

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



SNC • LAVALIN

Département Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux

Spécialité : QHSE-GRI

Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en QHSE-GRI

Maîtrise des risques majeurs liés à l'alternateur de la centrale à
cycle combiné de Hadjret-En Nouss SNC-LAVALIN

Ismail SELLAM

Présenté et soutenu publiquement le 21/06/2017

Composition du jury :

Président	M. M. BOUBAKEUR	Maître-Assistant	ENP
Examineur	M. A. BENMOKHTAR	Maître-Assistant	ENP
Examineur	M. M. BOUSBAI	Maître-Assistant	ENP
Encadreur	M. A. KERTOUS	Maître-Assistant	ENP
Encadreur	M. F. LEGUEBEDJ	Maître-Assistant	ENP

ENP 2017

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



SNC • LAVALIN

Département Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux

Spécialité : QHSE-GRI

Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en QHSE-GRI

**Maîtrise des risques majeurs liés à l'alternateur de la centrale à
cycle combiné de Hadjret-En Nouss SNC-LAVALIN**

Ismail SELLAM

Présenté et soutenu publiquement le 21/06/2017

Composition du jury :

Président	M. M. BOUBAKEUR	Maître-Assistant	ENP
Examineur	M. A. BENMOKHTAR	Maître-Assistant	ENP
Examineur	M. M. BOUSBAI	Maître-Assistant	ENP
Encadreur	M. A. KERTOUS	Maître-Assistant	ENP
Encadreur	M. F. LEGUEBEDJ	Maître-Assistant	ENP

ENP 2017

DÉDICACE

Je dédie ce travail à

À ma mère et mon père,

qui m'ont soutenu tout au long de mes études

À ma sœur et mon frère

À mes meilleurs amis

REMERCIEMENTS

Mes remerciements vont tout d'abord à mes encadreurs Messieurs F. LEGUEBEDJ et A. KERTOUS, Enseignants -Chercheurs à l'Ecole Nationale Polytechnique, pour leurs conseils tout au long de ce travail.

Je tiens à remercier de manière particulière Monsieur BELLAHSENE Ibrahim Hakim « Responsable Système SNC-LAVALIN » pour sa disponibilité et l'aide inestimable qu'il m'a apporté tout au long de ce travail.

Je remercie en particulier Monsieur BOUBAKEUR, Enseignant – Chercheur à l'Ecole Nationale Polytechnique, d'avoir accepté de présider le jury de cette soutenance.

Mes remerciements vont à Messieurs A. BENMOKHTAR et M. BOUSBAI, Enseignants -Chercheurs à l'Ecole Nationale Polytechnique pour l'effort qu'ils ont prodigué pour examiner ce travail.

Je remercie également les employés de la centrale SNC-LAVALIN et essentiellement les cadres de la salle de contrôle pour leur disponibilité ainsi que leur précieuse aide durant le stage.

Enfin, mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة مدى نجاعة حواجز السلامة وهذا من اجل التحكم في المخاطر على مستوى شركة الكهرباء SNC-LAVALIN لهذا الغرض حدد المولد الكهربائي عن طريق قاعدة البيانات للحوادث الاصطناعية كخطر المعدات في شركة الكهرباء من أجل التحكم في المخاطر الناتجة عنه والتي تعتبر ذات عواقب وخيمة على الشركة و المحيط المجاور.

تم تحليل المخاطر في المولد عبر مرحلتين: في الأولى يتم تطبيق الطرق الكلاسيكية ADD/ APR و ADE بهدف تحديد السيناريوهات الخطيرة الممكنة اما المرحلة الثانية فتتناول تطبيق الطريقة LOPA وهذا لدراسة مدى فاعلية حواجز السلامة. هذه الدراسة أدت الى اقتراح إجراءات للحد من المخاطر: الاول نظام جهاز السلامة SIS د $PFD < 10^{-2}$ و الثاني خزان CO₂. الكلمات المفتاحية: خطر, حواجز السلامة, السيناريوهات, انفجار, SIS, LOPA, ADE, ADD, APD.

Abstract

The focus of this thesis is made on studying the efficiency of safety barriers in order to control the major risks in the thermal station of SNC-LAVALIN Company.

Accident databases have shown that because of hydrogen, the alternator is considered as the main equipment that presents major risk to the company.

Major risks control of the alternator is done using three techniques associated with risk analysis that are process hazard analysis, fault tree analysis and event tree analysis. These techniques aim to identify the possible accident scenarios. Secondly, an integrated risk assessment, that is Layer of Protection Analysis (LOPA), in order to perform analysis of safety functions and barriers. As a result of the safety barriers failure, a simulation of dangerous phenomena was made using PHAST program. The study ends by providing findings that led us to propose an Instrumented Safety System associated with a $PFD < 10^{-2}$, as well as providing a CO₂ reservoir for emergency venting.

Key words: Major risks, phenomenon, dangerous, explosion, security barriers, PRA, ADD, ADE, accident scenario, LOPA, SIS, SIL.

Résumé

Le but de ce travail est d'étudier l'efficacité des barrières de sécurité pour la maîtrise des risques majeurs au niveau de la centrale thermique SNC-LAVALIN.

Les bases de données d'accidentologie ont fait ressortir que l'alternateur est le principal équipement présentant un risque majeur pour l'entreprise à cause de la présence d'hydrogène. La maîtrise des risques majeurs dans l'alternateur se fait dans un premier temps par l'application des trois méthodes classiques d'analyse des risques : l'analyse préliminaire des risques (APR), l'arbre des défaillances (ADD) et l'arbre des événements (ADE), qui ont comme but l'identification des scénarios d'accidents possibles. Dans un deuxième temps, il s'agit d'appliquer une méthode intégrée d'analyse des risques (LOPA) afin d'analyser les barrières de sécurité. Ensuite une simulation des phénomènes dangereux résultant de la défaillance des barrières de sécurité. Enfin, les résultats trouvés nous ont conduit à proposer un Système Instrumenté de Sécurité (SIS) avec une probabilité de défaillance à la demande $PFD < 10^{-2}$ ainsi que la réalisation d'un réservoir de CO₂ pour la purge d'urgence.

Mots clés : Risque majeur, phénomène dangereux, explosion, barrières de sécurité, APR, ADD, ADE, scénario d'accident, LOPA, SIS, SIL.

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES FIGURES

LISTE DES SIGLES

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	11
<i>Chapitre I CONTEXTE GÉNÉRAL, PROBLÉMATIQUE ET MÉTHODOLOGIE</i>	14
1. Mise en contexte du projet :.....	14
2. Problématique :	14
3. Objectif et méthodologie.....	16
4. Présentation de de la centrale électrique de Hadjret-En Nous :.....	17
4.1 Présentation de SNC_LAVALIN	18
4.2 Fiche technique du projet (SNC LAVALIN) :	19
4.3 Les actionnaires :.....	19
4.4 Organigramme de la centrale :.....	20
5. Description du process et installations :.....	22
5.1 Le cycle combiné :.....	22
5.2 Procédé de traitement de l'eau :	24
5.3 La turbine à gaz :	28
5.4 Chaudière de récupération :.....	30
5.5 La turbine à vapeur	32
5.6 Condenseur :	32
5.7 Transformateurs et poste de départ :.....	33
5.8 Génératrices de secours :	33
5.9 Le générateur (alternateur) :	33
<i>Chapitre II NOTIONS DE BASE : MÉTHODES D'ANALYSE DES RISQUES</i>	35
1. Références règlementaires de la maîtrise des risques industriels :	35
1.1 Législation algérienne :	35
1.2 Cadre légal :.....	35
1.3 Accord international :	37
2. Notions de sécurité industrielle :.....	37
3. Outils d'analyse des risques :.....	41

3.1	Les méthodes classiques d'analyse des risques :.....	41
3.2	Les méthodes intégrées d'analyse des risques :.....	51
4.	Concepts de SIS (Safety Instrumented System):	53
4.1	Définition d'un système instrumenté de sécurité SIS :.....	53
4.2	Niveau d'intégrité de sécurité (SIL) :.....	54
<i>Chapitre III : APPLICATION DES MÉTHODES D'ANALYSE DES RISQUES</i>		56
1.	Identification du système critique et choix de l'équipement	56
1.1	L'examen de l'EDD.....	56
1.2	Retour d'expérience (REX).....	57
2.	Description détaillé des sous système de l'alternateur	58
2.1	Le principe de refroidissement à l'hydrogène	58
2.2	Schéma PID des sous-systèmes auxiliaires	60
2.3	Sous Système d'alimentation H2/CO2/Air.....	60
2.4	Sous Système d'étanchéité et float trap.....	61
2.5	Moniteur de pureté H2 (H2 control panel)	64
2.6	Sécheur de gaz (gas dryer).....	64
2.7	Sous système de lubrification :.....	65
3.	Décomposition fonctionnelle du Système	67
4.	La méthode APR.....	69
4.1	Critères d'évaluation :	69
4.2	Déploiement et résultats :	70
4.3	Interprétation :	71
5.	L'application de la méthode ADD :.....	72
5.1	Calcul de probabilité d'occurrence de la Fuite d'hydrogène.....	78
5.2	Calcul de probabilité d'occurrence du mélange Air/H2.....	79
5.3	Calcul de probabilité d'occurrence de Surchauffe GEN	80
5.4	Interprétation des résultats obtenus par l'ADD :.....	80
6.	L'application de a méthode ADE	81
6.1	Définition des événements initiateurs à considérer :.....	82
6.2	Identification des fonctions de sécurité et leurs probabilités de défaillances. 82	
6.3	Construction de l'arbre :	83
6.4	Interprétation	85
7.	Application méthode « nœud papillon ».....	86

8. Application de la méthode LOPA.....	88
8.1 Fiche de synthèse de la méthode LOPA :.....	90
<i>Chapitre IV : SIMULATION DES PHENOMENES DANGEREUX</i>	93
1. Simulation de l'explosion du générateur par l'application de la méthode Trinitrotoluène (TNT)	93
1.1 Description du phénomène « Explosion ».....	93
1.2 Les effets des explosions	94
1.3 Modèle de l'équivalent TNT.....	95
1.4 Application et calcul des effets de l'explosion par PHAST	96
1.5 Interprétation des résultats de la simulation par PHAST	100
2. Propositions de mesures d'amélioration	101
2.1 Remplacement des bouteilles du CO2 par un réservoir	103
2.2 Proposition d'un système instrumenté de sécurité (SIS).....	103
3. Analyse coûts-bénéfices (CBA) :.....	108
CONCLUSION	110
BIBLIOGRAPHIE	112
ANNEXES	114

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Fiche technique du projet	19
Tableau 2 Sommaire des caractéristiques de la centrale	23
Tableau 3 Tableau de type APR.....	42
Tableau 4 Différents niveaux de SIL définis par la norme IEC 61508 [14]	54
Tableau 5 Décomposition fonctionnelle du générateur.....	67
Tableau 6 Echelle de probabilité.....	69
Tableau 7 Echelle de gravité	69
Tableau 8 Matrice de criticité	70
Tableau 9 Résultats obtenu à partir de l'APR.....	70
Tableau 10 Les probabilités de défaillance des évènements de base «Fuite ».....	78
Tableau 11 Les probabilités de défaillance des évènements de base «Mélange Air/ H2»	79
Tableau 12 Les probabilités de défaillance des évènements de base «Surchauffe GEN »	80
Tableau 13 Tableau récapitulatifdes résultats de la méthode ADD	80
Tableau 14 les probabilités de défaillance des barrières de sécurité "Fuite d'hydrogène"	83
Tableau 15 les probabilités de défaillance des barrières de sécurité " Surchauffe GEN "	84
Tableau 16 Probabilités des scénarios d'accident.....	86
Tableau 17 Fiche synthèse de la méthode LOPA	90
Tableau 18 Seuils des effets de surpression	94
Tableau 19 Données utilisé pour le logiciel PHAST	97
Tableau 20 Valeurs de surpression en fonction de la distance.....	97
Tableau 21 Valeurs des distances pour les seuils de surpression de référence.....	98
Tableau 22 Résultat des SIL par GRIF	107
Tableau 23 Compensations types octroyées par des tribunaux.....	108

LISTE DES FIGURES

Figure 1 Situation géographique de la centrale	17
Figure 2 Les différents actionnaires de la centrale thermique de Hadjret En Nouss	19
Figure 3 Organigramme de la centrale SNC_LAVALIN	20
Figure 4 Schéma d'aménagement de la centrale.....	21
Figure 5 Schéma énergétique simplifier d'un cycle combiné.....	24
Figure 6 Turbine à gaz (TG) modèle PG9371FB GE	28
Figure 7 Fiche technique de la turbine à gaz.....	28
Figure 8 La chaudière de récupération de chaleur (HRSG).....	30
Figure 9 Schéma simplifié cycle eau _ vapeur, configuration arbre unique	31
Figure 10 Turbine à vapeur	32
Figure 11 Générateur électrique modèle 450 H GE.....	33
Figure 12 Exemple d'arbre des défaillances	47
Figure 13 Scénario d'accident représenté en model nœud papillon	50
Figure 14 Schéma générique d'un SIS	53
Figure 15 Schéma simplifié du générateur dans l'arbre unique	58
Figure 16 Schéma de refroidissement à l'hydrogène.....	59
Figure 17 Schéma PID des systèmes auxiliaires	60
Figure 18 Schéma PID du Sous-système d'alimentation H2/ CO2/Air.....	61
Figure 19 Fonctionnement du système d'étanchéité de l'alternateur.....	62
Figure 20 Schéma simplifié du fonctionnement des SDEs	63
Figure 21 Réservoir vanne à flotteur	63
Figure 22 Moniteur de pureté H2	64
Figure 23 Circuit d'huile de lubrification et d'étanchéité	65
Figure 24 Répartition des ERs en fonction de leurs classifications.	71
Figure 25 Arbre Des Défaillance de l'évènement redouté "Fuite d'hydrogène" (1).....	74
Figure 26 Arbre Des Défaillance de l'évènement redouté "Fuite d'hydrogène" (2).....	75
Figure 27 Arbre Des Défaillances de l'évènement redouté "Mélange Air/H2"	76
Figure 28 Arbre Des Défaillances de l'évènement redouté "Surchauffe du GEN"	77
Figure 29 Arbre des Evenements de "la fuite d'hydrogène"	84
Figure 30 Arbre des Evenements de "Surchauffe GEN"	85
Figure 31 Différentes couches de protection suivant LOPA [22].....	89
Figure 32 La variation de la surpression en fonction de la distance	98
Figure 33 Propagation du nuage radial et vertical.....	99
Figure 34 Cartographie des effets de la surpression du TNT.....	99
Figure 35 Vannes de contrôle du sous-système d'alimentation H2/Air/CO2 [27].....	102
Figure 36 Schéma du SIS proposé pour le système alternateur	105
Figure 37 L'architecture du SIS proposé par le logiciel GRIF.....	106
Figure 38 Rapport du logiciel GRIF	107

LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES

ADD	Arbre Des Défaillances
ADE	Arbre Des Evènements
APR	Analyse Préliminaires des Risques
ARIA	Analyse Recherche et Information sur les Accidents
BDE	Bearing Drain Enlargement
CIRC	Chemical Incident Report Center
DP	Différence de Pression
EBOP	Emergency Bearing Oil Pump
EI	Évènement Indésirable
EI	Évènement Initiateur
EM	Évènement Majeur
ER	Évènement Redouté
ESOP	Emergency Seal Oil Pump
HRSG	Heat recovery Steam Generator
IPL	Independent Protection Layer
LOPA	Layer Of Protection Analysis
MARS	Major Accident Reporting System
MHIDS	Major Hazard Incident Data Service
OREDA	Offshore Reliability Data
PERD	Process Equipment Reliability Database
PID	Piping and Instrumentation Diagram
PLC	Programme Logique de Contrôle
SIL	Safety integrity Level
SIS	Systèmes Instrumentés de Sécurité
SOE	Seal Oil Enlargement
TG	Turbine à Gaz
TV	Turbine à Vapeur

INTRODUCTION

La consommation sans cesse croissante des produits industriels et manufacturés ainsi que de services aussi bien par les entreprises que par les ménages, nécessite un développement soutenu des industries pour répondre à cette demande. Pour fonctionner ces industries ont besoin de consommer de plus en plus de matières premières essentiellement énergétiques.

Ceci a nécessité l'installation des industries énergétiques et en particulier les centrales thermiques à gaz naturel. Ces industries lourdes nécessitent des installations complexes et des procédés critiques utilisant des matières souvent dangereuses qui peuvent engendrer des risques majeurs (incendie, explosion), tel que les conséquences peuvent être extrêmement graves impliquant des dommages sur le personnel, l'environnement et des pertes financières.

La présence d'hydrogène et une haute tension de 400 kv dans l'alternateur rend ce dernier l'équipement le plus dangereux dans la centrale, d'où la nécessité de mener des actions de maîtrise de ces risques majeurs.

Les moyens à mettre en œuvre pour réduire les risques sont nombreux et variés. En premier lieu, le choix et la conception des équipements qui participent à la réduction du risque. On peut aussi agir sur les systèmes de contrôle du procédé, en prévoyant par exemple des redondances, en cas de dysfonctionnement de la première.

Ces approches ne sont pas toujours suffisantes. Pour réduire encore le risque, il faut prévoir des systèmes instrumentés de sécurité. Ceux-ci interviennent lorsque le procédé se trouve dans des conditions dangereuses de fonctionnement et qu'une situation dangereuse risque de se développer. Il existe différents types de barrières de sécurité utilisés afin de diminuer la probabilité d'un risque majeur et le rendre acceptable. L'une d'elle sont les systèmes instrumentés de sécurité (SIS, *Safety Instrumented System*).

L'implémentation d'un SIS dans un système nécessite la détermination préalable du niveau d'intégrité de sécurité SIL (*Safety Integrity Level*) qui devrait être atteint par la fonction instrumentée. L'évaluation du niveau d'intégrité de sécurité est déterminée par la méthode quantitative LOPA.

Le présent travail comporte quatre chapitres dans lesquels nous allons détailler les étapes de la méthode LOPA, avec les mesures de prévention qui ont été proposées afin de maîtriser les risques majeurs au niveau de l'alternateur 450H dans la centrale thermique SNC_LAVALIN.

Le premier chapitre comportera la problématique posée ainsi que les objectifs visés pour résoudre cette problématique et la méthodologie suivie pour atteindre ces objectifs. Dans le second chapitre nous avons décrit les notions de base de la sécurité industrielle et la démarche conduite pour la maîtrise des risques majeurs avec une description détaillée des outils

d'analyse des risques (APR, ADD, ADE, nœud papillon et LOPA etc.). A cet effet, nous avons utilisé plusieurs bases de données telles que « Techniques de l'ingénieur », « IENRIS » et celle de la centrale SNC_LAVALIN.

Le troisième chapitre est consacré à l'application des méthodes d'analyse des risques (APR, ADD, ADE, nœud papillon et LOPA) et aux résultats obtenus. Tandis que le quatrième chapitre a été consacré pour la simulation des effets des phénomènes dangereux par PHAST, avec une proposition d'amélioration et de réduction des risques.

Chapitre I

CONTEXTE GÉNÉRAL, PROBLÉMATIQUE ET MÉTHODOLOGIE

Chapitre I CONTEXTE GÉNÉRAL, PROBLÉMATIQUE ET MÉTHODOLOGIE

Ce chapitre présente une mise en contexte du projet, effectué au niveau de la centrale thermique à cycle combiné de Hadjret En Nouss SNC_LAVALIN .La première étape consiste en une présentation de la problématique. Puis, nous définirons les objectifs visés. Enfin nous donnerons une description des étapes à suivre pour répondre à la problématique posée et atteindre les objectifs visés.

1. Mise en contexte du projet :

Notre travail a été réalisé en deux étapes. La première étape, est une étape préparatoire en décembre 2016, où nous avons vu le principe de fonctionnement de la centrale de Hadjret En Nouss, les différents process avec les installations du site et à partir du retour d'expérience des accidents survenus dans des centrales similaires à SNC_LAVALIN nous avons défini la problématique à étudier.

Après avoir fait une recherche bibliographique sur l'équipement et les méthodes choisie, nous avons entamé la seconde étape de notre travail. Cette étape a porté sur l'étude de la problématique choisie en nous basant sur des concepts théoriques pour la proposition de solutions.

2. Problématique :

Après avoir examiné le document Étude de danger (EDD) de *SNC_LAVALIN*, et l'historique des incidents survenus dans la centrale de Hadjret En Nouss nous avons pu localiser les points critiques sur lesquels notre projet de fin d'étude va porter, ainsi que l'équipement à prendre en considération.

Selon l'EDD trois grands risques sont présents dans l'organisation (Incendie, Explosion et risque électrique) qui trouvent leurs sources dans :

Remarque : Les incidents les plus fréquents mentionnés dans les bases de données sont les déversements de l'huile d'isolement du transformateur ; et déversement des produits chimiques dans la plupart de ces cas ce sont considérés comme des risques environnementaux.

- **Risque d'incendie**
 - Transformateur électrique 400 kv
 - Turbine à combustion
 - Turbine à vapeur
 - Stockage de produits chimiques
 - Conduite gaz naturel
 - Réservoir d'hydrocarbure (Gazoil) 16 000 m³

- **Risque électrique :**
 - Générateur électrique 400 MW
 - Transformateur électrique 400 kv

- **Risque d'explosion :**
 - Générateur électrique 400 MW
 - Chaudières de récupération HRSG
 - Turbine à combustion
 - Turbine à vapeur
 - Conduite gaz naturel
 - Réservoir d'hydrocarbure (Gazoil) 16 000 m³

Selon les statistiques tirées des bases de données MHIDS, MARS, ARIA, CIRC, 75% des accidents majeurs survenus sont dans la partie génératrice turbine à gaz, d'où vient le choix de l'équipement à maîtriser. [1]

Parmi les accidents catastrophiques survenus à cause du générateur dans une centrale thermique au charbon (ARIA 15339) - 08/04/1999 - ETATS-UNIS - HILLSBOROUGH

Une explosion suivie d'un incendie est produite dans une centrale thermique au charbon de 1 200 MW sur l'un des 6 générateurs en cours d'entretien. Trois ouvriers sont morts et 50 autres sont blessés, 38 d'entre eux grièvement brûlés sont hospitalisés. Une explosion due à la présence d'hydrogène serait à l'origine du sinistre. En effet, l'hydrogène sous pression, utilisée normalement pour refroidir le système, aurait dû être vidangé avant les travaux de maintenance. [2]

Pour cela, nous allons évaluer les risques majeurs dans la centrale de Hadjret En Nouss lié au générateur par l'application de la méthode LOPA en prenant en compte les mesures de sécurité déjà mises en place.

Le choix de la méthode LOPA (Layer of Protection Analysis) est justifié par le fait qu'elle permet de valoriser l'ensemble des couches de protection (barrières organisationnelles et techniques) mises en place dans le but de prévenir et maîtriser les risques liés à l'installation.

3. Objectif et méthodologie

Pour répondre à notre problématique citée auparavant, nous nous sommes fixés un certain nombre d'objectifs, à savoir :

- ✓ l'évaluation des risques majeurs
- ✓ l'évaluation de la performance des barrières de sécurité techniques et organisationnelles
- ✓ l'estimation des effets des scénarios d'accidents majeurs
- ✓ proposition de mesures correctives.

Pour atteindre notre objectif principal, qui est la maîtrise des risques majeurs dans l'alternateur par la proposition de solution technique, nous avons suivi les étapes suivantes :

1. mise en contexte et identification du système à étudier
2. étude détaillé du système avec une décomposition fonctionnel
3. réalisation d'une analyse préliminaire des risques pour cibler les évènements redoutés les plus critique
4. Détermination des scénarios d'accident possible pour le système à étudier par les méthodes classiques ADD, ADE, nœud papillon.
5. Evaluation de la performance des barrières de sécurité par la méthode LOPA
6. Simulation des effets du phénomène dangereux par le PHAST
7. Proposition des mesures correctives

4. Présentation de de la centrale électrique de Hadjret-En Nous :

Dans le cadre de la nouvelle loi algérienne sur l'électricité et la distribution publique de gaz par canalisations de la République Démocratique Populaire d'Algérie et sous l'égide du Ministère de l'Énergie et des Mines, l'Algerian Energy Company (AEC) a été chargée de la préparation et du lancement de l'appel d'offres N°07 / AEC / 2003 tel que convenu avec les sociétés Sonatrach et Sonelgaz. Cet appel d'offres a abouti à la construction à Hadjret En Nous d'une centrale de production d'électricité à cycle combiné d'une puissance de 1 200 MW.

Le site de la centrale d'Hadjret En Nous est situé dans la Wilaya de Tipasa en bordure de la mer Méditerranée. Le site est localisé à environ 60 km à l'ouest d'Alger et à environ 12 km à l'ouest de Cherchell (voir figure 1). La centrale, qui a été complétée en 2008, a permis d'augmenter la capacité de production d'énergie du réseau national.

Le site est relié au réseau électrique de l'AEC et alimenté en gaz naturel par Sonelgaz à partir d'un gazoduc qui relie Sougueur à Hadjret En Nous. La centrale est alimentée en eau de mer via une station de pompage. Une partie de l'eau salée est traitée dans une unité de dessalement pour la production d'eau potable, d'eau de service et d'eau déminéralisée.

La Centrale à cycle combiné de Hadjret En Nous produit une puissance nominale de 1200 MW (à 30°C) tout au long de l'année pour répondre aux besoins énergétiques dans la région. La disponibilité de la centrale est d'environ 94 % calculée sur une base annuelle. Le rendement thermique de la centrale est de l'ordre de 56%.

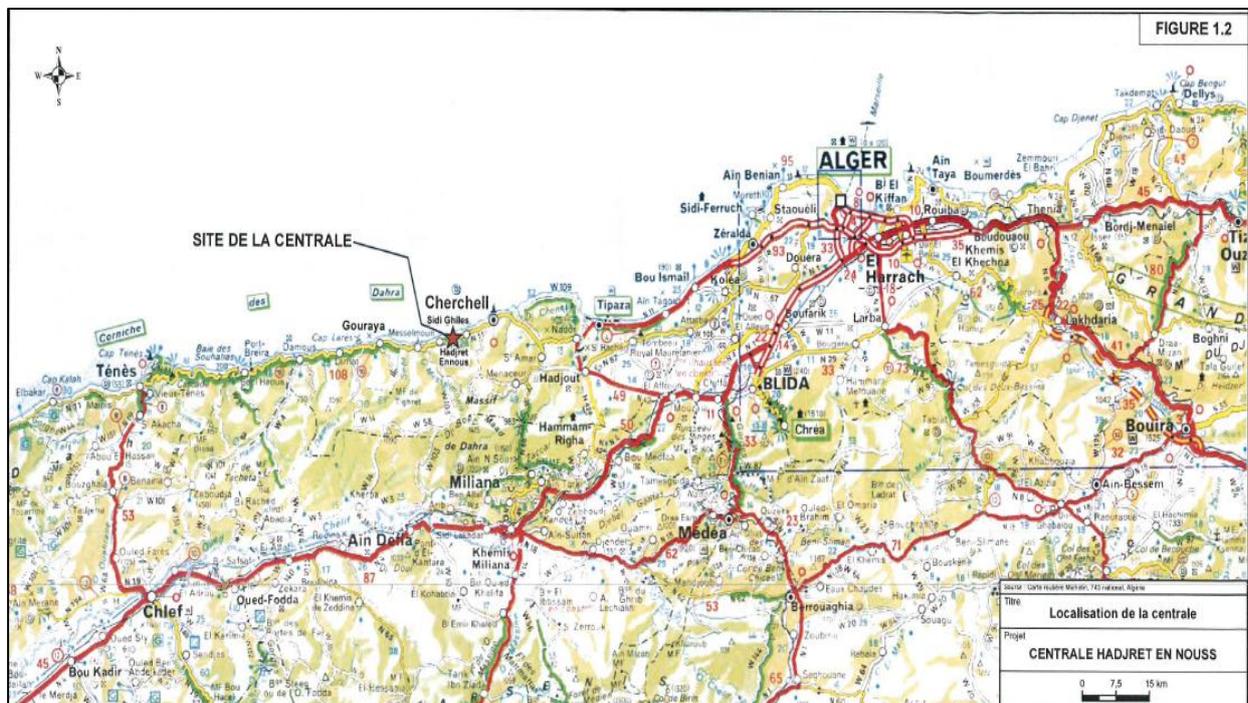


Figure 1 Situation géographique de la centrale

4.1 Présentation de SNC_LAVALIN

L'accroissement de la demande d'électricité imposée par l'évolution des besoins des utilisateurs et l'extension des activités économiques incite les planificateurs à développer les sources d'énergie et à accroître les capacités de production.

En outre, les impératifs de préservation de l'environnement privilégient l'adoption des procédés les plus « propres », généralement au détriment du coût de production et de l'importance de l'investissement à court terme.

De ce fait, l'état algérien par l'intermédiaire de Sonalgaz n'hésite pas à faire appel à l'expérience du leader mondial en ingénierie SNC-LAVALIN et signe un contrat de 20 ans pour l'exploitation d'une centrale thermique.



SNC-LAVALIN est l'un des plus grands groupes d'ingénierie et de construction au monde et un acteur majeur en matière de propriété d'infrastructures et de services d'exploitation et d'entretien.

Les sociétés SNC-LAVALIN assurent des services d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction, ainsi que de gestion et de financement de projets dans divers secteurs, notamment l'agroalimentaire, le secteur biopharmaceutique, les hydrocarbures et produits chimiques, l'environnement, les grands travaux de génie civil, le transport en commun, les mines et la métallurgie, l'énergie et la gestion de l'eau.

Fondée en 1911, elle est active sur la scène internationale depuis 43 ans, ce qui lui a permis d'établir un réseau multiculturel sur tous les continents. Les sociétés SNC-LAVALIN ont des bureaux dans tout le Canada et dans 35 autres pays; elles travaillent actuellement dans une centaine de pays.

SNC-LAVALIN respecte des normes exceptionnellement élevées en termes de qualité, de sécurité et de protection de l'environnement, et s'engage à terminer les projets dans les délais fixés, sans dépasser les coûts prévus, et ce à l'entière satisfaction de ses clients.

En 2008, elle est décrite comme la plus grande société d'ingénierie au monde. Elle compte à ce moment 4500 employés au Québec et 16000 dans le monde, dont 1052 ingénieurs québécois, pour un chiffre d'affaires de 5,2 milliards de dollars canadiens. [3]

La stratégie d'affaires de SNC-LAVALIN s'appuie sur la vision stratégique suivante :

«Être le numéro un mondial des fournisseurs de solutions d'ingénierie et de construction ayant de profondes répercussions sur les collectivités locales»

4.2 Fiche technique du projet (SNC LAVALIN) :

Tableau 1 Fiche technique du projet

<i>Constructeur et opérateur</i>	SNC LAVALIN CONSTRUCTORS INTERNATIONAL INC. « SLCI »
Type de centrale	Cycle combiné en arbre unique
Puissance totale	3 X 409 MW
Source de refroidissement	Eau de mer.
Combustible principal	Gaz naturel de Hassi R'Mel
Combustible de secours	GASOIL
Evacuation d'énergie	A travers un avant-poste blindé 400 KV Vers le Poste d'El Affroun
Durée du contrat d'exploitation par SNC LAVALIN « SLCI »	20 ans

4.3 Les actionnaires :

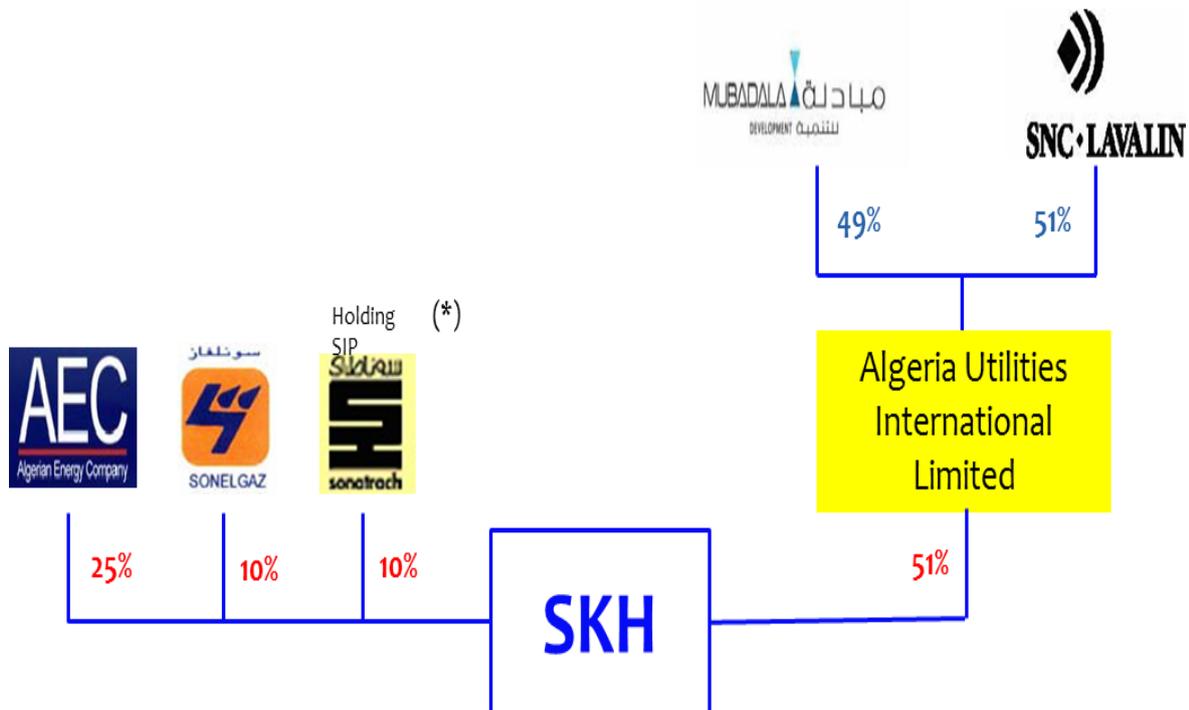


Figure 2 Les différents actionnaires de la centrale thermique de Hadjret En Nous

4.4 Organigramme de la centrale :

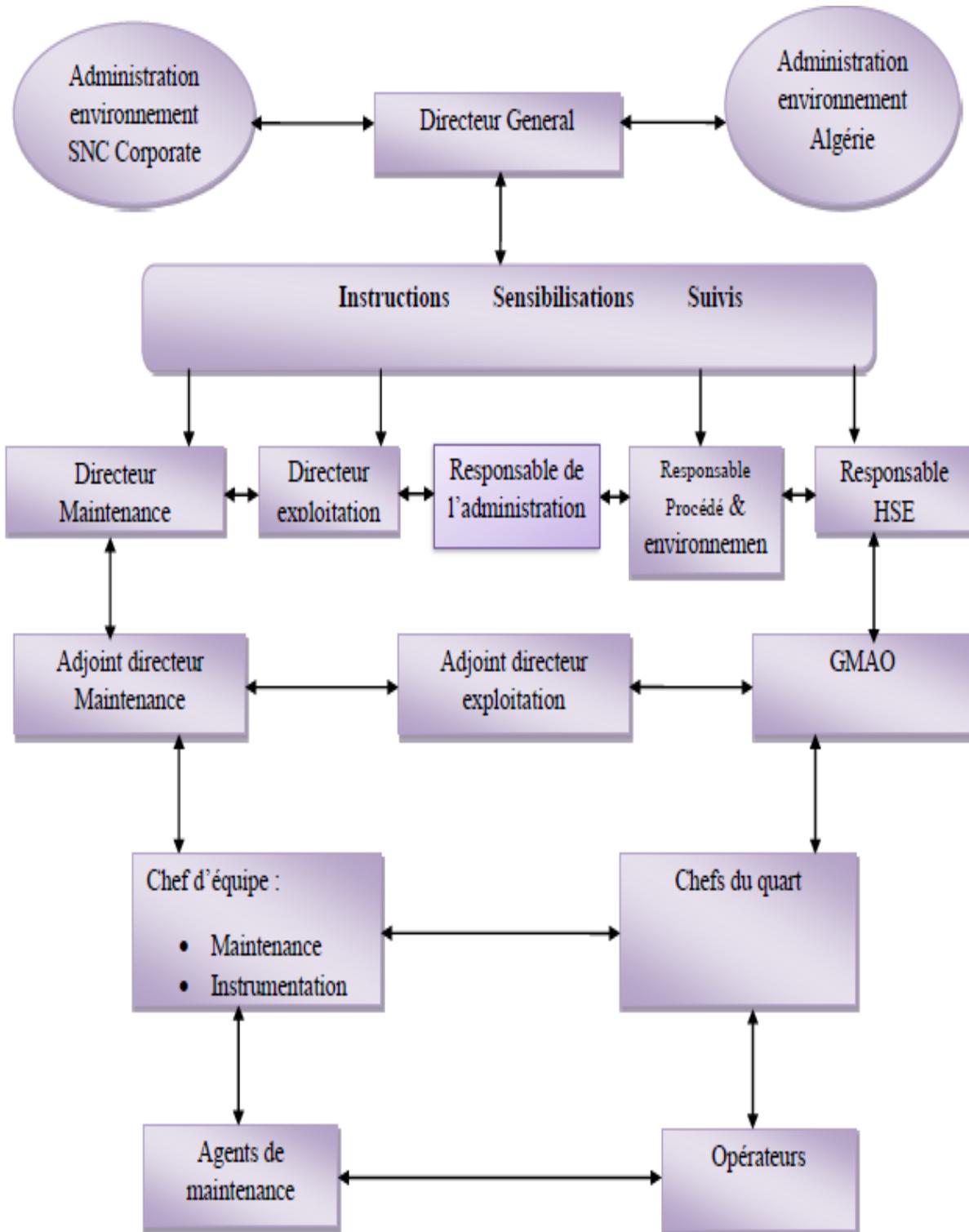


Figure 3 Organigramme de la centrale SNC_LAVALIN



- 1) Turbine à gaz, turbine à vapeur et générateur –tranche1.
- 2) Turbine à gaz, turbine à vapeur et générateur –tranche2.
- 3) Turbine à gaz, turbine à vapeur et générateur –tranche3.
- 4) Chaudière de récupération de chaleur –tranche1.
- 5) Chaudière de récupération de chaleur –tranche2.
- 6) Chaudière de récupération de chaleur –tranche3.
- 7) Chaudière auxiliaire.
- 8) Transformateurs principaux.
- 9) Bâtiments électriques.
- 10) GIS poste électrique.
- 11) Lignes d'évacuation 400 kV.
- 12) Poste de détente et comptage du gaz.
- 13) Station de pompage d'eau de circulation.
- 14) Salle électrique de la station de pompage eau de mer.
- 15) Brise-siphon.
- 16) Poste de dessalement et déminéralisation.
- 17) Refroidisseur d'eau.
- 18) Réservoir de stockage d'eau dessalée.
- 19) Réservoir de stockage d'eau déminéralisée.
- 20) Réservoir d'eau de service et d'eau incendie.
- 21) Réservoir d'entreposage du gasoil non-traité.
- 22) Réservoir d'entreposage du gasoil traité.
- 23) Station de pompage et dessalage du gasoil.
- 24) Groupe électrogène de lancement.
- 25) Bâtiment administratif et d'entretien.

Figure 4 Schéma d'aménagement de la centrale

5. Description du process et installations :

5.1 Le cycle combiné :

La centrale à cycle combiné est un ouvrage de production d'énergie électrique qui utilise le gaz naturel comme combustible dans une turbine à gaz. La chaleur des fumées d'échappement de la TG est récupérée pour être recyclée dans une chaudière de récupération (Chaudière sans combustion).

La chaudière produit de la vapeur qui se détend dans une turbine à vapeur à trois corps : HP, MP, BP.

Les condensats sont récupérés dans le condenseur refroidi par l'eau déminéralisée en circuit fermé dans la tour de refroidissement par évaporation humide. La turbine à gaz et la turbine à vapeur sont couplées au générateur sur un même arbre. En général, pour ce type de centrale, environ deux tiers de l'électricité est produite à partir des turbines à gaz alors que les turbines à vapeur produisent l'autre tiers.

La «combinaison» de ces deux cycles augmente le rendement électrique de la centrale qui se situe aux alentours de 59 % alors qu'il n'est que de 33 % pour une centrale à cycle simple (turbine à gaz).

Le combustible principal de la centrale est le gaz naturel et le combustible de secours, le gasoil (le gaz naturel est disponible pratiquement 100 % du temps). L'exploitation nécessite approximativement 2 000 millions de mètres cubes normal de gaz naturel par année.

Le gaz naturel est livré au site par intermédiaire d'une conduite de gaz à haute pression installée par SONEGAS. Cette conduite, qui ne fait pas partie de l'étude de dangers de la centrale, passe par une station de gaz naturel (poste de comptage).

Un poste de détente et une station de mesurage installés sur le site de la centrale assurent l'ajustement définitif de la pression d'alimentation du gaz naturel (31-36 bar à l'entrée de la turbine à gaz). [4]

5.1.1 Les principales composantes d'une centrale à cycle combiné :

La configuration générale de la centrale est une configuration à arbre unique. La centrale est pourvue des principales composantes suivantes :

- Turbines à gaz et alternateur
- Chaudières de récupération ;
- Turbines à vapeur ;
- Station de pompage / condenseur / système de refroidissement
- Transformateurs élévateurs et Poste de départ

Tableau 2 Sommaire des caractéristiques de la centrale

CARACTÉRISTIQUES	
Type de configuration	Arbre unique
Modèle de turbine	PG9371FB
Puissance brute générée par les turbines à gaz ⁽¹⁾ (MW)	3 x 425
Puissance brute générée par les turbines à vapeur (MW)	
Puissance brute totale générée ⁽¹⁾ (MW)	1 275
Puissance totale nette (MW) (garantie à 30°C)	1 227
Consommation de gaz naturel par turbine (t/h)	57,24
Consommation de gaz naturel par brûleurs d'appoint (t/h)	7,0
Vapeur générée par les chaudières de récupération (t/h)	3 x 381
Débit d'eau de circulation (m ³ /h)	84 000
Équipement intérieur :	
• Turbines à combustion	3
• Turbine à vapeur	3
• Alternateurs	3
• Condenseur	3
Autres équipements intérieurs	
• Systèmes auxiliaires	Oui
• Unité de déminéralisation d'eau	Oui
Équipement extérieur	
• Unité de dessalement de l'eau de mer	2
• Cheminées	3
• Transformateurs	3
• Poste de départ	3
• Chaudières de récupération	3

La production de l'électricité dans la centrale se fait au niveau des trois tranches, chaque tranche produit à travers un cycle combiné une puissance d'environ 425 MW avec une tension de 400000 volts, ces puissances sont ensuite couplées au niveau du poste électrique GIS et c'est 1227MW qui sont transmises au réseau de SONELGAZ. L'ensemble des installations de la centrale est automatisé et contrôlé à distance à partir de la salle de contrôle (située dans la tranche 2), il existe néanmoins des commandes manuelles sur les appareils en cas de besoins.

La centrale dispose d'un système de secours « black star » en cas de problèmes survenus au niveau de l'alimentation en gaz de la centrale, les installations qui fonctionnaient au gaz basculent sur le gasoil qui est stocké au niveau de deux tanks qui peuvent assurer une autonomie d'environ 5 jours. [4]

La configuration générale de la centrale est une configuration à arbre unique ; dans une configuration à arbre unique, la turbine à gaz et la turbine à vapeur sont assemblées sur un arbre commun et par conséquent, les deux turbines entraînent un seul alternateur.

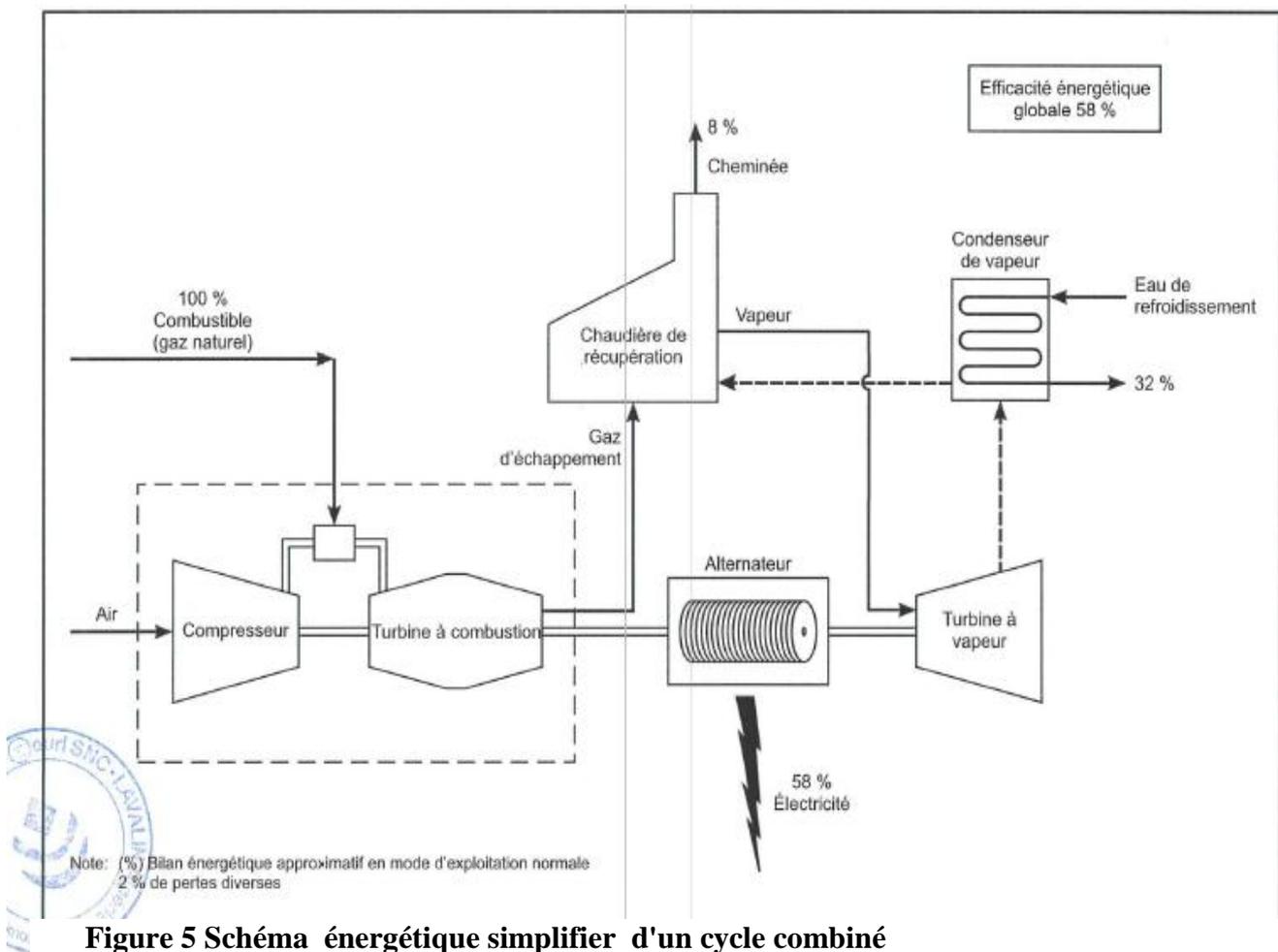


Figure 5 Schéma énergétique simplifié d'un cycle combiné

5.2 Procédé de traitement de l'eau :

5.2.1 Approvisionnement en eau (Station de pompage) :

L'approvisionnement en eau nécessaire à la centrale se fait à partir d'un canal ouvert aménagé sur la partie terrestre du site et qui canalise l'eau de mer vers une station de pompage. En amont de la station de pompage il y a un grillage métallique amovible qui sert à minimiser l'introduction de gros débris dans la station de pompage.

La station de pompage est dotée de tamis rotatifs afin d'empêcher le passage des débris qui n'ont pas été arrêtés par le grillage métallique. Les pompes verticales de circulation d'eau (pour le condenseur) et les pompes de refroidissement auxiliaires sont installées à la station de pompage.

La majeure partie (99%) de l'eau de mer, soit 84 000 m³/h, est utilisée directement dans le procédé, sans être dessalée, comme eau de circulation pour le condenseur (utilisation principale) et pour le refroidissement des systèmes auxiliaires. L'autre partie de l'eau de mer (1%) passe dans le système de dessalement avant d'être utilisée dans le procédé comme :

- Eau d'appoint pour les chaudières de récupération (après traitement de déminéralisation).
- Eau de service (nettoyage des équipements,.... etc.).
- Eau de protection incendie
- Eau potable.

5.2.2 Plan d'eau :

L'eau étant un élément essentiel dans la centrale, son transport à travers les canaux et sa circulation dans les machines (pompes, chaudières...) peut causer des altérations aux différents matériaux avec lesquels elle est en contact : corrosion, entartrage...

A la longue ces altérations induiront à des défaillances techniques, des explosions et une dégradation du matériel.

Afin d'optimiser le fonctionnement et garantir le rendement de la chaudière et parallèlement le rendement de la production en général, il est nécessaire de purifier l'eau d'alimentation des sels, métaux, des gaz (O₂, CO₂) et des matières en suspension.

Ainsi, avant d'être fonctionnelle, l'eau pompée doit être traitée suivant le procédé adéquat et conforme aux normes. C'est à dire qu'elle doit être : dessalée, filtrée, déminéralisée, dégazée puis conditionnée par addition d'espèces réductrices.

5.2.3 Prés traitement de l'eau salée :

L'eau salée contient des matières en suspension (stables) difficile à éliminer. Pour les rendre plus grosses et moins adhérentes aux pores, on leur fait subir une coagulation et une floculation.

Il convient donc de neutraliser les charges négatives des matières en suspension pour casser leur état colloïdal en injectant des produits chargés positivement. Il s'agit de sels métalliques tels que le chlorure ferrique(FeCl₃) connu comme coagulant.

Le prétraitement commence d'abord par l'ajout du Meta bisulfite de sodium pour neutraliser le chlore ajouté précédemment au niveau de la station de pompage.

Puis, on rajoute un anti-salin pour éliminer les traces de calcium et de magnésium qui causent un entartrage au niveau des membranes. Enfin, le floculant qui est un polymère a pour rôle de rassembler les matières en suspension déjà déstabilisé par l'agent coagulant pour constituer des floccs qui seront après faciles à filtrer. Avant que l'eau ne passe par les filtres à sables ont lui injecte de l'acide (H₂SO₄) à de faibles doses de l'ordre de 20 ppm pour faire baisser le pH de l'eau de mer qui est d'environ 8 à un pH aux alentours de 7 et cela pour

rentrer dans les conditions de bon fonctionnement des appareils par lesquels va passer l'eau par la suite.

L'eau d'appoint (environ 21 m³/h) des chaudières de récupération est déminéralisée afin d'éviter l'entartrage des tubes des échangeurs de chaleur. L'unité de déminéralisation possède deux chaînes de traitement installées en parallèle qui fonctionnent en alternance d'une capacité de 800 m³ le jour chacune afin d'assurer une production continue d'eau déminéralisée pendant la régénération des lits résiniques. Deux réservoirs hors terre d'eau déminéralisée de 600 m³ permettent d'absorber les pointes de demande.

5.2.4 Déminéralisation de l'eau :

5.2.4.1 La filtration sur sable :

L'eau prétraitée passe alors par les 04 filtres à sables afin d'éliminer les floccs. Les couches composantes des filtres sont de granulométrie différente et d'épaisseur étudiée, les filtres à sables sont constamment nettoyés car ils seaturent et cela dès que l'écart entre la pression d'entrée de l'eau dans le filtre et la pression de sortie dépasse 1bar.

5.2.5 La microfiltration :

Le traitement de déminéralisation consiste à faire passer l'eau filtrée à travers une succession de lits résiniques fixes, micro filtre, le but étant d'éliminer tous organisme biologique ou organique potentiellement existant.

Afin d'assurer une efficacité optimale du traitement, les lits résiniques doivent être régénérés lorsqu'ils sont saturés. Cette régénération s'effectue par injection d'un acide fort (acide sulfurique) ou d'une base forte (soude caustique) selon le type de lits. Les eaux de purge et de lavage du système de déminéralisation sont rejetées dans un réservoir de neutralisation. Les eaux y sont mélangées et des bases ou acides y sont injectées pour obtenir un PH entre 6,0 et 8,5. Par la suite, les eaux du réservoir sont rejetées dans l'émissaire. Les pores du micro filtre (cartouche) vont jusqu'à 5 µm. L'eau sort du micro filtre avec une pression d'environ 4 bar, cette étape vient juste avant l'osmose inverse pour prévoir la présence de matières non souhaitées dans le but d'augmenter la durée de vie des cartouches de l'osmoseur.

5.2.6 L'osmose inverse :

L'osmose inverse est un procédé de séparation en phase liquide par perméabilité à travers des membranes sous l'effet d'un gradient de pression.

Après le passage de l'eau par le micro filtre, elle sort avec une pression de 4 bar, vient ensuite une pompe à haute pression (HP) qui fait monter la pression à 38 bar, suivie elle-même par une turbine de récupération placée de façon à récupérer l'énergie transmise par le débit de l'eau dans la conduite ce qui permet de faire monter la pression à environ 56 bar.

Ayant atteint une certaine pression (supérieure à celle produite en temps normal par l'osmose directe), l'eau passe dans les osmoseurs où l'écoulement s'effectue en continu tangentiellement à la membrane. Une partie de l'eau à traiter (débit Q_0) se divise au niveau de la membrane en deux parties de concentrations différentes :

- Une partie (débit Q_p) passe à travers la membrane est appelée perméat (40%).
- Une partie qui ne passe pas à travers la membrane qui est le concentrât ou retentât (60%) et qui contient les molécules ou particules retenues par la membrane, cette partie sera rejetée à la mer

Lors de cette étape la conductivité de l'eau qui est un paramètre pour déterminer passe de 54 mS à l'entrée de l'osmoseur à 500 μ S.

L'eau qui résulte de la première osmose passe une 2ème fois dans un second osmoseur ou le rendement est plus grand environ 85% de l'eau passe à travers les membranes pour enfin aboutir à une eau de conductivité avoisinant 7 μ S.

5.2.7 L'électro-dés-ionisation :

L'eau obtenue est bien dessalée mais elle contient encore des ions c'est pour cela il y a l'unité de dés-ionisation de l'eau.

L'Electro-dés-ionisation (EDI) est un procédé de purification combinant plusieurs technologies dont l'échange d'ions sur résines spécifiques, la séparation membranaire et l'électrodialyse.

A l'aide de membranes polarisées, un champ électrique permet d'extraire des espèces ionisées minérales ou organiques.

Ce système est composé d'une suite de membranes semi-perméables qui constituent en alternance des compartiments qui servent à faire circuler l'eau libérée de ses ions (compartiment empli de résines lit mélangé) et la solution concentrée à évacuer.

Après cette étape, pour l'eau obtenue on ne parle plus de conductivité mais de résistivité qui va jusqu'à 17M Ω .

5.3 La turbine à gaz :

La turbine à gaz constitue le cœur du cycle combiné. Le modèle installé est le PG9371FB de General Electric (GE). Les turbines sont dotées d'un système de combustion étagée avec pré mélange du combustible avec l'air et les gaz de combustion, afin de réduire les émissions atmosphériques, ainsi que d'un système de suivi dynamique de la combustion ;

La turbine à gaz de ce modèle est une turbine à un seul arbre conçue pour fonctionner soit en cycle simple, soit en cycle combiné associée à une chaudière de récupération et une turbine à vapeur.

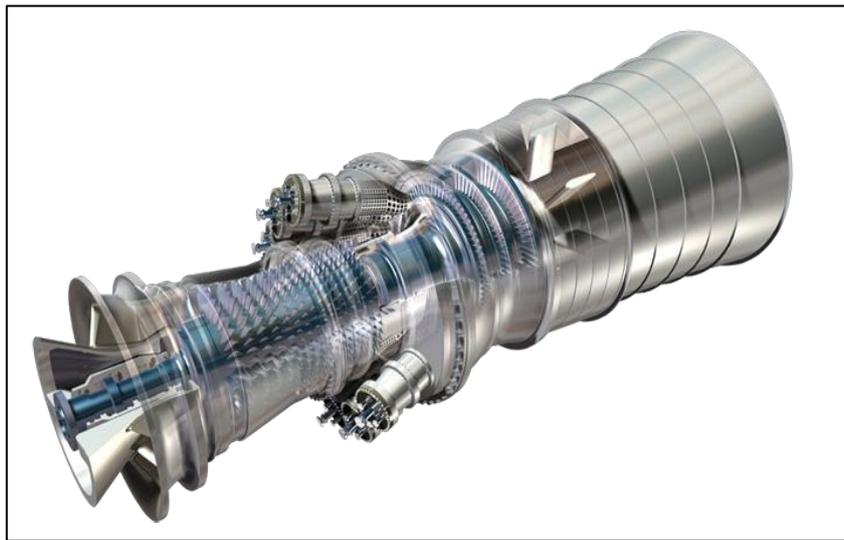


Figure 6 Turbine à gaz (TG) modèle PG9371FB GE

La Turbine à Gaz est composée principalement d'une chambre de combustion, où les gaz à leur sortie se détendent en trois étapes, ce qui se produit en traversant des tuyères mobiles. Les gaz entrent aux travers des aubes avec une température très importante 1.396 °C ce pourquoi il faut refroidir les aubes avec air du compresseur (sortie de l'étage 8). L'air circule par l'intérieur des lames et sort par des orifices disposés de manière à ne pas gêner l'écoulement. En outre les aubes ont un recouvrement qui les protège contre la corrosion, l'oxydation et la déformation. Les gaz sortent de la Turbine à Gaz à une température de 623 °C et une pression de 1 bar, le débit des gaz de combustion est de environ 2365 t/h. [5]

Fabricant:	Général Electric
Modèle:	9FB
Puissance:	268,8 MW
Poids:	288 Tm
Combustible:	Gaz Naturel ou/et gazole
Température de Gaz à l'entrée:	185 °C
Pression de Gaz à l'entrée:	28 bar
Nombre de brûleurs:	18
Nombre d'étages de turbine:	4
Température d'échappement:	623 °C
Consommation de gaz à pleine charge:	18,3 kg/s

Figure 7 Fiche technique de la turbine à gaz

La turbine produit sa puissance de rotation en détendant les gaz de combustion qui possède beaucoup d'énergie dans des lames fixes et mobiles, ces gaz à hautes vélocité déplacent les lames du rotor. Le nombre d'étages dans les turbines est optimisé en accord avec la différence de pression par étages. Dans les turbines modernes les aubes fixes et mobiles des premiers étages sont refroidies en raison des hautes températures des gaz d'échappement.

Le compresseur a comme mission principale l'alimentation en air sous pression de la chambre de combustion de la turbine de gaz pour son mélange avec le combustible. Le compresseur est de type à 18 étages, le débit d'air est de 600 kg/s environ. Le compresseur absorbe 2/3 du travail produit par la turbine de gaz (approximativement 180 MW).

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

1. Admission d'air
2. Compresseur
3. Système de combustion
4. Turbine
5. Échappement
6. Systèmes de support

Cette section décrit brièvement le principe de fonctionnement de la turbine à gaz et les relations entre les principaux composants.

Les injecteurs introduisent le combustible dans la zone de combustion au sein de chaque chambre où il se mélange avec l'air de combustion et est enflammé par une ou plusieurs bougies d'allumage. À l'instant où le combustible est enflammé dans une chambre de combustion, la flamme est propagée, à travers les tubes d'interconnexion, vers toutes les autres chambres de combustion puis elle est détectée par quatre détecteurs de flammes, chacun monté sur une bride prévue sur les enveloppes de chambres de combustion.

Les gaz chauds provenant des chambres de combustion transitent dans 18 pièces de transition séparées connectées sur la première directrice à l'entrée de la turbine. Chaque étage turbine se compose d'une directrice et d'une roue équipées d'aubes. Dans chaque directrice, l'énergie cinétique du jet augmente, avec une baisse de pression correspondante. Cette énergie est absorbée par les aubes du rotor de la turbine, entraînant une rotation de l'arbre utilisée pour faire tourner le rotor de l'alternateur afin de générer de l'énergie électrique.

Après leur passage à travers les aubes du troisième étage, les gaz sont dirigés vers le diffuseur d'échappement. Les gaz passent ensuite dans la gaine d'échappement et sont récupérés dans une chaudière de récupération.

5.4 Chaudière de récupération :

La chaudière de récupération de chaleur (HRSG) fait partie d'une centrale à cycle. Cette chaudière est un système sans feu additionnel à trois niveaux de pression, resurchauffe et circulation naturelle.[6]



Figure 8 La chaudière de récupération de chaleur (HRSG)

La chaudière de récupération de chaleur est conçue pour utiliser l'énergie disponible dans les gaz d'échappement d'une turbine à gaz, qui fonctionnera au gaz naturel.

Les conditions des gaz d'échappement à l'entrée de la chaudière sont définies sur toutes les plages de température ambiante et de charge prévues. A chaque point de fonctionnement correspond une température et un débit des gaz d'échappement pris en compte pour les calculs et les garanties de performance de la chaudière. La Chaudière est conçue pour une variation possible de ± 14 °C par rapport à la valeur attendue des gaz d'échappement de la turbine à combustion.

La chaudière de récupération de chaleur (HRSG) comprend les systèmes suivants :

- a. Le système de vapeur HP
- b. Le système de resurchauffe
- c. Le système de vapeur MP
- d. Le système de vapeur BP
- e. Le circuit des gaz d'échappement

Circuit des gaz d'échappement :

Les gaz d'échappement quittent la turbine à combustion horizontalement et entrent dans la gaine d'admission de la chaudière. Les gaz d'échappement qui entrent dans la chaudière, du chaud au froid, traverseront les différentes sections, Les gaz d'échappement traverseront donc en dernier BP, puis quitteront les surfaces d'échange en passant à travers la cheminée d'échappement principale.

Les pertes de charge côté gaz d'échappement, depuis la bride d'échappement de la turbine à combustion, considérée comme l'entrée de la chaudière, jusqu'à la sortie de la cheminée de la chaudière (y compris toutes les pertes de charge engendrées par les sections de transfert de chaleur, la cheminée, etc....) sont considérées comme faisant partie intégrante de la conception de la chaudière.

La chaudière inclut des tuyauteries d'interconnexion, des vannes y compris des vannes de régulation, des débitmètres, des vannes de vidange et de purge et l'instrumentation nécessaire.

Le système de purge continue est conçu pour disposer d'une capacité de purge d'au moins 5% du débit total HP et du débit MP. Les vannes de purge sont conçues pour de forte perte de charge et une plage de fonctionnement importante.

Fonctions de ces systèmes :

a. Le système HP chauffe l'eau alimentaire et génère de la vapeur surchauffée pour admission dans le corps HP de la turbine à vapeur.

b. Le système MP chauffe l'eau alimentaire et génère de la vapeur surchauffée qui est mélangée avec la vapeur à resurchauffer à la sortie du corps HP de la turbine à vapeur.

Ce mélange passe dans le resurchauffeur puis est admis dans la section MP de la turbine à vapeur.

c. Le système BP chauffe l'eau alimentaire et génère de la vapeur surchauffée pour une admission dans le corps BP de la turbine à vapeur.

d. Le désurchauffeur de la surchauffeur HP et le désurchauffeur de la resurchauffe contrôlent respectivement la température de la vapeur vers les corps HP et MP de la turbine à vapeur.

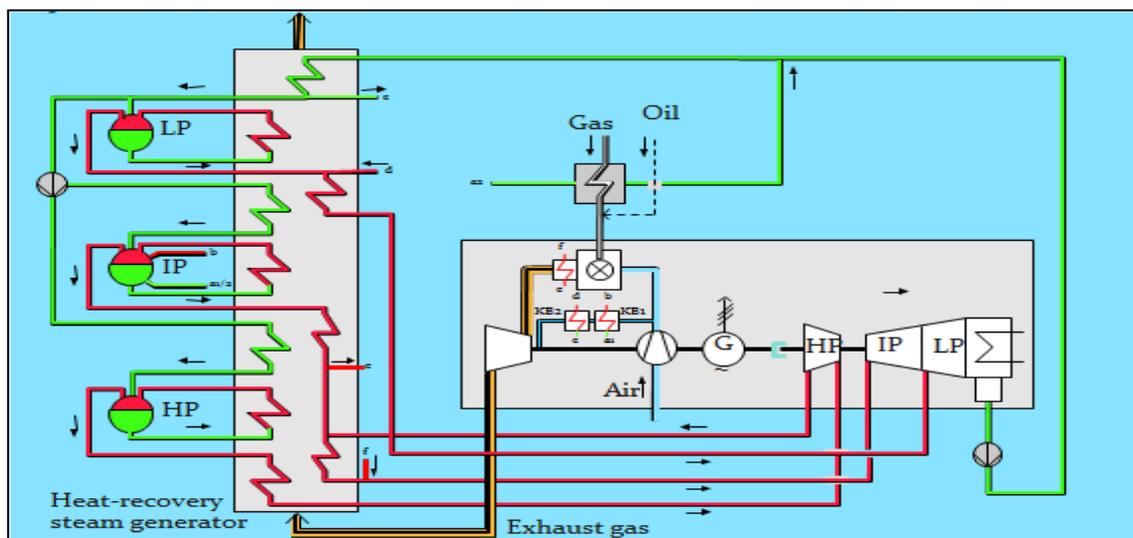


Figure 9 Schéma simplifié cycle eau _ vapeur, configuration arbre unique

5.5 La turbine à vapeur

Les turbines à vapeur sont de type condensation avec resurchauffe, La vapeur haute pression produite dans les chaudières de récupération est injectée dans les turbines ou elle est détendue. Les alternateurs des turbines à vapeur ont une température de gaz froid de 40°C et la sortie à une fréquence de 50 Hz et une tension de 19 kV.

La Turbine à Vapeur a comme mission la transformation de l'énergie thermique de la vapeur en énergie mécanique de rotation. La Turbine à Vapeur dispose de couronnes de lames fixes et mobiles et il existe trois niveaux de pression : haute pression (HP), moyenne pression (MP) et basse pression (BP).

Le rendement approximatif de chaque section de la Turbine de Vapeur est le suivant :

HP : 78 à 84 % ; MP : 87 à 92 % ; BP : 86 à 90 %. Le pourcentage de puissance produite dans chaque section de la Turbine est le suivant : HP : 25 à 30 % ; MP : 15 à 22 % ; BP : 50 à 60 %.

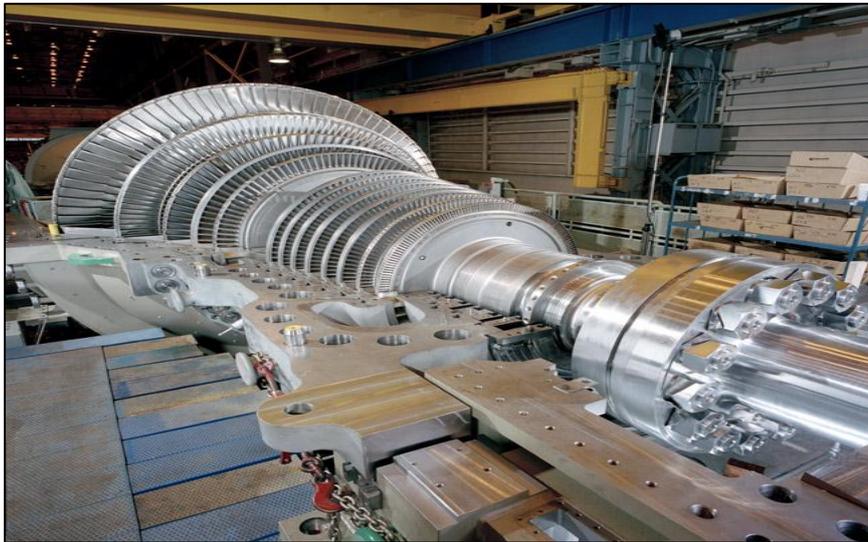


Figure 10 Turbine à vapeur

5.6 Condenseur :

La vapeur saturée qui s'échappe des turbines à vapeur est condensée dans un échangeur à faisceau tubulaire refroidi par une circulation continue d'eau de mer. Un condenseur est requis pour chaque turbine à vapeur. L'alimentation en eau de circulation est assurée par la station de pompage reliée à la mer par un canal ouvert. Par la suite, la station de pompage est reliée au condenseur par des conduites en surface et, à partir de l'entrée sur le site, par des conduites souterraines. L'eau ayant circulé dans le condenseur est rejetée en totalité dans la mer par 3 émissaires. [4]

5.7 Transformateurs et poste de départ :

Afin d'élever la tension de livraison à 400 kV un poste de départ est installé dans un bâtiment situé au sud des trois bâtiments abritant les turbines. Ce poste comprend principalement trois transformateurs élévateurs de tension et différents appareils de commande. Chacun de ces transformateurs contient environ 60 000 litres d'huile de refroidissement et est installé au-dessus d'une cuvette de rétention munie d'un lit coupe-feu fait de pierre concassée, afin de contenir tout déversement accidentel.

5.8 Génératrices de secours :

La centrale est équipée d'un ensemble de neuf génératrices, ayant chacune une capacité d'environ 2,0 MW, qui permettent d'alimenter les composantes critiques de la centrale dans l'éventualité d'un arrêt d'urgence ainsi que pour le redémarrage de la centrale. Ces génératrices sont alimentées au diesel.

5.9 Le générateur (alternateur) :

Un générateur électrique est un dispositif qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique sous forme de courant alternatif. Il est formé de deux pièces principales : le rotor et le stator. Comme son nom l'indique, le rotor est la partie mobile tandis que le stator est fixe. Le rotor est constitué d'électroaimants qui sont en fait des fils enroulés autour d'un noyau de métal. Le stator se compose d'un enroulement de barres de cuivre. La mise en rotation du rotor provoque un déplacement d'électrons à l'intérieur du stator. Le mouvement des électrons crée ainsi un courant électrique.

Dans les plants conventionnelles de production d'énergie les générateurs sont synchrones. La fréquence de synchronisme en Algérie est de 50 Hz. La réfrigération dans le générateur se fait par le gaz d'hydrogène avec une pureté aux alentours de 97%, celui-ci circule dans un cycle fermé étanche et dépourvu d'air.

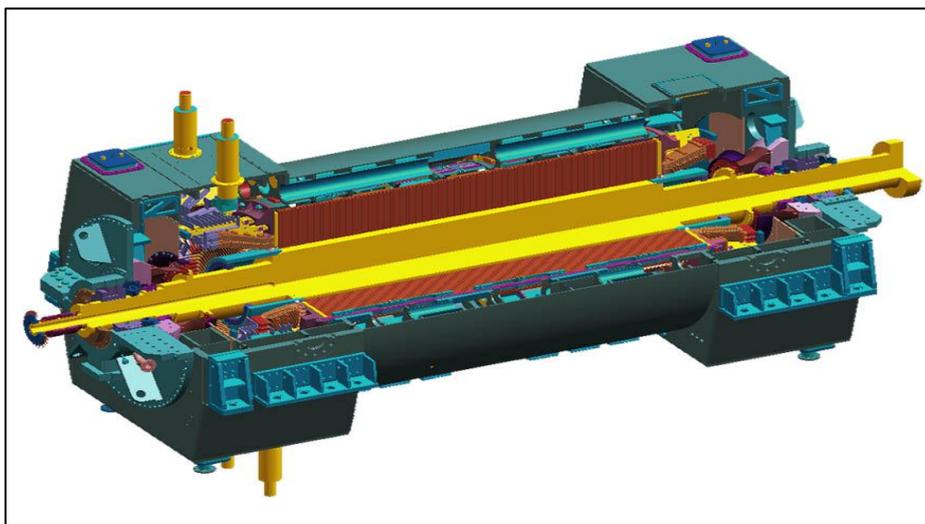


Figure 11 Générateur électrique modèle 450 H GE

Chapitre II

NOTIONS DE BASE : MÉTHODES D'ANALYSE DES RISQUES

Chapitre II NOTIONS DE BASE : MÉTHODES D'ANALYSE DES RISQUES

Ce chapitre a pour but de définir les notions de gestion des risques, de préciser notamment, les termes techniques relatifs à la sécurité industrielle, à savoir, la notion de risque majeur, le concept de barrières de sécurité et le système instrumenté de sécurité.

Nous allons aussi donner un aperçu sur la réglementation relative à la gestion des risques industriels applicable dans la centrale de Hadjret En Nouss avec une présentation des méthodes d'analyse des risques utilisées (APR, ADD, ADE et LOPA).

1. Références réglementaires de la maîtrise des risques industriels :

Cette partie de ce deuxième chapitre présente les lois et règlements applicables à la centrale de Hadjret En Nouss.

1.1 Législation algérienne :

Le cadre légal régissant les dangers industriels en Algérie s'appuie sur la loi N° 04-20, promulguée le 25 décembre 2004 (loi relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable). C'est le Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement (MATE) qui est responsable de cette loi et des études de danger prescrites par cette loi.

Le cadre légal s'appuie également sur la loi N° 03-10, promulguée le 19 juillet 2003 (loi relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable). C'est le MATE qui est également responsable de cette loi.

1.2 Cadre légal :

Selon la loi N° 03-10, des installations comme celles de la centrale à cycle combiné de Hadjret En Nouss, sont soumises à l'autorisation du Ministre de l'environnement et autres Ministres concernés. La délivrance de l'autorisation est précédée, entre autres, d'une étude relative aux dangers et incidences relatifs aux installations.

Selon la loi N° 04-20, toute installation industrielle doit, avant sa mise en exploitation, être soumise à une étude de danger. La centrale à cycle combiné est donc soumise au processus d'évaluation des dangers, qui implique la réalisation d'une étude de danger.

Le décret exécutif N° 98-339 du 3 novembre 1998 définissant la réglementation applicable aux installations classées et fixant leur nomenclature, définit trois catégories d'installations :

1^{ère} catégorie : Installations soumises à autorisation du ministre chargé de l'environnement.

2^{ème} catégorie : Installations soumises à autorisation du Wali.

3^{ème} catégorie : Installations soumises à autorisation du président de l'assemblée populaire communale.

Les installations de 1ere catégorie (dont fait partie la centrale à cycle combiné SNC_LAVALIN) et celles de 2eme catégorie sont soumises à une étude de danger.

Le décret exécutif N° 06-198 du 4 juin 2006 définissant la réglementation applicable aux établissements classés pour la protection de l'environnement, a pour objet de définir la réglementation applicable aux établissements classés pour la protection de l'environnement, et, notamment, les régimes d'autorisation et de déclaration d'exploitation des établissements classés, leurs modalités de délivrance, de suspension et de retrait, ainsi que les conditions et modalités de leur contrôle.

Un établissement classé est défini comme étant l'ensemble de la zone d'implantation comportant une ou plusieurs installations classées et qui relève de la responsabilité d'une personne physique ou morale, publique ou privée qui détient, exploite ou fait exploiter l'établissement et les installations classées qui en relèvent. Les établissements classés sont subdivisés en quatre catégories :

Etablissement classé de première catégorie : comportant au moins une installation soumise à autorisation ministérielle.

Etablissement classé de deuxième catégorie : comportant au moins une installation soumise à autorisation du wali territorialement compétent.

Etablissement classé de troisième catégorie : comportant au moins une installation soumise à autorisation de président de l'assemblée populaire communale territorialement compétent.

Etablissement classé de quatrième catégorie : comportant au moins une installation soumise au régime de la déclaration auprès du président de l'assemblée populaire communale territorialement compétent.

Toute demande d'autorisation d'exploitation d'un établissement classé est précédée notamment d'une étude de danger. Le décret N° 06-198 établit la liste des éléments qui doit comporter une étude de danger.

L'instruction ministérielle de février 2005 relative à la prévention, la maîtrise et la gestion des risques industriels énergétiques, qui fait référence aux lois 03-10 et 04-20, précise le contenu des études de danger.

L'étude de danger réalisée par une assistance de capacités d'expertise et à la charge de l'exploitant :

- Expose les risques que peut présenter l'installation en cas d'accident.
- Définit les mesures d'ordre technique propres à réduire la probabilité et les effets des accidents majeurs.
- Définit les mesures d'organisation et de gestion pertinentes pour la prévention de ces accidents et la réduction de leurs effets.

Les informations contenues dans l'étude de danger doivent permettre d'identifier les sources de risques ainsi que de déterminer les scénarios envisageables qui pourraient affecter les personnes et l'environnement.

Dans le cas de la centrale à cycle combiné, la procédure débute par la préparation et le dépôt de l'étude de danger au wali du territoire concerné. Le wali transmet ensuite l'EDD au ministre chargé de l'environnement et au ministre chargé de l'intérieur qui décident de sa recevabilité. Ces derniers peuvent par la suite rejeter l'étude, demander un complément d'information au promoteur ou approuver le projet.

1.3 Accord international :

L'Algérie est un Etat membre de l'accord intergouvernemental EUR-OPA risques majeurs. Cet accord est une plate-forme de coopération dans le domaine des risques majeurs entre les pays d'Europe centrale et orientale, les pays du sud de la méditerranée et les autres pays d'Europe de l'ouest. Son domaine de compétence est lié aux catastrophes naturelles et technologiques majeures, la prévention, la gestion des crises, l'analyse post-crise et la réhabilitation.

L'Algérie est membre signataire de l'accord depuis le 12 février 1991. [4]

2. Notions de sécurité industrielle :

✓ Notions du risque :

Le guide internationale ISO/CEI 73 définit le risque comme « la combinaison de la probabilité d'un événement et de ses conséquences » [7]

✓ Risque majeur :

Le risque industriel majeur est le risque qui résulte de l'exploitation d'installations industrielles dangereuses et qui est plus particulièrement relatif à la possibilité d'occurrence d'un accident majeur : « Evénement tel qu'une émission, un incendie ou une explosion

d'importance majeure résultant de développements incontrôlés survenus au cours de l'exploitation d'un établissement, entraînant des conséquences graves, immédiates ou différées, et faisant intervenir une ou plusieurs substances ou des préparations dangereuses »

✓ **Prévention des risques majeurs :**

La mise en œuvre des procédures et des règles visant à limiter la vulnérabilité des hommes et des biens aux aléas naturels et technologiques [8].

✓ **Scénarios d'accidents majeurs :**

Le scénario d'accident majeur peut être défini comme l'enchaînement d'événements indésirables (Ei), aboutissant à un événement redouté central (ERC) qui conduit à un ou des événements majeurs (EM).

✓ **Un Évènement Indésirable (Ei)**

Représente un événement ne devant pas se produire ou avec une probabilité moins élevée. Cela peut être une agression, une défaillance, panne d'équipement ou dérive de paramètre [9].

✓ **Un Évènement Redouté (ER)**

Est un événement qui entraîne la perte d'une ou des fonction(s) essentielle(s) d'un système et cause des dommages importants au dit système ou à son environnement en ne présentant toutefois qu'un risque négligeable de mort ou de blessure. La perte de confinement de produit, la perte d'intégrité de l'installation ou la rupture d'équipement en sont des exemples [9].

✓ **Un Évènement Initiateur (EI)**

Cause directe d'une perte de confinement ou d'intégrité physique [9].

✓ **Un Évènement Majeur (EM)**

Est un événement critique aux conséquences finales lourdes [9].

✓ **Principe pour la gestion des risques**

La gestion des risques ou management des risques peut être définie comme l'ensemble des activités coordonnées menées en vue de réduire les risques à un niveau jugé tolérable ou acceptable à un moment donné et dans un contexte donné.

Il existe actuellement plusieurs référentiels définissant le vocabulaire du management des risques qui présentent encore entre eux (Guide ISO CEI 73 et Fascicule de documentation AFNOR FD X50_252) des différences relativement importantes sur les termes.

A l'issue de la phase d'appréciation (ou estimation) des risques, la phase d'évaluation consiste à comparer le risque estimé à des critères de décision. Cette phase peut revêtir diverses formes : comparaison des risques à un niveau d'acceptabilité du risque, hiérarchisation des scénarios pour identifier les scénarios devant faire l'objet d'un traitement en priorité.

Il est important de souligner que l'analyse des risques est une étape qui intervient en amont de l'étape nommée ici évaluation (même si ce terme est aussi souvent employé à la place d'appréciation ou estimation), qui consiste à comparer le risque estimé à des critères de décision dont l'élaboration fait l'objet d'un processus séparé mais qui conditionnent néanmoins le format des résultats de l'analyse des risques.

✓ **Analyse des risques**

L'analyse des risques vise donc tout d'abord à identifier les sources de dangers et les situations associées qui peuvent conduire à des dommages sur les personnes, l'environnement ou les biens.

Suivant les outils ou méthodes employés, la description des situations dangereuses est plus ou moins approfondie et peut conduire à l'élaboration de véritables scénarios d'accident.

L'analyse des risques permet aussi de mettre en lumière les barrières de sécurité existante en vue de prévenir l'apparition d'une situation dangereuse (barrières de prévention) ou d'en limiter les conséquences (barrières de protection).

Consécutivement à cette identification, il s'agit d'estimer les risques en vue de hiérarchiser les risques identifiés au cours de l'analyse et de pouvoir comparer ultérieurement ce niveau de risque aux critères de décision.

L'estimation du risque implique la détermination :

- D'un niveau de probabilité que le dommage survienne,
- D'un niveau de gravité de ce dommage.

✓ **Evaluation des risques**

L'évaluation du risque désigne l'étape de comparaison du risque estimé à des critères de décision face au risque. La plupart du temps, il s'agit de décider si le risque est acceptable ou s'il doit faire l'objet de mesures supplémentaires de maîtrise. La définition de critères d'acceptabilité du risque est réalisée en amont ou en parallèle au processus d'analyse de risque. Elle implique des acteurs différents : les décideurs, de préférence en concertation avec les parties intéressées.

La définition de critères d'acceptabilité du risque ou, plus généralement de critères de décision, est une étape clé dans le processus de gestion du risque dans la mesure où elle va motiver la nécessité de considérer de nouvelles mesures de réduction du risque et rétroactivement, influencer les façons de mener l'analyse et l'évaluation des risques.

Cette étape cruciale est bien souvent délicate, Il est entendu que ces critères sont fonction du contexte de l'établissement concerné et des objectifs poursuivis dans la gestion des risques.

A ce propos, la définition du risque tolérable donnée dans le guide ISO/CEI 51 laisse transparaître la difficulté de retenir des critères objectifs et forfaitaires pour l'acceptation du risque :

✓ **Réduction du risque**

La réduction du risque (OU maîtrise du risque) désigne l'ensemble des actions ou dispositions entreprises en vue de diminuer la probabilité ou la gravité des dommages associés à un risque particulier.

De telles mesures doivent être envisagées dès lors que le risque considéré est jugé inacceptable.

De manière très générale, les mesures de maîtrise du risque se répartissent en : [10]

- mesures (ou barrières) de prévention : mesures visant à éviter ou limiter la probabilité d'un événement indésirable, en amont du phénomène dangereux.
- mesures (ou barrières) de limitation : mesures visant à limiter l'intensité des effets d'un phénomène dangereux.
- mesures (ou barrières) de protection : mesure visant à limiter les conséquences sur les cibles potentielles par diminution de la vulnérabilité.

Des mesures de réduction du risque doivent être envisagées et mises en œuvre tant que le risque est jugé inacceptable.

Les mesures de réduction du risque consistent souvent à mettre en place des barrières de sécurité, dispositifs techniques ou organisationnels qui assurent la maîtrise du risque. La réduction du risque effectivement apportée par les barrières de sécurité dépend de leur efficacité, de leur temps de réponse et de leur fiabilité caractérisée par un niveau de confiance.

3. Outils d'analyse des risques :

3.1 Les méthodes classiques d'analyse des risques :

Il existe de nombreuses méthodes d'analyse des risques, parmi ces méthodes : APR, l'Analyse par arbre d'évènement, Analyse par arbre de défaillance et nœud papillon.[11]

3.1.1 Analyse préliminaire des risques APR :

✓ Historique et domaine d'application :

L'Analyse Préliminaires des Risques a été développée au début des années 1960 dans les domaines aéronautiques et militaires. Elle est utilisée depuis dans de nombreuses autres industries. L'Union des Industries Chimiques (UIC) recommande son utilisation en France depuis le début des années 1980.

L'Analyse Préliminaire des Risques (APR) est une méthode d'usage très général couramment utilisée pour l'identification des risques au stade préliminaire de la conception d'une installation ou d'un projet. En conséquence, cette méthode ne nécessite généralement pas une connaissance approfondie et détaillée de l'installation étudiée. [11]

En ce sens, elle est particulièrement utile dans les situations suivantes :

- Au stade de la conception d'une installation, lorsque la définition précise du procédé n'a pas encore été effectuée. Elle fournit une première analyse de sécurité se traduisant par des éléments constituant une ébauche des futures consignes d'exploitation et de sécurité. Elle permet également de choisir les équipements les mieux adaptés.
- Dans le cas d'une installation complexe existante, au niveau d'une démarche d'analyse des risques. L'APR constitue une étape préliminaire, permettant de mettre en lumière des éléments ou des situations nécessitant une attention plus particulière et en conséquence l'emploi de méthodes d'analyses de risques plus détaillées. Elle peut ainsi être complétée par une méthode de type AMDEC, HAZOP ou arbre des défaillances par exemple.
- Dans le cas d'une installation dont le niveau de complexité ne nécessite pas d'analyses plus poussées au regard des objectifs fixés au départ de l'analyse des risques.

✓ **Principe de l'APR**

L'APR nécessite dans un premier temps de recenser les éléments dangereux relatifs au système étudiée et cela après avoir effectué une décomposition fonctionnelle de ce dernier en sous-système avec leurs équipements. Ces éléments dangereux peuvent être :

- Un produit ou un gaz dangereux (inflammable, explosive...etc.), mélange de produit ou de gaz dangereux susceptible de provoquer un phénomène dangereux ;
- Des équipements dangereux, par exemple : bac de stockage, pompe, soupape chaudière, transformateur ...etc.
- Des opérations dangereuses, par exemple : Levage, transport d'hydrogène ...etc.

L'identification de ces éléments dangereux est fonction du type d'installation étudiée. L'APR peut être mise en œuvre sans ou avec l'aide de liste de risques types ou en appliquant les mots guides Hazop (dérives de paramètres de fonctionnement).

A partir de ces éléments dangereux, l'APR vise à identifier, pour un élément dangereux, une ou plusieurs situations de danger. Une situation de danger est définie comme une situation qui, si elle n'est pas maîtrisée, peut conduire à l'exposition d'enjeux à un ou plusieurs phénomènes dangereux.[11]

Le groupe de travail doit alors déterminer les causes et les conséquences de chacune des situations de danger identifiées puis identifier les sécurités existantes sur le système étudié. Si ces dernières sont jugées insuffisantes vis-à-vis du niveau de risque identifié dans la grille de criticité, des propositions d'amélioration doivent alors être envisagées.

✓ **Déroulement de la méthode**

L'APR est utilisée dans un tableau de synthèse qui constitue un support pratique pour mener la réflexion et résumer les résultats de l'analyse. Pour autant, l'analyse des risques ne se limite pas à remplir coûte que coûte un tableau. Par ailleurs, ce tableau doit parfois être adapté en fonction des objectifs fixés par le groupe de travail.

Le tableau ci-dessous est donc donné à titre d'exemple.

Tableau 3 Tableau de type APR

Sous-système	Élément Dangereux	Situation Dangereuse	Cause	Conséquence	P	G	C	Mesure de prévention	P'	Mesure de protection	G'	C'	Proposition
--------------	-------------------	----------------------	-------	-------------	---	---	---	----------------------	----	----------------------	----	----	-------------

À partir d'une Analyse préliminaire, nous avons adopté une démarche sous la forme suivante :

Étape 1 : Décomposition fonctionnelle du système à étudier

L'APR s'appuie au début sur la décomposition fonctionnelle du système étudié en sous-système détaillé ce qui permet de faire ressortir toutes les parties qui peuvent être à l'origine d'un évènement non souhaité.

Étape 2 : Énumération des éléments dangereux (ED)

À partir de cette décomposition, nous allons énumérer les éléments dangereux qui constituent un danger pour le système. Ce dernier peut être un équipement ou un produit approprié au sous-système.

Étape 3 : Identification des situations dangereuses (SD)

Durant cette étape, nous allons nous baser sur le retour d'expérience et la connaissance des experts pour identifier les situations dangereuses réelles qui se rapprochent du sous-système en question.

Étape 4 : Identification d'un évènement non souhaité (ENS)

Après l'apparition de chaque situation dangereuse en présence d'un évènement initiateur résulte un évènement non souhaité susceptible de provoquer un dommage à des cibles vivantes ou matérielles.

Étape 5 : Détermination des causes et conséquences

La détermination des causes susceptibles de provoquer directement une situation dangereuse et un évènement non souhaité est un élément essentiel pour faire ressortir les conséquences qui découlent de l'apparition d'un évènement non souhaité.

Étape 6 : Évaluation du risque par calcul de la criticité (C)

Cette étape permet d'attribuer la probabilité d'occurrence (P) de l'évènement non souhaité et la gravité de ses conséquences (G), sans prise en compte des barrières de sécurité existantes et en utilisant les échelles de cotation qui ont été validés en équipe. Cela permet ensuite de calculer la criticité (C) à l'aide de la grille de criticité et voir dans quel niveau elle est positionnée (risque acceptable, inacceptable).

Étape 7 : Réévaluation du risque par calcul de la criticité (C')

La réévaluation du risque se fait après avoir mis en place des mesures de prévention et de protection adéquates et conformes qui permettent de réduire la première évaluation de la gravité et la probabilité d'apparition d'un évènement non souhaité jusqu'à un niveau acceptable ou tolérable.

Étape 8 : Classification des risques

Classification des risques identifiés sur la grille de criticité, afin de positionner les risques dans leur niveau approprié. Ces grilles permettent de faire apparaître les risques inacceptables et critiques qui doivent être traités.

Une des premières difficultés rencontrées en pratique au cours d'une APR tient dans la définition du terme « situation de danger ». Il n'est en effet pas rare de constater au cours de l'analyse que des causes ou conséquences d'une situation de danger soient à leur tour identifiées comme situations de danger plus tard lors de l'analyse. Cette difficulté peut rendre délicate l'appropriation de la méthode par le groupe de travail. Toutefois, elle ne doit pas être considérée comme un frein pour l'analyse des risques mais au contraire, comme un moyen pour tendre vers plus d'exhaustivité.

✓ Limites et avantages

Le principal avantage de l'Analyse Préliminaire des Risques est de permettre un examen relativement rapide des situations dangereuses sur des installations. Par rapport aux autres méthodes (AMDEC, HAZOP...), elle apparaît comme relativement économique en terme de temps passé et ne nécessite pas un niveau de description du système étudié très détaillé. Cet avantage est bien entendu à relier au fait qu'elle est généralement mise en œuvre au stade de la conception des installations.

En revanche, l'APR ne permet pas de caractériser finement l'enchaînement des événements susceptibles de conduire à un accident majeur pour des systèmes complexes.

Comme son nom l'indique, il s'agit à la base d'une méthode préliminaire d'analyse qui permet d'identifier des points critiques devant faire l'objet d'études plus détaillées. Elle permet ainsi de mettre en lumière les équipements ou installations qui peuvent nécessiter une étude plus fine menée grâce à des outils tels que l'analyse par arbre des défaillances ou des événements.

Toutefois, son utilisation seule peut être jugée suffisante dans le cas d'installations simples ou lorsque le groupe de travail possède une expérience significative de ce type d'approches.

3.1.2 Arbre des défaillances (ADD) :

✓ Historique et domaine d'application :

L'analyse par arbre des défaillances fut historiquement la première méthode mise au point en vue de procéder à un examen des risques. Elle a été élaborée au début des années 1960 par la compagnie américaine « Bell Telephone » et fut expérimentée pour l'évaluation de la sécurité des systèmes de tir de missiles.

L'analyse par arbre des défaillances visent à déterminer l'enchaînement et les combinaisons d'évènements pouvant conduire à un événement redouté pris comme référence, l'ADD est maintenant appliquée dans de nombreux domaines tels que l'aéronautique, le nucléaire, l'industrie chimique.

Elle est également utilisée pour analyser a posteriori les causes d'accidents qui se sont produits. Dans ces cas, l'évènement redouté final est généralement connu car observé. On parle alors d'analyse par arbre des causes, l'objectif principal étant de déterminer les causes réelles qui ont conduit à l'accident. [11]

✓ Principe de l'ADD

L'ADD est une méthode de type déductif. En effet, il s'agit, à partir d'un événement redouté défini a priori, de déterminer les enchaînements d'évènements ou combinaisons d'évènements pouvant finalement conduire à cet événement. Cette analyse permet de remonter de causes en causes jusqu'aux évènements de base susceptibles d'être à l'origine de l'évènement redouté qui est l'évènement initiateur.

Les évènements de base (ou initiateur) correspondent généralement à des :

- Évènements élémentaires qui sont généralement suffisamment connus et décrits par ailleurs pour qu'il ne soit pas utile d'en rechercher les causes. Certains de ces évènements élémentaires peuvent être suffisamment fréquents pour qu'il soit possible d'en estimer une probabilité future sur la base d'une analyse statistique. Ce n'est cependant pas toujours le cas et la probabilité des évènements élémentaire demeure une donnée difficile à établir.

L'ADD est fondée sur les principes suivants quel que soit la nature de ces évènements initiateurs :

- Ces évènements sont indépendants ;
- Ils ne seront pas décomposés en éléments plus simples.
- leur fréquence ou leur probabilité d'occurrence peut être estimée.

Ainsi, l'analyse par arbre des défaillances permet d'identifier les successions et les combinaisons d'évènements qui conduisent des évènements de base jusqu'à l'évènement indésirable retenu.

Les liens entre les différents évènements identifiés sont réalisés grâce à des portes logiques (de type « ET » et « OU » par exemple). Cette méthode utilise une symbolique graphique particulière qui permet de présenter les résultats dans une structure arborescente. A l'aide de règles mathématiques et statistiques, il est alors théoriquement possible d'évaluer la probabilité d'occurrence de l'évènement final à partir des probabilités des évènements de base identifiés.

L'analyse par arbre des défaillances d'un évènement redouté peut se décomposer en trois étapes successives :

- Définition de l'évènement redouté étudié,
- Élaboration de l'arbre,
- Exploitation de l'arbre.

Il convient d'ajouter à ces étapes, une étape préliminaire de connaissance du système avec une décomposition fonctionnel de ce dernier car l'ADD nécessite le plus souvent une connaissance préalable des risques.

✓ **Déroutement et élaboration de l'arbre**

La définition de l'évènement finale est une étape cruciale pour élaborer une analyse par arbre des défaillances, plus l'évènement est défini d'une manière précise plus simple sera l'élaboration de l'ADD.

La construction de l'arbre des défaillances vise à déterminer les enchaînements d'évènements pouvant conduire à l'évènement final retenu. Cette analyse se termine lorsque toutes les causes potentielles correspondent à des évènements élémentaires.

La recherche des causes immédiates, nécessaires et suffisantes (INS) est à la base de la construction de l'arbre, Il s'agit probablement de l'étape la plus délicate et il est souvent utile de procéder à cette construction au sein d'un groupe de travail pluridisciplinaire. De plus, la mise en œuvre préalable d'autres méthodes d'analyse des risques de type inductif facilite grandement la recherche des défaillances pour l'élaboration de l'arbre, en particulier en cas de système complexe comme le cas de la centrale de Hadjret En Nouss SNC_LAVALIN.

Afin de sélectionner les évènements intermédiaires, il est indispensable de procéder pas à pas en prenant garde à bien identifier les causes directes et immédiates de l'évènement considéré et se poser la question de savoir si ces causes sont bien nécessaires et suffisantes. Faute de quoi, l'arbre obtenu pourra être partiellement incomplet voire erroné.

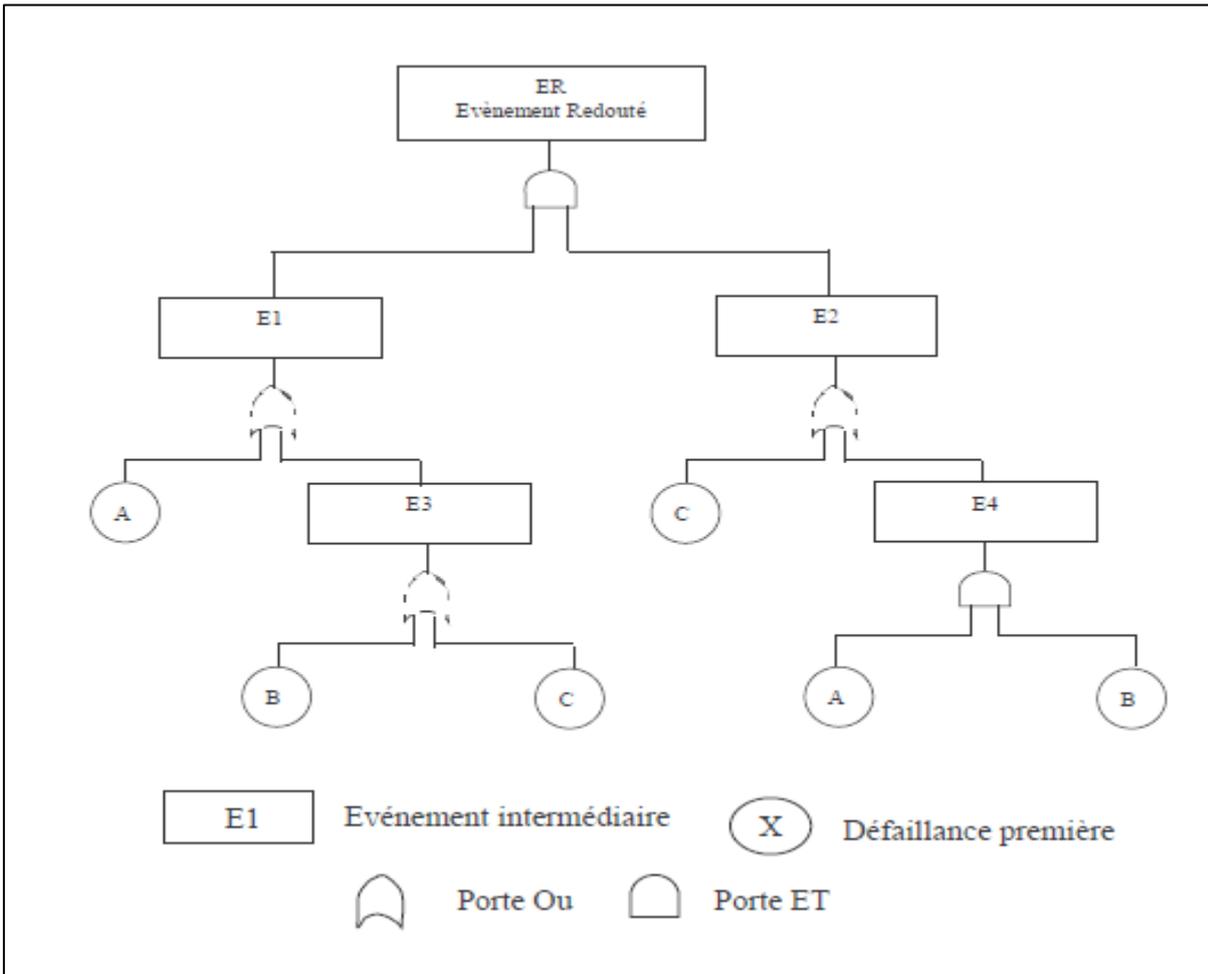


Figure 12 Exemple d'arbre des défaillances

Une coupe minimale représente la plus petite combinaison d'évènements pouvant conduire à un événement indésirable (intermédiaire) ou redouté (final). Plus l'ordre d'une coupe minimale est petit, plus l'occurrence de l'évènement final suivant ce chemin critique peut paraître probable.

✓ **Limites et avantages**

Le principal avantage de l'analyse par arbre des défaillances est qu'elle permet de considérer des combinaisons d'évènements pouvant conduire à un événement redouté. Cette possibilité permet une bonne adéquation avec l'analyse d'accidents passés qui montre que les accidents majeurs observés résultent le plus souvent de la conjonction de plusieurs évènements.

Par ailleurs, en visant à l'estimation des probabilités d'occurrence des évènements conduisant à l'évènement final, elle permet de disposer de critères pour déterminer les priorités pour la prévention d'accidents potentiels.

L'analyse par arbre des défaillances porte sur un événement particulier et son application à tout un système peut s'avérer couteuse en temps. En ce sens, il est conseillé de mettre en œuvre au préalable des méthodes inductives d'analyse des risques.

3.1.3 Arbre des évènements :

✓ Historique et domaine d'application :

L'analyse par arbre d'évènements a été développée au début des années 1970 pour l'estimation du risque lié aux centrales nucléaires. Particulièrement utilisée dans le domaine du nucléaire, son utilisation s'est étendue à d'autres secteurs d'activité.

De par sa complexité proche de celle de l'analyse par arbre des défaillances, cette méthode s'applique sur des sous-systèmes bien déterminés. Elle apporte une aide précieuse pour traiter des systèmes comportant de nombreux dispositifs de sécurité et de leurs interactions. L'ADE permet d'estimer les probabilités d'occurrence de séquences accidentelles à condition de disposer de la probabilité d'occurrence de l'événement initial et de la probabilité de défaillance des barrières de sécurité.

Cette méthode est aussi utilisée dans le domaine de l'analyse après accidents en vue d'expliquer les conséquences observées résultant d'une défaillance du système.

✓ Principe de l'ADE

L'analyse par arbre des défaillances, comme nous l'avons vu précédemment, vise à déterminer, dans une démarche déductive, les causes d'un événement indésirable ou redouté retenu a priori. A l'inverse, l'analyse par arbre d'évènements suppose la défaillance d'un composant ou d'une partie du système et s'attache à déterminer les évènements qui en découlent.

A partir d'un événement initiateur ou d'une défaillance, l'analyse par arbre d'évènements permet donc d'estimer la dérive du système le fonctionnement ou la défaillance des dispositifs de détection, d'alarme, de prévention, de protection ou d'intervention. [11]

La démarche généralement retenue pour réaliser une analyse par arbre d'évènements est la suivante :

- Définir l'événement initiateur à considérer,
- Identifier les fonctions de sécurité prévues pour y faire face,
- Construire l'arbre,
- Décrire et exploiter les séquences d'évènements identifiées.

✓ **Identification des fonctions de sécurité**

Les fonctions de sécurité doivent être assurées par des barrières ayant pour objectif d'empêcher le processus de matérialisation d'un accident provoqué par un événement initiateur.

Elles se déclinent le plus souvent en :

- Fonctions de détection de l'événement initiateur,
- Fonctions d'alarme signifiant l'occurrence de l'événement initiateur,
- Fonctions de limitation visant à empêcher que l'événement initiateur ne perdure dans le temps.
- Fonction d'atténuation s'attachant à réduire les effets de l'événement initiateur.

Ces fonctions peuvent être réalisées par des dispositifs automatiques ou bien des actions effectuées par des opérateurs conformément à des procédures du travail.

Bien entendu, ces fonctions n'interviennent généralement pas simultanément, Il est particulièrement important de déterminer dans quel ordre elles vont intervenir suite à l'événement initiateur.

La construction de l'arbre consiste à envisager soit le bon fonctionnement soit le dysfonctionnement de la première fonction de sécurité en partant de l'événement initiateur.

La suite de la méthode consiste à examiner le développement de chaque branche en considérant systématiquement le fonctionnement ou la défaillance de la fonction de sécurité jusqu'à l'atteinte d'un accident potentiel. La propagation des probabilités d'occurrence des événements initiateurs permet de calculer la probabilité de l'évènement redouté qui va être utilisé par la suite dans la méthode LOPA.

3.1.4 Nœud papillon :

✓ **Historique et domaine d'application :**

Le « Nœud Papillon » est une approche probabiliste de la gestion des risques de type arborescente. Le Nœud Papillon est utilisé dans différents secteurs industriels par des entreprises comme SHELL qui a été à l'origine du développement de ce type d'outils.

✓ **Principe du nœud papillon :**

Le nœud papillon est un outil qui combine un arbre de défaillances et un arbre d'événements représentés de façon un peu différente de celle décrite dans les paragraphes précédents. La Figure 13 en donne une représentation schématique sous la forme suivante où les barrières sont figurées par des barres verticales.

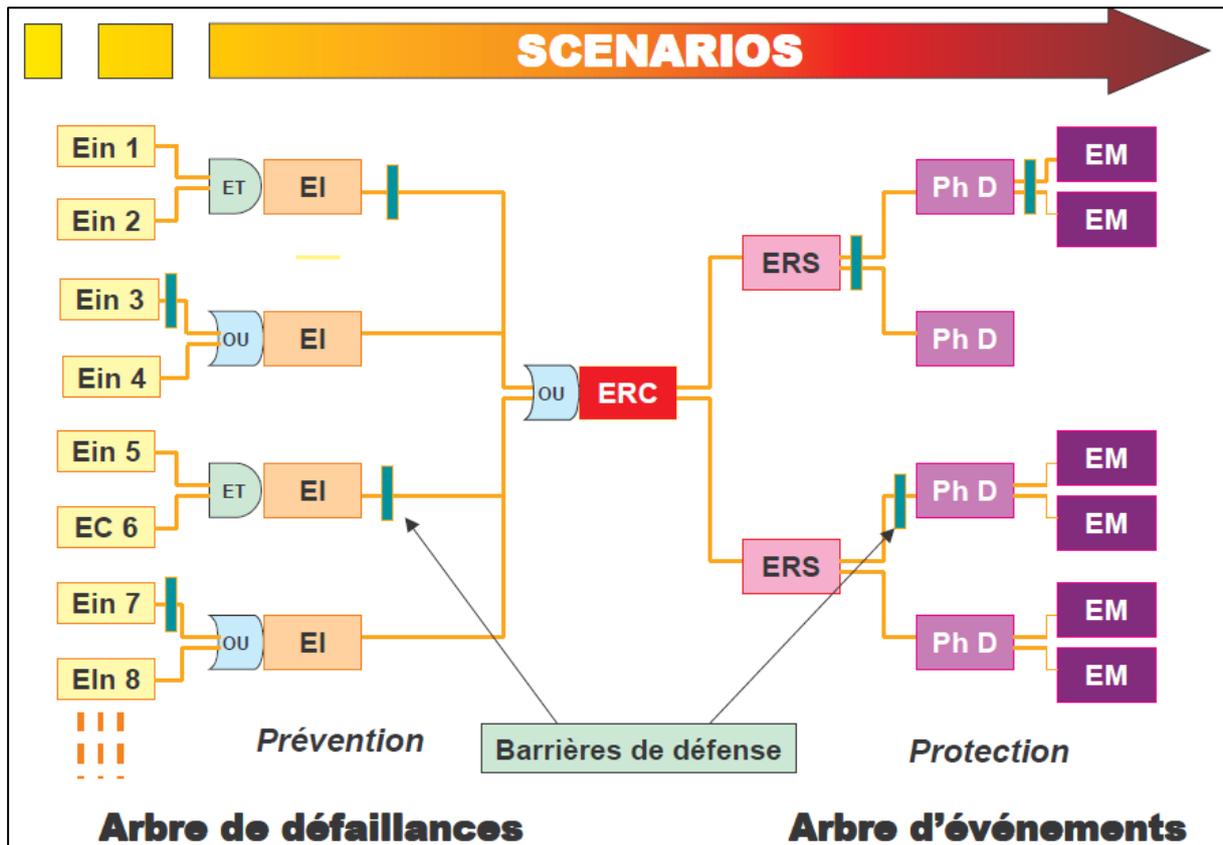


Figure 13 Scénario d'accident représenté en modèle nœud papillon

Le point central du Nœud Papillon, appelé ici Evènement Redouté Central (ERC), désigne généralement une perte de confinement ou une perte d'intégrité physique (décomposition). La partie gauche du Nœud Papillon s'apparente alors à un arbre des défaillances s'attachant à identifier les causes de cette perte de confinement.

La partie droite du Nœud Papillon s'attache quant à elle à déterminer les conséquences de cet évènement redouté central tout comme le ferait un arbre d'évènements.

✓ **Limites et avantages :**

Le Nœud Papillon offre une visualisation concrète des scénarios d'accidents qui pourraient survenir en partant des causes initiales de l'accident jusqu'aux conséquences au niveau des éléments vulnérables identifiés.

De ce fait, cet outil met clairement en valeur l'action des barrières de sécurité s'opposant à ces scénarios d'accidents et permet d'apporter une démonstration renforcée de la maîtrise des risques.

En revanche, il s'agit d'un outil dont la mise en œuvre peut être particulièrement coûteuse en temps. Son utilisation doit donc être décidée pour des cas justifiant effectivement un tel niveau de détail.

3.2 Les méthodes intégrées d'analyse des risques :

Le chapitre précédent était consacré à la présentation des méthodes de base de l'analyse de risque (APR, ADE, ADD). De nouvelles méthodes sont largement utilisées au cours des dernières années. Il s'agit des méthodes intégrées, qui visent à répondre à travers une même démarche à plusieurs questions que se posent les acteurs de l'évaluation des risques et à apporter des outils pour faciliter l'analyse et l'estimation des risques.

Ces méthodes intègrent donc différentes étapes d'identification des risques d'évaluation des barrières ou d'évaluation de la vulnérabilité de l'environnement, par exemple.

3.2.1 LOPA (Layer Of Protection Analysis):

La méthode LOPA a été développée à la fin des années 1990 par le CCPS (Center for Chemical Process Safety). LOPA signifie (Analyse des niveaux de protection). C'est une méthode orientée barrière de sécurité et elle a comme objectif de calculer les niveaux de sécurité SIL.

La méthode LOPA peut être décomposée en six principales étapes :

1. Etablissement des critères de sélection des scénarios à évaluer.

Cette étape est un préalable à l'analyse de risques. Elle fournit le moyen de limiter la durée de l'étude en ne considérant que les scénarios significatifs en termes de conséquences. Le critère peut être un critère d'intensité (quantité de produit rejeté, flux mesuré à la source) ou un critère de conséquence qui intègre implicitement l'existence d'enjeux aux alentours.

2. Développement des scénarios d'accident

Les scénarios d'accident sont développés sur la base d'une analyse de risques utilisant des outils traditionnels tels que l'APR, ADE, ADD. Les scénarios sont représentés sous forme d'un nœud papillon.

3. Identification des fréquences d'événements initiateurs

Une analyse détaillée des scénarios est entreprise en considérant chaque combinaison d'événements initiateurs associés à une conséquence. La fréquence d'occurrence de chaque événement initiateur est estimée sur la base de données interne de retour d'expérience ou de données issues de la littérature comme la base de données OREDA par exemple.

4. Identification des dispositifs de sécurité et de leurs probabilités de défaillance.

Pour chaque scénario on identifie alors les dispositifs de sécurité, en considérant les critères de qualification de ces dispositifs que sont la capacité de réalisation du dispositif, la possibilité d'inspecter le dispositif. Les dispositifs qui répondent à ces critères sont qualifiés d'IPL (Independent Protection Layer).

A chaque dispositif de sécurité est associée une probabilité de défaillance à la sollicitation qui correspond à un facteur de réduction du risque. LOPA fait référence de façon explicite au niveau d'intégrité de sécurité SIL (Safety Integrity Level), inspiré de la norme CEI 61508. Les systèmes de sécurité considérés sont essentiellement techniques, mais il est en théorie possible de prendre aussi en compte les barrières humaines ou organisationnelles.

5. Estimation du risque

La probabilité du scénario d'accident est alors estimée en réduisant la probabilité de l'événement initiateur de plusieurs ordres de grandeur correspondante aux niveaux de SIL des dispositifs de sécurité retenus. Des matrices de décision permettent de définir le niveau de réduction du risque minimum que doivent présenter les systèmes en fonction du niveau de conséquence possible du scénario et de la fréquence de l'événement initiateur. La méthode LOPA n'impose cependant pas d'utiliser ces matrices et l'utilisateur est libre de mettre en œuvre des calculs de sûreté de fonctionnement plus traditionnels.

6. Maîtrise du risque par rapport aux critères d'acceptabilité

La dernière étape de la méthode consiste à s'assurer que le risque est maîtrisé, c'est à dire qu'il est bien inférieur aux critères d'acceptabilité qui ont été fixés au préalable. LOPA n'impose pas de type de critère prédéfini .

4. Concepts de SIS (Safety Instrumented System):

4.1 Définition d'un système instrumenté de sécurité SIS :

Les systèmes instrumentés de sécurité sont des combinaisons de capteurs, d'unité de traitement et d'actionneurs (équipements de sécurité) ayant pour objectif de remplir une fonction de sécurité. Un S.I.S. nécessite une énergie extérieure pour initier ses composants et mener à bien sa fonction de sécurité. [12]

La figure 14 montre une représentation schématique générique d'un SIS.

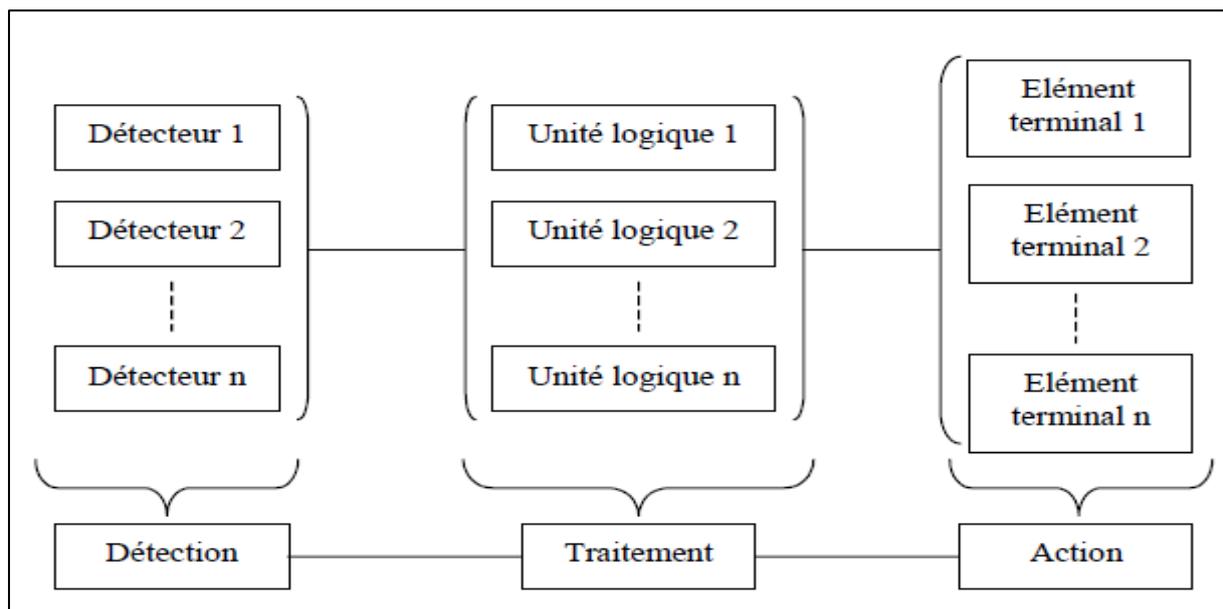


Figure 14 Schéma générique d'un SIS

Les SIS sont constitués de plusieurs éléments unitaires reliés entre eux par des moyens de transmissions.

Au minimum, nous retrouvons en série un détecteur, une unité de traitement et un actionneur.

✓ Capteur

Est un élément sensible responsable de la transformation d'une information physique, à une autre information électrique (tension, courant, résistance), qui est utilisé directement pour la mesure ou la commande [12]. Cette information physique peut être, la pression, la température, le niveau, le débit ou la concentration d'un gaz.

Cette information électrique passera après à un transmetteur qui envoie cette information à l'unité de traitement.

✓ **Unité de traitement**

Le traitement de l'information est principalement réalisé par des relais ou par des automates programmables. Elle peut se résumer simplement à acquérir une grandeur mesurée par un capteur et à l'indiquer. Elle peut aussi consister à activer la commande d'un ou plusieurs actionneurs à partir d'une fonction combinatoire des informations délivrées par différents capteurs. Les unités de traitement peuvent être classées en deux catégories selon leur technologie : [12]

- Les technologies câblées : à base de composants logiques élémentaires (relais), liés entre eux électriquement (ou de manière pneumatique ou hydraulique).
- Les technologies programmées : à base de centrales d'acquisition ou d'alarmes, d'automates programmables (API) dont certains peuvent être dédiés à la sécurité.

✓ **Actionneur**

Les actionneurs transforment un signal (électrique, pneumatique ou hydraulique) en phénomène physique qui permet de commander le démarrage d'une pompe, la fermeture ou l'ouverture d'une vanne.

Les éléments terminaux sont commandés par des actionneurs. On retrouve notamment sous cette terminologie : les vannes, les machines tournantes (pompe, compresseur ...), les alarmes sonores et visuelles.

Le SIS pourra assurer la fonction totalement (détection, traitement, action finale) ou partiellement (le SIS assure par exemple la fonction de détection et de traitement jusqu'à une alarme, l'action finale peut ensuite être réalisée par une action humaine).

4.2 Niveau d'intégrité de sécurité (SIL) :

Les normes IEC 61508 [13] et IEC 61511 [14] définissent le niveau d'intégrité de sécurité comme étant le niveau de réduction du risque, c'est -à -dire le niveau d'intégrité de sécurité que doit avoir le système de protection.

Tableau 4 Différents niveaux de SIL définis par la norme IEC 61508 [14]

SIL	Probabilité moyenne de défaillance à la sollicitation (PFD _{avg})
1	$10^{-2} \leq \text{PFD} \leq 10^{-1}$
2	$10^{-3} \leq \text{PFD} \leq 10^{-2}$
3	$10^{-4} \leq \text{PFD} \leq 10^{-3}$
4	$10^{-5} \leq \text{PFD} \leq 10^{-4}$

Chapitre III

APPLICATION DES MÉTHODES D'ANALYSE DES RISQUES

Chapitre III : APPLICATION DES MÉTHODES D'ANALYSE DES RISQUES

L'étape analyse des risques est une étape cruciale dans la démarche de la maîtrise des risques, elle utilise des méthodes complémentaires, qui suivent une démarche bien déterminée.

Nous nous proposons dans ce chapitre d'appliquer les outils d'analyse des risques classique et intégrée que nous avons retenus dans notre projet (ADD, ADE, nœud papillon, LOPA). Les résultats obtenus seront également exposé, ainsi que les recommandations appropriées.

1. Identification du système critique et choix de l'équipement

Cette étape est une étape très importante dans ce travail, c'est le début de toute démarche de maîtrise de risques.

Dans notre travail nous nous sommes basés sur le retour d'expérience des accidents survenus dans le même type de centrale que celle de SNC_LAVALIN Hadjret En Nouss (centrale thermique à cycle combiné).

1.1 L'examen de l'EDD

Après avoir examiné le document Étude de danger (EDD) de *SNC_LAVALIN*, et l'historique des incidents survenu dans la centrale de Hadjret En Nouss nous avons pu localiser le système à prendre en considération dans notre projet.

Les incidents les plus fréquents mentionnés dans les bases de données sont les déversements de l'huile d'isolement du transformateur ; et déversement des produits chimiques dans la plupart de ces cas ce sont considéré comme des risques environnementaux.

Selon l'EDD trois grands risques sont présents dans la centrale SNC_LAVALIN (Incendie, Explosion et risque électrique) qui trouvent leurs sources dans :

- **Risque d'incendie**
 - Transformateurs électrique 400 kv
 - Turbine à combustion
 - Stockage de produits chimiques
 - Station de gaz naturel
 - Réservoir d'hydrocarbure (Gazoil) 16 000 m³

- **Risque d'explosion :**
 - Générateur électrique 400 MW
 - Chaudières de récupération HRSG
 - Turbine à combustion
 - Turbine à vapeur
 - Transformateurs électrique 400 kv
 - Conduite gaz naturel
 - Réservoir d'hydrocarbure (Gazoil) 16 000 m3

1.2 Retour d'expérience (REX)

Selon les statistiques tirées des bases de données MHIDS, MARS, ARIA, CIRC, 17% des accidents majeurs sont dû au bris de la conduite principale du gaz naturel, 8% dans la turbine à vapeur et 75% des accidents majeurs survenus sont dans la partie turboalternateur, d'où vient le choix de l'équipement à maîtriser qui est le générateur avec le système auxiliaire de refroidissement à l'hydrogène.

2. Description détaillé des sous système de l'alternateur

Un générateur électrique est un dispositif qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique sous forme de courant alternatif. Il est formé de deux pièces principales : le rotor et le stator, le modèle utilisé dans la centrale SNC_LAVALIN est 450H GE qui est un alternateur débitant 19kV sur trois phases, en 50 Hz.

Du à sa puissance relativement importante, l'alternateur a besoin d'un refroidissement interne à l'hydrogène, sous une pression d'environ 5 bar, l'hydrogène est ensuite refroidi à l'aide d'échangeur de chaleur gaz / eau par un circuit de refroidissement fermé.

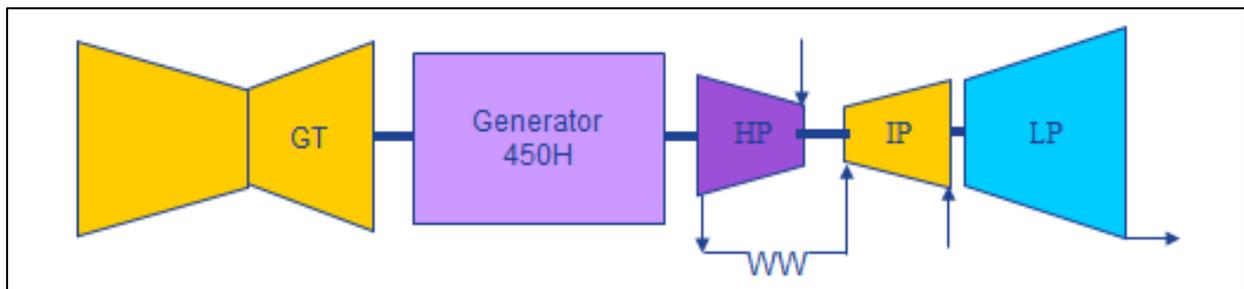


Figure 15 Schéma simplifié du générateur dans l'arbre unique

2.1 Le principe de refroidissement à l'hydrogène

Le choix de l'hydrogène pour le refroidissement de l'alternateur est en raison de la petite taille de l'atome de H₂, celui-ci arrive à se faufiler facilement entre les enroulements et à absorber plus de chaleur que l'air. Ainsi que sa grande capacité d'absorption thermique qui augmente avec la pression. On a aussi parmi les avantages de l'utilisation de l'hydrogène :

- Les frottements visqueux avec le rotor sont moindres qu'avec l'air
- Il maintient une zone de pureté aux alentours des enroulements et protège des contaminations extérieures
- Il contribue à diminuer les phénomènes de dégradations des isolants des enroulements sous haute tension

Malgré tous ces avantages l'hydrogène est un composé fortement détonant s'il est mélangé avec de l'air. Son domaine d'inflammabilité est très large (4% à 75%), ce qui fait que la ségrégation de l'air et de l'H₂ ce fait par le CO₂ lors du remplissage avec une surveillance continue de la pureté de l'H₂ dans l'alternateur.

A cause de sa petite taille, il fuit plus facilement que l'air c'est pour ça qu'il faut un sous-système auxiliaire pour assurer l'étanchéité de l'alternateur.

La rotation du rotor met en rotation des ventilateurs installés directement dessus. Ces ventilateurs provoquent une circulation de l'hydrogène à l'intérieur de l'alternateur, propulsant celui-ci vers les zones à refroidir (enroulements stator). L'hydrogène chaud est ensuite dirigé vers des échangeurs gaz/eau, se refroidit, puis recommence son cycle.

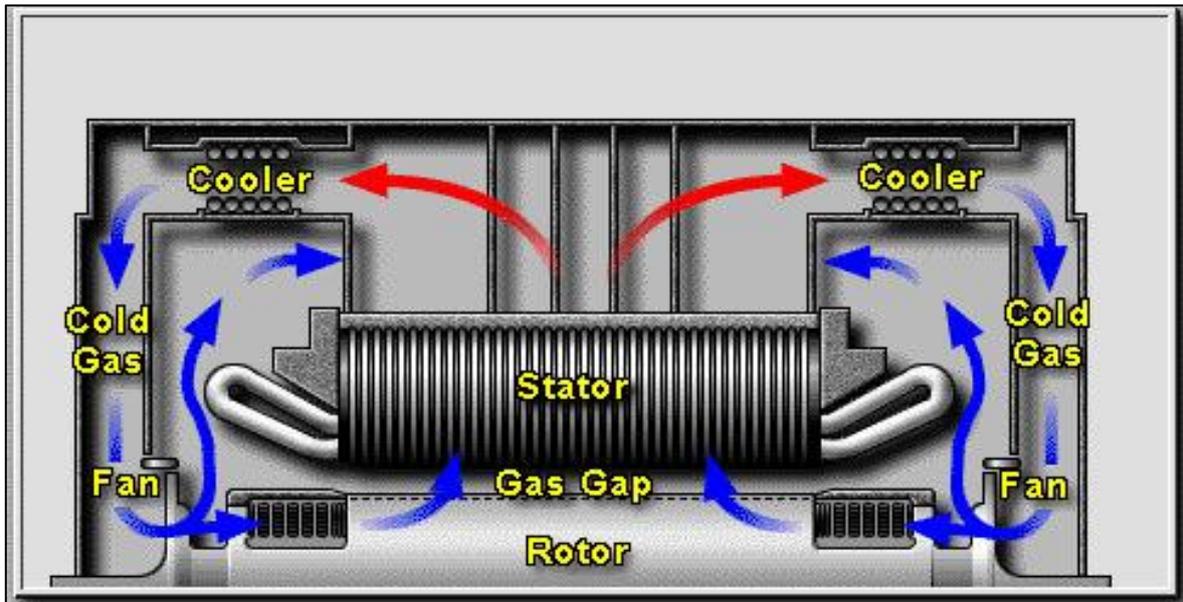


Figure 16 Schéma de refroidissement à l'hydrogène

L'alternateur 450H a besoin d'une série de sous système d'auxiliaires pour fonctionner, que nous allons détailler dans la partie suivante.

2.2 Schéma PID des sous-systèmes auxiliaires

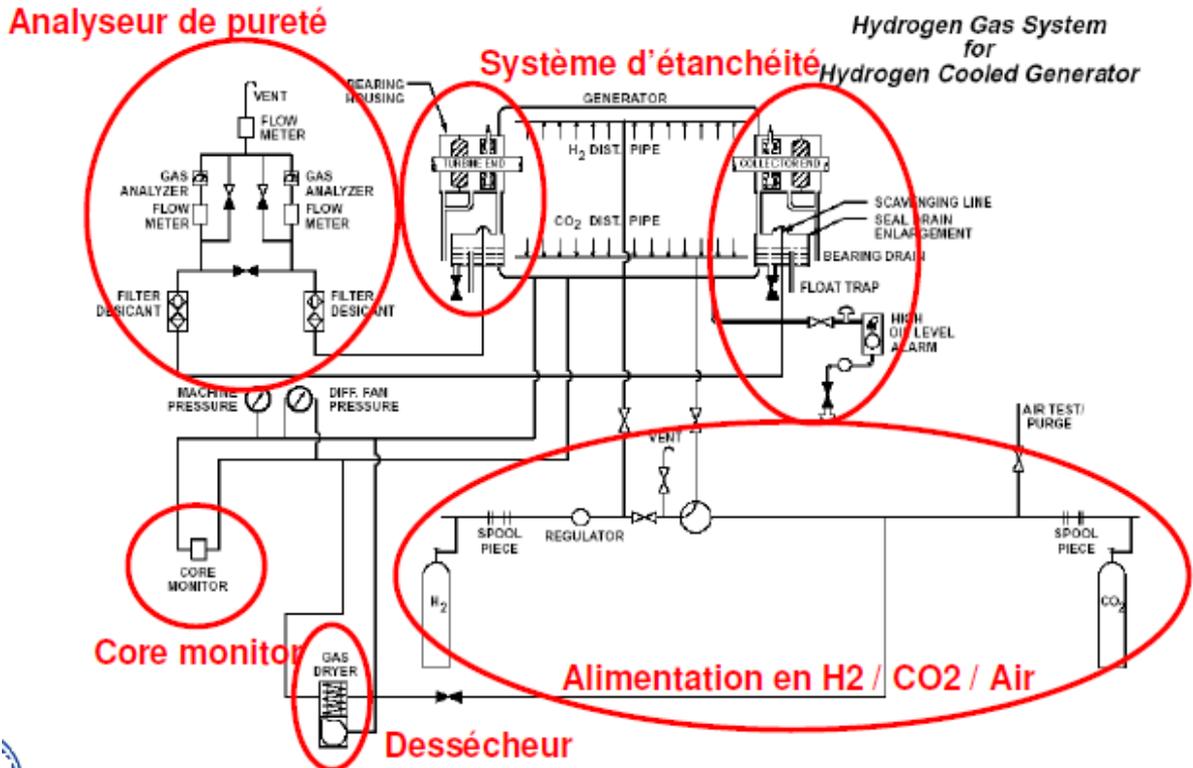


Figure 17 Schéma PID des systèmes auxiliaires

2.3 Sous Système d'alimentation H2/CO2/Air

Le remplissage en H₂ d'un alternateur est une opération complexe et dangereuse car le H₂ est fortement explosif lorsqu'il est mélangé avec de l'air. C'est pour cette raison qu'on trouve une série de valves permettant le remplissage du générateur en air, en CO₂, en H₂.

Le CO₂ utilisé pour séparer les deux gaz, par un interverrouillage mécanique permet d'éviter physiquement que l'air et H₂ ne se mélangent.

Les étapes pratiques pour remplir l'alternateur en H₂ sont les suivantes :

- ✓ Mettre en service le système d'huile d'étanchéité.
- ✓ S'assurer que le système d'évacuation d'huile d'étanchéité est prêt.
- ✓ Remplir l'alternateur avec de l'air pour s'assurer de l'étanchéité.
- ✓ Changer la configuration de l'analyseur pour injecter le CO₂ et évacuer l'air.
- ✓ Pousser l'air du alternateur avec du CO₂ jusqu'à ce que la concentration à l'évent >70% CO₂.
- ✓ Changer la configuration de l'analyseur pour injecter le H₂ et évacuer le CO₂.
- ✓ Injecter le H₂ jusqu'à ce que [H₂] > 90% à l'évent
- ✓ Augmenter la pression jusqu'à 4 bar.

- ✓ Vérifier la stabilité en pression lorsque l'alternateur est en marche
- ✓ Augmenter la pression de H2 jusqu'à 5 bar et mettre en service le régulateur.

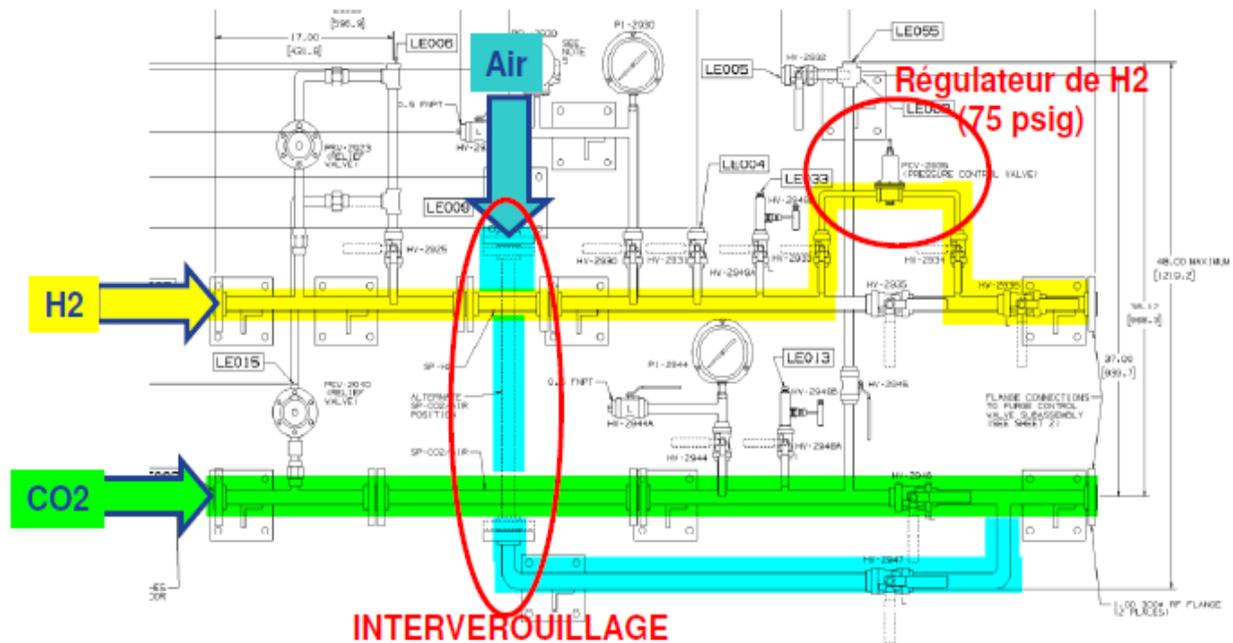


Figure 18 Schéma PID du Sous-système d'alimentation H2/ CO2/Air

2.4 Sous Système d'étanchéité et float trap

Le sous-système d'huile d'étanchéité comprend les éléments suivants :

- ✓ Le SOE (seal oil enlargement) collecte les huiles qui a été en contact avec l'hydrogène.
- ✓ Un réservoir-vanne à flotteur permet d'évacuer l'huile (float trap).
- ✓ Détecteurs de liquide dans le SOE et dans le générateur (détection de fuite d'huile ou d'eau de refroidissement du générateur)

2.4.1 La vanne mécanique PDCV 3401

PDCV3401 est une vanne mécanique automatique de contrôle de pression différentielle. Elle est reliée d'un côté à la pression d'hydrogène, de l'autre à la pression d'huile d'étanchéité.

2.4.2 Les Seals du générateur

Les seals reçoivent l'huile par l'intérieur. Puisque la pression différentielle est maintenue positive (+0,5 bar), l'huile a une pression plus élevée que l'hydrogène et donc, un peu d'huile a tendance à couler vers le générateur, empêchant ainsi l'hydrogène de sortir du générateur.

- ✓ L'huile de lubrification et l'huile d'étanchéité s'écoulent principalement vers le BODE du côté du palier, où la pression est bien moindre. L'atmosphère y est en légère dépression (dû à l'éliminateur de vapeurs d'huile dans la caisse à huile).
- ✓ La petite partie d'huile d'étanchéité qui va dans le générateur est récupérée dans le SODE. Cette huile est donc à la pression du générateur.
- ✓ Il est normalement impossible à l'huile d'aller dans la zone des enroulements du générateur. Si le cas se produit, des détecteurs de liquide donneront l'alarme.

Une autre raison pour cette alarme peut être une fuite d'eau de refroidissement des échangeurs dans le générateur.

Les SODEs sont munis d'un détecteur de liquide en cas de dysfonctionnement de la vanne à flotteur (remplissage du SODE).

Dans la zone de SDE il y a de grande surface de contact entre l'huile et l'hydrogène. Une certaine quantité de H₂ se dissout dans l'huile, et de l'air dissous dans l'huile s'échappe dans le générateur. Les SDEs sont les zones où l'H₂ est le moins pur. C'est pourquoi l'hydrogène du générateur est continuellement purgé depuis les SDE et de l'H₂ pur injecté au niveau du générateur.

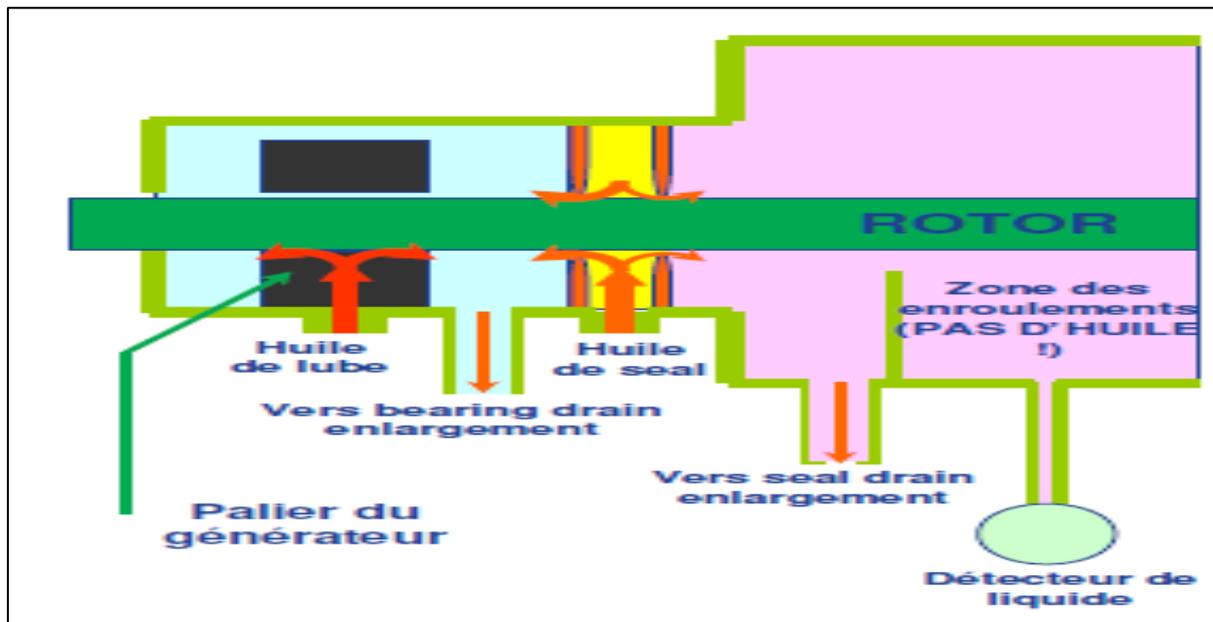


Figure 19 Fonctionnement du système d'étanchéité de l'alternateur

Sur chaque SDE, il y a une connexion vers le moniteur de pureté (purge continue). Un détecteur de liquide déclenche une alarme si le niveau dans le SDE excède le niveau normal (constant) . Cela veut dire que la vanne flotteur n'évacue pas correctement l'huile.

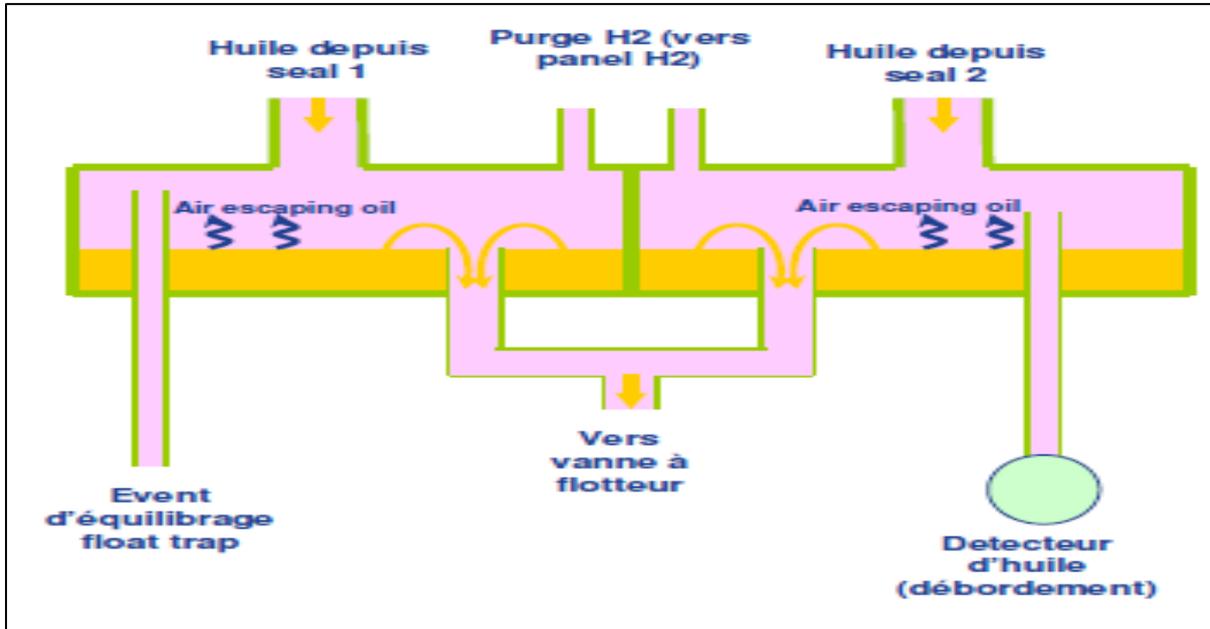


Figure 20 Schéma simplifié du fonctionnement des SDEs

2.4.3 Vanne à flotteur

La vanne à flotteur se situe dans un petit réservoir en dessous des SDE. Elle sert à évacuer l'huile tout en conservant l'hydrogène à l'intérieur du système. Elle s'ouvre si le niveau d'huile monte. Lorsque le niveau revient au niveau normal, la vanne se ferme. Si l'écoulement d'huile est continu, la vanne à flotteur trouve une position d'équilibre. La vanne à flotteur contient un niveau visuel qui permet de vérifier le niveau dans le réservoir.



Figure 21 Réservoir vanne à flotteur

2.5 Moniteur de pureté H2 (H2 control panel)

Sur chaque Seal Drain Enlargement (SDE), une purge continue est dirigée vers un analyseur en ligne de pureté de H₂, la pureté recherchée est de 98%, un signal est relié au Mk6e (système de commande de la centrale) qui génère des alarmes en cas de pureté basse à partir du 88% (à 85% une alarme avec une recommandation pour l'arrêt).

L'analyseur donne la possibilité au opérateur de changer son configuration afin d'analyser la pureté du CO₂ lors des remplissages.



Figure 22 Moniteur de pureté H₂

2.6 Sécheur de gaz (gas dryer)

L'humidité de l'H₂ doit être maintenue la plus basse possible pour éviter les problèmes de corrosion, c'est pour cette raison que l'installation est équipée d'un sécheur à alumine servant à éliminer l'humidité.

Le principe de fonctionnement de ce sécheur on peut le décomposer en 4 phases :

- ✓ L'H₂ passe dans une colonne de poudre d'alumine qui absorbe son humidité.
- ✓ Lorsque la colonne est humide, l'H₂ passe dans la 2e colonne d'alumine régénérée.
- ✓ Un courant d'air chaud passe dans la 1^e colonne « humide » pour la sécher.
- ✓ Un condenseur condense l'humidité.

Moisture monitor est utilisé pour mesurer l'humidité contenu dans l'alternateur, en opération normale la température de l'hydrogène doit être maintenue à -20 °C, une alarme se déclenche à -6.6 °C.

2.7 Sous système de lubrification :

L'huile de lubrification est une huile à basse pression 2,5 bar utilisée pour

- La lubrification des paliers de la turbine TG, TV et l'alternateur.
- Le soulèvement de la ligne d'arbre (lubrification hydrostatique) après élévation de sa pression.

Cette huile est contenue dans un réservoir qui s'appelle Bac à huile, sa capacité maximale est de 47,300L.

Il est situé sous la centrale dans une dépression du terrain, pour permettre le drainage par gravité, en plus de sa il est aussi maintenu sous légère dépression par l'éliminateur de gaz.

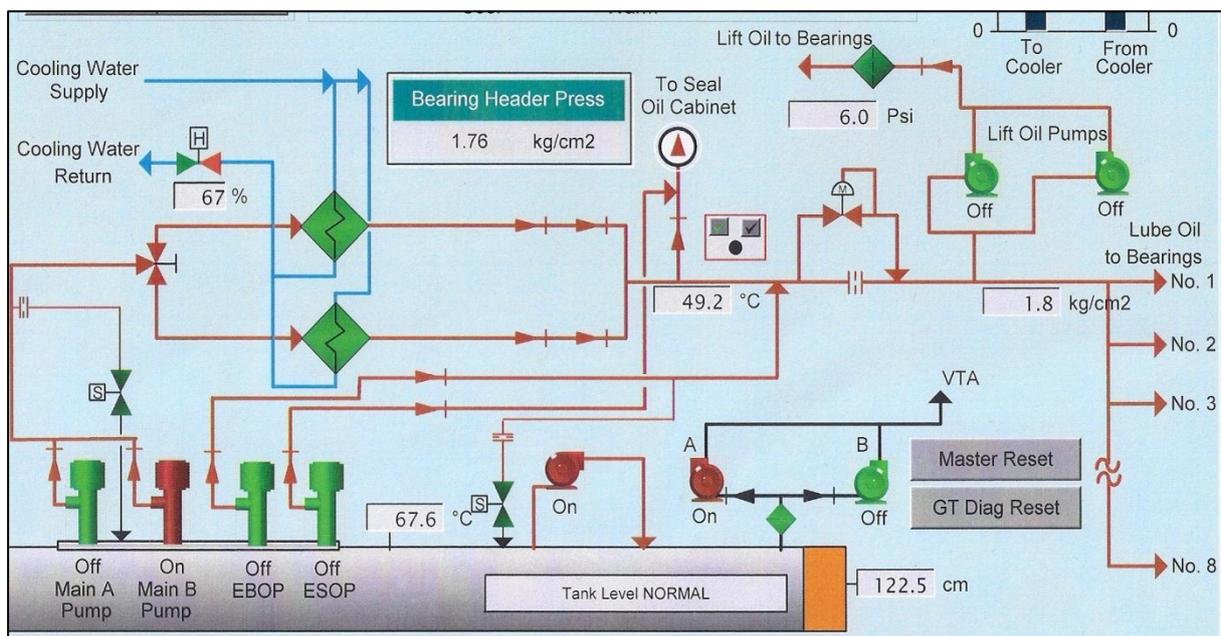


Figure 23 Circuit d'huile de lubrification et d'étanchéité

L'huile de lubrification (hydrodynamique) des paliers de la TG, TV et alternateur à comme rôle l'évacuation des calories liées aux pertes dans les paliers. La même huile est également utilisée pour le système d'huile d'étanchéité de l'alternateur et comme une huile de soulèvement.

✓ Huile de soulèvement :

Sa fonction est de soulever la ligne d'arbre et créer une lubrification hydrostatique lorsque l'arbre tourne à faible vitesse.

Le Soulèvement d'arbre permet de réduire la puissance nécessaire du moteur de virage. La lubrification hydrostatique protège les paliers contre des contacts métal-métal à faible vitesse de rotation.

2.7.1 Pompes de Lubrification AC :

Les pompes de lubrification AC sont 2 Pompes verticales immergées (2x100%), avec une interconnexion de pompes en cas de déclenchement ou une basse pression d'huile, la 2^{ème} pompe se démarre automatiquement.

2.7.2 Pompe d'huile de lubrification d'urgence DC (EBOP) :

EBOP est une pompe verticale immergée (1x100%), alimentée par du courant DC de l'alimentation d'urgence (batteries). La pompe EBOP est une alternative en cas de perte des pompes AC (interconnectée) ou pression de lubrification faible.

Remarque : Cette pompe débite l'huile après les filtres et les échangeurs de chaleur.

2.7.3 Pompe d'huile d'étanchéité d'urgence DC (ESOP) :

ESOP est une pompe verticale immergée (1x100%), alimentée par un courant DC de l'alimentation d'urgence (batteries).

Elle démarre en cas de perte des pompes de lubrification, blackout, perte de pression d'huile de lubrification, perte de pression différentielle d'huile de scellement.

2.7.4 Pompes d'huile de soulèvement :

Sont deux pompes (pompe à pistons axiaux) interconnectées, qui assurent une pression de 175 bars.

2.7.5 Echangeurs de chaleur :

Ce sont des échangeurs à plaques qui ont comme fonction principale l'extraction des calories de l'huile de lubrification. (Température de sortie : 49°C)

2.7.6 Filtres duplex :

Leur fonction principale est de filtrer l'huile avant qu'elle n'arrive aux paliers, le changement de ces filtres est annuel, ou quand la DP est trop élevée.

2.7.7 Eliminateur de gaz (VXM-1 & VXM-2) :

Leur principal rôle est d'éliminer les gaz et les vapeurs d'huile du réservoir pour le maintien d'une légère dépression de 0,01 bar dans le réservoir et le Bearing Drain Enlargement BDE.

3. Décomposition fonctionnelle du Système

La première phase de notre étude a porté sur la détermination du système critique de la centrale de Hadjret En Nouss SNC_LAVALIN.

Dans cette partie du projet nous allons procéder à la décomposition fonctionnelle de l'alternateur en sous-système, dans le but de faire ressortir toutes les unités qui contribuent au fonctionnement du système et pour organiser et faciliter le travail de l'analyse des risques.

Le générateur peut-être décomposé en 11 sous système avec plusieurs équipements pour chaque sous système. Cette décomposition va être présentée dans le tableau suivant.

Tableau 5 Décomposition fonctionnelle du générateur

Système à étudier [Fonction principe]	Sous system [Fonction principale]	Équipement
Générateur électrique [transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique]	SS 01 : stator [Rôle d'une bobine]	<ul style="list-style-type: none"> • Noyau du stator _Disque_ • Enroulements statorique. • Carcasse Stator 2 partie (haute, basse) • Détecteur de niveau de liquide • 16 RTDs [Les détecteurs de température à résistance]
	SS 02 : Rotor [induit courant/ tension dans les enroulements statoriques et dans l'ensemble du noyau]	<ul style="list-style-type: none"> • Enroulements du champ • Ventilateurs pour la mise en circulation de l'hydrogène.
	SS 03 : Echangeurs de chaleur gaz(H₂)/ eau [Refroidissement du gaz chaud]	<ul style="list-style-type: none"> • Tube de réfrigérant • Filtres • Pompes CCW
	SS 04 : Ventilateur [l'évacuation et renouvellement de l'aire]	<ul style="list-style-type: none"> • Deux ventilateurs VG1 et VG2 pour l'évacuation et renouvellement de l'aire.

	<p>SS 05: Palier [support de la ligne d'arbre]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mise à la terre de l'arbre • Coussinet • Support palier • Fermeture palier
<p>SS 06 : Sous Système d'excitation [transformer le rotor en un électroaimant]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Les anneaux collecteurs [créer un flux électromagnétique intérieur] 	
<p>SS 07 : Bagues et terminaux haute tension [évacuer une tension électrique de 19 KV]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Trois terminaux hauts tension 	
<p>SS 08: Sous système de lubrification (Bac à huile) [lubrification des paliers et étanchéités du Générateur]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pompes de lubrification AC (deux) • Pompe de lubrification d'urgence DC EBOP • Pompe d'étanchéité d'urgence DC ESOP • Pompes d'huile de soulèvement (deux) • Echangeurs de chaleur (eau) • Deux filtres Duplex • Eliminateur de gaz (deux) • Détecteur de niveau 	
<p>SS 09 : Sous Système d'alimentation H2/CO2/Air [Remplir le générateur d'hydrogène]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Canalisation + interverrouillage mécanique • Régulateur de pression d'hydrogène • Moniteur de pureté H2 	
<p>SS 10 : Sous Système d'étanchéité et float trap [empêcher l'hydrogène de sortir du générateur]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vanne mécanique PDCV 3401 • Le SOE (seal oil enlargement) collecte les huiles qui ont été en contact avec l'hydrogène. • Un réservoir-vanne à flotteur (float trap). • Les Seals du générateur • Détecteur d'huile (débordement SOE) 	
<p>SS 11 : Sécheur de gaz (gas dryer) [maintenir l'humidité de l'hydrogène très basse]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Deux colonnes de poudre d'alumine • Courant d'air chaud • Un condenseur condense l'humidité. • Moisture monitor est [pour mesurer l'humidité contenu dans l'alternateur] 	

4. La méthode APR

L'APR, consiste à identifier les éléments dangereux présents dans le système étudié et à examiner ses causes et ses conséquences.

Elle permet ainsi, de faire ressortir le sous-système qui fera l'objet d'une analyse détaillée avec les méthodes dite intégrée.

4.1 Critères d'évaluation :

Pour l'évaluation de la criticité des risques, on utilise les grilles des probabilités d'occurrence (tableau 06) et de la gravité (tableau 07) de l'entreprise SNC-LAVALIN.

Les grilles de cotation en probabilité et en gravité que nous avons utilisées pour le déploiement de l'APR ont été validées avec l'équipe du département SSE de l'entreprise.

Tableau 6 Echelle de probabilité

Échelle de probabilité	
Échelle	Traduction quantitative
4	Évènement très probable : s'est déjà produit sur le site ou de nombreuses fois sur d'autres sites.
3	Évènement probable : ne s'est jamais produit de façon rapprochée sur le site mais a été observé de façon récurrente sur d'autres sites.
2	Évènement peu probable : ne s'est jamais produit de façon rapprochée sur le site mais quelques fois sur d'autres sites.
1	Évènement improbable : ne s'est jamais produit de façon rapprochée sur le site mais très rarement sur d'autres sites.

Tableau 7 Echelle de gravité

Échelle de Gravité	
Échelle	Traduction quantitative
4	Effets critiques (irréversibles) : arrêt du système, détérioration irréversible de l'équipement ou atteinte de la sécurité à l'extérieur du site.
3	Effets critiques (réversibles) : arrêt du système, détérioration réversible de l'équipement.
2	Aucun effet critique : le système continue à fonctionner, détérioration limitée au composant.
1	Pas d'effets significatifs sur l'équipement.

Nous nous sommes inspirés de la grille de criticité de l'INERIS [15]

Tableau 8 Matrice de criticité

Gravité 4	1.4	2.4	3.4	4.4
Gravité 3	1.3	2.3	3.3	4.3
Gravité 2	1.2	2.2	3.2	4.2
Gravité 1	1.1	2.1	3.1	4.1
	Fréquence 1	Fréquence 2	Fréquence 3	Fréquence 4

Zone rouge : Risque inacceptable, il nécessite une nouvelle évaluation des risques.

Zone jaune : ALARP (As Low As Reasonably Possible) un niveau de risque aussi bas que possible, compte tenu de l'état des connaissances et des pratiques et de la vulnérabilité de l'environnement de l'installation.

Zone verte : Risque acceptable, compte tenu des mesures de maîtrise du risque, est modéré et n'implique pas d'obligation de réduction complémentaire du risque d'accident.

4.2 Déploiement et résultats :

Le déploiement de la méthode s'est fait à l'aide d'un tableau (annexe B) qui résume toutes les étapes suivies pour faire ressortir les événements redoutés qui peuvent affecter le fonctionnement du générateur.

Les pourcentages de chaque niveau de risque relatifs à toutes les installations étudiées dans l'APR sont donnés dans le tableau 9. Le résultat nous indique les installations qui présentent des risques critiques et cela même après mise en place des mesures de prévention et de protection.

Tableau 9 Résultats obtenu à partir de l'APR

Catégorie du risque	Nombre d'ER	Pourcentage (%)
Risques acceptable	26	54,17
Risques tolérables	19	39,58
Risques inacceptable	3	6,25
Total	48	100

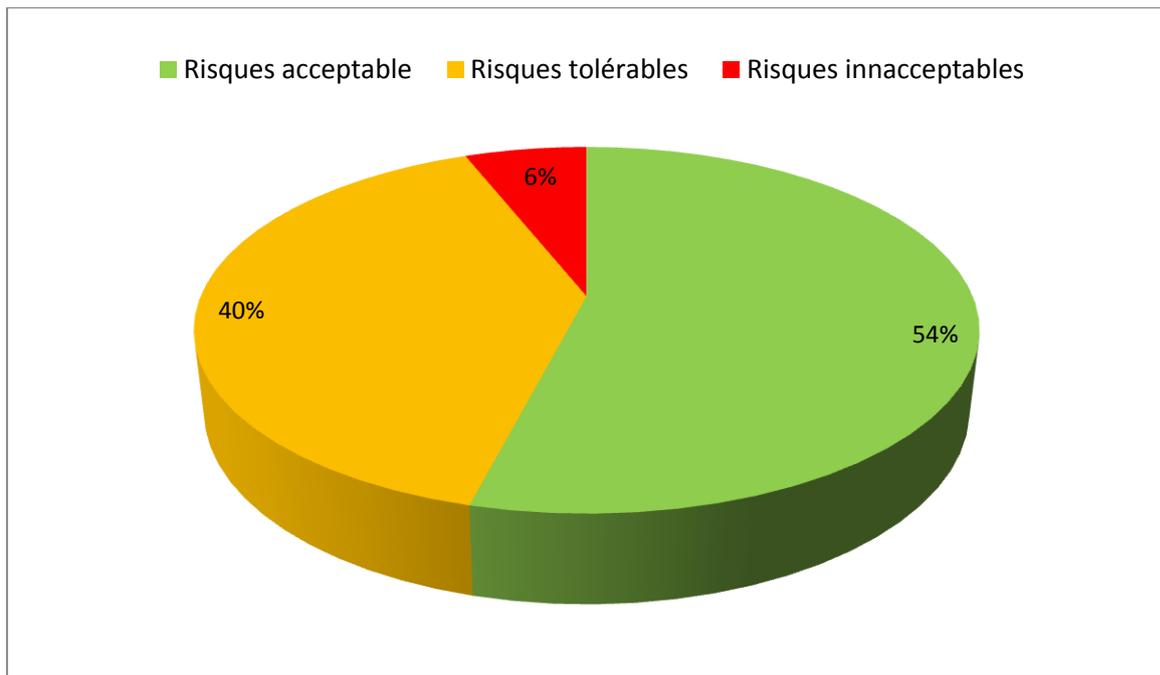


Figure 24 Répartition des ERs en fonction de leurs classifications.

4.3 Interprétation :

Il est bien apparent que la plus grande partie des risques estimée à 54% se trouve dans la catégorie des risques acceptables. Ceci est dû aux mesures de préventions et aux mesures de protection opérationnelles mises en place dans la centrale, plus particulièrement, les instruments de détection automatisés utilisés pour contrôler et vérifier le bon fonctionnement des équipements.

Les risques tolérables occupent 40% des risques recensés, ceci est lié à la complexité des équipements et aussi à la nature des produits. Par contre les risques inacceptables occupent la plus petite portion avec 6% engendrée par l'utilisation de l'hydrogène pour le refroidissement du générateur.

Selon ces résultats de la répartition des risques tirés de l'APR, nous remarquons que 65% des risques tolérables, et tous les risques inacceptables sont dans les trois sous-systèmes suivants :

- ✓ **SS 08: Sous système de lubrification (Bac à huile)**
- ✓ **SS 09 : Sous Système d'alimentation H2/CO2/Air**
- ✓ **SS 10 : Sous Système d'étanchéité et float trap.**

5. L'application de la méthode ADD :

L'application de l'analyse préliminaire des risques nous a permis de dire que 8% des risques dans le système alternatif sont inacceptables, ce qui nécessite d'appliquer la méthode « Arbre des Défaillances » comme une deuxième méthode d'analyse des risques classiques, et qui va nous permettre de déterminer les causes intermédiaires et initiales de l'évènement redouté et sa probabilité finale.

L'ADD est une méthode de type déductif. En effet, il s'agit, à partir d'un évènement redouté défini a priori, de déterminer les enchaînements d'évènements ou combinaisons d'évènements pouvant finalement conduire à cet évènement. Cette analyse permet de remonter de causes en causes jusqu'aux évènements de base susceptibles d'être à l'origine de l'évènement redouté qui est l'évènement initiateur.[16] le point de départ pour La construction d'un ADD revient à répondre à la question: comment un évènement donné peut se produire ? [17]

Les évènements redoutés que nous avons tirés de l'APR sont :

- ✓ Fuite d'hydrogène
- ✓ Mélange Air/H2 phase remplissage
- ✓ Mélange Air/H2 phase Arrêt
- ✓ Surchauffe du GEN

Le principal but de cette méthode est de calculer la probabilité de défaillance de chaque évènement redouté dans le but de faire apparaître les évènements les plus probables.

Pour alimenter en données l'ADD, la communauté des ingénieurs des procédés a réalisé de nombreuses recherches et des campagnes de collecte. L'objectif est alors de couvrir l'ensemble des besoins en données pour mener l'évaluation quantitative des risques [18].

Les données collectées sont alors principalement :

- ✓ Des fréquences de fuites sur équipements,
- ✓ Des données de fiabilité des équipements des installations industrielles
- ✓ Des fréquences d'évènements initiateurs,
- ✓ Des probabilités d'inflammation.

Ces données permettent d'estimer la probabilité d'occurrence d'un scénario accidentel.

Parmi les données citées ci-dessus, deux « familles » de données sont à distinguer :

- ✓ Les données brutes.
- ✓ Les données génériques.

Les données brutes sont des données issues directement du terrain, capitalisées dans un contexte donné et pour un objectif fixé (exemple : données capitalisées par les équipes de maintenance d'une installation pour optimiser la fréquence de contrôle des équipements).

Leur analyse permet d'extraire des fréquences d'occurrence d'événements représentatives d'une réalité de terrain. Ces données sont souvent rares et couvrent peu de secteurs d'activité par rapport à la multitude des configurations d'installations existantes.

Les données génériques peuvent être :

- ✓ Des moyennes de données brutes ou combinaison de données brutes et d'autres données génériques,
- ✓ Des jugements d'experts ou combinaisons de jugements d'experts,
- ✓ La combinaison de ces deux informations [19].

Dans notre travail nous avons utilisé les deux bases de donnée, OREDA et PERD gérées et mises à jour par des groupements d'industriels pour optimiser la maintenance de leurs installations, évaluer les risques et comparer les performances de leurs installations avec les autres compagnies.

Ces deux bases de données sont les deux seules bases de données identifiées qui contiennent des données brutes traduisant une réalité du terrain.

OREDA est la base de données la plus ancienne (la base a été lancée en 1981). Les données de fiabilité proviennent d'un groupe de 9 industriels producteurs de gaz et de pétrole offshore.

Pour chaque source de données le caractère générique ou brut des données capitalisées est précisé. Les combinaisons des défaillances qui pourraient être à l'origine de chaque événement redouté sont schématisées dans les AdD représentées dans les figures 25-26-27-28.

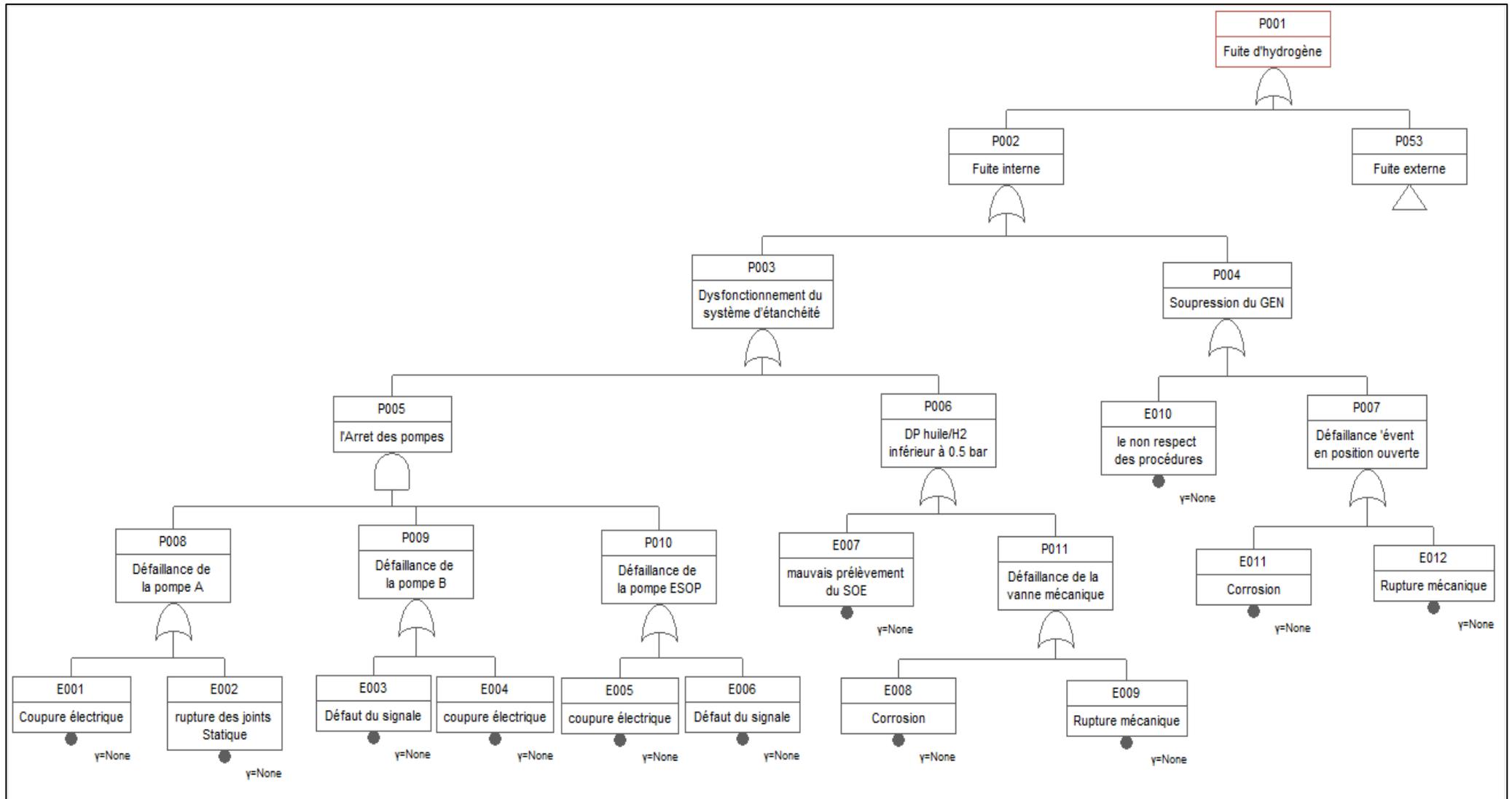


Figure 25 Arbre Des Défaillance de l'évènement redouté "Fuite d'hydrogène" (1)

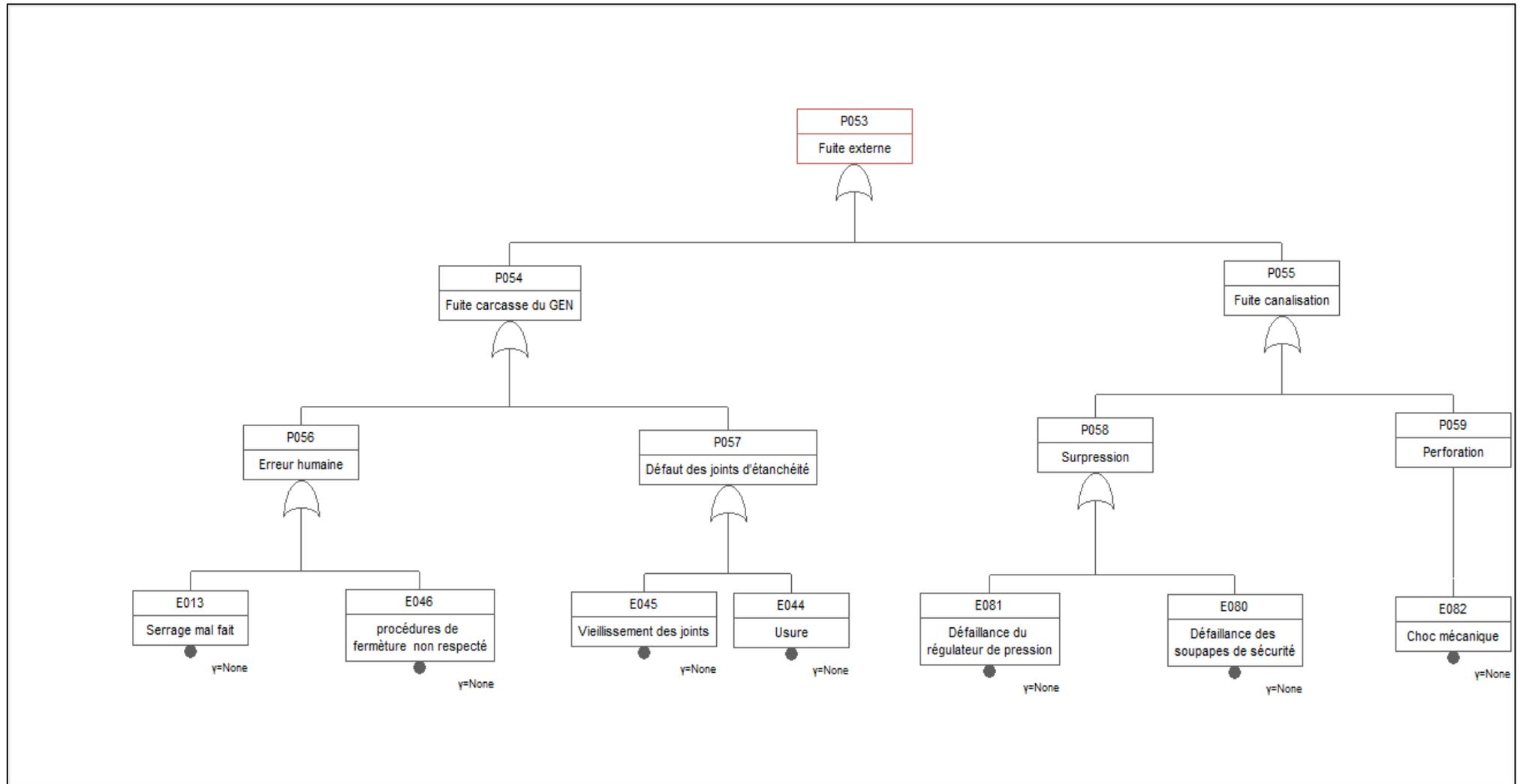


Figure 26 Arbre Des Défaillance de l'évènement redouté "Fuite d'hydrogène" (2)

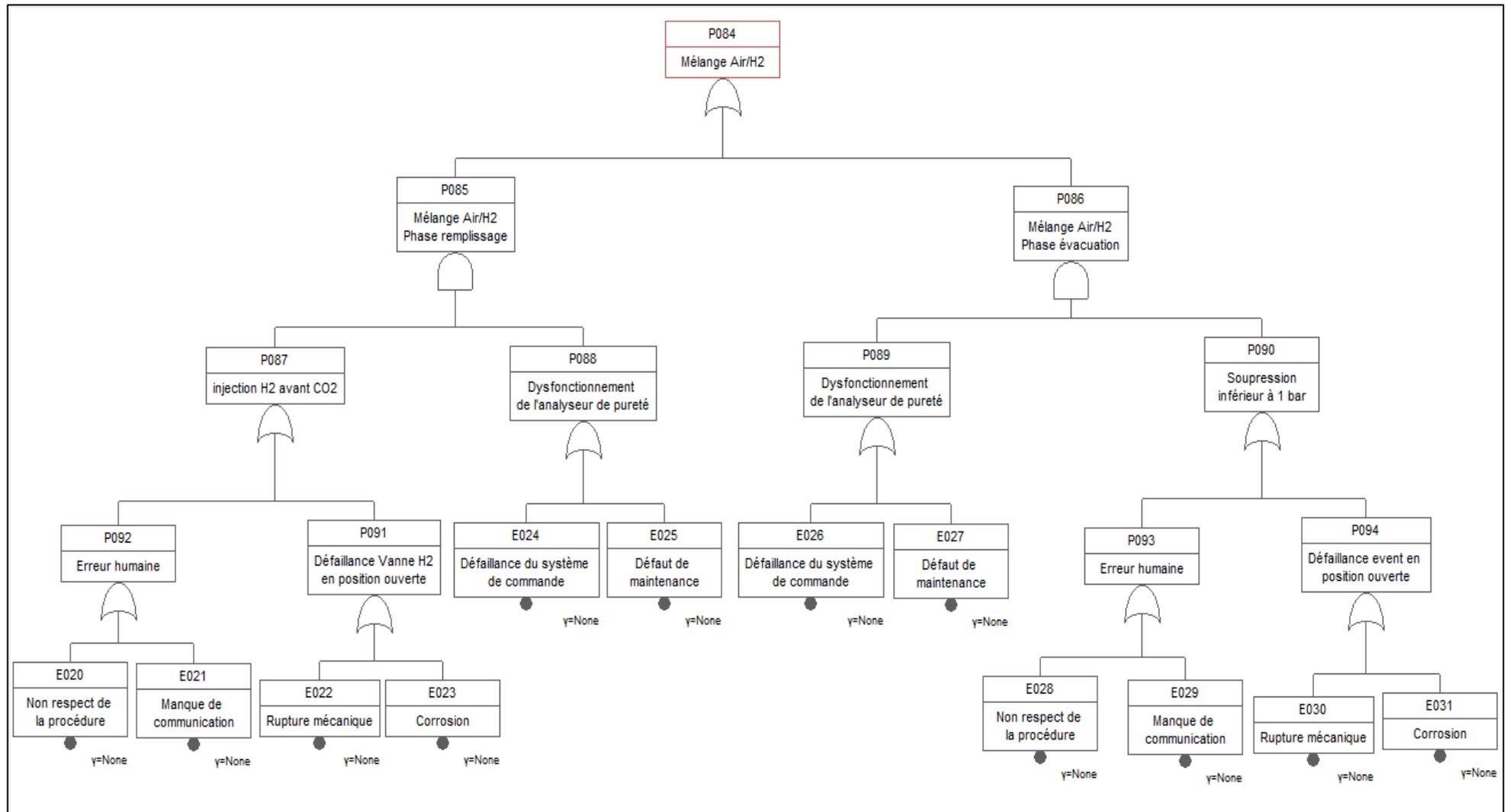


Figure 27 Arbre Des Défaillances de l'évènement redouté "Mélange Air/H2"

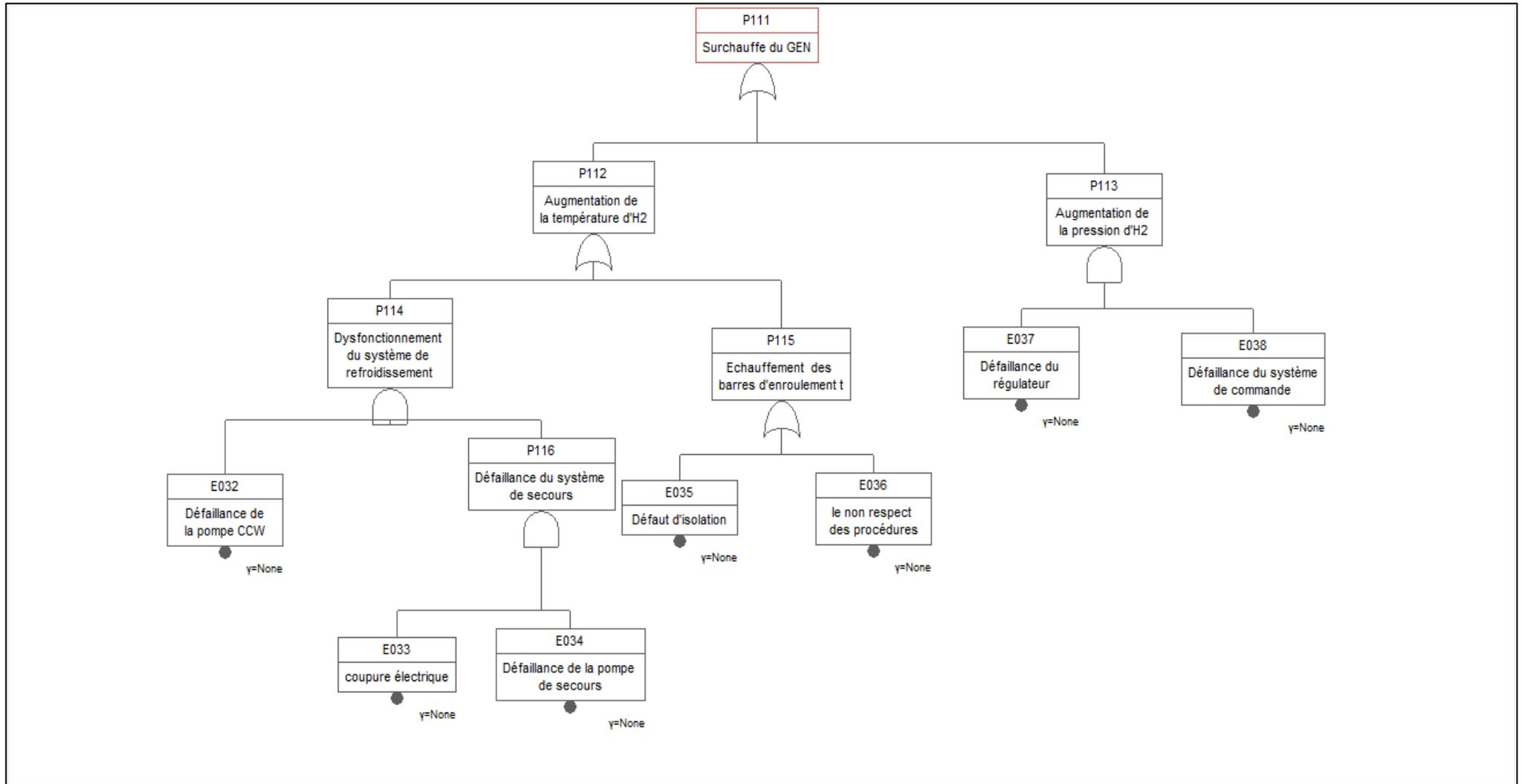


Figure 28 Arbre Des Défaillances de l'événement redouté "Surchauffe du GEN"

Les probabilités de défaillance des événements de base de l'ADD de la Fuite d'hydrogène sont présentées ci-après :

Tableau 10 Les probabilités de défaillance des événements de base «Fuite d'hydrogène »

Coupes minimale	Description	Probabilités	caractère
E001	Coupure électrique	1.0×10^{-6}	Générique
E002	Rupture des joints statique	1.0×10^{-1}	Brute
E003	Défaut du signale	10^{-1}	Générique
E007	Mauvais prélèvement du SOE	10^{-4}	Générique
E008	Corrosion de la vanne	3.52×10^{-5}	Générique
E009	Rupture mécanique de la vanne	10^{-2}	Brute
E010	Le non-respect des procédures	10^{-2}	Générique

5.1 Calcul de probabilité d'occurrence de la Fuite d'hydrogène

$$E001 = E004 = E005 = 1.0 \times 10^{-6} ; E002 = E003 = E006 = 10^{-1}$$

$$P008 = P009 = P010 = 1.0 \times 10^{-6} + 10^{-1} = 10^{-1} ; P005 = 10^{-1} \times 10^{-1} \times 10^{-1} = 10^{-3}$$

$$P006 = 10^{-2} + 10^{-4} = 1,001 \times 10^{-2} ; P003 = P005 + P006 = 1,001 \times 10^{-2} + 10^{-3} = 1,101 \times 10^{-2}$$

$$P004 = 10^{-2} + 10^{-2} = 2 \times 10^{-2}$$

$$P002 = P003 + P004 = 2 \times 10^{-2} + 1,101 \times 10^{-2} = \mathbf{3,101 \times 10^{-2}}$$

$$P(\text{fuites d'hydrogène}) = P002 + P053 = \mathbf{3,101 \times 10^{-2}}$$
 (fuite interne).

✓ Fuit externe d'hydrogène

Pendant toute la période d'exploitation de la centrale, l'alternateur en question n'a jamais été ouvert et donc pour calculer la probabilité d'occurrence de la partie fuite externe nous avons pris en considération la probabilité d'occurrence de la tâche et nous avons introduit une grille de probabilité semi quantitative. « La fuite externe » est un événement très improbable donc sa probabilité est aux alentours de 10^{-5} .

On considère que P053 est négligeable devant P002.

5.2 Calcul de probabilité d'occurrence du mélange Air/H2

Les probabilités de défaillance des événements de base de l'ADD de **mélange Air/H2** sont présentés ci-dessous :

Tableau 11 Les probabilités de défaillance des événements de base «Mélange Air/ H2»

Coups minimale	Description	Probabilités	caractère
E020	Non-respect de la procédure	5×10^{-3}	Générique
E021	Manque de communication	5×10^{-3}	Générique
E022	Rupture mécanique de la vanne	1.0×10^{-2}	Brute
E023	Corrosion de la vanne mécanique	3.52×10^{-5}	Générique
E024	Défaillance du système de commande	1.0×10^{-1}	Brute
E025	Défaut de maintenance	1.0×10^{-2}	Brute

$$P087 = P092 + P091 = 5 \times 10^{-3} + 5 \times 10^{-3} + 1.0 \times 10^{-2} + 3.52 \times 10^{-5} = 2 \times 10^{-2}$$

$$P088 = E024 + E025 = 1.0 \times 10^{-2} + 1.0 \times 10^{-1} = 1,1 \times 10^{-1}$$

$$P085 = P087 \times P088 = 2 \times 10^{-2} \times 11 \times 10^{-2} = 22 \times 10^{-4}$$

$$P084 = P085 + P086 = 44 \times 10^{-4}$$

La probabilité du « mélange Air/H2 » est de 44×10^{-4} .

C'est la probabilité la plus faible des trois, donc nous allons le négliger pour le reste du travail.

5.3 Calcul de probabilité d'occurrence de Surchauffe GEN

Les probabilités de défaillance des événements de base de l'ADD de Surchauffe GEN sont présentées ci-après :

Tableau 12 Les probabilités de défaillance des événements de base «Surchauffe GEN »

Coupes minimale	Description	Probabilités	Caractère
E032	Défaillance de la pompe CCW	1.0×10^{-1}	Générique
E033	Coupure électrique	1.0×10^{-6}	Brute
E034	Défaillance de la pompe de secours	10^{-1}	Brute
E035	Défaut d'isolation	10^{-3}	Générique
E036	Le non-respect des procédures	5×10^{-3}	Générique
E037	Défaillance du régulateur	10^{-2}	Brute
E038	Défaillance du système de commande	10^{-1}	Brute

$$P116 = E033 \times E034 = 10^{-1} \times 1.0 \times 10^{-6} = 10^{-7}; P114 = P016 \times E032 = 10^{-7} \times 10^{-1} = 10^{-8}$$

$$P115 = 10^{-3} + 5 \times 10^{-3} = 6 \times 10^{-3}; P112 = P115 + P114 = 10^{-8} + 6 \times 10^{-3} = 7 \times 10^{-3}$$

$P113 = 10^{-3}; P111 = P112 + P113 = 8 \times 10^{-3}$ La probabilité de l'évènement redouté « surchauffe d'hydrogène » est de 8×10^{-3}

5.4 Interprétation des résultats obtenus par l'ADD :

La méthode Arbre Des Défaillances nous a permis de déterminer l'évènement redouté le plus probable qui est « la fuite d'hydrogène », passant par le calcul de la probabilité d'occurrence de chaque évènement redouté critique tiré de l'APR les résultats sont présentés dans le tableau :

Tableau 13 Tableau récapitulatif des résultats de la méthode ADD

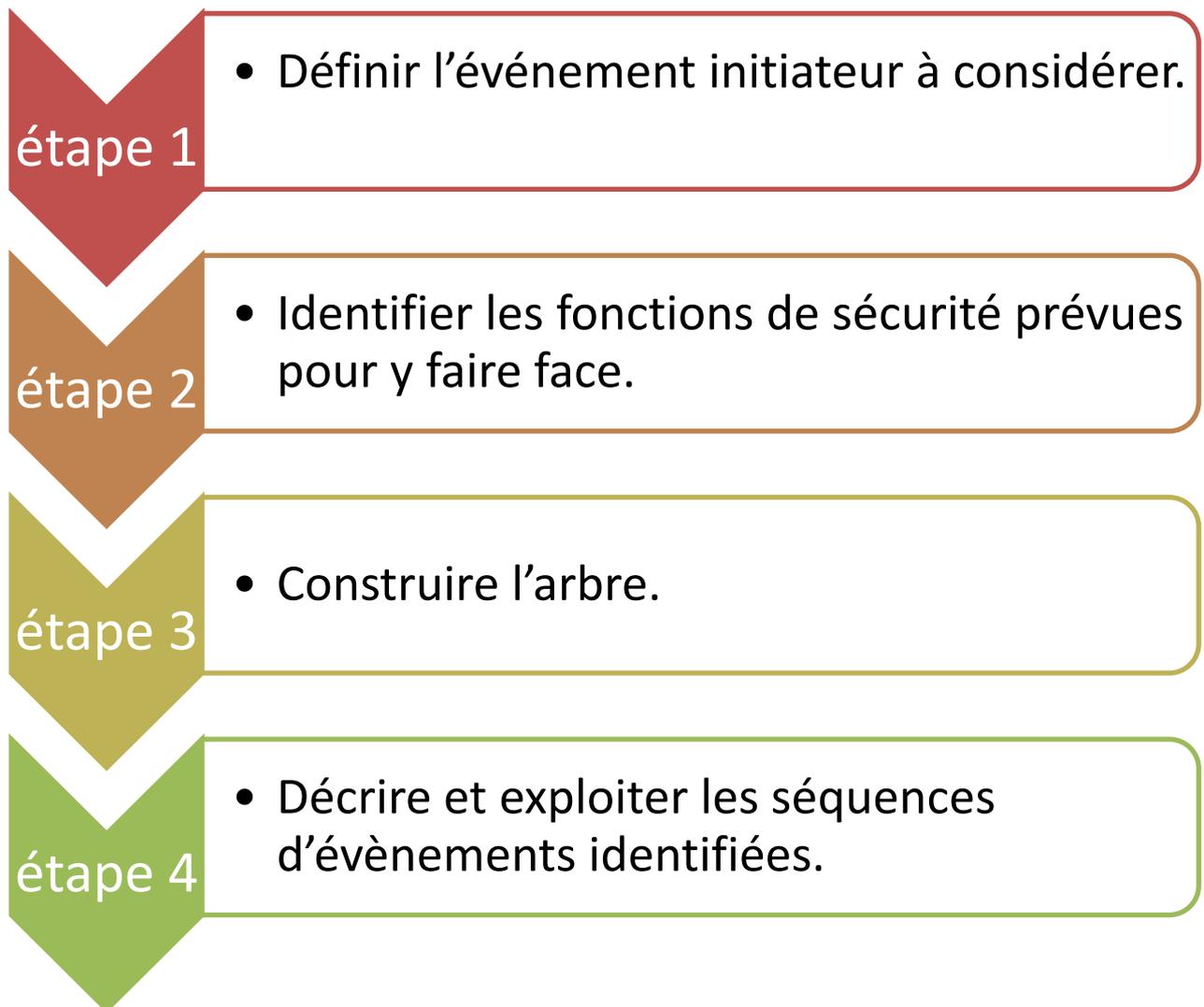
Évènement redouté	Probabilités	Interprétation
Fuite d'hydrogène	$3,101 \times 10^{-2}$	ER fuite d'hydrogène est le plus probable des trois évènements.
Surchauffe du GEN	8×10^{-3}	Pour la suite nous allons prendre les deux ERs probable en considération
Mélange Air/H2	44×10^{-4}	L'ER mélange Air/H2 va être négligé dans la suite du travail.

6. L'application de a méthode ADE

Le déroulement de la méthode analyse par arbre d'évènements est l'inverse de la méthode appliqué auparavant suppose la défaillance d'un composant ou d'une partie du système et s'attache à déterminer les évènements qui en découlent.

A partir d'un événement initiateur ou d'une défaillance, l'analyse par arbre d'évènements permet donc d'estimer la dérive du système le fonctionnement ou la défaillance des dispositifs de détection, d'alarme, de prévention, de protection ou d'intervention.

La démarche généralement retenue pour réaliser une analyse par arbre d'évènements est la suivante :



6.1 Définition des événements initiateurs à considérer :

Les événements initiateurs à considérer sont les suivants :

- **Fuite d'hydrogène**
- **Surchauffe GEN**

6.2 Identification des fonctions de sécurité et leurs probabilités de défaillances

Les fonctions de sécurité vont être représentées dans les tableaux (14 et 15)

Durant le déroulement des deux méthodes ADE et ADD nous avons remarqué que le facteur humain joue un rôle très important, il intervient donc à la fois en tant qu'événement initiateur d'accident et élément de rattrapage (ou barrière).

La caractérisation du comportement humain est un domaine complexe, et il est bien entendu réducteur de l'exprimer en tant que composant ayant une fréquence de défaillance ou en tant que barrière avec un taux de disponibilité. [20]

Les chiffres donnés ci-dessous pour la fréquence d'erreurs d'une action humaine, comme pour la disponibilité d'une tâche humaine considérée en tant que barrière, dépendent de multiples facteurs, dont :

- ✓ le niveau de formation initiale et de mise en situation de l'opérateur (qu'elle soit externe ou interne) ;
- ✓ le niveau d'urgence de la tâche ;
- ✓ la nature de l'installation (processus manuel ou automatisé) ;
- ✓ la complexité de la tâche (routinière ou non ; nombre de tâches).
- ✓ le temps de réponse disponible, s'agissant de situations complexes (certaines entreprises estiment que si le temps de réflexion disponible est inférieur à 30 minutes, il est difficile de prendre en compte l'action de l'opérateur comme constituant une barrière de prévention) ;
- ✓ la gravité de l'événement redouté ;

Pour atteindre les valeurs les plus basses citées ci-dessous, il est nécessaire de respecter certains grands principes :

- ✓ ergonomie adaptée de poste de travail ;
- ✓ formation adéquate de l'opérateur à la tâche en question ;
- ✓ temps de réponse sur sollicitation adapté à la disponibilité de l'opérateur (valeur maximale : 30 minutes).

➤ **Erreur humaine sur une tâche habituelle :**

La méthode classique d'évaluation de la fréquence de ce type de défaillance sur une tâche consiste à partir de la PFD pour une activité humaine, et multiplier par le nombre d'opération par an pour obtenir une fréquence d'occurrence. Valeurs de PFD de l'ordre de 10^{-3} à 10^{-4} par opération. [20]

Autre méthode d'évaluation : en considérant des fréquences de l'ordre de 1/an pour des travaux routiniers et entre 10^{-1} /an et 10^{-2} /an si mise en œuvre des Bonnes Pratiques de Sécurité , dans notre cas «La centrale thermique SNC_LAVALIN », il y a plusieurs documents et affiche sur les bonnes pratiques de sécurité, c'est pour cela que nous avons considéré la probabilité de l'erreur humaine 10^{-2} . [20]

- Action d'un opérateur dans une salle de contrôle qui répond à une sollicitation (par exemple à une alarme). [21]

Valeurs PFD entre 1 (lorsque le temps de réponse disponible est faible) et 10^{-2} dans ce cas nous allons faire la moyenne des deux PFD = $5,05 \cdot 10^{-1}$.

6.3 Construction de l'arbre :

La construction des arbres des événements se fait par un logiciel informatique GRIF _EVENT TREE. Le principal but de l'ADE est de calculer la probabilité d'apparition des phénomènes dangereux qui sont menés par la succession d'événements secondaires.

➤ **Fuite d'hydrogène :**

Les probabilités de défaillance des barrières de sécurité de la Fuite d'hydrogène sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 14 les probabilités de défaillance des barrières de sécurité "Fuite d'hydrogène"

Codes	Barrières de sécurité	Probabilités de défaillance	caractère
B001	Alarme	10^{-2}	Brute
B002	Procédure de purge d'urgence	$5,05 \cdot 10^{-1}$	Générique

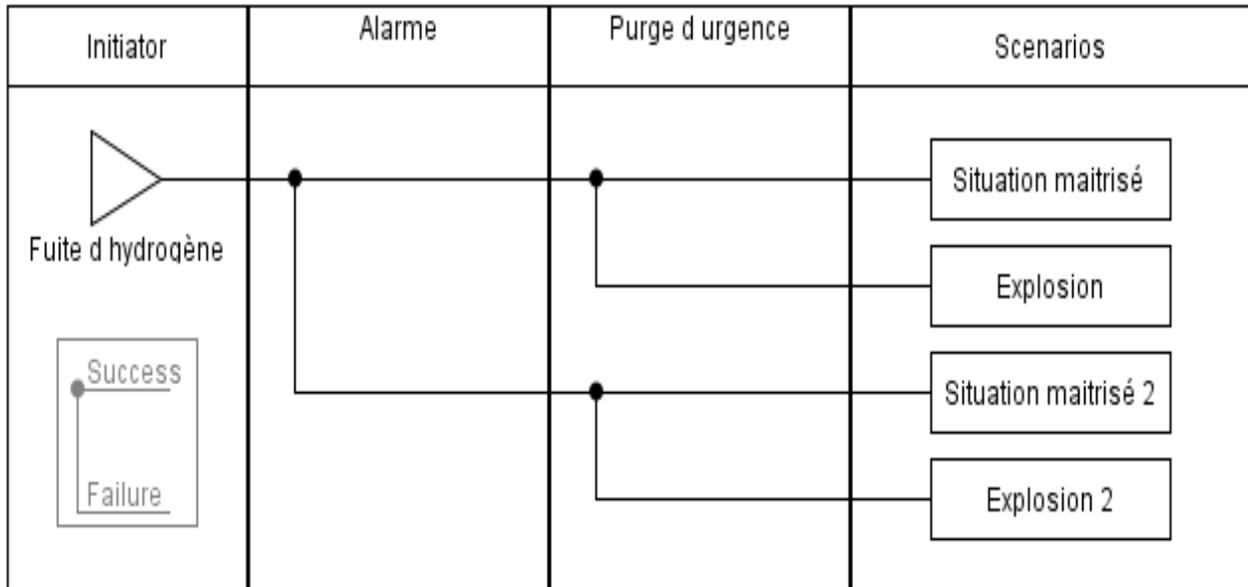


Figure 29 Arbre des Evenements de "la fuite d'hydrogène"

- ✓ Calcul de la probabilité d'apparition des phénomènes dangereux pour l'évènement " fuite d'hydrogène"

$$P(\text{Explosion}) = P(\text{fuite}) \times (1 - B001) \times (B002) = 3,101 \times 10^{-2} \times (1 - 10^{-2}) \times 5,05 \times 10^{-1} = 1,55 \times 10^{-2}$$

$$P(\text{Explosion 2}) = P(\text{fuite hydrogène}) \times B001 \times B002 = 1,57 \times 10^{-4}$$

➤ **Surchauffe GEN :**

Les probabilités de défaillance des barrières de sécurité de Surchauffe GEN sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 15 les probabilités de défaillance des barrières de sécurité " Surchauffe GEN "

Codes	Barrières de sécurité	Probabilités de défaillance	caractère
B004	Sondes RTDs	10^{-2}	Brute
B005	Event	10^{-2}	Brute
B006	Arrêt d'urgence	$7,9 \times 10^{-6}$	Brute

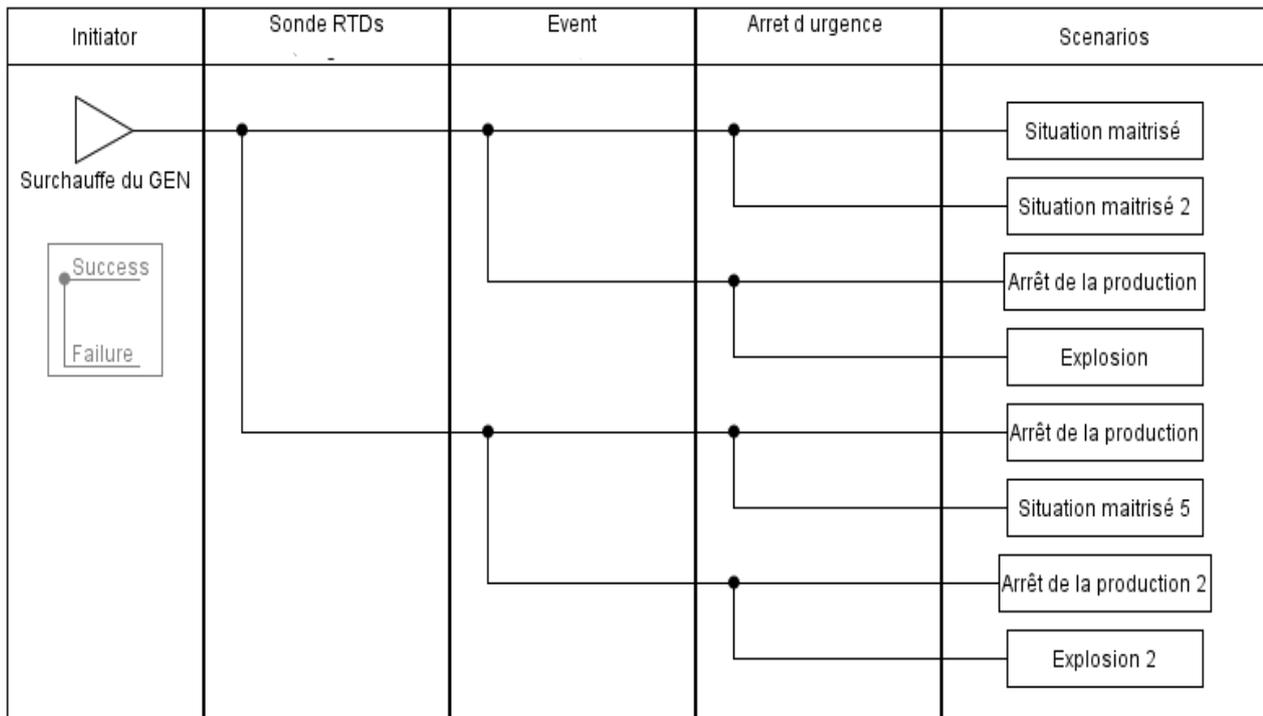


Figure 30 Arbre des Evenements de "Surchauffe GEN"

- ✓ Calcul de la probabilité d'apparition des phénomènes dangereux pour l'évènement " Surchauffe d'hydrogène"

$$P(\text{Explosion}) = P(\text{Surchauffe hydrogène}) \times (1-B004) \times B005 \times B006 = 6,26 \times 10^{-10}$$

$$P(\text{Explosion 2}) = P(\text{Surchauffe hydrogène}) \times B004 \times B005 \times B006 = 6,32 \times 10^{-12}$$

6.4 Interprétation

L'application de la méthode arbre des évènements nous a permis de déterminer les scénarios d'accident plausible pour les deux évènements redoutés « Fuite d'hydrogène » et « Surchauffe du GEN ». Pour chaque ER nous avons deux scénarios possibles d'un accident majeur.

- ✓ Les scénarios d'accident pour « Fuite d'hydrogène »
 - Scénario 1 : Explosion de l'alternateur suite à la fuite d'hydrogène et l'échec de la purge d'urgence
 - Scénario 2 : Explosion de l'alternateur suite à la fuite d'hydrogène et l'échec des deux barrières de sécurité.

✓ **Les scénarios d'accident pour « Surchauffe du GEN »**

- Scénario 3 : Explosion de l'alternateur suite à l'augmentation de sa température et l'échec de l'évènement et de l'arrêt d'urgence.
- Scénario 4 : Explosion de l'alternateur suite à l'augmentation de sa température et l'échec de toutes les barrières de sécurité mise en place.

Les probabilités de ces scénarios d'accident sont représenté dans le tableau suivant :

Tableau 16 Probabilités des scénarios d'accident

Scénarios plausible	Probabilité
Scénario 1	$1,55 \times 10^{-2}$
Scénario 2	$1,57 \times 10^{-4}$
Scénario 3	$6,26 \times 10^{-10}$
Scénario 4	$6,32 \times 10^{-12}$

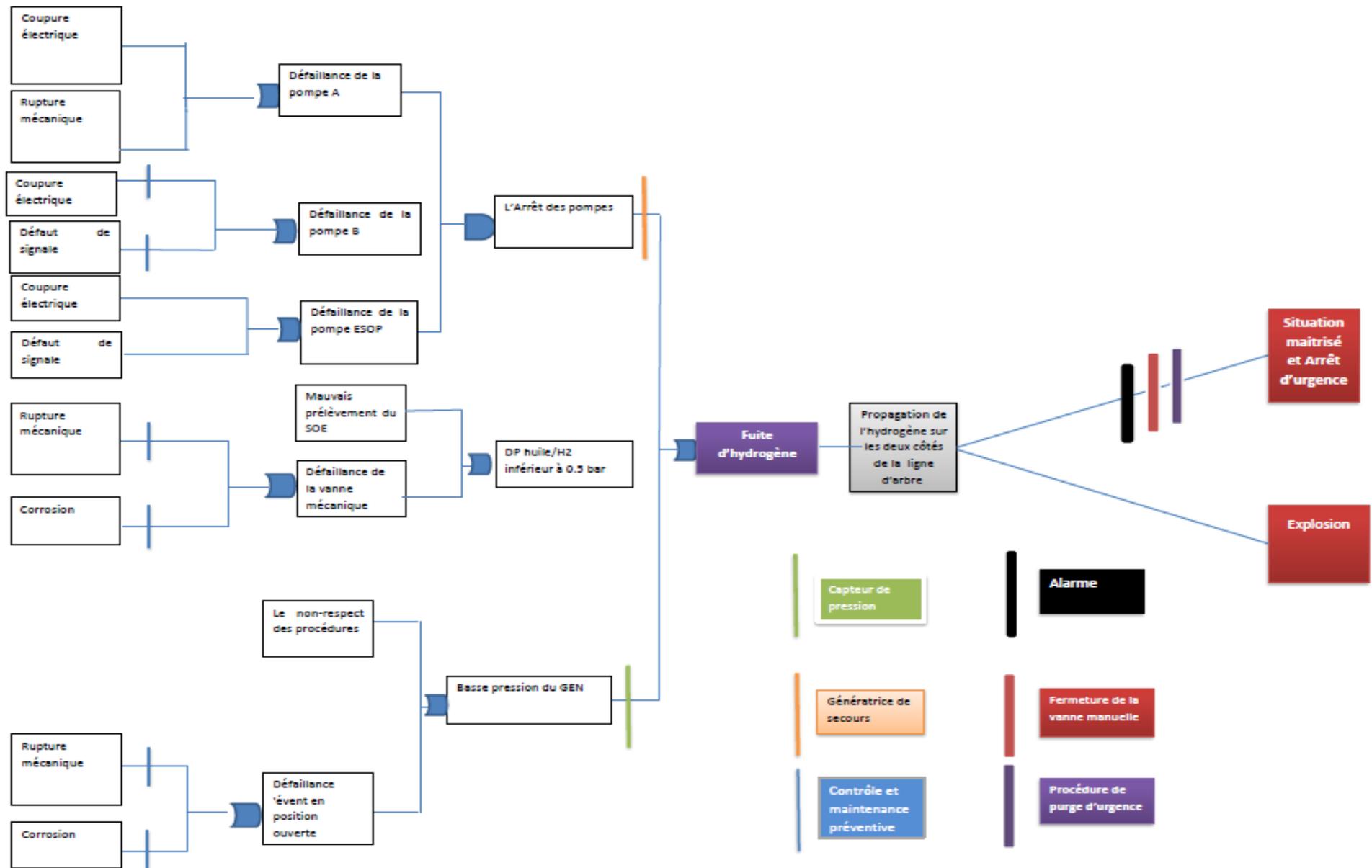
On remarque que la probabilité d'apparition des phénomènes dangereux pour l'évènement " fuite d'hydrogène" est plus importante que celle du « surchauffe du GEN ».

Le premier scénario « Explosion de l'alternateur suite à la fuite d'hydrogène et l'échec de la purge d'urgence » représente le scénario d'accident le plus probable pour l'alternateur.

Partant de cette donnée nous nous sommes intéressés dans le reste du projet uniquement au scénario 1.

7. Application méthode « nœud papillon »

Le nœud papillon est un outil qui combine l'arbre de défaillances et l'arbre d'évènements. Le point central du Nœud Papillon, appelé Evènement Redouté Central (ERC), désigne généralement une perte de confinement ou une perte d'intégrité physique. La partie gauche du Nœud Papillon s'apparente alors à un arbre des défaillances s'attachant à identifier les causes de cette perte de confinement. Dans notre cas l'ERC est la fuite d'hydrogène.



8. Application de la méthode LOPA

Dans une optique de réduction des risques, les industriels sont amenés à mettre en place différentes barrières prévues, soit pour prévenir l'apparition d'un accident (barrière de prévention), soit pour en limiter les conséquences (barrière de protection).

À ce titre, la méthode LOPA introduit le concept de « couches de protection » présenté en figure

Ce concept repose sur le principe que les moyens mis en œuvre dans le but de réduire les risques sont nombreux et diversifiés. Ces différents moyens sont prévus pour intervenir de manière graduelle dans le temps. En d'autres termes, ces différentes couches vont être « Sollicitées » tour à tour avec pour objectif de « stopper » le déroulement du scénario d'accident ou d'en réduire les effets.

Selon [22] la méthode LOPA définit huit couches de protection :

- 1) correspond à la conception de procédés et la conception des équipements qui contribuent à réduire de manière significative les risques ;
- 2) correspond à la conduite du procédé dont le but est de détecter l'apparition de dérives (augmentation du niveau dans une capacité, par exemple) afin de mettre en place des actions permettant de contrer cette dérive (régulation du débit d'alimentation de la capacité, par exemple) ;
- 3) correspond aux alarmes et interventions humaines dont le but est d'alerter de l'atteinte d'une valeur seuil, signe précurseur d'un défaut dans la conduite du procédé. Dans le cas où la conduite est gérée depuis une salle de contrôle, des actions humaines peuvent être tentées pour rétablir le procédé dans des conditions sûres ;
- 4) correspond aux systèmes instrumentés de sécurité (SIS) dont le but est de mettre le procédé dans un état sûr en cas de dépassement de valeurs seuils (par exemple, niveau haut ou très haut de sécurité) ;
- 5) correspond à des sécurités physiques dont le but est d'assurer la mise en sécurité du procédé par une action mécanique (par exemple, ouverture de soupapes d'une capacité en cas de pression interne supérieure à la pression de tarage des soupapes) ;
- 6) correspond aux protections post-décharge dont le but est de permettre de limiter des conséquences dans le cas où la survenue de l'événement redouté ne pourrait être évitée

- (par exemple, la cuvette de rétention qui a pour objectif de limiter la surface de la nappe formée à un épandage de liquide) ;
- 7) correspond aux plans d'urgence internes à un site dont le but est de déployer des moyens d'intervention et de secours en cas d'accident (par exemple, l'intervention des camions de lutte incendie propres à un site pour lutter contre un incendie) ;
 - 8) correspond aux plans d'intervention dont le but est de réduire l'exposition des cibles à un phénomène dangereux. Ces plans peuvent être déployés vis-à-vis de phénomènes dangereux dont la cinétique peut permettre d'envisager une évacuation des cibles.
-

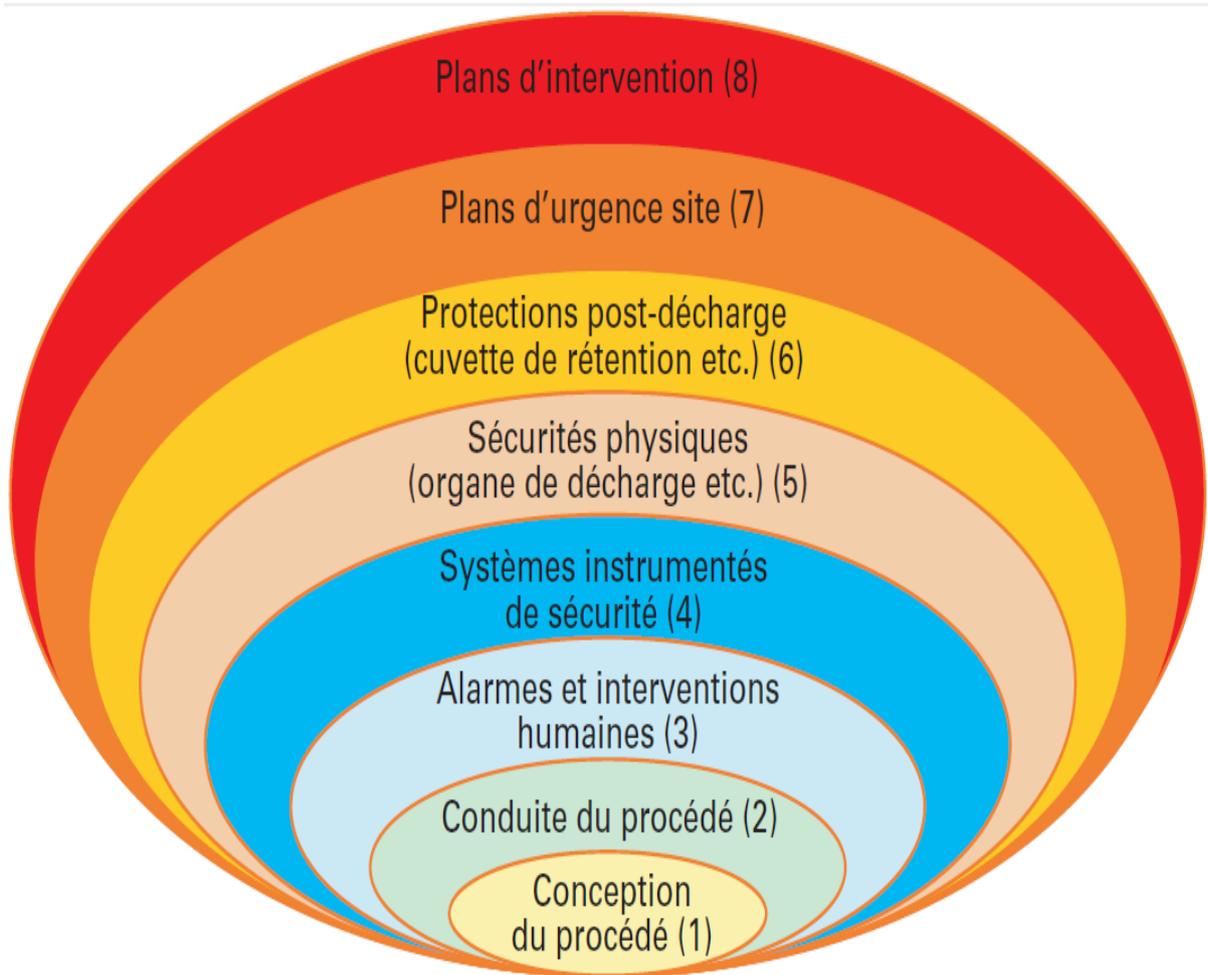


Figure 31 Différentes couches de protection suivant LOPA [22]

8.1 Fiche de synthèse de la méthode LOPA :

✓ **Le calcul de la fréquence d'occurrence résiduelle du scénario :**

Nous allons appliquer dans cette partie la méthode LOPA pour un seul scénario, tiré de la méthode ADE et qui convient à la probabilité d'apparition du phénomène dangereux la plus élevé.

Scénario 01 : Explosion du générateur suite à la fuite d'hydrogène causé par l'échec de la purge d'urgence.

En se référant aux [22], la fréquence d'occurrence du scénario peut s'évaluer comme suit :

$$F_{Scénario} = f_i \times (\prod_{j=1} PFD_j) \times P_{ignition} \dots\dots(1)$$

Pour ce scénario, les valeurs suivantes sont retenues :

- La fréquence de l'évènement initiateur (défaillance de la pompe) : $f_i = 1,0 \times 10^{-1}$
- La fréquence d'ignition : $P_{ignition} = 0,1$
- Le produit des PFD : $(\prod_{j=1} PFD_j) = (1,0 \times 10^{-2}) \times (5,05 \times 10^{-1}) = 5,05 \times 10^{-3}$

D'où : $F_{Scénario} = 0,1 \times 0,1 \times 5,05 \times 10^{-3} = 5,05 \times 10^{-5}$

Tableau 17 Fiche synthèse de la méthode LOPA

Numéro du Scénario : 01		Modèle de l'équipement : 450H		Titre du scénario : Explosion de l'alternateur suite à la fuite d'hydrogène et l'échec de la purge d'urgence.	
Date :	Description	Probabilité	Gravité		
Conséquence/Niveau de gravité	Explosion du générateur et destruction de toute la ligne d'arbre	_____	4		
Évènement initiateur	Défaillance de la pompe	$1,0 \times 10^{-1}$	_____		
Facteurs conditionnels de réalisation	Source d'ignition	$1,0 \times 10^{-1}$	_____		
Barrières de sécurité respectant les critères d'indépendances LOPA (IPL) et valeur de PFD associée	Alarme	$1,0 \times 10^{-2}$	_____		
	Procédure de purge d'urgence	$5,05 \times 10^{-1}$	_____		
Fréquence du scénario: $F_{Scénario} = 0,1 \times 0,1 \times 5,05 \times 10^{-3} = 5,05 \times 10^{-5}$					
Tolérance de risque : risque inacceptable					

En se référant aux critères d'acceptabilité de l'industrie, la fréquence cible est de 10^{-6} /an. La fréquence d'occurrence étant supérieure à la fréquence cible, il est alors possible de déterminer le facteur de réduction du risque (RRF) qui permettrait de rendre ce risque acceptable. Ce facteur se calcule comme :

$$RRF = \frac{\text{Fréquence d'occurrence calculée}}{\text{Fréquence d'occurrence cible}} = \frac{5,05 \times 10^{-5}}{1,00 \times 10^{-6}} = 50,5$$

Pour assurer ce RRF, il faut alors proposer la mise en place d'une barrière de sécurité qui soit une IPL et que la probabilité de défaillance soit donc inférieure ou égale à $1/RRF$. On en déduit alors que la PFD de l'IPL à proposer ne doit pas dépasser $1,98 \times 10^{-2}$.

Pour répondre à cet objectif, la proposition faite est donc de mettre en place un système instrumenté de sécurité SIS de niveau SIL 1 composé par :

- Vanne pneumatique + PLC + Indicateur de pression

Chapitre IV

SIMULATION DES PHÉNOMENES DANGEREUX PHAST (Process Hazard Analysis Software Tool)

Chapitre IV : SIMULATION DES PHENEMENES DANGEREUX

Nous nous proposons dans ce chapitre de procéder à une simulation par le logiciel PHAST, afin de faire ressortir les effets du phénomène dangereux retenu dans le chapitre précédent, qui est l'explosion du générateur.

Après le calcul des probabilités d'occurrences des évènements redouté. Nous avons trouvé « la fuite d'hydrogène » comme étant l'évènement le plus probable qui peut se produire dans le générateur. Cette situation critique pourrait donner lieu à plusieurs scénarios d'accident majeur tel que l'explosion.

La méthode LOPA nous a permet de calculer la probabilité du scénario No 01 (le plus probable): l'explosion du générateur qui est généralement le résultat des causes suivantes:

- ✓ Défaillance du système d'étanchéité du générateur
- ✓ Fuite de l'hydrogène suite à l'échec de la purge d'urgence.

Ceci nous a amené à effectuer une simulation des effets de surpression afin d'estimer l'étendue de cette explosion sur un périmètre bien défini.

1. Simulation de l'explosion du générateur par l'application de la méthode Trinitrotoluène (TNT)

1.1 Description du phénomène « Explosion »

C'est un phénomène de désintégration violente et instantanée, accompagné généralement de bruit et parfois d'éclats et qui est dû à la mise en œuvre d'un mélange détonant.

Le groupement français de combustion lui donne l'approche suivante :

«Libération soudaine d'énergie plus ou moins confinée, avec ou sans conséquences externes. L'explosion peut donner lieu à une onde de pression (onde de choc), à une boule de feu. Dans le cas de l'explosion chimique, le processus de libération d'énergie peut être une déflagration ou une détonation.»

Les surpressions atteintes vont dépendre à la fois des caractéristiques du mélange, mais aussi de l'environnement physique dans lequel la flamme se propage.

Les principaux paramètres qui influent sur la violence de l'explosion sont : [25]

- ✓ Les caractéristiques du mélange inflammable ;
- ✓ Les caractéristiques de la source d'allumage ;
- ✓ Les caractéristiques de la géométrie (encombrement et confinement).

1.2 Les effets des explosions

Dans la littérature [25] [26], divers seuils d'effets de surpression sur les structures et sur les hommes sont référencés.

Ces valeurs correspondent aux seuils des premiers effets observés, sauf dans le cas où le pourcentage de cibles affectées est précisé.

Tableau 18 Seuils des effets de surpression

En mbars	Effets sur les structures	Effets sur l'Homme
20	Seuil des destructions significatives des vitres.	Seuils des effets délimitant la zone des effets indirects par bris de vitre sur l'homme
50	Seuil des dégâts légers sur les structures	Seuil des effets irréversibles délimitant la «zone de dangers significatifs pour la vie humaine»
140	Seuil des dégâts graves sur les structures	Seuil des effets létaux délimitant la «zone des dangers graves pour la vie humaine »
200	Seuil des effets domino	Seuil des effets létaux significatifs délimitant la «zone des dangers très graves pour la vie humaine»
300	Seuil des dégâts très graves sur les structures	_____

1.3 Modèle de l'équivalent TNT

Il existe plusieurs modèles de calcul des effets thermique et les effets de surpressions aériennes, les plus largement répandues et implémenté dans le logiciel PHAST sont les suivants :

- ✓ Modèle de l'équivalent TNT,
- ✓ Modèle Multi- énergie ou TNO,

L'équivalent TNT d'un explosif est défini comme la masse de Trinitrotoluène (TNT) dont l'explosion provoque le même champ de surpression que l'explosion d'un kilogramme de l'explosif étudié.

La masse M_{TNT} (équivalent TNT), est calculée par la relation ci-après :

$$M_{TNT} = a \times \frac{E_{gaz}}{E_{TNT}} \dots \dots (2)$$

Tel que :

- E_{gaz} Désigne la quantité d'énergie que le combustible considéré peut libérer après combustion.
- E_{TNT} Désigne la quantité d'énergie libérée par l'explosion d'un kg de TNT soit environ 4690 kJ.
- « a » Désigne le « rendement » de l'explosion de gaz.

Elle peut aussi être écrite de la façon suivante $E_d = a \times M \times Q_r \dots (3)$

Tel que:

- E_d : Énergie disponible lors de l'explosion (kJ)
- M : Masse de produit supposée participer à l'explosion (kg)
- Q_r : Énergie de combustion délivrée par Kg de gaz (kJ/kg)
- a : Rendement total d'explosion

Le rendement « a » possède différentes significations selon ce que représente exactement l'énergie E_{gaz} .

En effet, E_{gaz} peut représenter l'énergie de combustion de :

- ✓ La totalité de la masse de combustible rejetée accidentellement (sachant qu'une partie seulement de cette masse sera dans les limites d'explosibilité) ;
- ✓ Ou de la masse de combustible mélangée avec l'air en proportions explosibles.

Dans le premier cas, le rendement « a » est à considérer comme « global », dans le sens où il qualifie à la fois le rendement ou l'efficacité :

- Du rejet et de sa dispersion pour former un mélange explosible ;
- Et de la propagation des flammes pour engendrer des ondes de surpression d'amplitude plus ou moins importante ;

Dans le second cas, « a » représente un rendement qui qualifie la capacité des flammes à engendrer des surpressions. Il ne s'agit donc, dans ce cas, que d'un rendement « d'explosion ».

1.4 Application et calcul des effets de l'explosion par PHAST

1.4.1 Présentation du logiciel de simulation PHAST

PHAST est un logiciel qui a été développé et mise à jour par DNV (Det Norske Veritas) pour évaluer les conséquences des fuites de gaz, des incendies, des explosions, de la toxicité et des autres dangers technologiques liés à diverses industries.

Ce logiciel permet de simuler l'évolution d'un rejet accidentel d'un produit toxique et/ou inflammable, depuis la fuite initiale jusqu'à la dispersion atmosphérique en champ lointain.

1.4.2 Calcul de la masse de l'hydrogène

L'hydrogène est utilisé pour le refroidissement des alternateurs. L'hydrogène, sous forme gazeuse, est produit sur place et stocké dans des cylindres d'une capacité individuelle de 50 litres (environ 0,75 kg par cylindre) à une pression de 200 bars. Au maximum, 216 cylindres sont présents à la centrale.

L'hydrogène est inodore, incolore, non toxique, mais très explosible (limites d'explosivité entre 4 % et 75 %). Etant donné sa très faible densité (densité relative de 0,069), l'hydrogène tend à monter rapidement dans l'atmosphère en cas de fuite.

L'alternateur de la centrale nécessite 30×2 cylindres pour son remplissage, sachant que la masse de l'hydrogène dans chaque cylindre est environ 0,75 kg donc :

$$M_{H_2} = 30 \times 2 \times 0,75 = 45 \text{ kg}$$

1.4.3 Application sur le logiciel PHAST

Nous avons collecté les données utiles pour l'application du modèle TNT sur le logiciel PHAST. Ces données sont dans le tableau suivant :

Tableau 19 Données utilisé pour le logiciel PHAST

Combustible	Hydrogène
Quantité du combustible	45 kg
Classe climatique	5/D
Vitesse du vent	11m/s
Distance maximale	110 m
Distance minimale	1 m
Le pas	5 m
Le rendement	10% (Valeur attribuée aux hydrocarbures Et au gaz inflammable)

Les valeurs de surpression en fonction des distances sont représentées dans le tableau 20 :

Tableau 20 Valeurs de surpression en fonction de la distance

Surpression (bar)	1.00	1.00	1.00	0.42	0.29	0.22	0.07	0.06	0.03	0.02
Distance (m)	1	5.95	10.91	20.8	25.79	30.75	60.5	70,41	115.04	120

La courbe de variation de la surpression en fonction de la distance est présentée dans la figure suivante :

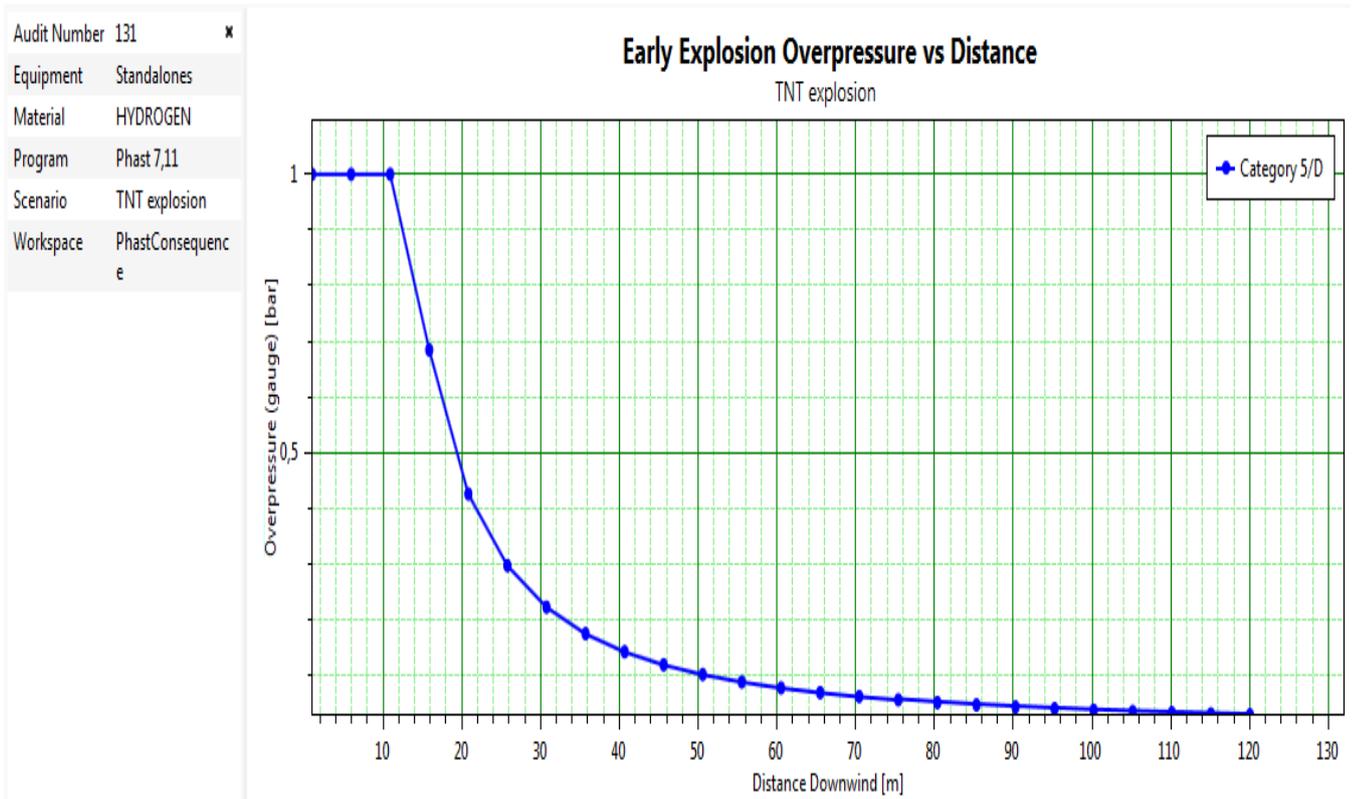


Figure 32 La variation de la surpression en fonction de la distance

Le logiciel PHAST nous à donner les valeurs de surpression références avec leurs distances représenté dans le tableau 21 :

Tableau 21 Valeurs des distances pour les seuils de surpression de référence

Valeurs de référence	Distance des effets de surpression
20	120 m
50	75,06 m
144	40,5 m
200	33,09 m
300	25,63 m

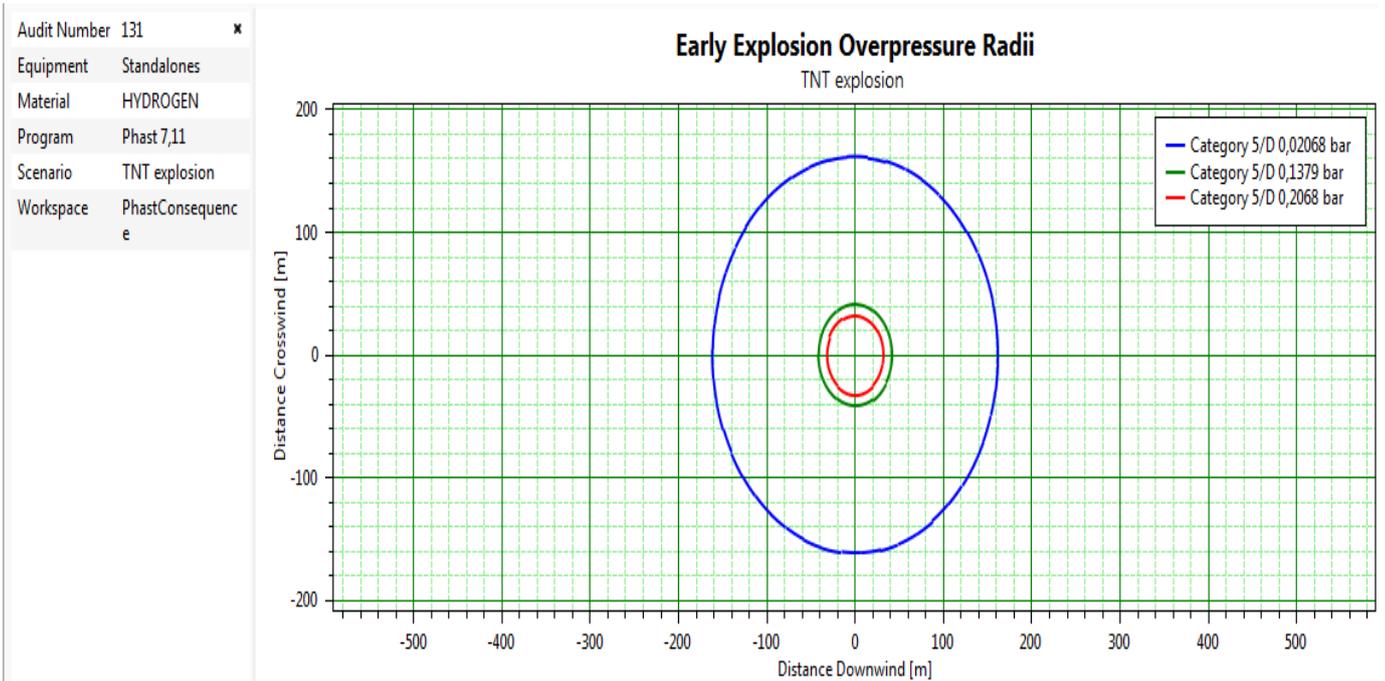


Figure 33 Propagation du nuage radial et vertical

Les périmètres correspondant aux trois seuils de surpression critiques (20, 140, 200 mbar) sont représentés dans la (figure 34).

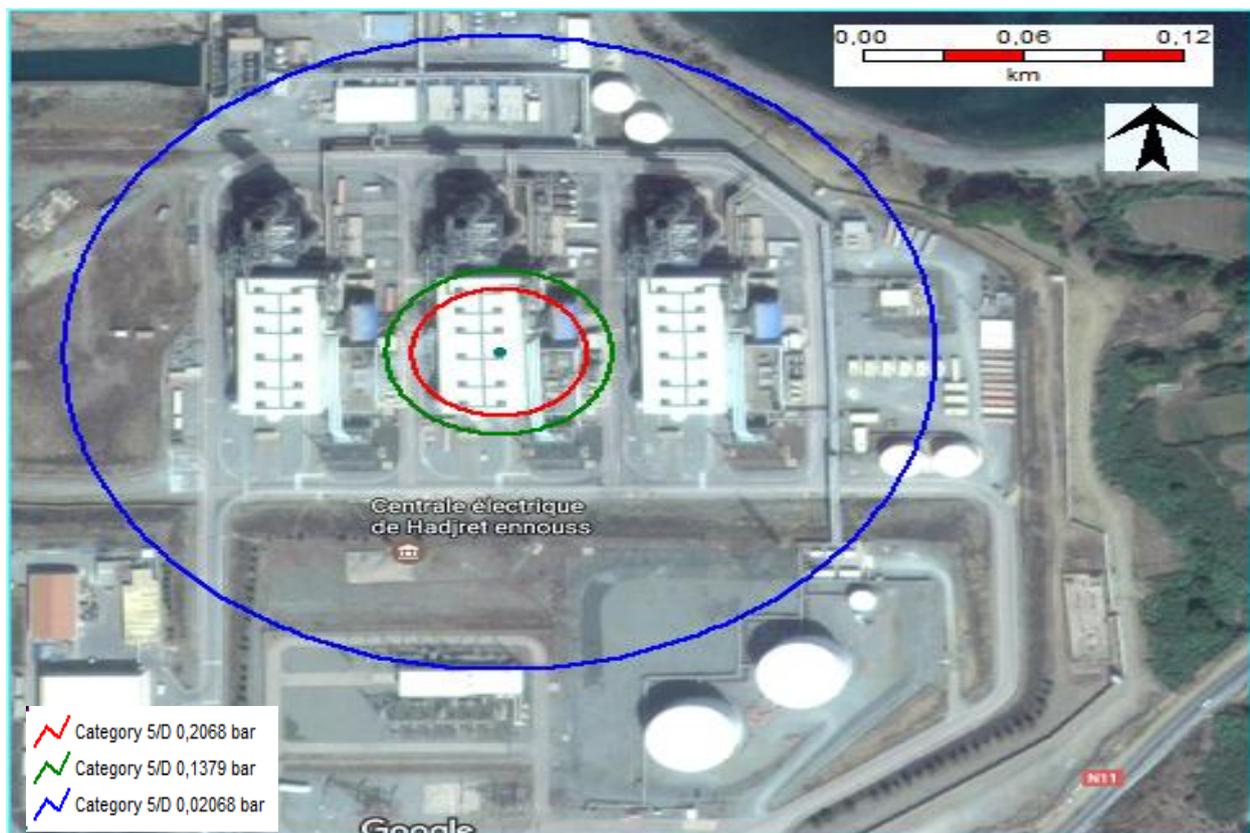


Figure 34 Cartographie des effets de la surpression du TNT

1.5 Interprétation des résultats de la simulation par PHAST

Nous avons choisi comme centre de l'explosion le générateur de la deuxième tranche pour montrer l'effet de l'explosion sur la salle de contrôle juste à côté.

Les seuils de 200 mbars et 140 mbars (Seuil des effets domino et seuil des dégâts graves sur les structures respectivement) présentent des distances de (40 et 33 m) touchant tout la ligne d'arbre avec la salle de contrôle les équipements concerné sont les suivants :

- TG turbine à gaz
- TV turbine à vapeur
- Condenseur
- Filtre d'air
- Chambre de combustion
- 17 bureaux + salle de contrôle
- Extrémité de la chaudière
- Extrémité du TP (transformateur principale)

Sachant que dans la salle de contrôle avec les bureaux il y a environ 15 personnes, donc les dégâts humains de cette explosion vont être catastrophiques car on est dans la zone des dangers très graves pour la vie humaine (selon le tableau 17 effet sur la vie humaine).

Le seuil de 50 mbars qui est le seuil des dégâts légers sur les structures n'est pas représenté par le logiciel PHAST.

Le seuil de 20 mbars touche une grande partie de la centrale environ 45 000 m² du site de production de la société SNC_LAVALIN. Dans ce rayon, les parties vitrées seront détruites.

2. Propositions de mesures d'amélioration

Nous avons conclu dans la partie précédente sur la base des calculs de probabilité des scénarios, (application de la méthode LOPA) que le scénario le plus probable est :

« L'explosion de l'alternateur suite à la fuite d'hydrogène et l'échec de la purge d'urgence ».

Nous avons aussi remarqué que la défaillance de la barrière de sécurité « purge d'urgence » va nous amener directement à l'explosion de l'alternateur, c'est pour cette raison que nous allons proposer des mesures pour améliorer cette procédure.

Sachant que la purge d'urgence est une procédure basée sur une intervention humaine, et qui a comme but de remplir l'alternateur par le CO₂ pour empêcher l'aggravation de la fuite d'hydrogène, donc les étapes opératoires pour faire la purge d'urgence sont : [27]

- ✓ Mettre le panneau de contrôle en mode **CO₂ in H₂%**, (étape facultative qui peut être omise si le contexte l'exige)
- ✓ Fermer la vanne d'alimentation d'hydrogène de l'alternateur, volant noir **A**.
- ✓ Ouvrir l'évent de purge de l'alternateur **B** HV-2954.
- ✓ Attester de la baisse de pression de l'alternateur sur **2** PI-2950, elle devrait être de 50 psi (3,50 bar).
- ✓ Vérifier que les événements et les drains des tubulures d'alimentation de CO₂ sont fermés.
- ✓ Une fois ces quatre étapes faites, disposer le système de CO₂ pour la purge de l'alternateur. **Le système CO₂ doit être opérationnel avant d'atteindre la pression de 1 bar à l'intérieur de l'alternateur**, sinon il y a risque de fuite d'huile à l'intérieur de l'alternateur ou pire, une fuite d'hydrogène, ce qui pourrait s'avérer fort dangereux.
- ✓ A l'intérieur du bâtiment, ouvrir la vanne d'alimentation de CO₂ **D** HV-2946 de l'alternateur, vérifier la présence de pression au manomètre **4** PI-2944.
- ✓ Une fois que la présence du CO₂ est assurée, vérifier la pression existant à l'intérieur du générateur, maintenir une pression minimale de 5 bar pour les raisons mentionnées plus haut.
- ✓ Une fois l'alternateur sécurisé, fermé la sortie principale d'hydrogène au niveau des bouteilles **L1 et L2** de la tranche concernée.

Recommandations particulières :

Il est préférable d'arroser avec de l'eau la tubulure d'alimentation de CO₂ après la détente du gaz pour prévenir la formation de glace qui pourrait obstruer le passage du gaz dans la tuyauterie.

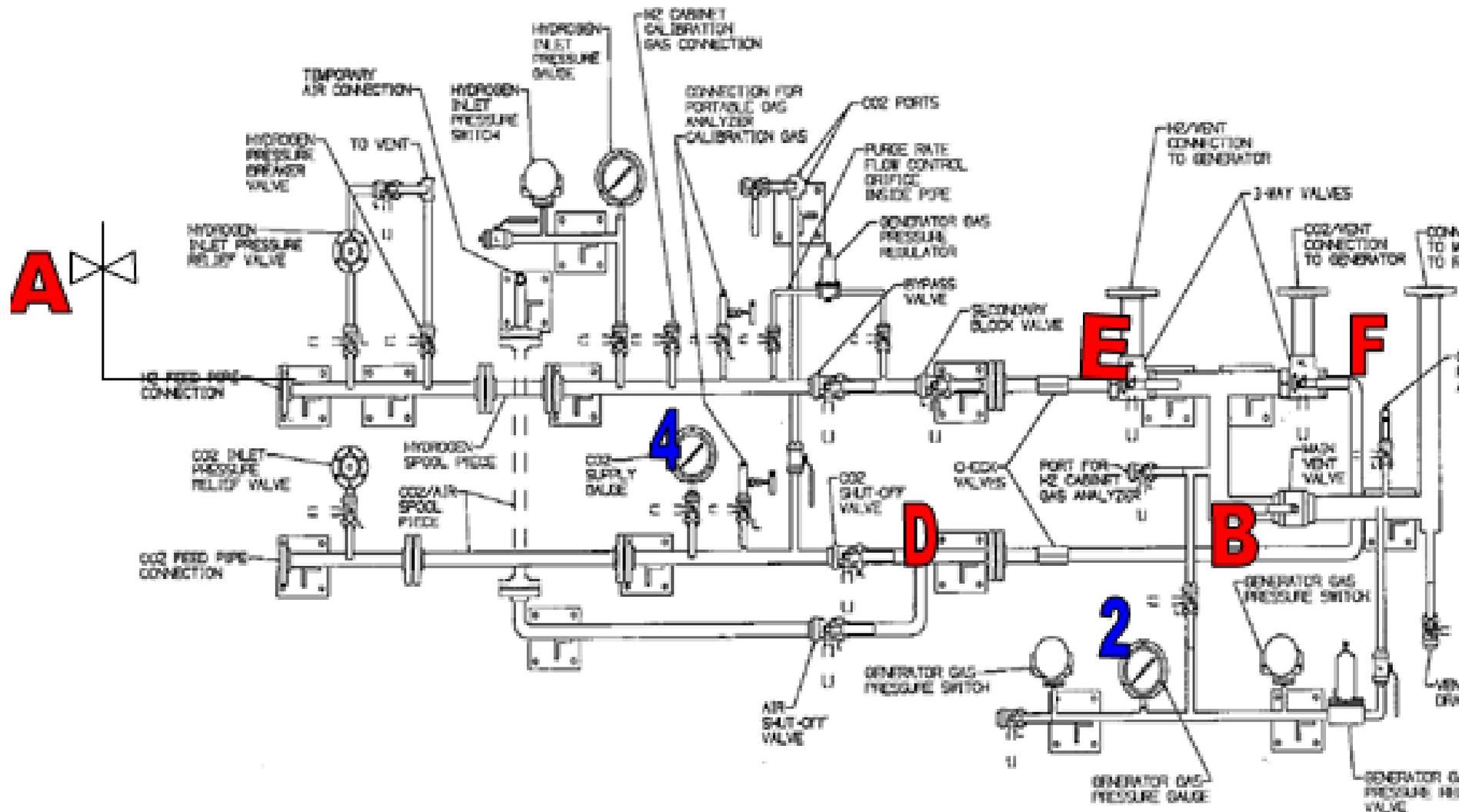


Figure 35 Vannes de contrôle du sous-système d'alimentation H₂/Air/CO₂ [27]

L'opérateur doit faire le suivi de la pression d'alimentation du CO₂, de façon à mettre d'autres bouteilles de CO₂ en service le moment opportun, 10 bouteilles devraient suffire à sécuriser complètement l'alternateur.

Cette étape est la plus importante dans la procédure de purge d'urgence. Elle contient deux principales contraintes qui sont ;

- La difficulté d'ouvrir les 10 vannes des bouteilles de CO₂ et la durée du temps pour le faire.
- La contrainte du temps d'intervention (cette procédure doit être faite le plus vite possible pour minimiser les fuites d'hydrogène)

C'est pour cette raison que nous allons proposer deux mesures de sécurité pour éliminer les contraintes de la procédure de purge d'urgence, et améliorer cette dernière.

2.1 Remplacement des bouteilles du CO₂ par un réservoir

Nous nous proposons pour la première contrainte de remplacer les bouteilles du CO₂ par un réservoir de volume équivalent équipé par un compresseur de liquéfaction (Le CO₂ au site est à -30 C pour une pression de 20 bar).

2.2 Proposition d'un système instrumenté de sécurité (SIS)

Et afin de réduire le temps d'intervention de cette procédure nous proposons un SIS qui est constitué d'un capteur de pression et une électrovanne pour alimenter l'alternateur au CO₂, cette dernière se déclenche à une pression d'alternateur de 0,7 bar.

Les systèmes instrumentés de sécurité sont des combinaisons de capteurs, d'unité de traitement et d'actionneurs (équipements de sécurité) ayant pour objectif de remplir une fonction de sécurité.

Une fonction instrumentée de sécurité (SIF) est une fonction réalisée par un SIS. Cette fonction est prévue pour assurer ou maintenir un état de sécurité de l'équipement à protéger par rapport à un événement dangereux spécifique.

Un SIS peut avoir une ou plusieurs (SIF). Pour une situation donnée, plusieurs fonctions de sécurité peuvent conduire à la réduction de la fréquence d'occurrence du danger. [23]

L'architecture fonctionnelle d'un SIS est un ensemble de SIF qui comprend trois fonctionnalités de base, la détection (ou la mesure), le traitement (ou la décision) et l'actionnement.

2.2.1 Architecture du Système Instrumenté de Sécurité proposé pour la purge d'urgence

Nous avons proposé comme mesure d'amélioration un Système Instrumenté de Sécurité (SIS) pour faciliter et sécuriser la tâche de la purge d'urgence. Les composantes caractérisant notre SIS sont définies comme suit :

Capteur et transmetteur de pression : Ce capteur est utilisé pour mesurer la pression à l'intérieur de l'alternateur à tout instant (t) et transmettre le signal à l'unité logique. Le signal sera traité par la suite au niveau de l'unité logique (PLC).

Unité logique ou Programme Logique de Contrôle (PLC) : Affiche la pression de l'alternateur à chaque instant (t) sur le tableau de commande.

PLC compare la pression mesurée avec une pression seuil (1 bar), si la pression mesurée est inférieure à 1 bar l'unité logique envoie un signal électrique pour l'ouverture de l'électrovanne.

L'actionneur : Dans notre SIS c'est une électrovanne qui a pour rôle d'alimenter l'alternateur en CO₂ et arrêter la fuite de l'hydrogène. La figure 36 représente l'emplacement des composantes du SIS dans le système :

Le fonctionnement du SIS proposé :

La mesure de la pression de l'alternateur se fait d'une façon continue, lorsque la valeur de la pression atteint une valeur inférieure ou égale à 1 bar, l'unité logique PLC donne un signal à l'électrovanne pour s'ouvrir. La fermeture de l'électrovanne se fait par une vanne manuelle après l'intervention de l'opérateur.

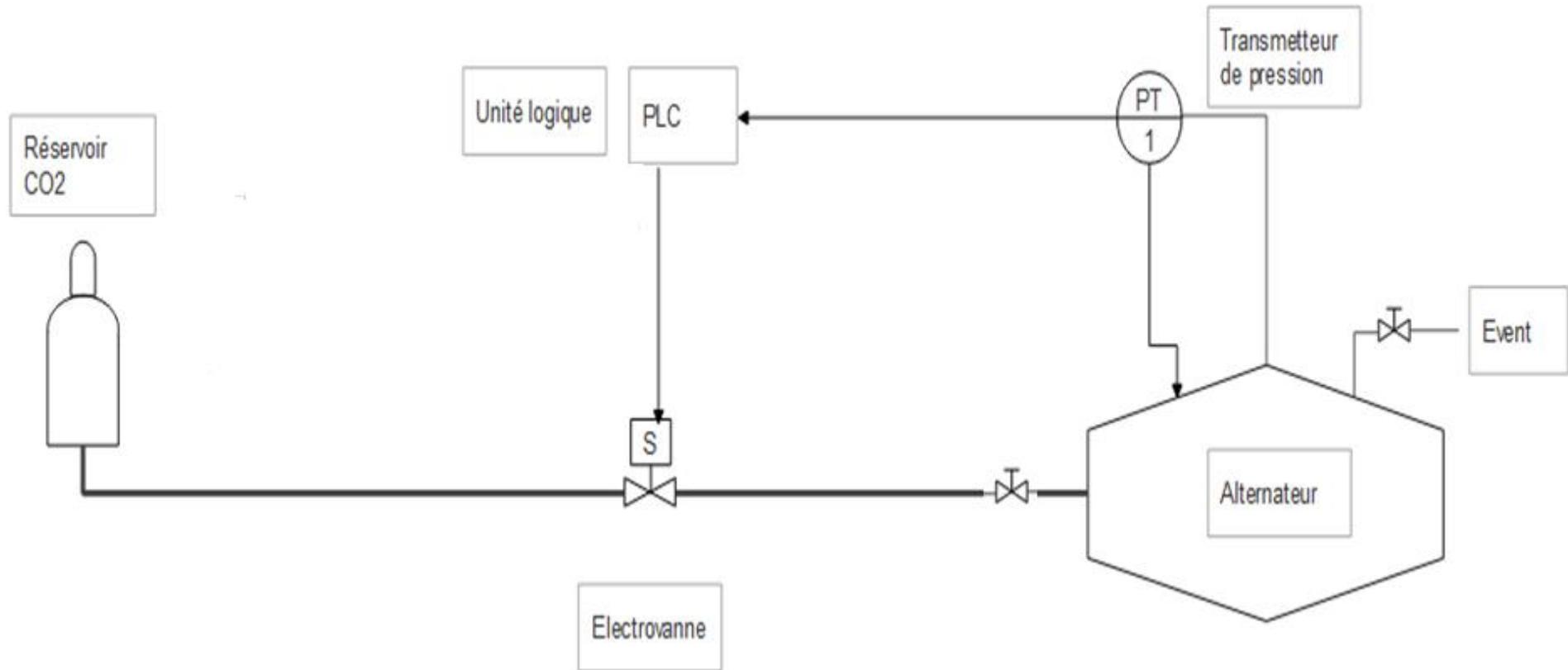


Figure 36 Schéma du SIS proposé pour le système alternateur

2.2.2 Calcul du niveau d'intégrité de sécurité (SIL) du SIS proposée avec le logiciel GRIF (GRaphiques Interactifs pour la Fiabilité)

✓ Description du logiciel GRIF « SIL »

GRIF est un logiciel d'analyse des systèmes qui permet de déterminer les indicateurs fondamentaux de la sûreté de fonctionnement. Développée au sein de l'entreprise Total, GRIF bénéficie de plus de 25 ans de Recherche et Développement.

Le module que nous avons utilisé du logiciel GRIF est un module permettant de faire des calculs de PFD. Nous nous intéresserons au traitement des fonctions instrumentées de sécurité (Safety Instrumented Function ou SIF) sur les installations à process continu (fonctionnement des sécurités en mode "sollicitation "). [24]

✓ L'architecture du SIS donnée par logiciel GRIF

La première étape que nous avons fait pour le calcul du niveau SIL est de donner au logiciel GRIF l'architecture du SIS que nous avons proposé, ensuite nous choisissons les types et le nombre de composants qui constitue notre SIS. Cela pour avoir un résultat (calcul SIL, PFDavg) cohérent avec ce que nous voulons proposer.

Ce logiciel permet de nous confirmer si l'architecture du SIS que nous avons proposée répond aux exigences de sécurité de notre système.

Après avoir suivi les deux étapes précédente qui sont le choix de l'architecture et de composante de notre SIS. Le logiciel GRIF nous a affiché l'architecture du SIS proposé qui est représentée dans la figure 37.

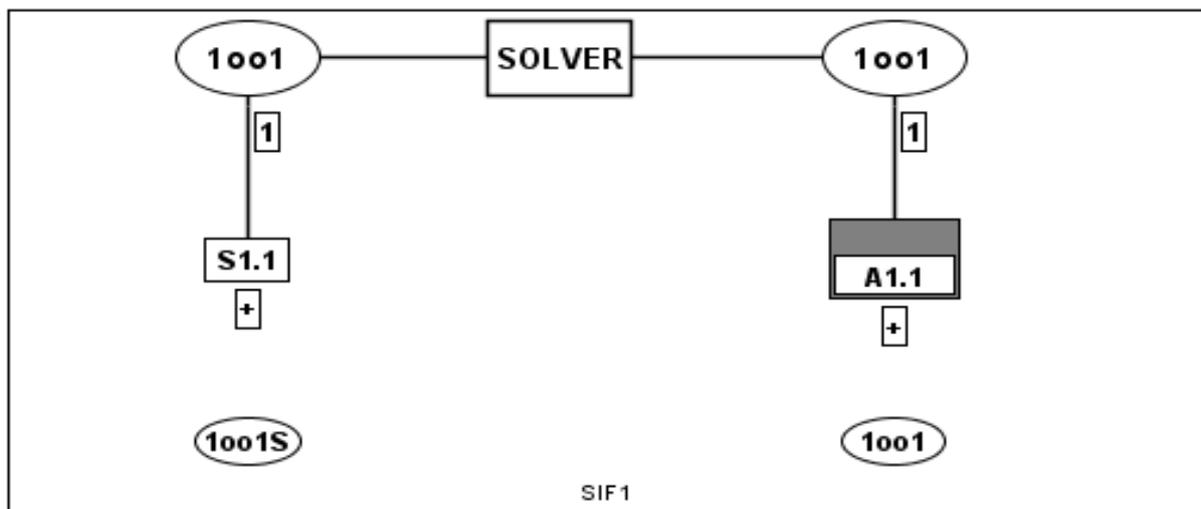


Figure 37 L'architecture du SIS proposé par le logiciel GRIF

✓ **Résultat du calcul SIL donné par le logiciel GRIF**

Le tableau 21 nous donne les résultats obtenu du SIL pour chaque composantes de notre SIS avec le résultat final :

Tableau 22 Résultat des SIL par GRIF

	PFD avg	SIL calculé	Contribution %
Partie capteur	3.00 E-3	2	22.30 %
Partie PLC	5.00 E-4	3	3.72 %
Partie actionneur	9.95 E-3	2	73.98 %
SIS proposé	1.34 E-2	1	100 %

Le logiciel GRIF nous a calculé la valeur du niveau d'intégrité de sécurité de notre système instrumenté de sécurité avec chaque composante. Le rapport du GRIF est donné par la figure 38 :

The screenshot shows the GRIF software interface with the following sections:

- Configuration des composants**: Includes tabs for 'Rapport' and 'Paramètres'.
- Configuration de l'architecture**: Includes tabs for 'Descriptif', 'Résultat SIL', and 'Spurious-trip'.
- Pour la SIF (capteurs + solveur + actionneurs)**:
 - Mode de sollicitation: Sollicitation rare (PFD)
 - Valeur SIL requis: 1
 - Valeur RRF requis: 10
- Valeur max SIL atteignable due aux contraintes architecturales - IEC 61511 (Ed2 201...)**:
 - Capteurs: 2, HFT: 0
 - Actionneurs: 2, HFT: 0
- Calculs**:
 - Durée d'exploitation (années): 30
 - PFD Avg: 1.3398E-2
 - SIL calculé: 1
 - RRF calculé: 74
- Résultats**:
 - Valeur SIL réalisé: 1
 - Conclusion du SIL pour la SIF: Conforme
 - Remarque, Commentaire, and Action à effectuer: empty text boxes.
- Synthèse**:

	PFD Avg	RRF	SIL Calculé	Contribution (%)
Partie Capteur(s)	3.00E-3	333.55	2	22.30%
Partie Solveur	5.00E-4	2000.00	3	3.72%
Partie Actionne...	9.95E-3	100.54	2	73.98%
SIF	1.34E-2	74.64	1	100%

Figure 38 Rapport du logiciel GRIF

Le rapport du logiciel nous a donné la valeur du SIL =1 de notre SIS (composé de capteur de pression, unité logique et actionneur) ; cette valeur montre que notre système instrumenté de sécurité est efficace, il permet de réduire le risque jusqu'à la zone acceptable.

3. Analyse coûts-bénéfices (CBA) :

La proposition de mesure de réduction de risque représente des dépenses pour l'entreprise qui doivent être justifiées par une analyse coûts-bénéfices (CBA, Cost Benefit Analysis). De telles mesures peuvent être considérées comme raisonnablement envisageables, si coûts/bénéfices < FD, où FD est le 'facteur de disproportion'. [21]

Remarque : Une analyse CBA seule ne peut pas justifier des risques intolérables.

À partir de l'enquête de 1987 concernant la centrale de Sizewell B, les FD suivants ont été employés : [21]

- ✓ Pour des risques faibles concernant le public, un facteur 2 ;
- ✓ Un facteur jusqu'à 3 (à savoir, des coûts trois fois plus élevés que le bénéfice) appliqués aux risques concernant les ouvriers ;
- ✓ Un facteur 10 pour les risques élevés.

Dans notre cas nous avons l'explosion de l'alternateur qui a été considéré comme un risque élevé (dans la zone intolérable), donc notre « facteur de disproportion » est FD = 10.

Le tableau 23 présente certains indicateurs financiers utilisables.

Tableau 23 Compensations types octroyées par des tribunaux

Décès		1 336 800 € (multiplié par 2 pour un cancer)
Blessure	Blessure entraînant une invalidité permanente.	207 200 €
	Grave. Certaines restrictions pour les activités professionnelles et/ou les loisirs pendant plusieurs semaines/mois.	20 500 €
	Blessure légère de type coupures mineures avec rétablissement rapide et complet.	300 €
Maladie	Maladie entraînant une invalidité permanente. Comme pour les blessures.	193 100 €
	Autres cas de maladie. Plus d'une semaine d'absence. Pas de conséquences permanentes pour la santé.	2300 € + 180 € par jour d'absence

D'après le logiciel PHAST la salle de contrôle est dans la zone des dangers très graves pour la vie humaine (selon le tableau 15 effet sur la vie humaine), donc pourrait aboutir au décès des 15 employé qui sont dedans.

La fréquence de survenance de cette explosion est, après analyse des risques par la méthode LOPA égale à $5,05 \times 10^{-5}$ par an, la durée de vie estimée de l'usine est de 30 ans.

Si le risque d'explosion devait être éliminé, les bénéfices pourraient être évalués comme suit :

$$15 \times 1\,336\,800 \text{ €} \times 5,05 \times 10^{-5} \times 30 \text{ ans} = 30378,78 \text{ €}$$

Pour qu'une mesure soit considérée comme raisonnablement envisageable, le coût doit présenter une disproportion grossière par rapport au bénéfice.

Dans notre cas, le système instrumenté de sécurité que nous avons proposé coutera au alentour de 3000 € donc la valeur coûts/bénéfices= $3000/30378,78 = 0,098$ qui est une valeur inférieur à $FD=10$, ce qui nous justifier les dépense pour la réduction du risque d'explosion.

CONCLUSION

Le travail effectué pour l'évaluation de la performance des différentes barrières de sécurité liée à l'alternateur, au niveau de la centrale thermique à cycle combiné SNC-LAVALIN, nous a conduits au déploiement d'une démarche d'analyse des risques, et à la proposition de mesures correctives pour leur maîtrise.

Dans le cadre de ce projet nous avons identifié l'équipement à haut risque présent dans la centrale à partir des statistiques d'accidents survenus tirées des bases de données ARIA, MARS, CIRC.

Nous avons procédé à une décomposition fonctionnelle et une première analyse des risques à l'aide de la méthode APR, appliquée au système alternateur pour déterminer l'ensemble des risques qui peut engendrer. Ceci nous a permis d'aboutir aux résultats suivants :

- Plus de la moitié des risques (soit 54%) se trouvent dans la catégorie des risques acceptables, ceci est dû aux mesures de préventions et aux mesures de protection mise en place.
- Les risques tolérables occupent 40% des risques recensés, ceci est lié à la complexité des équipements et aussi à la nature des produits.
- les risques inacceptables sont de 6%, et nécessitent des actions de maîtrise.

Afin de compléter notre analyse, une étude ADD et ADE a été réalisée pour la détermination des causes et conséquences approfondie des trois ENS critique tiré de l'APR :

- Mélange Air/H₂
- Surchauffe du GEN
- Fuite d'hydrogène

Le calcul des probabilités d'apparition pour chaque ENS a montré le résultat suivant : pour le mélange Air/H₂ la probabilité d'apparition est la plus faible ($4,4 \times 10^{-3}$), les autres probabilités sont de (8×10^{-3}) pour le surchauffe du GEN, et de ($3,101 \times 10^{-3}$) pour la fuite d'hydrogène. Nous avons ensuite appliqué l'AdE pour les deux ENS les plus probables afin de déterminer les quatre scénarios d'accidents et calculer la probabilité d'apparition de leurs phénomènes dangereux. Cette méthode nous a montré que la probabilité du premier scénario est de $1,55 \times 10^{-2}$.

La combinaison des deux arbres ADD et ADE a abouti à un nœud papillon permettant de schématiser le scénario le plus probable de l'alternateur.

CONCLUSION

Nous avons aussi utilisé la méthode LOPA pour l'évaluation de l'efficacité des barrières de sécurité. Ceci nous a permis de calculer la probabilité du scénario d'accident avec une autre méthode afin de déterminer le facteur de réduction du risque (RRF) qui permettrait de rendre ce risque acceptable.

La méthode LOPA nous a conduits à la conclusion suivante

La modélisation des effets du phénomène le plus probable et le plus dangereux qui est l'explosion à l'aide du logiciel PHAST afin de déterminer la zone critique qui entoure le danger.

- le scénario N 01, représente un risque inacceptable qui nécessite des mesures de préventions pour la réduction de sa probabilité.

Pour répondre à cet objectif, la proposition faite est donc de mettre en place un système instrumenté de sécurité SIS pour remplacer la procédure de la purge d'urgence. Pour cela, il a fallu :

- Calculer le SIL requis à l'aide de la méthode LOPA soit $SIL=1$.
- Proposer une architecture du SIS
- Confirmer le SIL de l'architecture proposée avec le logiciel GRIF.

L'élaboration de ce travail nous a permis, d'une part, d'approfondir nos connaissances déjà acquises durant les années de notre formation à l'École Nationale Polytechnique, et d'autre part, de nous préparer à être opérationnel dans le milieu professionnel.

Malgré les quelques difficultés rencontrées lors de l'élaboration de ce travail, tel que le manque des données sur l'état de fonctionnement du système, nous pouvons dire que ce travail est un premier pas dans l'évaluation de la performance des barrières de sécurité au sein de la centrale SNC-LAVALIN qui pourrait servir de base pour d'autres études plus approfondies dans le domaine.

Il serait souhaitable de mettre en pratique les résultats obtenus en particulier le remplacement de la procédure de purge d'urgence par le système instrumenté de sécurité et d'appliquer la solution proposée à l'ensemble des alternateurs de la centrale thermique de Hadjret En Nouss SNC-LAVALIN.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] **ARIA** (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents) site officiel <http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/>
- [2] **ARIA**, Analyse de l'accidentologie de l'hydrogène, Synthèse sur 215 cas survenus avant le 1er juillet 2007
- [3] SELLAM ISMAIL, rapport de stage, principe de fonctionnement de l'arbre unique d'une centrale à cycle combiné, Hadjret En Nouss Tipaza, Décembre 2016.
- [4] REDHA OMRI, Shariket Kahrba Hadjret En Nouss, « étude de danger centrale thermique Hadjret En Nouss » Avril 2016.
- [5] Manuelle technique GEK111321_fr « Description fonctionnelle de la turbine à gaz ».
- [6] Manuelle technique T08016-KOUDIET HRSG Rév. A « Description fonctionnelle de la chaudière de récupération »
- [7] Guide ISO/CEI 73-Vocabulaire du management du risque, 2009.
- [8] Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique Populaire, No 84, 04-20-2006.
- [9] Évaluation des performances des barrières techniques de protection pour réduire les risques majeurs Résumé, in INERIS-DRA, 2002.
- [10] BERNUCHON E. et SALVI. « Méthodes d'analyse des risques générés par une installation industrielle » Q7, INERIS — DRA -P46055-CL47569 — 2006
- [11] Cahiers de sécurité n°13: Sécurité des Installations — méthodologie de l'analyse des risques. Union des Industries Chimiques, Document Technique DT 54, Mars 1998.
- [12] NGYYEN THY L. et DIANOUS V. INERIS « Evaluation des barrières technique de sécurité » -Q10 — DRA — 08-95403-01561B
- [13] Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques /électroniques programmables relatifs à la sécurité, partie 6, IEC 61508 02, mars 2002.
- [14] IEC 61511, Functional Safety instrumented systems for the process industry, International Electrotechnical Commission, GENEVA, Switzerland, 2003.
- [15] M.MERAD, « Analyse de l'état de l'Art sur les grilles de criticité», Rapport d'étude INERIS, DRA-38, page 30-page91, 2004.
- [16] Yves, M., Arbres de défaillance, des causes et d'événement. Techniques de l'ingénieur Méthodes d'analyse des risques, 2002.

- [17] Barbiroli, G., A new method to evaluate the specific and global advantage of a technology. *Technovation*, 1990. 10(2): p. 73-93.
- [18] Rapport INERIS - Programme EAT-DRA 34 - Intégration de la dimension probabiliste dans l'analyse de risque – « Méthode de quantification probabiliste dans l'analyse de risques » n° 46036 -02996A 20/12/2006
- [19] Rapport d'étude - Programme EAT-DRA34 - Operation j – Intégration de la dimension probabiliste dans l'analyse des risques - Partie 2 n°43036 du 27/03/2006
- [20] ICSI's *Initiating event frequency working group*, les cahiers de la sécurité industrielle L'analyse de risque, « Fréquence des événements initiateurs d'accident » 2009-09
- [21] Villemeur, A. (1997). *Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels*. Direction des études et recherches d'Electricité de France. Eyrolles, 1ère édition.
- [22] CCPS – Layer of protection analysis. *Simplified Process Risk Assessment* (2001).
- [23] CEI/IEC 61508, *Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques/électroniques/électronique programmables relatifs à la sécurité- Partie 1 : Prescription générale*, Premier Edition 1998.
- [24] TOTAL, *Manuelle d'utilisation : Logiciel GRIF - MODUL SIL*, 31 janvier 2011.
- [25] INERIS *Méthodes pour l'évaluation et la prévention des risques accidentels. Le BLEVE, phénoménologie et modélisation des effets thermiques / Ω-5* (2002).
- [26] ISO/DIS 13344 "Estimation of the lethal toxic potency of fire effluents", 1996.
- [27] Yoan St-Martin, Claude F Gervais, "Exploitation et maintenance Centrale Hadjret En Nouss purge d'urgence Alternateur H2-GEK 103763

ANNEXES

Annexe A

Annexe B

Annexe A

Échelle de probabilité semi quantitative

Qualitative	Evènement possible mais extrêmes peu probable	Evènement très improbable	Evènement improbable	Evènement probable	Evènement courant
Semi-Quantitative	Cette échelle est intermédiaire entre les échelles qualitative et quantitative, et permet de tenir compte des mesures de maîtrise des risques mise en place.				
Quantitative	$10^{-6} < \mathbf{X} < 10^{-5}$	$10^{-5} < \mathbf{X} < 10^{-4}$	$10^{-4} < \mathbf{X} < 10^{-3}$	$10^{-3} < \mathbf{X} < 10^{-2}$	$10^{-2} < \mathbf{X} < 10^{-1}$

Échelle de probabilité

Échelle de probabilité	
Échelle	Traduction quantitative
4	Évènement très probable : s'est déjà produit sur le site ou de nombreuses fois sur d'autres sites.
3	Évènement probable : ne s'est jamais produit de façon rapprochée sur le site mais a été observé de façon récurrente sur d'autres sites.
2	Évènement peu probable : ne s'est jamais produit de façon rapprochée sur le site mais quelques fois sur d'autres sites.
1	Évènement improbable : ne s'est jamais produit de façon rapprochée sur le site mais très rarement sur d'autres sites.

Échelle de Gravité

Échelle de Gravité	
Échelle	Traduction quantitative
4	Effets critiques (irréversibles) : arrêt du système, détérioration irréversible de l'équipement ou atteinte de la sécurité à l'extérieur du site.
3	Effets critiques (réversibles) : arrêt du système, détérioration réversible de l'équipement.
2	Aucun effet critique : le système continue à fonctionner, détérioration limitée au composant.
1	Pas d'effets significatifs sur l'équipement.

Annexe B

S	ED	SD	ENS	Causes	Conséquences	P	G	C	Mesure de prévention	P'	Mesure de protection	G'	C'	Remarque	N° des risques
1	Enroulements statorique	Augmentation de la température à l'intérieur du GEN	Surchauffe du GEN	Défaut d'isolement électrique	*Explosion *Destruction structurelle *Arrêt total de la production	3	4	34	* Programme de maintenance préventive et Essais d'isolement *Contrôle des RTDs dans l'écran de commande	2	* Signale d'alerte dans l'écran de commande * Carcasse stator anti explosion *l'évacuation de l'hydrogène par le Co2.	3	23	Vérification précise sur l'isolement des enroulements	R1
			Carbonisation des barres d'enroulement	Mauvais isolement électrique	*Détérioration des barres d'enroulements * Arrêt total de la production	3	3	33	*Maintenance préventive *Contrôle périodique de l'isolement	1	* Signale d'alerte dans l'écran de commande *Refroidissement d'hydrogène par des échangeurs.	2	12		R2

Annexe B

			Explosion	<p>*Surchauffe de l'hydrogène</p> <p>*Dysfonctionnement du système de refroidissement de l'alternateur</p>	<p>*Destruction du générateur et des deux turbines adjacente</p> <p>*Dégât humaine (2 tranche)</p> <p>*Destruction structurelle</p>	3	4	34	<p>* Contrôle et maintenance périodique des RTDs</p> <p>* Essais d'isolement</p>	2	<p>* Système anti incendie interne</p> <p>*Carcasse stator (anti explosion)</p>	2	22	<p>*la vigilance des opérateurs sur l'écran de commande est obligatoire</p>	R3
1		Surcharge	Maximum intensité stator	<p>*Puissance débitée importante à tension réseau faible.</p>	<p>*Détérioration des barres d'enroulements</p> <p>*Arrêt total de la production</p>	3	2	32	<p>*Ramener l'intensité stator en dessous de la valeur d'alarme, en concertation avec le Centre Régional d'Exploitation du Système</p>	2	<p>*Alerte au niveau de la salle de contrôle.</p>	1	21		R4

Annexe B

1			Maximum de tension stator	<ul style="list-style-type: none"> *Défaut du système d'excitation. *Tension réseau trop haute. 	<ul style="list-style-type: none"> *Détérioration des barres d'enroulements *Arrêt de la production *vibration de la ligne d'arbre. 	3	2	32	<ul style="list-style-type: none"> *S'assurer que le régulateur et ses boucles de retour sont opérationnels. 	2	<ul style="list-style-type: none"> *Alerte au niveau de la salle de contrôle 	1	21		R5
	Ensemble du noyau - Disque	Augmentation de la température	l'échauffement de l'extrémité du rotor	<ul style="list-style-type: none"> *le courant de fuite, et ses pertes électriques associées qui ont lieu aux extrémités du noyau du stator 	<ul style="list-style-type: none"> *Détérioration des barres d'enroulements * Arrêt total de la production 	3	3	33	<ul style="list-style-type: none"> * Contrôle et maintenance périodique des sondes RTDs *L'isolement des disques. 	2	<ul style="list-style-type: none"> *Les paquets de disques se tirent vers l'arrière pour augmenter le jeu entre les disques et le rotor. 	2	21		R6

Annexe B

	Enroulement du champ	Augmentation de la température	Atteindre la température de destruction des isolants	<p>*Dysfonctionnement dans le système de refroidissement</p> <p>* le courant de fuite, et ses pertes électriques associées qui ont lieu aux extrémités du noyau du stator</p>	<p>*Destruction de l'alternateur</p> <p>* fusion, déformation du rotor</p> <p>*Déséquilibre thermique</p> <p>*Détérioration du rotor.</p>	3	3	33	<p>* Contrôle et maintenance périodique des sondes RTDs</p> <p>* Essais d'isolement</p>	2	<p>*Les paquets de disques se tirent vers l'arrière pour augmenter le jeu entre les disques et le rotor.</p>	1	21		R7
--	----------------------	--------------------------------	--	---	---	---	---	----	---	---	--	---	----	--	----

Annexe B

Rotor+ Enrouleme nt de champ	Surcharge rotor	Maximu m intensité rotor	- Défaillance du système d'excitation	*Déséquilibr e thermique *Détériorati on du rotor.	3	2	32	Maintenance préventive *Contrôle périodique	2	*Alarme dans la salle de contrôle	1	21	R8
Ventilateur du rotor	Mauvaise circulation de l'hydrogèn e à l'intérieur du générateur	l'échauff ement de l'hydrogè ne	*Dysfonctionn ement des ventilateurs du rotor	*Déséquilibr e thermique dans le générateur *Détériorati on du rotor. *Explosion	3	4	34	* Contrôle et maintenance périodique des ventilateurs + les sondes RTDs	1	*Alarme au niveau de la salle de contrôle	2	12	R9
Pompe CCW	Arrêt ou dysfonctio nnement de la pompe	*augmen tation de la températ ure dans le générate ur	*la stagnation d'eau dans les réfrigérants	*Arrêt de la production *Explosion du générateur	2	4	24	*Programme de maintenance préventive *Contrôle de la température du GEN	1	*Alarme au niveau de la salle de contrôle	2	12	R10

Annexe B

3			*Débit d'eau insuffisant	*La cavitation de la pompe	*Arrêt de la production *Explosion du générateur	3	4	34	*Programme de maintenance préventive *Contrôle de la température par l'opérateur	1	*Alarme au niveau de la salle de contrôle	2	12	*vérification hebdomadaire des bruits de pompes	R11
	Vanne d'eau d'alimentation des réfrigérants	Défaillance en position fermée.	*augmentation de la température dans le GEN	*la stagnation d'eau dans les réfrigérants	*Arrêt de la production *Explosion du générateur	3	4	34	*Programme contrôle périodique de la sûreté de fonctionnement de la vanne.	2	*Alarme indique la défaillance de la pompe	2	22		R12
	Tube de réfrigérant	Corrosion	Fuite d'eau à l'intérieur du générateur	*Revêtement inadéquat *température élevée à l'intérieur du GEN	*Déséquilibre et Arrêt de production	3	3	33	*contrôle de la conductivité d'eau dans la station d'eau	1	*Revêtement adéquat des échangeurs	2	12		R13

Annexe B

3		Fuite interne	Contact d'eau avec les bagues HV	*Fissure/perforation de la canalisation.	*électrocution indirecte de l'opérateur à coté	3	3	33	* pression du générateur supérieur à celle des tubes (5>4) *détecteur de liquide en bas du générateur	1	*Arrêter la machine pour boucher le(s) tube(s) fuyard(s) ou remplacer le réfrigérant incriminé. *Arrêt immédiat de la machine	2	12		R14
		Fuite d'eau externe à la machine	Débit d'eau de refroidissement faible	*Fissure/perforation de la canalisation avant l'arrivée au réfrigérant.	*Augmentation de la température de l'hydrogène *Explosion	4	3	43	*Suivi des débits par l'opérateur dans la salle de commande.	2	*L'arrêter immédiat du générateur pour boucher le(s) tube(s) fuyard(s) ou remplacer le réfrigérant incriminé.	2	22	*détection de fuite visuelle par l'opérateur	R15
	Filtre d'eau	Filtres encrassés	Faible pression dans les échangeurs de chaleur	* Nettoyage non conforme à la procédure de maintenance	*Surpression au niveau du filtre *Débit faible dans l'échangeur	3	3	33	* Respect des règles de sécurité et de maintenance du GEN selon le référentiel GEK 75512 (norme IEEE)	1	*Indicateur de pression avant et après le filtre	2	12		R16

Annexe B

4	Ventilateur VG1, VG2	Panne de courant auxiliaire	Arrêt des ventilateurs de renouvellement d'air	* un mauvais contact électrique. *Détérioration des fils d'alimentation électrique *Mauvais serrage des bornes.	*création d'une zone ATEX *Explosion dans la partie turbine end.	3	4	24	*Programme de maintenance préventive et contrôle périodique	1	*Alarme dans la salle de contrôle	1	13	*Vérifier l'état des fils d'alimentation. *Contrôler le serrage des bornes.	R17
	5	L'arbre	Tension continue dans l'arbre	Destruction du coussinet	*charges électrostatiques	Flux du courant d'arbre avec dommage des coussinets	3	2	32	*Mise à la terre de l'arbre	2	*Isolation des coussinets	1	21	
Tension alternée			Destruction du coussinet	*Mauvais fonctionnement du système d'excitation	dommage et destruction des coussinets	3	2	32	*Mise à la terre de l'arbre *contrôle périodique du système d'excitation	2	*Isolation des coussinets	1	21		R19

Annexe B

5	Palier	Augmentation du niveau vibratoire du palier	<p>Propagation de la vibration à tous les équipements de l'arbre [Générateur, Turbine à vapeur et turbine à gaz]</p>	<p>Balourd magnétique</p> <p>*Défaut de lignage</p> <p>*Fissurations (arbre, barre rotor)</p> <p>*Températures d'huile des paliers hétérogènes.</p> <p>* Défaut d'accouplement</p> <p>* Ecart de température avant/arrière d'un coussinet</p> <p>*Défaut de serrage chaise-palier, support.</p>	<p>*dommage et destruction des coussinets</p> <p>*Déséquilibre et Arrêt de production immédiat</p>	4	3	43	<p>*Analyse vibratoire pour identifier l'origine du phénomène.</p> <p>* Si crainte de fissuration de l'arbre : arrêt immédiat de la machine pour investigation.</p>	2	<p>* mettre la ligne d'arbre sur vireur pendant 1 heure environ pour libérer les contraintes liées à la force thermique</p>	2	22	<p>Si la vibration se propage elle peut provoquer jusqu'au sursaut de la ligne d'arbre</p>	R20

Annexe B

6	Système d'excitation	Surcharge (Maximum intensité stator)	Rupture de synchronisme	Défaillance du système d'excitation : Carte de commande. Boucle de limitation. Boucle stabilisatrice.	*Détérioration des barres d'enroulements * Arrêt total de la production	3	3	33	*Ramener l'intensité stator en dessous de la valeur d'alarme, en concertation avec le Centre Régional d'Exploitation du Système.	2	*Alarme au niveau de la salle de contrôle *Arrêt de la production	1	21		R21
		Défaut interne du système d'excitation	Rupture de synchronisme	manque excitation (défaut régulation ou ouverture du bobinage rotor).- Défaut externe (défaut réseau mal éliminé)	*Dégâts matériels * Arrêt total de la production	3	3	33	*Maintenance préventive du système d'excitation-régulation de tension, *l'inspection du rotor chaque arrêt	1	*Alarme au niveau de la salle de contrôle	2	12		R22
7	Connexions HV et câblage (19kV max)	Intervention à proximité des bagues	Echec de protection des bagues	Risque électrique de la HT *non-respect des limites de voisinage	Electrocution des intervenants	3	4	34	Signalisation appropriée installée et entretenue: Signaux de défaut d'arcs potentiels.	2	Equipement d'intervention approprié au risque de la HT	2	22	L'intervenant aux équipements électriques doit avoir une	R23

Annexe B

8	Pompes de lub/étanchéité AC	Arrêt des pompes assurant l'étanchéité de l'hydrogène et la lubrification des paliers	*pression insuffisante d'étanchéité et de graissage	*Panne courant auxiliaire *défaillance de la pompe.	*fuite d'hydrogène suivi par une explosion *Ecrasement de l'arbre	4	4	44	*Programme de maintenance préventive et contrôle périodique des pompes * déclenchement de la pompe (B)	2	*Détecteur d'hydrogène avec alarme *Arrêt total de la production *Déclenchement du ESOP et EBOP	3	23		R24
8	Pompe de soulèvement	Arrêt intempestif de la pompe de soulèvement	Arrêt du à une coupure électrique	*Panne courant auxiliaire	*écrasement avec dégât matériel catastrophique	3	3	33	*Programme de maintenance préventive et contrôle périodique des pompes * utilisation d'une autre pompe redondante	2	*déclenchement des pompes de lubrifications	2	22		R25
8	canalisation	Corrosion	Rupture partiel de la canalisation	*température d'huile élevée * mauvais revêtement de la canalisation	*Déversement d'huile *sol glissant *mauvais graissage et étanchéité d'hydrogène	3	4	34	* Contrôle et maintenance périodique des canalisations d'huile*détecteur de niveau d'huile dans le	2	*Plusieurs alarmes au niveau de la salle de contrôle *Arrêt de la production pour protéger toute la ligne d'arbre	2	22		R27

Annexe B

8	Filtre Duplex	filtres inefficaces	Présence d'impureté dans le bac à l'huile	*non-respect des règles du changement de filtre dans les travaux de maintenance	*Grippage du palier *vibration de l'arbre	4	3	43	*changement annuelle des filtres *indication de différence de pression du filtre trop élevé	2	*Arrêt de la production *Allumage du signal rouge dans l'écran de commande	2	22		R28
	Echangeurs de chaleur	Débit d'eau insuffisant dans les échangeurs	Augmentation de la température d'huile	*dysfonctionnement des pompes CCW	*Charges électrostatiques dans le palier	3	4	34	*Utilisation des Thermocouple pour suivre la température d'huile	2	*Allumage du signal rouge dans l'écran de commande	2	22		R29
		Fuite	Création d'un Mélange eau_huile	*Corrosion des tubes d'échangeur choc thermique	Ecrasement palier *grippage des coussinets *vibration de l'arbre		3	3	33	*Indicateur de pression d'eau	1	*matériaux résistant utilisé + revêtement spécifique	2	12	
	Eliminateur de gaz	Dysfonctionnement de l'extracteur	Présence de l'hydrogène dans l'huile	*Vieillessement de l'équipement * coupure électrique	*Mauvais graissage *Ecrasement de l'arbre	3	3	33	*un deuxième extracteur en redondance	2	*Détecteur vibration de l'arbre *l'Arrêt de la production	2	22		R31

Annexe B

8	Eliminateur de gaz	L'arrêt intempestif de l'extracteur	*augmentation de la pression dans le bac à huile	*coupure électrique	*Mauvaise circulation d'huile jusqu'au blocage d'huile dans le BODE	3	4	34	*un deuxième extracteur en redondance *Détecteur de liquide dans l'alternateur	2	*l'Arrêt de la production	2	22		R32
	Détecteur de niveau	Dysfonctionnement du capteur	*fuite dans la canalisation d'huile	*température élevée dans réservoir *Défaillance électrique	*Arrêt immédiat dès le premier signe t de la production	3	3	33	*Maintenance préventive et contrôle préventive des détecteurs	2	*élimination d'air par deux extracteurs	1	21	recommandations fournisseurs pour garantir la fidélité de la mesure,	R33
	Capteur de température	conditions de fonctionnement inhabituelles	Dysfonctionnement du capteur	*température élevée du réservoir du a dysfonctionnement des échangeurs de chaleur	*Arrêt de la production	3	4	34	*Maintenance préventive et contrôle préventive des capteurs	2	*l'Arrêt de la production		3	fournisseurs pour garantir la fidélité de la mesure	R34
	Vanne de contrôle de température de l'échangeur	Défaillance de la vanne	Débit insuffisant	*Rupture mécanique *vieillessement	*Augmentation de la température d'huile *Incendie dans le bac	3	4	34	*Maintenance préventif des vannes	2	*Système anti incendie *Arrêt de la tranche pour protéger les équipements	3	23		R34

Annexe B

9	interverouillage mécanique	Dysfonctionnement de l'interverouillage	*concentration élevée du CO2 dans le GEN	*mal serrage *Erreur humaine	*Etouffement des intervenants	3	3	33	*Utilisation de l'analyseur CO2 *procédures de la purge	2	*L'aération de la carcasse du GEN	1	21		R35
	GEN phase remplissage	Mélange air/H2	Présence de source d'ignition	*Erreur humaine *Défaillance de la vanne d'hydrogène en position	*Explosion	4	4	44	*Suivre les procédures de remplissage du GEN *utilisation d'une autre vanne en	3	*l'injection du CO2 pour étouffer le feu	3	33	Suivre la procédure de la purge d'urgence	R36
	GEN phase Arrêt	Mélange air/H2	Pression du GEN inférieur à 1 bar	*Erreur humaine *défaillance de l'évent en position ouverte	*Explosion	4	4	44	*Suivre les procédures de vidange du GEN	3	*injecter le CO2	3	33	Suivre la procédure de la purge d'urgence	R37
	Régulateur de pression d'hydrogène (5 bar)	Surpression	La pression du GEN dépasse les 7 bars	*Dysfonctionnement du régulateur de pression + les soupapes de sécurité	*débordement d'huile dans le GEN *formation d'une zone ATEX dans la d'alimentati H2/CO2/Air	3	4	34	*maintenance préventif du régulateur de pression	2	*Carcasse anti explosion *Alarme dans la salle de contrôle indique l'augmentation de la pression du GEN	2	22	Proposition des soupapes de sécurité après le détendeur pour baisser la pression élevé	R38

Annexe B

9		Basse pression	La pression du GEN inférieur à 5.06	Dysfonctionnement du régulateur	*Dysfonctionnement du GEN	3	3	33	* maintenance préventif du régulateur de pression	2	*L'arrêt d'urgence de la tranche	1	21		R39
	10	Analyseur de pureté H2	(valeur indiquée plus grande que la réelle)	Pureté d'hydrogène inférieur au seuil 85%	*Vieillessement de l'appareil *sur tension sur l'analyseur *Explosion	3	4	34	*maintenance préventif	2	*Arrêt immédiat de la tranche	3	23		R40
10	vanne mécanique PDCV 3401	Dysfonctionnement de la Vanne	*la différence de pression huile hydrogène inférieur à 0.5 bar	*Bouchage de la tuyauterie d'huile *erreur d'intervention humaine	*fuite d'hydrogène suivi par une explosion*détérioration des barres d'enroulement	3	4	34	* Contrôle et maintenance périodique de la tuyauterie	2	*Arrêt total de la production avec intervention en équipement ATEX. * deux détecteurs de chaleur & un de fumé liés à l'alarme de la salle de contrôle	2	22		R41
			*la différence de pression huile supérieur à 0.5 bar	*mauvais prélèvement du SOE *dysfonctionnement du système de la	*Consommation importante d'hydrogène	3	2	32	* Contrôle et maintenance périodique des sondes RTDs	2	*Utilisation des réserves d'hydrogène dans le site.	1	21		R42

Annexe B

10	Le SOE (seal oil enlargement)	Débordement d'huile	Dysfonctionnement du détecteur d'huile	*Défaillance dans la vanne à flotteur	*Arrêt de la production dû au débordement d'huile dans le GEN	3	3	33	*maintenance périodique de la vanne à flotteur	2	*Arrêt immédiat de la production	1	21		R43
	réservoir-vanne à flotteur (float trap).	Défaillance de la vanne à flotteur	Atteindre le niveau maximal du réservoir	*rupture de l'arbre qui relié la vanne avec le flotteur dû à un choc thermique	*Incendie du au débordement d'huile dans le GEN	3	3	33	*maintenance périodique des détecteurs et de la vanne à flotteur	2	*Arrêt immédiat de la production pour protéger le GEN de l'incendie *Détecteur d'huile	1	21		R44
	Les Seals du générateur	Fuite d'hydrogène	Existence d'une source d'ignition	*Dysfonctionnement du système d'étanchéité	*Explosion *Destruction de la ligne d'arbre	4	4	44	*maintenance périodique *Détecteur de gaz (H2)	3	*Carcasse anti déflagrant	3	33	*suivre la Procédure d'intervention zones ATEX	R45
	Détecteur d'huile (débordement SOE)	Défaillance du détecteur	Débordement des SOEs	* Défaillance électrique	*Incendie du au débordement d'huile dans le GEN	4	2	42	*maintenance périodique du détecteur	2	*Un autre détecteur pour protéger l'alternateur	1	21	*Vérifier l'état des fils d'alimentation. *Contrôler le serrage des bornes.	R46