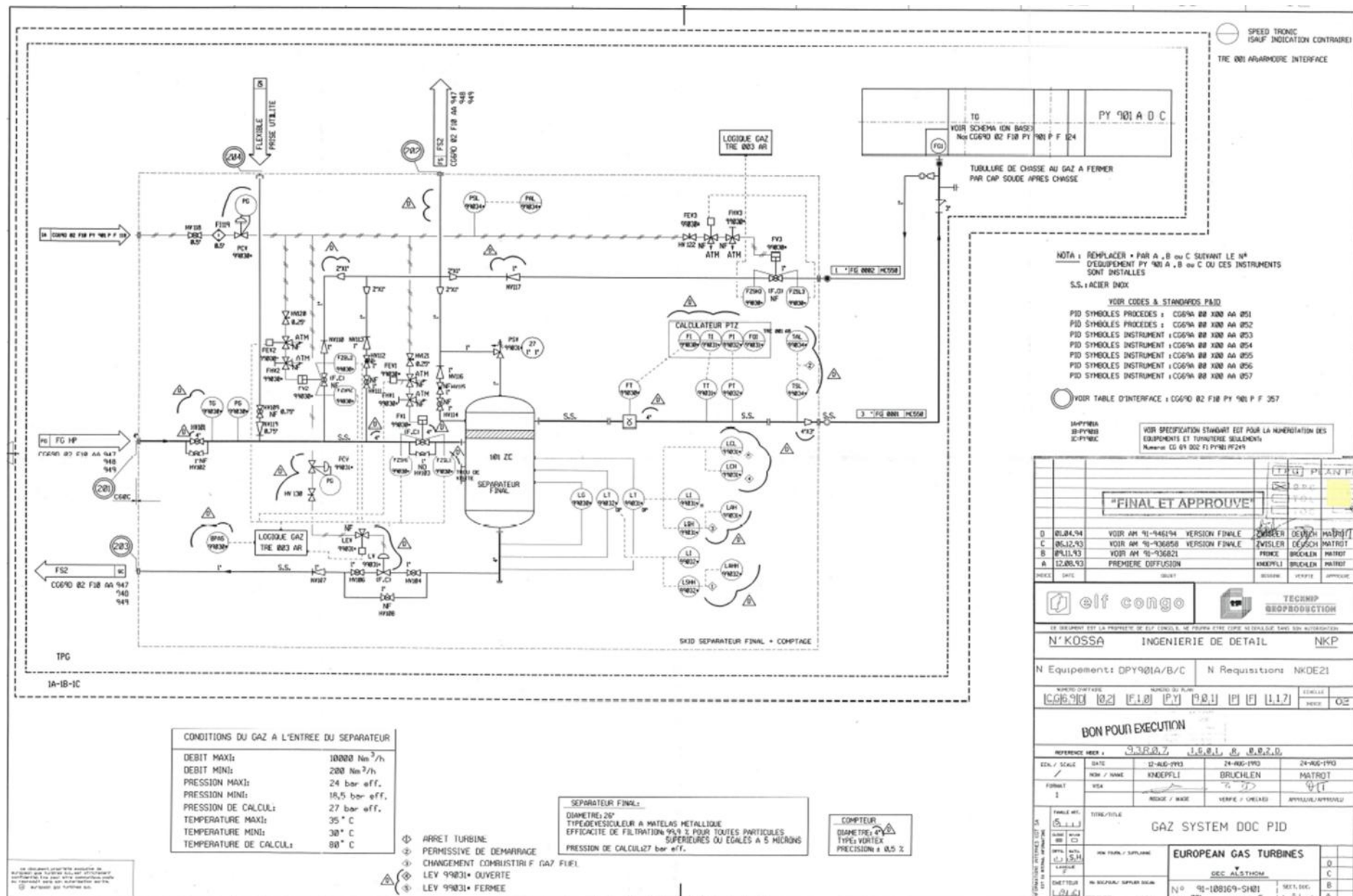
REVISION	DATE	DESCRIPTION	REVISION	DATE	DESCRIPTION
01	27/02/04	HAUT NIVEAU PLAN D'AMBIANCE	01	27/02/04	HAUT NIVEAU PLAN D'AMBIANCE
02	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	02	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
03	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	03	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
04	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	04	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
05	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	05	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
06	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	06	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
07	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	07	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
08	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	08	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
09	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	09	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
10	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	10	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE

REVISION	DATE	DESCRIPTION	REVISION	DATE	DESCRIPTION
01	27/02/04	HAUT NIVEAU PLAN D'AMBIANCE	01	27/02/04	HAUT NIVEAU PLAN D'AMBIANCE
02	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	02	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
03	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	03	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
04	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	04	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
05	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	05	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
06	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	06	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
07	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	07	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
08	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	08	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
09	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	09	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
10	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	10	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE

REVISION	DATE	DESCRIPTION	REVISION	DATE	DESCRIPTION
01	27/02/04	HAUT NIVEAU PLAN D'AMBIANCE	01	27/02/04	HAUT NIVEAU PLAN D'AMBIANCE
02	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	02	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
03	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	03	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
04	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	04	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
05	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	05	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
06	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	06	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
07	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	07	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
08	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	08	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
09	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	09	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
10	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	10	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE

REVISION	DATE	DESCRIPTION	REVISION	DATE	DESCRIPTION
01	27/02/04	HAUT NIVEAU PLAN D'AMBIANCE	01	27/02/04	HAUT NIVEAU PLAN D'AMBIANCE
02	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	02	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
03	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	03	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
04	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	04	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
05	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	05	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
06	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	06	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
07	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	07	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
08	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	08	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
09	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	09	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE
10	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE	10	27/02/04	CHANGEMENT D'AMBIANCE





Yhann Déo Gracias MIENAGATA PAKOU

2012-0025 Promotion 2015 Master GEE

Tableau 17: Planning des visites machines

NKOSSA

Date de mise à jour : févr-06

Planning visites machines
Procédure visites machines
Disponibilité - Fiabilité - Utilisation
Historique des faits marquants (turbines)

Génération
Electrique

Périodicité 12 000 H

Dernière visite

SUIVI DES PARAMETRES

Prochaine visite

PG5371PA
EGT

Equipement	Utili sation	Cumul	Type	Heures	Date	Delta H	%réel	K réel	%théo	k théo	Type	Théorique	Réelle
D-PY 901A	2/3	58251	36 kH	47949	juil-04	10302	72	1,93	100	1,38	48 kH	nov-05	juin-06
D-PY 901B		53877	36 kH	49411	juin-05	4466	68	2,02	60	2,30	48 kH	sept-07	juin-07
D-PY 901C		62986	36 kH	41256	oct-02	21730	74	1,85	40	3,45	48 kH	mars-06	août-04

Alimentaire - 361
Remanage - 472

Visite 12 & 36 kH (IC)		
GAMME	PLANNING	PDR

Visite 24 kH		
GAMME	PLANNING	PDR

Visite 48 kH		
GAMME	PLANNING	PDR

Turbines à Gaz

Périodicité 12 000 H

Dernière visite

SUIVI DES PARAMETRES

Prochaine visite

MS-5002C

Nuovo Pignone

Equipement	Utili sation	Cumul	Type	Heures	Date	Delta H	%réel	Kréel	%théo	k théo	Type	Théorique	Réelle
THP A	2/3	39676	36 kH	39510	juin-05	166	3	53,67	100	1,38	48 kH	oct-06	janv-09
THP B		53812	36 kH	41775	juil-04	12037	88	1,58	60	2,30	48 kH	nov-06	févr-06
THP C		49842	24 kH	38623	juil-04	11219	81	1,71	40	3,45	36 kH	janv-08	avr-06

Alimentaire - 348
Remanage - 461

Visite 12 & 36 kH (IC)		
GAMME	PLANNING	PDR

Visite 24 kH (mineur)		
GAMME	PLANNING	PDR

Visite 48 kH (majeur)		
GAMME	PLANNING	PDR

Compression Gaz
1er & 2e Etage

Périodicité 40 000 H

Dernière visite

Prochaine visite

BCL406 & 307C

Nuovo Pignone

Equipement	Utili sation	Cumul	Type	Heures	Date	Delta H	%réel	Kréel	%théo	k théo	Type	Théorique	Réelle
KB512/KB513A	2/3	39676		0	juin-96	39676	47	9,71	100	4,57	40 kH	déc-00	févr-06
KB512/KB513B		53812		13910	mai-98	39902	59	7,76	60	7,62	40 kH	déc-05	janv-06
KB512/KB513C		49842		29638	nov-02	20204	70	6,53	40	11,43	40 kH	avr-14	mai-09

Alimentaire - 309
Remanage - 382

Visite Preventive		
GAMME	PLANNING	PDR