

# Institut des Sciences et Techniques Appliquées (ISTA-Skikda)

Mémoire de fin de cycle en vue de l'obtention du diplôme de  
Master.

Filière : Hygiène et Sécurité Industrielle

Spécialité : Sécurité des Procédés Pétrolières et Gazières

## EVALUATION DU NIVEAU D'INTEGRITE DE SECURITE D'UN SYSTEME INDUSTRIEL

Présenté et soutenu publiquement le : 04/07/2024

Par :

**Bouzekar Marouane**

**Laouar Haitem**

Devant le jury composé de :

Président :	Dr. Sofiane Mouats	U- 20 Août 1955. Skikda
Rapporteur :	Dr. Chaima Bensaci	U- 20 Août 1955. Skikda
Rapporteur de stage :	Ing Asma Bounab	U- 20 Août 1955. Skikda
Examineur :	Dr. Widad Bouseft	U- 20 Août 1955. Skikda
Examineur :	Ing Bouslimani Yassine	U- 20 Août 1955. Skikda

3<sup>ème</sup> Promotion

Juin 2024

## *Les dédicaces*

*A nos chers parents qui ont toujours été là pour nous, et qui nous ont donné un*

*Magnifique modèle de labeur et de persévérance...*

*A notre encadreur Dr. Bensaci Chaima qui a crédit de sa confiance cette*

*Recherche et pour la somme de ses conseils et de ses recommandations...*

*A nos chers frères et sœurs...*

*A nos chères futures femmes*

*A nos familles respectives pour leurs aides et soutient permanents...*

*A nos meilleurs amis...*

*A tous ceux qui nous aime et tous ceux que nous aimons...*

*Nous vous dédions ce modeste mémoire.*

*B/ Marouane*

*L/ Haïtem*

## *Les remerciements*

*Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.*

*En second lieu, nous tenons à remercier sincèrement Dr. Bensaci Chaima, qui en tant que Directrice de mémoire, s'est Toujours montré à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, L'aide et le temps qu'il a bien voulu nous consacrer.*

*Nos vifs remerciements vont également aux membres du Jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail Et de l'enrichir par Leurs propositions.*

*Nous n'oublions pas nos parents pour leur contribution, leur soutien et leur patience.*

*Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis, qui nous ont toujours soutenue et Encouragée au cours de la réalisation de ce mémoire.*

*Merci à tous et à toutes*

## Liste des tableaux :

<b>Tableau 1.1</b> : Les types des déviations des paramètres, et leurs significations .....	31
<b>Tableau 1.2</b> : Interprétation des niveaux de probabilité .....	33
<b>Tableau 1.3</b> : Interprétation des niveaux de gravité.....	35
<b>Tableau 1.4</b> : Feuille de travail de la méthode HAZOP .....	37
<b>Tableau 1.5</b> : Symboles des événements.....	40
<b>Tableau 1.6</b> : Portes de logiques.....	41
<b>Tableau 1.7</b> : Tableau d'analyse de LOPA.....	49
<b>Tableau 2.1</b> : Niveaux d'intégrité de sécurité (SIL) en fonction des mesures cibles de défaillances .....	59
<b>Tableau 2.2</b> : Contraintes architecturales sur les SIS du type A .....	64
<b>Tableau 2.3</b> : Contraintes architecturales sur les SIS du type B .....	65
<b>Tableau 3.1</b> : Variables opératoires pour le système de la colonne d'épuration .....	84
<b>Tableau 3.2</b> :Variables opératoires pour le système de la colonne d'épuration.....	85
<b>Tableau 4.1</b> : Feuilles HAZOP sur la colonne d'épuration 15MD01.....	92
<b>Tableau 4.2</b> : Critères de Risques Tolérables pour l'étude LOPA .....	104
<b>Tableau 4.3</b> : Causes Initiatrices et Probabilité de Défaillances .....	105
<b>Tableau 4.4</b> : PFD pour IPL.....	105
<b>Tableau 4.5</b> : Tableau LOPA .....	106
<b>Tableau 4.6</b> : Données sur les Taux de Défaillance.....	107

## Liste des figures :

<b>Figure 1.1:</b> Relation entre les notions de danger et de risque .....	21
<b>Figure 1.2:</b> Processus de management des risques selon .....	24
<b>Figure1.3 :</b> L'espace du risque .....	26
<b>Figure1.4 :</b> Typologie des barrières de sécurités .....	27
<b>Figure 1.5 :</b> Cuvette de rétention .....	28
<b>Figure 1.6 :</b> Soupape de sûreté .....	28
<b>Figure 1.7 :</b> Matrice d'évaluation des risques du projet .....	33
<b>Figure 1.8 :</b> la procédure HAZOP .....	36
<b>Figure 1.9 :</b> Démarche à suivre pour construire un arbre de défaillances.....	42
<b>Figure 1.10:</b> Exemple d'Arbre d'Evénements avec trois couches de protection .....	44
<b>Figure 1.11 :</b> Données HAZOP exploitées par LOPA .....	47
<b>Figure 2.1 :</b> CEI 61508 et ses déclinaisons par secteur d'application.....	53
<b>Figure 2.2 :</b> Cycle de vie de sécurité globale .....	54
<b>Figure 2.3 :</b> Concept de risque et d'intégrité de sécurité .....	55
<b>Figure 2.4 :</b> Allocation des prescriptions de sécurité aux systèmes de sécurité E/E/PE (SIS), systèmes de sécurité basés sur une autre technologie et dispositifs externes de réduction de risque .....	55
<b>Figure 2.5 :</b> Système instrumenté de sécurité (SIS ou SRS E/E/PE) .....	58
<b>Figure 2.6 :</b> Système instrumenté de sécurité.....	58
<b>Figure 2.7 :</b> fonction instrumentée de sécurité .....	60
<b>Figure 3.1</b> Terminaux méthaniers et usines de liquéfaction dans le monde.....	67
<b>Figure 3.2</b> Position géographique du complexe GNL1K.....	68
<b>Figure 3.3</b> processus de traitement et liquéfaction du GN.....	69
<b>Figure 3.4</b> Schéma de compression .....	70
<b>Figure 3.5</b> Schéma de décarbonatation.....	71
<b>Figure 3.6</b> Schéma de deshydratation .....	72
<b>Figure 3.7</b> Schéma de démercurisation.....	72
<b>Figure 3.8</b> la courbe de liquéfaction. ....	74

<b>Figure 3.9</b> : Les besoins du méga train fournissent par l'utilité.....	76
<b>Figure 3.10</b> : Schéma de Pré-refroidissement.....	79
<b>Figure 3.11</b> : Schéma de La colonne d'épuration.....	80
<b>Figure 4.1</b> : Niveau A-0 de la fonction séparation du gaz naturel traité. ....	89
<b>Figure 4.2</b> : Niveau A-0 de la fonction séparation du gaz naturel traité .....	90
<b>Figure 4.3</b> : L 'arbre de défaillance.....	109
<b>Figure 4.4</b> : Courbe relative aux PFD et les PFD moyenne des barrières.....	110

## Liste des abréviations :

AMDEC	L'Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité
AGRU	Acid gaz removal unit
APCI	Air Products and chemicals incorporation
APR	L'Analyse Préliminaire des Risques
APS	Automate Programmable de Sécurité
AT	Transmetteur d'analyse
BP	Basse pression
CCPS	Center for Chemical Process Safety
De	Durée d'exposition au danger
DNV	Det Norsk Veritas
ESD	Emergency Shut Down
ESDV	Emergency Shut Down valve
FAL	Flow Alarm Low
FALL	Flow Alarm Low Low
FAH	Flow Alarm High
FAHH	Flow Alarm High High
Fe	Fréquence d'exposition au danger
FIC	Flow Indicator Controller
Fs	Fréquence de survenue de l'événement redouté
FT	Flow Transmitter
FV	Flow Valve
G	Gravité
GN	Gaz Naturel
GNL	Gaz Natural Liquéfié
GNL1/K	Nouveau complexe de liquéfaction du gaz naturel de SKIKDA
GNT	Gaz Naturel Traité
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
HAZOP	Analyse de risques des procédés et opérations ( <i>HAZard &amp; OPerability study</i> )
HP	Haute pression
HS	Hand switch
HSE	Health and Safety Executive
I	Interlock

Idem	De même
ICI	Imperial Chemical industries
INERIS	Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques
KBR	Kellogg Brown & Root incorporation
LAH	Level Alarm High
LC	Level Controller
LI	Level Indicator
LIC	Level Indicator Controller
LV	Level Valve
MC	Echangeur
MCHE	Main cryogenic heat exchanger
MD	Colonne/ballon
MDEA(a)	Di-éthanol Amine méthylique activé
MJ	Pompe/compresseur
MR	Multi réfrigérant
MRL	Multi réfrigérant liquide
MRV	Multi réfrigérant vapeur
MP	Moyenne pression
P	Probabilité
P&ID	Piping & Instrumentation Diagram
PAH	Pressure Alarm High
PAL	Pressure Alarm Low
PALL	Pressure Alarm Low Low
PC	Pressure Controller
PCV	Pressure Controller Valve
PDT	Pressure Differential Transmitter
PDAH/L	Alarme de pression différentielle haute/basse
PFD	Process Flow Diagram
PI	Pressure Indicator
PIC	Pressure Indicator Controller
PP	Probabilité potentielle
PR	Probabilité résiduelle
PRV	Pressure ronifloed valve

PSV	Pressure Safety Valve
PV	Pressure Valve
R	Risque
ROV	Vanne motorisée
SP	Clapet anti-retour
SC	Point d'échantillonnage
TAH	Temperature Alarm High
TAHH	Temperature Alarm High High
TAL	Temperature Alarm Low
TALL	Temperature Alarm Low Low
TI	Temperature Indicator
TIC	Temperature Indicator Controller
TNO	The Netherlands Organization, Department of Industrial Safety – organisme de recherche néerlandais
TV	Temperature Valve
VAH	Vibration Alarm High
XV	Vanne de sécurité (isolement) de type tout ou rien

## Table des matières

Les dédicaces.....	2
Les Remerciements.....	3
Liste des tableaux.....	4
Liste des figures.....	5
Liste des abréviations.....	7
Table des matières.....	11
Résumé .....	14
Introduction générale .....	17

### Chapitre 1 : De la gestion de risque aux barrières de sécurité

1.1. Introduction.....	20
1.2. Notions générales sur la sécurité industrielle .....	20
1.2.1. Notion de danger .....	20
1.2.2. Notion de Le risque .....	20
1.2.3. Notion de sécurité.....	21
1.3. la gestion des risques .....	22
1.3.1. Les objectifs de la gestion des risques .....	22
1.3.2. Principes de la gestion des risques.....	23
1.3.3. Démarche de La gestion des risques.....	24
1.4. Barrière de Sécurité .....	26
1.4.1. Le concept de barrière de Sécurité .....	26
1.4.1. Différents types de barrières .....	26
1.5. Méthodes d'analyse des risques .....	28
1.5.1. Méthode HAZOP .....	29
1.5.2. Méthode Arbre des défaillances .....	38
1.5.3. Méthode LOPA.....	43
1.6. Conclusion.....	49

### Chapitre 2 : Systèmes instrumentes de sécurité

2.1. Introduction.....	51
2.2. Sécurité fonctionnelle .....	51

2.3. Normes relatives à la sécurité fonctionnelle .....	52
2.3.1. Norme CEI 61508 et ses normes filles.....	52
2.3.2. Description de la norme CEI 61508.....	56
2.4. Systèmes instrumentés de sécurité (SIS) .....	57
2.4.1. Définition d'un SIS .....	57
2.4.2. Un exemple sur les SIS .....	58
2.4.3. Modes de fonctionnement d'un SIS et mesures cibles de défaillances.....	59
2.5. Fonction Instrumentée de Sécurité (SIF) .....	60
2.6. Intégrité de sécurité.....	61
2.7. Niveau d'intégrité de sécurité.....	61
2.8. Méthodes d'allocation du niveau d'intégrité de sécurité (SIL requis) .....	62
2.8.1. Approche qualitative .....	62
2.8.2. L'approche semi-quantitative .....	63
2.8.3. L'approche quantitative.....	63
2.9. Adéquation des SIS aux niveaux d'intégrité de sécurité requis (SIL réel) .....	63
2.10. Conclusion.....	65
 <b>Chapitre 3: Présentation générale du complexe GL1K (SONATRACH - SKIKDA)</b>	
3.1. Introduction .....	67
3.2. Le complexe GL1K .....	67
3.2.1. Historique.....	67
3.2.2. Situation géographique .....	68
3.3. Description des installations du complexe GL1K.....	68
3.4. Le train de liquéfaction et de fractionnement comprenant.....	68
3.4.1. L'unité de comptage du gaz naturel.....	69
3.4.2. L'unité de compression du gaz naturel.....	70
3.4.3. L'unité de décarbonatation du gaz naturel.....	70
3.4.4. L'unité de déshydratation du gaz naturel.....	71
3.4.5. L'unité de démercurisation du gaz naturel.....	72
3.4.6. L'unité de liquéfaction du gaz naturel et d'extraction de la charge de gaz riche en Hélium .....	73

3.4.7. L'unité de Fractionnement.....	74
3.4.8. Stockage du GNL, du gaz de transfert et des évaporats.....	75
3.5. Les utilités.....	76
3.5.1. L'énergie électrique.....	76
3.5.2. La production d'air instrument et d'air service comprenant.....	76
3.5.3. Le système torche et brûlot comprenant.....	77
3.5.4. La salle de contrôle principale comprenant.....	77
3.5.5. Le système de contrôle et de sécurité.....	77
3.5.6. Le réseau incendie.....	78
3.5.7. Le système de détection feux et gaz.....	78
3.6. Description du système de la colonne d'épuration 15-MD01 (sujet d'étude) .....	78
3.6.1. Pré-refroidissement.....	78
3.6.2. Lavage .....	79
3.6.3. Exploitation.....	80
3.7. Conclusion.....	86
<b>Chapitre 4 : Etude de cas</b>	
4.1. Introduction .....	88
4.2. Analyse fonctionnelle par la méthode SADT .....	88
4.3. Analyse des risques par la méthode HAZOP .....	91
4.4. Application de la méthode LOPA.....	103
4.4.1. Les Couches Considérées comme des Couches de Protection Indépendantes (IPL).....	103
4.4.2. Critères d'Acceptation des Risques.....	104
4.4.3. Les fréquences d'occurrence des causes initiatrice.....	105
4.4.4. Les PFD (probabilité de défaillance) des couches de protection.....	105
4.4. Application de la méthode AdD (arbre de défaillance) .....	107
4.4.1. L'intervalle de Test Optimisé/Pratiqué.....	107
4.6. Les recommandations .....	111
4.7. Conclusion .....	111
<b>Conclusion générale</b> .....	114

<b>Bibliographie</b> .....	116
<b>Les annexes</b> .....	118

## *Résumé*

La principale vocation de la sécurité est d'éliminer les risques inacceptables qui pourraient être responsable de blessures physiques, d'atteinte à la santé des personnes, dégrader l'environnement et causer des pertes de production à coût élevé.

La sécurité, ce n'est évidemment pas que de l'organisation. C'est aussi des méthodologies à suivre, des moyens techniques à déployer. Et pour cela, une norme s'est imposée à l'échelle internationale : l'IEC 61508. Il s'agit d'une norme orientée "performances", c'est-à-dire qu'elle laisse à l'utilisateur le soin de réaliser son analyse de risque et elle lui propose des moyens pour le réduire.

Elle porte plus particulièrement sur le système E/E/PE (Electrical/ Electronic/Programmable Electronic Safety- related systems), c'est-à-dire les systèmes électroniques et électriques de sécurité.

La norme CEI 61511 décrit différentes méthodes pour déterminer le niveau d'intégrité de sécurité d'une fonction instrumentée de sécurité SIL « Safety Integrity Level ».

Cette étude est accomplie sur le site du complexe GLN1K Skikda. Ayant pour objectif maîtrise du risque au niveau de la colonne d'épuration présenté au niveau d'unité de liquéfaction afin d'évaluer le niveau SIL ainsi d'apporter une amélioration du fonctionnement et des performances de ses installations, ainsi que leur sécurisation.

Dans cette étude, on a utilisé la méthode HAZOP pour identifier tous les scénarios et décortiquer leurs enchainements.

Ainsi, une sélection des scénarios à la base d'une cotation. Ensuite déterminer le niveau d'intégrité de sécurité par la méthode LOPA « SIL requis ».

**Mots-clés :** la norme CEI 61508, HAZOP, SIL, PFD, LOPA, SIS.

## *Abstract*

The main purpose of safety is to eliminate unacceptable risks which could be responsible for physical injuries, harm to human health, degrade the environment and cause high-cost production losses.

Security is obviously not just about organization. It is also methodologies to follow, technical means to deploy. And for this, a standard has been imposed on an international scale: IEC 61508. It is a "performance" oriented standard, that is to say it leaves the user with the takes

care to carry out its risk analysis and suggests ways to reduce it.

It relates more particularly to the E/E/PE system (Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related systems), that is to say electronic and electrical safety systems.

The IEC 61511 standard describes different methods for determining the safety integrity level of a SIL safety instrumented function "Safety Integrity Level".

This study was carried out on the site of the GLN1K Skikda complex. Having the objective of controlling the risk at the level of the purification column presented at the liquefaction unit level in order to evaluate the SIL level thus to provide an improvement in the operation and performance of its installations, as well as their security.

In this study, we used the HAZOP method to identify all the scenarios and dissect their sequences.

Thus, a selection of scenarios based on a rating. Then determine the safety integrity level using the LOPA "SIL required" method.

**Key words:** standard CEI 61508, HAZOP, SIL, LOPA, SIS.

## ملخص

ان اهمية مهنة الأمن تتمثل في القضاء على المخاطر الغير مقبولة التي يمكن ان تكون المسؤولة عن الإصابات البدنية و الحاق الضرر بصحة الناس و كذلك إحداث خسائر عالية من ناحية الإنتاج ومن الواضح أن الأمن لا يقتصر فقط على التنظيم. إنها أيضاً منهجيات يجب إتباعها، ووسائل تقنية للنشر. ولهذا السبب، تم فرض معيار على نطاق دولي. IEC 61508: وهو معيار موجه نحو "الأداء"، أي أنه يترك للمستخدم العناية اللازمة لإجراء تحليل المخاطر ويقترح طرقاً للحد منه ويتعلق بشكل خاص بنظام) E/E/PE الأنظمة المتعلقة بالسلامة الإلكترونية/الإلكترونية/القابلة للبرمجة)، أي أنظمة السلامة الإلكترونية والكهربائي يصف معيار IEC 61511 طرقاً مختلفة لتحديد مستوى سلامة السلامة لوظيفة السلامة المجهزة بـ "SIL مستوى سلامة السلامة"

تم إجراء هذه الدراسة في موقع مجمع GLN1K Skikda بهدف التحكم في المخاطر على مستوى عمود التنقية المقدم على مستوى وحدة التسييل من أجل تقييم مستوى SIL وبالتالي توفير تحسين في تشغيل وأداء منشآته، فضلاً عن أمنها في هذه الدراسة، استخدمنا طريقة HAZOP لتحديد جميع السيناريوهات وتشریح تسلسلاتها وهكذا، يتم اختيار السيناريوهات على أساس التصنيف. ثم حدد مستوى سلامة السلامة باستخدام طريقة تحليل طبقة الحماية "SIL المطلوبة"

**الكلمات المفتاحية:** معيار IEC61508، SIL، LOPA، SIS، HAZOP.

# ***Introduction générale***

### Introduction générale

Aujourd'hui, les accidents industriels majeurs et les catastrophes menacent de plus en plus le monde industriel avec ses effets graves : pertes humaines, dégât matériel et pollution environnementale. Pour pallier à cela, des efforts considérables sont fournis par les parties concernées pour maîtriser la sécurité des installations industrielles.

Ces accidents sont à l'origine des évolutions sur plusieurs plans.

Cette évolution impose :

- D'intégrer la dimension probabiliste dans l'analyse des risques, par la mise en œuvre des méthodologies d'analyse qui permettent d'évaluer de manière quantifiée ou semi-quantifiée la probabilité d'occurrence des accidents (méthode LOPA par exemple)
- D'évaluer les performances des Mesures de Maîtrise des Risques (MMR), également appelées « barrières de sécurité ». Parmi ces dernières, Nous pouvons citer les systèmes instrumentés de sécurité (SIS : Safety Instrumented System), qui jouent un rôle crucial dans la réduction des risques.

- **Problématique :**

En Algérie, durant Les vingt dernières années, SONATRACH (Société Nationale de Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures) a vécu des accidents technologiques majeurs dont les plus importants sont : l'explosion de gaz dans l'unité de liquéfaction du complexe GL1K, SH/Aval, Skikda le 19/01/2004.

L'analyse de ces incidents a révélé que les causes profondes sont dues à des défaillances techniques et organisationnelles (corrosion, fissures, points chauds, procédures de maintenance et inspection...).

Ces incidents viennent rappeler que l'industrie pétrolière et gazière constitue une activité à haut risque et que le risque zéro n'existe pas. En conséquence, beaucoup d'attention est accordée au domaine de l'ingénierie des installations chimiques et pétrochimiques et les industriels doivent faire face à des contraintes de plus en plus nombreuses afin de garantir un niveau de sécurité optimal et maîtriser les risques industriels qui repose sur l'efficacité des barrières de sécurité (techniques, humaines et organisationnelles) mises en place, nécessite d'évaluer leurs performances, en se posant les questions suivantes :

- Comment définir précisément le besoin en termes de réduction du risque ?

## Introduction générale

---

- Les barrières mises en place sont-elles suffisantes pour justifier un niveau de risque acceptable ?
- Quelle est la démarche adoptée pour évaluer ces barrières ainsi que le niveau de sécurité à intégrer ?

Dans ce contexte, le présent mémoire vise à répondre à ces questions en utilisant un ensemble des outils de sûreté de fonctionnement appelés méthodes d'analyse des risques. Tout d'abord, la méthode HAZOP a été utilisée pour identifier les scénarios d'accident possibles. Ensuite, la méthode LOPA a été employée pour déterminer le niveau d'intégrité de sécurité requis (SIL requis). Cette approche semi-quantitative permet d'évaluer les barrières de sécurité existantes et potentielles afin de maintenir un niveau de risque acceptable ou tolérable. Enfin, la méthode ADD a été appliquée pour évaluer le SIL réel du SIS sélectionné pour cette étude.

- **Objectifs :**

Les objectifs attendus de ce mémoire sont :

- Adopter une démarche structurée et systémique d'analyse des risques d'accidents industriels majeurs ;
- Vérifier le niveau d'intégrité SIL (Safety Integrity Level) de la fonction instrumentée de sécurité relative au (Système Instrumenté de Sécurité (SIS)) sélectionné.

Dans le but de traiter la problématique et réaliser ces objectifs, ce mémoire est organisé en quatre chapitres qui sont :

- Le chapitre 1 porte sur quelques concepts de bases en relation avec notre sujet en incluant des concepts de risques, le processus de gestion des risques, barrière et couche de protection et les méthodes d'analyse des risques ;
- Le chapitre 2 présente les systèmes instrumentés de sécurité, les normes relatives à la sécurité fonctionnelle l'allocation du sil et l'adéquation des sis aux SIL réel ;
- Le chapitre 3 décrit en détail le complexe GL1K de SKIKDA, en se concentrant particulièrement sur le système optée pour notre étude : le système de colonne d'épuration 15MD01.Skikda.
- Le chapitre 4 est consacré à l'application de notre méthodologie d'évaluation sur le système de la colonne d'épuration 15MD01 G11K Skikda à l'aide des méthodes SADT, HAZOP, LOPA, ADD, en procédant à :
  - Une décomposition structurelle et fonctionnelle du système étudié (colonne d'épuration) ;

## Introduction générale

---

- Une analyse des risques (HAZOP), en identifiant les scénarios majorants, leurs causes et leurs conséquences afin de leur appliquer la méthode LOPA pour identifier le sil requis et la méthode ADD pour identifier le sil réel.

Enfin, ce mémoire se termine par une conclusion générale décrivant le travail réalisé, les résultats obtenus et les recommandations envisagées.

***Chapitre 1 :***  
***De la gestion de risque***  
***aux barrières de***  
***sécurité***

### 1.1. Introduction :

Ces dernières années, de plus en plus d'entreprises industrielles ont commencé à rechercher l'application des principes et méthodes de gestion des risques, d'une part, est motivée par d'un autre côté, il est nécessaire de diversifier leurs produits répondre à la demande du client.

Il n'est pas rare que les entreprises réalisent de grandes choses Des accidents graves et coûteux surviennent, aggravant ou remettant en question leurs objectifs.

C'est pourquoi, pour de nombreuses organisations, la gestion des risques est devenue non seulement un enjeu majeur et un élément essentiel de réussite l'entreprise est aussi liée à son développement et même à sa survie.

Dans ce chapitre, nous discuterons de certains concepts et définitions liés au processus. Avant d'introduire, présentez la gestion des risques et décrivez le concept de réduction des risques. Méthodes de base d'analyse des risques qui constituent l'objectif principal de ce travail.

### 1.2. Notions générales sur la sécurité industrielle :

#### 1.2.1. Notion de danger :

Selon **Alain Desroches** et la **norme IEC 61508** le danger désigne une nuisance potentielle pouvant porter atteinte aux personnes, aux biens (détérioration ou destruction) ou à l'environnement. Les dangers peuvent avoir une incidence directe sur les personnes, par des blessures physiques ou des troubles de la santé, ou indirecte, au travers de dégâts subis par les biens ou l'environnement.

Le référentiel **OHSAS 18001 / ISO 45001** définit le danger comme étant une source ou une situation pouvant nuire par blessure ou atteinte à la santé, dommage à la propriété et à l'environnement du lieu de travail ou une combinaison de ces éléments.

#### 1.2.2. Notion de Le risque :

Selon **OHSAS 18001 / ISO 45001**, un risque est la combinaison de la probabilité et de la (des) conséquence (s) de la survenue.

Le risque est une exposition à un danger, tel que la question qui se pose est combien de fois, ou à quelle durée ? Ainsi il connaitre les effets ou bien les dommages qui vont résulter à cette exposition.

On définit alors le risque comme suit :

Le risque est une : « Combinaison de la probabilité de la survenue d'un ou plusieurs événements dangereux ou expositions à un ou à de tels événements et de la gravité du préjudice personnel ou de l'atteinte à la santé que cet événement ou cette/ces exposition(s) peuvent causer ».

« Combinaison de la probabilité d'occurrence d'un dommage et de la gravité de ce dernier »  
**[ISO 45001]**

On matérialise les définitions précédentes par la formule :

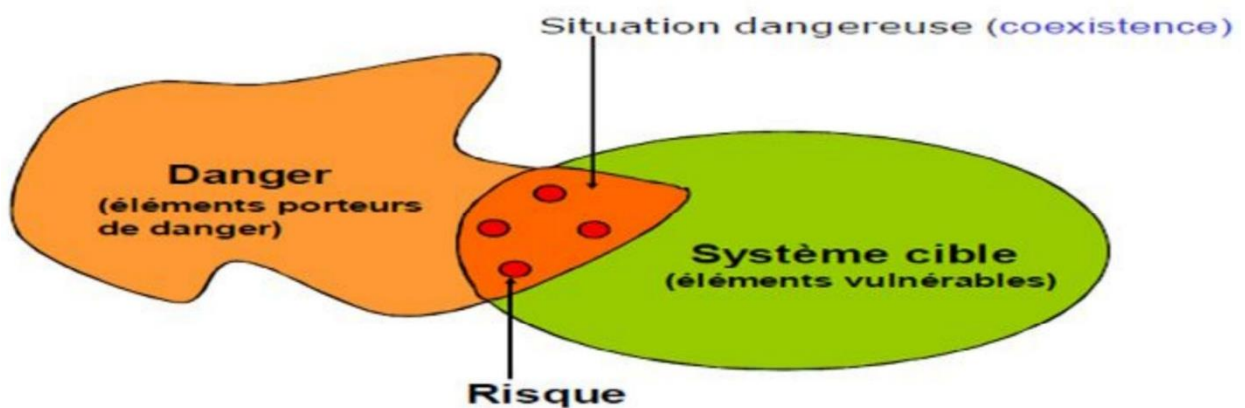
$$\text{Risque (R)} = \text{Probabilité (P)} \times \text{Gravité (G)} \quad (1.1)$$

Où : G : la gravité des conséquences ;

P : Probabilité d'occurrence.

La figure 1.1 permet de bien apprécier l'interaction entre les notions de danger et de risque

(Émergence de la notion de situation dangereuse).



**Figure 1.1:** Relation entre les notions de danger et de risque [ISO 45001]

### 1.2.3. Notion de sécurité :

La sécurité est souvent définie par rapport à son contraire : elle serait l'absence de danger, d'accident ou de sinistre. Selon **A. Desroches, A. Leroy, and F. Vallée** la sécurité concerne la non occurrence d'événements pouvant diminuer ou porter atteinte à l'intégrité du système, pendant toute la durée de l'activité du système, que celle-ci soit réussie, dégradée ou ait échouée. Et suivant le guide **ISO/CEI 73** élaboré par l'**ISO** sur la terminologie du management du risque, la sécurité est l'absence de risque inacceptable, de blessure ou d'atteinte à la santé des personnes, directement ou indirectement, résultant d'un dommage au matériel ou à l'environnement.

### 1.3. La gestion du risque :

La gestion des risques est l'un des enjeux majeurs de toute activité industrielle. Elle doit faire partie de la politique globale de l'entreprise et constitue par là l'une des composantes fondamentales de sa réussite. Aujourd'hui il incombe à tout exploitant de démontrer qu'il gère aux mieux les risques générés par son installation par la mise en place des mesures nécessaires permettant d'assurer la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement.

#### 1.3.1. Les objectifs de la gestion des risques :

L'extension de la gestion des risques est due au développement d'activités complexes et génératrices de risques d'atteinte aux personnes, à l'environnement ou mettant en jeu la pérennité ou la rentabilité de l'entreprise ou de l'institution concernée.

Différents objectifs peuvent être assignés à la gestion des risques selon le contexte et le domaine d'activité :

- La sécurité des personnes clients ou usagers (par exemple dans l'aviation civile), personnel (par exemple dans le nucléaire), personnes situées dans l'environnement (par exemple nucléaire ou chimie). La maîtrise du risque écologique et la protection de l'environnement peuvent être intégrées dans cette catégorie d'objectifs ;
- La sécurité financière et la pérennité de l'entreprise. Les banques, les sociétés d'assurance, les entreprises tentent de maîtriser le risque financier qui peut

Compromettre la pérennité de la structure concernée. L'optimisation des coûts générés par la prévention des risques est également un objectif recherché :

- La préservation de l'image et de la réputation de l'entreprise : l'atteinte à la réputation de l'entreprise, à son image, est un risque majeur. On peut alors définir ce risque comme ce qui affecte la confiance à long terme des parties prenantes (fournisseurs, clients, salariés, actionnaires) :
- La sécurité juridique : les professionnels savent que leur responsabilité pénale personnelle ou celle de l'entreprise elle-même peut être engagée lorsqu'un dommage se produit. Apporter la preuve au juge que des mesures de prévention et de gestion des risques avaient été mises en place permet aux professionnels d'assurer qu'ils avaient bien effectué ce que le Code pénal nomme les diligences normales »
- L'assurabilité, c'est-à-dire la possibilité de contracter une assurance à un coût raisonnable. La mise en place d'un dispositif de gestion des risques constitue un élément favorable pour maintenir l'assurabilité d'un établissement. **[ISO 31000 ; 2018]**

### 1.3.2. Principes de la gestion des risques :

La gestion du risque peut être définie comme l'ensemble des activités coordonnées en vue de réduire le risque à un niveau jugé tolérable ou acceptable. Cette définition, cohérente avec les concepts présentés dans l'ISO 31000 s'appuie ainsi sur un critère d'acceptabilité du risque.

Le processus de gestion des risques de l'ISO 31000 s'articule autour des phases suivantes :

L'analyse du contexte interne et externe ;

L'appréciation des risques (identification, analyse et évaluation) ;

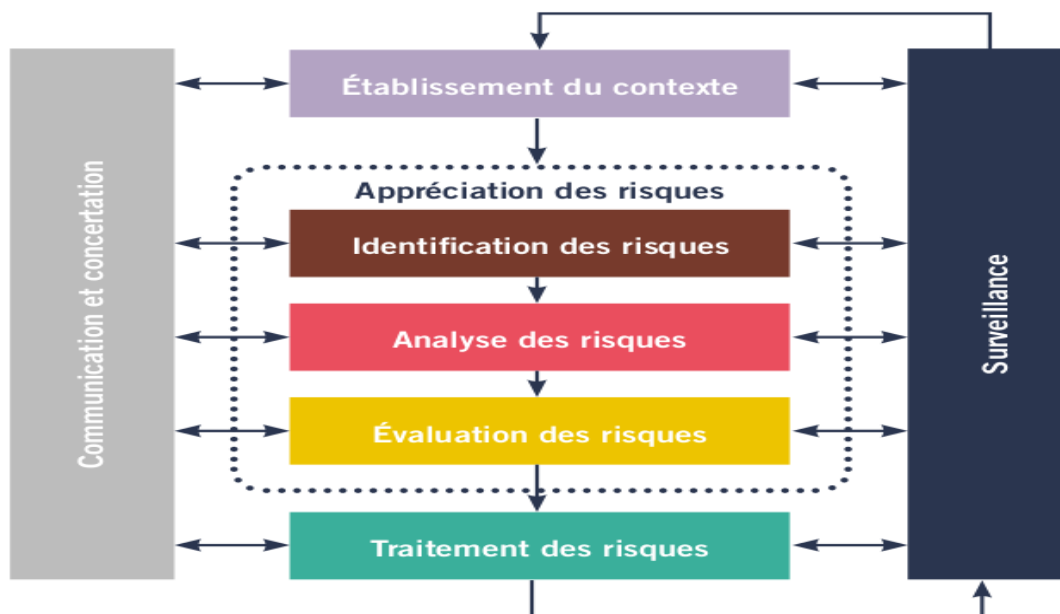
Le traitement des risques ;

La surveillance ;

La communication.

Signalons que lorsque la gestion des risques s'applique à un système complexe mobilisant plusieurs acteurs, ce processus doit s'accompagner d'une étape de communication. Cette

dernière peut concerner les dangers identifiés ou les mesures prises pour la maîtrise des risques associés. [ISO 31000 ; 2018]



**Figure 1.2:** Processus de management des risques selon l'ISO 31000

### 1.3.3. Démarche de la gestion des risques :

La démarche de gestion des risques est basée sur un processus continu et itératif qui vise successivement à identifier et analyser les risques encourus, à les évaluer et les hiérarchiser, à envisager les moyens de les maîtriser, à les suivre et les contrôler, et enfin à capitaliser.

#### 1.3.3.1. Analyse du risque :

L'analyse du risque est définie dans le guide [ISO/CEI 51 : 2014] comme « l'utilisation des informations disponibles pour identifier les phénomènes dangereux et estimer le risque ».

L'analyse des risques vise 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.

Dans un second temps, l'analyse des risques permet 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 à un niveau jugé acceptable [ISO/IEC Guide 51 : 2014].

### 1.3.3.2. Évaluation du risque :

L'évaluation du risque désigne une procédure fondée sur l'analyse du risque pour décider si le risque tolérable est atteint. En pratique, cette phase peut être accompagnée d'une quantification détaillée et précise (simplifiée) par opposition à l'estimation des risques qui reste très des grandeurs qui caractérisent le risque [ISO/IEC Guide 51 : 2014].

### 1.3.3.3. 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 concernent :

- La prévention, c'est-à-dire réduire la probabilité d'occurrence de la situation de danger à l'origine du dommage ;
- La protection, visant à limiter la gravité du dommage considéré.

Les mesures de réduction du risque doivent être envisagées et mises en œuvre tant que le risque est jugé inacceptable [ISO/IEC Guide 51 : 2014].

La représentation graphique est une droite ou une courbe décroissante. Elle dérive de la courbe dite de Farmer et permet d'illustrer la partition de l'espace du risque en deux sous ensembles disjoints, correspondant respectivement au domaine du risque acceptable et à celui du risque inacceptable « figure 1.3 ».

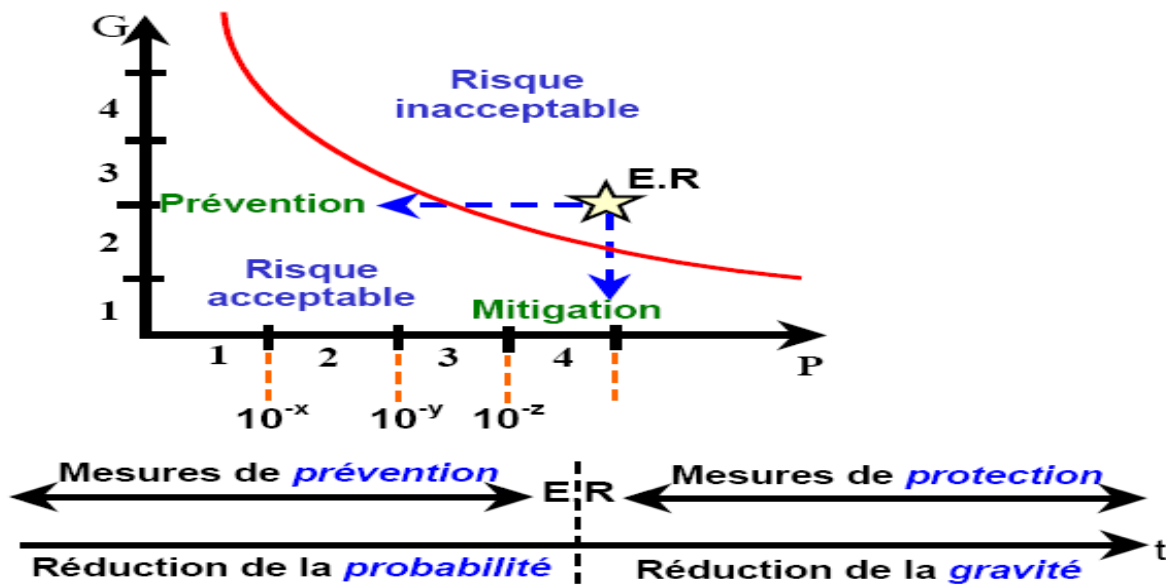


Figure 1.3 : L'espace du risque [ISO/IEC Guide 51:2014]

### 1.4. Barrière de Sécurité :

Les barrières de sécurité ont été utilisées depuis longtemps pour protéger l'homme et les biens contre les dangers naturels. Avec l'industrialisation, les barrières de sécurité étaient installées pour prévenir les accidents liés aux dangers inhérents à l'industrie.

#### 1.4.1. Le concept de barrière de Sécurité :

Le concept de barrière est apparu avec celui de défense en profondeur. Ce concept vise à la sécurisation d'un système par la mise en place d'un ensemble de mesures successives et indépendantes les unes des autres permettant de prévenir ou de maîtriser les incidents possibles et d'en limiter les conséquences. La désignation « Barrière de sécurité » se restreint aux systèmes actifs ou passifs, techniques ou humains, assurant une fonction de sécurité.

Ces barrières de sécurité, également appelées "mesures de maîtrise des risques", constituent un élément essentiel dans la conduite des installations industrielles [INNERIS DRA 77, 2009].

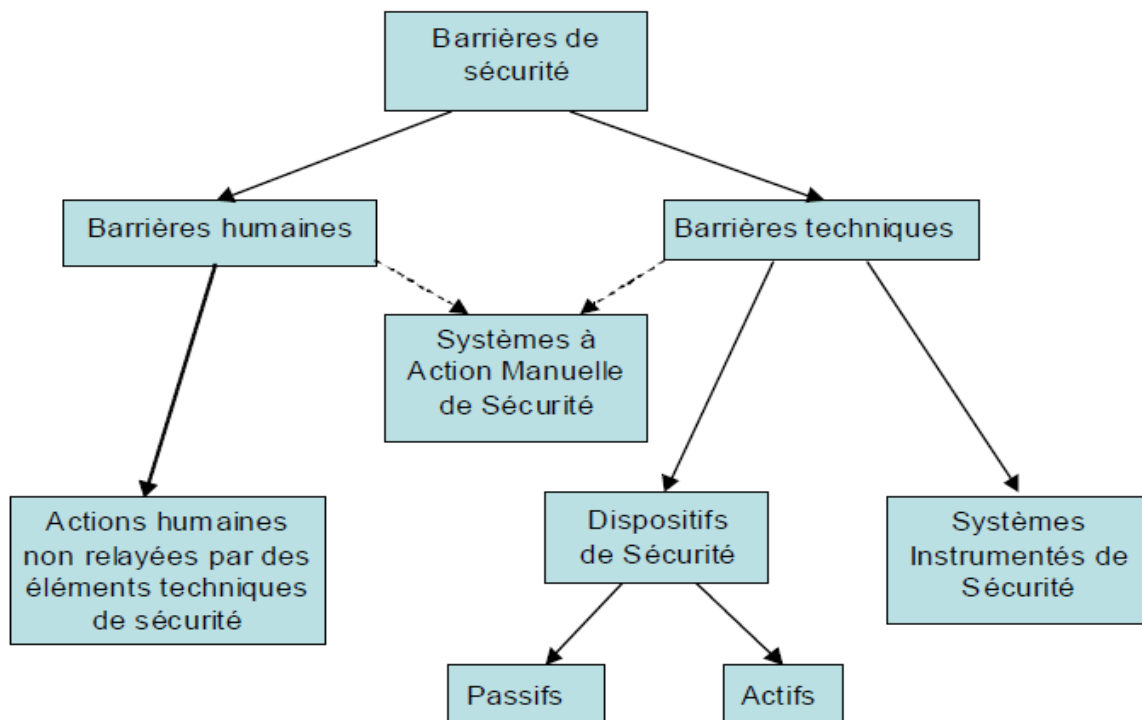
#### 1.4.2. Différents types de barrières :

Les barrières de sécurité doivent correspondre à l'une des trois catégories :

**1.4.2.1. Les Barrières Techniques de Sécurité (BTS) :** D'une part, sont constituées d'un dispositif de sécurité et d'autre part d'un système instrumenté de sécurité (SIS) qui s'oppose à l'enchaînement d'évènements susceptibles d'aboutir à un accident.

**1.4.2.2. Les Barrières Organisationnelles de Sécurité (BOS) :** Sont constituées d'une activité humaine (opération) qui s'oppose à l'enchaînement d'évènements susceptible d'aboutir à un accident.

**1.4.2.3. Les Systèmes à Action Manuelle de Sécurité (SAMS) :** Les systèmes à action manuelle de sécurité sont des barrières mixtes à composantes techniques et humaines : l'opérateur est en interaction avec les éléments techniques du système de sécurité qu'il surveille ou sur lesquels il agit.



**Figure1.4 :** Typologie des barrières de sécurités [INNERIS DRA 77, 2009]

#### 1.4.2.4. Barrières techniques de sécurité :

C'est un ensemble d'éléments techniques nécessaires et suffisants pour assurer une fonction de sécurité, on les appelle aussi des Mesures de Maîtrise de Risque (MMR), elles peuvent être de nature très différentes. Il peut s'agir de dispositifs de sécurité ou de systèmes instrumentés de sécurité (SIS).

**Dispositifs de sécurité :** Les dispositifs de sécurité sont des éléments unitaires, autonomes, ayant pour objectif de remplir une fonction de sécurité dans sa globalité. Ces dispositifs peuvent être classés en deux catégories :

- Les dispositifs passifs ne mettent en jeu aucun système mécanique pour remplir leur fonction. On retrouve notamment dans cette catégorie les cuvettes de rétention (figure 1.5), les disques de rupture, les arrêt-flammes ainsi que les murs pare-feu...etc.



Cuvette de rétention

**Figure 1.5 :** Cuvette de rétention

- Les dispositifs actifs mettent en jeu des dispositifs mécaniques (ressorts,...). On retrouve notamment dans cette catégorie les soupapes de décharge (figure 1.6) et les clapets excès de débit.



**Figure 1.6 :** Soupape de sûreté

### 1.5. Méthodes d'analyse des risques :

Le management des risques peut être défini 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. Aussi c'est une gestion qui s'inscrit dans la ligne de management de l'entreprise, et elle en prend une grande importance. C'est dans ce but que les méthodes d'analyse des risques connaissent un fort développement en nombre ainsi qu'une spécialisation en fonction de leurs domaines d'application.

Il existe un grand nombre de méthodes destinées à établir les dangers et les risques associés à un procédé ou à une installation. Nous citons les plus utilisées et fréquentées à l'étape de la détermination des dangers.

- HAZOP ;
- Arbre des défaillances ;
- LOPA

#### 1.5.1. Méthode HAZOP

La Méthode HAZOP (Hazard and Operability study) est une évaluation structurée et systématique d'un procédé en phase de construction ou d'exploitation. Elle identifie les problèmes qui représentent un risque pour le personnel, l'environnement, les équipements et empêche le bon fonctionnement des installations.

HAZOP est une technique qualitative basée sur les mots guide et nécessite une équipe pluridisciplinaire autour d'une série de réunions.

L'étude HAZOP, par ses avantages apporte à la phase de conception un complément de sécurité. HAZOP est couramment effectuée comme une vérification finale, lors de la finalisation de la conception détaillée.

Les études HAZOP sont utilisées plus largement entre autres :

- Au stade initial de la conception où tous les schémas sont disponibles ;
- Lorsque les diagrammes (P&ID) finalisés sont disponibles ;
- Lors de la construction et l'installation pour s'assurer que les recommandations sont mises en œuvre ;
- Au cours de la phase commissioning ;



- **Conséquences**

Résultats des déviations quand elles surviennent. Plusieurs conséquences peuvent provenir d'une même cause comme une conséquence peut avoir plusieurs causes.

- **Protection (barrière de sécurité)**

Qui aident à réduire la probabilité d'occurrence de la déviation ou mitiger ses conséquences. Il y a des protections qui :

- Identifient les déviations (détecteurs, alarmes, etc.)
- Compensent les effets de la déviation (systèmes de contrôle automatique, etc.)
- Préviennent l'occurrence des déviations (gaz inerte dans les stockages de substances inflammables, etc.)
- Préviennent l'escalade de la déviation (ESD, etc.)
- Relayer le procédé des déviations dangereuses (PSV, événement)

**Tableau 1.1** : Les types des déviations des paramètres, et leurs significations [Michel, Royer. (2009)]

Type de déviation	Mot guide	Exemples d'interprétation
Négative	Ne pas faire	Aucune partie de l'intention n'est remplie
Modification quantitative	Plus	Augmentation quantitative
	Moins	Diminution quantitative
Modification qualitative	En plus de	Présence d'impuretés- Exécution simultanée d'une autre opération/étape
	Partie de	Une partie seulement de l'intention est réalisée
Substitution	Inverse	S'applique à l'inversion de l'écoulement dans les canalisations ou à l'inversion des réactions chimiques

	Autre que	Un résultat différent de l'intention originale est obtenu
Temps	Plus tôt	Un événement se produit avant l'heure prévue
	Plus tard	Un événement se produit après l'heure prévue
Ordre séquence	Avant	Un événement se produit trop tôt dans une séquence
	Après	Un événement se produit trop tard dans une séquence

**1.5.1.2. L'évaluation du risque (élaboration de la grille de criticité)**

La Fréquence peut être évaluée en appréciant d'autres critères fondamentaux :

- La Fréquence d'Exposition au Danger
- La Durée d'Exposition au Danger
- La Fréquence de Survenue de l'événement redouté

$$R = (F_e \times D_e \times F_s) \times G = \text{Fréquence} \times \text{Gravité} \quad (1.3)$$


**1.5.1.2. La matrice utilisée pour l'évaluation du niveau des risques**

- **Guide pour l'application des jugements subjectifs**


La matrice choisie dans notre travail est celle utilisé pour l'étude de danger du projet

		P: Probabilité				
		1	2	3	4	5
G : Gravité	1	Bas	Bas	Bas	Bas	Bas
	2	Bas	Bas	Bas	Moyen	Moyen
	3	Bas	Moyen	Moyen	Moyen	Elevé
	4	Moyen	Moyen	Elevé	Elevé	Elevé
	5	Elevé	Elevé	Elevé	Elevé	Elevé

Figure 1.7 : Matrice d'évaluation des risques du projet [GNL1K]

 Risque acceptable

 Risque tolérable

 Risque inacceptable

- **Interprétation des niveaux de gravité et de probabilité « Evaluation des potentiels de danger »**

- Les catégories de fréquence

La connaissance du procédé de production et l'historique des accidents survenus au site ainsi que les données parvenues de sites similaires doivent être utilisés pour une classification de fréquence d'occurrence appropriée. La fréquence peut être exprimée

## Chapitre 1 : De la gestion de risque aux barrières de sécurité

quantitativement et qualitativement. Ces catégories doivent être définies par l'exploitant du site en question.

**Tableau 1.2 : Interprétation des niveaux de probabilité [GNL1K]**

Echelle de probabilité	1	2	3	4	5
<b>Appréciation quantitative</b>	$< 10^{-5}$ / an	entre $10^{-4}$ et $10^{-5}$	entre $10^{-3}$ et $10^{-4}$	entre $10^{-2}$ et $10^{-3}$	$> 10^{-2}$ / an
<b>Appréciation qualitative</b>	« événement possible mais extrêmement peu probable » : n'est pas impossible au vu des connaissances actuelles mais non rencontré au niveau mondial sur un très grand nombre d'années d'installations.	« événement très improbable » : s'est déjà produit dans ce secteur d'activité mais a fait l'objet de mesures correctives réduisant significativement sa probabilité.	« événement improbable » : un événement similaire déjà rencontré dans le secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction	« événement probable sur site » : s'est produit et/ou peut se produire pendant la durée de vie des installations.	« événement courant » : se produit sur le site considéré et/ou peut se produire à plusieurs reprises pendant la durée de vie des installations, malgré d'éventuelles mesures correctives.

			significative de sa probabilité		
--	--	--	---------------------------------	--	--

➤ **LES CATEGORIES DE CONSEQUENCES**

La sévérité des conséquences peut être exprimée qualitativement. Les conséquences en termes de morts, blessures, atteinte à la santé, atteinte à l'environnement et aux installations, peuvent être exprimés en utilisant des définitions.

Ces catégories doivent être définies par l'exploitant du site en question.

**Tableau 1.3 : Interprétation des niveaux de gravité [GNL1K]**

<b>gravité</b>	<b>Personnes</b>	<b>environnement</b>	<b>Valeurs matérielles</b>
<b>1</b>	Blessure légère. blessure avec premier soins.	Léger dégât à l'environnement.	Dégâts faibles. Influence réduite sur la production.
<b>2</b>	Blessure entraînant une perte de temps. Traitement médical.	Dégât environnementaux locaux pendant une courte période.	Dégâts moyens. Influence moyenne sur la production.
<b>3</b>	Handicap permanent. Hospitalisation prolongée.	Durée pour restitution des ressources écologique inférieure à 2 ans.	Dégâts considérables. Influence considérable sur la production
<b>4</b>	Un décès.	Durée pour la restitution des ressources écologique à 2-5 ans	Dégâts graves. Longs arrêts de production
<b>5</b>	Plusieurs décès.	Durée pour la restitution des ressources écologique supérieures à 5ans	Démolition de l'usine ou de grandes parties de celle-ci. Très longs arrêts de production

### 1.5.1.3. Procédure HAZOP

- Diviser le système en sections (par exemple : des réacteurs, stockage)
- Choisir un nœud d'étude (c.-à-ligne, un navire, une pompe, d'exploitation instruction)
- Décrire l'intention de conception
- Sélectionner un paramètre de processus
- Appliquer un guide-mot
- Déterminer la cause (s)
- Évaluer les conséquences et problèmes en utilisant la grille de criticité
- Recommander des mesures: Qu'est-ce? Quand? Qui?
- Enregistrer les informations :
  - Listes des composants critiques LCC
  - Listes par effet de défaillances LED
- Répétez la procédure (de l'étape 2).

La procédure HAZOP peut être illustrée comme suit:

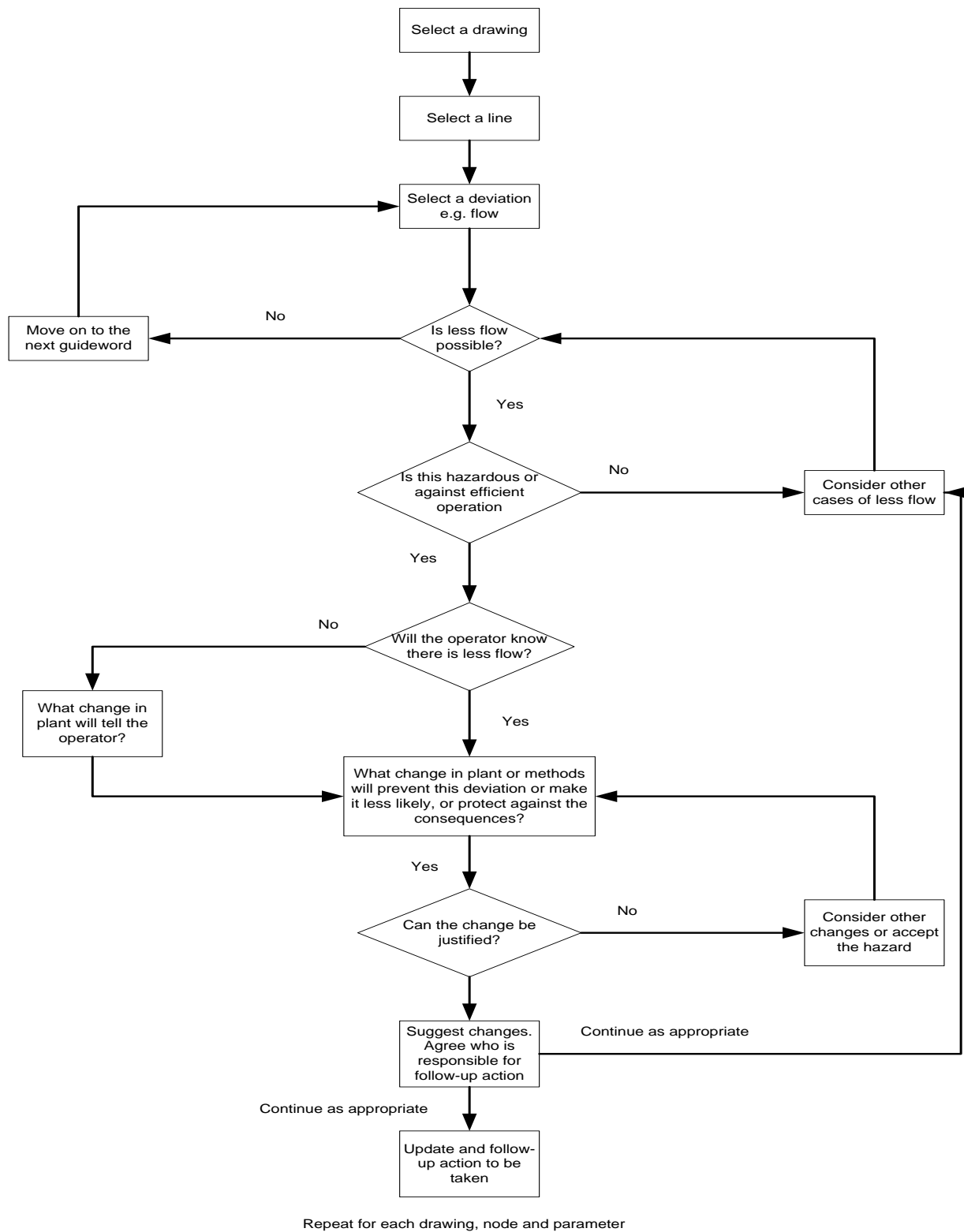


Figure 1.8 : La procédure HAZOP [Said AMEZIANE ; 10/2009]

1.5.1.4. Feuille de travail de la méthode HAZOP

Tableau 1.4 : Feuille de travail de la méthode HAZOP [GNL1K]

HAZOP de l'unité :							
Section :							
Nœud n° :		Circuit :			PID n°: (rev)		
Feuille d'analyse n°			Paramètre :		Valeur du design :		
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			recommandations
				P	G	R	

### 1.5.2. Les arbres de défaillances :

Contrairement à l'analyse des modes de défaillances, l'arbre de défaillances est une méthode déductive (déductif : procédant d'un raisonnement logique rigoureux). Elle permet de savoir comment un système peut être indisponible. Il s'agit de représenter les différents événements et leurs liaisons par des portes de logique (fonction ET ou fonction OU selon que la défaillance du matériel se produit lorsque les événements se réalisent ensemble ou séparément)

#### 1.5.2.1. Principe :

Cette méthode déductive (de l'effet vers ses causes) a pour objet la recherche de toutes les combinaisons de défaillances élémentaires pouvant aboutir à un événement redouté, parfois identifié par une AMDEC. A partir de cet « événement sommet », on construit une arborescence (schéma graphique en forme d'arbre inversé) représentant l'enchaînement logique des « événements intermédiaires » jusqu'à la mise en cause des « événements élémentaires » (défaillance d'un composant). Cela par utilisation du symbolisme logique de l'algèbre de Boole. Il est ainsi possible d'identifier toutes les défaillances élémentaires pouvant conduire à l'événement redouté, puis de quantifier celui-ci par son taux de défaillance  $\lambda$  obtenu à partir des taux de défaillances  $\lambda_i$  de chaque composant mis en cause.

Ce type d'analyse permet, dans le domaine de la maintenance :

- d'améliorer la conception ;
- de faire un diagnostic rapide ;
- de prévoir une meilleure logistique.

Pour établir cet arbre, il est souhaitable de s'aider de l'analyse des modes de défaillances décrits précédemment en AMDEC.

#### 1.5.2.2. Définition et objectifs :

L'arbre de défaillances est une représentation graphique de type arbre généalogique (la filiation d'une famille). Il représente une démarche d'analyse d'événement. L'arbre de défaillances est construit en recherchant l'ensemble des événements élémentaires, ou les combinaisons d'événements, qui conduisent à un événement redouté (E.R.).

L'objectif est de suivre une logique déductive en partant d'un événement redouté pour déterminer de manière exhaustive (exhaustif : sujet traité à fond) l'ensemble de ses causes jusqu'aux plus élémentaires. Les objectifs sont résumés en quatre points :

- La recherche des événements élémentaires, ou leurs combinaisons qui conduisent à un E.R.
- La représentation graphique des liaisons entre les événements. Remarquons qu'il existe une représentation de la logique de défaillance du système pour chaque E.R. Ce qui implique qu'il y aura autant d'arbres de défaillances à construire que d'E.R. retenus.
- Analyse qualitative : cette analyse permet de déterminer les faiblesses du système. Elle est faite dans le but de proposer des modifications afin d'améliorer la fiabilité du système. La recherche des éléments les plus critiques est faite en déterminant les chemins qui conduisent à un E.R. Ces chemins critiques représentent des scénarios qui sont analysés en fonction des différentes modifications qu'il est possible d'apporter au système.
- Enfin, il est possible d'évaluer la probabilité d'apparition de l'E.R. connaissant la probabilité des événements élémentaires. C'est l'analyse quantitative qui permet de déterminer d'une manière quantitative les caractéristiques de fiabilité du système étudié.

L'objectif est en particulier de définir la probabilité d'occurrence des divers événements analysés. Les calculs reposent sur : les équations logiques tirées de la structure de l'arbre de défaillances et des probabilités d'occurrence des événements élémentaires.

### **1.5.2.3. Définition des événements :**

#### **1.5.2.3.1. Événement redouté :**

L'événement redouté est l'événement indésirable pour lequel nous faisons l'étude de toutes les causes qui y conduisent. Cet événement est unique pour un arbre de défaillances et se trouve au "sommet" de l'arbre. Avant de commencer la décomposition qui permet d'explorer toutes les combinaisons d'événements conduisant à l'événement redouté, il faut définir avec précision cet événement ainsi que le contexte de son apparition. L'événement redouté est représenté par un rectangle au sommet de l'arbre.

### **1.5.2.3.2. Événements intermédiaires :**

Les événements intermédiaires sont des événements à définir comme l'événement redouté. La différence avec l'événement redouté est qu'ils sont des causes pour d'autres événements. Par exemple c'est la combinaison d'événements intermédiaires qui conduit à l'événement redouté. Un événement intermédiaire est représenté par un rectangle comme l'événement redouté.

### **1.5.2.3.3. Événements élémentaires :**



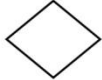
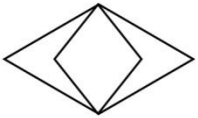
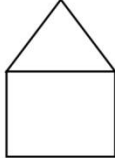
Les événements élémentaires sont des événements correspondants au niveau le plus détaillé de l'analyse du système. Dans un arbre de défaillances, ils représentent les défaillances des composants qui constituent le système étudié. Pour fixer le niveau de détail de notre étude, nous considérons en général que les événements élémentaire coïncident avec la défaillance des composants qui sont réparables ou interchangeableables. Les événements élémentaires sont représentés par des cercles.

### **1.5.2.4. Symbole de l'arbre de défaillances :**

#### **1.5.2.4.1. Résumé de la symbolique des événements :**

Il existe d'autre type d'événements défini par la norme leurs symboles ainsi que leurs significations sont répertoriées dans le tableau suivant (tableau.1.5).

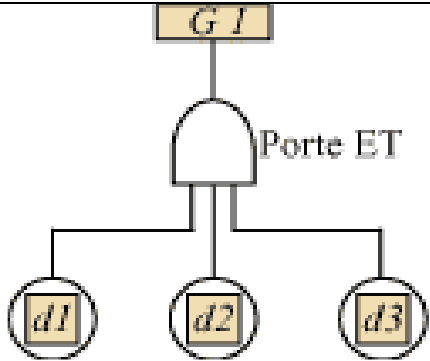
Tableau 1.5 : Symboles des événements

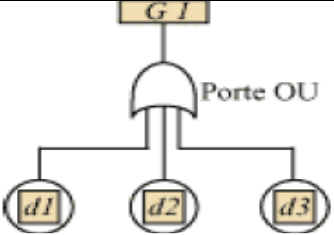
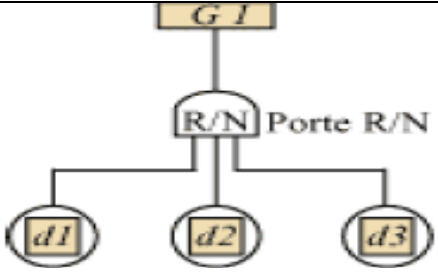
Symbole	Nom	Signification
	Rectangle	Événement redouté ou événement intermédiaire
	Cercle	Événement élémentaire
	Losange	Événement élémentaire dont les causes ne seront pas développées
	Double losange	Événement élémentaire dont les causes seront développées ultérieurement
	Maison	Événement de base qui se produit normalement pendant le fonctionnement du système

1.5.2.4.2. Portes logiques :

Les portes logiques permettent de représenter la combinaison logique des événements intermédiaires qui sont à l'origine de l'événement décomposé (tableau 1.6).

Tableau 1.6: Portes de logiques

<p><b>Porte ET :</b></p> <p>L'événement G1 ne se produit que si les événements élémentaires d1, d2 et d3 existent simultanément.</p>	
--	--

<p><b>Porte OU :</b></p> <p>L'événement G1 se produit de manière indépendante si l'un ou l'autre des événements élémentaires d1, d2 ou d3 existe.</p>	 <p>The diagram shows a logic gate labeled 'Porte OU' (OR gate) with three inputs labeled 'd1', 'd2', and 'd3' and one output labeled 'G1'. The gate is represented by a semi-circle with a flat top and a pointed bottom. The inputs are connected to the flat top, and the output is connected to the pointed bottom.</p>
<p><b>Porte R/N :</b></p> <p>Si R=2 et N=3 alors il suffit que deux des événements élémentaires d1, d2, d3 soient présents pour que l'événement G1 se réalise.</p>	 <p>The diagram shows a logic gate labeled 'Porte R/N' (R/N gate) with three inputs labeled 'd1', 'd2', and 'd3' and one output labeled 'G1'. The gate is represented by a rectangle with a semi-circular top and a pointed bottom. The inputs are connected to the semi-circular top, and the output is connected to the pointed bottom.</p>

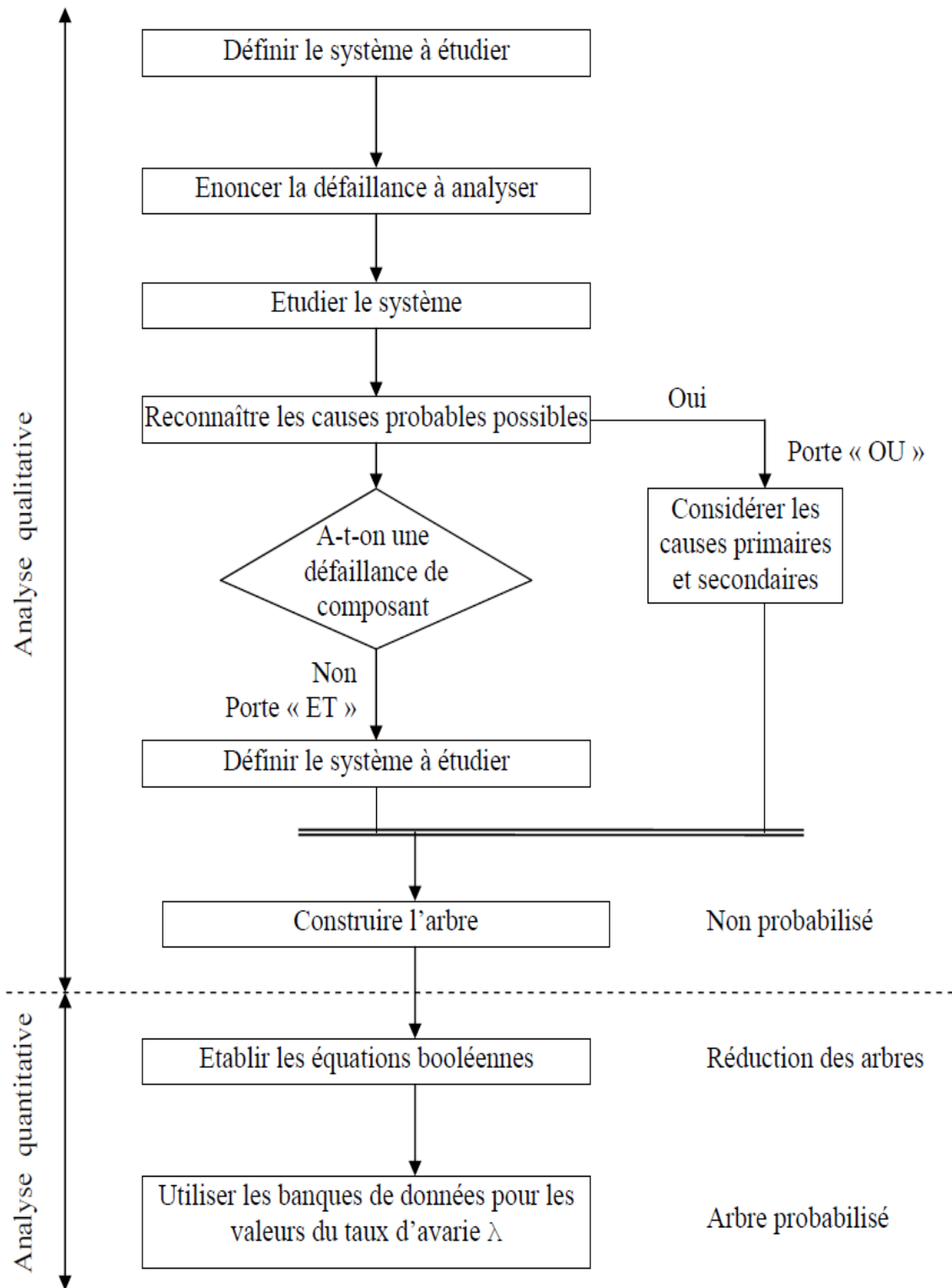


Figure 1.9 : Démarche à suivre pour construire un arbre de défaillances

### 1.5.3. La méthode Analyse des Couches de Protection (LOPA : Layers Of Protection Analysis)

L'analyse des couches de protection LOPA décrite dans la partie 3 de **la norme IEC 61511**, et développée par CCPS (Center for Chemical Process Safety) à la fin des années 1990 est une méthode semi-quantitative d'analyse et d'évaluation des risques.

LOPA est un cas particulier de la méthode Arbre des Evénements (AdE), établie dans le but de déterminer la fréquence d'une conséquence indésirable pouvant être prévenue par une ou plusieurs couches de protection.

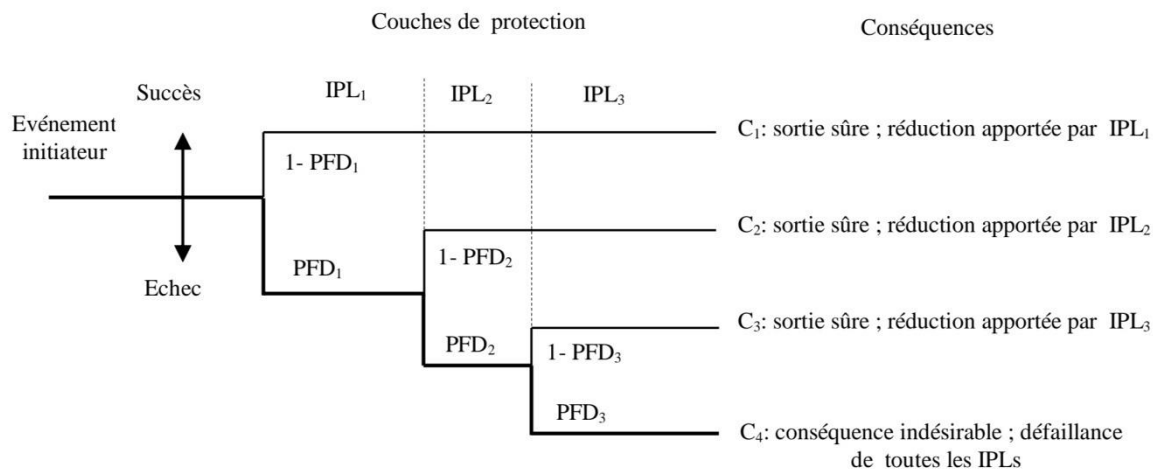
Le but principal de LOPA est de déterminer s'il y a suffisamment de couches de protection pour la maîtrise d'un scénario d'accident bien défini, c'est-à-dire de vérifier si le risque est réduit à un niveau au moins tolérable.

#### 1.5.3.1. Principe de la méthode LOPA :

Une autre façon de comprendre LOPA est de la considérer comme un cas particulier de la méthode de l'Arbre des Evénements qui est une méthode quantitative d'évaluation de risque.

Un arbre d'événements analyse toutes les conséquences possibles d'un événement initiateur, alors que LOPA n'étudie qu'un seul scénario à la fois (couple cause- conséquence), ce qui représente un seul chemin sur l'arbre d'événements. Ce dernier peut servir de support pour LOPA puisqu'il facilite la représentation de l'ordre des IPL.

LOPA utilise un événement initiateur de la même façon que l'AdE, mais elle exige qu'il soit exprimé en termes de fréquence. Les couches de protection dans LOPA correspondent aux branches d'un AdE (Figure 1.10). Dans LOPA, chaque branche est souvent un ensemble d'événements complémentaires dans lequel la couche de protection accomplit sa fonction de sécurité avec succès ou se trouve défaillante. LOPA estime la fréquence de la conséquence indésirable, de la même façon que fait l'AdE, en multipliant la fréquence de l'événement initiateur par le produit des PFD des IPL (Independent Protection Layers). [INNERIS DRA 77, 2009].



**Figure 1.10:** Exemple d'Arbre d'Événements avec trois couches de protection [INNERIS DRA 77, 2009].

### 1.5.3.2. Etapes d'élaboration de la méthode LOPA :

Comme toutes les méthodes d'analyse de risques, LOPA possède ses propres règles d'élaboration et peut être décomposée en sept principales étapes :

#### 1.5.3.2.1. Établissement des critères d'acceptabilité des scénarios d'accidents :

Cette étape est préalable à l'analyse des risques, elle fournit un moyen de limiter la durée de l'étude en ne considérant que les scénarios significatifs en termes de conséquences.

L'établissement des critères d'acceptabilité est fait en fonction du contexte de chaque établissement/entreprise concerné et aussi des objectifs poursuivis. Quelques que soient les critères d'acceptabilité retenus, il est indispensable qu'ils soient connus et explicites préalablement avant toute phase d'analyse des risques industriels. L'estimation des conséquences des risques permet l'identification des scénarios d'accidents les plus importants. Pour les scénarios jugés inacceptables, une évaluation plus fine de gravité demeure indispensable.

#### 1.5.3.2.2. Développement et sélection d'un scénario d'accident :

Les scénarios d'accident sont développés par des méthodes préliminaires d'analyse telles que l'AMDEC et l'HAZOP (Figure 1.11). Le scénario développé par LOPA décrit un seul couple

(cause-conséquence). IL est constitué d'un événement initiateur, de la défaillance des IPL et d'une conséquence indésirable. Ce scénario est représenté sous forme d'un AdE.

Selon la nature de la conséquence, est effectuée l'analyse ; dans le cas de l'industrie pétrochimique par exemple, on doit préciser pour le scénario la probabilité d'ignition du produit inflammable et la probabilité qu'une personne soit présente sur le lieu et être touchée par l'événement.

### **1.5.3.2.3. Identification de l'événement initiateur du scénario et estimation de sa fréquence :**

L'événement initiateur doit mener à la conséquence résultant de la défaillance de toutes les couches de protection. Cet événement peut être un événement externe, une défaillance d'un équipement ou une défaillance humaine. Quant à la fréquence de l'événement initiateur, elle peut être estimée, à partir des données de l'industrie, des données du concepteur, d'un jugement d'experts, etc. Cependant, ces données de défaillance devraient être sélectionnées en prenant soin quelles soient représentatives de l'industrie ou de l'opération analysée.

### **1.5.3.2.4. Identification des IPLs et estimation de leurs PFD :**

Comme mentionné auparavant, LOPA s'intéresse uniquement aux couches de protection qualifiées d'IPLs (Independent Protection Layers). Ces IPLs sont sélectionnées parmi les barrières de sécurité identifiées par une analyse qualitative telle que HAZOP. Une valeur de probabilité de défaillance à la demande (PFD) est ensuite affectée à chaque IPL. Déterminer ou spécifier la valeur appropriée de la PFD est un point important de LOPA. Les données disponibles pour évaluer la PFD d'une IPL peuvent être issues des bases de données, du retour d'expérience du secteur industriel concerné ou des données du constructeur.

Cependant, et comme il a été mentionné précédemment, le contexte réel d'utilisation de l'IPL n'est pas toujours facile à prendre en compte, ce qui rend non évident l'utilisation de ces données. Par conséquent, il faut être prudent quant on estime la valeur appropriée de la PFD de l'IPL.

### 1.5.3.2.5. Calcul de la fréquence de la conséquence réduite :

Cette étape constitue la synthèse des étapes précédentes. La procédure générale de calcul de la fréquence de la conséquence réduite est de combiner la fréquence de l'événement initiateur et les PFD des IPLs en utilisant l'équation suivante :

$$f_i^C = f_i^I \times \prod_{j=1}^J PFD_{moy_{ij}} \quad (1.4)$$

Où  $f_i^C$  est la fréquence de la conséquence C pour l'événement initiateur i ;

$f_i^I$  est la fréquence de l'événement initiateur i et  $PFD_{moy_{ij}}$  est la probabilité de défaillance à la demande de la  $j^{ème}$  IPL qui protège contre la conséquence C de l'événement initiateur i.

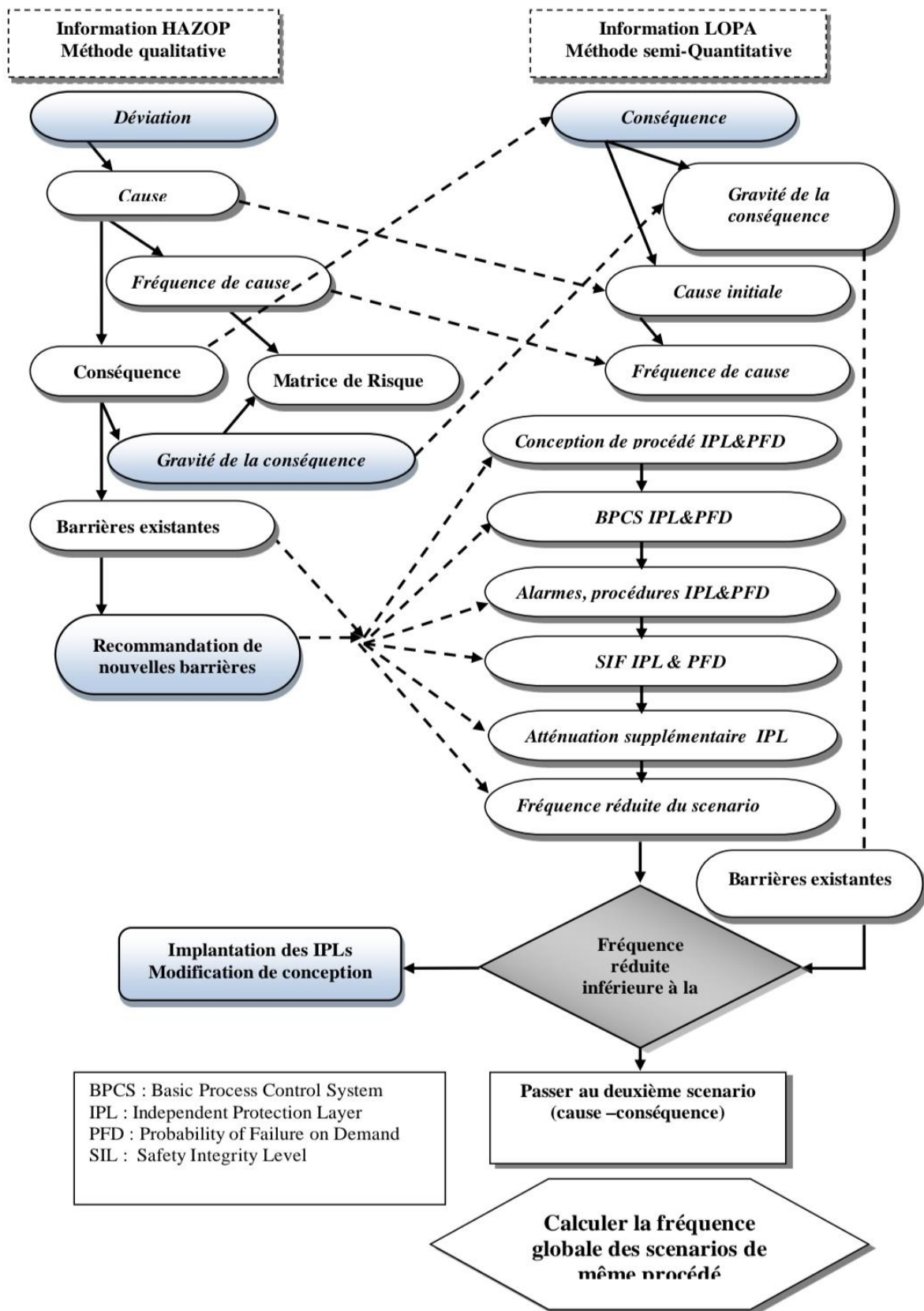


Figure 1.11 : Données HAZOP exploitées par LOPA [INNERIS DRA 77, 2009].

Selon les conséquences aux limites, l'équation (4) sera modifiée en multipliant la fréquence de scénario d'accident par la probabilité de survenue appropriée à chaque conséquence.

Dans le cas par exemple, du rejet d'un produit toxique inflammable dans l'atmosphère, les effets d'inflammabilité tels que l'incendie sont aussi possibles. Ce dernier nécessite une source d'ignition pour sa réalisation. L'équation(5) devient :

$$f_i^{feu} = f_i^I \cdot \left( \prod_{j=1}^J PFD_{ij} \right) \cdot P^{ignition} \quad (1.5)$$

### 1.5.3.2.6. Evaluation du risque par rapport aux critères d'acceptabilité :

La dernière étape de toute analyse de risques (qualitative ou quantitative) est la prise de décision sur l'acceptation et la réduction du risque résiduel. Ce qui revient à s'assurer que le risque est bien maîtrisé par rapport aux critères d'acceptabilité préalablement définis. Durant cette étape, on propose des alternatives et on choisit l'alternative la plus adéquate pour contrôler le risque. On prend des mesures de sécurité ou on réalise toute autre action qui aura pour but de ramener le risque à un niveau acceptable.

### 1.5.3.3. Formalisme de la méthode LOPA :

Un tableau de synthèse type est donné en annexe F de la norme IEC 61511-partie 3 est et recommandé pour établir un compte rendu de l'analyse des risques par la méthode LOPA.

Le tableau (1.7) illustre une adaptation de ce formulaire type. Il s'agit d'un incendie résultant de l'inflammation d'une vapeur inflammable suite à un dégagement lors de la rupture d'une colonne de distillation.

La colonne 1 indique l'événement redouté et la colonne 2 permet de coter sa gravité. La colonne 3 décrit l'Événement Initiateur (EI) et la colonne 4 cote sa fréquence. Les colonnes de 5 à 9 permettent de décrire les différentes couches de protection et d'indiquer leurs probabilités de défaillance à la demande (PFD). La colonne 10 indique le résultat de la combinaison de la fréquence de l'EI et les PFD des IPLs. La colonne 11 permet d'introduire une atténuation supplémentaire à l'aide d'un Système Instrumenté de Sécurité en indiquant son Niveau d'Intégrité de Sécurité (SIL). La colonne 12 indique le risque final réduit.

**1.5.3.4. Avantages, limites de la méthode LOPA conventionnelle :**

La méthode LOPA présente plusieurs avantages :

- C'est un outil performant et efficace d'évaluation des risques et de prise de décision quant aux mesures de protection et de réduction.
- C'est un outil simple et flexible permettant de déterminer la réduction apportée par chaque mesure de réduction (IPL) en lui attribuant des probabilités de défaillance.
- Elle permet de déterminer le SIL associé au SIS.
- C'est un outil d'estimation des conséquences limites.
- C'est un outil d'aide à la décision quant à l'acceptabilité du risque.
- En la comparant à d'autres méthodes d'analyse des risques telles que l'arbre de défaillance, la méthode LOPA exige moins du temps et moins de coûts pour sa réalisation. Cette caractéristique lui confère la possibilité d'être appliquée à un grand nombre de scénarios qui sont quantitativement difficiles à évaluer.

**Tableau 1.7 : Tableau d'analyse de LOPA [61511-partie 3]**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Événement <i>d'impact</i> (redouté)	Niveau de gravité	Causes initiales	Probabilité des causes initiales	Couches de protection					Fréquence <i>de l'événement</i> intermédiaire	Niveau <i>d'intégrité</i> SIF	Fréquence de <i>l'événement</i> réduit	Remarque
				Conception Procédé	BPCS	Alarmes	Barrières mitigation	Réduction Supplémentaire IPL				
Incendie colonne de distillation	S*	Perte de refroidissement	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	PRV01	10 <sup>-7</sup> /an	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-6</sup> /an	La haute pression provoque la rupture de la colonne de distillation

**1.6. Conclusion :**

Ce chapitre est consacré aux concepts théoriques de base qui Intéressé par notre travail, en l'occurrence, les processus de gestion des risques, les méthodologies l'analyse des risques retient les contrôles des risques les plus adaptés à nos objectifs.

***Chapitre 2:***  
***Systemes instrumentés***  
***de sécurité***

### 2.1. Introduction :

Le principal but de la sécurité est d'éliminer les risques inacceptables qui pourraient être à l'origine de diverses blessures physiques, atteintes à la santé des personnes, dégradations de l'environnement et qui peuvent également causer des pertes de production à coût élevé. Afin d'assurer cette sécurité, il faut d'abord avoir une bonne organisation des travaux, des installations et particulièrement des systèmes.

On désigne par organisation toutes les procédures mises en œuvre et prises en considérations pour venir à une maîtrise sûre de travail se basant sur des méthodologies spécifiques en matière de sécurité imposées généralement par des normes. Dans ce chapitre on va se baser sur la norme CEI 61508.

La norme ICE 61508 s'est imposée à l'échelle internationale. Elle vise à atteindre la performance qui donne la main à l'utilisateur (qui étudie la situation) d'implanter son propre réglage convenable à l'aide des systèmes E/E/EP (Électrique/Électronique/ Électronique programmable).

Alors, qu'impose la norme CEI 61508 ? Que veut dire la sécurité fonctionnelle ? Et qu'est-ce qu'un SIS ?

### 2.2. Sécurité fonctionnelle :

La sécurité fonctionnelle a pour objet de contrôler les risques inacceptables qui pourraient provoquer des accidents dangereux. Elle couvre les systèmes mettant en œuvre des solutions de protection appliquées dans plusieurs, domaines : mécanique, électrique, électronique, hydraulique, optique, . . .

La sécurité fonctionnelle, selon la norme IEC 61508« est un sous ensemble de la sécurité globale qui se rapporte au système commandé et qui dépend du bon fonctionnement des systèmes relatifs à la sécurité basée sur une autre technologie et des dispositifs externes de réduction de risque.

La sécurité fonctionnelle, selon la norme IEC 61508 [IEC61508, 1998], est un sous ensemble de la sécurité globale qui se rapporte au système commandé et qui dépend du bon

fonctionnement des systèmes relatifs à la sécurité basée sur une autre technologie et des dispositifs externes de réduction de risque.

### 2.3. Normes relatives à la sécurité fonctionnelle :

La norme internationale de sécurité IEC 61508 est une des dernières normes dédiées à la sécurité fonctionnelle. Elle est devenue avec ses normes filles les plus récentes et les plus connues des acteurs de la sécurité dans les secteurs industriels.

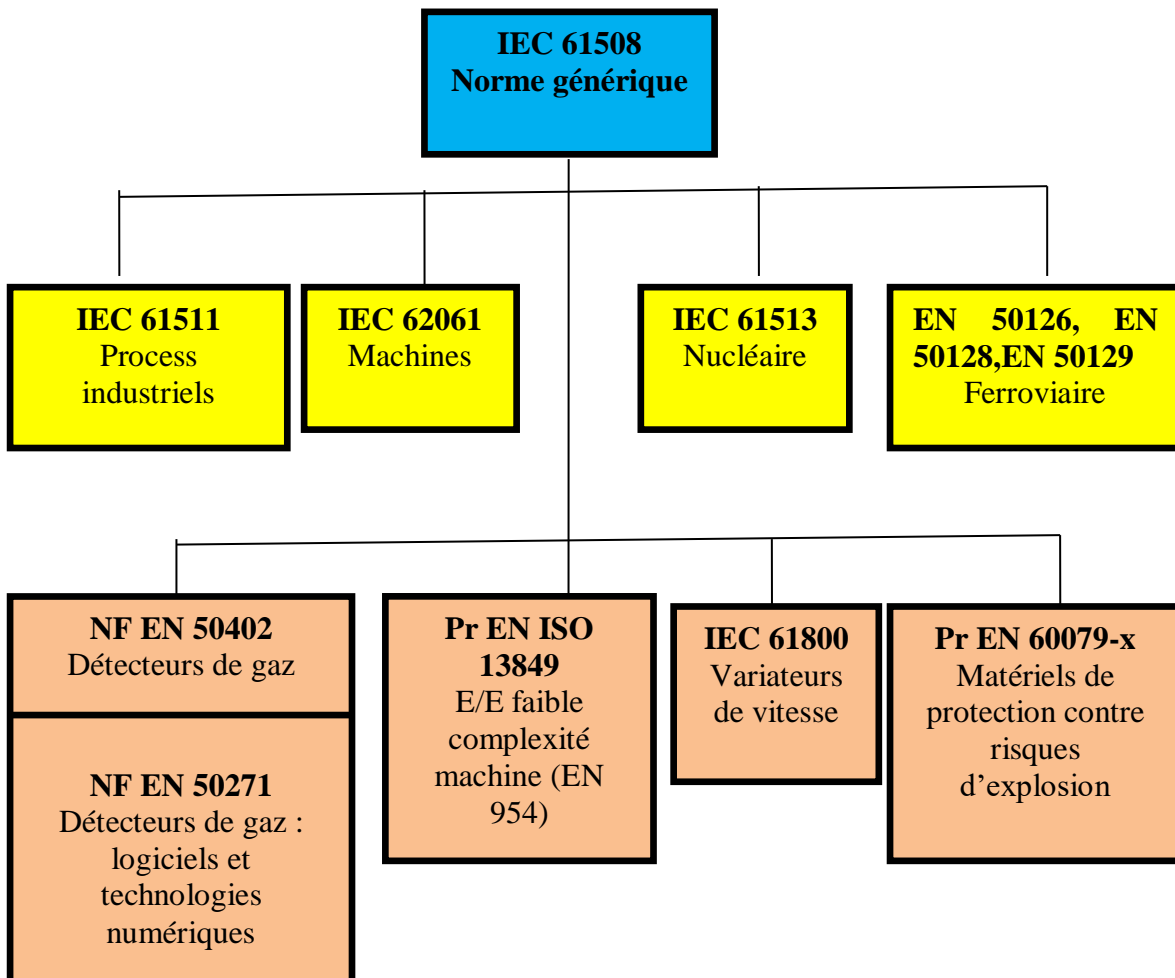
#### 2.3.1. Norme CEI 61508 et ses normes filles :

La norme IEC 61508 est un ensemble de règles et de recommandations permettant l'amélioration de la sécurité par l'utilisation des systèmes électriques, électroniques programmables E/E/EP. Cette norme propose une démarche opérationnelle permettant de mettre en place un système E/E/EP à partir de l'étude des exigences de sécurité issues notamment d'une analyse des risques. L'avantage de cette norme est qu'elle propose des moyens de justification sur l'ensemble du cycle de vie d'un produit en fonction du niveau de sécurité que l'on souhaite atteindre.

La norme IEC 61508 se compose de sept volets comme suit :

- 61508-1 présente les définitions des prescriptions générales.
- 61508-2 traite les prescriptions spécifiques aspect matériel des systèmes E/E/EP.
- 61508-3 dédiée à la présentation des prescriptions spécifiques, aspect logiciel, des Systèmes E/E/EP. Elle est développée dans la troisième partie de la norme.
- 61508-4 présente les définitions et les abréviations utilisées.
- 61508-5 donne des exemples de méthode pour la détermination des niveaux d'intégrité de sécurité.
- 61508-6 fournit les guides d'application des parties 2 et 3 de la norme.
- 61508-7 présente les techniques et les mesures recommandées lors de la validation des systèmes E/E/EP.

La complexité de la norme IEC 61508 a conduit ses concepteurs à développer des normes relatives à des secteurs bien précis. La figure 2.1 montre la norme IEC 61508 générique ainsi que ses normes filles selon le secteur d'activité concerné. Elle influence le développement des systèmes E/E/EP et les produits concernés par la sécurité dans tous les secteurs.

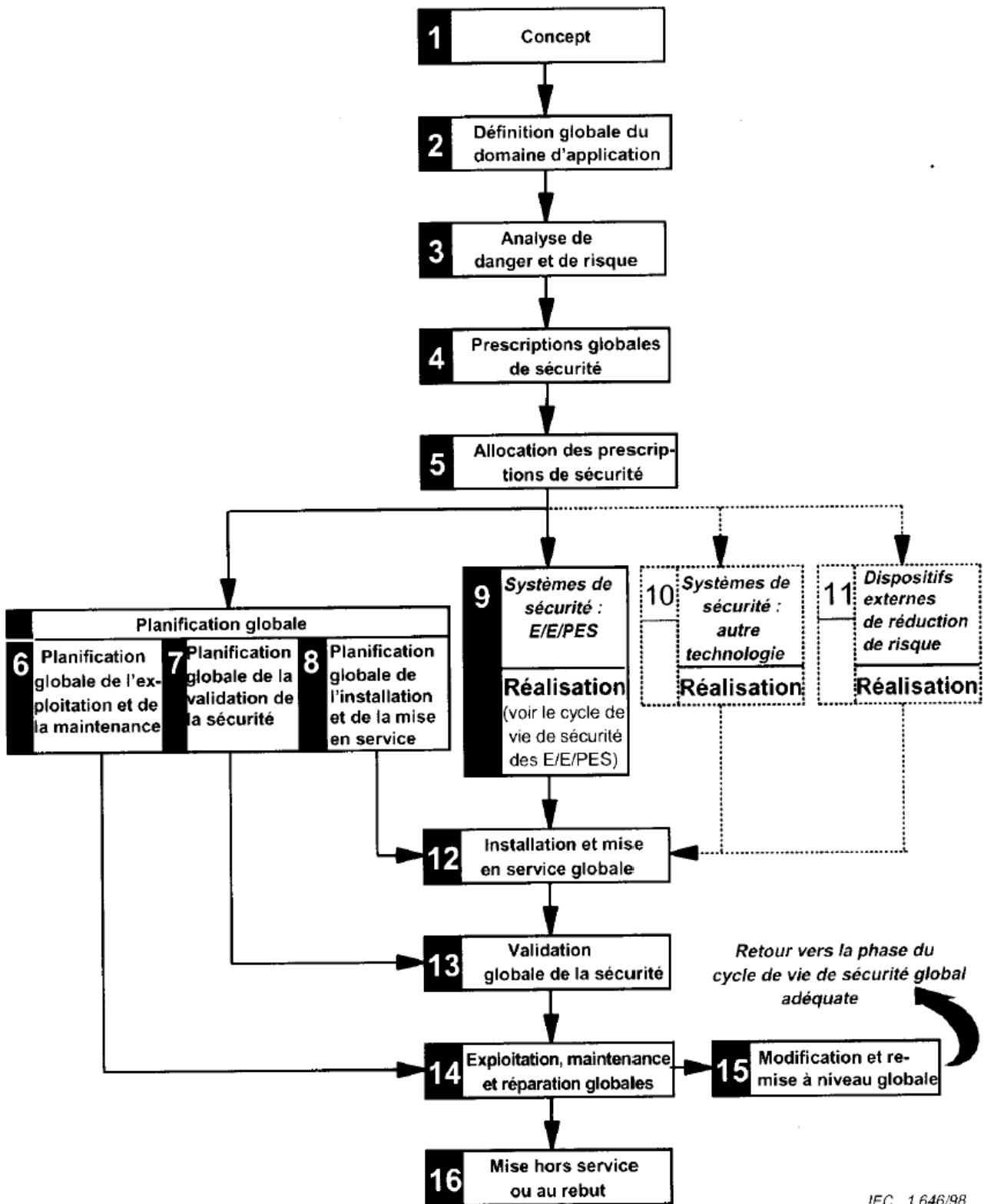


**Figure 2.1 : CEI 61508 et ses déclinaisons par secteur d'application**

Les limites de la norme IEC 61508 sont liées à la complexité et à la difficulté de son utilisation. Plusieurs utilisateurs de l'IEC 61508 ont mentionné la nécessité d'être guidés, tant que ses notions paraient complexes, et difficiles à mettre en œuvre.

Beaucoup de prescriptions ne sont pas assignées à une certaine gamme des niveaux d'intégrité de sécurité ou à la complexité de la conception. Ceci rend la norme difficile à utiliser pour de petits projets et rend la gestion de la sécurité fonctionnelle trop chère pour des petites et moyennes entreprises.

Le schéma suivant illustre la phase du cycle de vie de sécurité globale :



IEC 1 646/98

Figure 2.2 : Cycle de vie de sécurité globale [IEC 61508-1]

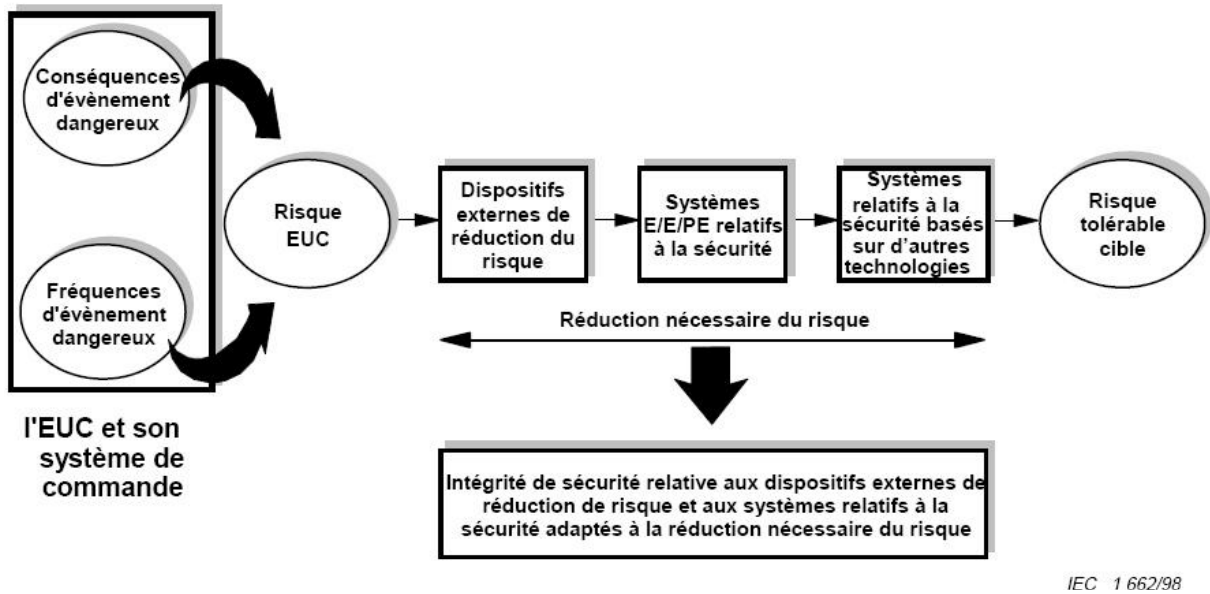


Figure 2.3 : Concept de risque et d'intégrité de sécurité [IEC 61508-1]

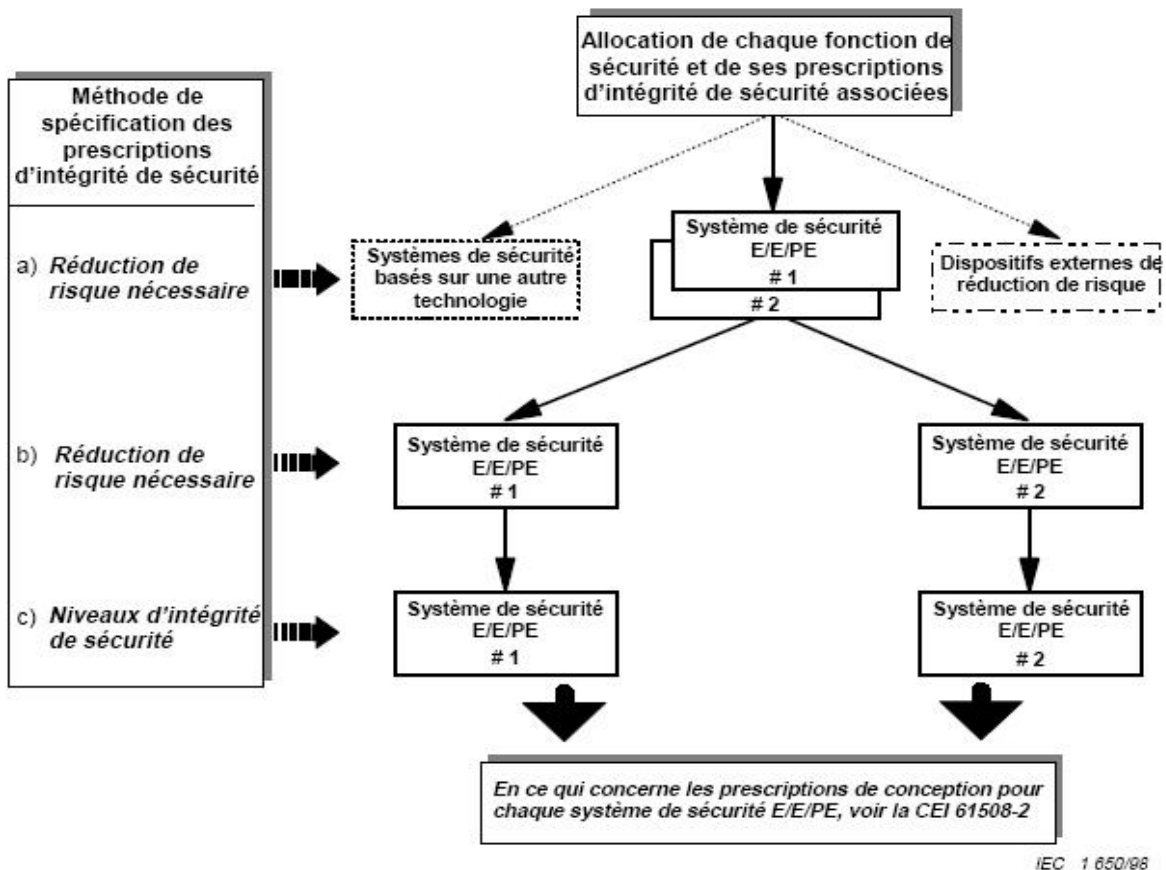


Figure 2.4 : Allocation des prescriptions de sécurité aux systèmes de sécurité E/E/PE (SIS), systèmes de sécurité basés sur une autre technologie et dispositifs externes de réduction de risque [IEC 61508-1].

La norme CEI 61508 définit pour chaque phase, 16 phases au total, du cycle de vie :

- Les objectifs à atteindre.
- Le domaine d'application de la phase
- Les données d'entrée exigées par la phase.
- Les données de sortie exigées pour être conforme aux prescriptions.
- Les activités de vérification

Ainsi, l'ensemble des activités, y compris les personnes, concernées par l'une ou l'autre des phases du cycle de vie doivent répondre à des exigences de sécurité pour réaliser la réduction du risque et par la même garantir le niveau d'intégrité de sécurité (sil) exigé, et ce, tout au long du cycle de vie.

### 2.3.2. Description de la norme CEI 61508 :

Globalement, trois grandes parties dans le cycle de vie global de sécurité peuvent être distinguées :

Les premières étapes se basent sur la définition du concept et une analyse de risques pendant laquelle l'ensemble des situations dangereuses (scénarios d'accident) est établi, en termes de gravité et de probabilité (fréquence) d'occurrence, afin d'en comparer la criticité à une valeur limite constituant l'objectif de sécurité à atteindre (ALARP). Si cette criticité excède la valeur-seuil précitée, il sera alors nécessaire de la réduire. L'ampleur de cette réduction donne lieu à la définition de prescriptions globales de sécurité (phase 4) en termes de fonctions de sécurité et de prescriptions d'intégrité de sécurité qui sont ensuite déclinées en prescriptions particulières de sécurité (phase 5) allouées à plusieurs systèmes de sécurité.

Puis vient le cycle de vie inhérent aux développements des moyens de réduction de risques (SIS, systèmes relatifs à la sécurité basés sur d'autres technologies, moyens externes de réduction de risque). La CEI 61508 ne traite que les SIS (phase 9).

Ces deux premières parties sont complétées par les phases d'installation et de validation globale de la sécurité, d'exploitation et de modifications éventuelles, avec, le cas échéant, un retour à la phase adéquate du cycle de vie.

### 2.4. Systèmes instrumentés de sécurité (SIS) :

Comme étant barrière de sécurité un système instrumentés de sécurité (SIS) est largement utilisé dans les industries de procédés, son objectif est d'assurer une ou plusieurs fonctions de sécurité destinées à prévenir les événements dangereux qui peuvent provoquer des préjudices sur les personnes, les biens (équipements) et l'environnement et diminuer leurs conséquences.

#### 2.4.1. Définition d'un SIS :

Un SIS, aussi appelé boucle de sécurité, est un ensemble d'éléments (matériel et logiciel) assurant la mise en état de sécurité des procédés lorsque des conditions prédéterminées sont atteintes.

Pour la norme CEI 61508 définit les SIS comme suit : « un système E/E/PE (électrique/électronique/électronique programmable) relatifs aux applications de sécurité comprend tous les éléments du système nécessaires pour remplir la fonction de sécurité ».

La norme CEI 61511 définit, quant à elle, les systèmes instrumentés de sécurité comme « système instrumenté utilisé pour mettre en œuvre une ou plusieurs fonctions instrumentées de sécurité. Un SIS se compose de n'importe quelle combinaison de capteur(s), d'unité logique(s) et d'élément(s) terminal (aux) ».

L'architecture type d'un SIS est donnée à la figure 2.3. Voici un descriptif succinct de chacune de ses parties :

- Sous-système « Eléments d'entrée (S : Sensors) » : constitué d'un ensemble d'éléments d'entrée (capteurs, détecteurs) qui surveillent l'évolution des paramètres représentatifs du comportement de l'EUC (température, pression, débit, niveau...).
- Sous-système « Unité logique (LS : Logic Solver) » : comprend un ensemble d'éléments logiques (PLC, API) qui récoltent l'information en provenance du sous-système S et réalisent le processus de prise de décision qui s'achève éventuellement, si l'un des paramètres dévie au-delà d'une valeur-seuil, par l'activation du sous-système FE.
- Sous-système « Eléments Finaux (FE) » : agit directement (vanne d'arrêt d'urgence) ou indirectement (vanne solénoïdes, alarme) sur le procédé pour neutraliser sa dérive en l'émettant, en général, dans un état sûr.

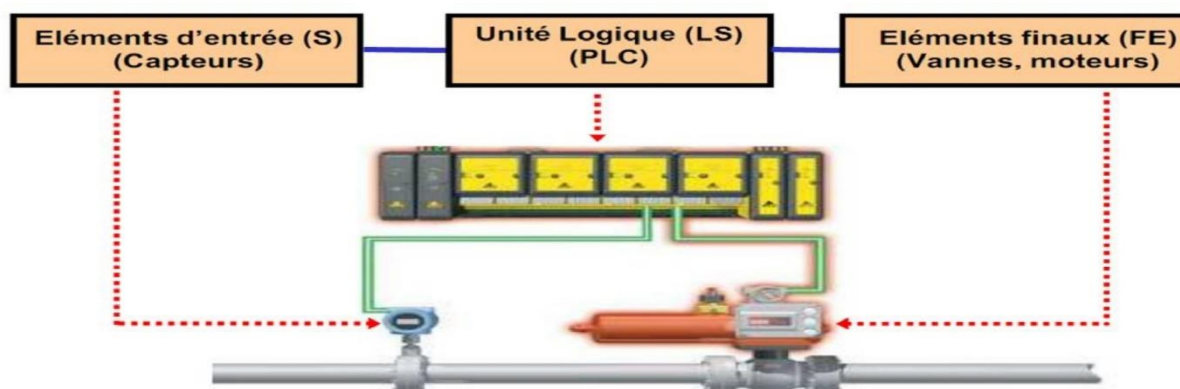


Figure 2.5 : Système instrumenté de sécurité (SIS ou SRS E/E/PE) [INNAL, 2011].

### 2.4.2. Un exemple sur les SIS :

Nous allons nous intéresser à une architecture 1oo1 (un parmi un) dans laquelle toute défaillance dangereuse entraîne la défaillance du système, et une défaillance sûre se traduit par la mise dans une position de repli prédéfinie ou par une exécution intempestive de la fonction de sécurité.

Le SIS est composé d'un capteur, d'un automate programmable et d'un actionneur. La détection des défaillances par autodiagnostic des dispositifs a pour objectif d'atteindre la fiabilité des équipements requise par le niveau d'intégrité des fonctions (de sécurité).

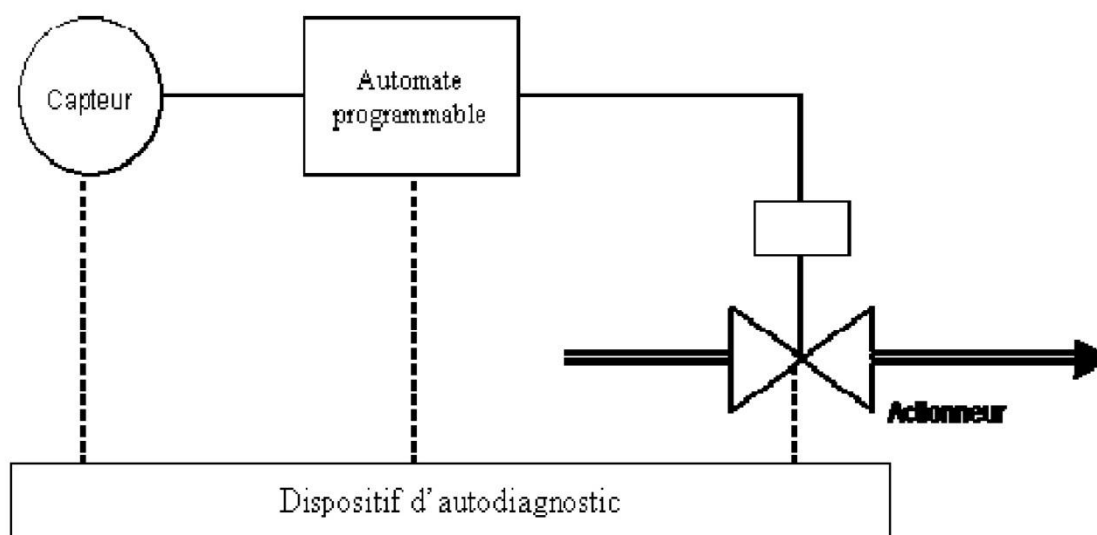


Figure 2.6 : Système instrumenté de sécurité

### 2.4.3. Modes de fonctionnement d'un SIS et mesures cibles de défaillances :

Une fois le risque tolérable défini et la réduction nécessaire du risque estimée, les exigences d'intégrité de sécurité affectées au SIS, pour chaque fonction de sécurité, doivent être spécifiées (en termes de SIL) en fonction des mesures cibles de défaillances (voir tableau 2.1). La notion de mesure cible de défaillances est désignée en matière de probabilité de défaillance dangereuse. Sa vocation diffère selon le mode de fonctionnement du système instrumenté de sécurité CEI 61508 :

- Probabilité moyenne de défaillance lors de l'exécution sur demande de la fonction spécifiée (PFD<sub>moy</sub>), en mode demande faible. Ce mode de fonctionnement correspond à une fréquence de sollicitation de la SIS inférieure ou égale à 1 an<sup>-1</sup> et également inférieure ou égale au double de la fréquence des tests périodiques auxquels il est soumis [CEI 61508-4, 2002].
- Probabilité d'une défaillance dangereuse par heure (PFH), en mode demande élevée ou en mode continu. Ce second mode correspond à une fréquence de sollicitation du SIS supérieure à 1 an<sup>-1</sup> ou supérieure au double de la fréquence des tests périodiques mentionnés précédemment [CEI 61508-4, 2002].

Les valeurs numériques des mesures cibles de défaillances, en fonction du mode d'opération du SIS, correspondantes aux niveaux d'intégrité de sécurité sont présentées au tableau 2.1.

**Tableau 2.1** : Niveaux d'intégrité de sécurité (SIL) en fonction des mesures cibles de défaillances [CEI 61508-4]

Nature de sollicitation	Demande faible	Demande élevée
SIL	PFD <sub>avg</sub>	PFH
4	$10^{-5} \leq \text{PFD}_{\text{avg}} < 10^{-4}$	$10^{-9} \leq \text{PFH} < 10^{-8}$
3	$10^{-4} \leq \text{PFD}_{\text{avg}} < 10^{-3}$	$10^{-8} \leq \text{PFH} < 10^{-7}$
2	$10^{-3} \leq \text{PFD}_{\text{avg}} < 10^{-2}$	$10^{-7} \leq \text{PFH} < 10^{-6}$
1	$10^{-2} \leq \text{PFD}_{\text{avg}} < 10^{-1}$	$10^{-6} \leq \text{PFH} < 10^{-5}$

### 2.5. Fonction Instrumentée de Sécurité (SIF) :

La figure 2.7 illustre la définition d'un système instrumenté de sécurité et des fonctions instrumentées de sécurité qui sont exécutées. Cette figure illustre, entre autres, une fonction instrumentée de sécurité (SIF no 1) qui protège la température de processus et fait fermer une vanne d'isolement en cas de dérive de température de procédé vers un état dangereux.

Les autres fonctions instrumentées de sécurité exécutées dans cet exemple de SIS sont la protection du niveau et la protection du débit.

Une fonction instrumentée de sécurité (SIF, Safety Instrumented Function) est utilisée pour décrire les fonctions de sécurité implémentées par un système instrumenté de sécurité.

Une fonction instrumentée de sécurité peut être considérée comme une barrière de protection fonctionnelle lorsque le système instrumenté de sécurité est considéré comme un système réalisant cette barrière de sécurité.

Un système instrumenté de sécurité contient habituellement plusieurs fonctions instrumentées de sécurité. Si les exigences d'intégrité de la sécurité pour ces fonctions instrumentées de sécurité diffèrent, alors les exigences applicables au niveau d'intégrité de la sécurité le plus élevé s'appliquent à l'intégralité du système instrumenté de sécurité, sauf si l'implémentation garantit une indépendance suffisante entre les fonctions de sécurité.

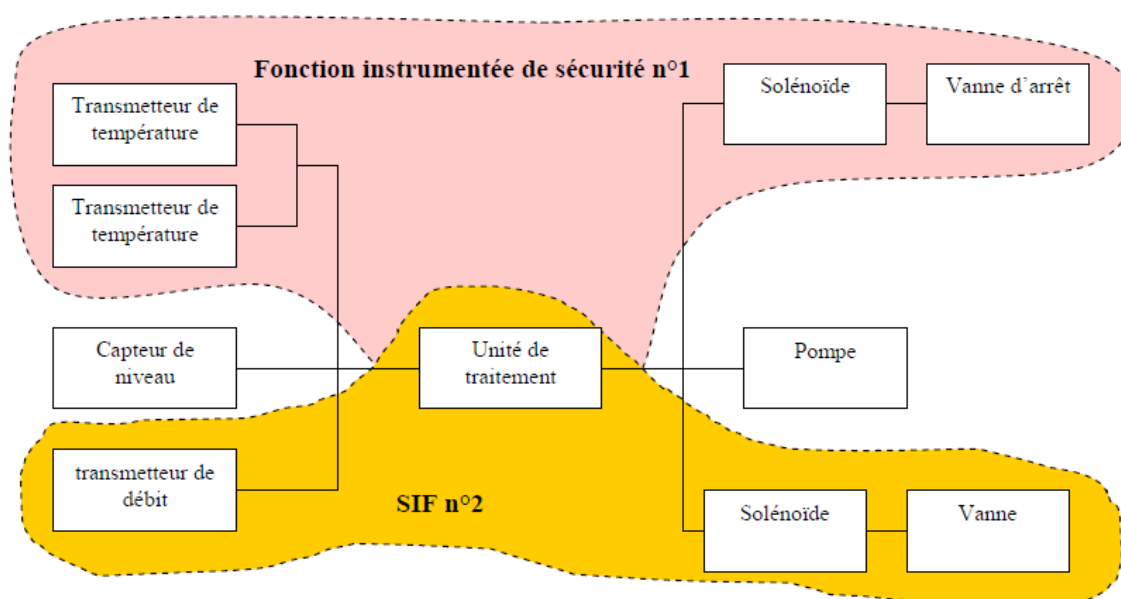


Figure 2.7 : fonction instrumentée de sécurité [S.Sklet, 2005]

Pour une situation donnée, plusieurs fonctions de sécurité peuvent conduire à réduire la fréquence d'occurrence du danger.

Les probabilités de défaillance des différentes fonctions de sécurité ne peuvent s'additionner que si les fonctions sont indépendantes entre elles. Dans ce mémoire, nous prenons comme hypothèse que chaque SIS ne peut réaliser qu'une seule SIF.

### **2.6. Intégrité de sécurité :**

La référence IEC 61508 la définit comme suit : «probabilité pour qu'un système relatif à la sécurité (SRS) exécute de manière satisfaisante les fonctions de sécurité requises dans toutes les conditions spécifiées et pour une période de temps spécifiée».

Elle indique également que cette définition est centrée sur la fiabilité des SRS dans l'exécution de leurs fonctions de sécurité.

Cette même référence, précise que l'intégrité de sécurité comprend l'intégrité de sécurité du matériel ainsi que l'intégrité de sécurité systématique. Elles sont définies ci-après.

- Intégrité de sécurité du matériel : partie de l'intégrité de sécurité des systèmes relatifs à la sécurité liée aux défaillances aléatoires du matériel en mode de défaillance dangereux.
- Intégrité de sécurité systématique : partie de l'intégrité de sécurité des systèmes relatifs à la sécurité qui se rapporte aux défaillances systématiques dans un mode de défaillance dangereux, en précisant que l'intégrité systématique ne peut normalement, ou précisément, être quantifiée, mais simplement considérée d'un point de vue qualitatif.

Les prescriptions concernant l'intégrité de sécurité des fonctions de sécurité à allouer aux SIS sont spécifiées en termes de niveau d'intégrité de sécurité (SIL) : niveau discret parmi quatre possibles, le SIL 4 possède le plus haut degré d'intégrité de sécurité. Sa détermination dépend du mode de fonctionnement du SIS

### **2.7. Niveau d'intégrité de sécurité :**

Le SIL ou Security Integrity Level est un niveau d'intégrité de sécurité. La notion de SIL découle directement de la norme IEC 61508. Le SIL peut se définir comme une mesure de la

sûreté de fonctionnement qui permet de déterminer les recommandations concernant l'intégrité des fonctions de sécurité à assigner aux systèmes E/E/PE concernant la sécurité.

Pour répondre au grand nombre de réductions de risques que les systèmes relatifs à la sécurité doivent réaliser, il est utile de disposer d'un certain nombre de niveaux d'intégrité de sécurité pour satisfaire aux prescriptions d'intégrité de sécurité des fonctions de sécurité allouées aux systèmes relatifs à la sécurité. Il convient que les spécifications de prescriptions d'intégrité de sécurité spécifient les niveaux d'intégrité de sécurité pour les systèmes E/E/PE relatifs à la sécurité.

Les objectifs en matière d'intégrité de sécurité pour les quatre niveaux d'intégrité de sécurité sont Deux paramètres sont spécifiés, un pour les systèmes relatifs à la sécurité fonctionnant en mode demande basse et un pour les systèmes relatifs à la sécurité fonctionnant en mode demande continue ou élevée.

### **2.8. Méthodes d'allocation du niveau d'intégrité de sécurité (SIL requis) :**

Les normes CEI 61508-5 et CEI61511-3 mettent en évidence les différentes méthodes d'allocation des SIL par les différentes approches : qualitative, semi-quantitative et quantitative.

#### **2.8.1. Approche qualitative :**

Il n'y a pas de calcul à proprement parler, certaines utilisations de ces méthodes pour la détermination des niveaux d'intégrité de sécurité passent directement des paramètres de risques aux niveaux d'intégrité de sécurité. Elle considère simplement plusieurs facteurs qui peuvent être précisément quantifiés pour la détermination d'intégrité de sécurité d'un système de sécurité. Parmi les méthodes d'allocation des SIL par l'approche qualitative : graphe de risque, matrice de gravité des événements dangereux...etc.

Cette approche se base principalement sur :

- Le retour d'expérience,
- Les dires d'experts,
- Les bonnes pratiques.

- L'expert se base sur l'expérience acquise dans le domaine lequel se fait l'étude (retour d'expérience, analyse des potentiels de dangers...) pour évaluer les niveaux d'intégrité de sécurité.

### 2.8.2. L'approche semi-quantitative :

Dans une approche semi-quantitative, le raisonnement est souvent similaire à celui d'une approche quantitative, au lieu de manipuler des données purement numériques (fréquences, probabilités précises...), des ordres de grandeurs, des indicateurs ou des notes sont utilisés pour la détermination des niveaux d'intégrité de sécurité. Parmi les méthodes les plus utilisées on cite : la méthode LOPA.

### 2.8.3. L'approche quantitative :

Ce type d'approche comme il est défini dans la norme CEI 61508 utilisées pour allouer les prescriptions d'intégrité de sécurité au système relatifs à la sécurité dépendent du fait que la réduction nécessaire du risque est spécifiée d'une manière numérique. Parmi les méthodes quantitatives de détermination des niveaux d'intégrité de sécurité on cite : chaîne de Markov, Arbre de Défaillance (AdD), Arbre d'événement (AdE)...etc.

Toutefois, l'utilisation séparée d'une seule méthode d'analyse de risque peut ne pas apporter une démonstration définitive de la réalisation des objectifs de sécurité. En effet, il est nécessaire de combiner plusieurs méthodes pour une meilleure complétude et une bonne cohérence en termes de résultats.

## 2.9. Adéquation des SIS aux niveaux d'intégrité de sécurité requis (SIL réel) :

La norme CEI 61508 montre que la satisfaction aux mesures cibles de sécurité (SIL requis) se fait par l'observation simultanée des trois prescriptions suivantes :

- **Prescriptions qualitatives** : minimisation de l'occurrence des défaillances systématiques par l'application des différentes prescriptions pendant les différentes phases du cycle de vie de sécurité du SIS.

Ce volet n'est pas couvert par mes travaux de recherche.

- **Prescriptions quantitatives (probabilistes)** : par le calcul de la probabilité moyenne de défaillance (PFD<sub>moy</sub>), ou par heure (PFH), du SIS due exclusivement à des défaillances aléatoires du matériel. Si la mesure cible du risque (en d'autre terme, le

SIL spécifié lors de l'analyse des risques) n'est pas remplie, la conception du SIS sera changée jusque à la satisfaction de la mesure cible.

Les différentes formulations analytiques permettant le calcul des PFDmoy et PFH constituent l'objet du second chapitre de ce document.

- **Contraintes architecturales :** La détermination du SIL de manière probabiliste via le calcul de la valeur moyenne de la PFD ou de la PFH, n'offrirait pas la garantie d'une précision suffisante, selon la norme CEI 61508. Il conviendrait donc de confirmer ou de corriger la valeur ainsi trouvée pour le SIL en appliquant une autre méthode de détermination, de nature différente : la prise en compte des les contraintes architecturales.

Les contraintes architecturales représentent, d'une certaine manière, une première estimation de la capacité d'un système instrumenté à accomplir sa fonction en analysant son architecture. Les contraintes d'architectures ont généralement pour effet de limiter le niveau d'intégrité de sécurité pouvant être atteint.

Il est écrit dans la norme 61508-2 que, « dans le contexte de l'intégrité de sécurité du matériel le niveau d'intégrité le plus élevé qui peut être annoncé pour la fonction de sécurité donnée est limité par la tolérance aux anomalies du matériel et la proportion de défaillances en sécurité des sous-systèmes qui réalisent la fonction de sécurité ».

La norme définit alors ces deux nouveaux termes :

- Une tolérance aux anomalies du matériel N signifie que (N+1) anomalies sont susceptibles de provoquer la perte de la fonction de sécurité.
- La proportion de défaillances en sécurité d'un sous-système (SFF : Safe Failure Fraction) est définie par le rapport du taux moyen des défaillances en sécurité, plus les défaillances dangereuses détectées au taux de défaillance moyen total du sous système.

La démarche présentée dans norme 61508-2 s'appuie sur deux tableaux reproduits ci-après.

**Tableau 2.2 :** Contraintes architecturales sur les SIS du type A [IEC 61508-2]

Proportion de défaillances en sécurité (SFF)	Tolérance aux anomalies matérielles		
	0	1	2
< 60 %	SIL 1	SIL 2	SIL 3
60 % - < 90 %	SIL 2	SIL 3	SIL 4
90 % - < 99 %	SIL 3	SIL 4	SIL 4
>= 99 %	SIL 3	SIL 4	SIL 4

Un SIS peut être considéré du type A si son comportement en présence d'anomalies est bien déterminé, si les modes de défaillance de ses constituants sont bien définis et si les données concernant leurs défaillances, issus du retour d'expérience, sont connus avec une bonne fiabilité.

**Tableau 2.3** : Contraintes architecturales sur les SIS du type B [IEC 61508-2]

Proportion de défaillances en sécurité (SFF)	Tolérance aux anomalies matérielles		
	0	1	2
< 60 %	Non autorisé	SIL 1	SIL 2
60 % - < 90 %	SIL 1	SIL 2	SIL 3
90 % - < 99 %	SIL 2	SIL 3	SIL 4
>= 99 %	SIL 3	SIL 4	SIL 4

Un SIS peut être considéré du type B si une des trois conditions régissant le type A n'est pas satisfaite.

Pour chaque sous-système d'un SIS qui participent à la réalisation d'une fonction de sécurité, on calcule la SFF et la tolérance aux anomalies (N = 0 à 2). Le croisement de ces deux entrées orthogonales donne, pour chacun des tableaux précédents, la valeur maximale du SIL qu'on peut annoncer pour chaque sous-système.

Il convient de mentionner que les tableaux relatifs aux contraintes d'architecture présentés dans la CEI 61511 diffèrent des tableaux 2.2 et 2.3.

### **2.10. Conclusion :**

En arrivant à la fin de ce chapitre de conclure que les systèmes instrumentés de sécurité SIS sont considérés comme couche de protection pour la préservation des installations et tout type de système.

L'implantation d'un SIS se base en premier lieu à la détermination du niveau intégré de sécurité SIL à l'aide des calculs des taux de défaillances, des probabilités de défaillances dangereuses PFD et PFH.

Les SIS sont utilisés dans n'importe installation (électrique, hydraulique, thermique,...) qui peuvent présenter n'importe situation dangereuse an d'assurer la confiance aux matériels.

***Chapitre 3 :***  
***Présentation générale du***  
***complexe GL1K***  
***(SONATRACH - SKIKDA)***

### 3.1. Introduction

La zone industrielle de Skikda est l'un des principaux pôles Hydrocarbures d'Algérie. Le ministère de l'environnement exige une évaluation des risques technologiques générés par les diverses activités présentes sur cette zone conformément à la loi du 19 janvier 2006.

La sécurité, la santé au travail et l'environnement ont toujours constitué une préoccupation majeure du groupe pétrolier SONATRACH. Aujourd'hui plus encore qu'hier, l'accident, avec ses conséquences sur l'homme, l'environnement ou l'outil industriel est inacceptable.

La liquéfaction du gaz naturel est considérée comme une activité à risque, qui peut être à l'origine d'accident pour l'homme, l'environnement et les installations. Ces risques sont entre autres : incendie, explosion, émanation accidentelle de gaz, déversement accidentel du produit, etc.

L'analyse de sécurité de l'installation consiste à étudier le fonctionnement et les dysfonctionnements de ses composants. Elle permet de définir les procédures de surveillance et d'arrêt à introduire dans le programme de conduite dans un cadre préventif.

### 3.2. Le complexe GL1K :

#### 3.2.1. Historique

La première usine de GNL a été construite en Virginie (USA) en 1912. Cette usine était du type peak shaving. A la différence des usines à flux continu, ce type d'usine liquéfie le gaz naturel pendant les périodes de basse consommation pour le vaporiser et le réinjecter dans le réseau de distribution pendant les périodes de consommation de pointe

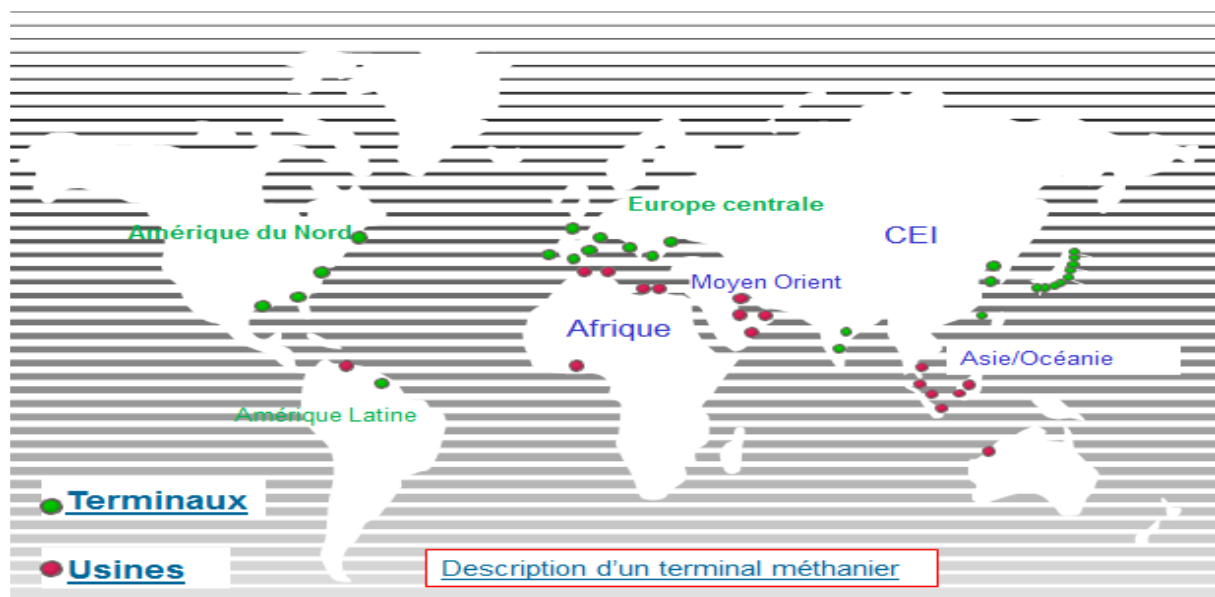


Figure 3.1 : Terminaux méthaniers et usines de liquéfaction dans le monde

### 3.2.2. Situation géographique :

Le complexe GL1K est situé à 3 km de l'est de la ville de Skikda, dont les différentes unités de liquéfaction sont construites sur la côte pour faciliter l'exportation du produit fini.

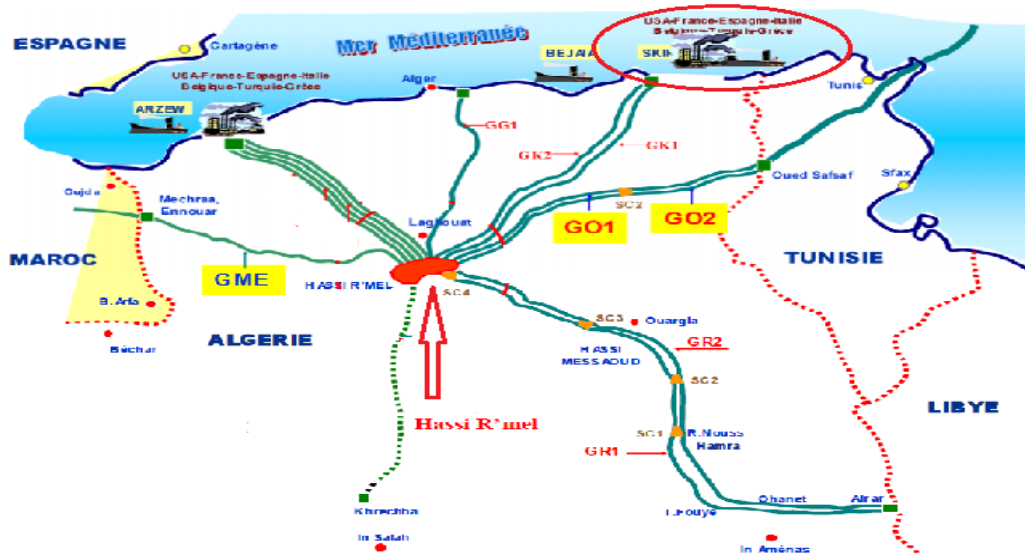


Figure 3.2: Position géographique du complexe GNL1K

### 3.3. Description des installations du complexe GL1K :

Le complexe comprend principalement :

- Le Nouveau Train de GNL : le méga train utilise le procédé APCI (Air Product and Chemicals Incorporation) pour la liquéfaction du GN.
- L'unité 10 et Unités 5P/6P : pour la liquéfaction du GN.
- L'unité GPL : pour le traitement et le stockage du propane et du butane.
- Installations de stockage et d'expédition de GNL, GPL et de gazoline.
- Les utilités Le réseau de protection anti-incendie

### 3.4. Le train de liquéfaction et de fractionnement comprenant :

- L'unité de comptage du gaz naturel
- L'unité de compression du gaz naturel
- L'unité de décarbonatation du gaz naturel
- L'unité de déshydratation du gaz naturel
- L'unité de démercurisation du gaz naturel
- L'unité de liquéfaction du gaz naturel et d'extraction de la charge de gaz riche en Hélium.

- L'unité de fractionnement des sous-produits (Ethane, Propane, Butane, Gazoline)
- L'unité de stockage et de chauffage d'huile pour les échangeurs.

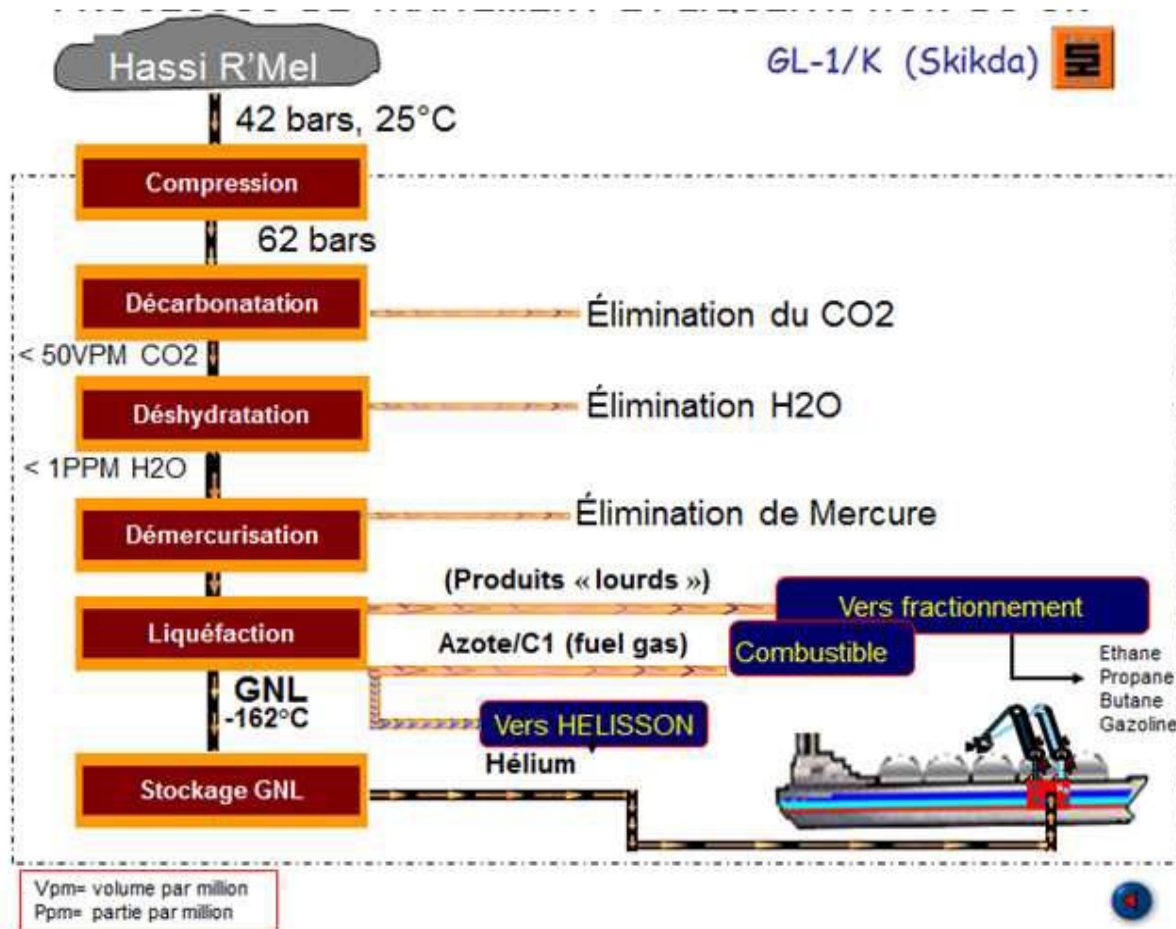


Figure 3.3: processus de traitement et liquéfaction du GN

### 3.4.1. L'unité de comptage du gaz naturel :

ROLE : Mesurer et comptabiliser tout le GN entrant aux unités existantes et au Nouveau

Train de GNL. Elle comprend :

- Trois computers totalisateurs
- Trois vannes d'isolement motorisées
- Un chromatographe pour analyse de la composition et de la densité du gaz afin de calculer le débit massique du GN entrant.



Dans le cas du GNL, le CO<sub>2</sub> est éliminé (décarbonatation) avant liquéfaction pour prévenir le bouchage des échangeurs cryogéniques.

Donc L'unité de décarbonatation du gaz naturel sert à réduire la teneur en CO<sub>2</sub> de 0.19% à 50 ppm pour éviter la solidification dans la section liquéfaction. Elle utilise le procédé BASF utilisant ( aMDEA) Méthyle Diethanol Amine activée. Le solvant utilisé est de 60% massique d'eau et de 40% massique de l'aMDEA

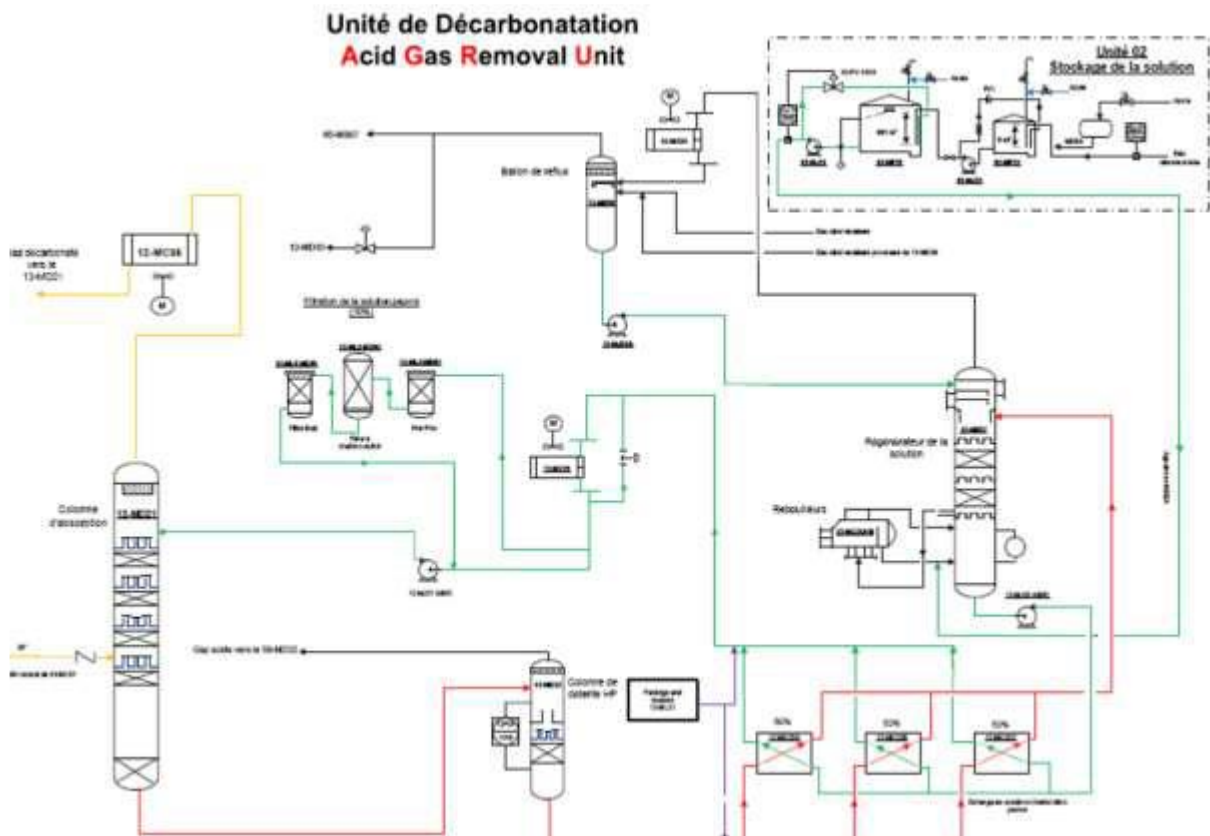


Figure 3.5 : Schéma de décarbonatation

### 3.4.4. L'unité de déshydratation du gaz naturel :

Lors de la liquéfaction, le GN est refroidit par étape depuis +35°C à -164°C. Si l'eau, contenue dans le gaz, n'est pas extraite elle se solidifierait et pourrait provoquer le bouchage de l'échangeur principal (15-MC05) d'où la baisse du rendement d'échange thermique.

Le séchage est réalisé par trois sécheurs qui fonctionnent alternativement, par circulation du gaz carbonaté du haut en bas sur des tamis moléculaires ayant un haut pouvoir d'adsorption.

Le taux d'humidité à la sortie doit être inférieur à 1ppm.

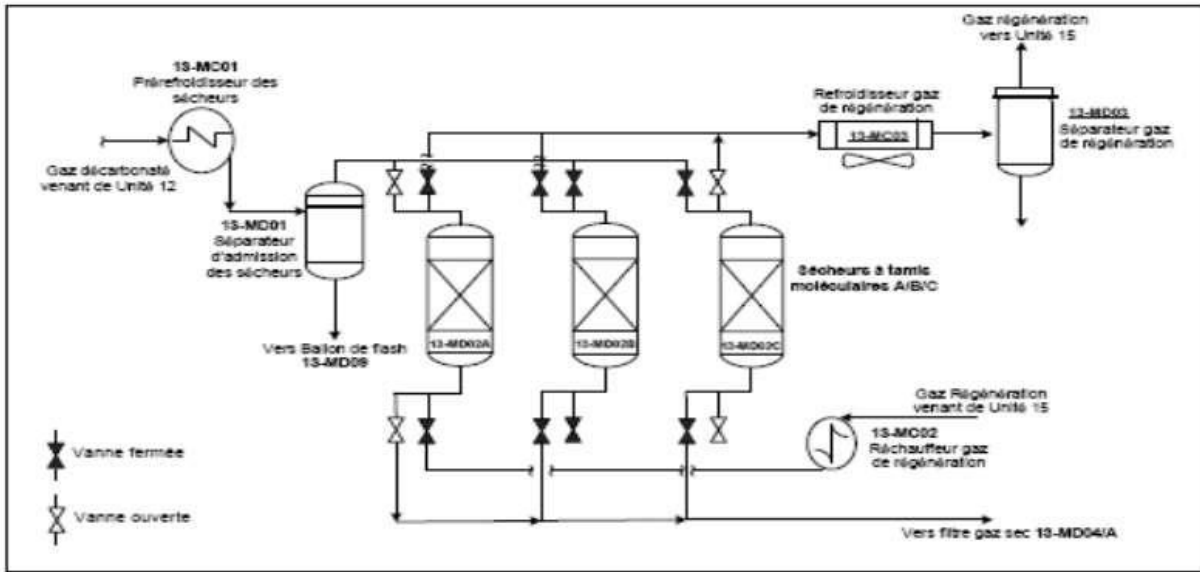


Figure 3.6 : Schéma de deshydratation

### 3.4.5. L'unité de démercuration du gaz naturel :

La dernière unité de traitement, elle est conçue pour éliminer le mercure du gaz à travers l'adsorbeur de mercure (14-MD01) qui contient un lit de charbon actif pour protéger la section cryogénique de l'usine, cette unité est conçue pour réduire le niveau de mercure dans le gaz à moins de 5ng/Nm<sup>3</sup>

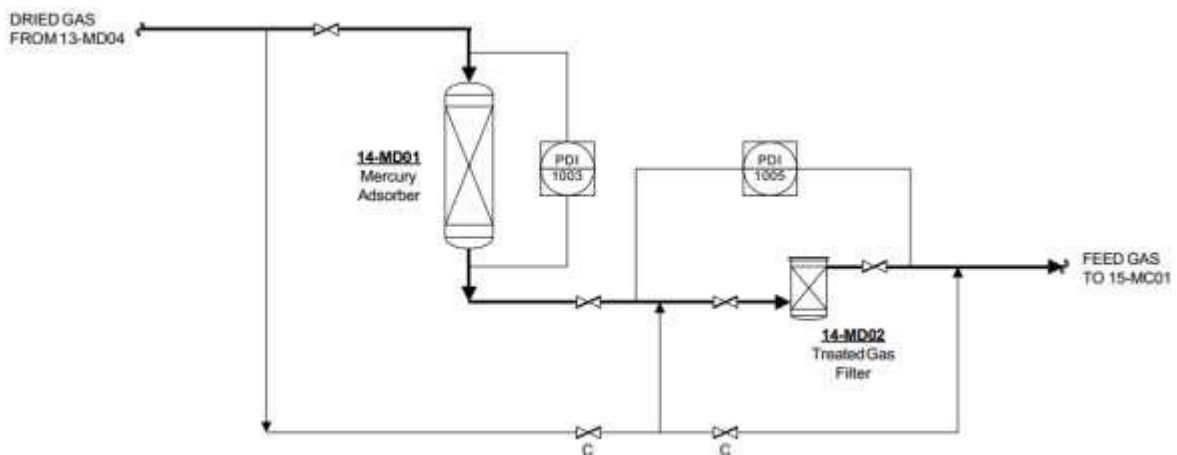


Figure 3.7 : Schéma de démercuration

### **3.4.6. L'unité de liquéfaction du gaz naturel et d'extraction de la charge de gaz riche en Hélium**

#### **3.4.6.1.L'unité de liquéfaction du gaz naturel**

Le nouveau train GNI utilise dans cette unité le procédé APCI (Air Product and Chemicals Incorporation) qui constitué de :

- Une boucle de réfrigération (pré refroidissement) au propane comprenant :
- Un compresseur principal de propane à 4 corps (51.8 Mw) entraîné par une turbine a gaz type FRAME 7 (82.9 MW). Sur le même arbre est attelé un moteur d'assistance au démarrage (helper motor) de 17MW
- Une batterie d'évaporateur
- Une batterie d'aéros réfrigérants

Le rôle de cette boucle de réfrigération et de pré refroidir environ 2/3 du réfrigérant principal (MR) de +40°C à -36°C et pré refroidir la GN décarbonaté et sec de +22°C à -35°C avant son entrée dans l'échangeur principale cryogénique

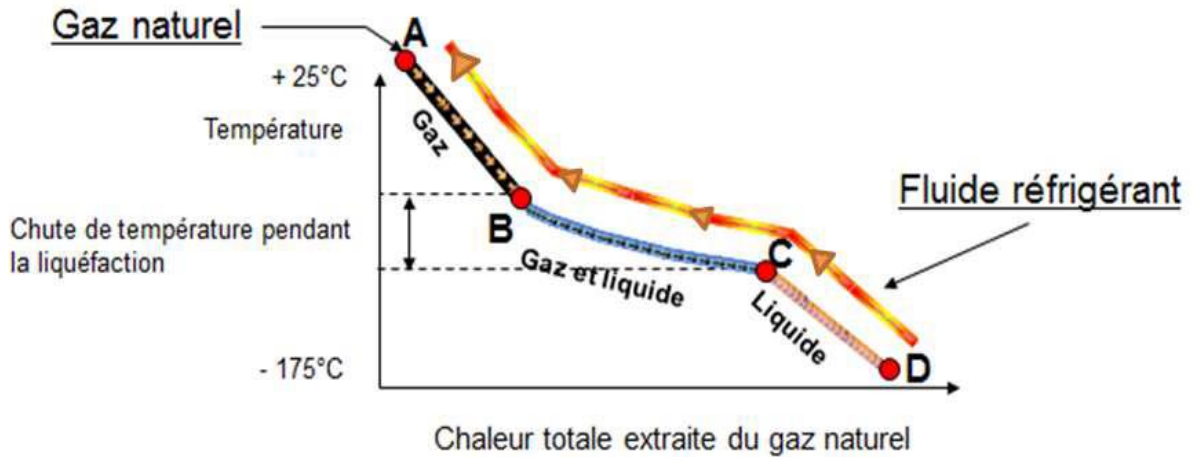
- Une boucle de réfrigération au réfrigérant mixte (MR), comprenant :
- Un compresseur à 3 corps entrainer par une turbine à gaz type FRAME 7 ( 83.3 MW) Sur le même arbre est attelé un moteur d'assistance au démarrage 7 MW
- Une batterie d'évaporateur
- Une batterie d'aéros réfrigérants

Le rôle de cette boucle de réfrigération est de refroidir et liquéfier le gaz naturel dans l'échangeur principal cryogénique, les différents constituants du réfrigérant mixte MR sont obtenus à partir du gaz naturel.

Le troisième corps du compresseur MR est entraîné par la turbine du compresseur principal de propane.

- Une boucle externe de réfrigération au propane comprenant
- Un compresseur à 4 corps (22MW) entrainer par une turbine à gaz type FRAME 5 (31 MW).
- Une batterie d'évaporateur
- Une batterie d'aéros réfrigérants

Cette boucle de réfrigération est utilisée pour pré-refroidir environ 1/3 du réfrigérant principal de +40°C à -36°C et assurer la réfrigération pour les échangeurs de l'unité de fractionnement



**Figure 3.8:** la courbe de liquéfaction

Pendant la liquéfaction du gaz naturel, on ne trouve pas cette période à température constante. Dès le début de la liquéfaction (B) du composant le plus lourd jusqu'à la transformation en liquide de la dernière particule du composant le plus léger (C), la température s'abaisse continuellement. Les composants de ce mélange ne se liquéfient pas l'un après l'autre, mais ils se liquéfient en même temps de telle façon que dans le liquide, la proportion des composants lourds est plus importante au début, les gaz légers ne se liquéfiant, en gros, que vers la fin de la liquéfaction du mélange.

#### 3.4.6.2.Extraction d'hélium :

Le GNL du haut du échangeur principale passe au travers du détenteur liquide et est détendu brusquement dans le ballon de détente d'hélium/GNL ou le courant GNL et le courant de vapeur riche en hélium sont séparés. Le courant riche en hélium est envoyé vers une nouvelle usine à hélium ou l'hélium (et un peu d'azote) est extrait et liquéfié

#### 3.4.7. L'unité de Fractionnement

L'unité de fractionnement retire les hydrocarbures plus lourds du gaz d'alimentation qui auront un impact sur les caractéristiques du produit GNL, et qui présentent le risque de congélation dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal.

L'unité de fractionnement comprend les colonnes de distillation suivantes :

- Déméthaniseur ;
- Dé-éthaniseur ;
- Dépropaniseur ;
- Débutaniseur ; et
- Déisopentaniseur.

Après le traitement, le gaz est prérefroidi dans des condenseurs à propane (BP, MP, HP), et envoyé vers la colonne de lavage, là où les hydrocarbures lourds  $C_2^+$  sont retirés du gaz naturel d'alimentation.

Les fonds de tour de lavage sont envoyés vers l'unité de fractionnement pour produire l'éthane, le propane, le butane, l'appoint de réfrigérant, la réinjection et le produit requis. Le condensat (ou essence naturelle) est envoyé en tant que produit.

#### 3.4.7.1. Réinjection du GPL

Le butane sortant du débutaniseur est refroidi, puis mélangé avec l'éthane et le propane issus de l'unité de fractionnement, pour être réinjecter dans le circuit GNT dans le MCHE.

#### 3.4.8. Stockage du GNL, du gaz de transfert et des évaporats

- Un bac de stockage de GNL de 150 000 m<sup>3</sup>. Il est du type confinement intégral avec une structure extérieure en béton armé précontraint à toit suspendu et une cuve interne en acier à 9% de nickel

Les gaz d'évaporation des bacs (boil off) et de retour des méthaniers durant le chargement sont repris par des compresseurs et envoyés dans le réseau Fuel Gas et/ou recyclés à l'entrée de l'unité de liquéfaction du Nouveau Train de GNL.

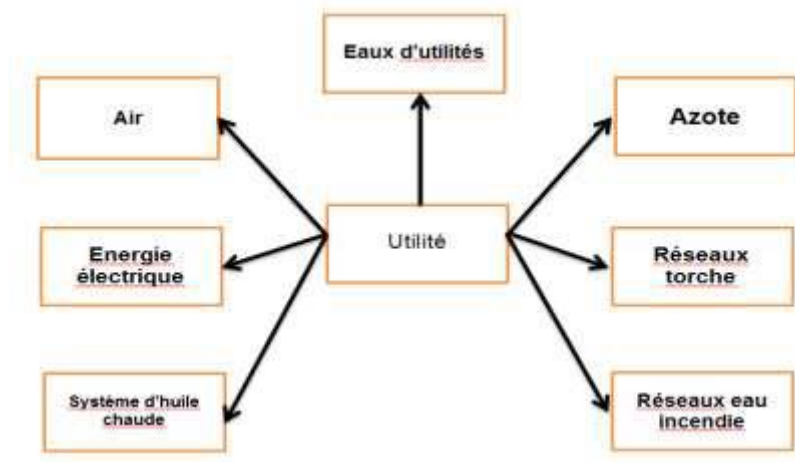
- Un bac de stockage de propane de capacité totale de 66 000 m<sup>3</sup> (type confinement intégral).
- Un bac de stockage de butane de capacité totale de 66 000 m<sup>3</sup> (type confinement intégral).
- Une unité de réfrigération de GPL (propane et butane).

Cette unité reçoit :

- Les gaz d'évaporation des bacs de propane et de butane du Nouveau Train . Ce boil off est liquéfié puis est renvoyé au stockage au Nouveau Train.

- Le retour gaz des navires GPL durant les chargements. Ce boil off est liquéfié puis est renvoyé au stockage au Nouveau Train.
- Le butane et le propane chauds venant de la Raffinerie de Skikda (RA-1/K). Ces produits sont sous-refroidis puis renvoyés au stockage dans les bacs du Nouveau Train de GNL.
- Une sphère de stockage de gazoline de capacité totale de 3 760 m<sup>3</sup>.

### 3.5. Les utilités



**Figure 3.9 :** les besoins du méga train fournissent par l'utilité

Ces installations fournissent les utilités nécessaires au fonctionnement du Nouveau Train de GNL.

#### 3.5.1. L'énergie électrique :

- 5 Diesel Générateur d'une puissance unitaire de 1,8 MW.

Ces équipements servent à fournir l'énergie électrique nécessaire pour le démarrage et pour l'arrêt sécurisé des installations.

- 5 turbo générateurs (turbines à gaz entraînant des alternateurs) d'une puissance unitaire de 25 MW.

Ces équipements servent à fournir l'énergie électrique pour tous les consommateurs du Nouveau Train de GNL et, après raccordement, aux installations existantes (GL-1/K).

- 6 sous stations pour la distribution électrique.

#### 3.5.2. La production d'air instrument et d'air service comprenant :

3 compresseurs d'une capacité unitaire de 3300 Nm<sup>3</sup>/heure, munis d'une batterie de sécheurs et de ballons de recette associés.

Cette unité produit de l'air instrument sec pour les besoins de l'instrumentation (vannes, positionneurs, etc) ainsi que de l'air service non séché pour les besoins utilitaires des installations (nettoyage par exemple).

- La production d'eau potable à partir du réseau d'eau industrielle (de barrage) fournie par le complexe GL-1/K. Cette eau est traitée dans un package spécial pour être amenée aux conditions sanitaires exigées avant sa mise à la consommation.

**NB : Le reste des utilités est fourni par le complexe GL-1/K existant :**

- L'azote qui sera utilisé durant les opérations de mise sous atmosphère inerte des installations lors des opérations de maintenance ou de préparation de démarrage.
- L'eau déminéralisée, utilisée pour les circuits de réfrigération de l'huile des machines tournantes et pour la préparation et le maintien de la concentration de la solution MDEA utilisée pour la décarbonatation du gaz naturel.

**3.5.3. le système torche et brûlot comprenant :**

- Une torche recevant les effluents gazeux des unités du Nouveau Train de GNL et du complexe existant. La hauteur de cette torche est de 150 m. Elle est montée sur un seul derrick comprenant 3 futs ( 2 pour le Nouveau Train et 1 pour les unités existantes de GL-1/K) .Une torche basse pression (torche confinée) recevant le torchage de boil-off du nouveau Train de GNL et du complexe GL-1/K existant.
- Un brûlot recevant les liquides torchés à partir du Nouveau Train de GNL et du complexe existant.

**3.5.4. La salle de contrôle principale comprenant :**

- Les postes de conduite et les équipements associés
- Les salles engineering et maintenance.
- La salle de formation OTS (simulateur)
- La salle de réunion, cuisine, vestiaires...

**3.5.5. Le système de contrôle et de sécurité**

Il comprend un ensemble de systèmes regroupés au sein du ICS (Instrument Control System). Le système de contrôle utilisé est le DCS EPKS (Experion Process Knowledge System R310). Il fait partie du ICS et communique avec tous les autres systèmes de contrôle et de sécurité.

### 3.5.6. Le réseau incendie.

Le réseau incendie du Nouveau Train de GNL est alimenté par une pompe électrique située à la pomperie eau de mer du complexe GL-1/K. Ce réseau est interconnecté à celui de GL1/K en trois points. En marche normale, ce réseau est maintenu en pression par de l'eau industrielle (de barrage).

### 3.5.7. Le système de détection feux et gaz

Le Nouveau Train de GNL est équipé de systèmes de détection feux et gaz répartis sur l'ensemble du Train. Les alarmes sont reportées en salle de contrôle.

En cas de feu ou fuite de gaz sur une zone du Train, et en cas de nécessité, l'opérateur dispose d'un système d'isolement et de dépressurisation de la zone concernée.

### 3.6. Description du système de la colonne d'épuration 15-MD01 (sujet d'étude) :

Le système de la colonne d'épuration 15-MD01, unité 15, est situé en aval du système de démercurisation et en amont de l'échangeur principal de chaleur cryogénique 15-MC05 et du système de déméthaniseur 07-MD01, unité 07.

L'objectif du système de la colonne d'épuration est de maintenir les concentrations de pentane et de benzène dans la production de tête à des niveaux maximum, respectivement 0,1 % mole et 1 ppm. Les produits de fond de la colonne d'épuration 15-MD01 (éthane et hydrocarbures lourds) alimentent l'unité de fractionnement.

Le système de la colonne d'épuration est alimenté en GN par les systèmes de démercurisation et du compresseur de recyclage du BOG.

Le gaz d'alimentation mélangé entre dans les refroidisseurs avec un débit de 840 220 kg/h à 22°C. Il est ensuite refroidi à -35°C par les refroidisseurs de gaz d'alimentation/Propane HP/MP/BP 15-MC01/02/03 avant d'entrer dans la colonne d'épuration 15-MD01.

Le produit en tête de la colonne d'épuration alimente l'échangeur principal (MCHE) 15-MC05 et le produit de fond alimente le système de déméthaniseur 07-MD01 ou alimente le collecteur de la torche froide pendant le démarrage.

#### 3.6.1. Pré-refroidissement:

Le gaz d'alimentation venant du système de démercurisation à un débit de 813 049 kg/h se mélange avec le gaz de recyclage venant du système compresseur de recyclage du BOG dont le débit est de 27 172 kg/h.

Ce mélange de gaz circule à travers les refroidisseurs de gaz d'alimentation propane HP, MP, BP 15-MC01/2/3 à un débit de 840 221 kg/h à 22°C et 62 bar eff. Ceci permet de baisser sa

température à  $-35^{\circ}\text{C}$  et condenser partiellement le gaz d'alimentation avant d'entrer dans la colonne d'épuration 15-MD01.

Ces refroidisseurs sont des échangeurs de type Kettle à tubes renforcés du fait qu'un débit biphasique est généré au moment où il traverse ces tubes.

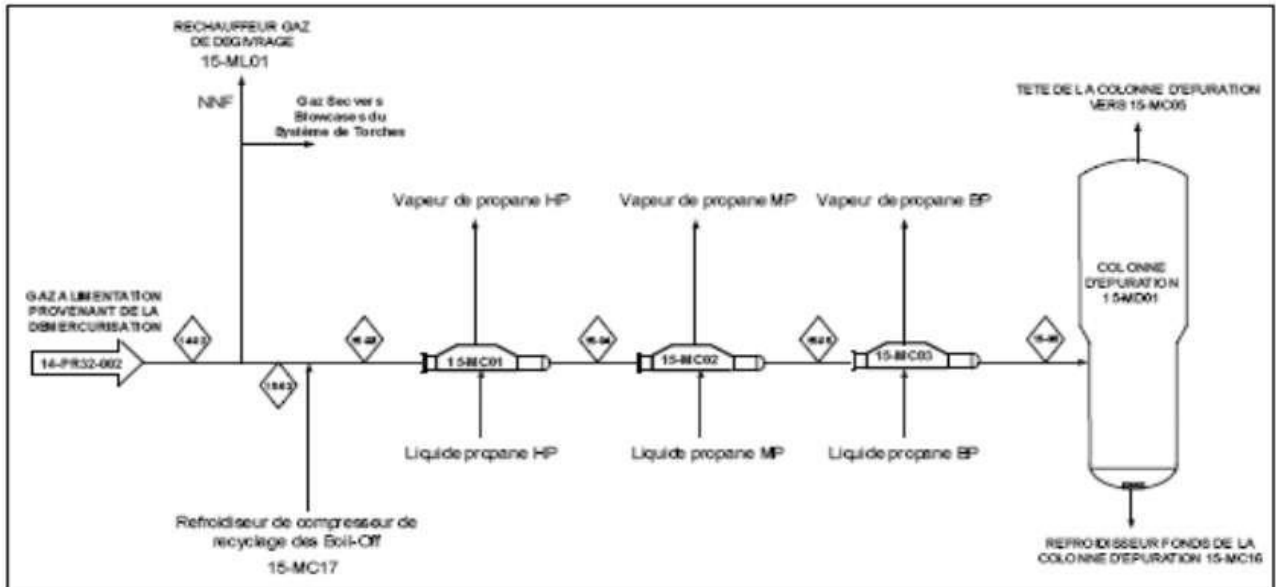


Figure 3.10 : Schéma de Pré-refroidissement

### 3.6.2. Lavage :

La colonne d'épuration 15-MD01 élimine les hydrocarbures lourds et tous les aromatiques contenus dans le gaz d'alimentation, et ce afin d'éviter le colmatage dans l'échangeur principal 15-MC05.

La colonne d'épuration augmente les taux d'éthane et de propane qui sont utilisés comme réfrigérants pour le procédé de liquéfaction, et aide à produire un GNL selon les spécifications commerciales.

Le GN venant du refroidisseur de GN/propane BP 15-MC03 entre dans la colonne d'épuration 15-MD01 à un débit normal de  $840\ 221\text{kg/h}$  à  $-35^{\circ}\text{C}$  et à 60,6 bar eff.

Le rebouilleur de la colonne d'épuration 15-MC15 utilise de l'huile chaude pour le réchauffage. La colonne d'épuration est équipée d'un plateau de soutirage pour diriger le liquide vers le rebouilleur de la colonne d'épuration. Un débit d'hydrocarbure mélangé (venant du rebouilleur de la colonne d'épuration) est renvoyé vers la colonne en-dessous du plateau de soutirage à partir duquel il monte à travers les cheminées et les plateaux à clapets.

Il y a deux courants qui quittent la colonne d'épuration; le courant de fond et le courant de tête. Le courant de fond, constitué d'hydrocarbures lourds et d'aromatiques, est refroidi

dans le refroidisseur de fond de la colonne d'épuration 15-MC16. Il est ensuite dirigé vers l'unité 07 de fractionnement.

L'unité de fractionnement sépare ce débit de ses composants d'éthane, de propane, de butane, d'isopentane et de condensat (gazoline naturelle). Le courant de tête de la colonne d'épuration est mélangé avec du GPL récupéré du fractionnement.

Le courant mélangé est ensuite envoyé vers le bout chaud du 15-MC05, et en ressort en deux-phases. Enfin, il alimente le ballon de reflux de la colonne d'épuration 15-MD02. Le ballon de reflux sépare la phase liquide et la renvoie vers la colonne d'épuration en reflux grâce aux pompes de reflux de la colonne d'épuration 15-MJ01/A. La phase vapeur venant du 15-MD02 revient au milieu du 15-MC05 à  $-55^{\circ}\text{C}$  en tant que constituant principal de la production de GNL.

La température du ballon de reflux est contrôlée par le 15-TIC-1039 qui dévie une partie du courant de tête de la colonne d'épuration allant vers le 15-MC05.

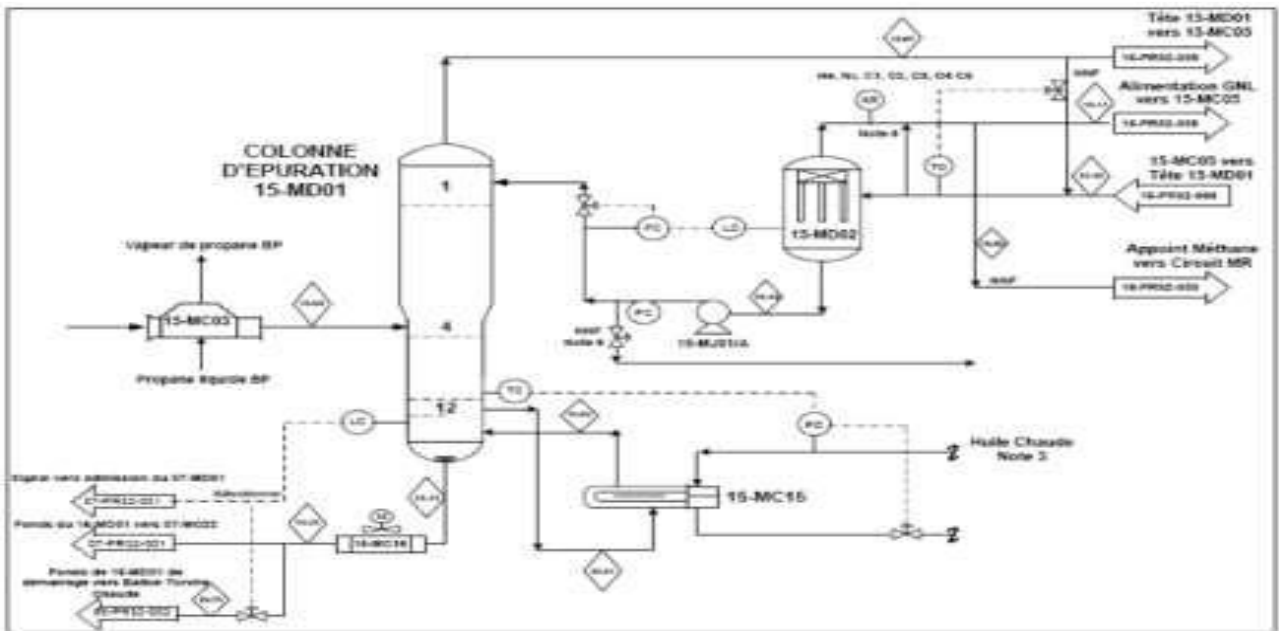


Figure 3.11 : Schéma de La colonne d'épuration

### 3.6.3. Exploitation:

#### 3.6.3.1. Marche normale

##### Refroidisseur de gaz d'alimentation/ propane HP 15-MC01

Le refroidisseur de gaz d'alimentation/propane HP 15-MC01 est un refroidisseur de type Kettle qui utilise le propane (HP à 2,7 bar eff) comme refroidisseur sur le côté calandre.

Le niveau du propane HP, côté calandre, est contrôlé par le 15-LIC-1005 qui règle la vanne d'admission de propane. La vapeur de propane HP sortante du côté calandre du 15-MC01 alimente le ballon d'aspiration de propane HP 16-MD04.

#### **Refroidisseur de gaz d'alimentation/ propane MP 15-MC02**

Le refroidisseur de gaz d'alimentation/propane MP 15-MC02 utilise le propane (MP à 1,0 bar eff) comme refroidisseur sur le côté calandre.

Le niveau du propane MP, côté calandre, est contrôlé par le 15-LIC-1007 qui règle la vanne d'admission de propane. La vapeur de propane MP sortante du côté calandre du 15-MC02 alimente le ballon d'aspiration de propane MP16-MD03.

#### **Refroidisseur de gaz d'alimentation/ propane BP 15-MC03**

Le refroidisseur de gaz d'alimentation/propane BP 15-MC03 utilise le propane (BP à 0,2 bar eff) comme refroidisseur du côté de la calandre.

Le niveau du propane BP, côté calandre, est contrôlé par le 15-LIC-1020 qui règle la vanne d'admission de propane. La vapeur de propane BP sortante du côté calandre du 15-MC03 alimente le ballon d'aspiration de propane BP 16-MD02.

#### **Colonne d'épuration 15-MD01**

Le commutateur sélecteur 15-HS-1011 permet à l'opérateur de choisir entre le contrôle de niveau en cascade et le contrôle de niveau direct des produits de la colonne d'épuration.

Quand le commutateur 15-HS-1011 est sur OFF, le régulateur de niveau 15-LIC-1011 maintient le niveau dans la colonne d'épuration en réglant le point de consigne du régulateur de débit 07-FIC-1471 qui agit sur la vanne de contrôle 15-LV-1471. Le liquide est drainé de la colonne vers le refroidisseur de fond 15-MC16 puis alimente le réchauffeur des produits de tête du déméthaniseur 07-MC22 et ensuite alimente le refroidisseur d'alimentation du déméthaniseur 07-MC20 de l'unité 07. La vanne de débit 07-FV-1471 règle le débit du courant de fond qui quitte le 07-MC20.

Quand le commutateur 15-HS-1011 est sur ON, le régulateur 15-FIC-1471 est permuté du mode cascade et mis en contrôle de point de consigne localement. Le régulateur de débit 07-FIC-1471 contrôle la vanne 07-FV-1471. Ensuite, le régulateur 15-LIC-1011 contrôle la

vanne 15-LV-1011 afin de maintenir le niveau de la colonne d'épuration en purgeant le liquide vers la torche froide.

La température de la colonne d'épuration est contrôlée par la cascade 15-TIC-1064/ 15-FIC-1061. Cette cascade permet le réglage de la température et ce, en contrôlant le débit de l'huile chaude vers le rebouilleur de la colonne d'épuration 15-MC15. Trois indicateurs de température de la colonne (15-TI-1064,15-TI-1434 et 15-TI-1435) indiquent les températures des différents plateaux, et sont transmises au commutateur sélecteur 15-HS-1064. Le signal sélectionné est transmis au 15-TIC-1064 pour contrôler la température.

#### **Refroidisseur de fond de la colonne d'épuration 15-MC16**

Le refroidisseur de fond de la colonne d'épuration 15-MC16 est un refroidisseur de type ailette-ventilateur qui refroidit les produits de fond de la colonne d'épuration 15-MD01 de 82°C à 39°C. Il est constitué d'une batterie contenant trois (03) ventilateurs à vitesse fixe. Les trois (03) ventilateurs sont démarrés et arrêtés manuellement par l'opérateur afin de maintenir une température normale de 39°C.

Le nombre de ventilateurs nécessaires à la réalisation de ce refroidissement varie en fonction de la température ambiante.

#### **Rebouilleur de la colonne d'épuration 15-MC15**

Le rebouilleur de la colonne d'épuration 15-MC15 renvoie un courant partiellement vaporisé vers le fond de la colonne d'épuration 15-MD01.

La quantité de débit d'huile chaude vers le rebouilleur détermine la température de la colonne d'épuration. La cascade 15-TIC-1064/15-FIC-1061 agit sur le débit d'huile de réchauffage.

#### **Ballon de reflux de la colonne d'épuration 15-MD02**

Le courant de tête de la colonne d'épuration 15-MD01 alimente le bout chaud de l'échangeur principal 15-MC05 et revient vers le ballon de reflux de la colonne d'épuration 15-MD02. Il est ensuite partiellement condensé. Quand l'alimentation est légère, le GPL peut être injecté en tête de la colonne d'épuration, en amont du faisceau chaud afin de générer des liquides qui aideront à établir un débit de reflux. En cas de faible débit, une injection du GPL, en tête de la

colonne d'épuration en amont du bout chaud, permet de purifier les liquides et rétablir le débit de reflux.

La température du ballon de reflux est contrôlée par le 15-TIC-1039 en permettant à la vapeur de tête de by-passer le 15-MC05 à travers la vanne de contrôle 15-TV-1039.

Le niveau du ballon de reflux est contrôlé par le régulateur de niveau 15-LIC-1025 à travers le régulateur de débit de reflux 15-FIC-1026. Ce régulateur de débit règle le débit de reflux renvoyé vers la colonne d'épuration 15-MD01 grâce à la pompe de reflux de la colonne d'épuration 15-MJ01/A.

Le débit de reflux vers la colonne d'épuration peut aussi être réglé par le 15-FIC-1066 et ce, en déviant le débit venant de l'aval des pompes 15-MJ01/A vers l'alimentation du bout froid du 15-MC05 venant de la tête du ballon de reflux 15-MD02. Ceci empêchera le recyclage du GPL vers le fractionnement.

L'opérateur peut aussi utiliser la commande manuelle 15-HIC-1251 pour envoyer le liquide du fond du ballon de reflux vers le collecteur liquide torche froide et utiliser la 15-HIC-1023 pour dégazer les produits de tête de ce ballon vers la torche froide, ceci pendant le démarrage seulement.

### **Pompes de reflux de la colonne d'épuration 15-MJ01/A**

Il y a deux pompes de reflux, dont une en stand-by (de secours). Les pompes sont munies d'une ligne bypass à débit minimum et d'un régulateur de débit 15-FIC-1027 qui règle la vanne 15-FV-1027 afin de contrôler le débit de liquide renvoyé vers le ballon de reflux de la colonne d'épuration 15-MD02.

#### **3.6.3.2. Paramètres d'exploitations normales**

Le tableau suivant représente toutes les variables opératoires pour le système de la colonne d'épuration.

**Tableau 3.1:** Variables opératoires pour le système de la colonne d'épuration

Equipement No.	Description	Valeur Typique	Unité
15-AT-1018	Analyseur des produits de tête du ballon de reflux de la colonne d'épuration:		
	He (Hélium)	0,20	% mole
	N <sub>2</sub> (Azote)	6,53	% mole
	CO <sub>2</sub> (Dioxyde de carbone)	0,01	% mole
	C <sub>1</sub> (Methane)	86,64	% mole
	C <sub>2</sub> (Ethane)	5,66	% mole
	C <sub>3</sub> (Propane)	0,76	% mole
	IC <sub>4</sub> (Isobutane)	0,10	% mole
	NC <sub>4</sub> (Butane)	0,11	% mole
	IC <sub>5</sub> (i-Pentane)	0,00	% mole
NC <sub>5</sub> (Pentane)	0,00	% mole	
15-FIC-1026	Régulateur de débit de reflux de la colonne d'épuration 15-MD01	115 147	kg/h
15-FIC-1027	Régulateur de débit mini de la pompe de reflux de la colonne d'épuration	115 147	kg/h
15-FIC-1061	Régulateur de débit d'huile chaude du rebouilleur de la colonne d'épuration	478 350	kg/h

**Tableau 3.2 :** Variables opératoires pour le système de la colonne d'épuration

Equipement No.	Description	Valeur Typique	Unité
15-FIC-1066	Régulateur de débit de reflux vers le bout froid du 15-MC05	0	kg/h
15-LIC-1005	Régulateur de niveau du refroidisseur de propane HP 15-MC01	50	%
15-LIC-1007	Régulateur de niveau du refroidisseur de propane MP 15-MC02	50	%
15-LIC-1011	Régulateur de niveau de la colonne d'épuration 15-MD01	50	%
15-LIC-1020	Régulateur de niveau du refroidisseur de propane BP 15-MC03	50	%
15-LIC-1025	Régulateur de niveau du ballon de reflux 15-MD02	50	%
15-TIC-1039	Régulateur de température du ballon de reflux de la colonne d'épuration 15-MD02	-55	°C
15-TIC-1064	Régulateur de température de la colonne d'épuration 15-MD02	42	°C

### 3.6.3.3. Exploitations temporaires

Avant le démarrage du système déméthaniseur, le niveau des produits de fond de la colonne d'épuration 15-MD01 est contrôlé par le commutateur sélecteur du DCS 15-HS-1011 qui est positionné pour un contrôle de niveau direct avec le 15-LIC-1011, en déviant le débit des produits de fond.

Ces produits de fond sont déviés vers le collecteur de la torche froide à travers la vanne de contrôle 15-LV-1011 qui est placée en aval du 15-MC16.

Lorsque le compresseur d'alimentation 01-MJ01 est hors service, le GN est fourni par by-pass à travers le réchauffeur 01-MC02. Dans ces conditions, le débit devrait être de 62% (506482 kg/h) du débit normal, à 39,5 bar eff.

Paramètres de fonctionnement de la colonne d'épuration 15-MD01 en cas d'arrêt du compresseur 01-MJ01.

- Débit d'admission: 508 884 kg/h; 33, 39 bar eff; -35°C.
- Débit de sortie des produits de fond : 68 337 kg/h ; 33,59 bar eff ; 34°C.
- Débit de sortie des produits de tête : 492 720 kg/h ; 33,39 bar eff ; -39°C.
- Reflux: 47 902 kg/h ; 29, 09 bar eff ; -56°C.
- Tête du ballon de reflux de la colonne d'épuration 15-MD02 vers l'échangeur principal 15-MC05 : 456 122 kg/h ; 29,09 bar eff ; -56°C.

#### **3.7. Conclusion :**

La colonne d'épuration joue un rôle capital dans le complexe de production dont son indisponibilité est une situation gravement non souhaitée ainsi les conséquences qui peuvent résulter des dommages graves sur les personnes, l'environnement, les installations et la production. Pour toutes ces raisons l'installation requiert qu'on veille à son fonctionnement en sécurité.

***Chapitre 4 :***  
***Etude de cas :***  
***Systeme de la colonne***  
***d'épuration 15-MD01***

### 4.1. Introduction :

Un grand nombre d'outils ou méthodes sont dédiés à l'analyse des risques d'une installation. Ces méthodes prises individuellement ou de façon combinée permettent le plus souvent de répondre aux objectifs d'une analyse des risques. Ces dernières sont classées selon différentes typologies : Déductive ou Inductives, Qualitatives ou Quantitatives, Statique ou Dynamique, pour notre étude, 4 méthodes d'analyse ont été retenues : **SADT, HAZOP, LOPA, Arbre de défaillance (ADD)**.

Ce chapitre est dédié à l'évaluation du niveau d'intégrité de sécurité d'un système de protection au niveau de la colonne d'épuration 15MD01, située à l'usine de traitement de gaz GLIK à Skikda, lequel a été décrit préalablement en détail dans le chapitre précédent.

Pour ce faire, tout d'abord, une décomposition structurelle et fonctionnelle du système à étudier (colonne d'épuration) semble indispensable pour une analyse efficace des risques, ensuite, une analyse qualitative des scénarios d'accidents possible est réalisée en utilisant la méthode HAZOP. Enfin, l'analyse avance avec l'application de la méthode LOPA pour déterminer le SIL requis, suivie de l'application de la méthode ADD pour évaluer le SIL réel du système.

### 4.2. Analyse fonctionnelle par la méthode SADT

Avant de commencer notre étude, il est impératif de comprendre le fonctionnement du système pour pouvoir l'analyser. Pour ce faire, nous avons choisi la méthode SADT (Structured Analysis and Design Technique). Cette approche structurée est particulièrement pertinente pour faciliter la compréhension des systèmes complexes. Nous avons donc décidé d'étudier le système de séparation du gaz naturel traité. Les schémas fonctionnels de ce système sont présentés dans les Figures 4.1 et 4.2.

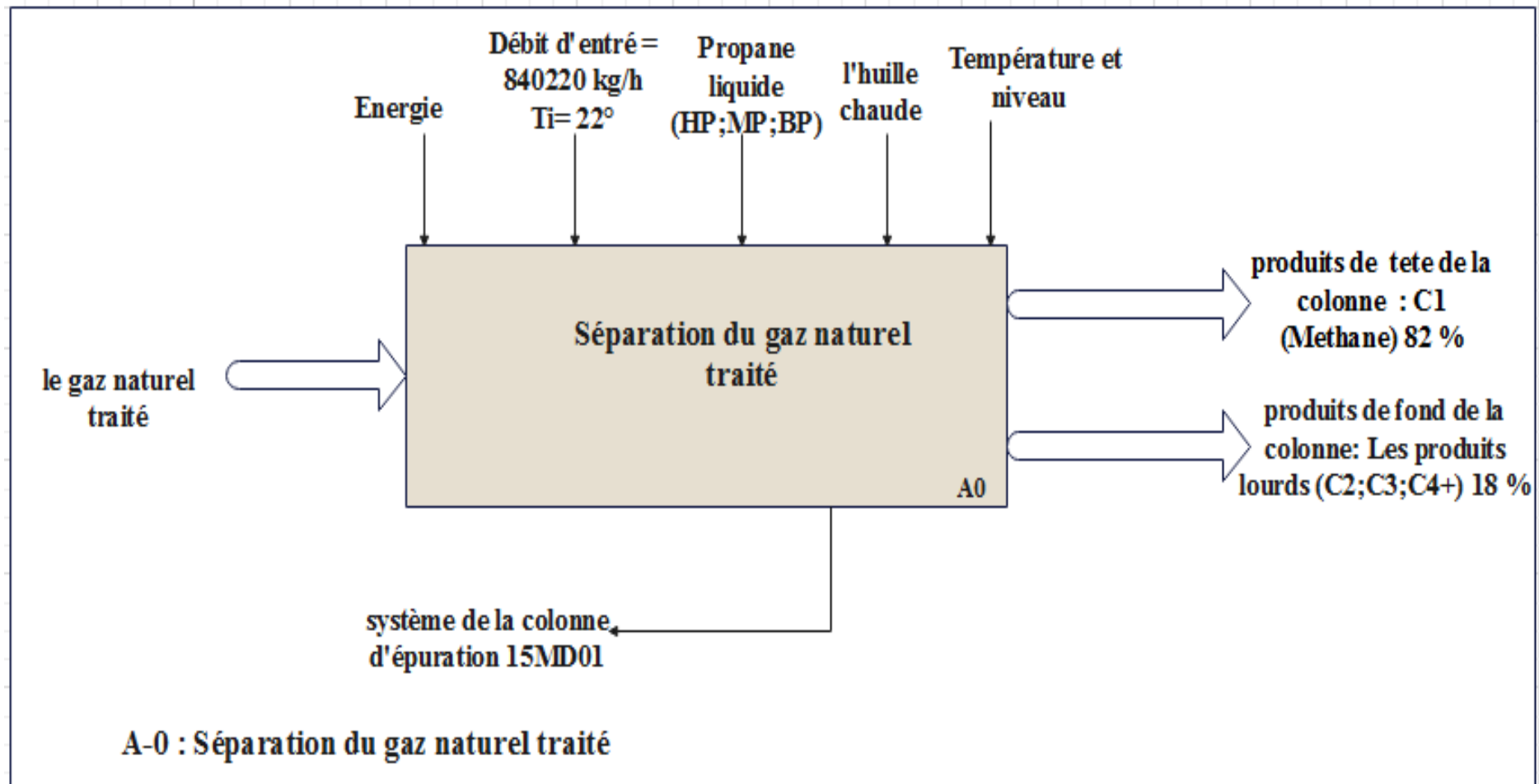


Figure 4.1 : Niveau A-0 de la fonction séparation du gaz naturel traité.

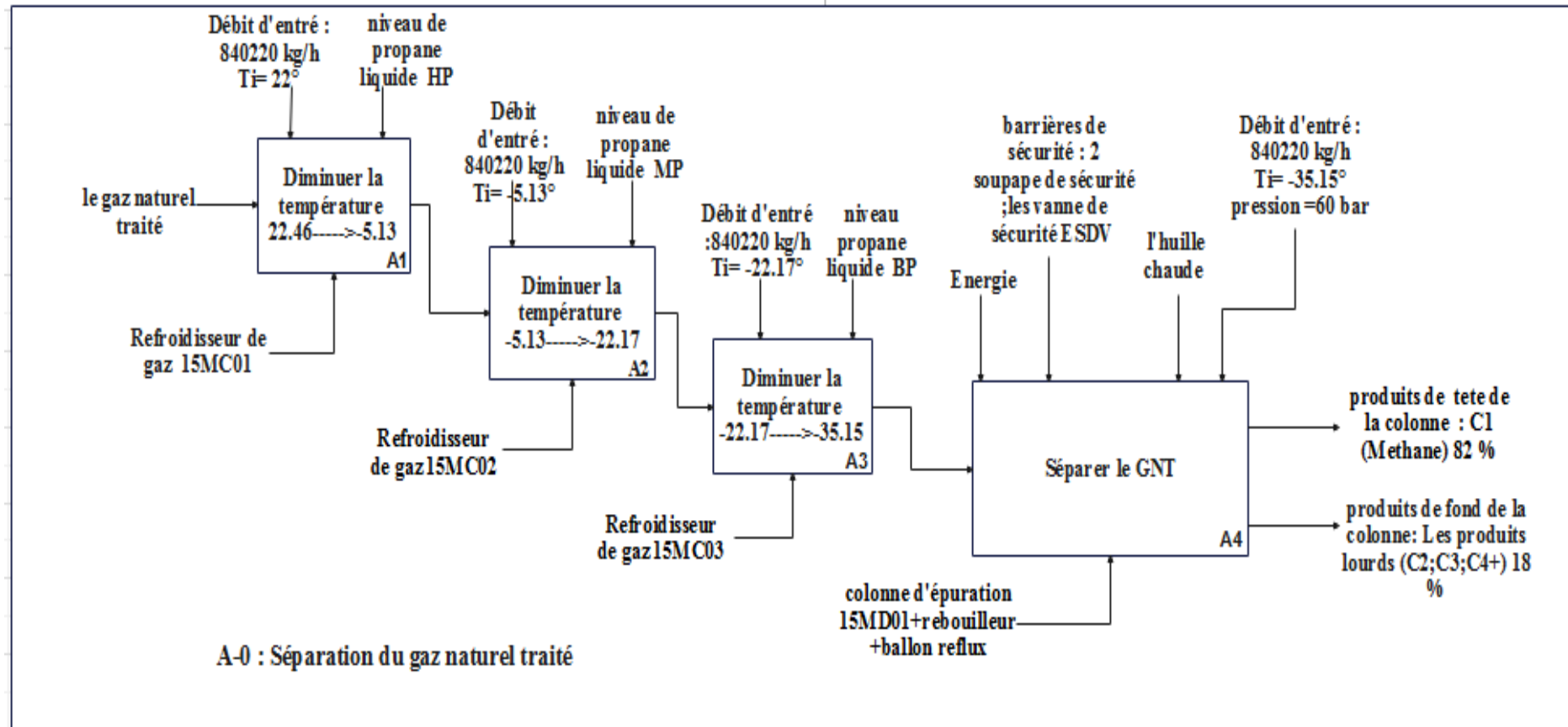


Figure 4.2 : Niveau A0 de la fonction séparation du gaz naturel traité.

### 4.3. Analyse des risques par la méthode HAZOP

Le choix d'une technique doit se faire d'une façon appropriée au système considéré. Dans notre cas nous allons appliquer la technique particulièrement indiquée aux systèmes thermo hydrauliques en l'occurrence HAZOP.

Cette méthode présente un caractère systématique et méthodique ; c'est une technique créative qui a largement prouvé qu'elle était efficace et économique à long terme. De plus, HAZOP est une technique compréhensive, identifie les causes, considère les conséquences, inclut les barrières de sécurité, considère les procédures opératoires, couvre les erreurs humaines et dont les résultats sont enregistrés. C'est une technique complète. Elle identifie tous les dangers relatifs aux procédés, elle est rigoureuse et enfin structurée. Le tableau suivant présente les résultats d'analyse effectuée avec la méthode HAZOP relatifs au système de colonne d'épuration 15 MD01.

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

**Tableau 4.1** : Feuilles HAZOP sur la colonne d'épuration 15MD01

HAZOP de l'unité GNL1K							
Section : Liquéfaction 15							
Nœud n° : 01		Circuit : la colonne d'épuration 15-MD01			PID n°: PR-15-SYPI-002		
Feuille d'analyse n° 01		Paramètre : Température			Valeur du design : -38.99 °C		
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			recommandations
				P	G	R	
Température très haute	1-Rebouillage excessif dans la colonne de séparation 15-MD01 : Défaillance de la régulation 15TIC1064	1.1. Entraînement d'une coupe C5+ dans le circuit de tête de la colonne  1.2. Bouchage du Echangeur principal 15MC05.  1.3 Produit hors spécification  1.4. Montée en pression a l'intérieur de la colonne  1.5 rupture de la colonne de séparation 15MD01  1.6 feu de nappe	- Alarme de haute température 15TAH1436 + action de l'opérateur.  - Deux soupape de sécurité 15PRV1024A/ B.  - Alarme de haute pression 15PAH1017 + action de l'opérateur.	1	4		

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

Feuille d'analyse n° 01(suite)							
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			recommandations
				P	G	R	
Température très haute (suite)	2-Défaillance des Refroidisseur de gaz15-MC01/02/03	2.1. Choc thermique. 2.2. Possibilité de fragilisation des plateaux et des tubes par le choc thermique. 2.3. Produit hors spécification. Idem 1	- Alarme de haute température 15TAH1217 + action de l'opérateur. - Alarme de haute température 15TAH1004 + action de l'opérateur. Idem 1	1	4		Considérer l'activation de l'Interlock I-1500 si le GNT provient à une température très élevée.

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

HAZOP de l'unité GNL1K							
Section : Liquéfaction 15							
Nœud n° : 01		Circuit : la colonne d'épuration 15-MD01			PID n°: PR-15-SYPI-002		
Feuille d'analyse n°02		Paramètre : Pression			Valeur du design : 60.67 bar a		
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			Recommandations
				P	G	R	
Pression très haute	<p>1-Arrêt de soutirage du GNL par fermeture de la vanne 15FV1057A/B</p> <p>2-bouchage a la sortie de la colonne 15MD01</p> <p>3- Idem feuille d'analyse n°1</p>	<p>1.1. Produit hors spécification.</p> <p>1.2. Perturbation ou arrêt de la production</p> <p>1.3. Montée en pression du circuit GNT</p> <p>1.4. Explosion de la colonne de séparation</p>	<p>-Alarme de haute pression 15PAH1017 + action de l'opérateur.</p> <p>- Deux soupape de sécurité 15PRV1024A /B.</p> <p>-I-1530 : Ouverture de la vanne de bypass 15FV1057C</p> <p>-15PIC1063 ouverture de la vanne 15PV1063 vers torche froide</p> <p>- Alarme de haute pression 15PAH1063+ action de l'opérateur.</p> <p>-I-0110 : 01PAHH1030.</p> <p>-01PIC1017: réduction de la vitesse du compresseur</p>	1	4		

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

Feuille d'analyse n°0 2 (suite)							
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			Recommandations
				P	G	R	
Pression très basse	4-Déclanchement du compresseur 01MJ01  5- Défaillance de la vanne 15KV1101/1102 (bloquée fermée)	4.1. Perturbation des paramètres process (élévation de température )  4.2. Vaporisation des lourds et risque de bouchage au niveau du 15-MC05.  4.3. Retour du GNT à cause de Baisse de débit	- Alarme de basse pression 15PAL1017 + action de l'opérateur.  -Clapet anti-retour 15-SP-008.  -16FFIC1037  -15FIC1057 :Réduction du débit GNL  - Alarme de très basse pression 15PALL1263.	2	3		
	6- perte de confinement (fuite).	6.1. feu de nappe  6.2. UVCE	Idem 4	1	4		

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

Feuille d'analyse n° 02 (suite)							
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			Recommandations
				P	G	R	
Pression très basse	<p>7-Pas d'alimentation en reflux du 15MD01 :</p> <p>Fuite au niveau de la pompe 15-MJ01</p>	<p>4.1. Baisse de pression au niveau du 15-MD01.</p> <p>4.2. Contamination de l'environnement due aux vapeurs d'hydrocarbures</p> <p>4.3. Incendie / UVCE</p>	<p>-Détecteur de gaz.</p> <p>-Détecteur de flamme.</p> <p>-vannes d'urgence d'isolation des fuites.</p>	1	4		

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

HAZOP de l'unité GNL1K							
Section : Liquéfaction 15							
Nœud n° : 01		Circuit : la colonne d'épuration 15-MD01			PID n°: PR-15-SYPI-002		
Feuille d'analyse n° 03		Paramètre : débit			Valeur du design : 45970 kmole/hr		
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			Recommandations
				P	G	R	
Débit très haut	1. défaillance de la vanne 15FV1057C (bloquée ouverte)	1.1. GNL sortant à température élevée 1.2. Augmentation de la pression du circuit GNT 1.3 Explosion de la colonne de séparation 15MD01	I-1550 : * Alarme de haute température 15TAH1056 + action de l'opérateur  *15TIC1056 en cascade avec la régulation de débit 15FIC1057	2	3		
Débit très bas	2-Déclanchement du compresseur GN 01-MJ01	2.1. Sous-produit hors spécification. 2.2. chute de pression 2.3. Retour du GNT 2.3 perte de confinement (fuite) 2.4. Feu de nappe2 .5. Incendie / UVCE	Alarme de haut débit 15FAH1057+ action de l'opérateur.  -15FIC1057 :  fermeture de la vanne 15FV1057A/B	2	3		

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

Feuille d'analyse n° 03 (suite)							
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			Recommandations
				P	G	R	
Pas de Débit	3-Fermeture de la vanne 15ESDV1277 par défaillance.	3.1. Chute de pression des circuits GNT. 3.2. retour du gaz 4.3. Déclanchement de l'échangeur 15-MC05 3.4 Cavitation de la pompe 15MJ01/A 3.5. Arrêt de la production.	-Clapet anti-retour 15-SP-008. -I-1550 : déclanchement du Echangeur principal 15 MC05. -I-1500 : déclanchement de la unité 15. -I-0000 : déclanchement de toute l'unité.	1	3		

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

HAZOP de l'unité GNL1K							
Section : Liquéfaction 15							
Nœud n° : 01		Circuit : la colonne d'épuration 15-MD01			PID n°: PR-15-SYPI-002		
Feuille d'analyse n° 04		Paramètre : niveau			Valeur du design : /		
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			recommandations
				P	G	R	
Niveau très haut	1-Défaillance de la régulation de niveau 15LIC1011 au niveau de la colonne de séparation 15-MD01.	1.1. Entrainement des lourds dans le circuit de tête de la colonne.  1.2. GNL lourd  1.2. Bouchage de l'échangeur principale 15-MC05.	-15HIC1011 : Ouverture manuelle de la vanne 15LV1011 vers torche froide.  - Alarme de haute niveau 15LAH1011+ action de l'opérateur.  - Transmetteur d'analyse GNL 15AT1018.	2	3		

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

Niveau très bas	<p>2-Défaillance de la régulation de niveau 15LIC1011 au niveau de la colonne de séparation 15MD01.</p> <p>3. Défaillance de la vanne 07-FV-1471 (bloquée ouverte)</p> <p>4. Défaillance de la vanne 15-FV1061 (bloquée ouverte)</p>	<p>2.2. Passage du gaz vapeur vers le fractionnement à pression haute</p> <p>2.1. Explosion de la Colonne de déméthaniseur 07MD01.</p>	<p>- Alarme de bas niveau 15LAL1011+ action de l'opérateur.</p> <p>- Alarme de très bas niveau 15LALL1012.</p> <p>-I-1510 : Fermeture de la vanne 15ESDV1013</p>	2	4		
-----------------	--	--	--	---	---	--	--

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

HAZOP de l'unité GNL1K							
Section : Liquéfaction 15							
Nœud n° :01		Circuit : la colonne d'épuration 15-MD01			PID n°: PR-15-SYPI-002		
Feuille d'analyse n° 05		Paramètre : composition du GNT			Valeur du design : H <sub>2</sub> O < 1ppm Hg < 5ng/Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> < 50ppm		
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			recommandations
				P	G	R	
Teneur élevée en CO <sub>2</sub>	Défaillance au niveau de la décarbonatation	-Réduction de la performance du 15-MC05. -bouchage au niveau du bout médian de 15-MC05(deuxième passe). -Corrosion de l'équipement. -Possibilité de déclenchement du train GNL.	-Transmetteur d'analyse du CO <sub>2</sub> 13-AT-1008. -Alarme de présence du CO <sub>2</sub> dans le GNT 13-AI-1008	3	3		Considérer l'activation de l'Interlock I-1391 si la teneur en CO <sub>2</sub> dépasse la norme

## Chapitre 4 : Etude de cas : Système de la colonne d'épuration 15-MD01

Feuille d'analyse n° 05 (suite)							
Dérive	Causes	Conséquences	Barrières de sécurité existante	Niveau du risque (R)			recommandations
				P	G	R	
Teneur élevée en H <sub>2</sub> O	Défaillance au niveau de la déshydratation.	-Réduction de la performance du 15-MC05.  -bouchage au niveau du bout chaud de 15-MC05 (première passe).  -Possibilité de déclenchement du train GNL.	-Transmetteur d'analyse du H <sub>2</sub> O 13AT1100.  -Alarme de présence du H <sub>2</sub> O dans le GNT 13-AI-1100.	3	3		-Considérer l'activation de l'Interlock I-1391 si la teneur en H <sub>2</sub> O dépasse la norme
Teneur élevée en Hg	Défaillance au niveau de la Démercurisation.	-A température ambiante, et en présence d'humidité, l'Hg attaque les tubes en aluminium du faisceau GNT/GNL par la corrosion par piqure.  -Fuite des tubes dans la calandre au niveau de l'échangeur principal 15-MC05.	- Transmetteur d'analyse le Hg 14-SC-001  - Alarme 14PDAH1003+ action de l'opérateur.	2	4		-Mettre des procédures pour la maintenance préventive.  -Associer une action automatique à l'alarme 15PDAH1003.

### Discussion du tableau HAZOP :

D'après le tableau HAZOP, nous constatons plusieurs accidents potentiels, notamment : fuites, ruptures, pertes de confinement, feux de nappe, incendies, UVCE (explosions de nuages de vapeurs non confinées) et explosions.

La méthode HAZOP nous a permis également d'évaluer les différents scénarios d'accidents à l'aide d'une matrice de risque relative à l'entreprise accueillante.

Nous avons déterminé que 7 des 8 scénarios se trouvent dans la zone tolérable, ce qui exige la mise en place de mesures d'atténuation.

### 4.4. Application de la méthode LOPA

La méthode semi-quantitative LOPA comprend un certain nombre d'étapes, à savoir l'établissement de critères de conséquence, l'identification des scénarios d'accident et de leur fréquence, l'identification des IPLs, l'estimation du risque et l'examen des mesures de contrôle des risques existantes sur la base des critères d'acceptation.

L'objectif principal de cette méthode dans notre application est de déterminer le niveau de SIL requis pour un système instrumenté de sécurité au niveau de la colonne d'épuration 15MD01.

Nous avons choisi comme accident : Explosion la Colonne de déméthaniseur 07MD01, ce scénario d'accident présente dans la zone de risque tolérable avec une probabilité d'occurrence 2 et une gravité des conséquences 4.

Dans la suite de ce chapitre, nous allons utiliser la méthode LOPA pour estimer la fréquence d'occurrence de cet accident et de déterminer le SIL requis lié au système instrumenté de sécurité mis en place pour faire face contre la diminution excessive du niveau (déviations Niveau très bas) dans la colonne d'épuration 15MD01.

D'après la méthode HAZOP, nous avons trois événements initiateurs :

- Défaillance de la vanne 07-FV-1471 (bloquée ouverte).
- Défaillance de la vanne 15- FV-1061 (bloquée ouverte).
- Défaillance de la régulation de niveau 15LIC1011.

### 4.4.1. Les Couches Considérées comme des Couches de Protection Indépendantes (IPL)

Les protections suivantes sont couramment utilisées dans les industries de process en tant que couches de protection indépendantes et doivent être prises en compte pour chaque scénario de sélection des SIL :

#### 4.4.1.1 Système de Contrôle de Process de Base (BPCS)

Si une boucle de commande dans le système BPCS empêche l'événement / la conséquence de se produire lorsque la cause initiale se produit, on lui accorde un crédit basé sur sa PFD (probabilité moyenne de défaillance à la demande).

#### 4.4.1.2. Alarmes avec Intervention de l'Opérateur

Une alarme est un dispositif ou un système de dispositifs d'alarme qui émet un signal d'alarme sonore, visuel ou autre lorsqu'il y a un problème ou une condition. Les dispositifs d'alarme sont souvent équipés d'une sirène.

Si des alarmes indépendantes sont prévues dans le système en question et qu'elles peuvent alerter l'opérateur pour qu'il agisse pour la sécurité du process, elles sont prises en compte lors de la révision SIL.

#### 4.4.1.3. Probabilité d'Inflammation (Conception Générale du Process)

Si la zone de process a été conçue avec une classification électrique antidéflagrante et la zone a un plan en vigueur de gestion de la sécurité des process. Un élément du plan est la procédure de gestion des changements pour le remplacement de l'équipement électrique dans la zone. L'équipe LOPA estime que le risque de présence d'une source d'inflammation est réduit d'un facteur de 10 en raison de l'existence de procédures de gestion des changements/ d'une installation antidéflagrante.

### 4.4.2. Critères d'Acceptation des Risques

Le niveau SIL requis pour une SIF est déterminé en évaluant le risque en l'absence de SIF et en le comparant aux critères applicables de tolérance du risque. La sélection du SIL doit être basée sur la détermination d'une fréquence tolérable pour chaque conséquence résultant d'un événement déclencheur. La fréquence tolérable pour une conséquence de danger spécifique est déterminée sur la base de la matrice de risques et des critères d'acceptation des risques de

SONATRACH. Les Critères d'Acceptabilité des Risques Tolérables sont présentés dans le Tableau 4.2 Dans le cas où plusieurs conséquences découlent du même scénario, c'est la fréquence acceptable d'impact le plus élevé qui a été prise en compte.

**Tableau 4.2 : Critères de Risques Tolérables pour l'étude LOPA [GNL1K]**

Gravité Potentielle	Conséquence				Fréquence Cible des Evénements Atténués pour chaque Catégorie de Conséquences
	Personnes	Actifs / Production	Environnement	Réputation	
0	Pas de blessure	Pas de dommage	Aucun effet	Aucun impact	-
1	Légère / mineure blessure ou effet sur la santé / Modérée	Légers dégâts Aucune interruption de l'exploitation	Effet léger	Impact Léger	1E <sup>-3</sup> Par Année
2	Blessure majeure ou effet sur la santé / Grave	Dommmages mineurs	Effet mineur	Impact Limité	1E <sup>-4</sup> Par Année
3	Mort seule ou invalidité totale permanente / Important	Dommmages locaux	Effet Localisé	Impact National	1E <sup>-5</sup> Par Année
4	Fatalités multiples / Catastrophique	Dommmages majeurs	Effet majeur	Impact Régional	1E <sup>-6</sup> Par Année
5	Fatalités multiples / désastreux	Dommmages importants	Effet Massif	Impact International	1E <sup>-7</sup> Par Année

**4.4.3. Les fréquences d'occurrence des causes initiatrice :**

**Tableau 4.3 : Causes Initiatrices et Probabilité de Défaillances [GNL1K]**

Cause Initiatrice (IC)	Probabilité de Défaillances (événements / an)
Défaillance de la boucle d'instruments BPCS	<b>1 x 10<sup>-1</sup></b>
Défaillance du régulateur	<b>1 x 10<sup>-1</sup></b>
Défaillance du vanne	<b>1 x 10<sup>-1</sup></b>

**4.4.4. Les PFD (probabilité de défaillance) des couches de protection :**

**Tableau 4.4 : PFD pour IPL [GNL1K]**

<b>Mesures de Réduction des Risques</b>	<b>PFD</b>	<b>Commentaires</b>
Soupape	$1 \times 10^{-2}$	Empêche le système de dépasser la surpression spécifiée.  L'efficacité de l'appareil dépend de la maintenance et de l'expérience.
Système de contrôle de processus de base (BPCS)	$1 \times 10^{-1}$	Peut être crédité en tant que couche de protection indépendante s'il n'est pas associé à l'événement initiateur concerné.
Alarme & opérateur	$1 \times 10^{-1}$	Alerte l'opérateur afin qu'il prenne prendre des mesures
Conception générale des processus	$1 \times 10^{-1}$	Empêche l'inflammation des hydrocarbures en cas de fuite

Les résultats de la mise en œuvre de la méthode LOPA sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4.5 : Tableau LOPA

Evènement à impact	Degré de gravité	Cause initiatrice	Fréquence d'occurrence D'une cause initiatrice (/an)	Couches de protection					Fréquence intermédiaire D'occurrence d'évènement	Fréquence intermédiaire total (/an)	Fréquence tolérable (/an)	probabilité de défaillance moyenne de SIS	
				Conception générale des processus	Système de Contrôle de Process de Base (BPCS)	Alarme+opérateur							SIS : Interlock 1510 Fermeture de la vanne 15ESDV1013
						15LAL1011	15LALL1012	15TAH1436					
Explosion de la Colonne de déméthaniseur 07MD01	G4	Défaillance de la vanne 07-FV-1471 (bloquée ouverte)	0.2	0.1	1	0.1	0.1	1	1	2E-4	3.1E-4	1E-6	3.22E-3
		Défaillance de la vanne 15- FV-1061 (bloquée ouverte)	0.1	0.1	1	0.1	0.1	0.1	1	1E-5			
		Défaillance de la régulation de niveau 15LIC1011	0.1	0.1	1	0.1	0.1	1	1	1E-4			
<b>SIL : 2</b>											<b>107</b>		

Conformément aux critères d'acceptabilité de l'entreprise, la fréquence tolérable pour un événement dangereux de gravité 4 est fixée à  $1E-6/an$ .

PFD SIS = Fréquence tolérable selon SONATRACH / Fréquence intermédiaire totale

PFD SIS =  $1E-6 / 3.1E^{-4} = 3.22 E^{-3}$

Le SIL requis = SIL2

**4.4. Application de la méthode Add (arbre de défaillance) :**

La dernière étape consiste en la validation du SIS. L'objectif est de vérifier le SIL réel afin de déterminer s'il est adapté au SIS de notre système. La meilleure méthode pour y parvenir est l'arbre de défaillances, car il nous offre une analyse quantitative du PFD relatif au SIS sélectionné (I- 1510).

L'interlock I-1510 présente une protection contre le passage des vapeurs en fond de la 15-MD01. Il ferme la sortie des produits de fond de la colonne d'épuration afin d'éviter le passage des vapeurs.

En cas de niveau très bas dans la colonne d'épuration détecté par le transmetteur de niveau 15LTLL1012 l'interlock I-1510 ferme la vanne de dépressurisation 15-ESDV-1013 des produits de fond de la colonne d'épuration et la vanne d'alimentation 07-FV-1471 du déméthaniseur 07-MD01.

**Tableau 4.6 : Données sur les Taux de Défaillance [GNL1K]**

No.	Élément de la SIF	Type d'objet	Sous type	Taux de Défaillance / $10^6$ Hr.
1	Initiateur	Transmetteur / Switch de niveau	Déplacement	7.13
2	logic solver	ESD	PLC	0.12
3	Elément final	vanne ESD	Robinet-vanne	1.71
4	Elément final	Commande process	Robinet-vanne	3.75

### 4.4.1. L'intervalle de Test Optimisé/Pratiqué

Initialement, l'intervalle de test tel que pratiqué par le complexe GL1K est utilisé pour déterminer le PFD et le niveau de SIL maximal. Pour les initiateurs/capteurs, les logic solvers et les éléments finaux, l'intervalle de test a été déterminé à 3 ans.

Les figures suivantes présentent respectivement l'ADD réalisée pour l'évènement redouté « défaillance du système instrumenté de sécurité relatif à I- 1510 » ainsi que les courbes de PFD moyenne obtenues.

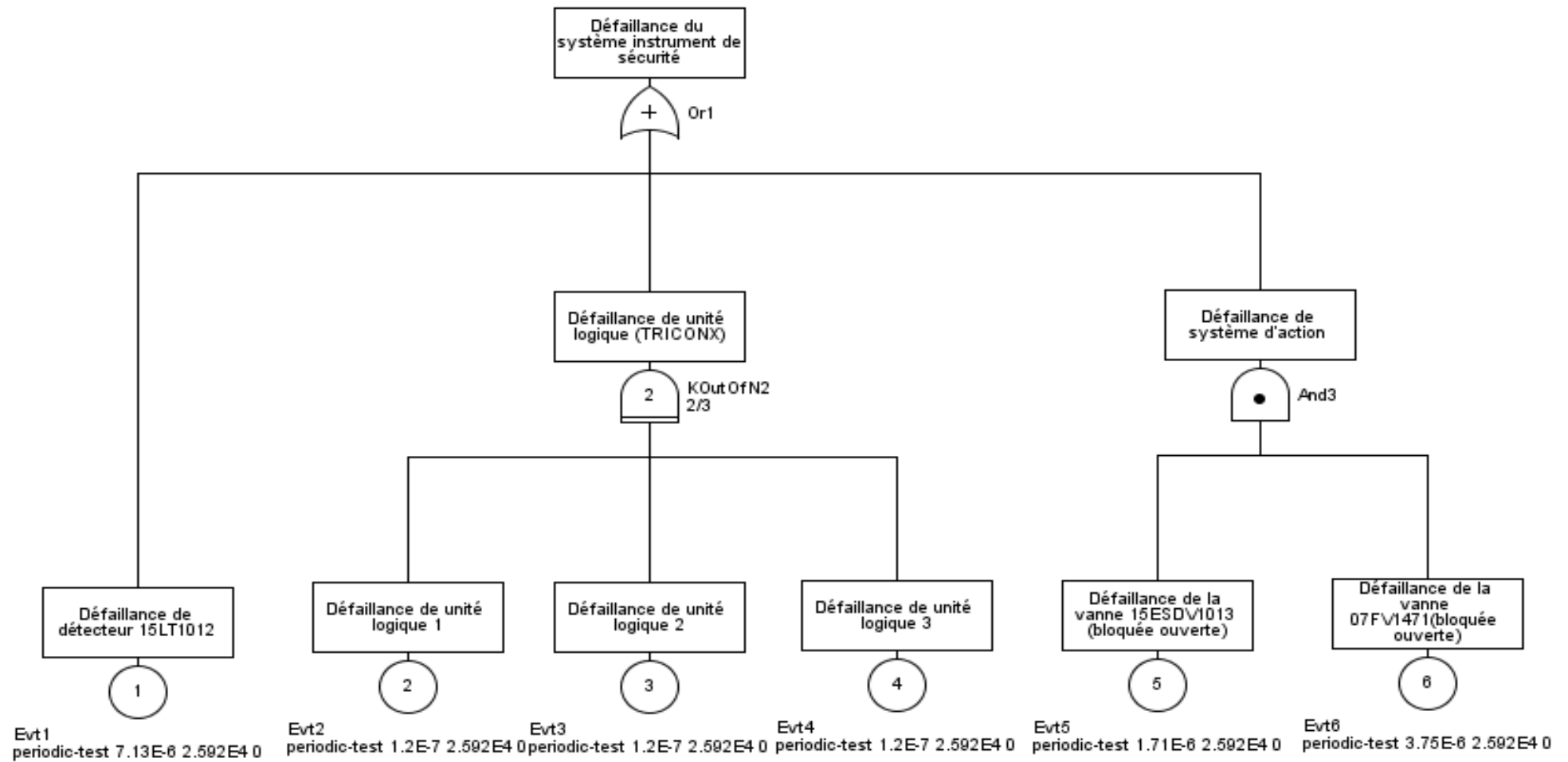


Figure 4.3 : L 'arbre de défaillance

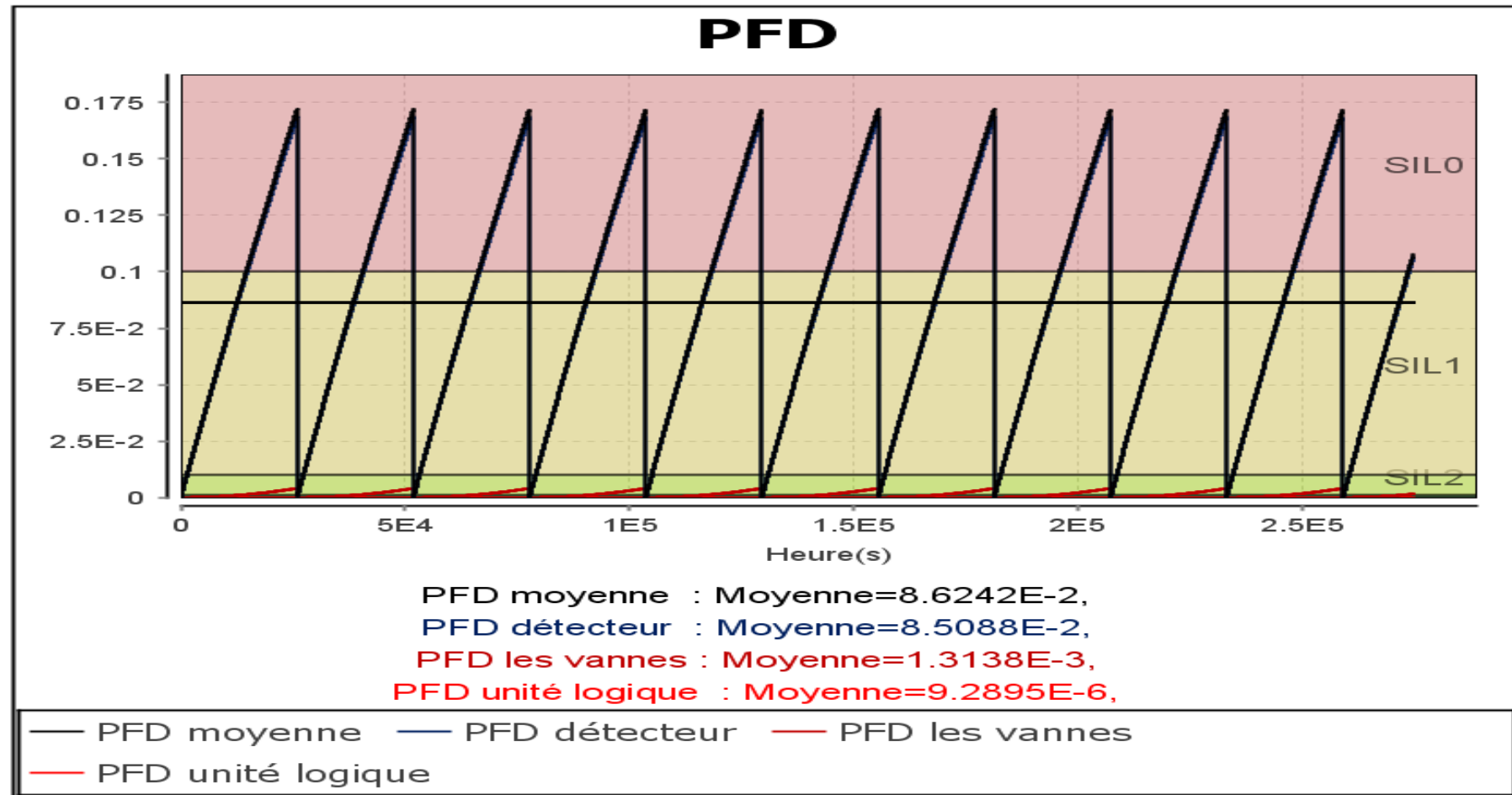


Figure 4.4 : Courbe relative aux PFD et les PFD moyenne des barrières

### 4.6. Comparaison des résultats et recommandations

En utilisant les informations du tableau 4.6 et de l'arbre des défaillances dans La figure 4.3, nous pouvons définir le SIL réel du SIS étudié dans notre système. Le résultat du PFD moyen est  $8.62 \times 10^{-2}$ , ce qui indique que le SIL réel de notre SIS est SIL 1.

Suite à ce qui a été mentionné, Le SIL requis pour notre SIS étudié est SIL2, basé sur le résultat du PFD obtenu en utilisant LOPA, alors que le SIL réel est SIL 1, basé sur le résultat du PFD obtenu en utilisant l'ADD.

Comme nous pouvons constater, le SIL réel n'est pas suffisant pour répondre aux exigences de notre SIS, pour cela nous proposons de modifier l'architecture du SIS en modifiant l'architecture du transmetteur de niveau de 1001 à l'architecture 2002 et de diminuer la période des tests périodiques à 30 mois pour le transmetteur de niveau

### 4.7. Conclusion :

L'analyse et l'évaluation des risques par la méthode LOPA exige la disponibilité de certaines données et informations sur les différents paramètres d'évaluation des risques telles que, des scénarios d'accidents, les fréquences d'évènements initiateurs ainsi que les probabilités de défaillances des différentes couches de protections existantes. Afin d'aboutir à l'évaluation de ces scénarios qui est faite grâce à une grille d'évaluation certifiée (SONATRACH) pour juger les risques des scénarios avant et après la mise en place des couches de protection.

Cette évaluation montre que ces scénarios d'accident sont inférieurs aux critères d'acceptabilités fixées, ce qui montre la performance des barrières de sécurité implantées au sein du système colonne d'épuration (chapitre précédent)

Le niveau de SIL requis pour cette colonne à fin d'amener le risque à un niveau jugé acceptable est le SIL 2.

# Conclusion générale

# Conclusion générale

---

## Conclusion générale

La gestion des risques est souvent définie comme étant un système itératif qui a pour objectif la maîtrise des risques. Cette activité consiste à prévenir les dangers et à estimer les risques des dommages induits.

Dans les systèmes industriels, la sécurité est souvent appréhendée par l'application des techniques de la sûreté de fonctionnement. Face aux difficultés rencontrées lors de l'application de cette activité de gestion, il s'avère indispensable de penser à des outils d'analyse des risques.

Dans le cadre de ce mémoire, nous avons opté, comme une première étape, pour une méthode semi-quantitative orientée barrière appelée LOPA. Cette dernière est combinée avec la méthode d'analyse des risque HAZOP. Ensuite, comme deuxième étape, nous avons utilisé une méthode quantitative appelés ADD afin de valider notre résultat, Notre processus d'application consiste :

- D'abord, à identifier les différents scénarios majeurs par la méthode HAZOP ;
- Puis, d'en évaluer les conséquences de ces scénarios ;
- Il s'agit ensuite, identifie le niveau d'intégrité de sécurité par LOPA (SIL requis) ;
- Et enfin, calculer le SIL réel par la méthode arbre de défaillance.

Ces méthodes d'analyse ont fait l'objet d'une étude d'évaluation des barrières de sécurité au niveau d'un système industriel « colonne d'épuration15MD01 » de traitement de gaz au sein de la SONATRACH. Cette étude nous a permis en premier lieu à aboutir à des résultats sur l'état de sécurité du système (15MD01) ainsi que, les mesures à prendre pour empêcher la survenance des évènements indésirables afin d'en limiter ces conséquences.

En second lieu, elle nous a aidé à prendre des décisions en ce qui concerne le niveau de sécurité du système lui-même. Ainsi, elle nous a permis de juger les performances des barrières destinées à prévenir et à protéger le système.

L'application de ce type de méthode s'avère délicate. Beaucoup de difficultés ont été soulevées, à savoir le manque de données sur l'état de fonctionnement du système (retour d'expériences).

## Conclusion générale

---

De grandes difficultés ont été rencontrées durant l'application des méthodes LOPA et ADD. Citons le manque de données sur l'état de fonctionnement du système. Nous suggérons donc que d'autres études sur les données feront l'objet d'un travail futur.

## Bibliographies

- [A. Desroches, 1995] Alain Desroches, « Concepts et méthodes probabilistes de base de la sécurité », France, 1995, P1.
- [IEC 61508, 1998] « Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic (E/E/PE) safety related systems », International Electro-Technical Commission (IEC), 1998.
- OHSAS 18001, Système de management de la santé et de la sécurité au travail- exigences BSI, 2007, P2-4.
- ISO 45001, a été publiée en mars 2018. Elle va progressivement remplacer OHSAS18001, toujours en vigueur jusqu'en mars 2021. Les entreprises certifiées OHSAS 18001 auront jusqu'à cette date pour se mettre en conformité. Nous sommes bien entendu à vos côtés pour cette migration.
- ISO 31000:2018 - Management du risque
- Michel, Royer. (2009). HAZOP : une méthode d'analyse des risques - Présentation et contexte. [Article de base documentaire]. Techniques de l'ingénieur Systèmes d'information et de communication, base documentaire : (réf. article : se4030) Document délivré le : 23/06/2014 Pour le compte : 7200100403 - techniques ingénieur // marie LESAVRE // 217.109.84.129.
- Sécurité A. Desroches, A. Leroy, and F. Vallée, « La gestion des risques : principes et pratiques » 3ème édition, Lavoisier, France, 2003.
- BOULAHIA.H. (2018). Etude et analyse des risques dans un mécanisme industriel « chaudière gb1150 c » Au sein : complexe FERTIAL-ANNABA. [Thèse]
- ISO/CEI guide 73 :2009, « Management du risque : Vocabulaire, Principes directeurs pour l'utilisation dans les normes », Organisation internationale de normalisation, 2002.
- ISO/IEC Guide 51:2014, « Aspects liés à la sécurité : Principes directeurs pour les inclure dans les normes »
- GUENNOUN.M, DAKKAK.B, CHATER.Y, TALBI.A, Etude comparative des différentes méthodes d'analyse des risques des installations industrielles.
- INERIS-DRA-09-103041-06026B Maîtrise des risques accidentels par les dispositions technologiques et organisationnelles - DRA 77
- QUANTITATIVE RISK ASSESSMENT FOR NEW SKIKDA LNG TRAIN by DNV, 2009
- Said AMEZIANE, Institut algérien de pétrole (IAP), UFR HSE ; Cours de « Risk assessment », 10/2009.



- **[INNAL, 2011]** INNAL Farés. Modélisation des systèmes industriels et évaluation de leurs performances en termes de sécurité et de disponibilité de production. Mémoire d'Habilitation Universitaire, Institut d'Hygiène et Sécurité Industrielle-Université de Batna, Novembre 2011.
- **[S.Sklet, 2005]** S. Sklet. Safety barriers: Definitions. Classification and performance. Journal of Loss Prevention in the process industries, vol 19 :pp 494-506, 2005.
- **[GNL1K]** Nouveau complexe de liquéfaction du gaz naturel de SKIKDA
- **[CCPS, 2001]** Layer of protection analysis; simplified process assessment; center for chemical process safety of the American institute for chemical Engineers;New York;2001.
- **[CEI 61508, 2009]** Norme CEI 61508, nouvelle version. Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques / électroniques / électroniques programmables relatifs à la sécurité. Parties 1 à 7, 2009. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse.
- **[CEI 61508-1, 1998]** Norme CEI 61508. Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques/ électroniques/électroniques programmables relatifs à la sécurité – Parties 1: Prescriptions générales - Edition 1.0 - Décembre 1998-2002. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse.
- **[CEI 61508, 1998]** Norme CEI 61508. Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques / Électroniques / électroniques programmables relatifs à la sécurité – Parties 1 à 7, octobre 1998-2000. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse
- **[CEI 61508-4, 1998]** Norme CEI 61508. Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques/ électroniques/électroniques programmables relatifs à la sécurité – Parties 4: Définitions et abréviations - Edition 1.0 - Décembre 1998-2002. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse.
- **[CEI 61508-5, 1998]** Norme CEI 61508. Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques/ électroniques/électroniques programmables relatifs à la sécurité – Parties 5: Exemples de méthodes de détermination des niveaux d'intégrité de sécurité - Edition 1.0 – Décembre 1998-2000. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse.
- **[CEI 61508-6, 1998]** Norme CEI 61508. Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques/électroniques/électroniques programmables relatifs à la sécurité – Parties 6: Lignes directrices pour l'application de la CEI 61508-2 et de la CEI 61508-3 -- Edition 1.0 - Décembre 1998- 2010. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse.
- **[CEI 61511-1, 2003]** Sécurité fonctionnelle – Systèmes instrumentés de sécurité pour le secteur des industries de transformation – Partie 1: Cadre, définitions, exigences pour le

système, le matériel et le logiciel - Edition 1.0 - Janvier 2003. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse.

- **[CEI 61511, 2003]** Norme CEI 61511. Sécurité fonctionnelle - Systèmes instrumentés de Sécurité pour le domaine de la production pour processus – Parties 1 à 3, janvier 2003-juillet 2003. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse.
- **[CEI 61508-5, 1998]** Norme CEI 61508-5. Annexe B. Concepts d'ALARP et de risque Tolérable. Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse

# Les Annexes

## ANNEXE 1 : Fiche de données de sécurité du gaz naturel

	<p>Fiche de données de sécurité</p> <p>Nom : GAZ NATUREL LIQUEFIE (GNL)</p>
<p><b>1. IDENTIFICATION DE LA SUBSTANCE :</b></p> <p>Nom du produit : gaz naturel liquéfié (GNL)</p> <p>Formule brute : CH<sub>4</sub></p> <p>Masse moléculaire : 16 g/mol</p> <p>Famille chimique : hydrocarbures</p>	
<p><b>2. COMPOSITION /INFORMATION SUR LES COMPOSANTS :</b></p> <p>Contenance : Méthane (réfrigéré) : 100 %</p> <p>No CAS : 74-82-8</p> <p>No CE : 200-812-7</p> <p>Classification : F+; R12</p>	
<p><b>3. IDENTIFICATION DES DANGERS :</b></p> <p><b>Identification des dangers :</b> Gaz liquéfié réfrigéré. Le contact avec le produit peut causer des brûlures par le froid ou des gelures.</p> <div data-bbox="185 1214 389 1384"></div> <p>F+ - Extrêmement inflammable</p>	
<p><b>4. PREMIERS SECOURS :</b></p> <p><b>Premiers secours</b></p> <p>- <b>Inhalation :</b> Peut causer l'asphyxie à concentration élevée. Les symptômes peuvent être une perte de connaissance ou de motricité. La victime peut ne pas être prévenue de l'asphyxie. Peut avoir des effets narcotiques à faible concentration. Les symptômes peuvent être des étourdissements, des maux de tête, des nausées et une perte de coordination. Déplacer la victime dans une zone non contaminée, en s'équipant d'un appareil respiratoire autonome. Laisser la victime au chaud et au repos. Appeler un médecin. Pratiquer la respiration artificielle si la victime ne respire plus.</p> <p>Contact avec la peau et les yeux : Rincer immédiatement les yeux abondamment avec de l'eau pendant au moins 15 minutes.</p> <p>En cas de gelure, asperger à l'eau pendant au moins 15 minutes. Appliquer un pansement stérile. Obtenir une assistance médicale.</p> <p>Ingestion : L'ingestion n'est pas considérée comme un mode d'exposition possible.</p>	

## **5. MESURES DE LUTTE CONTRE L'INCENDIE :**

Risques spécifiques : L'exposition prolongée au feu peut entraîner la rupture et l'explosion des récipients.

Produits de combustion dangereux : Le monoxyde de carbone peut se former par combustion incomplète.

Moyens d'extinction

Agents d'extinction appropriés : Tous les agents d'extinction connus peuvent être utilisés.

Méthodes spécifiques : Si possible, arrêter le débit gazeux.

S'éloigner du récipient et le refroidir avec de l'eau depuis un endroit protégé.

Ne pas éteindre une fuite de gaz enflammée, sauf si absolument nécessaire. Une réinflammation spontanée et explosive peut se produire. Éteindre les autres feux.

En cas de fuite ne pas arroser d'eau le récipient. Arroser l'espace environnant (depuis un endroit protégé) pour contenir le feu.

S'éloigner du récipient et le refroidir avec de l'eau depuis un endroit protégé.

## **6. MESURES À PRENDRE EN CAS DE DISPERSION ACCIDENTELLE :**

Précautions individuelles : Utiliser un vêtement de protection.

Porter un appareil respiratoire autonome pour entrer dans la zone, à moins d'avoir contrôlé que celle-ci est sûre.

Evacuer la zone.

Assurer une ventilation d'air appropriée.

Éliminer les sources d'inflammation.

Précautions pour l'environnement : Essayer d'arrêter la fuite. Empêcher la pénétration du produit dans les égouts, les sous-sols, les fosses, ou tout autre endroit où son accumulation pourrait être dangereuse.

Méthodes de nettoyage : Ventiler la zone.

## **7. MANIPULATION ET STOCKAGE :**

Stockage : Entreposer à l'écart des gaz oxydants et des autres oxydants.

Entreposer le récipient dans un endroit bien ventilé, à température inférieure à 50°C.

Manipulation : S'assurer que l'équipement est convenablement mis à la terre.

Empêcher l'aspiration d'eau dans le récipient.

Purger l'air de l'installation avant d'introduire le gaz.

Interdire les remontées de produits dans le récipient.

Utiliser seulement l'équipement spécifié approprié à ce produit et à sa pression et à sa température d'utilisation. Contacter votre fournisseur de gaz en cas de doute.

Maintenir à l'écart de toute source d'inflammation (y compris de charges électrostatiques).

Se reporter aux instructions du fournisseur pour la manipulation du récipient.

## **8. CONTROLE DE L'EXPOSITION/PROTECTION INDIVIDUELLE :**

Protection individuelle : Assurer une ventilation appropriée.

Protéger les yeux, le visage et la peau des éclaboussures de liquide.

Ne pas fumer pendant la manipulation du produit.

**9. PROPRIETES PHYSIQUES ET CHIMIQUES:**

Couleur : Liquide incolore.

Odeur : Aucune.

Masse moléculaire : 16g/mol

Point de fusion [°C] : -182

Point d'ébullition [°C] : -161

Température critique [°C] : -82

Pression de vapeur à 20°C : Non applicable.

Solubilité dans l'eau : 26 mg/l

Domaine d'inflammabilité: 5% à 15%

Temp. D'auto inflammation [°C] : 595

Autres données : Gaz ou vapeur plus lourd que l'air. Peut s'accumuler dans les endroits confinés, en particulier au niveau ou en dessous du sol.

**10. STABILITE ET REACTIVITE :**

Stabilité et réactivité : Peut former un mélange explosif avec l'air.

Des renversements de liquide peuvent causer la fragilisation des matériaux de construction. Peut réagir violemment avec les oxydants.

**11. INFORMATIONS TOXICOLOGIQUES :**

Informations toxicologiques : Ce produit n'a pas d'effet toxicologique connu.

**12. INFORMATIONS ECOLOGIQUES :**

**Information relative aux effets :** Peut causer des dégâts à la végétation par gelure.

**13. CONSIDERATIONS RELATIVES A L'ELIMINATION :**

Généralités : Ne pas évacuer dans les endroits où il y a un risque de former un mélange explosif avec l'air. Le gaz rejeté doit être brûlé dans un brûleur approprié équipé d'un arrêt anti-retour de flamme.

Ne pas rejeter dans tout endroit où son accumulation pourrait être dangereuse.

Contactez le fournisseur si des instructions sont souhaitées.

**14. INFORMATIONS RELATIVES AU TRANSPORT :**

No ONU : 1972

- Désignation officielle de transport : GAZ NATUREL LIQUIFIE

- ADR Classe : 2

- Code de classification ADR/RID : 3 F

- Etiquetage : gaz inflammable.

## 15. INFORMATIONS REGLEMENTAIRES :

Etiquetage selon les directives CEE



F+ - Extrêmement  
inflammable

Symbole : F+ : Extrêmement inflammable

Phrase R : R12 : Extrêmement inflammable.

Phrases S : S9 : Conserver le récipient dans un endroit bien ventilé.

S16 : Conserver à l'écart de toute flamme ou source d'étincelles - Ne pas fumer.

S33 : Eviter l'accumulation de charges électrostatiques.

## 16. AUTRES INFORMATIONS :

Peut causer des gelures.

S'assurer que toutes les réglementations nationales ou locales sont respectées.

S'assurer que les opérateurs comprennent bien les risques d'inflammabilité.

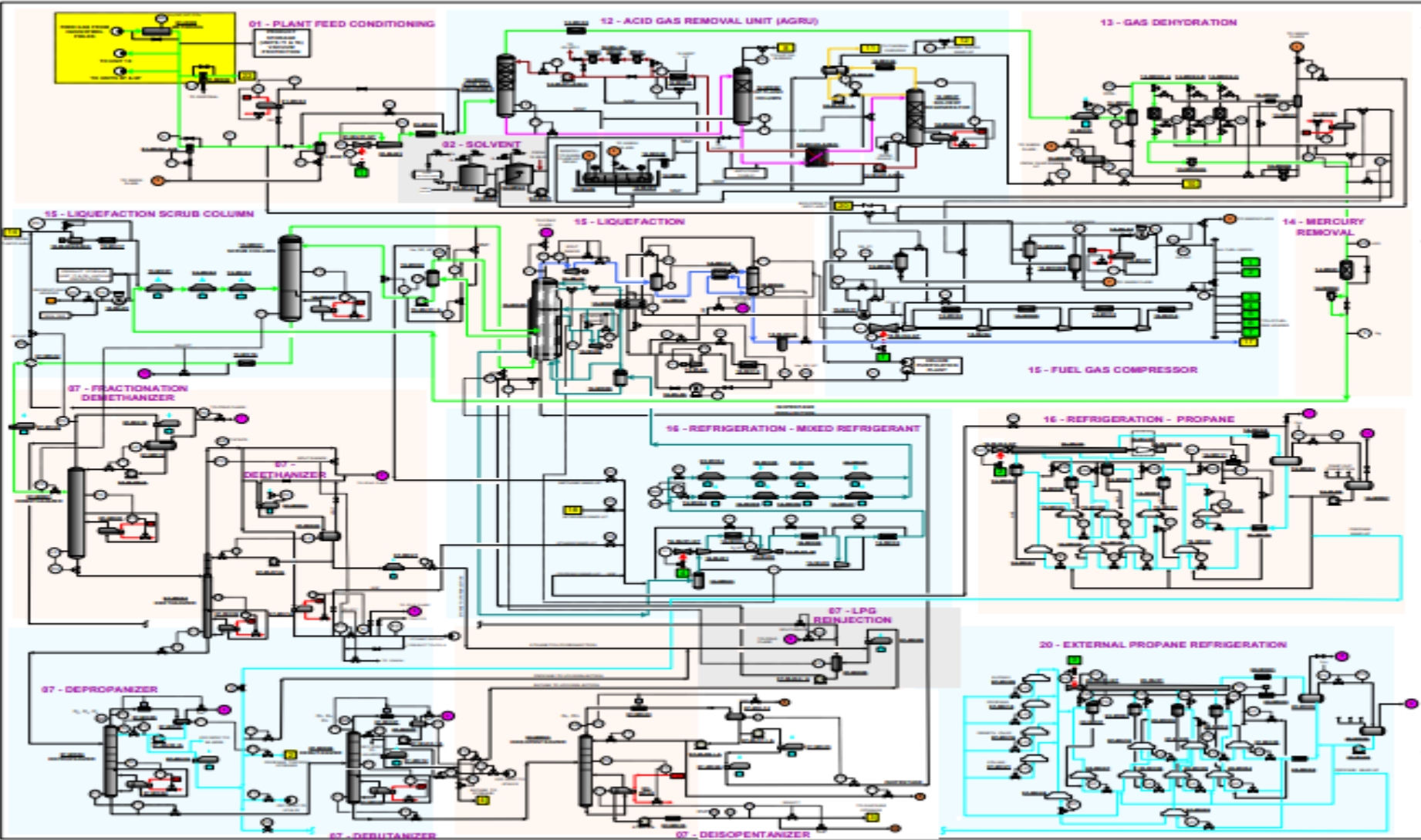
Les risques d'asphyxie sont souvent sous-estimés et doivent être soulignés pendant la formation des opérateurs.

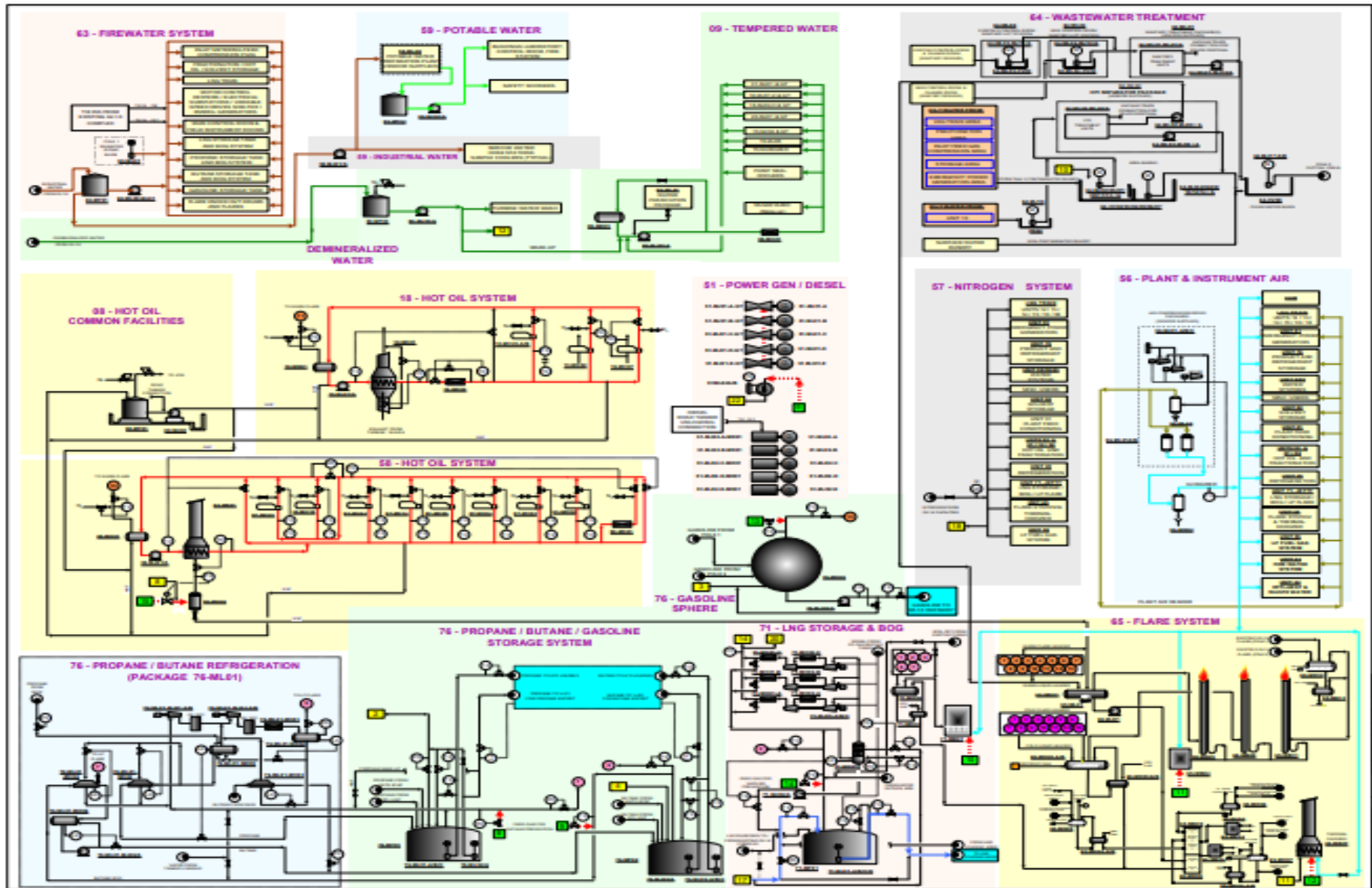
Avant d'utiliser ce produit pour une expérience ou un procédé nouveau, examiner attentivement la compatibilité et la sécurité du matériel mis en œuvre.

Dernière date de révision : 14/03/2009



Annexe 3 Schéma globale du process et des utilités du complexe GL1/K





# Annexe 4 P&ID de la colonne d'épuration

