RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

Département : MRIE

Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux

Filière : QHSE - GRI

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en QHSE - GRI

Prévention des risques majeurs dans le cadre de la mise en conformité au décret exécutif n° 14-349 « Cas : Unité de Traitement du Gaz (UTG) SONATRACH DP Gassi Touil »

Saïd NASRI & Nassim TIZIOUKDAL

Sous la direction de :

Mr. Amine BENMOKHTAR	Maître de conférences B à l'ENP
Mr. Malik SENOUCI BEREKSI	Maître assistant B à l'ENP
Mr. Saïd BENCHAA	Ingénieur HSE à SONATRACH

Présenté et soutenu publiquement le 14 / 10 / 2020 devant le jury composé de :

Président	Mme. S. BENTAALLA	Maître de conférences B	ENP
Éxaminateurs	Mr. A. KARTOUS	Maître assistant A	ENP
	Mme. K. BITCHIKH	Maître de conférences B	ENP

ENP 2020

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

Département : MRIE

Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux

Filière : QHSE - GRI

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en QHSE - GRI

Prévention des risques majeurs dans le cadre de la mise en conformité au décret exécutif n° 14-349 « Cas : Unité de Traitement du Gaz (UTG) SONATRACH DP Gassi Touil »

Saïd NASRI & Nassim TIZIOUKDAL

Sous la direction de :

Mr. Amine BENMOKHTAR	Maître de conférences B à l'ENP
Mr. Malik SENOUCI BEREKSI	Maître assistant B à l'ENP
Mr. Saïd BENCHAA	Ingénieur HSE à SONATRACH

Présenté et soutenu publiquement le 14 / 10 / 2020 devant le jury composé de :

Président	Mme. S. BENTAALLA	Maître de conférences B	ENP
Éxaminateurs	Mr. A. KARTOUS	Maître assistant A	ENP
	Mme. K. BITCHIKH	Maître de conférences B	ENP

ENP 2020

Dédicace

Nous dédions ce travail à nos parents ...

Remerciements

Nous remercions Dieu, de nous avoir donné le courage, la patience et la force durant toutes ces années d'études.

Ce travail a été effectué sous la supervision de :

M^r^. A. BENMOKHTAR, Maitre de conférences B à l'École Nationale Polytechnique (ENP) et enseignant-chercheur au Laboratoire des Sciences et Techniques de l'ENP.

M^r^. M. SENOUCI BEREKSI, Maître assistant B à l'École Nationale Polytechnique (ENP) et Enseignant-chercheur en Génie des Procédés Industriels au département Maitrise des Risques Industriels et Environnementaux (MRIE) à l'ENP.

M^r^. S. BENCHAA, Ingénieur HSE d'intervention à la direction régionale Gassi Touil de Sonatrach Division Production.
M^r^. H. SAHLI, Ingénieur HSE de prévention à la direction régionale Gassi Touil de Sonatrach Division Production.
M^r^. A. ATIGUE, Ingénieur HSE d'intervention à la direction régionale Hassi R'mel de Sonatrach Division Production.

Ces derniers ont suivi de très près l'évolution de ce travail, c'est pourquoi nous les remercions pour leurs orientations pédagogiques ainsi que leur encadrement scientifique et surtout humain.

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été effectués au sein du Centre de Production d'huile (CP) de la direction régionale Gassi Touil *de* Sonatrach *dont nous remercions vivement le Chef de division personnel M^r^. A. RAJAA, le personnel de la division HSE et la division d'exploitation nous ayant accueilli et soutenu durant notre stage.*

Nous remercions Madame S. BENTAALLA, Maître de conférences B à l'École Nationale Polytechnique (ENP) d'avoir accepté de présider le jury et Madame K. BITCHIKH et Monsieur A. KERTOUS pour avoir accepté d'examiner et de critiquer ce mémoire.

Nous remercions nos très chers parents qui ont toujours été présents en nous encourageant et en nous soutenant.

Qu'ils puissent trouver dans ce travail le témoignage de notre sincère gratitude et de notre profond respect.

ملخص :

من خلال هذا المشروع، قمنا بمعالجة جانب الوقاية من المخاطر الكبرى في إطار الامتثال لمقررات المرسوم التنفيذي 14-349 لوحدة معالجة الغاز التابعة للمديرية الجهوية قاسي طويل لشركة سوناطراك. إتباعا للمتطلبات القانونية لسلطة ضبط المحروقات، قمنا بتطوير منهجية عمل ترتكز على أربعة محاور بهدف الرفع من مستوى السلامة في هذه الوحدة. من خلال التقييم الكمي للمخاطر بواسطة (QRA) استطعنا كشف، تحليل وتقييم المخاطر الكامنة، بعد ذلك أجرينا دراسة حول تسربات الغازات القابلة للانفجار (ATEX). في إطار التحكم في الأخطار التي تم الكشف عنها، قمنا باقتراح، تصميم وتحسين نظام توقيف عمل المعدات (SD3) ونظام كشف الغازات والحرائق (FGS) القائم على الأداء.

الكلمات المفتاحيّة : الامتثال القانوني، سلطة ضبط المحروقات، المرسوم التنفيذي 14-349 . أنظمة SIS ، نظام توقيف الطوارئ (ESD) ، نظام كشف الغاز و النار (FGS) ، IP15 ، ATEX، التقييم الكمي للمخاطر (QRA).

Abstract :

In this work, we have treated the aspect of prevention of major risks within the framework of the regulatory conformity to the executive decree n° 14-349 of the gas treatment unit (UTG) of the regional directorate Gassi Touil of Sonatrach DP. According to the regulatory requirements of the Hydrocarbons Regulatory Authority (ARH), we have developed a work methodology that revolves around four axes with the aim of upgrading the safety of this unit. Through a Quantitative Risk Assessment QRA, we were able to identify, analyze and assess potential risks; this assessment is supplemented by a study of explosive atmospheres (ATEX). As part of controlling the identified risks, we proposed, designed and optimized an SD3 equipment shutdown system and a performance-based fire and gas detection system (FGS).

Key-words : Regulatory conformity, ARH, executive decree 14-349, QRA, ATEX, IP15, SIS, ESD, performance-based FGS, InFlux, Phast, Detect 3D, ISA-TR84.00.07.

Résumé :

Dans ce travail, nous avons traité l'aspect de prévention des risques majeurs dans le cadre de la mise en conformité au décret exécutif n° 14-349 de l'unité de traitement de gaz (UTG) de la direction régionale Gassi Touil de Sonatrach DP. Selon les exigences règlementaires de l'autorité de régulation des hydrocarbures (ARH), nous avons développé une méthodologie de travail qui s'articule sur quatre axes dans le but de la mise à niveau de la sécurité de cette unité. A travers une évaluation quantitative des risques par la QRA, nous avons pu identifier, analyser et évaluer les risques potentiels, cette évaluation est complétée par une étude des atmosphères explosives (ATEX). Dans le cadre de maitrise des risques identifiés, nous avons proposé, conçu et optimisé un système d'arrêt d'équipement SD3 et un système de détection feu et gaz (FGS) basé sur la performance.

Mots-Clés : Mise en conformité, ARH, Décret Exécutif 14-349, QRA, ATEX, IP15, SIS, ESD, FGS basé sur la performance, InFlux, Phast, Detect 3D, ISA-TR84.00.07.

Table des matières

Liste des tableaux **11**

Table des figures **14**

Liste des abréviations **15**

Introduction Générale **17**

Chapitre 1 : Contexte générale de l'étude **19**

Introduction 20

1.1 Présentation de Sonatrach et de l'unité de traitement de gaz (UTG) 20

1.1.1 Présentation de Sonatrach 20

1.1.2 Présentation de la direction régionale Gassi Touil 21

1.2 Unité de Traitement de Gaz (UTG) 22

1.2.1 Historique de l'UTG 22

1.2.2 Équipements de l'UTG 23

1.2.3 Projet de réhabilitions de l'UTG 24

1.3 Problématique, objectif et méthodologie 25

1.3.1 Revue d'accidentologie 25

1.3.2 Problématique 27

1.3.3 Méthodologie 28

Chapitre 2 : État de l'art sur l'évaluation quantitative des risques **31**

Introduction 32

2.1 Présentation de la méthode QRA 32

2.1.1 Historique et objectif de la méthode 32

2.1.2 Méthodologie de l'analyse quantitative des risques 33

2.2 Évaluation de la probabilité d'occurrence 36

2.2.1 Échelle de probabilité 36

2.2.2 Analyse floue des arbres de défaillances 36

2.3 Évaluation de la gravité des conséquences 39

2.3.1 Modélisation numérique des conséquences 39

2.4 Matrice de criticité 42

Conclusion 43

Chapitre 3 : Évaluation quantitative des risques au niveau de l'UTG **44**
Introduction 45
3.1 Collecte des informations pertinentes 45
3.1.1 Caractéristiques des équipements de l'UTG 46
3.1.2 Principe de contrôle et de régulation de l'UTG 46
3.2 Analyse des déviations des paramètres du process par la HAZOP 48
3.2.1 Choix des nœuds 48
3.2.2 Synthèse de la HAZOP 49
3.2.3 Arbres de défaillances flous 50
3.3 Arbres des évènements 51
3.3.1 Perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz . . 51
3.3.2 Perte de confinement du réseau torche HP 55
3.3.3 Perte de confinement du réseau torche MP 59
3.4 Modélisation des effets 62
3.4.1 Données nécessaire pour la modélisation 62
3.5 Modélisation et interprétation 65
3.5.1 Perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz . . 65
3.5.2 Perte de confinement du réseau torche HP 69
3.5.3 Perte de confinement du réseau torche MP 72
3.6 Niveau de criticité 73
Conclusion 74

Chapitre 4 : Étude des atmosphères explosives (ATEX) dans l'UTG **75**
Introduction 76
4.1 Contexte règlementaire des ATEX 76
4.2 Approches adoptées pour le zonage ATEX 77
4.3 Maîtrise des sources d'ignition 78
4.4 Méthodologie de classification 81
4.4.1 Identification des points sources 81
4.4.2 Détermination de la classe du rejet 81
4.4.3 Détermination de la catégorie du fluide 82
4.4.4 Établissement de la classification des zones 82
4.4.5 Détermination du niveau de fréquence des rejets 83
4.4.6 Détermination du diamètre équivalent des trous des rejets 85
4.4.7 Détermination du rayon de danger 86
4.4.8 Détermination des zones dangereuses 87
4.5 Détermination des zones ATEX dans l'UTG 87
4.5.1 Zonage ATEX du manifold 88
4.5.2 Zonage ATEX du séparateur S101 89
4.5.3 Zonage ATEX du séparateur S202 91
4.5.4 Zonage ATEX du séparateur S301 92
4.5.5 Zonage ATEX des autres éléments de piping 94
4.5.6 Récapitulatif du zonage ATEX 95
4.6 Adéquation du matériel en zones ATEX à l'UTG 97

4.6.1 Identification des sources d'ignition 97
4.6.2 Plan d'actions 97
Conclusion 98

Chapitre 5 : Mise à niveau de la sécurité fonctionnelle de l'UTG 99
Introduction 100
5.1 Introduction aux systèmes instrumentés de sécurité 100
5.1.1 Constitution d'un SIS 101
5.1.2 Fonction instrumentée de sécurité 102
5.1.3 Paramètres de performance de sécurité des SIS 103
5.1.4 Niveau d'intégrité de sécurité (SIL) 103
5.2 Couche multiple d'un SIS 104
5.3 Niveaux d'arrêt d'une installation 105
5.4 Diagnostic de l'unité de traitement du gaz 106
5.5 Conception du système d'arrêt équipement SD 3 107
5.5.1 Détermination du SIL requis des SIF 108
5.5.2 Optimisation de la structure d'une boucle instrumentée de sécurité 109
5.5.3 Modélisation du problème d'optimisation des SIF 109
5.5.4 Détermination de la structure optimale des SIF 111
5.5.5 Récapitulatif des boucles instrumentées optimales 113
5.6 Évaluation de l'efficacité du système d'arrêt SD 3 114
5.7 Maintien du niveau SIL du système d'arrêt SD 3 116
5.8 Mise en place du système d'arrêt SD 3 119
Conclusion 121

Chapitre 6 : Mise à niveau de la sécurité feu et gaz 122
Introduction 123
6.1 Système de détection feu et gaz 123
6.2 Méthodologie de conception d'un FGS 124
6.2.1 Conception d'un FGS basé sur la performance 125
6.3 Planification de la conception du FGS 128
6.4 Conception du système de détection du gaz 129
6.4.1 Évaluation des risques 129
6.4.2 Identification des exigences de performance 131
6.4.3 Design conceptuel du système de détection du gaz 131
6.5 Conception du système de détection de feu 135
6.5.1 Évaluation des risques 135
6.5.2 Identification des exigences de performance 135
6.5.3 Design conceptuel du système de détection de feu 136
6.6 Efficacité du système FGS 142
Conclusion 143

Conclusion Générale 144

Bibliographie **146**

Annexe A : Méthodes d'analyse intégrées dans la QRA **152**
A.1 Présentation de la méthode HAZOP 152
A.1.1 Principe de la méthode 152
A.1.2 Déroulement de la méthode 154
A.2 Présentation de l'arbre de défaillance 155
A.2.1 Principe de la méthode 155
A.2.2 Déroulement de la méthode 156
A.3 Présentation de l'arbre des évènements 158
A.3.1 Principe de la méthode 158
A.3.2 Déroulement de la méthode 159

Annexe B : Analyse des déviations par la méthode HAZOP **161**

Annexe C : Résultats de l'analyse dysfonctionnelle **177**
C.1 Taux de défaillance des composants 177
C.2 Arbres de défaillance 180

Annexe D : Scripts Matlab pour le calcul flou **191**
D.1 Fonctions « Plusflou » et « Xflou » 191
D.2 Fonctions « Pnf » et « Xnf » 191
D.3 Exemple de calcul de taux de défaillance flou 192

Annexe E : Calcul des rayons de danger des sources de rejet à l'UTG **193**

Annexe F : Algorithme d'optimisation d'un SIS **198**

Liste des tableaux

1.1 Accidents industriels majeurs à l'échelle mondiale [1] 26

2.1 Échelle de probabilité proposée dans l'arrêté du 29 septembre 2005 [12] . . 36
2.2 Échelle de gravité proposée dans l'arrêté du 29 septembre 2005 [12] 39
2.3 Seuils de référence des effets de surpression [15] 41
2.4 Seuils de référence des effets thermiques [15] 41
2.5 Matrice de criticité rapportée dans la circulaire du 29 septembre 2005 [16] . 42

3.1 Caractéristiques du gaz de l'UTG [17] 45
3.2 Paramètres de fonctionnement de l'unité de traitement de gaz [17] 46
3.3 Caractéristiques principales des séparateurs S101, S202, S301 46
3.4 Nœuds de la HAZOP 49
3.5 Taux de défaillance des évènements redoutés centrales ERC 51
3.6 Fréquences génériques de défaillance d'un ballon sous pression [18] 52
3.7 Résultats des évènements les plus probables - scénario 1 54
3.8 Possibilités des classes de probabilité des phénomènes - scénario 1 55
3.9 Fréquences génériques de défaillance d'une ligne du gaz [18] 55
3.10 Résultats des évènements les plus probables - scénario 2 58
3.11 Possibilités des classes de probabilité des phénomènes - scénario 2 58
3.12 Fréquences génériques de défaillance d'une ligne du gaz [18] 59
3.13 Résultats des évènements les plus probables - scénario 3 61
3.14 Possibilités des classes de probabilité des phénomènes - scénario 3 61
3.15 Composition du gaz traité [17] 62
3.16 Températures moyennes mensuelles à Ouargla [7] 62
3.17 Humidité relative mensuelle à Ouargla [7] 63
3.18 Distribution des vents moyens annuels à Gassi Touil [7] 64
3.19 Définition des classes de stabilité de Pasquill [7] 64
3.20 Détermination des classes de stabilité atmosphérique de Pasquill [20] . . . 64
3.21 Conditions météorologiques pour les modélisations d'accidents majeurs [7] . 65
3.22 Résultat des radiations de la boule de feu pour le scénario 1 66
3.23 Résultats de l'onde de choc du VCE pour le scénario 1 67
3.24 Résultat des radiations du jet de feu pour le scénario 1 68

3.25 Résultat des radiations du feu de nappe pour le scénario 1 69
3.26 Résultat des radiations du jet de feu pour le scénario 2 70
3.27 Résultats de l'onde de choc du VCE pour le scénario 2 71
3.28 Résultat des radiations du jet de feu pour le scénario 2 72
3.29 Synthèse des évènements redoutés centraux modélisés 73
3.30 Niveau de risque des phénomènes dangereux 73

4.1 Catégorie du matériel du groupe II (installation de surface) [27] 79
4.2 Groupes et subdivisions des gaz [27] 79
4.3 Classes de température maximale de surface [27] 80
4.4 Catégories et matériel de protection [27] 81
4.5 Catégories des fluides [21] 82
4.6 Le nombre moyen des sources de rejets « N_{range} » (Table C8-IP15) [21] . . 83
4.7 Probabilités d'ignition pour des sources variées (Table C10-IP15) [21] . . . 84
4.8 Calcul de la probabilité d'ignition (Table C11-IP15) [21] 84
4.9 Diamètre équivalent selon les niveaux de fréquence du rejet [21] 85
4.10 Rayons de danger R1 et R2 (Table C4-IP15) [21] 86
4.11 Résultat du diagnostic sur les sources d'ignition 97

5.1 Les différents niveaux de SIL [34] 104
5.2 Réduction requise des risques du scénario critique 108
5.3 Caractéristiques de coût et de fiabilité des composants disponibles 111
5.4 Paramètres de performance du SD 3 114

6.1 Caractéristiques des deux méthodes d'évaluation de la couverture [48] . . . 127
6.2 Caractéristiques des composants du système de détection du gaz 132
6.3 Couverture de détection requise pour chaque classe [54] 135
6.4 Couverture de détection requise pour chaque classe [9] 136
6.5 Disposition des détecteurs de feu – design initial 138
6.6 Couverture de détection de feu pour chaque classe – design initial 138
6.7 Disposition des détecteurs de flamme - design amélioré 139
6.8 Couverture de détection de flamme pour chaque classe- design amélioré . . 140
6.9 Caractéristiques des composants du système de détection de feu 141

A.1 Exemple de paramètres de la méthode HAZOP [61] 153
A.2 Exemple de matrice mots-clés / paramètres [61] 154

B.1 Application de la méthode HAZOP au niveau de l'UTG 161

C.1 Taux de défaillance flou des composants 177

E.1 Calcul de rayon de danger des sources de rejet du manifold 193
E.2 Calcul de rayon de danger des sources de rejet du séparateur S101 194
E.3 Calcul de rayon de danger des sources de rejet du séparateur S202 195

E.4 Calcul de rayon de danger des sources de rejet du séparateur S301 196
E.5 Calcul de rayon de danger des sources de rejet de la partie est de l'UTG . . 197

Table des figures

1.1 Situation géographique de la région Gassi Touil [6] 21
1.2 *Processing Flow Diagram* (PFD) d'une chaîne de traitement du gaz 23
1.3 PFD d'une chaîne de l'UTG après réhabilitation 25
1.4 Méthodologie de mise en conformité au DE 14-349 – Aspect « prévention des risques majeurs » 30

2.1 Étape de l'analyse quantitative des risques [11] 33
2.2 Paramètres nécessaires à la modélisation d'un scénario d'accidents [11] . . 34
2.3 Nombre flou du type L-R 38
2.4 Conséquences probables résultant d'une fuite [1] 40

3.1 AdE de la perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz 53
3.2 Taux de défaillance floue des phénomènes dangereux pour le scénario 1 . . 54
3.3 AdE de la perte de confinement du réseau torche HP 57
3.4 Taux de défaillance floue des phénomènes dangereux pour le scénario 2 . . 58
3.5 AdE de la perte de confinement du réseau torche MP 60
3.6 Taux de défaillance floue des phénomènes dangereux pour le scénario 3 . . 61
3.7 Rose des vents généraux à Gassi Touil [7] 63
3.8 Étendu des radiations de la boule de feu pour le scénario 1 66
3.9 Étendu de l'onde de choc du VCE pour le scénario 1 67
3.10 Étendu des radiations du jet de feu pour le scénario 1 68
3.11 Étendu des radiations du feu de nappe pour le scénario 1 69
3.12 Étendu des radiations du jet de feu pour le scénario 2 70
3.13 Étendu de l'onde de choc du VCE pour le scénario 2 71
3.14 Étendu des radiations du jet de feu pour le scénario 3 72

4.1 Relation entre les directives ATEX [25] 77
4.2 Niveau de fréquence de rejet pour atteindre IR de 10^{-5} par an [21] 85
4.3 Facteur de forme de la zone dangereuse [21] 87
4.4 Plan de dessus du Zonage ATEX du manifold 88
4.5 Présentation 3D des zones ATEX - manifold 89
4.6 Plan de dessus du Zonage ATEX du séparateur S101 90

4.7 Présentation 3D des zones ATEX – Séparateur S101 91
4.8 Plan de dessus du Zonage ATEX du séparateur S202 91
4.9 Présentation 3D des zones ATEX – Séparateur S202 92
4.10 Plan de dessus du Zonage ATEX du séparateur S301 93
4.11 Présentation 3D des zones ATEX – Séparateur S301 94
4.12 Plan de dessus du Zonage ATEX – Partie est de l'UTG 94
4.13 Présentation 3D des zones ATEX – Partie est de l'UTG 95
4.14 Zonage ATEX sur le plan de masse de l'UTG 96

5.1 Composition d'un SIS [30] 101
5.2 Architecture depuis le capteur jusqu'à l'actionneur [30] 102
5.3 Les couches multiples d'un SIS [35] 105
5.4 Les niveaux d'arrêt d'une installation [36] 106
5.5 Structure générale d'une boucle instrumentée de sécurité [37] 109
5.6 Principe de fonctionnement de l'algorithme d'optimisation des SIS 110
5.7 Architecture générale de la boucle PSHH - 301 - C/D 111
5.8 Architecture générale de la boucle LSLL - 101 – C et D 112
5.9 Architecture générale de la boucle LSLL - 202 – C et D 113
5.10 AdD du scénario critique après mise en place du SD 3 115
5.11 Tests de fonctionnement idéaux de la boucle PSHH-301-C/D 116
5.12 Test de fonctionnement complexe ($PTC = 99$ %) de la boucle PSHH-301-C/D 117
5.13 Tests de fonctionnement simple ($PTC = 50$ %) de la boucle PSHH-301-C/D118
5.14 Test de fonctionnement avec PTC de 50 % (annuel) et de 99 % (tous les 3 ans) 118
5.15 P&ID du séparateur S301 après mise en place du système d'arrêt SD 3 . . 120

6.1 Méthodologie de conception d'un FGS basé sur la performance [43] 125
6.2 Modèle d'évaluation de l'efficacité du FGS [44] 128
6.3 Simulation de dispersion du gaz par CFD (Z= 2 m) 130
6.4 Simulation de dispersion du gaz par CFD (Z= 2 m) après mise en place des détecteurs 132
6.5 Diagramme de fiabilité du système de détection du gaz 133
6.6 Schéma de fonctionnement du système de détection du gaz 134
6.7 Arbre de défaillance de l'ESD 1 134
6.8 Classes (sous-zones) de feu de l'UTG 136
6.9 Champs de vision du détecteur 40/40 I [*Detect 3D*] 137
6.10 Couverture de détection du design initiale à une hauteur de 65 cm 139
6.11 Couverture de détection du design amélioré à une hauteur de 65 cm 140
6.12 Diagramme de fiabilité du système de détection de feu 141
6.13 Schéma de fonctionnement du système de détection de feu 142
6.14 Modèle d'évaluation de l'efficacité du FGS proposé 142
6.15 Schéma général des systèmes instrumentés de sécurité proposés 143

A.1 Principe de déroulement de la méthode HAZOP [61] 155
A.2 Principales portes logiques graphiques relatives aux AdD [63] 156
A.3 Démarche pour l'élaboration d'un arbre des défaillances [62] 157
A.4 Symboles des événements primaires et des portes de transfert [63] 158
A.5 Exemple d'arbre d'événements [60] 160
A.6 Arbre des événements avec ses probabilités [60] 160

B.1 P&ID de l'unité de traitement de gaz « UTG » [64] 176

C.1 AdD de la surpression du gaz instrument 180
C.2 AdD de la perte de pression du gaz instrument 181
C.3 AdD de la perte de confinement du manifold d'admission 182
C.4 AdD de la perte de confinement du séparateur S101 183
C.5 AdD de la perte de confinement du séparateur S202 184
C.6 AdD de la perte de confinement du séparateur S301 par engorgement . . . 185
C.7 AdD de la perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz 186
C.8 AdD de la perte de confinement du collecteur 30" 187
C.9 AdD de la perte de confinement du réseau torche HP 188
C.10 Sous-arbre de la Figure C.9 189
C.11 AdD de la perte de confinement du réseau torche MP 190

Liste des abréviations

AdD	*Arbre de défaillance*
AdE	*Arbre des évènements*
ALARP	*As Low As Reasonably Practicable*
AMDEC	*Analyse des Modes de Défaillance Et leur Criticité*
ANSI	*American National Standards Institute*
APR	*Analyse Préliminaire des Risques*
APS	*Automate Programmable de Sécurité*
ARH	*Autorité de Régulation des Hydrocarbures*
ATEX	*Atmosphères Explosives*
BDV	*Blowdown Valve*
BLEVE	*Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion*
CFD	*Computational Fluid Dynamics*
CP	*Centre de Production*
CPF	*Central Processing Facility*
DEG	*Di-éthylène glycol*
DP	*Division Production*
E/E/EP	*Électriques / Électroniques / Électroniques Programmables de sécurité*
EDP	*Emergency Depressurization system*
ERC	*Évènement redouté Central*
ESD	*Emergency Shutdown system*
ESDV	*Emergency Shutdown Valve*
FGS	*Fire & Gas System*
FWKO	*Free Water Knock Out drum*
GNL	*Gaz Naturel Liquéfié*
GPL	*Gaz Pétrole Liquéfié*
HAZOP	*Hazad Operability study*
HIPS	*High Integrity Protection System*
HP, MP	*Haute Pression, Moyenne Pression*
IEC	*International Electrotechnical Commission*

ISA	*International Society of Automation*
LC	*Level Controller*
LCV	*Pressure Control Valve*
LIE	*Limite Inférieure d'Explosivité*
LS	*Logic Solver*
LSLL	*Level Safety Low-Low*
LT	*Level Transmitter*
LTS	*Low Temperature Separator*
MMR	*Mesures de maitrise des risques*
MTBF	*Mean Time Between Failure*
NFPA	*National Fire Protection Association*
OREDA	*Offshore & Onshore Reliability Data*
PID	*Process & Instrumentation Diagram*
PAGA	*Public Address General Alarm*
PC	*Pressure Controller*
PCS	*Process Control System*
PCV	*Pressure Control Valve*
PFD	*Process Flow Diagram*
PFD	*Probability of Failure on Demand*
PFH	*Probability of dangerous Failure per hour*
PHAST	*Process Hazard Analysis Software Tool*
PLC	*Programmable Logic Controller*
PRV	*Pressure Relief Valve*
PSHH	*Pressure Safety High-High*
PSS	*Process Shutdown System*
PSV	*Pressure Safety Valve*
PT	*Pressure Transmitter*
PTC	*Proof Test Coverage*
QRA	*Quantititive Risk Assessment*
RRF	*Risk Reduction Factor*
SDV	*Shutdown Valve*
SIF	*Safety Instrumented Function*
SIL	*Safety Integrity Level*
SIS	*Safety Instrumented System*
URGA	*Unité de Régénération du Gaz Associé*
UTG	*Unité de Traitement de Gaz*
VCE	*Vapor Cloud Explosion*

Introduction Générale

L'industrie pétrolière et gazière est reconnue comme l'un des secteurs de travail les plus dangereux qui a connu des accidents industriels horribles. La catastrophe de la plateforme Piper Alpha du mer de nord en juillet 1988 est le plus meurtrier qui a fait 165 morts et plus de 1,5 milliard de dollars de pertes matérielles [1]. Le retour d'expérience acquis d'un tel accident aide à comprendre ce qui n'a pas fonctionné et à déterminer ce qui aurait pu être fait différemment pour l'éviter afin d'améliorer la sécurité de telles installations.

Étant un pays riche en hydrocarbures, l'Algérie possède des grands pôles pétroliers et gaziers (les sites de *Skikda*, *Arzew*, *Hassi-Messaoud* et *Hassi R'Mel*) qui constituent l'épine dorsale de l'économie nationale. Malheureusement, une explosion dans le complexe GNLK1 de Skikda survenue le 19/01/2004 a causé 27 morts et 74 blessés et des dégâts enregistrés dans un rayon à plus de 4 km du complexe. Après cette catastrophe, plusieurs experts tirent la sonnette d'alarme vis à vis à la sécurité de cette industrie. Cela a conduit l'état Algérien à mettre en place une législation contraignante qui vise à prévenir ces risques et à limiter au maximum la probabilité d'occurrence de tels accidents, cette législation est en évolution continue [2].

Face aux risques majeurs, l'état Algérien a promulgué la loi 04/20 du 25/12/2004 relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable ainsi qu'une série de décrets exécutifs tel que le décret n° 06-198 du 31/05/2006 définissant la règlementation applicable aux établissements classées pour la protection de l'environnement et le décret exécutif n° 14-349 du 08/12/2014 fixant les conditions de mise en conformité des installations et des équipements relevant des activités des hydrocarbures [2].

Le décret exécutif n° 14-349 oblige les exploitants des installations réalisées avant la date d'entrée en vigueur de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 à fournir une première mise aux normes en termes de diagnostic et de traçabilité, il concerne plus de 388 sites industriels de *SONATRACH*, dans les domaines de l'exploration/production, transport par canalisations, liquéfaction et séparation, raffinage et pétrochimie, distribution [3]. Les équipements visés par ce décret sont nombreux (équipements de stockage et de procédés, réseaux de transport, appareils de levage, puits ...etc.). La mise en conformité à ce décret consiste à réaliser un diagnostic détaillé de ces installations, mettre en place un échéancier de contrôle et d'inspection et prioriser les interventions sur les installations à haut potentiel de risque. A l'issue du processus de diagnostic, les résultats doivent faire ressortir clairement, et de manière quantitative et exhaustive, l'état actuel des installations et des équipements, les facteurs de risques potentiels auxquels sont exposés, leur niveau de conformité avec la réglementation et les standards techniques applicables, la

classification des risques en termes de priorités de prise en charge et les actions préconisées et l'échéancier de leur mise en œuvre [4].

Dans ce contexte, le présent travail vise la mise à niveau la sécurité d'une unité de traitement du gaz réhabilitée, exploitée par la direction régionale Gassi Touil, SONATRACH DP (Division Production) à travers une démarche de prévention des risques majeurs pour se conformer au décret exécutif n° 14-349. En se basant sur les exigences de l'aspect traité (prévention des risques majeurs) lors de cette mise en conformité, nous organisons notre travail en six chapitres :

Un premier chapitre consacré à la présentation générale de *SONATRACH*, du site *Gassi Touil* et de l'unité de traitement du gaz (UTG) ainsi que son historique, ces équipements, son procédé de traitement et le projet de sa réhabilitation qui permettra de rendre le gaz associé transportable. Puis, nous présenterons la problématique, les objectifs tracés ainsi que la méthodologie de travail pour les achever.

Le deuxième chapitre a pour objectif de présenter un état de l'art sur l'évaluation quantitative des risques. Dans un premier temps, nous commençons par la présentation de la méthode QRA (*Quantitative Risk Assessement*) et les méthodes d'analyse qui y sont intégrées telles que la HAZOP (*Hazard Operability study*), l'arbre de défaillance (AdD) et l'arbre des évènements (AdE). Par la suite, nous présentons la méthodologie de calcul de la probabilité d'occurrence basée sur la logique floue et de l'évaluation des risques selon les critères d'acceptabilité réglementaires.

Dans le troisième chapitre, nous appliquons la démarche de l'évaluation quantitative des risques au niveau de l'UTG en identifiant les sources potentielles de danger par la HAZOP, en développant des scénarios à travers une analyse dysfonctionnelle par AdD suivie d'une analyse des conséquences par AdE. Nous quantifions par la suite les risques issus des scénarios développés par l'application de la logique floue et la modélisation des conséquences des scénarios probables afin de les hiérarchiser.

Le quatrième chapitre consiste en une étude des atmosphères explosives (ATEX) susceptibles de se produire dans l'UTG. Nous commençons par la présentation de la méthodologie de classification selon le code IP15, puis, son application au niveau de l'unité.

Le cinquième chapitre concerne la mise à niveau de la sécurité fonctionnelle du séparateur S301 (élément critique selon la QRA) par une proposition et une étude de conception d'un système instrumenté de sécurité (système d'arrêt d'équipement SD3), en utilisant des techniques d'optimisation fiabilité/coût. Par la suite, nous vérifierons l'efficacité de réduction des risques de système et prévoyons des tests de fonctionnement afin de maintenir sa fiabilité.

Le dernier chapitre est consacré à la mise à niveau de la sécurité feu et gaz par une proposition et une étude de conception optimale d'un système de détection feu et gaz (FGS) basé sur les performances de couverture de détection, de fiabilité et d'efficacité de mitigation conformément au rapport technique ISA-TR84.00.07.

Chapitre 1

Contexte générale de l'étude

Sommaire

Introduction **20**

1.1 Présentation de Sonatrach et de l'unité de traitement de gaz (UTG) . **20**

1.1.1 Présentation de Sonatrach 20

1.1.2 Présentation de la direction régionale Gassi Touil 21

1.2 Unité de Traitement de Gaz (UTG) **22**

1.2.1 Historique de l'UTG 22

1.2.2 Équipements de l'UTG 23

1.2.3 Projet de réhabilitions de l'UTG 24

1.3 Problématique, objectif et méthodologie **25**

1.3.1 Revue d'accidentologie 25

1.3.2 Problématique 27

1.3.3 Méthodologie 28

Introduction

Au cours du présent chapitre, nous présentons l'entreprise Sonatrach, la direction régionale *Gassi Touil* et l'unité UTG soumise à un projet de réhabilitation afin de définir le contexte général de l'étude. Par la suite, nous passerons en revue l'accidentologie et son impact sur l'évolution de la règlementation Algérienne.

Enfin, nous exposons la problématique et les objectifs de notre étude, ainsi que la méthodologie adaptée pour les achever.

1.1 Présentation de Sonatrach et de l'unité de traitement de gaz (UTG)

1.1.1 Présentation de Sonatrach

SONATRACH est la société nationale Algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle entreprend ses activités principalement en Algérie mais aussi partout dans le monde [5].

Elle est classée 12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2ème exportateur de GNL et de GPL et 3ème exportateur de gaz naturel. Sa production globale (tous produits confondus) est de 233 millions de TEP (tonne d'équivalent pétrole) en 2007 [5].

Les opérations du groupe Sonatrach sont divisées en 4 domaines d'activité :

- **Activité Aval**
- **Activité Amont**
- **Activité Transport par canalisation**
- **Activité Commercialisation**

Les sites de production de la Division Production qui fait partie intégrante de l'Activité Amont sont répartis en trois lots en fonction de leur situation géographique [5] :

- **Le lot 1 :** Regroupe les directions régionales de Hassi Messaoud (CINA, CIS, Unités satellites, Borma, Mesdar), Hamra, Rhourde Nouss et Gassi Touil.
- **Le lot 2 :** Regroupe les directions régionales de Hassi R'Mel (Centre, Nord, Sud, Djebel Bissa, Oued Noumer et Ait Kheir) et de Haoud Berkaoui (Guellala et Benkehla).
- **Le lot 3 :** Regroupe les directions régionales d'In Amenas, Stah (Alar, Stah, Mereksen), Tin Fouye Tabankort et Ohanet.

1.1.2 Présentation de la direction régionale Gassi Touil

La région de *Gassi-Touil* est l'une des dix régions qui constituent actuellement la division production de la branche Amont du groupe SONATRACH. Cette dernière fait partie de la wilaya d'*Ouargla*. Située à environ 1000 *km* au sud-est d'*Alger* et à 150 *km* au sud de *Hassi Messaoud*, elle est implantée au lieu-dit « *Hassi Touareg* ». Cette région est Située à côté de la route nationale N° 3, reliant entre *Hassi Messaoud* et *In Amenas* avec une superficie d'environ 170 *km* de longueur sur 105 *km* de largeur et une altitude moyenne de 200 *m* au-dessus de la surface de la mer. Une région à caractère désertique sujette aux tempêtes de sable et aux éclaires, avec une température variant de +50 ° C en été à −5 ° C en hiver [7].

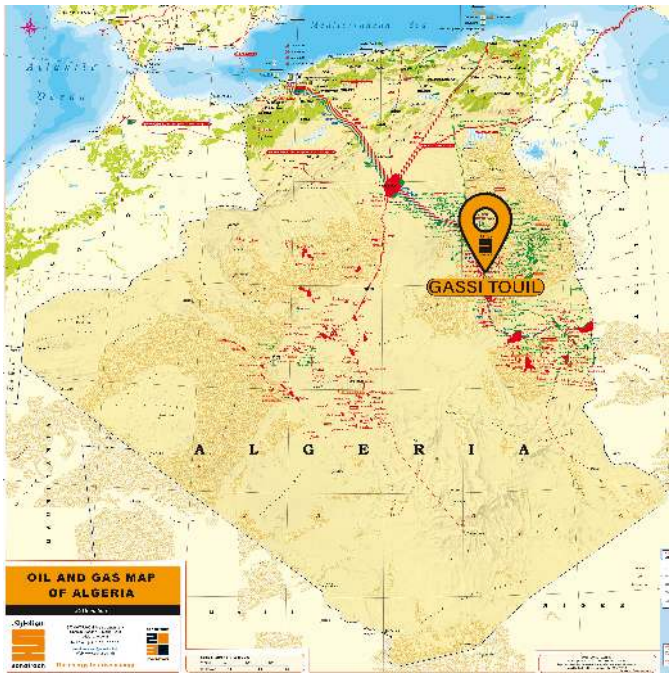


FIGURE 1.1 – Situation géographique de la région Gassi Touil [6]

La région de *Gassi-Touil* est à vocation pétrolière et gazière. Elle est composée de plusieurs champs et elle dispose de différentes installations de base, permettant d'assurer la collecte, le traitement et l'expédition des hydrocarbures. Ces installations se composent de deux unités de production :

1.1.2.1 La nouvelle installation (centre de traitement de gaz - CPF)

L'usine des Installations Centrales de Production (CPF - *Central Processing Facility*), inaugurée en 2014 pour traiter 12 millions de mètres cubes de gaz brut par jour en provenance des différents champs à gaz, cette capacité de traitement varie entre 30 % (3,6 millions m^3/j) et 110 % (13,2 millions m^3/j). Cinq arrivées principales de gaz brut alimentent le CPF [5] :

- 03 arrivées Haute Pression (70 bars) des champs : NEZLA ; TOUAL ; RHOURDE-ELKHLEF.
- 02 Arrivées Basse Pression (28 bars & 35 bars) des champs : GASSI-TOUIL et HASSI-TOUARGEU.

A l'issue de la chaîne de traitement du gaz brut, trois produits finis sont expédiés avec les capacités de production suivantes [5] :

- Gaz de vente : 10.5 $MMSm^3/j$.
- GPL (*Gaz de Pétrole Liquéfié*) : 1200 $tonne/j$.
- Condensat : 2000 $tonne/j$.

1.1.2.2 L'ancienne installation (centre de traitement de brute - CP)

Le Centre de Production (CP) de *Gassi Touil* a été mis en service en 1965. La superficie du champ s'étend sur 120 km^2 et compte 60 puits producteurs, 6 puits injecteurs et 11 puits secs (abandonnés). La totalité de la production de brut de cette région est acheminée vers ce centre. Il est composé de trois unités principales [7] :

- **Unité de traitement d'huile**

L'unité a une capacité de traitement de brut de 21850 m^3/j et une capacité totale de stockage de 67400 m^3.

- **Unité de traitement de gaz (UTG)**

L'unité a été mise en service en 1976 pour traiter 20 $MMSm^3/j$ de gaz, et mise en arrêt de production depuis 2012 suite à la construction de la nouvelle installation CPF.

- **Unité de Récupération des Gaz Associés (URGA)**

L'unité est mise en place pour collecter et comprimer $4,9$ MMm^3/j de gaz associé à partir des différentes batteries de séparation et sera par la suite utilisé comme gaz lift et gaz injecteur afin de maintenir la pression des gisements de brut.

1.2 Unité de Traitement de Gaz (UTG)

1.2.1 Historique de l'UTG

Se situe au niveau du Centre de Production (CP) à *Gassi Touil*, l'unité de traitement du gaz (UTG) a été conçue en 1976 pour traiter le Gaz-Cap, du Trias Supérieur du gisement de *Gassi Touil* pour une capacité initiale de traitement de 20 $MMSm^3/j$ de gaz et une production de 2900 tonnes/j de condensat [8].

La déplétion en pression des gisements de gaz a engendré une chute de pression qui s'est faite ressentir d'une manière cruciale à partir de 1988, même avec le raccordement des champs de *Nezla* en 1980, *Hassi-Touareg* en 1984 et *Toual* en 2002. Le procédé de refroidissement, basé sur la détente isenthalpique par les vannes Joule Thomson, a atteint ses limites [8].

Pour pallier à cette situation et afin d'exploiter au maximum la pression d'entrée et assurer un refroidissement optimal, il a été décidé en 1992 de procéder à un revamping [(1)] de l'unité par l'installation des Turbo-Expanders. Avec une capacité de traitement de 12 $MMSm^3/j$ de gaz et de 450 $tonnes/j$ de condensat, jusqu'au 01 janvier 2012, date à laquelle il a été procédé au transfert de tous les puits à gaz vers le nouveau Projet CPF actuellement en exploitation et à l'arrêt de l'UTG [8].

[(1)] Interventions sur une installation industrielle existante en vue de modifier et/ou accroître sa capacité de production ou de l'adapter à de nouvelles contraintes ou exigences techniques ou réglementaires.

1.2.2 Équipements de l'UTG

L'UTG se compose initialement de [7] :

- Un manifold d'entrée où sont raccordées les arrivées des effluents des quatre (04) champs de gaz (*Gassi Touil, Nezla, Hassi Touareg et Toual*).
- Quatre trains de traitement du gaz identiques appelés Chaînes (A, B, C, D), de capacité unitaire maximale de 5 $MMSm^3/j$.
- Deux unités de régénération de Di-éthylène glycol (DEG).
- Deux réchauffeurs de mélange condensat-DEG.

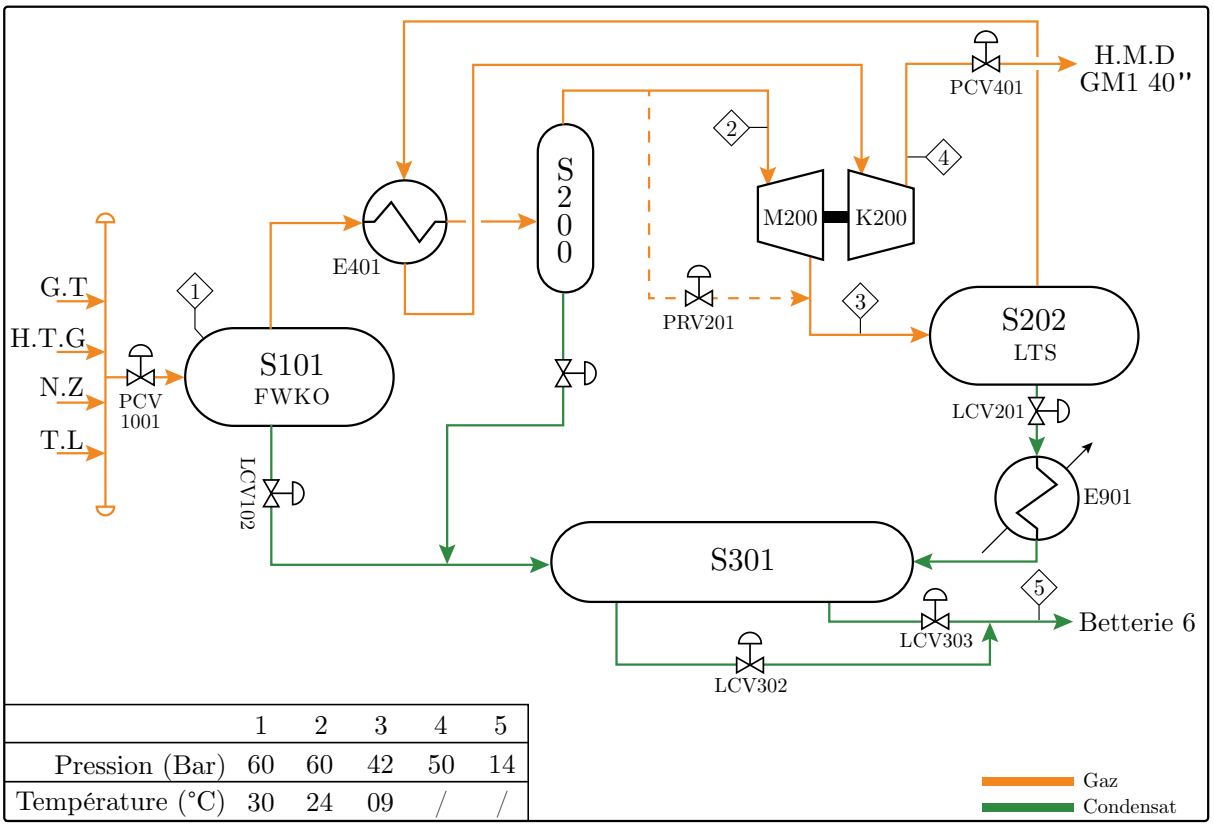
Chaque chaîne de traitement comprend [7] :

- Un séparateur d'entrée *Free Water Knock Out Drum* (FWKO) pour récupérer les liquides (Eau et condensat).
- Un séparateur froid calorifugé, *Low Température separator* (LTS).
- Un échangeur de chaleur, type faisseau-calandre simple passe.
- Un séparateur vertical intermédiaire.
- Un skid turbo-expander avec auxiliaires / vanne Joule-Thomson.

Chaque couple de chaîne partage en commun [7] :

- Un séparateur commun pour recevoir les condensats récupérés dans les FWKO et les LTS des deux chaînes.
- Un réchauffeur pour le mélange condensats-DEG afin de faciliter leur séparation par réduction des viscosités.

La figure 1.2 présente le Process Flow Diagram (PFD) d'une chaîne de traitement.



	1	2	3	4	5
Pression (Bar)	60	60	42	50	14
Température (°C)	30	24	09	/	/

FIGURE 1.2 – *Processing Flow Diagram* (PFD) d'une chaîne de traitement du gaz

Le gaz provenant du manifold entre dans le séparateur S101 où sont piégés tous les liquides véhiculés par le gaz. Le gaz humide est acheminé vers l'échangeur de chaleur côté faisceau où il est refroidi à une température de 24 ° C par le gaz traité sec. Il subit ensuite une détente à travers le turbo-expander / vanne *Joule-Thomson*. Le gaz pénètre dans le séparateur froid S202 où il dépose les condensats et l'eau formés à basse température, ensuite, il sort par le haut du séparateur et retourne à l'échangeur côté calandre pour refroidir le gaz humide entrant tout en se réchauffant à son tour jusqu'à la température d'environ 30 ° C. A la sortie de l'échangeur, le gaz traité sec passe à travers une cellule de comptage et une vanne de contrôle de débit PCV 401, puis, il est évacué à travers un collecteur de 30 pouce vers le gazoduc GM1 40 pouce reliant Gassi Touil à Hassi Messaoud, sous une pression de 48 bars à la température de 30 ° C.

Le condensat récupéré dans les séparateurs S101 et S202 est acheminé vers le séparateur commun S301 en passant par les vannes de régulation de niveau LCV 102 et LCV 201.

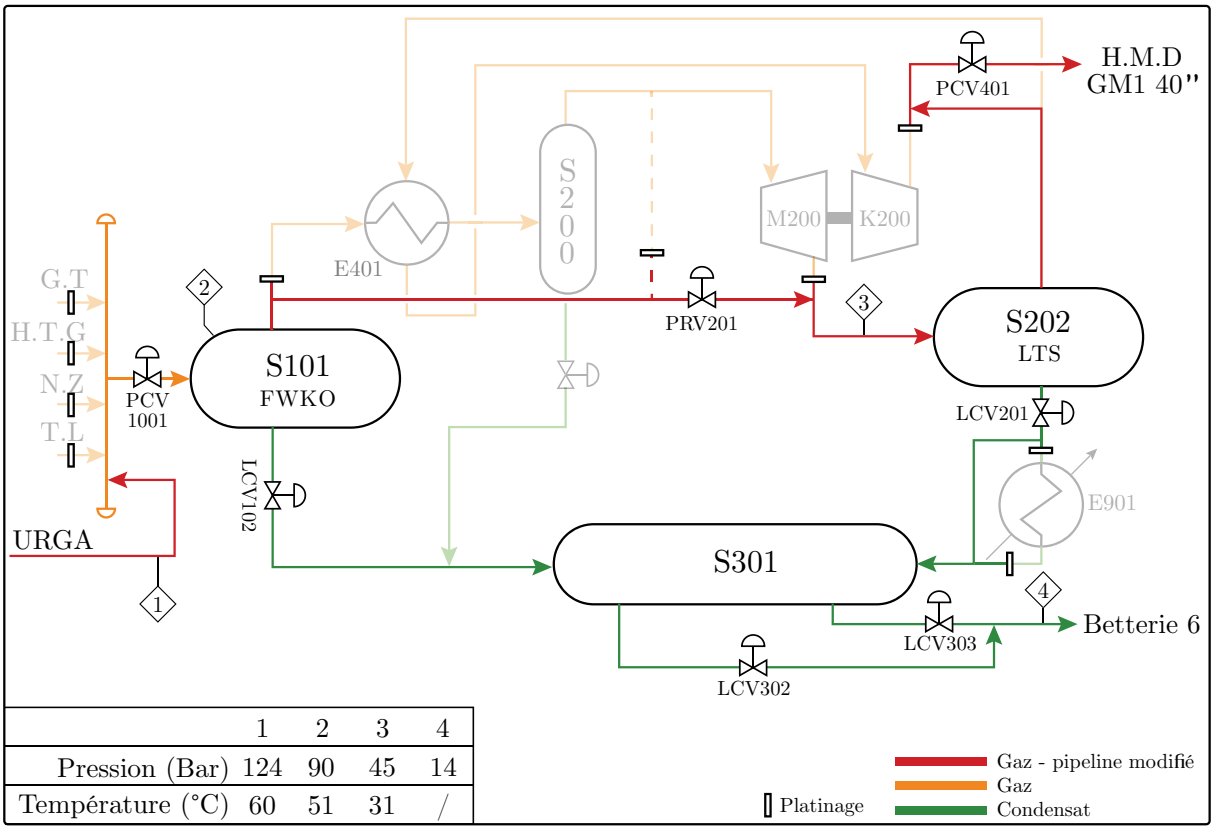
1.2.3 Projet de réhabilitions de l'UTG

Le projet de réhabilitation des chaînes de traitement de gaz au niveau de l'UTG revêtant le caractère d'intérêt national est mis en œuvre suite à l'application des instructions du Top Management de SONATRACH afin de combler le déficit en gaz au niveau de la Direction Régionale de *Hassi Messaoud*.

Le projet consiste en l'expédition de 4 $MMSm^3/j$ du gaz associé actuellement destinés pour le maintien de pression du gisement, à travers le gazoduc GM1 reliant les deux Directions Régionales *Gassi Touil* et *Hassi Messaoud* avec le maintien des puits à gaz lift par un débit ne dépassant pas les $0,5$ $MMSm3^/j$ pour le lifting des puits d'huile afin de préserver leur éruptivité [(2)] à une pression d'injection de 124 bars [8].

A cet effet, une opération a été lancée en 2017 pour la réhabilitation de l'unité avec des modifications pour le redémarrage de deux chaines de traitement de gaz de l'UTG afin de baisser la pression du gaz associé produit à l'URGA pour pouvoir l'injecter au gazoduc GM1. Pour faire acheminer le gaz vers les deux chaines C et D, une modification a été réalisée sur la ligne 10 pouce de départ reliant la sortie de l'URGA aux puits injecteurs et de faire bipasser les échangeurs de chaleur et le skid de turbo-expander en alimentant le gazoduc GM1 directement de la sortie des LTS via les PCV 401 tel qu'illustré dans la figure 1.3 [8].

(2) Production du pétrole sous l'effet de la pression du gisement, naturelle ou maintenue par injection d'eau ou de gaz, c'est-à-dire sans moyen mécanique d'extraction (différentes formes de pompage...).



	1	2	3	4
Pression (Bar)	124	90	45	14
Température (°C)	60	51	31	/

FIGURE 1.3 – PFD d'une chaîne de l'UTG après réhabilitation

A travers les deux chaînes C et D de traitement, le gaz va être détendu de 124 bars sortie URGA à 90 bars par la vanne d'entrée PCV 1001 du séparateur S101, le gaz est acheminé directement vers le séparateur S202 en subissant une détente *Joule Thomson* jusqu'à une pression légèrement supérieure à 45 bars au niveau de la vanne PRV201. Finalement le gaz passe par la vanne PCV401 qui sert à réguler la pression à 45 bars et le débit d'expédition (2 $MMSm^3/j$).

Le condensat piégé dans les séparateurs S101 et S202 est récupéré par les vannes LCV102 et LCV 201 dans le séparateur commun S301.

La température de refoulement de l'URGA est de 60 ± 5 °C, cette dernière ne permettra pas la formation d'hydrate au niveau de la vanne *Joule Thomson*. Dans le cas le plus défavorable une injection de DEG est prévue par une installation de proximité [8].

1.3 Problématique, objectif et méthodologie

1.3.1 Revue d'accidentologie

La manipulation des hydrocarbures, (produits très inflammables, explosifs) à hautes pressions au sein des procédés de traitement, des unités de stockage et des réseaux de transport, rend l'industrie pétrolière et gazière une activité à haut risque pour la vie humaine, l'environnement et les installations. Les accidents de cette industrie ont souvent le caractère « Majeur » causant plusieurs décès, impacts environnementaux considérables et de lourdes pertes matérielles.

Dans le cadre de cette étude, une revue d'accidentologie à l'échelle mondiale est reprise dans le tableau 1.1 afin de développer une conscience par rapport aux accidents industriels majeurs et d'apprécier leur ampleur en terme de pertes humaines et dégâts matériaux.

Tableau 1.1 – Accidents industriels majeurs à l'échelle mondiale [1]

Date	Lieu	Installation	Décès	Coût (M$)
19/02/1981	Venezuela - Caracas	Stockage	153	/
05/05/1988	USA - Norco	Raffinerie	/	398
06/07/1988	UK – Mer du nord	Plateforme pétrolière	165	1503
02/11/1994	Egypt - Donka	Stockage	410	/
25/06/2000	Kuwait - Al Ahmadi	Raffinerie	/	512
15/03/2001	Brazil - C.Basin	Plateforme pétrolière	/	610

L'Algérie n'était pas à l'abri, une puissante explosion s'est produite le 20 janvier 2004 à *Skikda* dans le complexe pétrochimique portuaire, situé sur la côte et comprenant 6 unités de traitement de gaz et d'hydrocarbures avec 12000 travailleurs sur ce site. L'accident s'est produit dans l'unité traitant du gaz naturel (GNL), à la suite de l'explosion d'une chaudière à haute pression fabriquant de la vapeur. Sous la violence de l'explosion, des réservoirs de substances inflammables à proximité sont endommagés à leur tour, les fuites qui en résultent provoquent l'extension de l'incendie en différents foyers et de nouvelles explosions (effet domino). Le souffle de l'explosion, entendue à 10 km à la ronde, brise les vitres des immeubles [9].

Le bilan final a été très lourd : 27 victimes et 74 blessés dont la plupart est liée aux effets de surpression ou de projection et effondrements de structures. L'estimation des dégâts matériels se chiffre à 800 Millions de dollars. Trois des six unités de liquéfaction sont détruites [9].

Cet accident a eu des impacts considérables, ce qui a accru l'intérêt de l'état algérien pour mettre en place une législation contraignante qui vise à prévenir ces risques et à limiter au maximum la probabilité d'occurrence de tels accidents, en donnant naissance aux textes règlementaire suivants :

- La loi n° 04-20 du 25 décembre 2004 relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable.
- La loi 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux Hydrocarbures qui a donné naissance à l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures « ARH » qui est désignée pour la prise en charge des missions de contrôle et de régulation des activités relevant du domaine des hydrocarbures ainsi que des questions liées à la sécurité industrielle et à l'environnement.
- Le décret exécutif n° 06-198 du 31 mai 2006 définissant la règlementation applicable aux établissements classés pour la protection de l'environnement.
- Le décret exécutif n° 07-144 du 19 mai 2007 fixant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.
- Le décret exécutif n° 07-145 du 19 mai 2007 déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur

l'environnement.
- Le décret exécutif n° 08-312 du 5 octobre 2008 fixant les conditions d'approbation des Études d'impact sur l'environnement pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures.
- Le décret exécutif n° 09-335 du 20 octobre 2009 fixant les modalités d'élaboration et de mise en œuvre des plans internes d'intervention par les exploitants des installations industrielles.

Récemment, l'autorité de régulation des hydrocarbures (ARH) a promulgué le décret exécutif n° 14-349 du 08/12/2014 fixant les conditions de mise en conformité des installations et des équipements relevant des activités des hydrocarbures des installations réalisées avant la date d'entrée en vigueur de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005. Ce décret oblige les exploitants à fournir une première mise aux normes en termes de diagnostic et de traçabilité, il concerne plus de 388 sites industriels de *SONATRACH*, dans les domaines de l'exploration/production, transport par canalisations, liquéfaction et séparation, raffinage et pétrochimie et distribution [3].

La mise en conformité à ce décret consiste à réaliser un diagnostic détaillé de ces installations selon sept (07) aspects relatifs à :

- L'intégrité des installations et équipements.
- Aux opérations.
- La prévention des risques majeurs.
- La préservation de la santé et de la sécurité des travailleurs.
- La prévention des risques liés aux substances, produits chimiques et/ou préparations dangereuses.
- La protection de l'environnement dans le cadre du développement durable.
- L'efficacité énergétique des installations et des équipements.

A l'issue du processus de diagnostic, les résultats doivent faire ressortir clairement et de manière quantitative et exhaustive, l'état actuel des installations, les facteurs de risques potentiels auxquels sont exposés, leur niveau de conformité avec la réglementation et les standards techniques applicables, la classification des risques en termes de priorités de prise en charge, les actions préconisées et l'échéancier de leur mise en œuvre [4].

1.3.2 Problématique

L'UTG était en service de 1976 jusqu'au 01 janvier 2012, en 2017 le projet de réhabilitation a été lancé pour le démarrage des deux chaines C et D afin de combler le déficit en gaz au niveau de la Direction Régionale de *Hassi Messaoud*.

Tel qu'il est prescrit dans l'article 10 [(3)] du décret exécutif n° 14-349, une commission d'inspection de l'ARH a jugé que cette unité est dans une situation à risque à haut potentiel et a interdit l'exploitation des deux chaînes avant sa mise en conformité au présent décret.

[(3)] Art. 10. Lors d'un contrôle, en cas de constat de situation que l'autorité de régulation des hydrocarbures juge à risque à haut potentiel ou dans le cas où le diagnostic révèle et confirme la présence de risques inacceptable, l'autorité de régulation des hydrocarbures met en demeure l'exploitant pour la mise en œuvre immédiate de mesures de sécurisation, y compris la réduction des paramètres d'exploitation des installations, afin de protéger les travailleurs, les installations et l'environnement.

Cette étude devra donc répondre à la question : « Est-ce que l'UTG est éventuellement dans une situation à risque à haut potentiel ? Si oui, quelles sont les mesures à mettre en place pour la mise à niveau la sécurité de cette unité ? ». Pour répondre à cette problématique, l'objectif de cette étude est de traiter le troisième aspect du décret exécutif n° 14-349 « Prévention des risques majeurs » qui a comme objectifs :

- Une étude des risques.
- Une étude des atmosphères explosives (ATEX).
- Une revue et amélioration des boucles instrumentées de sécurité.
- Une analyse de l'intégrité et une étude de couverture de système de détection feu et gaz (FGS).
- Une revue critique de l'étude de danger (EDD), plan d'intervention interne (PII) et le système de gestion de sécurité (SGS).

1.3.3 Méthodologie

Afin d'atteindre les objectifs soulignés et répondre à cette problématique, la méthodologie appliquée pour cette étude se compose de quatre axes.

A) Évaluation quantitative des risques

A l'issue du processus de cette analyse de l'UTG, les résultats doivent faire ressortir clairement d'une manière quantitative et exhaustive les éléments suivants :

- L'état de sécurité actuel de l'installation et les risques potentiels auxquels elle est exposée.
- L'évaluation des fréquences d'occurrences des risques et la modélisation de leurs conséquences.
- La classification des risques en terme de priorité de prise en charge.
- Les actions préconisées et l'échéancier de leur mise en œuvre.

Afin de mieux répondre au critère quantitatif requis, la méthode QRA (*Quantitative Risks Analysis*) est adoptée. Dans un premier temps, une analyse de déviations des paramètres de l'unité est effectuée par la méthode HAZOP (*HAZard and OPerability study*) permettant l'identification des scénarios de danger (évènements redoutés) qui seront l'objet d'une analyse dysfonctionnelle par la méthode arbre de défaillance « AdD » permettant de calculer leurs fréquences d'occurrence par la théorie de la logique floue, nous procéderons par la suite à une analyse des conséquences par la méthode arbre des évènements « AdE » pour faire ressortir les phénomènes dangereux associés et calculer leurs fréquences d'occurrence.

Une modélisation des conséquences des phénomènes probables est ensuite effectuée par le logiciel *Phast* afin de déterminer l'étendue et la gravité de leurs effets, permettant la hiérarchisation des risques selon les grilles d'évaluation adoptées.

Tel qu'il est prescrit dans l'article 10 du décret exécutif n° 14-349, les résultats de cette analyse quantitative permettent concrètement de répondre à la première question de la problématique.

B) Étude des atmosphères explosives (ATEX)

Cette étude se réfère à l'instruction n° 06 de l'ARH relative aux mesures techniques et organisationnelles pour la maitrise du risque d'atmosphères explosives ATEX dont l'objectif est de réduire la probabilité de coïncidence d'un nuage explosif et d'une source d'ignition selon la méthodologie suivante :

- Identification des sources de rejets dans l'unité.
- Détermination des fréquences des rejets, des probabilités d'ignition et de la classification des zones ATEX selon le Code IP15.
- Présentation des zones ATEX en trois dimensions par une modélisation *3D* par le logiciel *CINEMA 4D*.
- Diagnostic des sources d'ignitions dans l'unité et vérification de l'adéquation du matériel en zones ATEX.
- Plan d'action des mesures techniques et organisationnelles.

C) Mise à niveau de la sécurité fonctionnelle

Il s'agit d'effectuer un diagnostic afin de déterminer la performance des systèmes instrumentés de sécurité « SIS » actuels et sur la base des résultats de l'évaluation quantitative des risques QRA et de proposer une amélioration du système d'arrêt procédé « PSS » selon les standards et références recommandés par l'ARH.

Les propositions d'amélioration doivent répondre aux critères de réduction des risques tout en optimisant la fiabilité et les coûts de mise en place par des algorithmes déterministes développés par le logiciel *Matlab* avec une proposition d'un programme de maintenance.

D) Mise à niveau de la sécurité feu et gaz

Vu l'absence de détection feu et gaz au niveau de l'UTG, cette étape consiste à concevoir un système de détection feu et gaz (FGS) basé sur les performances de couverture de détection, de fiabilité et de l'efficacité de mitigation conformément au rapport technique ISA-TR84.00.07 recommandée par l'ARH.

La première partie consiste à concevoir le système de détection du gaz optimal sur la base d'une simulation de dispersion du gaz par CFD par le logiciel *inFlux*. Tandis que la deuxième partie consiste à concevoir le système de détection de feu basé sur l'approche de détection géographique par le logiciel *Detect 3D*.

La troisième partie consiste à proposer un système de mitigation et évaluer l'efficacité globale du FGS et son aptitude de réduction des risques par rapport aux critères d'acceptabilité.

La figure 1.4 donne un récapitulatif de la méthodologie de mise en conformité au décret exécutif n° 14-349 selon l'aspect « prévention des risques majeurs ».

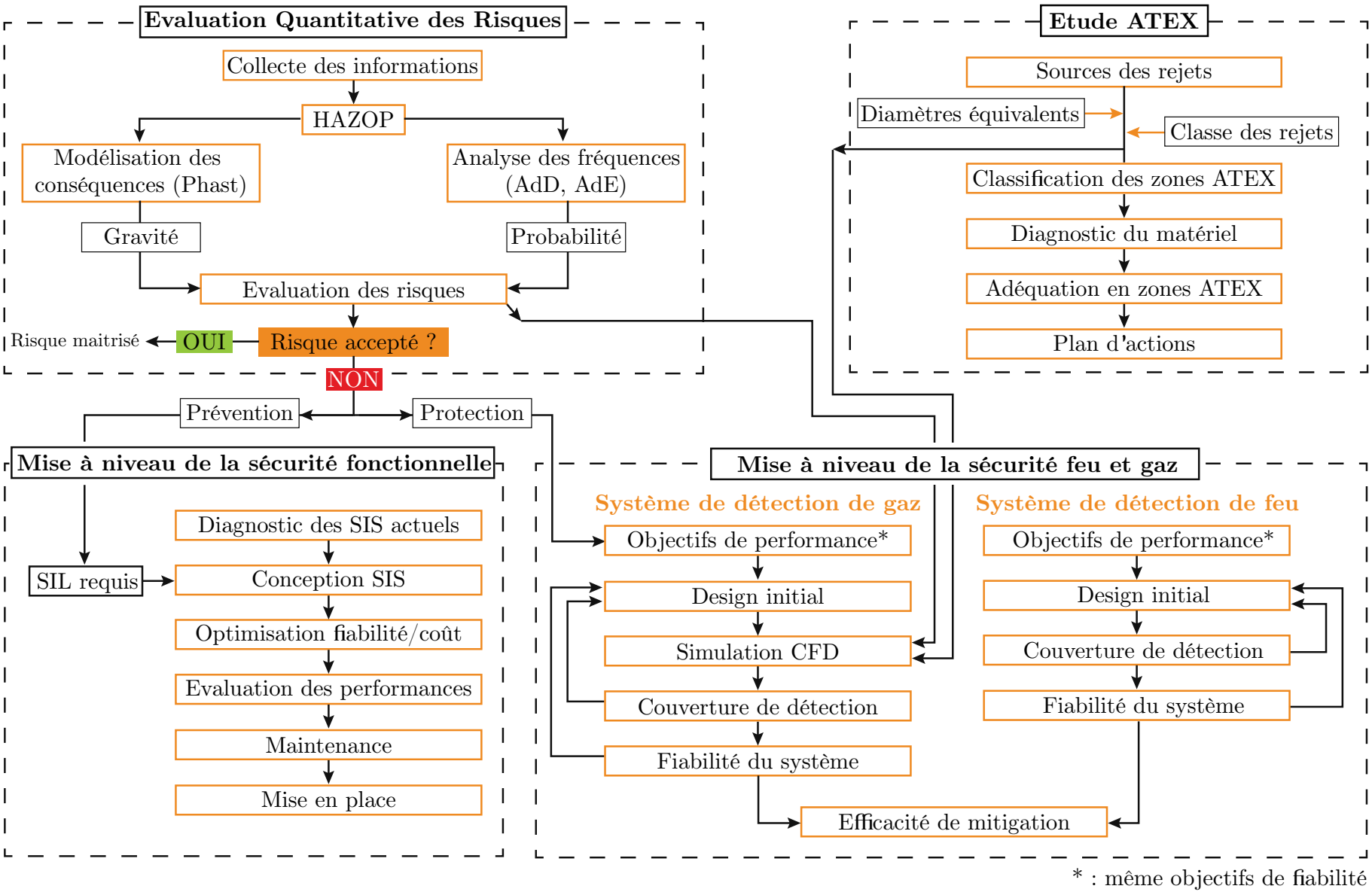


FIGURE 1.4 – Méthodologie de mise en conformité au DE 14-349 – Aspect « prévention des risques majeurs »

Chapitre 2

État de l'art sur l'évaluation quantitative des risques

Sommaire

Introduction **32**

2.1 Présentation de la méthode QRA **32**

2.1.1 Historique et objectif de la méthode 32

2.1.2 Méthodologie de l'analyse quantitative des risques 33

2.2 Évaluation de la probabilité d'occurrence **36**

2.2.1 Échelle de probabilité 36

2.2.2 Analyse floue des arbres de défaillances 36

2.3 Évaluation de la gravité des conséquences **39**

2.3.1 Modélisation numérique des conséquences 39

2.4 Matrice de criticité **42**

Conclusion **43**

Introduction

Les méthodes d'analyse des risques sont indispensables pour réaliser une étude dysfonctionnelle d'une installation industrielle en cours de conception ou en fonctionnement, ces méthodes permettent d'identifier les événements dangereux pouvant conduire à une situation à risque ainsi que leurs causes et conséquences. L'application de ces méthodes permet donc de regrouper un certain nombre de données dans le but de maintenir à tout instant l'installation en sécurité que ce soit en fonctionnement normal ou en marche dégradé.

Les méthodes d'analyse sont classées en deux approches, une approche qualitative qui permet d'identifier les évènements dangereux, leurs enchainements pouvant conduire à une situation à risque (scénario) ainsi que leurs causes et conséquences et une approche quantitative permettant de quantifier et d'analyser les conséquences des défaillances et leurs fréquences d'occurrences.

Au cours de ce chapitre, nous présentons un développement théorique sur l'évaluation quantitative des risques par la méthode intégrée QRA (*Quantitive Risk Analysis*), qu'est une approche rigoureuse et avancée visant une industrie plus sûre et se révèle indispensable et nécessaire pour une bonne estimation et maîtrise des risques.

Dans un premier temps, nous allons développer la méthodologie de la QRA qui intègre d'autres méthodes d'analyse des risques telles que la HAZOP (*HAZad OPerability study*) qui sert à identifier les scénarios à partir des sources potentielles de danger, l'Arbre de Défaillance (AdD) pour identifier les causes élémentaires des scénarios et l'Arbre des Évènements (AdE) pour l'identification des conséquences.

Par la suite, nous allons présenter la méthodologie de calcul de la probabilité d'occurrence basée sur la logique floue et de l'évaluation de la gravité des conséquences par rapport à l'exposition aux effets de radiations thermiques et de surpression des ondes de choc. Finalement, nous allons présenter les critères d'acceptabilité des risques selon des grilles d'évaluation règlementaires.

2.1 Présentation de la méthode QRA

2.1.1 Historique et objectif de la méthode

La QRA est une analyse qui historiquement a été utilisée dans l'industrie nucléaire et aéronautique, avant d'être pratiquée de façon presque systématique dans l'industrie pétrolière à partir des années 1990. Elle fait partie intégrante des « *Safety Cases* » recommandés par le rapport Cullen, suite à l'accident de la plateforme Piper Alpha en Mer du Nord le 6 juillet 1988, considéré comme la catastrophe la plus meurtrière de l'histoire de l'industrie pétrolière offshore [10].

Dans le cadre de la gestion des risques, l'évaluation quantitative des risques peut être utilisée pour contribuer à la conception, à l'exploitation ou à la réglementation des activités dangereuses. Elle peut être extrêmement utile de plusieurs façons, notamment pour [11] :

- Identifier les principaux facteurs contributeurs au risque. Cela aide à comprendre la nature des dangers et à suggérer des mesures de réduction des risques.
- Définir des scénarios d'accidents potentiels dès la phase de conception. Ceux-ci peuvent être utilisés comme une base pour la gestion des crises et la planification des mesures de secours et d'évacuation en cas d'urgence.
- Estimer les niveaux du risque et évaluer leur importance. Cela aide à décider si les risques doivent être réduits ou non.
- L'évaluation des mesures / barrières de réduction des risques. Elle peut être liée à une analyse coûts-avantages pour aider à choisir les moyens de réduction les plus rentables.

2.1.2 Méthodologie de l'analyse quantitative des risques

La gestion des risques appliquée à l'industrie de procédés chimiques repose, entre autre, sur l'analyse quantitative des risques afin d'identifier les mesures de sécurité et de prévenir les accidents technologiques catastrophiques [11]. La méthodologie d'analyse quantitative des risques adaptée est mise en œuvre selon une série d'étapes qui sont illustrées par la figure 2.1.

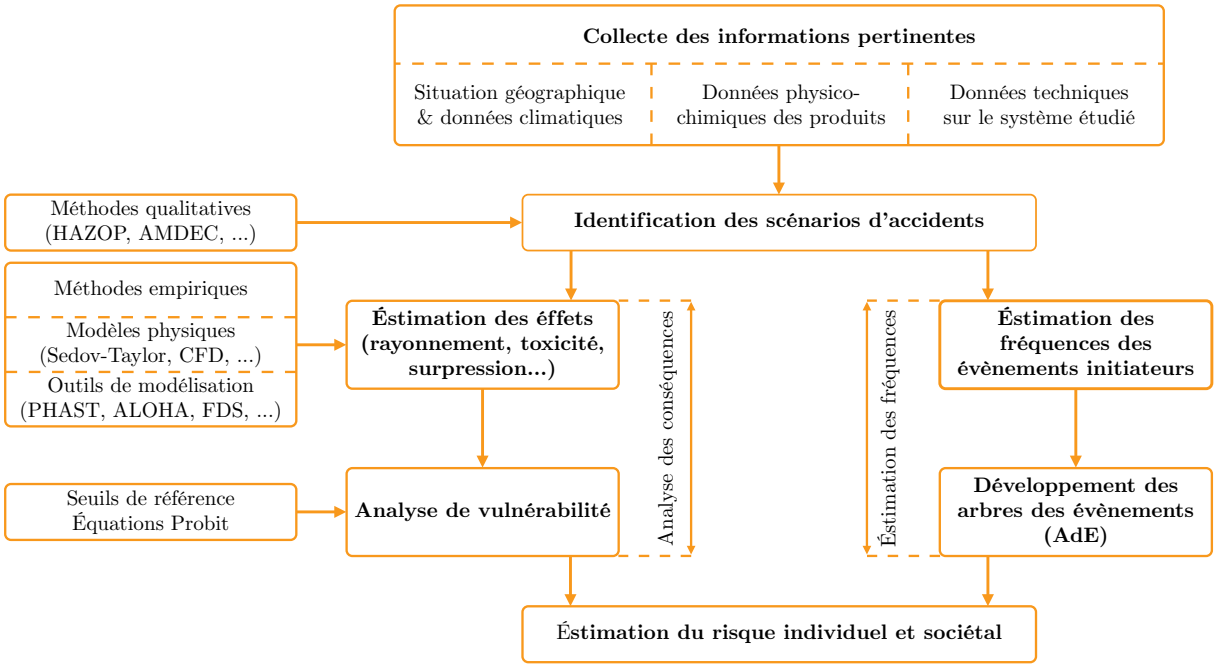


FIGURE 2.1 – Étape de l'analyse quantitative des risques [11]

2.1.2.1 Collecte des informations pertinentes

Cette première étape consiste à collecter toutes les informations nécessaires à la modélisation des accidents et à l'évaluation des risques. Cela peut inclure des informations géographiques sur le site d'étude (pente du terrain, obstructions, altitude, longitude, etc.), des données climatiques (température ambiante, humidité relative, diagrammes de rose des vents, stabilité atmosphérique, rayonnement solaire, etc.), des propriétés

physico-chimiques des substances en cause et enfin, des informations sur le procédé ou le système à étudier[11]. En récapitulant, l'ensemble des paramètres nécessaires pour définir et modéliser les caractéristiques d'un accident dangereux sont présentés sur la figure 2.2.

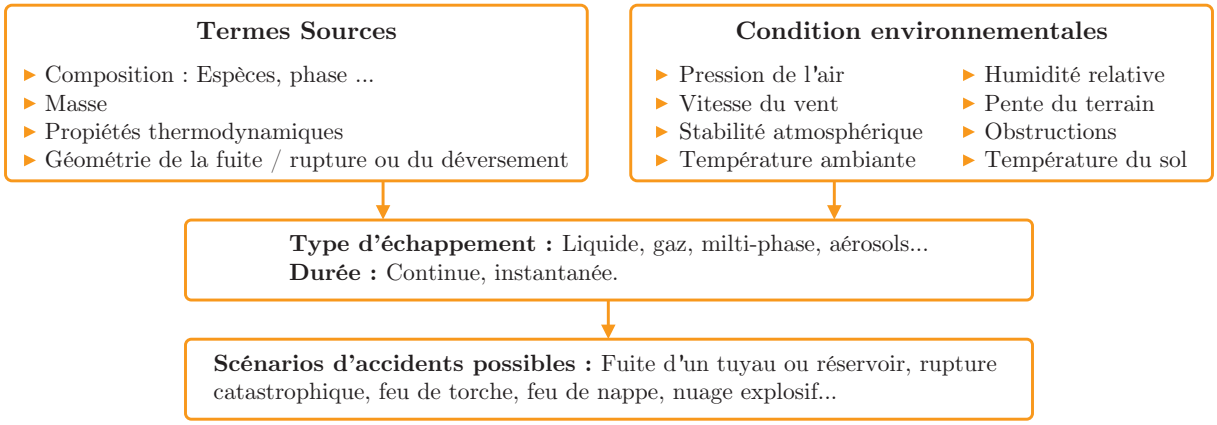


FIGURE 2.2 – Paramètres nécessaires à la modélisation d'un scénario d'accidents [11]

2.1.2.2 Identification des scénarios d'accidents

Après l'acquisition des informations pertinentes, il est important d'identifier les scénarios de danger potentiels. Les scénarios d'accidents sont généralement identifiés sur la base d'une analyse qualitative des risques au moyen des outils conventionnels tels que l'APR (*Analyse préliminaire des risques*), HAZID (*Hazard identification*), HAZOP (*Hazard and operability studies*). Ces méthodes permettent d'identifier les causes, les conséquences et aussi les mesures de prévention et de protection qui seront exploitées pour le développement des scénarios d'accidents possibles [11].

2.1.2.3 Estimation des fréquences des événements initiateurs

Il s'agit d'une étape clé dans l'estimation des fréquences des scénarios dangereux. En effet, le choix d'un événement initiateur (déclencheur) qui peut réellement mener à une situation critique nécessite de connaître, au moins de manière partielle, les principaux risques liés au système étudié. Pour une investigation après accident, ces risques sont en réalité connus.

Afin de déterminer les fréquences d'occurrence des événements déclencheurs, la QRA fait appel à des différentes approches d'estimation telles que le jugement d'experts, le retour d'expérience et les données génériques établies par les bases de données reconnues dans la littérature spécialisée telles que OREDA (*Offshore & Onshore Reliability Data*) [11].

2.1.2.4 Développement des arbres d'événements (AdE)

L'analyse par l'arbre des événements a pour but d'étudier l'évolution d'un système en caractérisant les différentes conséquences résultant d'un événement initiateur défini

a priori. A l'inverse de l'analyse par l'AdD, cette méthode est basée sur une démarche inductive en passant des causes aux effets, c'est-à-dire dans un sens chronologique de l'accident.

Le principe de l'analyse par l'AdE consiste, en premier lieu, à définir un événement initiateur (redouté) comme une défaillance d'un composant, une perturbation environnementale (foudre, gel, etc.) ou une action humaine imprévisible. La propagation et la combinaison d'événements consécutifs ultérieurs, susceptibles de survenir en aval de l'événement initiateur et qui peuvent entraîner des conséquences indésirables, sont ensuite étudiées. En effet, les barrières de sécurité et leurs fonctions doivent être identifiées en leurs attribuant des probabilités de succès ou d'échec. En effet, cette phase d'analyse de l'évolution du système doit prendre en compte le fonctionnement ou non des barrières de sécurité [11].

2.1.2.5 Analyse des conséquences

Après avoir déterminé les scénarios d'accidents potentiels, il est nécessaire d'estimer les effets et les conséquences sur les personnes, les installations et l'environnement. L'analyse des conséquences est l'étude de divers événements indésirables pouvant résulter de la perte de confinement des matières dangereuses pendant l'exploitation des installations. Les événements indésirables peuvent être classés en trois grandes catégories : incendie, explosion et dispersion toxique [11].

2.1.2.6 Analyse de vulnérabilité

L'objectif de cette étape est d'évaluer les impacts des effets en fonction de la vulnérabilité des éléments sensibles (personnes et équipements). L'évaluation des impacts par rapport aux seuils de vulnérabilité est fréquemment utilisée. En effet, il n'existe pas de critères uniformes, mais les seuils définis par le projet Européen ARAMIS et précisément la méthodologie française sont couramment utilisés dans l'industrie Algérienne [11].

2.1.2.7 Estimation du risque individuel et sociétale

Au cours de l'estimation des risques associés à une installation, le risque peut être calculé pour chaque type de conséquence (perte économique, blessure, décès, etc.). Toutefois, l'analyse quantitative des risques tient souvent compte des effets létaux, car les critères d'acceptabilité reposent essentiellement sur le risque de décès. En effet, dans le cadre d'une QRA, après avoir déterminé les probabilités d'occurrence des événements indésirables et leurs conséquences, le risque est alors évalué en utilisant les deux métriques de représentation que sont le risque individuel et le risque social [11].

2.2 Évaluation de la probabilité d'occurrence

En considérant le fait qu'aucunes grilles d'évaluation officielles ne sont pas agréées en Algérie, nous utilisons des grilles d'évaluation issues de l'arrêté français du 29/09/05 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation. Ces grilles sont adoptées au cours de ce projet vu leur utilisation dans les supports de formation de l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH), et la similitude entre la règlementation algérienne et française en matière de sécurité industrielle.

2.2.1 Échelle de probabilité

L'arrêt Français du 29 septembre 2005 définit cinq classes de probabilités données dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1 – Échelle de probabilité proposée dans l'arrêté du 29 septembre 2005 [12]

Classe de probabilité	**Type d'appréciation**	
	Qualitative	**Quantitative** (1/an)
E	**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.	$\leq 10^{-5}$
D	**Événement très improbable** : C'est déjà produit dans ce secteur d'activité, mais a fait l'objet de mesures correctives réduisant significativement sa probabilité.	10^{-5} à 10^{-4}
C	**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 significative de sa probabilité.	10^{-4} à 10^{-3}
B	**Événement probable sur site** : S'est produit et/ou peut se produire pendant la durée de vie des installations.	10^{-3} à 10^{-2}
A	**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.	$\geq 10^{-2}$

2.2.2 Analyse floue des arbres de défaillances

La détermination de la fréquence d'occurrence de l'évènement redouté (évènement sommet) d'un arbre de défaillance est basée sur la fréquence d'occurrence des évènements de base par le calcul du temps moyen entre pannes MTBF (*Mean Time Between Failure*) à partir des données réelles des enregistrements de maintenance de l'appareil ou l'équipement concerné d'où :

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} = \frac{Temps\ total\ de\ fonctionement}{Nombre\ de\ pannes} \qquad avec\ \ \lambda : Taux\ de\ dfaillance\ [1/t]$$

Dans les études de sûreté de fonctionnement, les connaissances dont nous disposons concernant les données de fiabilité des composants sont généralement imparfaites, on se trouve souvent devant l'obligation d'utiliser des données d'un autre composant à partir des bases de données, plus précisément dans le cas des systèmes faiblement sollicités (tels que les appareils de fonctions de sécurité ...). Parmi ces bases de données nous citons principalement :

- *IEEE 500*
- *HWR Data*
- *German Risk Study*
- *Swedish Rel Data book*
- *Offshore & Onshore Reliability Data* (OREDA)
- Base de données de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique : *Component Reliability data for use in probabilistic safety assessment.*

La validité des résultats des études dépend de la prise en compte totale ou partielle de l'imperfection des connaissances utilisées. Plusieurs théories ont été développées pour permettre la modélisation et la manipulation de ces imperfections (incertitudes et imprécisions) [13].

Afin de traiter l'aspect imprécis et les connaissances imparfaites des probabilités défaillance. Nous avons opté pour l'utilisation de la logique floue.

2.2.2.1 Théorie des sous-ensembles flous

Les sous-ensembles flous ont été introduits en 1965 par L. ZADEH [(1)] comme une généralisation des ensembles classiques aux ensembles dont les frontières sont mal définies [13].

Un sous-ensemble flou A sur un référentiel Ω est caractérisé par une fonction d'appartenance μ_A qui associe à chaque élément x de Ω un nombre réel dans l'intervalle [0,1] :

$$\mu_A : \Omega \quad \longmapsto \quad [0,1]$$

La valeur $\mu_A(x)$ représente le degré d'appartenance de x à A. Le degré d'appartenance d'un élément u de Ω à A n'appartient plus à la paire 0,1 comme pour un ensemble classique, mais à l'intervalle réel [0,1] :

- Si $\mu_A(x) = 0$, x n'appartient pas du tout à A.
- Si $\mu_A(x) = 1$, il lui appartient totalement.
- Si $\mu_A(x) < 1$, alors l'appartenance de x à est plus ou moins complète.

Les définitions des opérations floues (unions et intersections de sous-ensembles flous) peuvent être relativement difficiles à mettre en œuvre. Nous nous intéressons à des familles de formes particulières de fonctions d'appartenance qui conduisent à des calculs simples pour ces opérations [13].

(1) Lotfi Zadeh, professeur de l'université de Californie à Berkeley et développeur de la logique floue

Soit x une variable réelle continue de fonction d'appartenance $\mu(x) \in [0,1]$, et qui satisfait aux conditions suivantes :

- Si $\mu(x)$ est continue par morceaux.
- Si $\mu(x)$ est convexe.
- Si $\mu(x)$ est normale (il existe au moins une valeur x_0 telle que $\mu(x_0) = 1$).

L'ensemble flou dont la fonction d'appartenance satisfait à ces conditions est appelé nombre flou.

Soient trois paramètres réels $(m,\ a,\ b)$, tel que : a et b étant strictement positifs, et deux fonctions, notées L et R, définies sur l'ensemble $\mathbb{R}^+$ des réels positifs, à valeurs dans $[0,1]$, semi continues supérieurement, telles que :

$$L(0) = 1, \quad L(1) = 0, telque \quad L(x) > 0$$

$$R(0) = 1, \quad R(1) = 0, telque \quad R(x) > 0$$

Un nombre flou $M = (m,\ a,\ b)_{LR}$ est de type $L - R$ tel qu'il est présenté dans la figure 2.3 si sa fonction d'appartenance f_M est définie par [13] :

$$f_M(x) = \begin{cases} R((x-m)/b) & si \quad x > m \\ L((m-x)/a) & si \quad x \leqslant m \end{cases}$$

D'où :

- **m** est sa valeur modale avec $f_M(m) = 1$.
- **a** (minimum) est la largeur de son support à gauche de m, encore appelé étalement gauche.
- **b** (maximum) est la largeur de son support à droit de m, encore appelé étalement droit.

Soit $M = (m,\ a,\ b)_{LR}$ et $M = (n,\ c,\ d)_{LR}$ deux nombres flous de type $L - R$, de paramètres $m,\ a,\ b$, et $n,\ c,\ d$ respectivement, les opérations de base sur les nombres flous donnent résultats suivants :

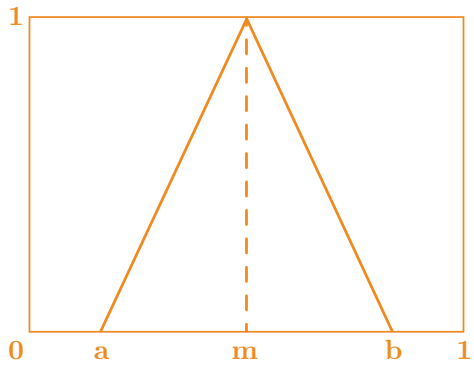


FIGURE 2.3 – Nombre flou du type L-R

$$-M = (-m,\ a,\ b)_{LR}$$

$$M + N = (m+n,\ a+c,\ b+d)_{LR}$$

$$M \times N = (m \times n,\ m \times c + n \times a,\ m \times d + n \times b)_{LR}$$

2.2.2.2 Méthode singer

L'analyse floue des arbres de défaillance est basée sur le fait de considérer les probabilités d'occurrence des événements de base comme des nombres flous. Parmi les méthodes les plus utilisé on trouve la méthode singer. Elle est basée sur l'application du principe d'extension défini par ZADEH pour le calcul des fonctions d'appartenance des différents événements intermédiaires de l'arbre [13].

Nous commençons par considérer les probabilités d'occurrence des événements de base comme des nombres flous du type $L - R$. Puis, nous utilisons les opérateurs définis précédemment pour ces nombres afin d'évaluer la probabilité d'occurrence floue de l'événement sommet en s'intéressant en particulier aux deux opérateurs $(\times)$ (porte ET) et $(+)$ (porte OU).

Soit p_i la probabilité floue d'occurrence de l'événement i et P_Y est la probabilité floue d'occurrence de l'événement sommet Y.

- **Porte ET**

$$P_Y = \prod_{i=0}^{n} p_i = AND\ (p_0,\ p_1,\ \dots\ ,\ p_n)$$

$$P_Y = (m_Y,\ a_Y,\ b_Y) = (m_{p_0},\ a_{p_0},\ b_{p_0}) \times (m_{p_1},\ a_{p_1},\ b_{p_1}) \times\ \dots\ \times (m_{p_n},\ a_{p_n},\ b_{p_n})$$

- **Porte OU**

$$P_Y = (m_Y,\ a_Y,\ b_Y) = 1 - \prod_{i=0}^{n}(1 - p_i) = OR\ (p_0,\ p_1,\ \dots\ ,\ p_n)$$

$$P_Y = (1,\ 0,\ 0) - [(1,\ 0,\ 0) - (m_{p_0},\ a_{p_0},\ b_{p_0})] \times\ \dots\ \times [(1,\ 0,\ 0) - (m_{p_n},\ a_{p_n},\ b_{p_n})]$$

2.3 Évaluation de la gravité des conséquences

L'arrêt Français du 29 septembre 2005 définit cinq niveaux de gravité des conséquences en fonction de l'exposition aux seuls des effets létaux significatifs, effets létaux et aux effets irréversibles sur la vie humaine selon le tableau 2.2.

Tableau 2.2 – Échelle de gravité proposée dans l'arrêté du 29 septembre 2005 [12]

Niveau de gravité des conséquences	Zone délimitée par le seuil des effets létaux significatifs (Personnes exposées)	Zone délimitée par le seuil des effets létaux (Personnes exposées)	Zone délimitée par le seuil des effets irréversibles sur la vie humaine (Personnes exposées)
Désastreux	Plus de 10	Plus de 100	Plus de 1000
Catastrophique	Moins de 10	Entre 10 et 100	Entre 100 et 1000
Important	Au plus 1	Entre 1 et 10	Entre 10 et 100
Sérieux	Aucun	Au plus 1	Moins de 10
modéré	Pas de zone de létalité hors établissement		Présence humaine exposée à des effets irréversibles inférieure à 1

2.3.1 Modélisation numérique des conséquences

Les phénomènes dangereux accidentels correspondent à une libération d'énergie ou de substance produisant des effets susceptibles d'infliger un dommage à des enjeux humains ou matériels. Ils sont caractérisés par leur probabilité de survenue, leur intensité et leur comportement dynamique (cinétique) [14].

La connaissance de l'intensité de ces effets est alors d'une importance primordiale pour les industries. Elle permet d'évaluer les perte humaines, matérielles et financières que l'apparition d'un phénomène dangereux peut engendrer. Ce qui leur donnera, ainsi la possibilité d'agir en amont afin de prévenir leur occurrence.

Dans le cas d'une industrie pétrolière et gazière par exemple, les conséquences probables d'une fuite de gaz ou du liquide inflammable sont données dans la figure 2.4.

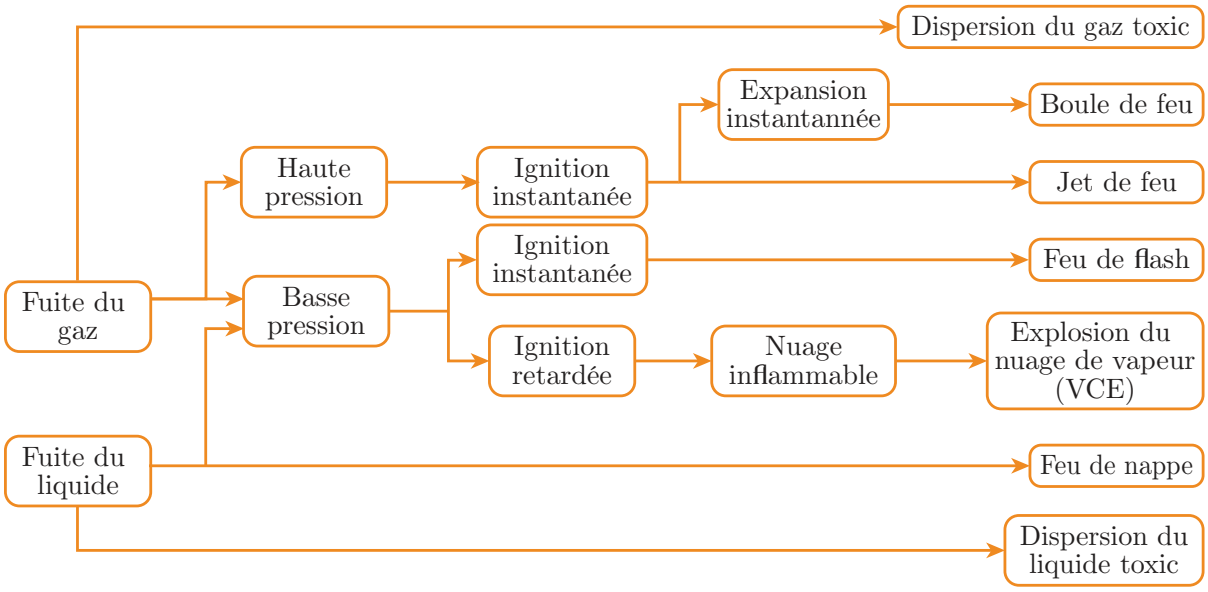


FIGURE 2.4 – Conséquences probables résultant d'une fuite [1]

Il existe plusieurs modèles analytiques et numériques pour la modélisation de ces phénomènes et la simulation de leurs effets sur l'homme et sur les structures.

Le simulateur le plus approprié pour ce travail est le logiciel *PHAST* (*Process Hazard Analysis Software Tool*) du *Det Norske Veritas* (DNV), ce logiciel donne l'avantage de mettre en considération les conditions climatiques, il fonctionne selon des modèles empiriques pour simuler les explosions (*Model TNT, Model multi-énergie TNO, Model Backer-Strehlow BST, Model BLEVE*), les feux (feu de nappe, boule du feu, jet de feu, feu de flash), la dispersion et des modèles intégrés (*Pressure Vessel, Atmosphéric Storage tank, Long pipe*)

Des critères d'acceptabilité des risques basé sur les grilles d'évaluation et les seuils de référence des effets de la surpression des ondes de choc et des radiations thermiques extraites de l'arrêté français du 22 octobre 2004 relatif aux valeurs de référence de seuils d'effets des phénomènes accidentels des installations classées, sont alors utilisés pour l'évaluation des effets de ces phénomènes.

2.3.1.1 Seuils de référence de surpression

Les seuils de références des effets de surpression de l'onde de choc générée par une explosion sont donnés dans le tableau 2.3, Ils sont extraits de l'arrêté du 22/10/04 relatif aux valeurs de référence de seuils d'effets des phénomènes accidentels des installations classées.

Tableau 2.3 – Seuils de référence des effets de surpression [15]

Seuils $(mbar)$	**Justification**
	Effets sur l'homme
20	Seuils des effets irréversibles correspondant à la zone des effets indirects par bris de vitre sur l'homme.
50	Seuils des effets irréversibles correspondant à la zone des dangers significatifs pour la vie humaine.
140	Seuil des premiers effets létaux correspondant à la zone des dangers graves pour la vie humaine.
200	Seuil des effets létaux significatifs correspondant à la zone des dangers très graves pour la vie humaine.
/	**Effets sur les structures**
20	Seuil des destructions significatives des vitres.
50	Seuil des dégâts légers sur les structures.
140	Seuil des dégâts graves sur les structures.
200	Seuil des effets domino.
300	Seuil des dégâts très graves sur les structures.

2.3.1.2 Seuils de référence des effets thermiques

Les seuils de références des effets thermiques radiatifs générés par un feu sont donnés dans le tableau 2.4, ils sont extraits de l'arrêté du 22/10/04 relatif aux valeurs de référence de seuils d'effets des phénomènes accidentels des installations classées.

Tableau 2.4 – Seuils de référence des effets thermiques [15]

Seuils (KW/m^2)	**Justification**
	Effets sur l'homme
3	Seuil des effets irréversibles correspondant à la zone des dangers significatifs pour la vie humaine.
5	Seuil des premiers effets létaux correspondant à la zone des dangers graves pour la vie humaine.
8	Seuil des effets létaux significatifs correspondant à la zone des dangers très graves pour la vie humaine.
/	**Effets sur les structures**
5	Seuil des destructions significatives des vitres.
8	Seuil des effets domino et correspondant au seuil de dégâts graves sur les structures.
16	Seuil d'exposition prolongée des structures et correspondant au seuil des dégâts très graves sur les structures hors béton.
20	Seuil de tenue du béton pendant plusieurs heures et correspondant au seuil des dégâts très graves sur les structures béton.
200	Seuil de ruine du béton en quelques dizaines de minutes.

2.4 Matrice de criticité

La circulaire du 29 septembre 2005 relative aux critères d'appréciation de la démarche de maîtrise des risques d'accidents susceptibles de survenir dans les établissements dits « SEVESO », visés par l'arrêté du 10 mai 2000 modifié, définit la matrice de criticité donnée dans le tableau 2.5 en fonction des échelles de probabilité et de gravité.

Tableau 2.5 – Matrice de criticité rapportée dans la circulaire du 29 septembre 2005 [16]

Gravité des conséquences	Probabilité (1/an)				
	E	D	C	B	A
	10^{-5}	10^{-4}	10^{-3}	10^{-2}	
Désastreux	Non partiel (site nouveaux) MMR rang 2 (site existants)	Non rang 1	Non rang 2	Non rang 3	Non rang 4
Catastrophique	MMR rang 1	MMR rang 2	Non rang 1	Non rang 2	Non rang 3
Important	MMR rang 1	MMR rang 1	MMR rang 2	Non rang 1	Non rang 2
Sérieux			MMR rang 1	MMR rang 2	Non rang 1
Modéré					MMR rang 1

Risque Acceptable — Risque ALARP — Risque Inacceptable

Cette grille délimite trois zones de risque accidentel :

- Une zone de risque élevé, figurée par le mot « NON ».
- Une zone de risque moindre, qui ne comporte ni « NON » ni « MMR ».
- Une zone de risque intermédiaire, figurée par le sigle « MMR » (mesures de maîtrise des risques), dans laquelle une démarche d'amélioration continue est particulièrement pertinente, en vue d'atteindre, dans des conditions économiquement acceptables, un niveau de risque aussi bas que possible, compte tenu de l'état des connaissances et des pratiques et de la vulnérabilité de l'environnement de l'installation.

La gradation des cases « NON » ou « MMR » en « rangs », correspond à un risque croissant, depuis le rang 1 jusqu'au rang 4 pour les cases « NON » et depuis le rang 1 jusqu'au rang 2 pour les cases « MMR ». Cette gradation correspond à la priorité que l'on peut accorder à la réduction des risques, en s'attachant d'abord à réduire les risques les plus importants (rangs les plus élevés) [16].

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons passé en revue de l'évaluation quantitative des risques par la méthode QRA et l'ensemble des méthodes d'analyses y'intégrées (HAZOP, Arbre de défaillance et arbre des évènements qui sont présentées dans **l'annexe A**, page 152) en explicitant leurs démarches d'application. Par la suite, nous avons développé la méthodologie de calcul de la probabilité d'occurrence basée sur la logique floue et l'estimation de la gravité des conséquences basée sur la modélisation des effets.

Finalement, nous avons présenté les critères d'acceptabilité des risques basés sur les grilles d'évaluation et les seuils de référence des effets de la surpression des ondes de choc et des radiations thermiques selon l'arrêté et la circulaire français du 29 septembre 2005.

Dans le chapitre prochain nous allons entamer l'application de l'évaluation quantitative des risques au sein de l'unité de traitement de gaz UTG de la direction régionale *Gassi Touil* de *SONATRACH DP* dans le cadre de sa mise en conformité par rapport au décret exécutif n° 14-349 du 08 décembre 2014.

Chapitre 3

Évaluation quantitative des risques au niveau de l'UTG

Sommaire

Introduction **45**

3.1 Collecte des informations pertinentes **45**

3.1.1 Caractéristiques des équipements de l'UTG 46

3.1.2 Principe de contrôle et de régulation de l'UTG 46

3.2 Analyse des déviations des paramètres du process par la HAZOP . . . **48**

3.2.1 Choix des nœuds 48

3.2.2 Synthèse de la HAZOP 49

3.2.3 Arbres de défaillances flous 50

3.3 Arbres des évènements **51**

3.3.1 Perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz 51

3.3.2 Perte de confinement du réseau torche HP 55

3.3.3 Perte de confinement du réseau torche MP 59

3.4 Modélisation des effets **62**

3.4.1 Données nécessaire pour la modélisation 62

3.5 Modélisation et interprétation **65**

3.5.1 Perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz 65

3.5.2 Perte de confinement du réseau torche HP 69

3.5.3 Perte de confinement du réseau torche MP 72

3.6 Niveau de criticité **73**

Conclusion **74**

Introduction

L'évaluation quantitative des risques (QRA, *Quantitative Risk Assessment*) est le plus souvent utilisée dans les industries des procédés pour quantifier et prédire d'une manière précise les risques d'accidents majeurs. Elle est utilisée dans les industries du pétrole et du gaz (terrestres et offshore), le transport de matières dangereuses (TMD) et la protection de l'environnement.

Au cours de ce chapitre, nous entamerons la démarche de l'évaluation des risques majeurs dont font face à l'UTG (Unité de Traitement de Gaz) en déployant la méthode intégrée QRA. La première étape consiste en la collecte de toutes les données nécessaires de l'ensemble du procédé de l'installation.

Dans un second temps, nous allons procéder par l'analyse des déviations des paramètres du process par la HAZOP qui nous permettra d'identifier les sources potentielles de danger. Les résultats de la HAZOP seront développés dans une analyse dysfonctionnelle par AdD (Arbres de Défaillance) flous afin de considérer l'imperfection et l'incertitude des données disponibles, cette analyse sera suivie par un développement des AdE (Arbres des Evènements) afin de générer les scénarios possibles et quantifier leurs probabilités d'occurrence. Finalement nous aurons à modéliser les conséquences des scénarios probables et leurs effets pour pouvoir estimer et hiérarchiser leurs risques associés.

La particularité de cette analyse est la prise en considération des défaillances au niveau des utilités de l'UTG (gaz instrument et réseaux torches).

3.1 Collecte des informations pertinentes

Le projet de réhabilitation des deux chaines C et D de traitement de gaz de l'UTG, permettent l'expédition de 4 $MMSm^3/j$ [(1)] de gaz associés actuellement destinés pour le maintien de la pression du gisement à 124 *bars* [8].

A travers ces deux chaines de traitement, le gaz va être détendu de 124 *bars* (sortie URGA, Unité de Régénération du Gaz Associé) à 45 *bars* (départ GM1 vers *Hassi Messaoud*), à travers une série de vannes de contrôle de pression à savoir [8] :

- Vanne d'entrée PCV 1001 du séparateur S101.
- Vanne Joule Thomson PRV 201.
- Vanne de sortie PCV 401.

Les caractéristiques du gaz traité au niveau de cette unité sont reprises dans le tableau 3.1 :

Tableau 3.1 – Caractéristiques du gaz de l'UTG [17]

État initiale	**État finale**
Pression initiale 124 *bars* Température initiale 60 °C	Pression finale 45 *bars* Température finale 30 °C

(1) Million de mètre cube standard par jour (Million Standard Cubic Meters per day)

3.1.1 Caractéristiques des équipements de l'UTG

L'unité se compose principalement de deux chaînes de traitement du gaz identiques qui comporte les équipements suivants :

- Un manifold d'entrée raccordé à l'arrivée du gaz associé de l'URGA.
- Deux séparateurs S101 d'entrée appelé FWKO (*Free Water Knock Out Drum*) pour récupérer les liquides.
- Deux séparateurs S202 froid calorifugé, appelé LTS (*Low Temperature separator*).
- Un séparateur commun S301 pour recevoir les condensats récupérés dans les séparateurs S101 et les S202 des deux chaînes.

Les principaux paramètres de fonctionnement de l'unité sont repris dans le tableau 3.2 :

Tableau 3.2 – Paramètres de fonctionnement de l'unité de traitement de gaz [17]

Caractéristiques	**design**	**Service**
Pression entrée (bars)	145 - 160	124
Température entrée ($^\circ$ C)	< 60	55
Pression sortie (bars)	60	45
Température sortie ($^\circ$ C)	32	30
Température de rosée ($^\circ$ C)	> 12	12
Débit traité global (m^3/j)	5 10^6	4 10^6

Les caractéristiques principales des séparateurs S101, S202 et S301C/D sont présentées dans le tableau 3.3.

Tableau 3.3 – Caractéristiques principales des séparateurs S101, S202, S301

Caractéristiques	**S101 FWKO**	**S202 LTS**	**S301C/D**
Type d'équipement	Ballon sous pression		
Fluide	Hydrocarbures		
Volume (m^3)	12,75	19	30,338
Température de service ($^\circ$ C)	50,6	31,5	43,5
Température de calcul ($^\circ$ C)	75	42	65
Pression de service (bars)	90	45	25
Pression de calcul (bars)	177	69	39,5
Épreuve hydraulique (bars)	265,5	103,5	59,5

3.1.2 Principe de contrôle et de régulation de l'UTG

Les deux chaînes C et D comprennent les principales boucles de régulation pneumatique suivantes :

A) Régulation de débit du gaz, effluent de chaque chaîne

Cette boucle de régulation comprend les équipements suivants [17] :

- **DPT 401 :** Transmetteur pneumatique de pression différentielle (PD) envoyant l'information de PD vers le régulateur de débit FRC 401.
- **FRC 401 :**
  - Récepteur enregistreur à diagramme circulaire.
  - Régulateur pneumatique recevant les informations (signaux de PD et la valeur du point de consigne) pour les transformer en ordre pneumatique à destination du positionneur de la vanne PCV 401, via le sélecteur de pression basse LPS 401.
- **PC 401 :** Contrôleur de pression transformant l'information (pression départ pipe 30") en signal pneumatique à destination du positionneur de la vanne PCV 401, via le sélecteur de pression basse LPS 401.
- **LPS 401 :** Sélecteur de pression basse laissant passer, à destination du positionneur de la vanne PCV 401, le signal le plus bas des deux signaux reçus de FRC 401 et PC 401.
- **PCV 401 :** Vanne automatique équipée d'un positionneur.

B) Régulation de la pression de fonctionnement du séparateur S101

La pression d'arrivée des gaz de l'URGA au manifold d'entrée est de 124 bars. Les vannes régulatrices PCV 1001, placées à la sortie du manifold d'entrée et au départ de chacune des lignes 10" desservant les deux chaînes C et D, sont chargées de maintenir constante la pression « aval » de fonctionnement des séparateurs d'entrées S101 [17]. Chacune des deux boucles de régulation comprend :

- **PC 1001 :** Régulateur de pression à action proportionnelle, envoie son signal pneumatique vers le positionneur de la vanne automatique PCV 1001.
- **PCV 1001 :** Vanne automatique équiper d'un positionneur recevant le signal émis par le régulateur PC 1001 permettant l'actionnement de la vanne.

C) Régulation de la pression de fonctionnement du séparateur S202

La vanne automatique PRV 201 placée à l'entrée de chaque séparateur froid S202 a pour but de détendre le gaz afin de le porter à la température de fonctionnement du séparateur S202 et de contrôler en aval, ça pression de fonctionnement [17]. Chacune des deux boucles de régulation comprend :

- **PC 201 :** Régulateur de pression à action proportionnelle et intégrale, envoie son signal pneumatique à destination du positionneur série 3570.
- **PRV 201 :** Duse automatique de détente d'angle équipée :
  - D'un positionneur série 3570 recevant le signal émis par le contrôleur PC 201.
  - D'un servomoteur, actionné par le signal reçu du positionneur.

Ces boucles de régulation sont illustrées dans le P&ID (*Piping and instrumentation diagram*) de la figure B.1 donné dans **l'annexe B** (page 176).

3.2 Analyse des déviations des paramètres du process par la HAZOP

Afin d'identifier les phénomènes dangereux susceptible de se produire, la première étape est l'analyse des déviations probables des paramètres du procédé, selon la collecte des données ci-dessus, quatre paramètres ont été identifiés la Pression, la Température le Débit, et le Niveau. Les deux chaines de l'UTG seront analysées par la méthode HAZOP en identifiant au fur et à mesure les causes et les conséquences des principales déviations.

3.2.1 Choix des nœuds

Nous allons appliquer la HAZOP en divisant l'UTG en sous-systèmes dits nœuds. En balayant en parallèle les deux chaines C et D de l'UTG de son manifold d'admission jusqu'au pipeline 30" d'expédition, le choix des nœuds se fait en fonction d'importance, des équipements et ses paramètres de fonctionnement, autrement dit, nous passons d'un nœud « i » au prochain nœud « $i+1$ » dès qu'il y a une importance à traiter séparément, un changement d'équipements ou une variation importante ou même l'apparition ou disparition de nouveaux paramètres.

Le premier nœud est le manifold d'admission, par l'apparition du nouvel équipement séparateur S101 avec une pression plus basse et un nouveau paramètre (Niveau), nous passons au deuxième nœud. Par suite nous passons au troisième nœud, à cause de la disparition du paramètre (Niveau) et l'apparition du nouveau équipement et phénomène (détente *Joule Thomson*) au niveau de la vanne PRV 201 qui est choisie comme nœud indépendant pour donner plus d'importance à la chute brusque de température qui peut donner lieu aux problèmes de givrage. De même avec le deuxième nœud, on passe au quatrième, le séparateur S202.

Le cinquième nœud est le séparateur commun S301 C/D qui contient généralement les liquides à basse pression. Le sixième nœud est la vanne d'expédition PRV 401 et son clapet anti-retour, cette vanne est choisie comme nœud indépendant car elle a subi des modifications et peut donner lieu à un retour de débit en cas de dépressurisation de l'UTG. Le réseau de torche HP/MP et le bourbier sont choisis comme septième nœud. Le huitième nœud fait partie des utilités de l'UTG, c'est le réseau de gaz instrument et fuel gaz qui actionne toutes les vannes de régulation automatiques et alimente les pilotes des torches, nous estimons que ce réseau semble très important et nécessite d'être traité séparément comme un nœud indépendant. Le dernier nœud que nous avons identifié est le pipeline d'expédition 30" qui alimente le pipeline GM1 40" vers *Hassi Messaoud* et le réseau du gaz instrument et fuel gaz.

Le tableau 3.4 récapitule les neuf nœuds (présentés dans le P&ID de la figure B.1 (page 176)) :

Tableau 3.4 – Nœuds de la HAZOP

N°	**Équipements**	**Paramètres**			
		Pression	Température	Débit	Niveau
01	Manifold d'admission	X	X	X	
02	Séparateurs S101 C/D	X	X		X
03	Vanne *Joule Thomson* PRV 201 C/D		X		
04	Séparateurs S202 C/D	X	X		X
05	Séparateur commun S301 C/D	X			X
06	Vannes d'expédition PRV 401			X	
07	Réseau torche MP/HP et bourbier	X			
08	Réseau de gaz instrument et fuel gaz	X			X
09	Pipeline d'expédition 30"	X			

3.2.2 Synthèse de la HAZOP

Les résultats de la HAZOP organisés en 17 tableaux (vois **l'annexe B**, page 161) nous a mené à identifier neuf (09) anomalies majeurs dans l'UTG :

1) Perte de pression dans le réseau du gaz instrument et fuel gaz en mettant hors service les vannes de régulations et les vannes d'arrêt d'urgence et l'extinction des pilotes de torches avec possibilité de retour de flamme.

2) Surpression dans le réseau du gaz instrument en mettant hors service les vannes de régulations et les vannes d'arrêt d'urgence.

3) Augmentation de pression par accumulation suivie par une perte de confinement (dans le cas d'une pression excédant 145 *bars*) au niveau du manifold d'admission résultant d'une erreur de fermeture de l'une des vannes d'évacuation.

4) Perte de confinement à partir de la partie inférieure du séparateur S101 par corrosion (présence permanente d'eau) en considérant la durée d'exploitation de l'unité depuis 1976 (la rupture par surpression est improbable, la pression de calcul de l'équipement (177 *bars*) est largement supérieure à la pression maximale de refoulement de l'URGA).

5) Perte de confinement du séparateur S202 suite à une surpression excédant sa pression de calcul (79 *bars*), ou par corrosion de sa partie inférieure (reste moins probable vu que la grande majorité de l'eau reste piégée dans le S 101).

6) Perte de confinement du séparateur commun S301 C/D par infiltration du gaz (à partir du S101 et S202) augmentant sa pression de vapeur à une valeur supérieure à sa pression de calcul (39.5 *bars*) qui est inférieure à la plus basse pression de gaz dans l'unité.

7) Perte de confinement du séparateur commun S301 C/D par engorgement (augmentant sa pression de vapeur à une valeur supérieure à sa pression de calcul (39.5 *bars*).

8) Perte de confinement du collecteur 30 pouce par fermeture de la vanne reliant le pipeline 30" et 40" ou GM1 40".

9) Perte de confinement des réseaux torches MP / HP suite à une élévation de pression ou agression externe (corrosion).

Nous avons pu également identifier les causes directes des différentes anomalies, qui sont généralement des défaillances de régulation, dégradation des équipements ou même des erreurs humaines. Par suite, nous avons fait ressortir les conséquences possibles et les mesures de sécurité mises en place.

Cependant, ces résultats ne sont pas suffisants pour une bonne estimation des risques, la HAZOP nous dirige vers un développement plus profond des scénarios possibles et une analyse dysfonctionnelle quantitative par des AdD et des AdE afin de mieux estimer les fréquences d'occurrence.

3.2.3 Arbres de défaillances flous

A partir des neuf (09) anomalies identifiées par la HAZOP, nous allons développer dix (10) arbres de défaillance flous donnés dans **l'annexe C** (**section C.2**, page 180). Vu l'absence des données réelles de maintenance des composants (vannes, capteurs, sécurité active ...) de l'UTG, nous avons choisi la théorie de la logique floue au lieu de la théorie de probabilité afin de prendre en considération l'imperfection et l'incertitude des données d'autres composants tirées à partir des bases de données (vois le **tableau C.1** de **l'annexe C**, page 177) et aussi parce qu'il s'agit d'une installation de grande importance produisant plus de 4 millions de mètres cube standard de gaz par jour.

Afin d'optimiser le temps et l'effort de calcul et à partir de la théorie de la logique floue (voir la **section 2.2.2.1**, page 37), nous avons programmé des algorithmes avec Matlab pour effectuer les différentes opérations floues et calculer les fréquences floues de chaque arbre (vois **l'annexe D**, page 191).

Remarque :

Nous avons constaté que les défaillances au niveau des vannes de régulation (Echec d'ouverture, échec de fermeture et échec de garder la position : ouverture ou fermeture intempestive) sont dues principalement aux actionnaires en cas d'échec d'utilité (gaz ou air instrument). Pour cela nous avons développé les deux premiers AdD (surpression et manque de pression du gaz instrument) afin de rapprocher l'étude aux conditions réelles d'exploitation de l'UTG.

Le tableau 3.5 récapitule les résultats les taux de défaillance flous des évènements redoutés centraux (ERC) des dix (10) arbres de défaillance :

Tableau 3.5 – Taux de défaillance des évènements redoutés centrales ERC

Évènement redouté central (ERC)	**Taux de défaillance flou** $(m_i\ ,\ a_i\ ,\ b_i)_{LR}$	**Classe de probabilité**
Surpression du gaz instrument	$(1,1059\ 10^{-1}\ ,\ 1,8200\ 10^{-2}\ ,\ 3,5129\ 10^{-1})_{LR}$	Courant
Perte de pression du gaz instrument	$(1,5865\ 10^{-1}\ ,\ 2,7967\ 10^{-2}\ ,\ 4,4997\ 10^{-1})_{LR}$	Courant
Perte de confinement du manifold	$(4,7880\ 10^{-5}\ ,\ 3,0605\ 10^{-5}\ ,\ 4,8998\ 10^{-4})_{LR}$	Improbable
Perte de confinement du séparateur S101	$(6,5968\ 10^{-6}\ ,\ 2,3640\ 10^{-6}\ ,\ 7,3979\ 10^{-5})_{LR}$	Très improbable
Perte de confinement du séparateur S202	$(6,4373\ 10^{-6}\ ,\ 3,2875\ 10^{-6}\ ,\ 5,8417\ 10^{-5})_{LR}$	Très improbable
Perte de confinement du séparateur S301 par engorgement	$(6,0628\ 10^{-7}\ ,\ 3,7973\ 10^{-7}\ ,\ 8,6253\ 10^{-6})_{LR}$	Extrêmement peu probable
Perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz	$(4,9901\ 10^{-2}\ ,\ 2,9122\ 10^{-2}\ ,\ 1,7099\ 10^{-1})_{LR}$	Courant
Perte de confinement du collecteur 30"	$(3,4990\ 10^{-6}\ ,\ 1,6652\ 10^{-6}\ ,\ 3,3399\ 10^{-5})_{LR}$	Très improbable
Perte de confinement du réseau torche HP	$(2,2462\ 10^{-2}\ ,\ 1,2716\ 10^{-3}\ ,\ 1,1623\ 10^{-1})_{LR}$	Courant
Perte de confinement du réseau torche MP	$(2,0071\ 10^{-1}\ ,\ 5,7737\ 10^{-2}\ ,\ 9,2704\ 10^{-1})_{LR}$	Courant

3.3 Arbres des évènements

Les résultats des AdD montrent que seulement trois (03) évènements redoutés centraux (ERC) sont assez probables, le reste sont improbables et ne nécessitent pas un développement par les AdE.

3.3.1 Perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz

La perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz des deux autres séparateurs S101 et S202, peut donner lieu à quatre évènements secondaires qui sont : la rupture totale, grande fuite, fuite moyenne ou petite fuite.

Pour déterminer la fréquence de ces évènements, on se base sur les fréquences génériques de défaillance d'un ballon sous pression extraites du [Handboek Faalfrequenties 2009] [18] afin de déterminer la probabilité d'occurrence de chaque évènement secondaire par rapport à la fréquence totale présentée dans le tableau 3.6 :

Tableau 3.6 – Fréquences génériques de défaillance d'un ballon sous pression [18]

Type de défaillance	**Fréquence de défaillance annuelle**	**Probabilité relative à l'ERC (%)**
Petite fuite $0.1 < d \leq 10\ mm$ $d_{eq} = 10\ mm$	$1,2\ 10^{-4}$	80,87
Fuite moyenne $10 < d \leq 50\ mm$ $d_{eq} = 25\ mm$	$1,1\ 10^{-5}$	7,41
Grande fuite $50 < d \leq D_{max}$ $d_{eq} = D\ L_{max}$	$1,1\ 10^{-5}$	7,41
Rupture	$6,4\ 10^{-6}$	4,31
Total	$1,484\ 10^{-4}$	100

Finalement, les fréquences d'occurrence de chaque types de la perte de confinement du séparateur S301 sont :

- Petites fuites = $(4,0355\ 10^{-2}\ ,\ 2,3551\ 10^{-2}\ ,\ 1,3828\ 10^{-1})_{LR}$
- Moyenne fuite = $(3,6977\ 10^{-3}\ ,\ 2,1579\ 10^{-3}\ ,\ 1,2670\ 10^{-2})_{LR}$
- Grande fuite = $(3,6977\ 10^{-3}\ ,\ 2,1579\ 10^{-3}\ ,\ 1,2670\ 10^{-2})_{LR}$
- Rupture = $(2,1507\ 10^{-3}\ ,\ 1,2552\ 10^{-3}\ ,\ 7,3697\ 10^{-3})_{LR}$

L'arbre des évènements repris dans la figure 3.1 donne les fréquences d'occurrence de chaque conséquence liée à l'évènement. Ces fréquences d'occurrences d'événements sont basées sur les fréquences de fuites calculées ci-dessus et sur les probabilités d'ignition et d'explosion. Ces derniers dépendent de la nature du produit libéré et de la masse de produit concerné par la défaillance [7].

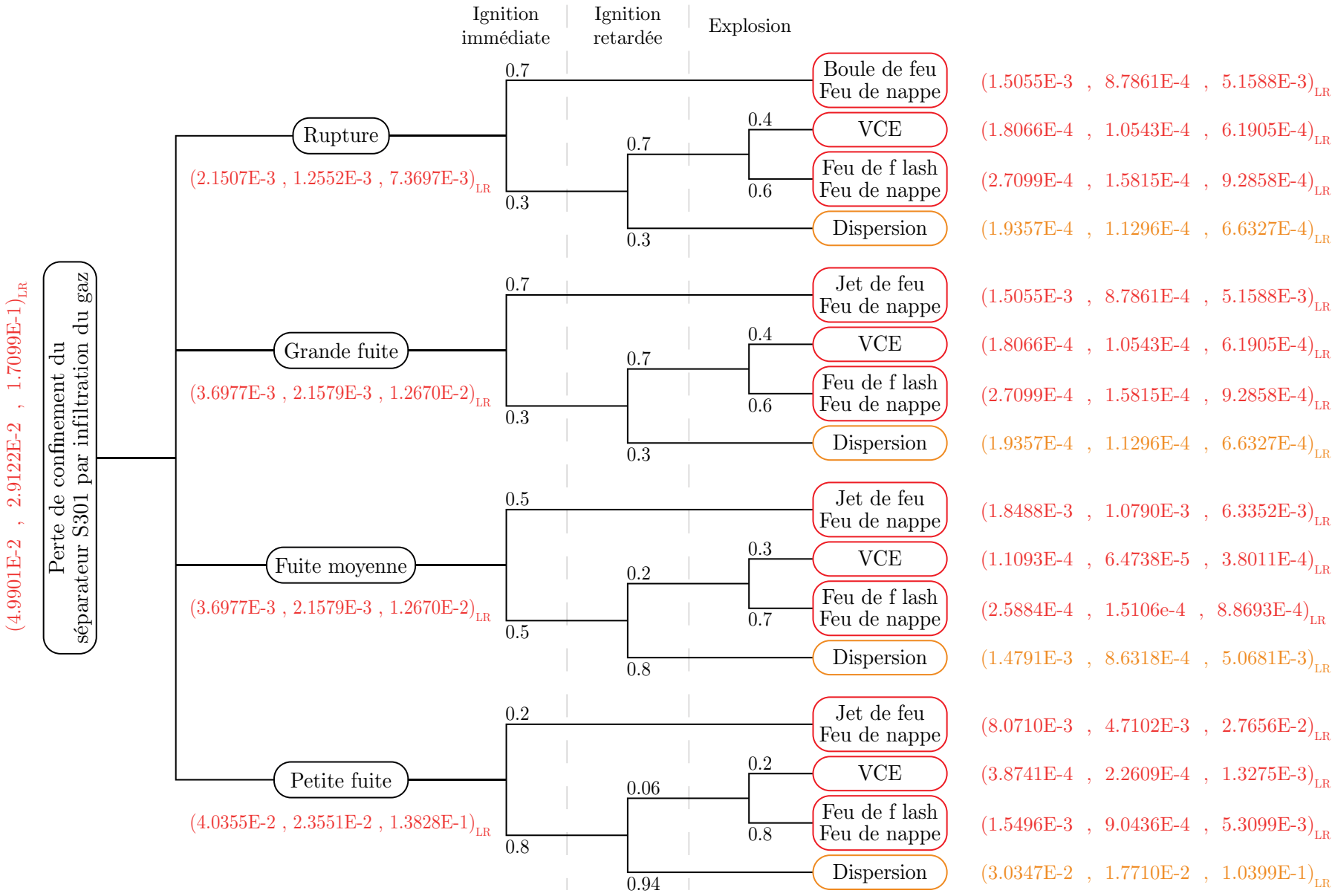


FIGURE 3.1 – AdE de la perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz

Les résultats de l'AdE ci-dessus sont récapitulés dans le tableau 3.7 en donnant la taille maximale de la fuite et la fréquence d'occurrence pour toutes les taille de fuite pour permettre l'allocation de la classe de probabilité.

Tableau 3.7 – Résultats des évènements les plus probables - scénario 1

Phénomène dangereux	**Taille maximale de la fuite redoutée**	**Fréquence d'occurrence floue**
Boule de feu	Rupture	$(1,5055\ 10^{-3}\ ,\ 8,7861\ 10^{-4}\ ,\ 5,1588\ 10^{-3})_{LR}$
Feu de nappe	Rupture	$(1,6559\ 10^{-2}\ ,\ 9,.6638\ 10^{-3}\ ,\ 5,6741\ 10^{-2})_{LR}$
VCE	Rupture	$(9,8960\ 10^{-4}\ ,\ 5,7753\ 10^{-4}\ ,\ 3,3910\ 10^{-3})_{LR}$
Jet de feu	Grande fuite	$(1,2508\ 10^{-2}\ ,\ 7,2997\ 10^{-3}\ ,\ 4,2890\ 10^{-2})_{LR}$
Feu de flash	Rupture	$(2,5454\ 10^{-3}\ ,\ 1,4854\ 10^{-3}\ ,\ 8,7219\ 10^{-3})_{LR}$
Dispersion	Rupture	$(3,2352\ 10^{-2}\ ,\ 1,8881\ 10^{-2}\ ,\ 1,1086\ 10^{-1})_{LR}$

La figure 3.2 présente les fréquences d'occurrence floues des phénomènes issus du tableau 3.7 :

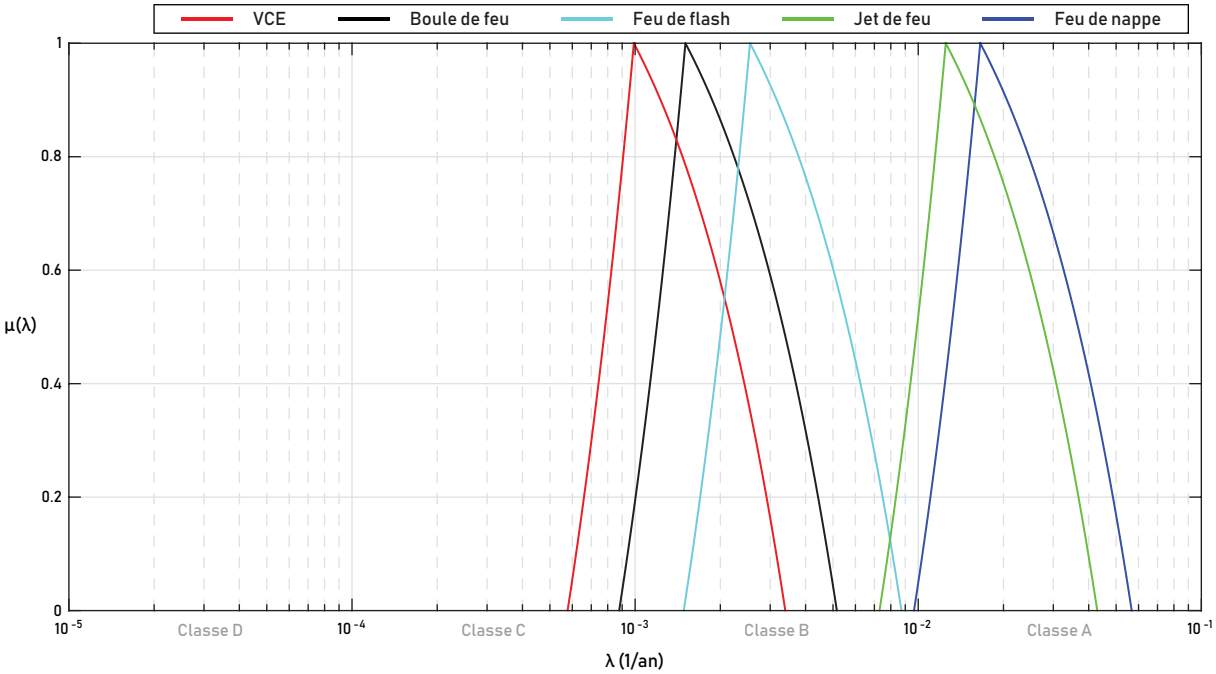


FIGURE 3.2 – Taux de défaillance floue des phénomènes dangereux pour le scénario 1

La présentation des fréquences d'occurrence sous forme de nombre flous ci-dessus nous permet de déterminer les possibilités des classes de probabilité des phénomènes dangereux, les résultats sont présentés dans le tableau 3.8 :

Tableau 3.8 – Possibilités des classes de probabilité des phénomènes - scénario 1

Phénomènes	**Classes de probabilité**				
	A	B	C	D	E
Boule de feu	0	99,45 %	0,55 %	0	0
Feu de nappe	99,85 %	0,15 %	0	0	0
Jet de feu	96,06 %	3,94 %	0	0	0
Feu de flash	0	100 %	0	0	0
VCE	0	84,53 %	15,47 %	0	0

- **Interprétation :**

Les résultats montrent qu'il est tout à fait possible d'obtenir une classe B pour la boule de feu avec possibilité de $99,45$ % et le VCE avec possibilité de $84,53$ %. Une classe A est allouée au feu de nappe avec possibilité de $99,85$ % et le jet de feu avec possibilité de $96,06$ %.

3.3.2 Perte de confinement du réseau torche HP

La perte de confinement du réseau torche HP peut donner lieu à quatre évènements secondaires qui sont : la rupture totale, grande fuite, fuite moyenne ou petite fuite.

Pour déterminer la fréquence de ces évènements, on se base sur les fréquences génériques de défaillance d'une ligne du gaz du [Handboek Faalfrequenties 2009] [18] afin de déterminer la probabilité d'occurrence de chaque évènement secondaire par rapport à la fréquence totale, présentée dans le tableau 3.9 :

Tableau 3.9 – Fréquences génériques de défaillance d'une ligne du gaz [18]

Type de défaillance	**Fréquence de défaillance annuelle**	**Probabilité relative à l'ERC (%)**
Petite fuite $d_{eq} = 0,1\ D = 50,8\ mm$	$2,8\ 10^{-7} L/D = 3,09\ 10^{-4}$	59,32
Fuite moyenne $d_{eq} = 0,15\ D = 7,62\ mm$	$1,2\ 10^{-7} L/D = 1,32\ 10^{-4}$	25,42
Grande fuite $d_{eq} = 0,35\ D = 17,78\ mm$	$5\ 10^{-8}/D = 5,51\ 10^{-5}$	10,59
Rupture	$2,2\ 10^{-8} L/D = 2,43\ 10^{-5}$	4,67
Total	$5,20\ 10^{-4}$	100

Avec :
- D : Diamètre intérieur d'une ligne = 20" = 508 mm
- L : Longueur de la ligne (au moins 10m) = 560 m

Finalement, les fréquences d'occurrence de chaque types de la perte de confinement du torche HP sont :

- Petites fuites = $(1,3324\ 10^{-2}\ ,\ 7,5431\ 10^{-4}\ ,\ 6,8948\ 10^{-2})_{LR}$
- Moyenne fuite = $(5,7098\ 10^{-3}\ ,\ 3,2324\ 10^{-4}\ ,\ 2,9546\ 10^{-2})_{LR}$
- Grande fuite = $(2,3787\ 10^{-3}\ ,\ 1,3466\ 10^{-4}\ ,\ 1,2309\ 10^{-2})_{LR}$
- Rupture = $(1,0490\ 10^{-3}\ ,\ 5,9384\ 10^{-5}\ ,\ 5,4279\ 10^{-3})_{LR}$

L'arbre des évènements repris dans la figure 3.3 donne les fréquences d'occurrence de chaque conséquence liée à l'évènement. Ces fréquences d'occurrences d'événements sont basées sur les fréquences de fuites calculées ci-dessus et sur les probabilités d'ignition et d'explosion. Ces derniers dépendent de la nature du produit libéré et de la masse de produit concerné par la défaillance [7].

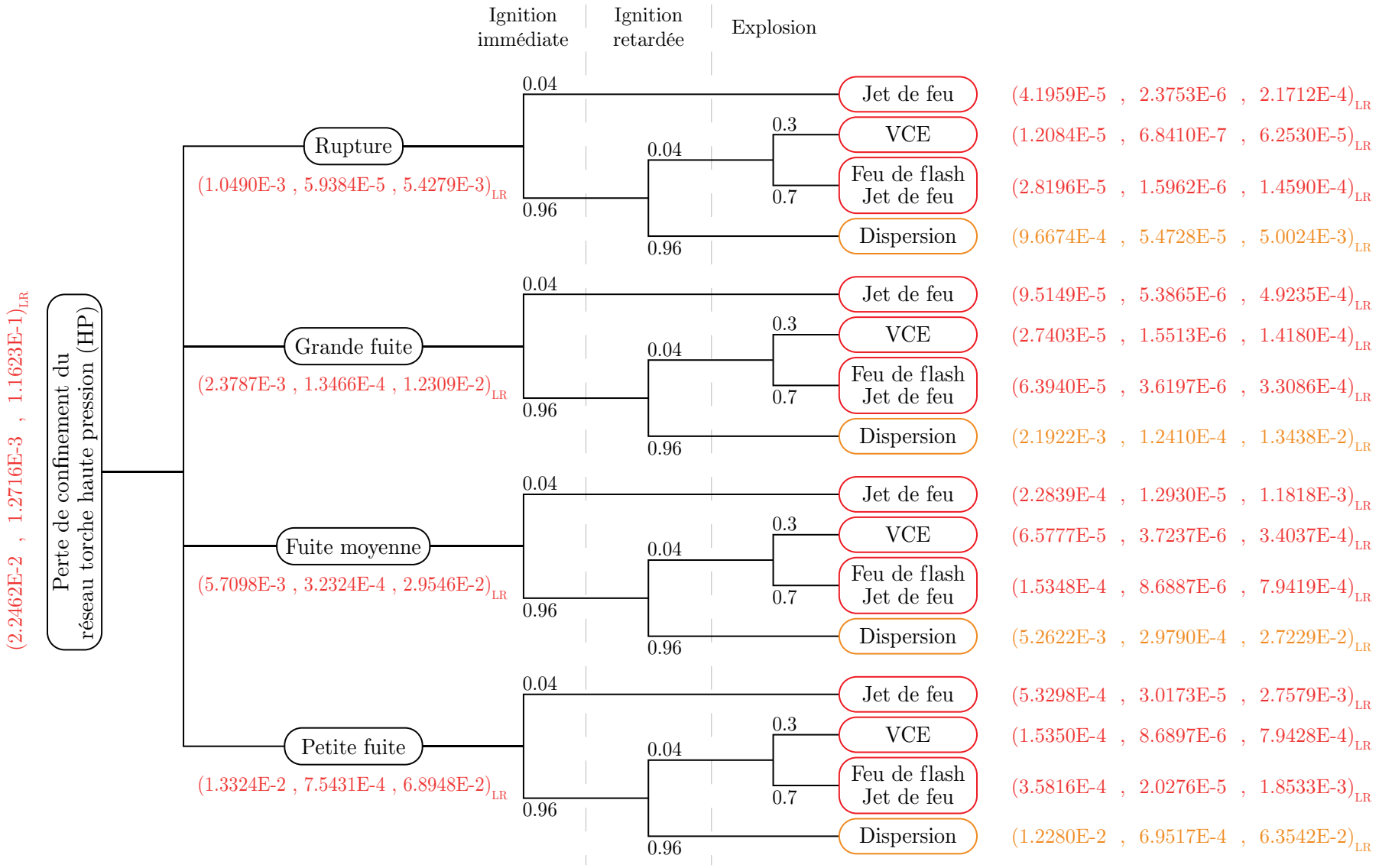


FIGURE 3.3 – AdE de la perte de confinement du réseau torche HP

Les résultats de l'AdE ci-dessus sont récapitulés dans le tableau 3.10 en donnant la taille maximale de la fuite et la fréquence d'occurrence pour toutes les taille de fuite pour permettre l'allocation de la classe de probabilité.

Tableau 3.10 – Résultats des évènements les plus probables - scénario 2

Phénomène dangereux	**Taille maximale de la fuite redoutée**	**Fréquence d'occurrence floue**
Jet de feu	Rupture	$(1,5023\ 10^{-3}\ ,\ 8,5045\ 10^{-5}\ ,\ 7,7735\ 10^{-3})_{LR}$
VCE	Rupture	$(2,5876\ 10^{-4}\ ,\ 1,4649\ 10^{-5}\ ,\ 1,3390\ 10^{-3})_{LR}$
Feu de flash	Rupture	$(6,0378\ 10^{-4}\ ,\ 3,4181\ 10^{-5}\ ,\ 3,1243\ 10^{-3})_{LR}$
Dispersion	Rupture	$(2,0701\ 10^{-2}\ ,\ 1,1719\ 10^{-3}\ ,\ 1,0712\ 10^{-1})_{LR}$

La figure 3.4 présente les fréquences d'occurrence floues des phénomènes issus du tableau 3.10 :

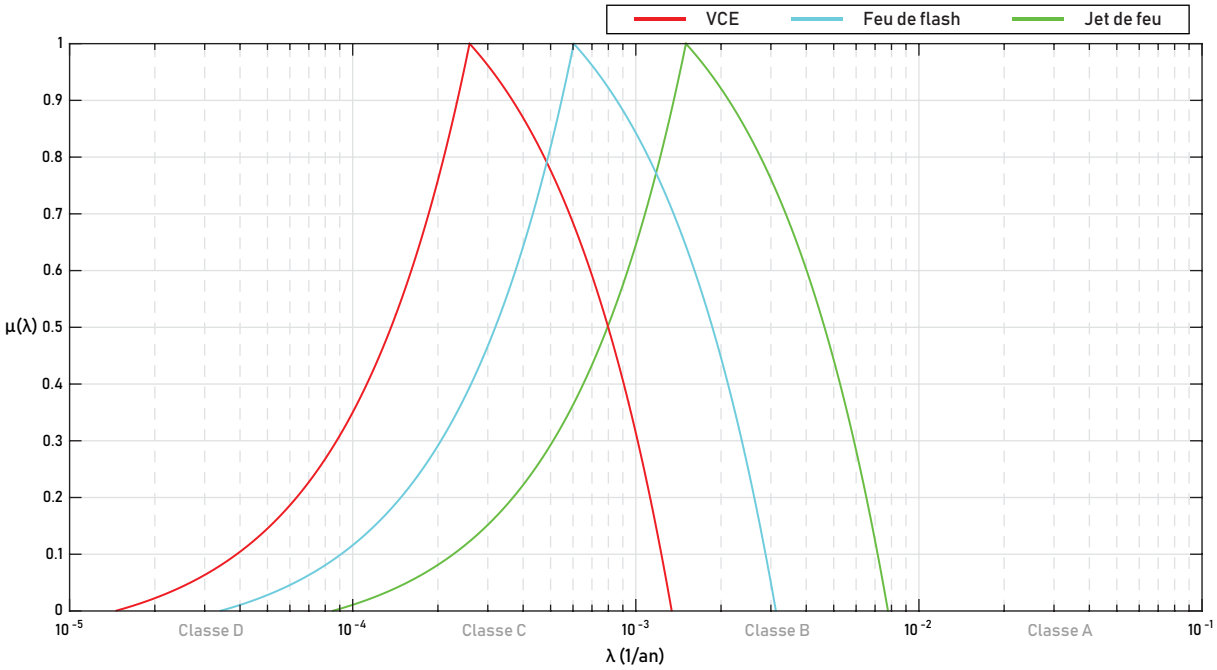


FIGURE 3.4 – Taux de défaillance floue des phénomènes dangereux pour le scénario 2

La présentation des fréquences d'occurrence sous forme de nombre flous ci-dessus nous permet de déterminer les possibilités des classes de probabilité des phénomènes dangereux, les résultats sont présentés dans le tableau 3.11 :

Tableau 3.11 – Possibilités des classes de probabilité des phénomènes - scénario 2

Phénomènes	**Classes de probabilité**				
	A	B	C	D	E
Jet de feu	0	92,31 %	7,69 %	0,002 %	0
Feu de flash	0	28,84 %	71,04 %	0,12 %	0
VCE	0	7,92 %	89,81 %	2,27 %	0

- **Interprétation :**

Les résultats montrent qu'il est tout à fait possible d'obtenir une classe B pour le jet de feu avec possibilité de $92,31$ %, une classe C pour le feu de flash avec possibilité de $71,04$ % et le VCE avec possibilité de $89,81$ %.

3.3.3 Perte de confinement du réseau torche MP

La perte de confinement du réseau torche MP peut donner lieu à quatre évènements secondaires qui sont : la rupture totale, grande fuite, fuite moyenne ou petite fuite.

Pour déterminer la fréquence de ces évènements, on se base sur les fréquences génériques de défaillance d'une ligne du gaz du [Handboek Faalfrequenties 2009] [18] afin de déterminer la probabilité d'occurrence de chaque évènement secondaire par rapport à la fréquence totale, présentée dans le tableau 3.12 :

Tableau 3.12 – Fréquences génériques de défaillance d'une ligne du gaz [18]

Type de défaillance	**Fréquence de défaillance annuelle**	**Probabilité relative à l'ERC (%)**
Petite fuite $d_{eq} = 0,1\ D = 50,8\ mm$	$2,8\ 10^{-7} L/D = 5,13\ 10^{-4}$	59,32
Fuite moyenne $d_{eq} = 0,15\ D = 7,62\ mm$	$1,2\ 10^{-7} L/D = 2,20\ 10^{-4}$	25,42
Grande fuite $d_{eq} = 0,35\ D = 17,78\ mm$	$5\ 10^{-8}/D = 9,15\ 10^{-5}$	10,59
Rupture	$2,2\ 10^{-8} L/D = 4,03\ 10^{-5}$	4,67
Total	$5,20\ 10^{-4}$	100

Avec : – D : Diamètre intérieur d'une ligne = 10" = 254 mm
– L : Longueur de la ligne (au moins 10m) = 465 m

Finalement, les fréquences d'occurrence de chaque types de la perte de confinement du torche MP sont :

- Petites fuites = $(1,1906\ 10^{-1}\ ,\ 3,4250\ 10^{-2}\ ,\ 5,4992\ 10^{-1})_{LR}$
- Moyenne fuite = $(5,1020\ 10^{-2}\ ,\ 1,4677\ 10^{-2}\ ,\ 2,3565\ 10^{-1})_{LR}$
- Grande fuite = $(2,1255\ 10^{-2}\ ,\ 6,1143\ 10^{-3}\ ,\ 9,8174\ 10^{-2})_{LR}$
- Rupture = $(9,3732\ 10^{-3}\ ,\ 2,6963\ 10^{-3}\ ,\ 4,3293\ 10^{-2})_{LR}$

L'arbre des évènements repris dans la figure 3.5 donne les fréquences d'occurrence de chaque conséquence liée à l'évènement. Ces fréquences d'occurrences d'événements sont basées sur les fréquences de fuites calculées ci-dessus et sur les probabilités d'ignition et d'explosion. Ces derniers dépendent de la nature du produit libéré et de la masse de produit concerné par la défaillance [7].

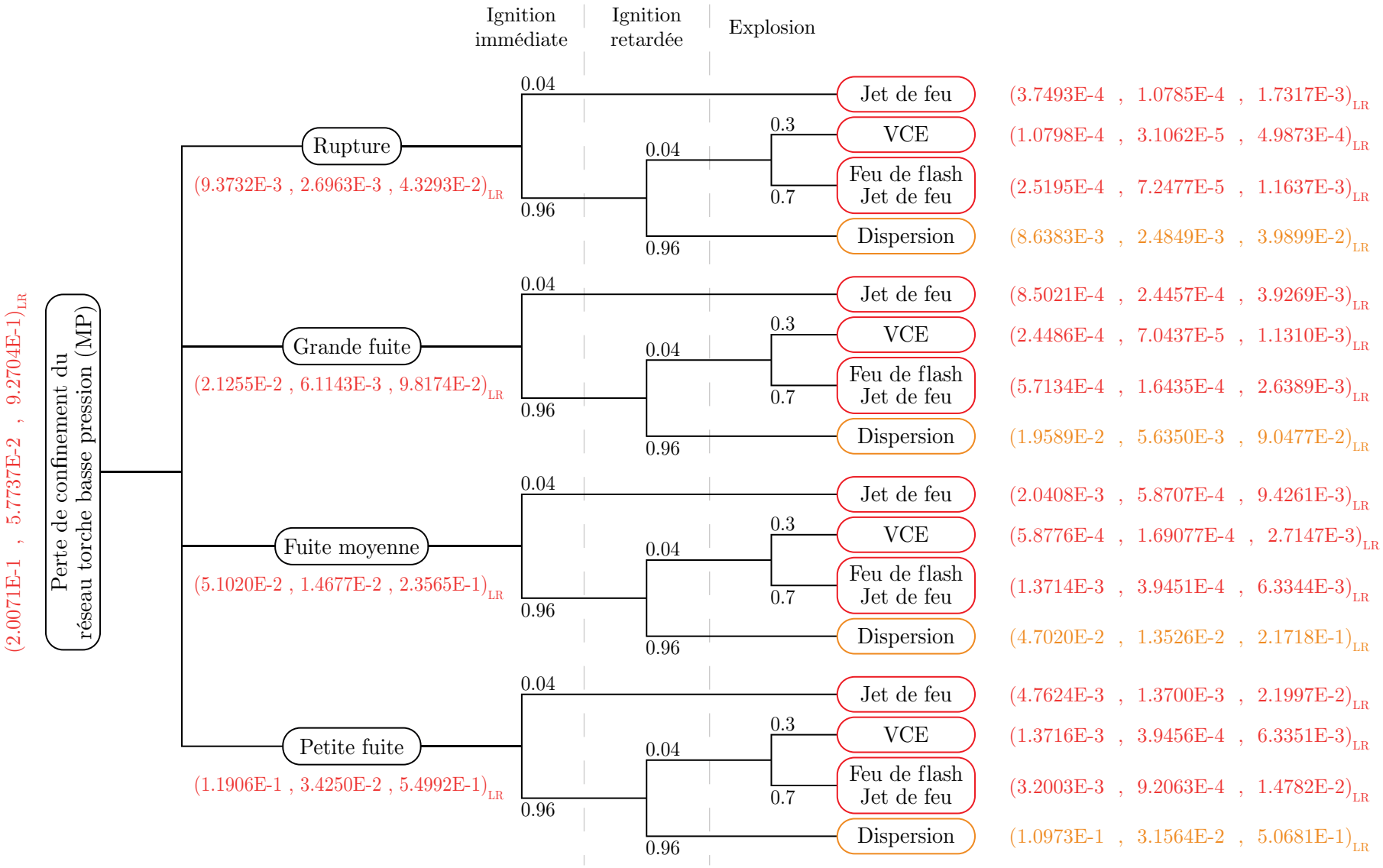


FIGURE 3.5 – AdE de la perte de confinement du réseau torche MP

Les résultats de l'AdE ci-dessus sont récapitulés dans le tableau 3.13 en donnant la taille maximale de la fuite et la fréquence d'occurrence pour toutes les taille de fuite pour permettre l'allocation de la classe de probabilité.

Tableau 3.13 – Résultats des évènements les plus probables - scénario 3

Phénomène dangereux	**Taille maximale de la fuite redoutée**	**Fréquence d'occurrence floue**
Jet de feu	Rupture	$(1,3423\ 10^{-2}\ ,\ 3,8615\ 10^{-3}\ ,\ 6,2000\ 10^{-2})_{LR}$
VCE	Rupture	$(2,3122\ 10^{-3}\ ,\ 6,6513\ 10^{-4}\ ,\ 1,0680\ 10^{-2})_{LR}$
Feu de flash	Rupture	$(5,3951\ 10^{-3}\ ,\ 1,5520\ 10^{-3}\ ,\ 2,4919\ 10^{-2})_{LR}$
Dispersion	Rupture	$(1,8497\ 10^{-1}\ ,\ 5,3210\ 10^{-2}\ ,\ 8,5436\ 10^{-1})_{LR}$

La figure 3.6 présente les fréquences d'occurrence floues des phénomènes issus du tableau 3.13 :

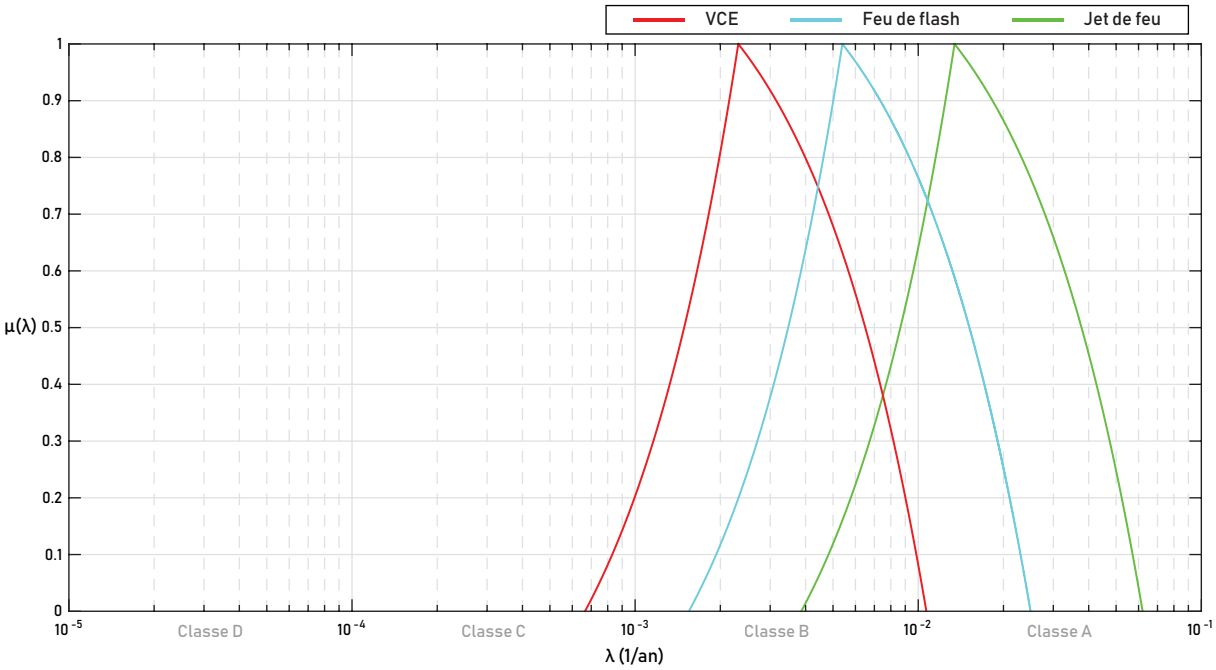


FIGURE 3.6 – Taux de défaillance floue des phénomènes dangereux pour le scénario 3

La présentation des fréquences d'occurrence sous forme de nombre flous ci-dessus nous permet de déterminer les possibilités des classes de probabilité des phénomènes dangereux, les résultats sont présentés dans le tableau 3.14 :

Tableau 3.14 – Possibilités des classes de probabilité des phénomènes - scénario 3

Phénomènes	**Classes de probabilité**				
	A	B	C	D	E
Jet de feu	99,80 %	0,20 %	0	0	0
Feu de flash	48,52 %	51,48 %	0	0	0
VCE	0,66 %	98,68 %	0,66 %	0	0

- **Interprétation :**

Les résultats montrent qu'il est tout à fait possible d'obtenir une classe A pour le jet de feu avec possibilité de $99,80$ %, une classe B pour le feu de flash avec possibilité de $51,48$ % VCE avec possibilité de $98,68$ %.

3.4 Modélisation des effets

3.4.1 Données nécessaire pour la modélisation

A) Caractéristique des produits utilisés

Le gaz traité au niveau de l'UTG présente la composition molaire suivante donnée dans le tableau 3.15 :

Tableau 3.15 – Composition du gaz traité [17]

Substances	Composition (% molaire)	Substances	Composition (% molaire)
Azote	1,00	Iso-Pentane	0,23
Méthane	88,75	Normal-Pentane	0,15
Gaz carbonique	0,22	Hexane	0,15
Ethane	6,29	Heptanes	0,01
Propane	2,11	Octanes	0,01
Iso-Butane	0,46	Eau	0,03
Normal-Butane	0,57	**Densité/air**	**0,6611**

Cette composition montre que c'est un gaz léger moins dense par rapport à l'air, composé majoritairement du gaz naturel (méthane + éthane) avec des traces de GPL (< 3 %) et de condensat ($\simeq 1$ %)[8].

B) Contexte climatique

La Région de Gassi Touil présente un climat Saharien très sec, caractérisé par des températures chaudes, une humidité relative très faible.

- **Température**

La zone d'étude se caractérise par un climat extrêmement très sec et chaud. Le tableau 3.16 présente les données de température à Ouargla, capitale de la Wilaya d'Ouargla, qui est situé environ à 170 km au nord-ouest de la zone d'étude.

Tableau 3.16 – Températures moyennes mensuelles à Ouargla [7]

Mois	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
T_{min} ($^\circ$ C)	4,4	7,4	12,1	17,0	22,2	25,8	28,1	28,1	24,6	19,5	11.0	5,9
T_{max} ($^\circ$ C)	18,4	21,2	26,7	32,0	36,7	41,0	43,3	43.0	38,5	33,7	24,7	19,4

- **Humidité**

La zone d'étude se caractérise par un climat très sec, une humidité relative très faible, le tableau 3.17 donne l'humidité relative mensuelle à Ouargla.

Tableau 3.17 – Humidité relative mensuelle à Ouargla [7]

Mois	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
ϕ (%)	0	0	0	0	0	1	1	4	5	3	0	0

- **Vitesse et direction du vent**

Le vent présente également un facteur climatique important lors de la modélisation. La zone Gassi Touil est située dans le nord du Sahara où les vents d'hiver et de printemps sont typiquement très forts.

A l'échelle annuelle, les vents dominants sont de secteurs Nord dont les vitesses sont comprises entre 6 et 11 m/s (environ 16 %) et entre 1 et 6 m/s (environ 19 %), les vents soufflent aussi dans les directions Nord-Est, Est, Sud-Est, Sud, Sud-Ouest, Ouest et Nord-Ouest mais avec un faible pourcentage. Les vents calmes sont présents 14,7 % du temps, les vents compris entre 11 et 16 m/s ont un faible pourcentage (3 %), les vents supérieurs à 16 m/s sont rares (0,2 %) [7].

La figure 3.7 montre une rose des vents réalisée à partir des données météorologiques utilisées par l'Evaluation Quantitative des Risques de centre de production (CP) à Gassi Touil de l'année 2010.

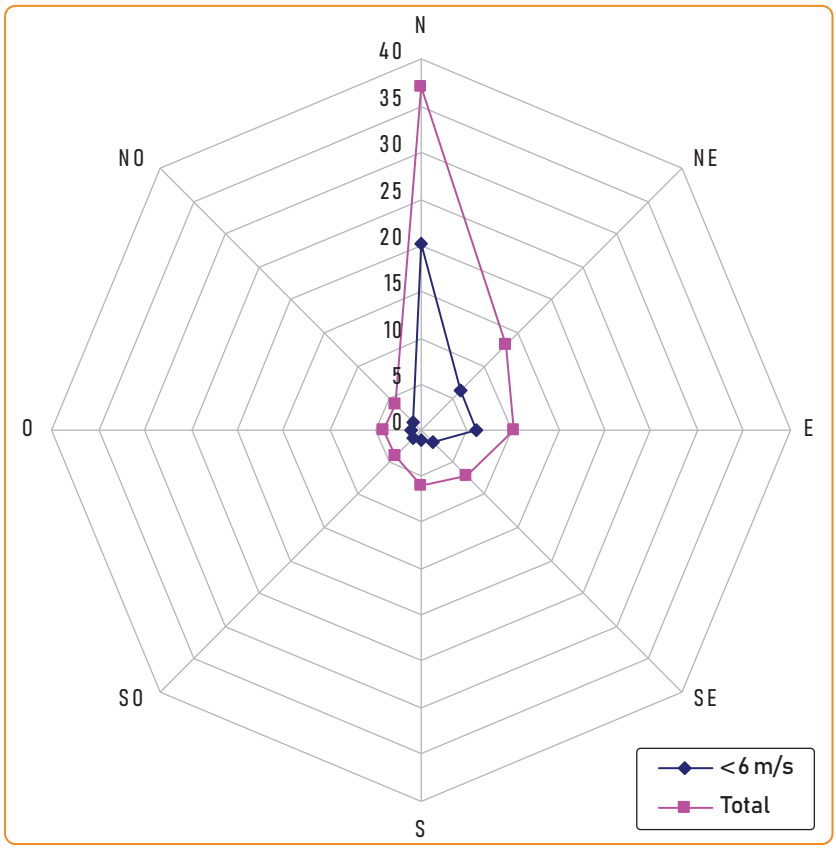


FIGURE 3.7 – Rose des vents généraux à Gassi Touil [7]

Le tableau 3.18 donne la distribution et la vitesse des vents moyenne annuelle que nous allons exploiter pour déterminer les classes de stabilités atmosphérique de la région.

Tableau 3.18 – Distribution des vents moyens annuels à Gassi Touil [7]

% Vent	N	NE	E	SE	S	SO	O	NO
1 à 6 m/s	19	6	6	2	1	1	1	1
6 m/s	16	7	4	5	5	3	3	3
Total	35	13	10	7	6	4	4	4

C) Classe de stabilité atmosphérique

La stabilité atmosphérique est souvent décrite à l'aide de l'échelle de Pasquill. On distingue ainsi 6 classes de stabilité [19] présentées dans le tableau 3.19, allant des atmosphères très instables (A, B), aux atmosphères très stables (E, F), en passant par des atmosphères neutres (C, D).

Tableau 3.19 – Définition des classes de stabilité de Pasquill [7]

Classe	Stabilité	Commentaire
A	Très instable	Ensoleillé et vent faible.
B	Instable	Semblable à A avec moins de soleil ou plus de vent.
C	Modérément instable	Nuageux et assez venteux ou ensoleillé et vent faible.
D	Neutre	Peu de soleil et vent fort ou temps couvert/nuit.
E	Modérément stable	Semblable à D avec ciel moins couvert et nuit moins venteuse.
F	Stable	Nuit avec ciel modérément nuageux et vent faible/modéré.

En 1961, Pasquill a présenté une méthode de calcul de la stabilité atmosphérique donnée dans le tableau 3.20, qui prend en compte les forces de flottabilité (dues au rayonnement solaire) et la relation entre la lumière solaire et les nuages en conjonction avec la vitesse du vent.

Tableau 3.20 – Détermination des classes de stabilité atmosphérique de Pasquill [20]

Vitesse du vent de surface (m/s)	**Couverture nuageuse relative**				
	Jour			**Nuit**	
	0/8 – 2/8	**3/8 – 5/8**	**6/8 – 8/8**	**< 3/8**	**> 4/8**
< 2	A	A – B	B	F	F
2 – 3	A – B	B	C	E	F
3 – 4	B	B – C	D	D	E
5 – 6	C	C – D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D

Les conditions de stabilité diffèrent selon le moment d'observation. Ainsi on choisira des classes de stabilité caractéristiques des jours et des nuits ainsi que de la saison (été ou hiver).

Pour simuler les conséquences d'un accident majeur sur le site de Gassi Touil, nous avons défini 4 conditions météorologiques représentatives du climat général données dans le tableau 3.21. Les classes de stabilité atmosphérique de type Pasquill sont déterminées en fonction des vitesses de vent, de l'ensoleillement et des conditions générales de l'atmosphère au niveau du site.

Tableau 3.21 – Conditions météorologiques pour les modélisations d'accidents majeurs [7]

Conditions	**Vitesse du vent** (m/s)	**Stabilité de l'air**	**Humidité** (%)	**Température de l'air** (°C)	**Température du sol** (°C)	**Radiation solaire** (kW/m^2)
Jour été	6	C	20	40	40	1,2
Jour hiver	4	B	50	20	20	0,7
Nuit été	3	D	20	25	25	0
Nuit hiver	2	F	50	5	5	0

3.5 Modélisation et interprétation

Après avoir collecté toutes les données nécessaires pour la modélisation (types de scénarios, diamètres des fuites, composition du gaz, paramètres du procès, conditions climatiques), nous allons utiliser le logiciel *PHAST* pour calculer et présenter les résultats.

3.5.1 Perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz

A) Boule de feu

La rupture du S301 sera suivie par une boule de feu, nous nous intéressons dans ce cas aux seuils de radiation émises et leurs effets sur l'homme selon trois zones :

- La zone des effets létaux significative (8 KW/m^2)
- La zone des effets létaux (5 KW/m^2)
- La zone des effets irréversible (3 KW/m^2)

Le résultat de la modélisation donne les contours d'effet sur l'homme illustrés sur la carte satellite dans la figure 3.8 :

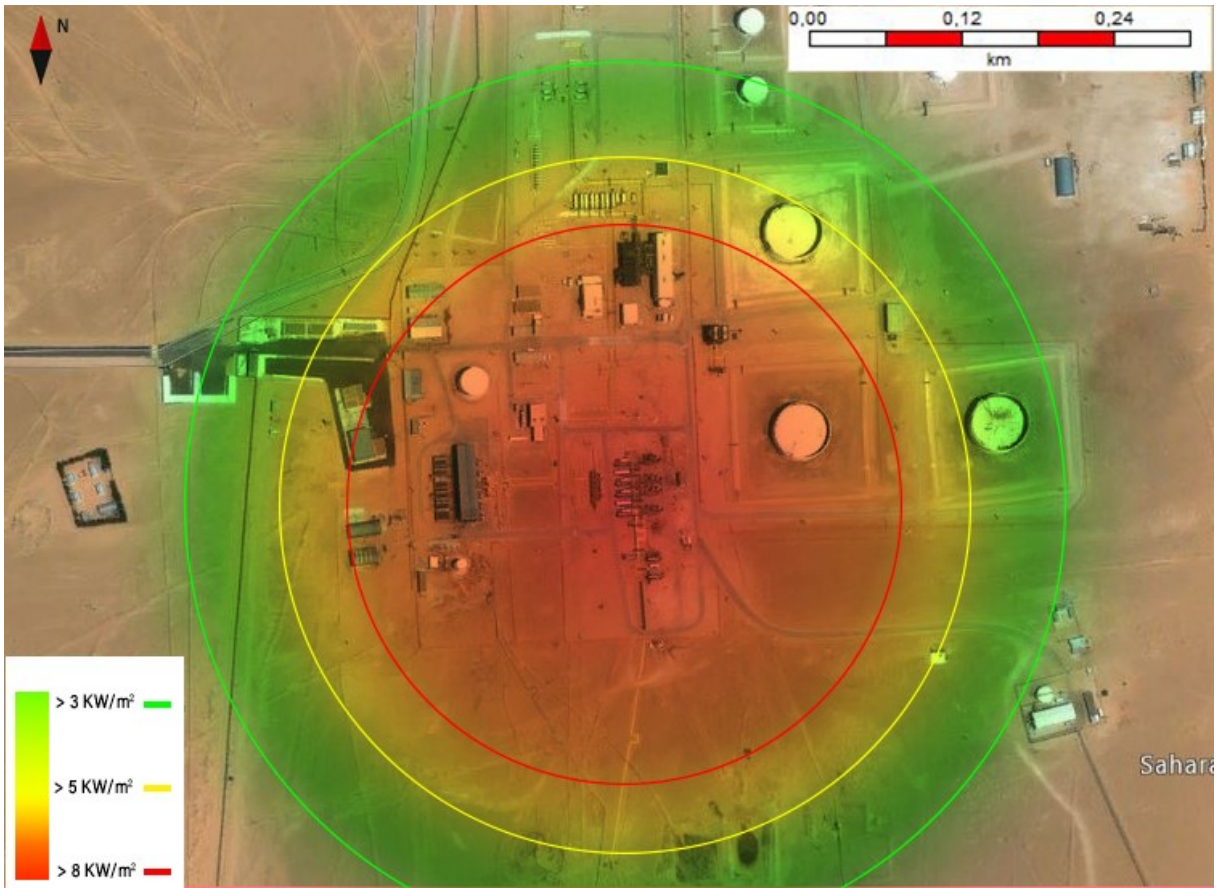


FIGURE 3.8 – Étendu des radiations de la boule de feu pour le scénario 1

Le tableau 3.22 reprend l'étendu des zones délimitées par les trois (03) seuils de la radiation pour les quatre (04) conditions climatiques.

Tableau 3.22 – Résultat des radiations de la boule de feu pour le scénario 1

Radiations (KW/m^2)	**Distance** (m)			
	Hiver		**Eté**	
	Jour	**Nuit**	**Jour**	**Nuit**
3	346,917	364,311	343,698	359,075
5	272,645	285,517	270,223	281,631
8	217,581	227,645	216,005	224,683

Finalement, nous constatons qu'une présence de 44 personnes est permanente dans la zone atteinte par (5 KW/m^2) et (8 KW/m^2), et une présence de 49 personnes dans la zone atteinte par (3 KW/m^2).

Selon la grille d'évaluation adoptée pour le risque sociétal (voir le **tableau 2.2**, page 39), le Niveau de gravité est « **Désastreux** ».

B) VCE (Vapour Cloud Explosion)

L'ignition du nuage gazeux après rupture donne lieu à un VCE, nous nous s'intéressons à l'effet de l'onde de choc sur l'homme pour déterminer :

- La zone des effets létaux significative (200 $mbar$)
- La zone des effets létaux ((140 $mbar$)
- La zone des effets irréversible (50 $mbar$)

Le résultat de la modélisation donne les contours d'effet sur l'homme illustrés sur la carte satellite dans la figure 3.9 :

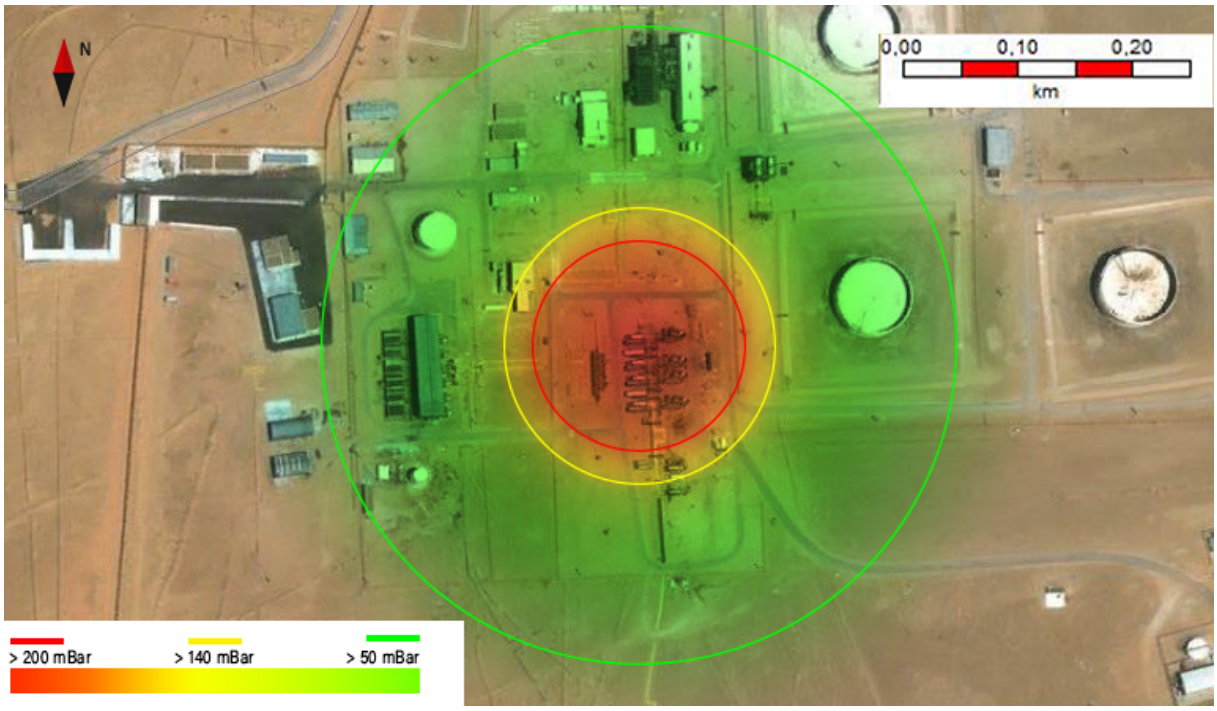


FIGURE 3.9 – Étendu de l'onde de choc du VCE pour le scénario 1

Le tableau 3.23 reprend les distances atteintes par l'onde de choc et les limites de chaque zone pour les quatre (04) conditions climatiques.

Tableau 3.23 – Résultats de l'onde de choc du VCE pour le scénario 1

Surpression ($mbar$)	**Distance** (m)			
	Hiver		**Eté**	
	Jour	**Nuit**	**Jour**	**Nuit**
50	211,643	206,833	223,329	210,794
140	101,793	99,741	112,513	101,431
200	83,434	81,842	93,992	83,153

Finalement, nous constatons qu'aucune présence humaine n'est permanente dans la zone atteinte par 140 et 200 mbar, hors que 14 personnes de la division Exploitation se trouvent fréquemment dans la zone atteinte par 50 mbar de l'onde.

Selon la grille d'évaluation adoptée pour le risque sociétal (voir le **tableau 2.2**, page 39), le Niveau de gravité est « **Important** ».

C) Jet de feu

La rupture du S301 donne lieu à un jet de feu, nous nous intéressons dans ce cas aux seuils de radiations émises et leurs effets sur l'homme selon trois zones :

- La zone des effets létaux significative (8 KW/m^2)
- La zone des effets létaux (5 KW/m^2)
- La zone des effets irréversible (3 KW/m^2)

Le résultat de la modélisation donne les contours d'effets sur l'homme illustrés sur la carte satellite dans la figure 3.10 :

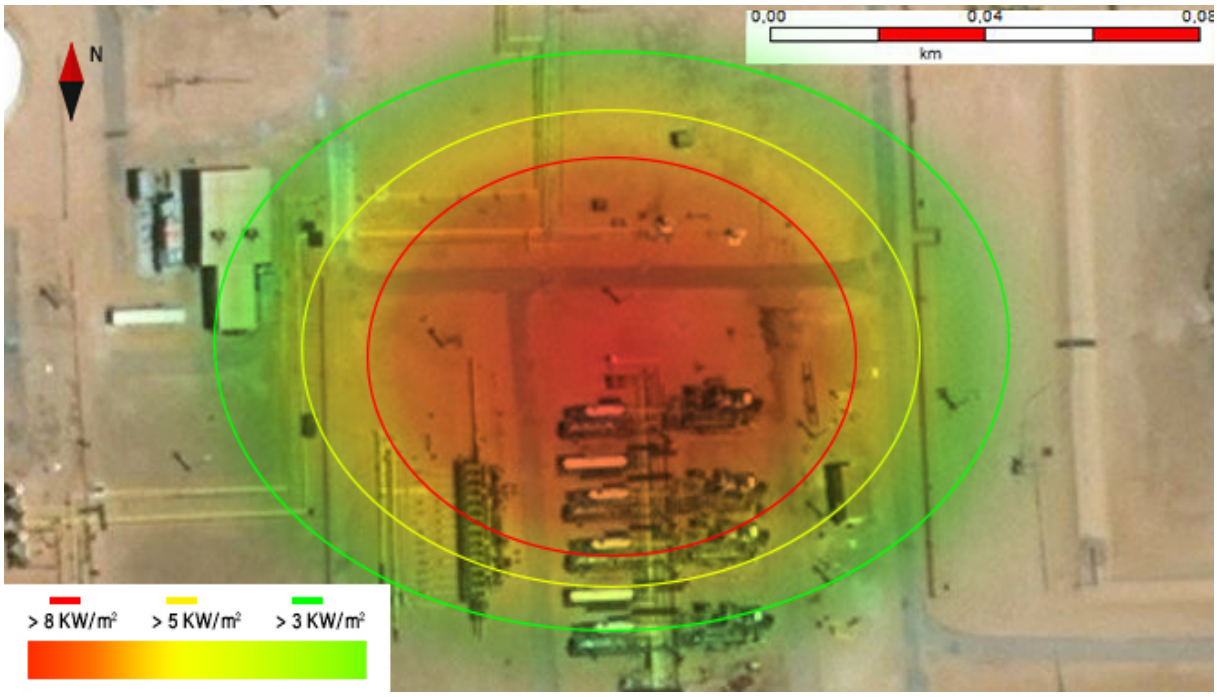


FIGURE 3.10 – Étendu des radiations du jet de feu pour le scénario 1

Le tableau 3.24 reprend l'étendu des zones délimitées par les trois (03) seuils de la radiation pour les quatre (04) conditions climatiques.

Tableau 3.24 – Résultat des radiations du jet de feu pour le scénario 1

Radiations (KW/m^2)	**Distance** (m)			
	Hiver		**Eté**	
	Jour	**Nuit**	**Jour**	**Nuit**
3	103,809	102,664	100,546	102,432
5	88,690	89,520	89,550	89,821
8	79,869	79,739	81,324	80,530

Finalement, nous constatons qu'aucune présence humaine n'est permanente dans les trois zones. Selon la grille d'évaluation adoptée pour le risque sociétal (voir le **tableau 2.2**, page 39), le Niveau de gravité est « **Modéré** ».

D) Feu de nappe

La rupture du S301 donne lieu à une nappe de condensat, nous nous intéressons dans ce cas aux seuils de radiations émises et leurs effets sur l'homme selon trois zones :

- La zone des effets létaux significative (8 KW/m^2)
- La zone des effets létaux (5 KW/m^2)
- La zone des effets irréversible (3 KW/m^2)

Le résultat de la modélisation donne les contours d'effets sur l'homme illustrés sur la carte satellite dans la figure 3.11 :

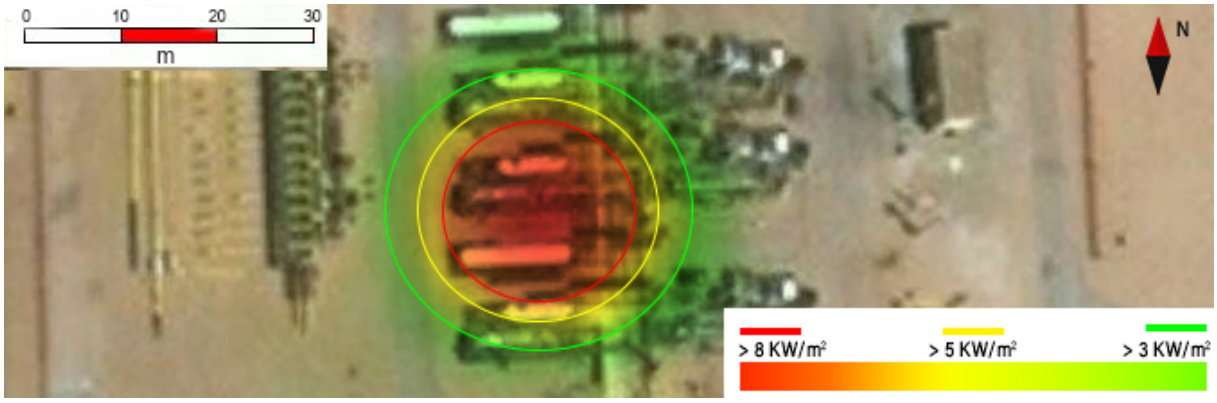


FIGURE 3.11 – Étendu des radiations du feu de nappe pour le scénario 1

Le tableau 3.25 reprend l'étendu des zones délimitées par les trois (03) seuils de la radiation pour les quatre (04) conditions climatiques.

Tableau 3.25 – Résultat des radiations du feu de nappe pour le scénario 1

Radiations (KW/m^2)	**Distance** (m)			
	Hiver		**Eté**	
	Jour	**Nuit**	**Jour**	**Nuit**
3	19,008	19,259	18,871	19,307
5	5,869	15,600	15,839	15,853
8	13,277	12,845	13,534	13,180

Finalement, nous constatons qu'aucune présence humaine n'est permanente dans les trois zones. Selon la grille d'évaluation adoptée pour le risque sociétal (voir le tableau 2.2, page 39), le Niveau de gravité est « **Modéré** ».

3.5.2 Perte de confinement du réseau torche HP

A) Jet de feu

La rupture de la ligne torche HP donne lieu à un jet de feu, nous nous intéressons dans ce cas aux seuils de radiations émises et leurs effets sur l'homme selon trois zones :

- La zone des effets létaux significative (8 KW/m^2)
- La zone des effets létaux (5 KW/m^2)

– La zone des effets irréversible (3 KW/m^2)

Le résultat de la modélisation donne les contours d'effets sur l'homme illustrés sur la carte satellite dans la figure 3.12 :

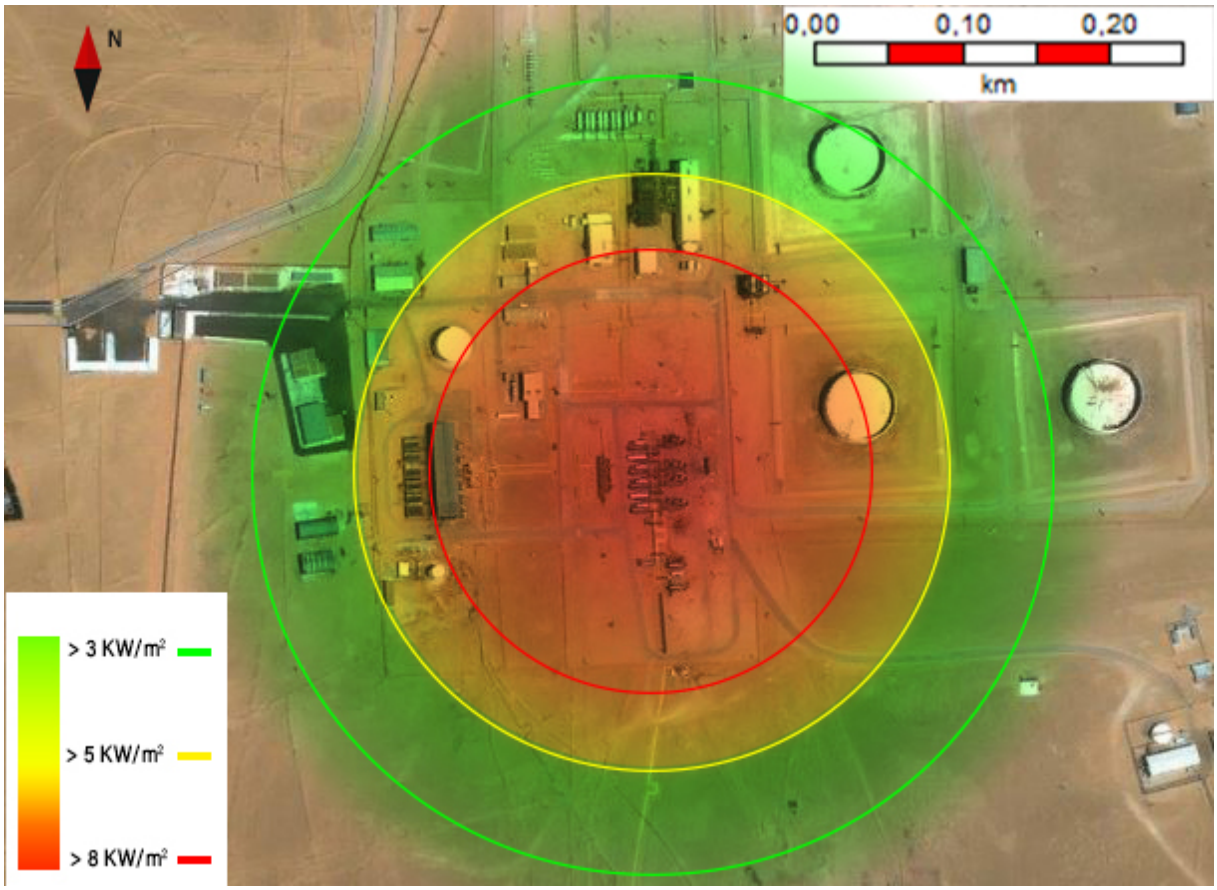


FIGURE 3.12 – Étendu des radiations du jet de feu pour le scénario 2

Le tableau 3.26 reprend l'étendu des zones délimitées par les trois (03) seuils de la radiation pour les quatre (04) conditions climatiques.

Tableau 3.26 – Résultat des radiations du jet de feu pour le scénario 2

Radiations (KW/m^2)	**Distance** (m)			
	Hiver		**Eté**	
	Jour	**Nuit**	**Jour**	**Nuit**
3	285,308	285,558	281,822	281,475
5	221,052	211,997	213,524	203,149
8	169,646	150,800	157,822	138,370

Finalement, nous constatons qu'une présence de 14 personnes est permanente dans la zone atteinte par (5 KW/m^2) et (8 KW/m^2), et une présence de 44 personnes dans la zone atteinte par (3 KW/m^2).

Selon la grille d'évaluation adoptée pour le risque sociétal (voir le **tableau 2.2**, page 39), le Niveau de gravité est « **Désastreux** ».

B) VCE (Vapour Cloud Explosion)

L'ignition du nuage gazeux formé après rupture donne lieu à un VCE, nous nous s'intéressons à l'effet de l'onde de choc sur l'homme pour déterminer :

- La zone des effets létaux significative (200 $mbar$)
- La zone des effets létaux ((140 $mbar$)
- La zone des effets irréversible (50 $mbar$)

Le résultat de la modélisation donne les contours d'effet sur l'homme illustrés sur la carte satellite dans la figure 3.13 :

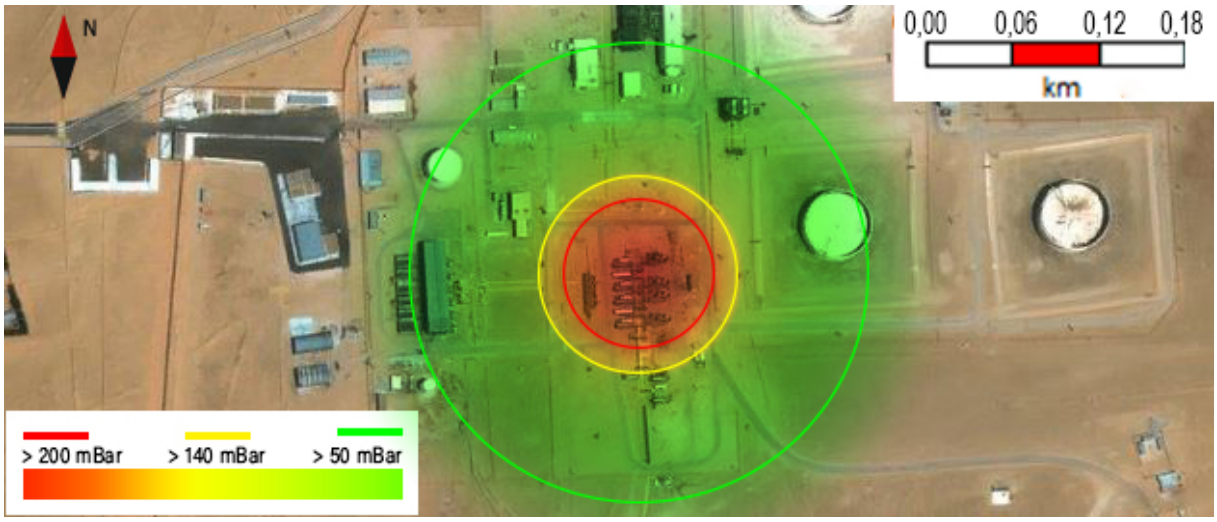


FIGURE 3.13 – Étendu de l'onde de choc du VCE pour le scénario 2

Le tableau 3.28 reprend les distances atteintes par l'onde de choc et les limites de chaque zone pour les quatre (04) conditions climatiques.

Tableau 3.27 – Résultats de l'onde de choc du VCE pour le scénario 2

Surpression ($mbar$)	**Distance** (m)			
	Hiver		**Eté**	
	Jour	**Nuit**	**Jour**	**Nuit**
50	185,550	208,206	179,832	534,921
140	96,389	106,059	88,217	434,657
200	81,488	88,987	72,905	417,899

Finalement, nous constatons qu'aucune présence humaine n'est permanente dans la zone atteinte par 140 et 200 mbar, hors que 14 personnes de la division Exploitation se trouvent fréquemment dans la zone atteinte par 50 mbar de l'onde.

Selon la grille d'évaluation adoptée pour le risque sociétal (voir le **tableau 2.2**, page 39), le Niveau de gravité est « **Important** ».

3.5.3 Perte de confinement du réseau torche MP

A) Jet de feu

La rupture de la ligne torche MP donne lieu à un jet de feu, nous nous intéressons dans ce cas aux seuils de radiations émises et leurs effets sur l'homme selon trois zones :

- La zone des effets létaux significative (8 KW/m^2)
- La zone des effets létaux (5 KW/m^2)
- La zone des effets irréversible (3 KW/m^2)

Le résultat de la modélisation donne les contours d'effets sur l'homme illustrés sur la carte satellite dans la figure 3.14 :

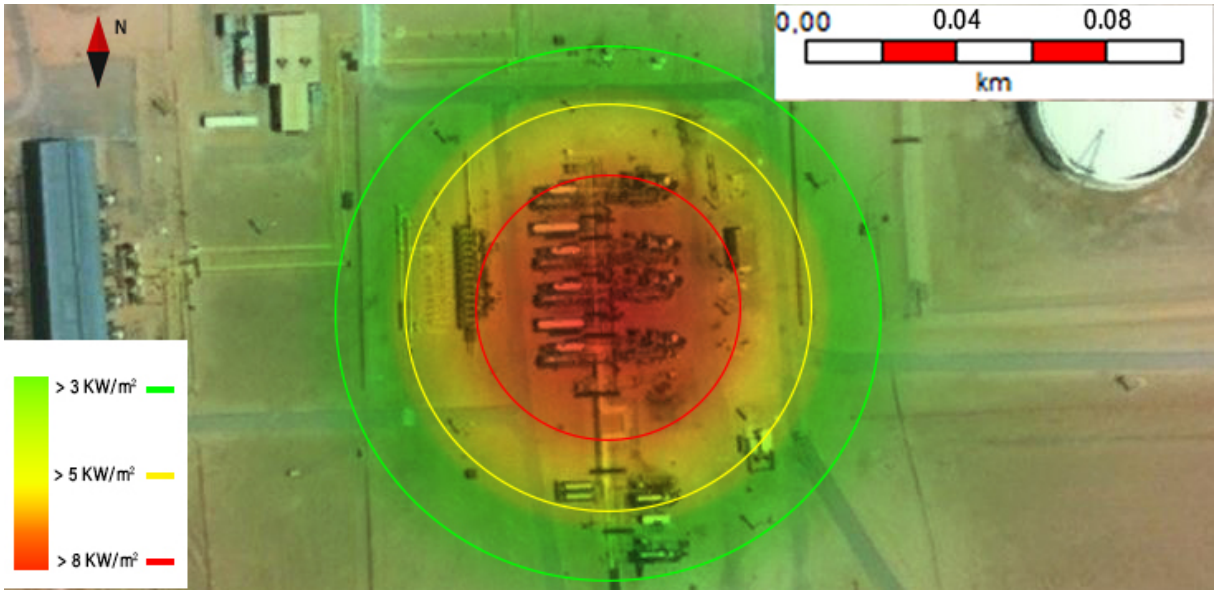


FIGURE 3.14 – Étendu des radiations du jet de feu pour le scénario 3

Le tableau 3.28 reprend l'étendu des zones délimitées par les trois (03) seuils de la radiation pour les quatre (04) conditions climatiques.

Tableau 3.28 – Résultat des radiations du jet de feu pour le scénario 2

Radiations (KW/m^2)	**Distance** (m)			
	Hiver		**Eté**	
	Jour	**Nuit**	**Jour**	**Nuit**
3	76,485	74,386	74,815	71,861
5	58,953	53,592	55,759	49,178
8	44,501	34,953	39,446	29,613

Finalement, nous constatons qu'aucune présence humaine n'est permanente dans les trois zones. Selon la grille d'évaluation adoptée pour le risque sociétal (voir le **tableau 2.2**, page 39), le Niveau de gravité est « **Modéré** ».

3.6 Niveau de criticité

La synthèse des évènements redoutés des trois scénarios modélisés par le logiciel *PHAST* avec les phénomènes dangereux résultants en fonction de l'étendue de leurs effets pour la condition météorologique « Jour été » est présentée dans le tableau 3.29.

Tableau 3.29 – Synthèse des évènements redoutés centraux modélisés

N°	Phénomène	Effet thermique (kW/m^2)			Effet de surpression ($mbar$)			Risque	
		3	5	8	50	140	200	Gravité	Probabilité
Perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz									
01	VCE	-	-	-	223,329	112,513	93,992	Important	B
02	Boule de feu	343,698	270,223	216,005	-	-	-	Désastreux	B
03	Jet de feu	100,546	89,550	81,324	-	-	-	Modéré	A
04	Feu de nappe	18,871	15,839	13,534	-	-	-	Modéré	A
Perte de confinement du réseau torche HP									
05	VCE	-	-	-	185,550	96,389	81,488	Important	C
06	Jet de feu	285,308	221,052	169,649	-	-	-	Désastreux	B
Perte de confinement du réseau torche MP									
07	Jet de feu	76,485	58,953	44,501	-	-	-	Modéré	A

Finalement, par combinaison de la probabilité d'occurrence et la gravité des conséquences des sept (07) phénomènes dangereux des trois scénarios, nous déterminons le niveau de risque associé selon la matrice de criticité adoptée dont les résultats sont repris dans le tableau 3.30.

Tableau 3.30 – Niveau de risque des phénomènes dangereux

Gravité des conséquences	Probabilité (1/an)				
	E	D	C	B	A
	10^{-5}	10^{-4}	10^{-3}	10^{-2}	
Désastreux				(02) , (06)	
Catastrophique					
Important			(05)	(01)	
Sérieux					
Modéré					(03),(04),(07)

Nous avons donc trois phénomènes à risque inacceptable et quatre phénomènes à risque ALARP (tolérable).

Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons déployé la méthode QRA orientée vers l'évaluation du risque sociétal. En identifiant les sources potentielles de danger par l'analyse des déviations des paramètres de procès par la HAZOP, nous avons pu générer huit (08) scénarios majeurs avec deux scénarios de perte d'utilités d'instrumentation.

Par la suite, nous avons développé des arbres de défaillance (AdD) afin de déterminer les causes initiales (évènements de base) de chaque scénario dont les deux premiers concernent les pertes d'utilités d'instrumentation (surpression et manque du gaz instrument) qui sont les causes principales des défaillances des vannes de régulation.

Afin de déterminer les fréquences d'occurrence des évènements redoutés centraux, nous avons procédé par une analyse floue des AdD pour traiter l'aspect imprécis et les connaissances imparfaites des probabilités de défaillance issues des bases de données. Les résultats montrent que trois scénarios présentent une probabilité d'occurrence considérable, il s'agit des pertes de confinement au niveau du séparateur commun S301 et le réseau de troche MP et HP dont les conséquences ont été analysées par des arbres des évènements (AdE).

Par suite, nous avons évalué le risque sociétal en modélisant les conséquences des scénarios par le logiciel *PHAST*, les résultats montrent que les conséquences des effets liés à la perte de confinement du réseau torche MP sont limitées contrairement au séparateur S301 et le réseau torche HP.

Conformément à l'article 10 du décret exécutif n° 14-349, les résultats de cette évaluation quantitative, exhaustive et détaillée révèle et confirme la présence des risques inacceptables ce qui confirme le constat de l'ARH sur le niveau de sécurité de l'UTG.

Finalement, nous concluons que l'exploitation de l'UTG avec ces conditions actuelles nécessite :

- La mise à niveau de la sécurité fonctionnelle du séparateur S301 qui sera l'objet du chapitre 5.
- Le changement des sections dégradées des réseaux torches en considérant les recommandations de la HAZOP.
- Une étude des atmosphères explosives ATEX qui sera l'objet du chapitre 4 afin de réduire la probabilité de coïncidence d'une source d'ignition et un nuage explosif généré par des rejets mineurs (notamment au niveau des éléments de la tuyauterie) non considérés dans la QRA.

Chapitre 4

Étude des atmosphères explosives (ATEX) dans l'UTG

Sommaire

Introduction **76**
4.1 Contexte règlementaire des ATEX **76**
4.2 Approches adoptées pour le zonage ATEX **77**
4.3 Maîtrise des sources d'ignition **78**
4.4 Méthodologie de classification **81**
4.4.1 Identification des points sources 81
4.4.2 Détermination de la classe du rejet 81
4.4.3 Détermination de la catégorie du fluide 82
4.4.4 Établissement de la classification des zones 82
4.4.5 Détermination du niveau de fréquence des rejets 83
4.4.6 Détermination du diamètre équivalent des trous des rejets . . 85
4.4.7 Détermination du rayon de danger 86
4.4.8 Détermination des zones dangereuses 87
4.5 Détermination des zones ATEX dans l'UTG **87**
4.5.1 Zonage ATEX du manifold 88
4.5.2 Zonage ATEX du séparateur S101 89
4.5.3 Zonage ATEX du séparateur S202 91
4.5.4 Zonage ATEX du séparateur S301 92
4.5.5 Zonage ATEX des autres éléments de piping 94
4.5.6 Récapitulatif du zonage ATEX 95
4.6 Adéquation du matériel en zones ATEX à l'UTG **97**
4.6.1 Identification des sources d'ignition 97
4.6.2 Plan d'actions 97
Conclusion **98**

Introduction

L'atmosphère explosive [(1)] est définie comme un mélange de substances inflammables avec de l'air, dans des conditions atmosphériques, sous forme de gaz, de vapeurs, de brouillards ou de poussières dans lesquels, après l'allumage, la combustion se propage à l'ensemble du mélange en résultant des pertes humaines ou matérielles [21]

Le zonage ATEX consiste donc en l'identification des zones auxquelles une atmosphère explosive est susceptible de se produire, aussi appelées zones ATEX, c'est une exigence réglementaire ayant comme objectif la prévention des ATEX en réduisant la probabilité de coïncidence d'un nuage explosif et une source d'ignition.

Au cours de ce chapitre, nous allons présenter un aperçu général sur la règlementation des ATEX, la méthodologie de classification selon le code IP 15 par l'approche point source adoptées pour le zonage, maîtrise de sources d'ignition et la mise en application au niveau de l'UTG en utilisant des techniques de visualisation adaptées (*3D modeling*) pour se conformer au décret exécutif 14-349.

4.1 Contexte règlementaire des ATEX

ATEX est le nom communément attribué aux deux directives européennes pour le contrôle des atmosphères explosives adoptées par l'Union Européenne dont l'entrée en vigueur a eu lieu au 1^{er}juillet 2003. Ces deux textes renforcent la protection contre les explosions en rendant obligatoires différentes mesures techniques et organisationnelles :

- La directive 94/9/CE (également appelée « ATEX 95 » ou « Directive sur les équipements ATEX ») du Parlement Européen concernant le rapprochement des législations des états membres pour les appareils et systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphère explosive [22].
- La directive 1999/92/CE (également appelée « ATEX 137 ») du Parlement européen concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et santé des travailleurs susceptibles d'être exposés aux risques associés aux atmosphères explosives [23].

La directive ATEX 95 a été améliorée en donnant naissance à la directive 2014/34/CE du Parlement européen et du conseil, relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosibles [24]. La figure 4.1 illustre la relation entre les deux directives.

[(1)] Atmosphère explosive : terminologie de la directive ATEX / Atmosphère inflammable : terminologie du Code IP 15. Les deux expressions peuvent être considérées équivalentes et interchangeable.

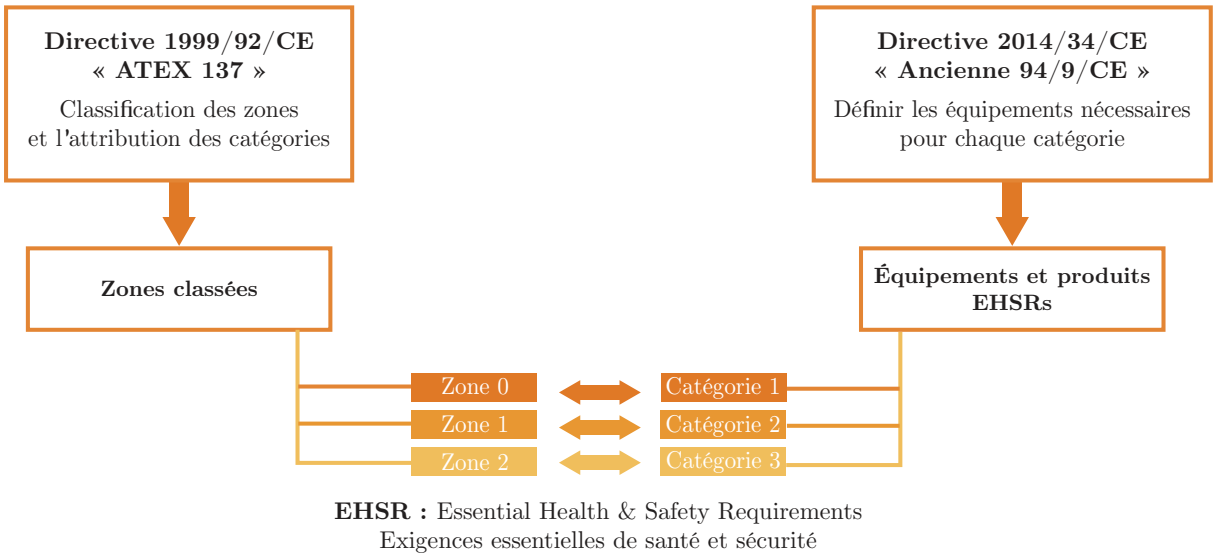


FIGURE 4.1 – Relation entre les directives ATEX [25]

En Algérie, les ATEX ont été directement abordées par l'instruction n° 06 de l'ARH du 22 janvier 2017 relative aux mesures techniques et organisationnelles pour la maîtrise du risque d'atmosphère explosive ATEX [26] pour la mise en conformité au décret exécutif 14-349 du 08 décembre 2014 « fixant les conditions de mise en conformité des installations et des équipements des activités hydrocarbures » dans son aspect prévention des risques majeurs qui est l'objet de ce projet [4].

4.2 Approches adoptées pour le zonage ATEX

Le zonage ATEX est l'expression communément utilisée pour la division d'un site manipulant des fluides inflammables en délimitant des zones dangereuses et non-dangereuses [27].

Une zone dangereuse est définie comme un espace à trois dimensions dans lequel un mélange explosif est susceptible de se produire, pour le gaz nous distinguons trois types de zones dangereuses [27] :

- **Zone 0 :** Emplacement ou une atmosphère explosive consistant en un mélange avec l'air de substances inflammable sous forme de gaz, de vapeur ou de brouillard est présente en permanence, pendant de longues périodes ou fréquemment (plus de 1000 heures par an). En général, une zone 0 sera présente à l'intérieur des réservoirs, des canalisations des récipients ... [27].
- **Zone 1 :** Emplacement ou une atmosphère explosive consistant en un mélange avec l'air de substances inflammables sous forme de gaz, de vapeur ou de brouillard est susceptible de se présenter occasionnellement en fonctionnement normal (entre 10 et 1000 heures par an). Une zone 1 pourra inclure, entre autres [27] :
  - La proximité immédiate de la zone 0.
  - La proximité immédiate des ouvertures d'alimentation, des évents, des vannes de purge ...
  - Des points bas des installations (fosses de rétention, caniveaux ...).

- **Zone 2 :** Emplacement ou une atmosphère explosive consistant en un mélange avec l'air de substances inflammable sous forme de gaz, de vapeur ou de brouillard n'est pas susceptible de se présenter occasionnellement en fonctionnement normal ou n'est que de courte durée, s'il advient qu'elle se présente néanmoins (moins de 10 heures par an). Une zone 2 pourra inclure, entre autre, les emplacements entourant les zones 0 et 1, les brides, les connexions, les vannes et raccords de tuyauterie ainsi que la proximité immédiate des tubes de niveau en verre, des appareils en matériaux fragiles ... [27].

L'étendu de ces zones dangereuses peut être établi par des modèles mathématiques de dispersion atmosphérique utilisant les caractéristiques spécifiques du fluide (diamètre de rejet, pression ...), cependant, ces modèles sont assez compliqués. Pratiquement, trois approches sont adoptées pour la délimitation de ces zones ATEX :

- **Approche Point source :** utilisée dans le cas des installations et procès qui présentent des variations de températures, pressions, degré et type de ventilation. Le degré des rejets varie considérablement ce qui nécessite des évaluations individuelles pour chaque source, l'avantage de cette approche est la possibilité d'application pour toutes les situations afin de déterminer le rayon de danger (*Hazard radii*) [21].
- **Approche basée sur le risque :** utilisée pour les systèmes ou le taux de rejets est inconnu, elle est proposée pour la détermination du diamètre à utiliser pour un rejet de seconde classe [21].
- **Approche par exemple direct :** utilisée dans le cas des équipements industriels génériques pouvant être classés directement à partir des exemples typiques. Cependant, cette approche devrait être appliquée que pour les installations qui ne présentent pas des différences significatives avec l'exemple direct (type d'équipement, pression, ventilation, catégorie des fluides ...) [21].

Finalement, ces approches sont déployées selon des normes et référentiels, nous citons principalement :

- **Norme internationale CEI 60079-10-1**, Classement des emplacements – Atmosphères explosives gazeuses.
- **NFPA 497**, *Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas).*
- **Code IP15**, *Area classification code for installations handling flammable fluids (UK).*

4.3 Maîtrise des sources d'ignition

La classification des zones dangereuses apporte des restrictions sur l'utilisation du matériel électrique ou non électrique ayant le potentiel de causer l'ignition des ATEX. Pour permettre de choisir ce matériel, quatre (04) critères sont à considérer :

4.3.0.1 Catégorie du matériel

Suivant le degré de protection contre les explosions, le tableau 4.1 donne la classification du matériel en 3 catégories adaptées aux zones ATEX selon l'article 7 de la directive européenne 2014/34/UE (auparavant Directive 94/9/CE ou ATEX 95) pour les installations de surface.

Tableau 4.1 – Catégorie du matériel du groupe II (installation de surface) [27]

Zone	Catégorie	Niveau de protection	Matériel
0	1 G	Très haute	Possédant deux moyens indépendants d'assurer la protection ou la sécurité, même lorsque deux défaillances se produisent indépendamment l'une de l'autre.
1	2 G	Haute	Adapté à une exploitation normale et à des perturbations survenant fréquemment, ou aux équipements pour lesquels les défauts de fonctionnement sont normalement pris en compte.
2	3 G	Normale	Adapté à une exploitation normale.

4.3.0.2 Groupes et subdivisions des gaz

Diverses substances peuvent s'enflammer suite à l'apport d'une énergie suffisante, plus cette dernière est faible, plus la substance est dangereuse. Le tableau 4.2 donne les quatre groupes des gaz établis sur la base de cinq gaz représentatifs (utilisés pour les essais) :

Tableau 4.2 – Groupes et subdivisions des gaz [27]

Substance	Groupe de gaz et subdivisions	Énergie Minimale d'inflammation (μj)
Mines (groupe I)		
Méthane	I	300
Installation de surface (groupe II)		
Propane	II A	240
Éthylène	II B	70
Hydrogène / Acétylène	II C	17

4.3.0.3 Classes de température

Chaque substance peut s'enflammer sous l'effet de la chaleur à une température caractéristique dite température minimale d'inflammation ou auto-inflammation, plus celle-ci est faible plus la substance est dangereuse. En conséquence, les matériels destinés

à être utilisés dans une ATEX sont classés dans le tableau 4.3 de T1 à T6 en fonction de la température maximale de surface.

Tableau 4.3 – Classes de température maximale de surface [27]

Classe de température	Valeur maximale (°C)
T1	450
T2	300
T3	200
T4	135
T5	100
T6	85

4.3.0.4 Modes de protection

Deux modes de protection sont à déployer selon le type de matériel :

a) Matériels électriques :

Les différents modes de protection pour le matériel électrique sont classés selon trois principes [27] :

- Suppression de l'atmosphère explosive :
  - Surpression interne (P)
  - Immersion dans l'huile (O)
  - Encapsulage (M)
- Suppression de la source d'inflammation :
  - Sécurité augmentée (E)
  - Sécurité intrinsèque (I)
- Non propagation de l'inflammation :
  - Enveloppe antidéflagrante (D)
  - Remplissage pulvérulent (Q)

b) Matériels non électriques :

- Enveloppe à circulation (FR)
- Enveloppe antidéflagrante (D)
- Sécurité intégrée
- Sécurité à la construction (C)
- Contrôle de la source d'inflammation (B)
- Surpression interne
- Immersion dans un liquide

La relation entre les catégories de matériel et les modes de protection est établie dans le tableau 4.4.

Tableau 4.4 – Catégories et matériel de protection [27]

Catégorie	Mode de protection	
	Matériel électrique	**Matériel non-électrique**
1 G	- Sécurité intrinsèque (I)	- Sécurité à la construction (C) - Contrôle de la source d'inflammation (B) - Sécurité intégrée - Surpression interne
2 G	- Mode de protection pour 1 G - Immersion dans l'huile (O) - Surpression interne (P) - Remplissage pulvérulent (Q) - Enveloppe antidéflagrante (D) - Sécurité augmentée (E) - Encapsulage (M)	- Mode de protection pour 1 G - Enveloppe antidéflagrante (D)
3 G	- Modes de protection pour 2 G - Modes de protection (n)	- Mode de protection pour 2 G - Enveloppe à circulation limitée (FR)

4.4 Méthodologie de classification

Dans le cadre de la mise en conformité de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG), nous avons choisi le Code IP15 version 2015 comme référentiel, il est basé sur des modèles de dispersion et des calculs de probabilité, avec une méthodologie simple à mettre en œuvre selon les trois approches de classification des zones dangereuses.

Nous allons procéder par l'approche Point source à cause de la variation de la pression et les équipements dans l'UTG. La mise en place de cette approche se fait selon les étapes suivantes :

4.4.1 Identification des points sources

Cette étape consiste à identifier tous les points sources (Vannes, brides, connexions des instruments), leurs caractéristiques (dimensions, hauteur) [21].

4.4.2 Détermination de la classe du rejet

Trois classes de rejet sont définies en termes de leur fréquence et leur durée :

- **Rejet continu (*continuous grade release*) :** un rejet présent en permanence ou fréquemment pour de courtes durées, il se présente pendant plus de 1000 heures par an [21].
- **Rejet de première classe (*first grade release*) :** un rejet périodique ou occasionnel durant les opérations normales, c-à-d un rejet anticipé durant les procédures opérationnelles, il se présente pendant 10 à 1000 heures par (Ex : point de prise d'échantillons) [21].

– **Rejet de seconde classe (*Secondary grade release*) :** un rejet non anticipé qui se produit rarement durant les opérations normales, il résulte d'une erreur d'opération ou d'une défaillance d'équipements, il se présente pendant une durée moins de 10 heures par an. (fuites à partir des vannes, brides . . .) [21].

4.4.3 Détermination de la catégorie du fluide

Lorsque le fluide inflammable est un liquide, sa volatilité est une propriété clé, car elle déterminera l'étendue de la formation de vapeur due au rejet. Dans les unités de traitement typiques, il existe des variations de température, de pression et de composition du fluide qui affectent la volatilité de la substance libérée [21].

L'approche Point source utilise cinq (05) catégories de fluides (trois liquides et deux gaz), telles qu'elles sont définies dans le tableau 4.5.

Tableau 4.5 – Catégories des fluides [21]

Catégorie du fluide	Description
A	Liquide inflammable s'évapore rapidement après sa libération dans l'atmosphère, cette catégorie inclut : - (a) Tout Gaz Pétrole Liquéfié (GPL) ou liquide inflammable plus léger. - (b) Tout liquide inflammable à une température suffisante pour produire lors du sa libération plus de 40 en volume de vaporisation sans apport de chaleur autre que celle de l'ambiance.
B	Liquide inflammable, n'est pas inclut dans la catégorie A, mais à une température suffisante pour s'évaporer lors de sa libération à l'atmosphère.
C	Liquide inflammable, n'est pas inclut dans la catégorie A et B, mais se trouve lors de sa libération à une température supérieure à son point d'éclair, ou forme un brouillard ou aérosol inflammables.
G (i)	Gaz naturel typique, riche en méthane.
G (ii)	Hydrogène de raffinerie.

4.4.4 Établissement de la classification des zones

La détermination de la classe de rejet nous permet de choisir la classification de la zone concernée [21] :

– Zone 0 pour rejet continu.
– Zone 1 pour le rejet de première classe.
– Zone 2 pour le rejet de seconde classe.

4.4.5 Détermination du niveau de fréquence des rejets

A) Déterminer l'exposition :

Les travailleurs se trouvant en zone 2 sont exposés à plusieurs sources de rejets. Dans l'optique de tenir compte des sources multiples, un paramètre appelé Exposition (Exp) est utilisé comme suit [21] :

$$Exp = P_{occ} \times N_{range}$$

P_{occ} **:** La probabilité que le travailleur se trouve dans la zone dangereuse, c'est le nombre d'heures passés par un individu dans la zone dangereuse par an divisé par le nombre d'heures par an avec un maximum de 1920 h/an (40 h $\times$ 48 $semaines$). Cela correspond à P_{occ} de 0,22 c-à-d 1920/8760. Quatre (4) valeurs sont sélectionnées pour la zone 2 :

- 100 % du temps $P_{occ} = 0,22$
- Une moyenne de 5 $h/jour$ $\Longrightarrow$ $P_{occ} = 0,13$
- Une moyenne de 2 $h/jour$ $\Longrightarrow$ $P_{occ} = 0,055$
- Une moyenne de 1 $h/jour$ $\Longrightarrow$ $P_{occ} = 0,028$

N_{range} **:** Le nombre moyen des sources de rejets pouvant affecter un individu durant le temps où il se trouvera dans la zone dangereuse. Le tableau 4.6 présente les valeurs suggérées pour un nombre moyen de sources de rejets auxquelles un individu est exposé.

Tableau 4.6 – Le nombre moyen des sources de rejets « N_{range} » (Table C8-IP15) [21]

Activité	Description	N_{range}
Patrouille générale dans un site ouvert	Le rayon de danger des brides / vannes est typiquement 1,5 - 3,0 m et donc uniquement les sources de rejet à grand rayon (par ex. pompes standard) affecteront le travailleur.	1
Patrouille générale dans un site encombré	Comme ci-dessus, permet cependant l'encombrement et la proximité de plusieurs sources de diffusion.	5
Inspection d'une zone à plusieurs sources de rejet	Inspection des équipements tels que pompes, compresseurs, collecteurs, etc. Observation d'une usine terrestre typique de 30 sources de rejet (à moins de 3 m) pour être typique.	30

B) Probabilité d'ignition :

Les sources d'ignition sont contrôlées au niveau de la zone 2. Cependant il est acceptable de localiser des sources d'ignition aux frontières Zone 2 / Zone non classée, une source d'ignition peut être localisée. Les tableau 4.7 et 4.8 donnent les cas typiques [21].

Tableau 4.7 – Probabilités d'ignition pour des sources variées (Table C10-IP15) [21]

Source d'ignition	**Description**	P_{ign}
Contrôlée	Là où le contrôle des sources d'ignition s'étend au-delà de la zone 2 (par exemple sur les installations Offshore où les sources d'inflammation sont liées au système de détection feu et gaz).	0,003
Faible	Source typique d'ignition dans la zone 2.	0,01
Moyenne	Ignition dû au trafic routier, aux sous-stations, bâtiments, équipements électriques non classés, moteurs, surfaces chaudes, etc.	0,1
Forte	Fortes sources d'inflammation continues telles que appareils de chauffage, torches, etc.	1

Tableau 4.8 – Calcul de la probabilité d'ignition (Table C11-IP15) [21]

Pourcentage du temps pendant lequel le travailleur passe dans les zones avec sources d'ignition				P_{ign}
Forte (%)	**Moyenne (%)**	**Faible (%)**	**Contrôlée (%)**	
100	0	0	0	1,000
40	40	20	0	0,442
20	40	40	0	0,244
10	50	40	0	0,154
0	100	0	0	0,100
0	60	40	0	0,064
0	50	50	0	0,055
0	40	60	0	0,046
0	10	90	0	0,019
0	0	100	0	0,010
0	0	90	10	0,009
0	0	50	20	0,007
0	0	0	100	0,.003

Finalement, les niveaux de rejets sont tirés de la figure 4.2 donnant les valeurs de la probabilité d'ignition en fonction de l'Exposition « Exp ».

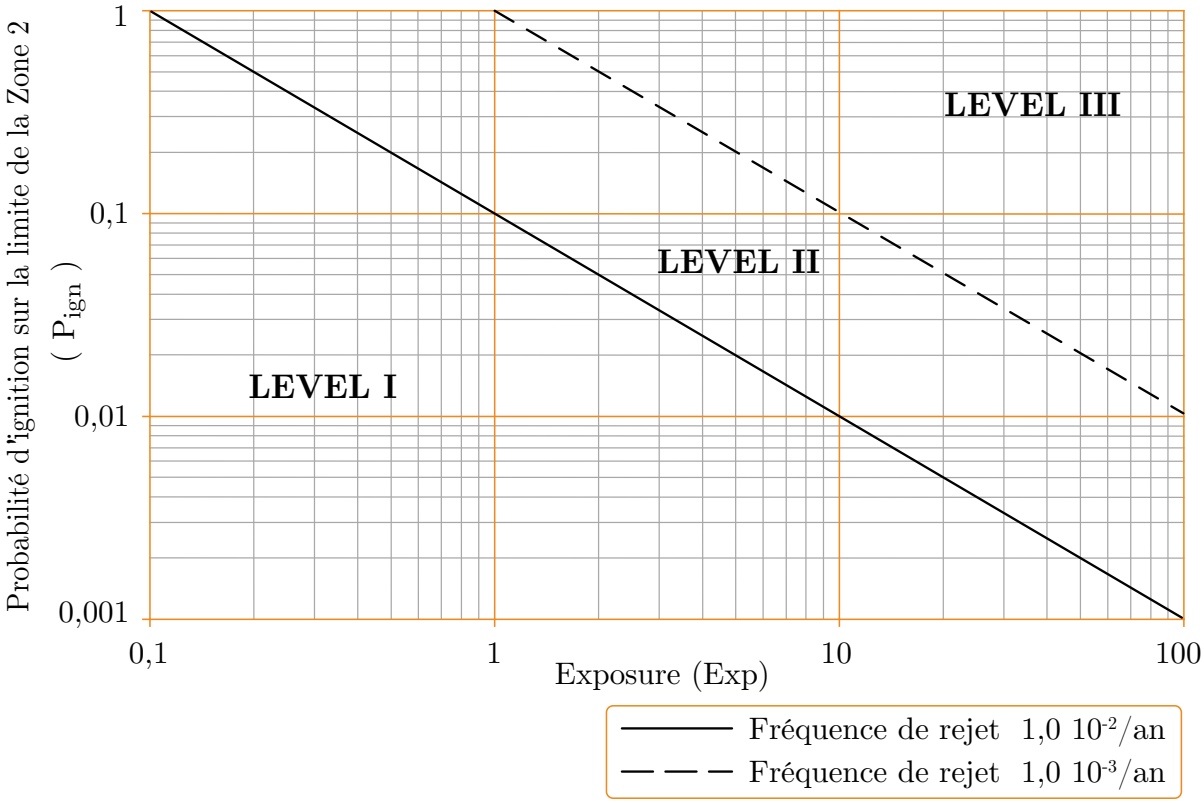


FIGURE 4.2 – Niveau de fréquence de rejet pour atteindre IR de 10^{-5} par an [21]

4.4.6 Détermination du diamètre équivalent des trous des rejets

Les dimensions des trous pour des rejets secondaires sont déterminées en fonction du niveau de fréquence à partir du tableau 4.9.

Tableau 4.9 – Diamètre équivalent selon les niveaux de fréquence du rejet [21]

Diamètre équivalent du rejet (mm)			
Type d'équipement	**Niveau 1** **Plus de** 10^{-2} **Rejet par an**	**Niveau 2** 10^{-2} **à** 10^{-3} **Rejet par an**	**Niveau 3** 10^{-3} **à** 10^{-4} **Rejet par an**
Joint simple avec douille d'accélérateur	2	5	10
Double joint	1	2	10
Pompe à piston	2	10	20
Compresseur centrifuge	1	5	30
Compresseur à piston	2	10	30
brides	1	1	5
vannes	1	2	10

4.4.7 Détermination du rayon de danger

La procédure de détermination des rayons (*Hazard radii*) dépend du degré de rejet (qu'ils soient continus, primaires ou secondaires) en raison de la différence de nature des rejets. Alors que les rejets continus et de première classe sont des rejets à des taux connus parce qu'ils ont été prévus, les rejets de seconde classe sont généralement des fuites dues aux défaillances des équipements, la taille du trou du rejet doit être estimée en utilisant une approche basée sur les risques [21].

Selon la catégorie du fluide, la pression et le diamètre équivalent du rejet nous déterminons les rayons de danger (*Hazard Radii*) R1 et R2 en utilisant le tableau 4.10.

Tableau 4.10 – Rayons de danger R1 et R2 (Table C4-IP15) [21]

Catégorie du fluide	**Pression de rejet (bars)**	**Rayon de danger R1(m)**				**Rayon de danger R2(m)**			
		Diamètre du rejet (mm)				**Diamètre du rejet (mm)**			
		1	**2**	**5**	**10**	**1**	**2**	**5**	**10**
A	5	2	4	8	14	2	4	16	40
	10	2,5	4	9	16	2,5	4,5	20	50
	50	2,5	5	11	20	3	5,5	20	50
	100	2,5	5	11	22	3	6	20	50
B	5	2	4	8	14	2	4	14	40
	10	2	4	9	16	2,5	4	16	40
	50	2	4	10	19	2,5	5	17	40
	100	2	4	10	20	3	5	17	40
C	5	2	4	8	14	2,5	4	20	50
	10	2,5	4,5	9	17	2,5	4,5	21	50
	50	2,5	5	11	21	3	5,5	21	50
	100	2,5	5	12	22	3	6	21	50
G(i)	5	< 1	< 1	< 1	1,5	< 1	< 1	1	2
	10	< 1	< 1	1	2	< 1	< 1	1,5	3
	50	< 1	1	2,5	5	< 1	1,5	3,5	7
	100	< 1	1,5	4	7	1	2	5	11
G(ii)	5	< 1	< 1	1,5	3	< 1	< 1	2	4
	10	< 1	1	2	4	< 1	1	2,5	5
	50	< 1	2	4	8	1	2	6	11
	100	1	2	6	11	2	3	8	14
GPL	1,5	2,5	3	6	10	2	3	7	30
	5	3	5	10	17	2	4	11	40
	10	3	5,5	10	20	2,5	4,5	13	37,5

Remarque : Les vannes fréquemment utilisées (telles que les vannes de contrôle) ayant des garnitures mécaniques où les fuites sont plus probables devraient être considérées comme source du rejet de classe primaire donnant lieu à une zone 1 d'un rayon de danger de 0,3 m [21].

4.4.8 Détermination des zones dangereuses

La relation entre le rayon de danger R1 et l'enveloppe tridimensionnelle de la zone dangereuse est déterminée selon la figure 4.3. Le facteur de forme dépend de la hauteur, de l'orientation du rejet et du rayon de danger R1 [21] :

- Les rejets au-dessous de 1 mètre sont influencés par le sol, ils ont un rayon de danger R2.
- Les rejets au-dessus de 1 mètre, mais à des hauteurs inférieures à R1 + 1 sont influencés par le sol si les rejets sont dirigés vers le bas et descendent à moins de 1 mètre.
- Les rejets à des hauteurs au-dessus de R1 + 1 sont indépendants du sol.

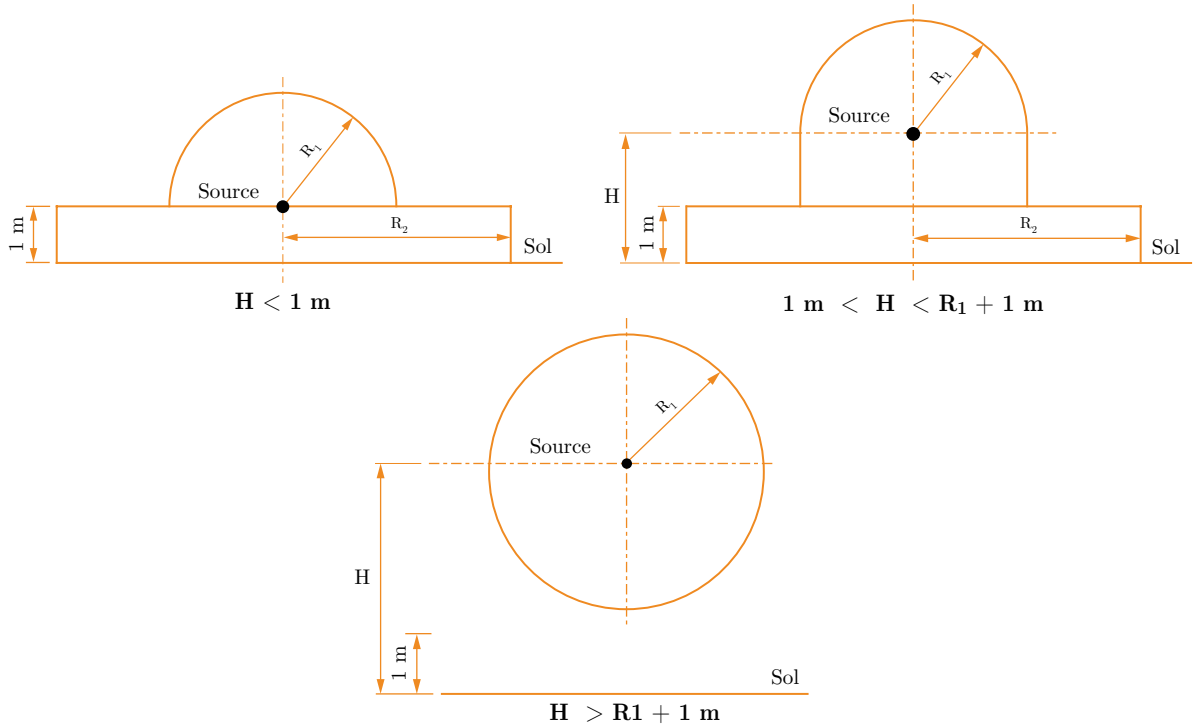


FIGURE 4.3 – Facteur de forme de la zone dangereuse [21]

Dans le cas de proximité de plusieurs sources de rejets, il faut envisager de combiner les zones dangereuses à partir des points sources.

4.5 Détermination des zones ATEX dans l'UTG

La mise en œuvre de l'approche « Point source » issu du **code IP 15** nous a amenés à identifier 143 sources de rejet. Pour faciliter la tâche, nous avons décomposé l'UTG en cinq (05) sous unités :

- Manifold d'admission.
- Séparateurs S101 C-D et leurs accessoires.
- Séparateurs S202 C-D et leurs accessoires.
- Séparateur S301 C/D et ses accessoires.

– Éléments de piping (*Vannes Joule Thomson, PCV401, SDV M451, BDV M452*).

Pour chaque sous unité nous avons déterminé les caractéristiques de chaque point source :

– Classe de rejet.
– Classification des zones.
– La catégorie du fluide (Catégorie G(i) pour le gaz, catégorie B pour le condensat).
– Niveau de fréquence, selon la **section 4.4.5** (page 83) :

$$Exp = P_{occ} \times N_r ange = 0,13 \times 30 = 3,9$$

$$P_{ign} = 0,046$$

D'après la figure 4.2, les rejets au sein de l'UTG correspondent au niveau II.

– Diamètre du rejet tiré à partir du tableau 4.9 :

1 mm, pour les brides et 2 mm, pour les vannes.

4.5.1 Zonage ATEX du manifold

Nous avons identifié 36 sources de rejet au niveau du manifold, les résultats des rayons de danger sont repris dans le tableau E.1 (vois **l'annexe E**, page 193). Les interactions entre les différentes zones ATEX sont illustrées à partir du plan de dessus dans la figure 4.4.

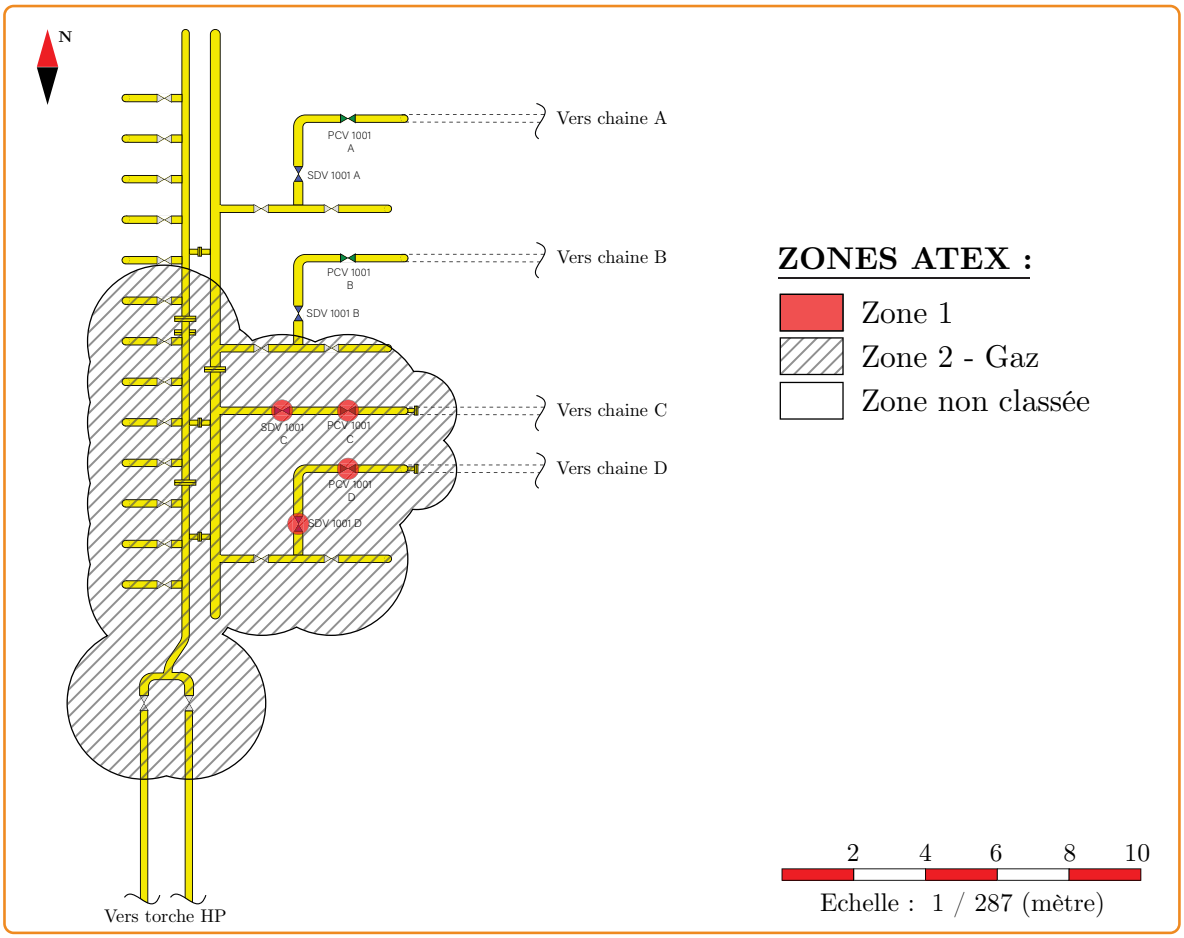


FIGURE 4.4 – Plan de dessus du Zonage ATEX du manifold

Nous observons la présence d'une Zone 1 autour des vannes PCV1001 C-D, SDV1001 C-D d'un rayon R1 de 0,3 mètre, une zone 2 couvrant la quasi-totalité du manifold d'un rayon de danger R1 inférieure à 2 mètres à partir de chaque source.

Pour mieux visualiser la forme réelle de la totalité des zones et leurs interactions, nous avons opté pour une modélisation à trois dimensions du manifold en utilisant le *CINEMA 4D R20* illustrée dans la figure 4.5.

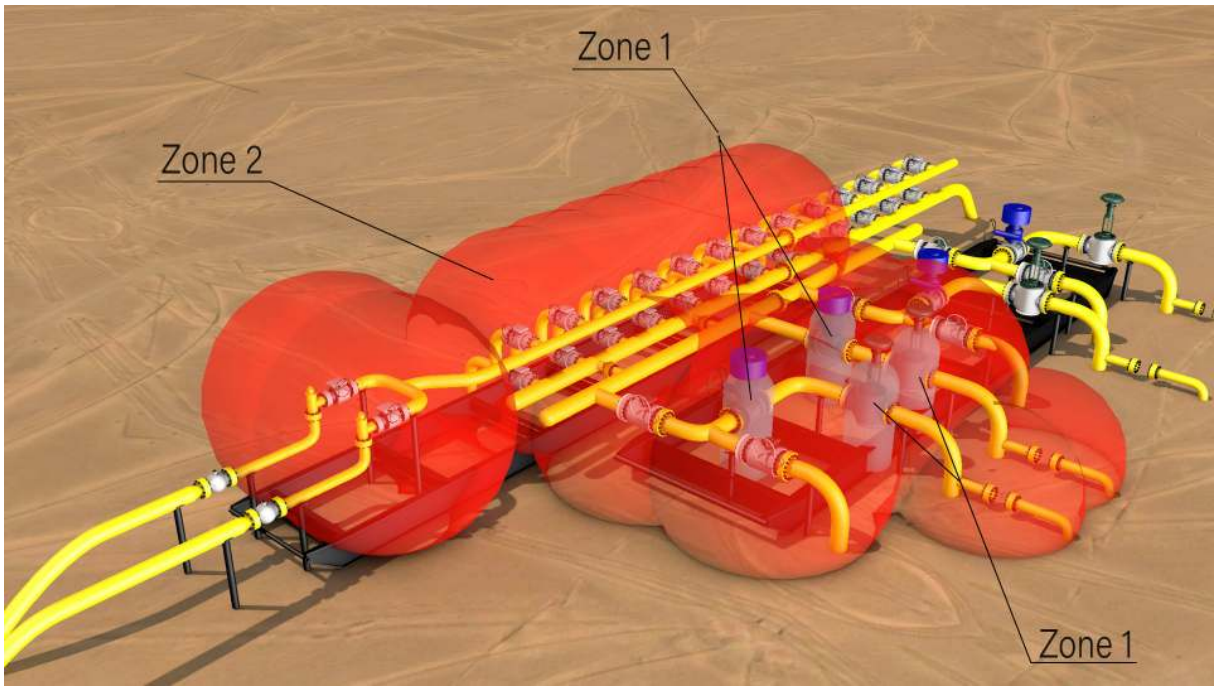


FIGURE 4.5 – Présentation 3D des zones ATEX - manifold

4.5.2 Zonage ATEX du séparateur S101

Nous avons identifié 24 sources de rejet au niveau de chaque séparateur S101, les résultats des rayons de danger sont repris dans le tableau E.2 (vois **l'annexe E**, page 194). Les interactions entre les différentes zones ATEX sont illustrées dans la figure 4.6.

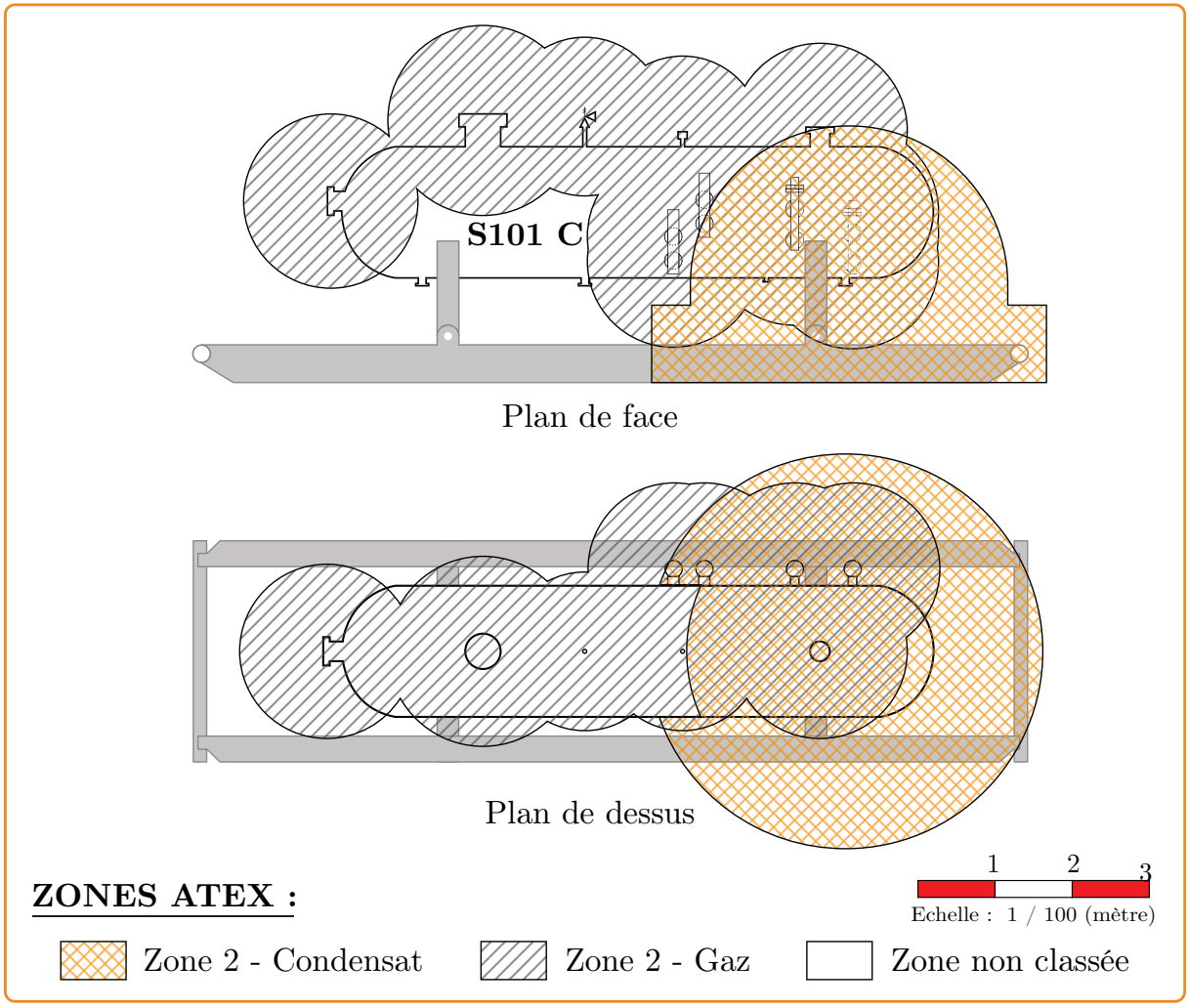


FIGURE 4.6 – Plan de dessus du Zonage ATEX du séparateur S101

Nous observons une zone 2 générée par les rejets gazeux couvrant la partie supérieure du séparateur d'un rayon de danger R1 inférieure à 2 mètres à partir de chaque source, ainsi une zone 2 générée par un rejet de condensat couvrant la partie inférieure droite.

Contrairement au gaz, le condensat est plus dense que l'air, donc l'effet du sol est considéré ce qui explique la présence d'un rayon de danger de sol R2. La zone 2 – condensant est remarquablement plus grande que celle du gaz à cause de l'effet de vaporisation.

Nous avons identifié une zone 1 autour de la vanne de contrôle LCV 102 d'un rayon R1 de 0,3 mètre, cependant, la schématisation en plan de la figure 4.6 ne permet pas de la visualiser. Pour mieux visualiser la forme réelle de la totalité des zones et leurs interactions, nous avons opté pour une modélisation à trois dimensions du séparateur S101 en utilisant le *CINEMA 4D R20* illustrée dans la figure 4.7.

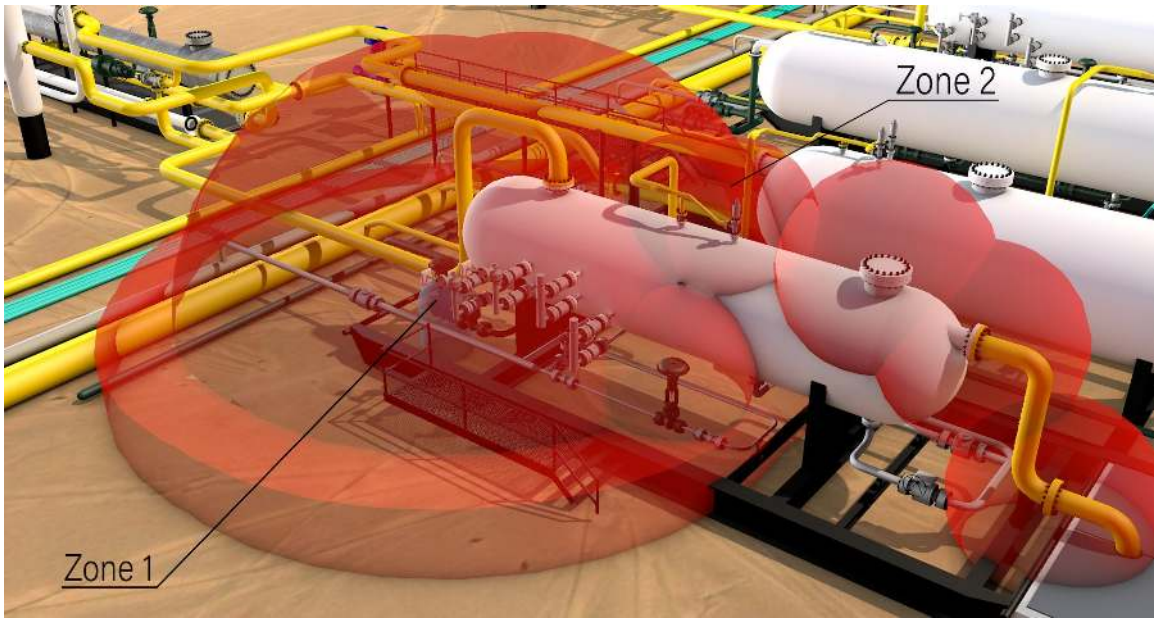


FIGURE 4.7 – Présentation 3D des zones ATEX – Séparateur S101

4.5.3 Zonage ATEX du séparateur S202

Nous avons identifié 23 sources de rejet au niveau de chaque séparateur S202, les résultats des rayons de danger sont repris dans le tableau E.3 (vois **l'annexe E**, page 195). Les interactions entre les différentes zones ATEX sont illustrées dans la figure 4.8.

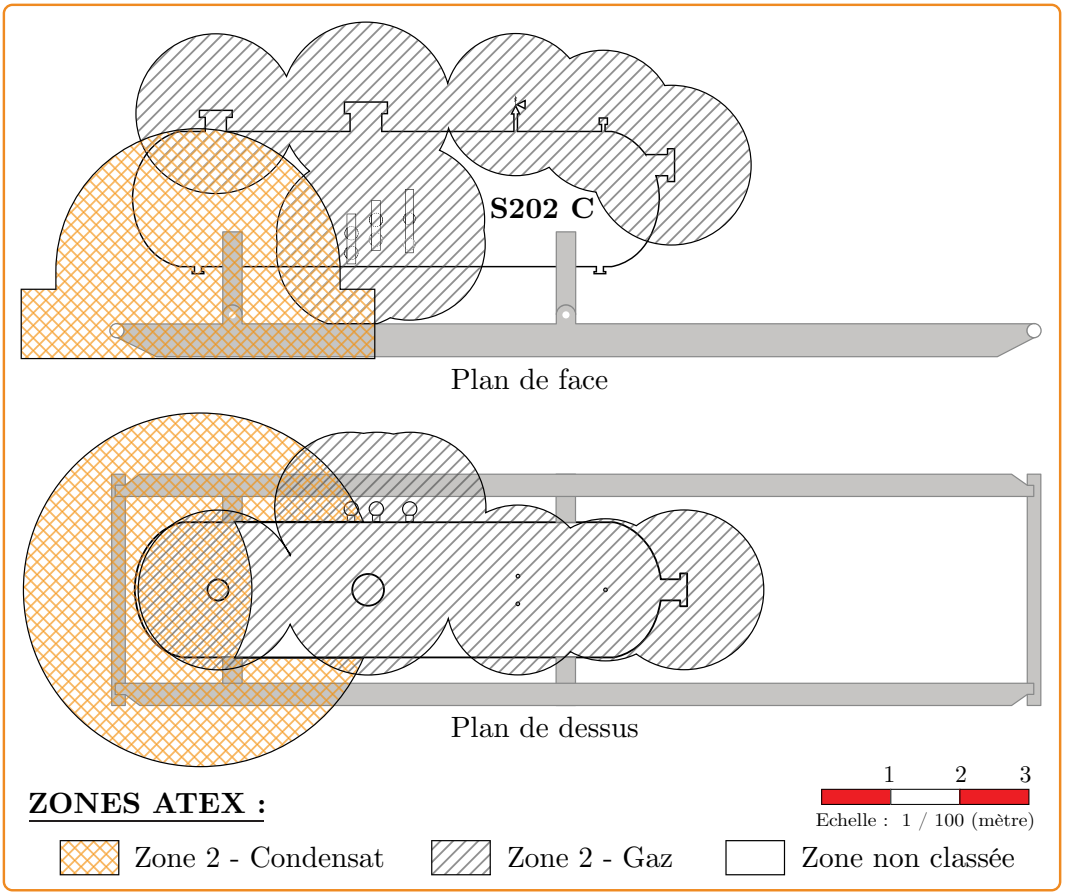


FIGURE 4.8 – Plan de dessus du Zonage ATEX du séparateur S202

Nous observons une zone 2 générée par les rejets gazeux couvrant la partie supérieure du séparateur d'un rayon de danger R1 inférieure à 2 mètres à partir de chaque source, ainsi une zone 2 générée par un rejet de condensat couvrant la partie inférieure gauche.

Contrairement au gaz, le condensat est plus dense que l'air, donc l'effet du sol est considéré ce qui explique la présence d'un rayon de danger de sol R2. La zone 2 – condensant est remarquablement plus grande que celle du gaz à cause de l'effet de vaporisation.

Nous avons identifié une zone 1 autour de la vanne de contrôle LCV 201 d'un rayon R1 de 0,3 mètre, cependant, la schématisation en plan de la figure 4.8 ne permet pas de la visualiser. Pour mieux visualiser la forme réelle de la totalité des zones et leurs interactions, nous avons opté pour une modélisation à trois dimensions du séparateur S202 en utilisant le *CINEMA 4D R20* illustrée dans la figure 4.9.

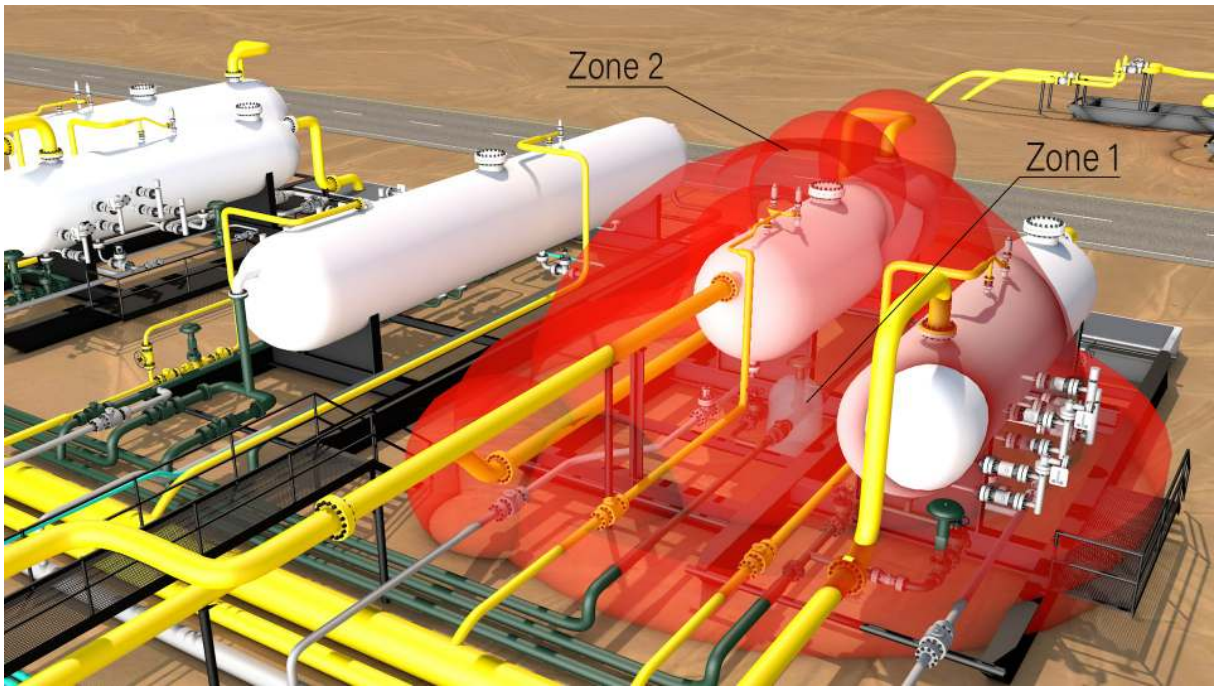


FIGURE 4.9 – Présentation 3D des zones ATEX – Séparateur S202

4.5.4 Zonage ATEX du séparateur S301

Nous avons identifié 41 sources de rejet au niveau du séparateur S301, les résultats des rayons de danger sont repris dans le tableau E.4 (vois **l'annexe E**, page 196). Les interactions entre les différentes zones ATEX sont illustrées à partir du plan de dessus dans la figure 4.10.

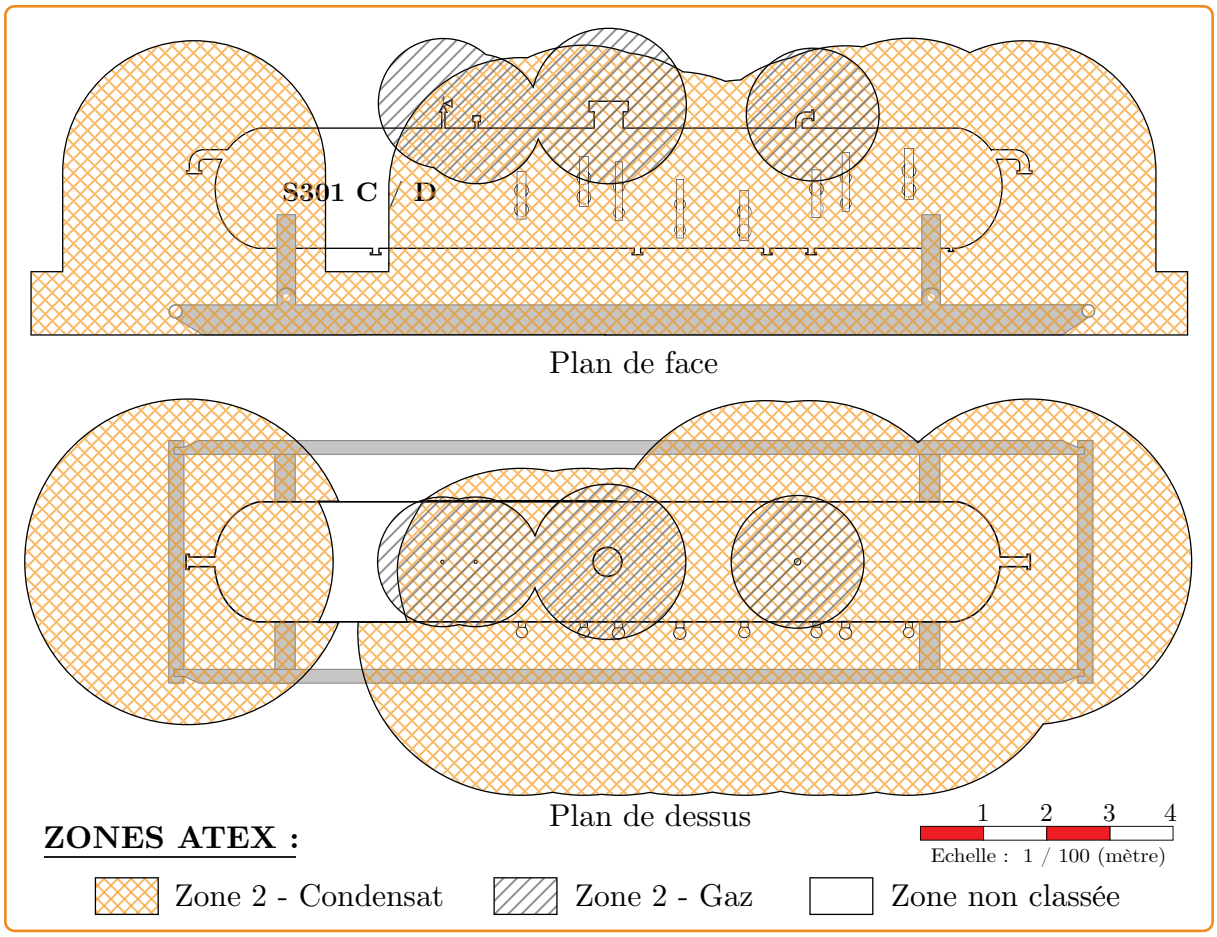


FIGURE 4.10 – Plan de dessus du Zonage ATEX du séparateur S301

Nous observons une zone 2 générée majoritairement par les rejets du condensat couvrant la totalité du séparateur d'un rayon de danger R1 inférieure à 5 mètres à partir de chaque source.

Contrairement au gaz, le condensat est plus dense que l'air, donc l'effet du sol est considéré ce qui explique la présence d'un rayon de danger de sol R2. La zone 2 – condensant est remarquablement plus grande que celle du gaz à cause de l'effet de vaporisation.

Nous avons identifié une zone 1 autour de la vanne de contrôle LCV 302, LCV303, PCV301 d'un rayon R1 de 0,3 mètre, cependant, la schématisation en plan de la figure 4.10 ne permet pas de la visualiser. Pour mieux visualiser la forme réelle de la totalité des zones et leurs interactions, nous avons opté pour une modélisation à trois dimensions du séparateur S301 en utilisant le *CINEMA 4D R20* illustrée dans la figure 4.11.

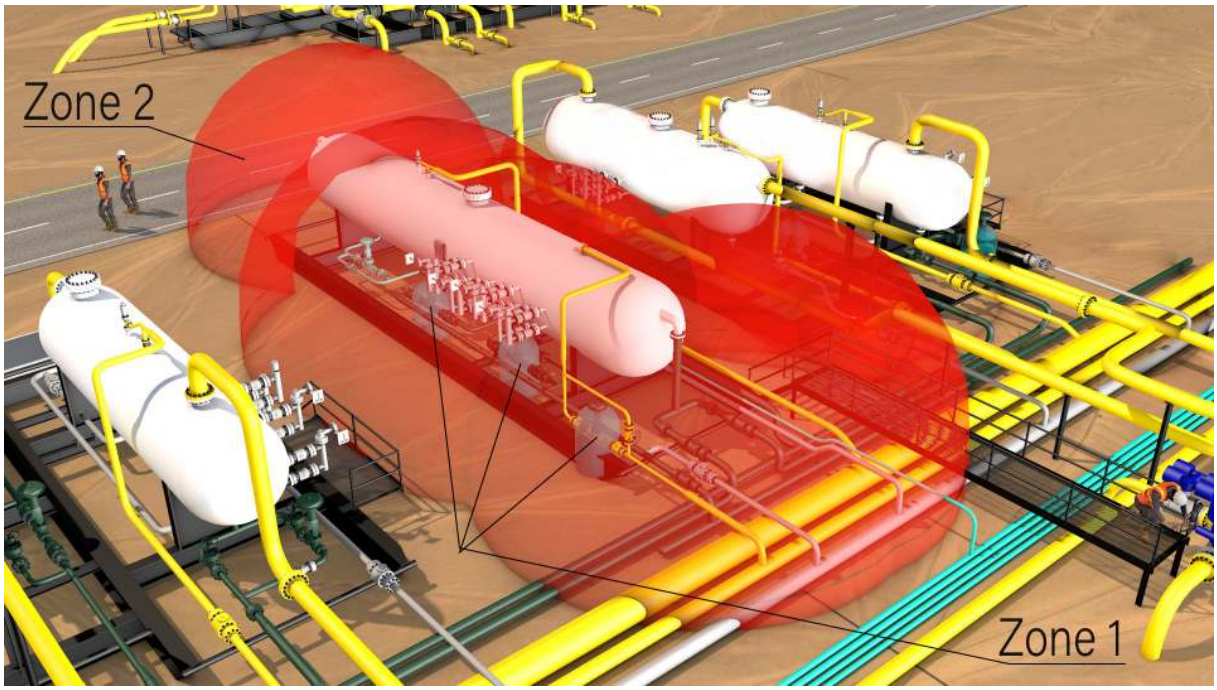


FIGURE 4.11 – Présentation 3D des zones ATEX – Séparateur S301

4.5.5 Zonage ATEX des autres éléments de piping

Pour le reste de l'UTG, nous avons identifié 19 sources de rejet pour chaque chaine, les résultats des rayons de danger sont repris dans le tableau E.5 (vois **l'annexe E**, page 197). Les interactions entre les différentes zones ATEX sont illustrées à partir du plan de dessus dans la figure 4.12.

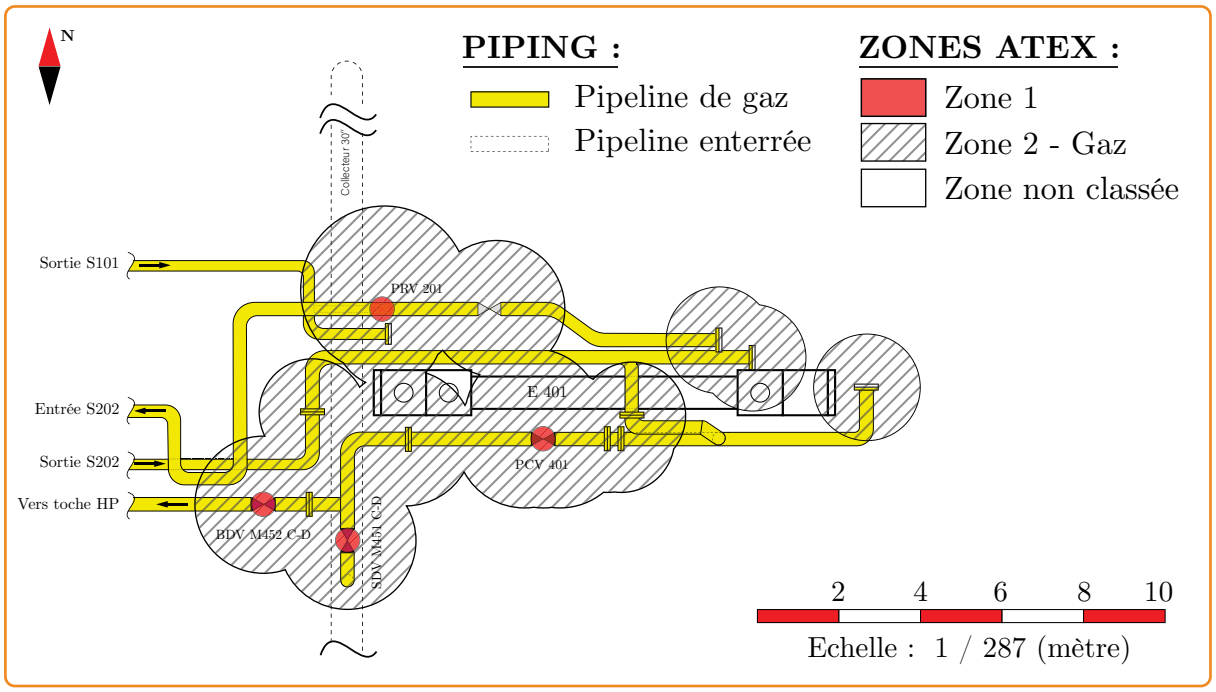


FIGURE 4.12 – Plan de dessus du Zonage ATEX – Partie est de l'UTG

Nous observons une zone 2 générée par les rejets gazeux d'un rayon de danger R1 inférieure à 2 mètres réparties autours des brides et des vannes.

Nous avons identifié une zone 1 autour de la vanne de contrôle PRV 201, PCV 401, SDV M451, BDV M452 d'un rayon R1 de 0,3 mètre, cependant, la schématisation en plan de la figure 4.12 ne permet pas de la visualiser. Pour mieux visualiser la forme réelle de la totalité des zones et leurs interactions, nous avons opté pour une modélisation à trois dimensions de cette section de l'UTG en utilisant le *CINEMA 4D R20* illustrée dans la figure 4.13.

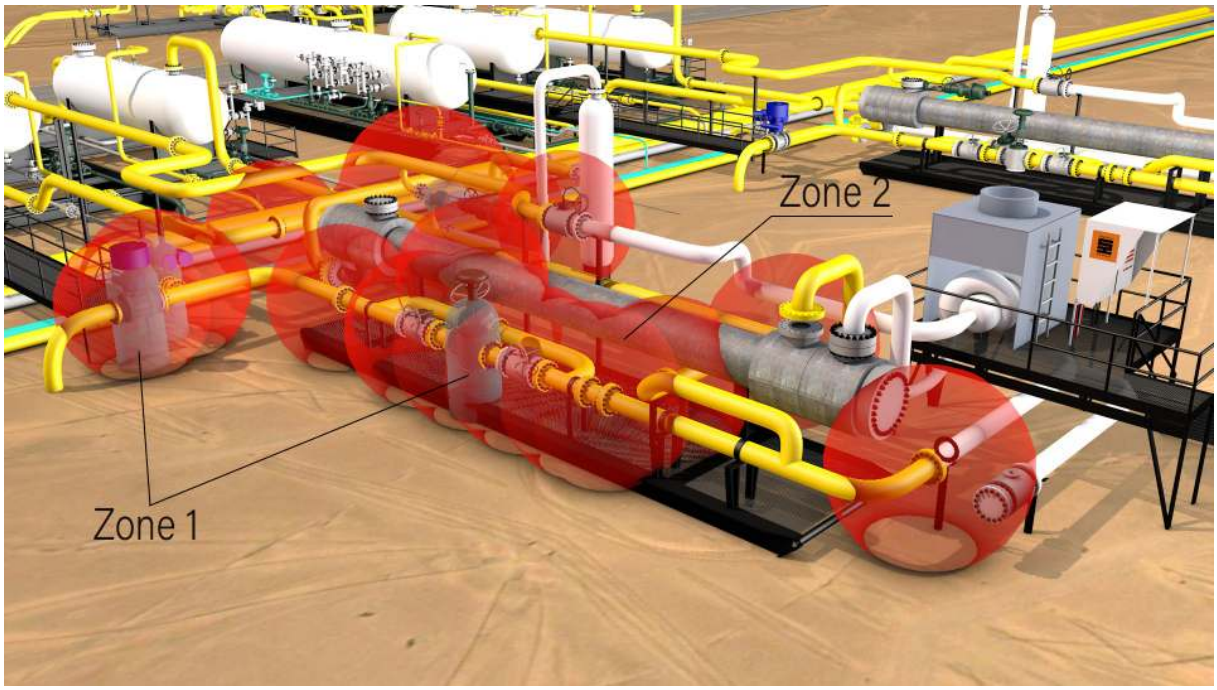


FIGURE 4.13 – Présentation 3D des zones ATEX – Partie est de l'UTG

4.5.6 Récapitulatif du zonage ATEX

Finalement, nous avons conçu un plan de masse en tenant en compte les modifications apportées par le projet de réhabilitation de l'UTG. Ce plan nous permet de réaliser le zonage ATEX de la totalité de l'unité tel qu'il est illustré dans la figure 4.14 par la synthèse des résultats des cinq sous-unités.

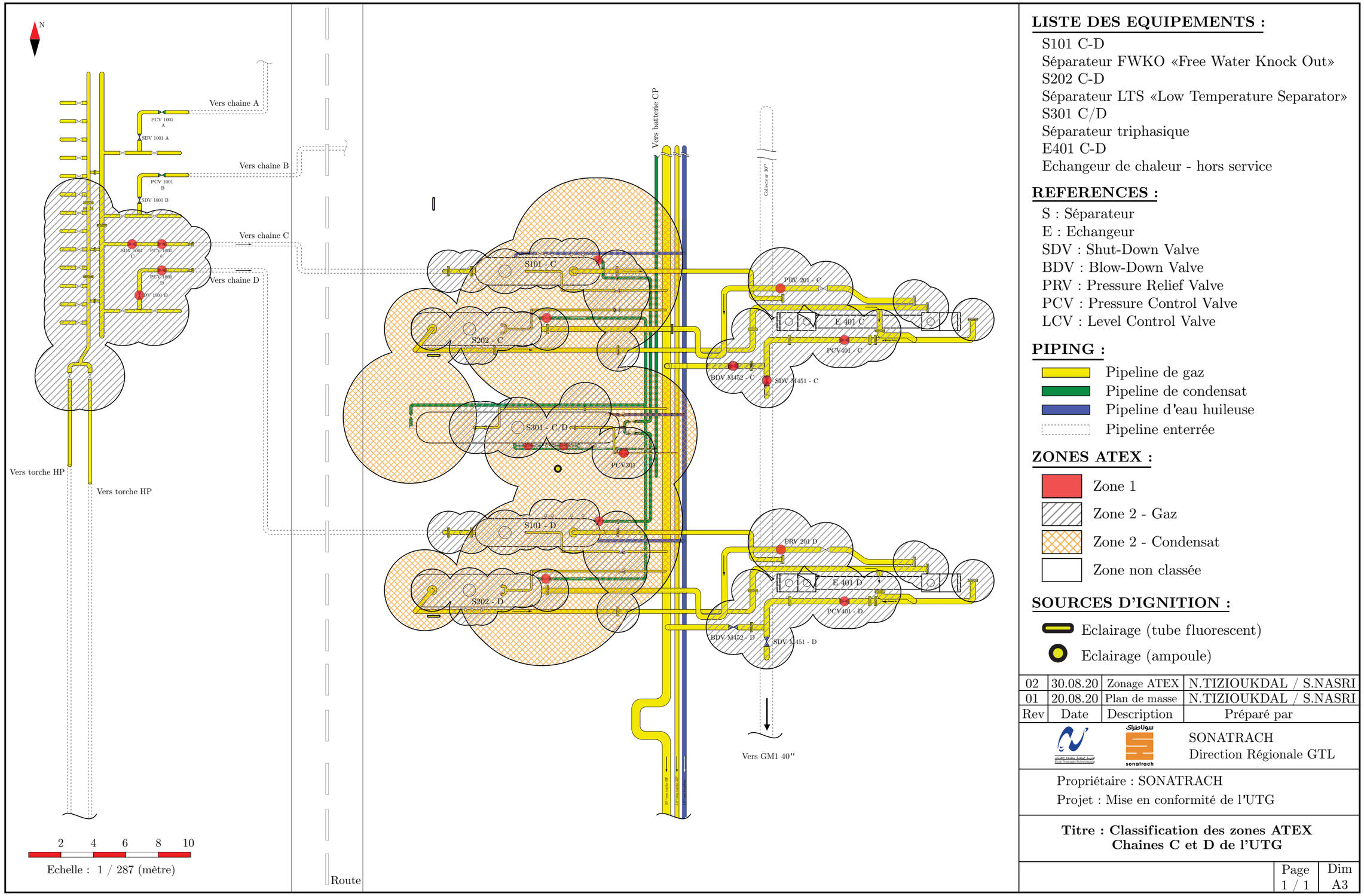


FIGURE 4.14 – Zonage ATEX sur le plan de masse de l'UTG

4.6 Adéquation du matériel en zones ATEX à l'UTG

Le fonctionnement des équipements de l'UTG est assuré par des systèmes de contrôle pneumatiques, d'autre part, suite au projet de réhabilitation de l'unité certains équipements ont été isolés tel que le turbo-expander (appareil rotatif commandé par un système électronique). De ce fait, peu de matériel électrique sera utilisé.

4.6.1 Identification des sources d'ignition

Suite au diagnostic effectué sur les sources d'ignition, nous avons identifié quatre sources d'origine électrique, correspondant à l'éclairage, positionnées devant les séparateurs S202 C-D et S301 C/D tel qu'illustré dans la figure 4.14. Pour chaque source, nous avons déterminé le mode de protection adopté, la zone ATEX correspondante et la catégorie de protection requise. Les résultats sont repris dans le tableau 4.11.

Tableau 4.11 – Résultat du diagnostic sur les sources d'ignition

Source	**Mode de protection**	**Catégorie de protection**	**Zone ATEX**	**Catégorie de protection requise**
Éclairage (Lampe)	Enveloppe anti déflagrante ADF (D)	2 G	2	3 G
Éclairage (tube fluorescente)		2 G	2	3 G
			2	
			Non classée	

Notre cas d'étude requiert une protection normale (catégorie 3 G), d'après le tableau 4.1 (page 79) donnant les catégories du matériel du groupe II (installation de surface), les sources identifiées ont une haute protection (catégorie 2 G) pouvant être installées même dans une zone 1.

Cependant, la conformité des sources permanentes identifiées n'assure pas une protection absolue, il y a d'autres facteurs occasionnels à prendre en considération pouvant être à l'origine d'une ignition :

- Décharges électrostatiques : la décharge de parties conductrices isolées et chargées peut facilement donner des étincelles même à niveau énergétique très faible (300 μj pour le méthane) capables d'enflammer une ATEX.
- Les étincelles d'origine mécanique : sont issues des phénomènes de friction, de choc généralement durant les opérations de maintenance.
- La foudre : lorsqu'elle éclate dans une ATEX, l'ignition est inévitable. En outre les conducteurs de foudre peuvent atteindre des températures très élevées.

4.6.2 Plan d'actions

La protection contre l'explosion des ATEX est régie par des principes très précis pour assurer la sécurité des travailleurs et des installations. Le but est d'éliminer si possible toute atmosphère explosive ou d'éliminer toute source d'ignition. Pour cela, nous

allons proposer des mesures techniques et organisationnelles tel qu'il est prescrit dans l'instruction n° 06 de l'ARH.

a) **Mesures techniques**
   - La mise en place d'un système de détection de gaz.
   - Vérification de l'intégrité de la protection anti déflagrante mise en place au niveau des sources d'ignition identifiées.
   - Vérification de l'intégrité de la mise à la terre des équipements pour prévenir l'accumulation des charges électrostatiques.
   - Utilisation des gardes de brides : dispositif sous forme d'anneau métallique ou une enveloppe entourant les brides utilisées comme protection supplémentaire pour réduire la probabilité des fuites [28].

b) **Mesures organisationnelles / opérationnelles**
   - La signalisation : les zones identifiées doivent être signalées par un affichage du plan des zones ATEX ainsi que les panneaux d'avertissement signalant les zones dangereuses.
   - Restrictions sur l'accès à l'unité :
     - Exigence d'un permis de pénétration des véhicules.
     - Exigence d'un permis de travail à chaud.
     - Interdiction de fumer, de porter le téléphone portable et de photographier.
     - Porter des vêtements de travail conformes en zones ATEX.
   - Utiliser des outils anti-étincelles lors des opérations de maintenance.

Conclusions

Pour prévenir les risques des atmosphères explosives dans une installation d'hydrocarbures telle que l'unité de traitement du gaz (UTG), il est impératif d'agir sur la probabilité de coïncidence du nuage explosif et la source d'ignition.

Dans un premier temps, nous avons passé en revue le contexte règlementaire gérant la prévention des ATEX selon les directives européennes ATEX 95, ATEX 137. Puis nous nous sommes focalisés sur la règlementation algérienne régit par le décret exécutif 14.349 et l'instruction n° 06 de l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures.

Par la suite, nous avons introduit les différentes approches adoptées pour la classification des zones : l'approche point source, l'approche basée sur le risque et l'approche d'exemple direct.

Nous avons procédé par l'approche point source, la plus approprié dans le cadre de la mise en conformité de l'UTG. Pour ce faire, nous nous sommes référés au Code IP-15 de l'institut d'énergie britannique. L'application de la méthodologie adoptée par ce Code nous a permis d'identifier 143 points source nous amenant à classifier les zones dangereuses et à les visualiser en plan et en espace.

Par la suite, nous avons révélé les sources d'ignitions, leurs modes de protection, la zone ATEX correspondante et le mode de protection requis. Finalement, nous avons proposé un plan d'action pour améliorer la sécurité en matière d'atmosphères explosives. Les résultats du présent chapitre seront le point de départ pour le dimensionnement d'un système de détection Feu et Gaz au cours du prochain chapitre.

Chapitre 5

Mise à niveau de la sécurité fonctionnelle de l'UTG

Sommaire

Introduction **100**
5.1 Introduction aux systèmes instrumentés de sécurité **100**
5.1.1 Constitution d'un SIS 101
5.1.2 Fonction instrumentée de sécurité 102
5.1.3 Paramètres de performance de sécurité des SIS 103
5.1.4 Niveau d'intégrité de sécurité (SIL) 103
5.2 Couche multiple d'un SIS **104**
5.3 Niveaux d'arrêt d'une installation **105**
5.4 Diagnostic de l'unité de traitement du gaz **106**
5.5 Conception du système d'arrêt équipement SD 3 . . . . . **107**
5.5.1 Détermination du SIL requis des SIF 108
5.5.2 Optimisation de la structure d'une boucle instrumentée de sécurité 109
5.5.3 Modélisation du problème d'optimisation des SIF 109
5.5.4 Détermination de la structure optimale des SIF 111
5.5.5 Récapitulatif des boucles instrumentées optimales 113
5.6 Évaluation de l'efficacité du système d'arrêt SD 3 . . . . . **114**
5.7 Maintien du niveau SIL du système d'arrêt SD 3 . . . . . **116**
5.8 Mise en place du système d'arrêt SD 3 . . . . . **119**
Conclusion **121**

Introduction

Les moyens à mettre en œuvre pour réduire les risques sont nombreux et variés, la conception du procédé et le choix des équipements participent en premier lieu à la réduction du risque. On peut aussi agir sur le système de contrôle et de commande du procédé, en prévoyant par exemple des redondances et des solutions de repli en cas de dysfonctionnement. Ces approches ne sont pas toujours suffisantes. Pour réduire encore les risques, il faut prévoir des systèmes de sécurité. Ceux-ci entrent en action lorsque le procédé se trouve dans des conditions anormales de fonctionnement et qu'une situation dangereuse se développe. Il existe différents types de sécurité : les sécurités passives (confinement, rétention ...), les sécurités actives présentes sur le procédé (soupapes, disque de rupture ...) et enfin les sécurités actives instrumentées. Ces dernières appartiennent aux Systèmes Instrumentés de Sécurité (SIS).

Présent chapitre, nous allons proposer et concevoir un système instrumenté de sécurité, il s'agit d'un système d'arrêt d'équipement basé sur notre diagnostic effectué au niveau de l'UTG en prenant en considération les résultats issus de l'évaluation quantitative des risques (QRA) développée dans le chapitre 3.

Dans un premier temps, nous allons présenter un aperçu général sur les systèmes instrumentés de sécurité selon la norme internationale IEC 61511 et leurs différents niveaux adoptés dans la sécurité des procédés pétroliers et gaziers. Par la suite, nous allons présenter les résultats du diagnostic effectué dans lequel nous avons relevé les insuffisances liées à la sécurité fonctionnelle de l'UTG.

Par suite, nous allons entamer la démarche de conception du système au niveau du séparateur S301 afin de prévenir l'infiltration du gaz pour la maîtrise du scénario critique de la perte de confinement, adopter des techniques d'optimisation pour une meilleure fiabilité avec minimum de coût par le développement d'un algorithme d'optimisation adapté et effectuer une évaluation de l'efficacité du système pour démontrer son aptitude de réduction de risque, ses tests de fonctionnement pour maintenir sa fiabilité dans le temps.

Finalement, nous conclurons par une proposition optimale de sa mise en place sur terrain afin de minimiser les couts de modifications.

5.1 Introduction aux systèmes instrumentés de sécurité

Un SIS est un système de sécurité indépendant du système de conduite, il génère des alarmes à destination des opérateurs, et des actions automatiques qui permettent de maintenir l'installation dans des conditions sûres de fonctionnement ce qui nécessite une énergie extérieure pour initier ses composants et mener à bien sa fonction de sécurité [29].

La norme [IEC 61508, 1998] (à vocation générale) définit les systèmes relatifs aux applications de sécurité par : un système E/E/EP (électrique / électronique / électronique programmable) relatif aux applications de sécurité comprenant tous les éléments du système nécessaires pour remplir la fonction de sécurité.

La norme IEC 61511-2000 (orientée vers les industries des procédés) définit quant à elle le SIS de la façon suivante : système instrumenté utilisé pour mettre en œuvre une ou plusieurs fonctions instrumentées de sécurité (SIF). Un SIS se compose de n'importe quelle combinaison de capteurs, d'unités logiques et d'éléments terminaux.

5.1.1 Constitution d'un SIS

Un SIS est constitué par une chaîne de traitement comprenant une prise d'information (capteur, détecteur ...), un système de traitement (automate, calculateur, relais ...) et une action (actionneur avec ou sans intervention d'un opérateur) et des moyens de communication (analogiques, numériques ...) pour réaliser une fonction de sécurité. Les composants d'un SIS nécessitent une alimentation en énergie et en utilités pour fonctionner [30].

La figure 5.1 illustre les trois sous-fonctions principales qui composent un SIS, il s'agit des sous-fonctions « détection, traitement de l'information et actionnement ».

FIGURE 5.1 – Composition d'un SIS [30]

Ces trois sous-systèmes doivent agir de concert pour détecter la déviation et mettre l'équipement sous contrôle dans un état sûr. Un SIS doit donc détecter, réagir et éviter la production d'un évènement indésirable.

A) Détection

La détection est assurée par un ensemble d'éléments d'entrée (capteurs, détecteurs) qui surveillent l'évolution des paramètres physico-chimiques représentatifs du comportement du procédé (température, pression, niveau, débit ...) et des détecteurs de phénomènes externes au procédé (détection feu et gaz ...). Elle est constituée de deux éléments [30] :

- Le capteur : l'élément responsable de la transformation d'une information physique en grandeur électrique adaptée au traitement.
- Le transmetteur : assure le conditionnement du signal émis par le capteur pour l'interface utilisateur. Le signal transmis peut être un signal analogique (4-20 mA DC) ou un signal de type binaire Tout ou Rien (1/0). Le transmetteur, suivant les cas (et ses possibilités), est connecté soit à l'entrée d'une unité de traitement, soit directement à un actionneur.

La figure 5.2 illustre les différentes possibilités de liaisons du détecteur.

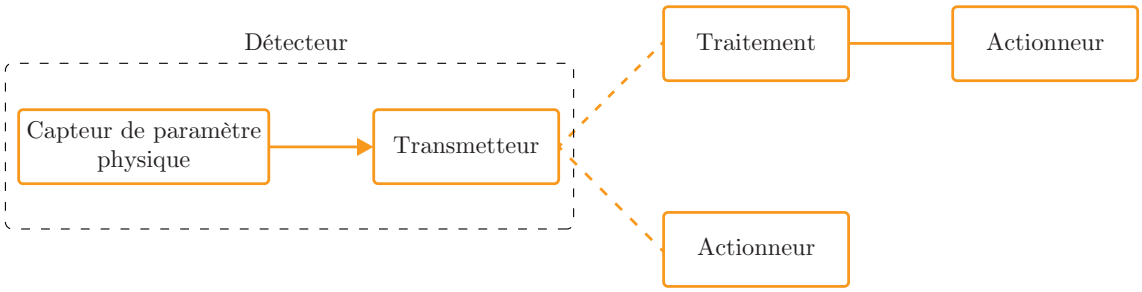


FIGURE 5.2 – Architecture depuis le capteur jusqu'à l'actionneur [30]

B) Traitement

Le traitement est assuré par une ou plusieurs unités logiques LS (*Logic Solver*). Il consiste à recevoir un signal Tout ou Rien en provenance d'un détecteur et à déclencher un actionneur. Il peut également acquérir plusieurs grandeurs mesurées par des capteurs, les comparer et activer la commande d'un ou plusieurs actionneurs à partir d'une fonction combinatoire des informations reçues. Les unités de traitement peuvent être classées en deux catégories selon leur technologie [29] :

- Les technologies câblées, à base de composants logiques élémentaires (relais), liés entre eux électriquement (ou de manière pneumatique).
- Les technologies programmées, à base de centrales d'acquisition ou d'alarmes, d'automates programmables (API), d'automates programmables de sécurité (APS).

C) Actionnement

L'actionnement est assuré par un ou plusieurs actionneurs (vanne, compresseur, alarme sonore et/ou visuelle ...). Un actionneur agit directement (vannes d'arrêt d'urgence) ou indirectement (vannes solénoïdes) sur le procédé pour neutraliser sa dérive en mettant, en général, le système à l'arrêt (état sûr) au terme d'un délai qui doit être spécifié pour chaque fonction de sécurité [30].

5.1.2 Fonction instrumentée de sécurité

Une fonction Instrumentée de Sécurité SIF (*Safety Instrumented Function*) est une fonction réalisée par un système E/E/EP relatif à la sécurité, basée sur une autre technologie, ou par un dispositif externe de réduction de risque, prévue pour assurer ou maintenir un état de sécurité de l'élément commandé par rapport à un évènement dangereux spécifique [31].

Une SIF comporte un niveau d'intégrité de la sécurité spécifique nécessaire pour le maintien de la fonction de sécurité. Un SIS contient généralement plus qu'une SIF. Si les exigences d'intégrité de la sécurité pour ces SIF diffèrent, alors les exigences applicables au niveau d'intégrité de la sécurité le plus élevé s'appliquent au SIS. Pour une situation donnée, plusieurs fonctions de sécurité peuvent conduire à la réduction de la fréquence d'occurrence du danger [31].

5.1.3 Paramètres de performance de sécurité des SIS

Deux indicateurs de la sécurité relatifs aux systèmes électroniques programmables dédiés aux applications de sécurité sont spécifiés par la norme (IEC 61508, 1998). Ils sont utilisés pour l'évaluation des performances des SIS suivant les deux modes de défaillances dangereuses et sûres. Ces indicateurs sont donnés sous forme de probabilité [32] :

A) Probabilité moyenne de défaillance à la demande (PFD_{avg})

La probabilité de défaillance dangereuse à la demande PFD (*Probability of Failure on Demand*) est la probabilité qu'un système ne puisse pas, sur un intervalle de temps [0 ; t], exécuter la fonction pour laquelle il a été conçu au moment où la demande de cette fonction est faite.

La probabilité moyenne de défaillance à la demande, notée PFD_{avg} (*Average Probability of Failure on Demand*) représente l'indisponibilité moyenne, sur un intervalle de temps [0 ; t], d'un système E/E/EP relatif à la sécurité, qui rend ce dernier incapable d'effectuer correctement sa fonction de sécurité, lorsqu'il est faiblement sollicité [32].

B) Probabilité de défaillance dangereuse par heure (PFH)

La probabilité d'une défaillance dangereuse par heure PFH (*Probability of a dangerous Failure per Hour*), appelée aussi « fréquence des défaillances dangereuses », ou « taux de défaillances dangereuses », ou « nombre de défaillances dangereuses par heure », représente l'indisponibilité, sur un intervalle de temps [0 ; t], d'un système E/E/EP relatif à la sécurité, qui rend ce dernier incapable d'effectuer correctement sa fonction de sécurité, lorsqu'il est fortement sollicité [32].

5.1.4 Niveau d'intégrité de sécurité (SIL)

Le niveau d'intégrité de sécurité est défini comme la probabilité pour qu'un système relatif à la sécurité exécute de manière satisfaisante les fonctions de sécurité requises (SIF) dans toutes les conditions spécifiées et dans une période de temps spécifiée.

Les normes de sécurité fonctionnelle [IEC-61508, 1998] et [IEC-61511, 2000] définissent une démarche d'analyse du niveau d'intégrité de sécurité (SIL) d'un système. Elles permettent de définir le niveau SIL qui doit être atteint par un SIS qui réalise la fonction de sécurité suite à une analyse de risque.

Les SIS sont classés en quatre niveaux SIL qui se caractérisent par des indicateurs discrets positionnés sur une échelle de 1 à 4 niveaux. Les SIL sont employés pour spécifier les exigences de sécurité des fonctions de sécurité réalisées par des systèmes E/E/EP relatifs à la sécurité selon la norme [IEC-61508, 2003].

Deux modes de fonctionnement sont utilisés pour définir le SIL des appareils :

A) Mode à faible sollicitation

Mode de fonctionnement dans lequel la SIF n'est réalisée que sur sollicitation, afin de faire passer le processus dans un état de sécurité spécifié, et où la fréquence des

sollicitations n'est pas supérieure à une fois par an ($1/an$). Dans ce cas, la valeur du SIL découle de la valeur PFD_{avg} (probabilité moyenne de défaillance à la demande). Le mode à faible sollicitation est typique de l'industrie de process [33].

B) Mode à forte sollicitation

Mode de fonctionnement dans lequel la SIF n'est réalisée que sur sollicitation, afin de faire passer le processus dans un état de sécurité spécifié, et où la fréquence des sollicitations est supérieure à une par an (sollicitée en continu ou toutes les heures en moyenne). Ce mode est typique des systèmes ou des machines qui nécessitent une surveillance constante (industrie de fabrication) [33].

Plus la valeur numérique du SIL est élevée, plus la réduction du risque est importante. Cela signifie que le SIL représente la dimension correspondant à la probabilité que le système de sécurité puisse remplir correctement les fonctions de sécurité requises pendant un laps de temps précis. La probabilité de défaillance moyenne (PFDavg ou PFH) baisse selon un facteur de 10 par niveau de sécurité [34].

Pour chaque classe de SIL, les facteurs de réduction du risque, valeurs cibles de PFDavg et PFH, sont donnés dans le tableau 5.1.

Tableau 5.1 – Les différents niveaux de SIL [34]

Niveau d'intégrité de sécurité	**Mode à faible sollicitation**	**Mode à sollicitation élevée**	**Facteur de réduction du risque (FRR)**
	PFD_{avg} Probabilité moyenne de défaillance à la demande	PFH Probabilité de défaillance dangereuse par heure	
SIL 1	$10^{-2} \leq PFD_{avg} < 10^{-1}$	$10^{-6} \leq PFH < 10^{-5}$	$10 < FRR \leq 10^2$
SIL 2	$10^{-3} \leq PFD_{avg} < 10^{-2}$	$10^{-7} \leq PFH < 10^{-6}$	$10^2 < FRR \leq 10^3$
SIL 3	$10^{-4} \leq PFD_{avg} < 10^{-3}$	$10^{-8} \leq PFH < 10^{-7}$	$10^3 < FRR \leq 10^4$
SIL 4	$10^{-5} \leq PFD_{avg} < 10^{-4}$	$10^{-9} \leq PFH < 10^{-8}$	$10^4 < FRR \leq 10^5$

L'utilisation des niveaux SIL permet de prendre en compte les défaillances rares mais possibles des systèmes de sécurité en plus des défaillances inhérentes au système opérationnel, menant aux évènements dangereux identifiés pendant l'analyse de risque.

L'allocation du SIL se fait par des méthodes qualitatives et semi quantitatives, alors que l'évaluation du PFD_{avg} des SIS qui doivent satisfaire au SIL exigé se fait par des méthodes quantitatives.

5.2 Couche multiple d'un SIS

Un système instrumenté de sécurité regroupe plusieurs systèmes tel qu'il est illustré dans la figure 5.3 [35] :

- **Système d'arrêt procédé (*Process Shutdown System - PSS*) :**

Système qui permet d'isoler un équipement suite à une détection confirmée d'une déviation critique d'un paramètre (pression, niveau, température...).

- **Système de protection à haute intégrité (*High Integrity Protection System - HIPS*) :**

Système ultime, conçu pour protéger une partie de l'installation en cas de marche dégradée. Ce n'est pas une redondance des systèmes PSS ou ESD, mais il fournit une couche de protection indépendante supplémentaire avec une plus grande fiabilité et un temps de réponse plus court.

- **Système d'arrêt d'urgence (*Emergency ShutDown - ESD*) :**

Un dispositif mis en place pour contrôler des actions permettant l'arrêt total ou partiel d'un procédé par réponse à une situation dangereuse.

- **Système feu & gaz (*Fire & Gas System - FGS*) :**

Utilisé dans les industries des procédés dans le but de détecter la perte de confinement de substances dangereuses et de lancer une réponse pour atténuer l'impact des rejets.

- **Système de dépressurisation d'urgence (*Emergency depressurization system - EDP*) :**

Les systèmes de dépressurisation d'urgence EDP sont utilisés conjointement avec les systèmes ESD pour libérer les fluides piégés après fermeture des vannes d'arrêt d'urgence.

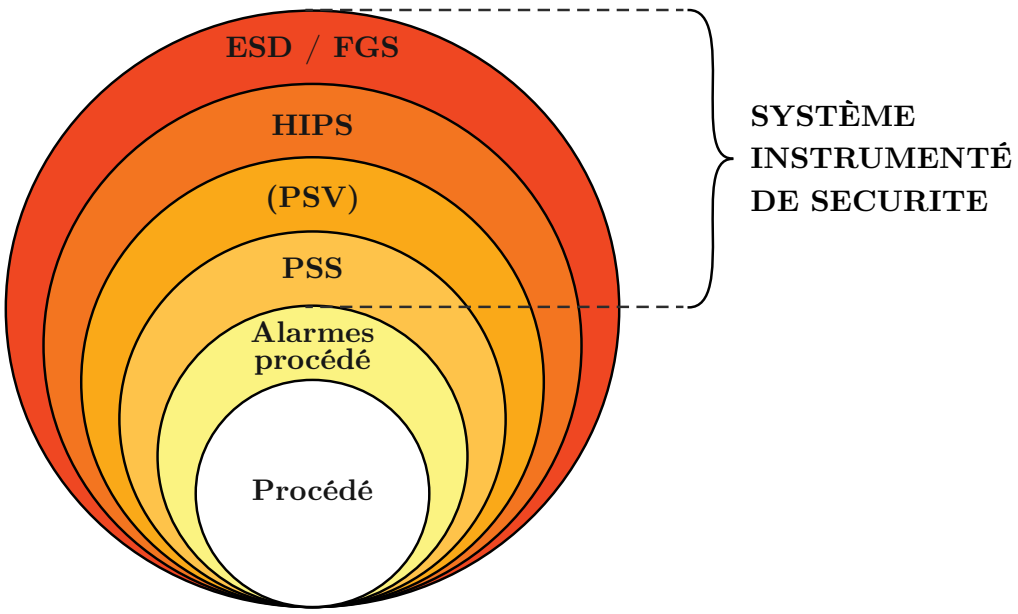


FIGURE 5.3 – Les couches multiples d'un SIS [35]

5.3 Niveaux d'arrêt d'une installation

Un système d'arrêt est un dispositif mise en place pour contrôler des actions permettant l'arrêt total ou partiel d'une installation par réponse à une situation dangereuse. La figure 5.4 illustre les différents niveaux des systèmes d'arrêt.

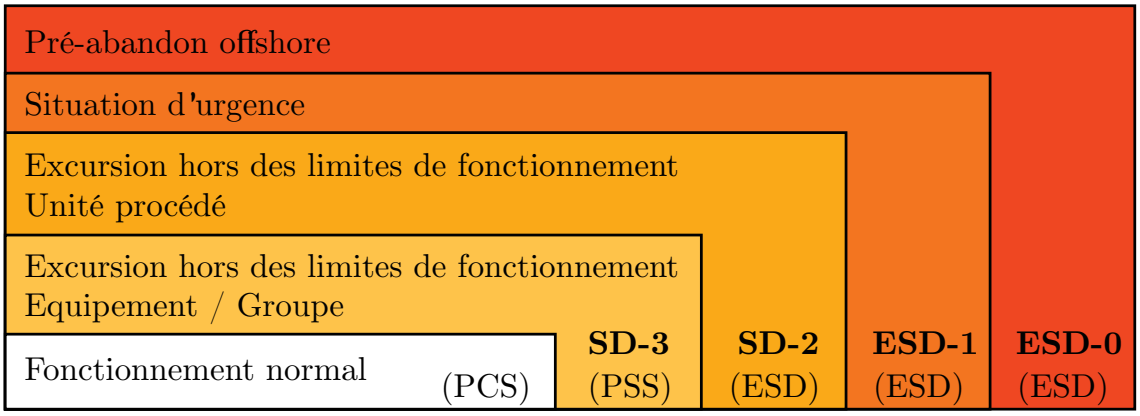


FIGURE 5.4 – Les niveaux d'arrêt d'une installation [36]

Les systèmes d'arrêt sont classés en deux catégories :

A) Système d'arrêt d'urgence :
- **ESD 0 (*Total black shut-down*) :** utilisé pour sécuriser une installation (zone restrictive) avant son évacuation, l'ESD 0 est déclenché manuellement ou par un système de détection feu et gaz FGS [36].
- **ESD 1 (*Fire zone emergency shutdown*) :** utilisé pour arrêter l'alimentation en hydrocarbures d'une zone de feu, l'ESD 1 est déclenché par l'ESD 0, manuellement par les opérateurs, par un système de détection feu et gaz FGS ou par détection d'une perte inévitable d'utilités (torches, air/gaz instrument, perte d'alimentation électrique) [36].

B) Système d'arrêt procédé :
- **SD 2 (*Unit shut-down*) :** utilisé pour sécuriser une unité en fonctionnement en cas de déviation hors limites d'opérations par l'arrêt du procédé de production. Le SD 2 est déclenché manuellement, par l'ESD 1, dans le cas d'une erreur dans le process ou dans le cas de détection d'une perte inévitable d'utilités [36].
- **SD 3 (*Equipment shut-down*) :** utilisé pour sécuriser un équipement en fonctionnement en cas de déviation hors limites d'opérations par l'arrêt du procédé de production. Le SD 3 est déclenché manuellement ou par le SD 2 [36].

5.4 Diagnostic de l'unité de traitement du gaz

Actuellement, l'unité de Traitement de Gaz (UTG) dispose uniquement d'un système d'arrêt d'urgence (ESD1) automatique à action manuelle (non autonome) dont le déclenchement nécessite l'intervention humaine sur deux boutons poussoirs au sein de l'UTG. C'est un dispositif de sécurité utilisé qu'en cas de circonstances exceptionnelles (explosion, incendies . . .), sa mise en service provoque :

- Isolation de l'UTG par rapport aux installations situées en amont (Unité de Régénération du Gaz Associé URGA) et en aval (collecteur 30").
- Dépressuriser les installations de l'UTG vers réseaux torches HP / MP.

Nous avons constaté que cet ESD 1 porte quelques inconvénients :

- Déclenchement manuel (interventions tardives) par des boutons sur site, ce qui met l'intervenant en danger
- Pas de détection des états dangereux (absence de la partie capteurs).

Nous avons constaté l'absence d'un système d'arrêt d'unité SD 2 au niveau des deux chaines de l'UTG et un système d'arrêt équipement SD 3, notamment au niveau du séparateur S301 (élément critique selon l'analyse quantitative des risques QRA).

Suite à ce diagnostic et sur la base des résultats de la QRA, nous proposons le conception d'un SD 3 au niveau du séparateur S301 afin de prévenir l'infiltration du gaz à partir des autres séparateurs.

5.5 Conception du système d'arrêt équipement SD 3

Afin de prévenir l'infiltration du gaz vers le séparateur S301, Nous allons mettre en place un SD 3 (*equipment shutdown*) pour assurer la sécurité très haute pression PSHH (*Pressure Safety High-High*) du séparateur S301 en assurant une sécurité très bas niveau LSLL (*Level Safety Low-Low*) des autres séparateurs S101 C/D et S202 C/D, permettant d'arrêter l'alimentation et la dépressurisation du S301 avec déclenchement d'une alarme sonore.

Ce système consiste à réaliser cinq (05) fonctions instrumentées de sécurité (SIF) :

- **Sécurité très haute pression PSHH du S301 (PSHH – 301- C/D) :**

Cette fonction a comme objectif l'évacuation du gaz et la remise en sécurité du séparateur S301 en cas de défaillance ou insuffisance de la boucle de sécurité haute pression PC301.

- **Sécurité très bas niveau LSLL du S101C (LSLL – 101 – C) :**

Cette fonction a comme objectif l'arrêt de l'alimentation du séparateur S301 à partir du séparateur S101C et la remise en sécurité du séparateur S301 en cas de défaillance de la boucle de régulation du niveau LC102 C.

- **Sécurité très bas niveau LSLL du S101D (LSLL – 101 – D) :**

Cette fonction a comme objectif l'arrêt de l'alimentation du séparateur S301 à partir du séparateur S101D et la remise en sécurité du séparateur S301 en cas de défaillance de la boucle de régulation du niveau LC102 D.

- **Sécurité très bas niveau LSLL du S202C (LSLL – 202 – C) :**

Cette fonction a comme objectif l'arrêt de l'alimentation du séparateur S301 à partir du séparateur S202C et la remise en sécurité du séparateur S301 en cas de défaillance de la boucle de régulation du niveau LC201 C.

- **Sécurité très bas niveau LSLL du S202D (LSLL – 202 – D) :**

Cette fonction a comme objectif l'arrêt de l'alimentation du séparateur S301 à partir du séparateur S202D et la remise en sécurité du séparateur S301 en cas de défaillance de la boucle de régulation du niveau LC201 D

5.5.1 Détermination du SIL requis des SIF

La conception du SD 3 doit satisfaire un niveau d'intégrité de sécurité (SIL) requis correspondant à un facteur de réduction de risques (RRF, *Risk Reduction Factor*) permettant de rendre les risques issus de l'analyse quantitative de risque (QRA) acceptables. Ce facteur se calcule comme suit :

$$RRF = \frac{Frequence\ d'occurence\ calcule}{Frequence\ d'occurence\ cible}$$

Tel que :

- **La fréquence d'occurrence calculée :** Fréquence d'occurrence du phénomène inacceptable ayant le niveau de risque le plus élevé.
- **Fréquence d'occurrence cible :** Fréquence minimale pour que le phénomène ayant le niveau de risque le plus élevé ne soit plus inacceptable.

Dans le cas de notre scénario critique (perte de confinement du séparateur S301), le phénomène « boule de feu » présente le risque le plus élevé, la matrice de criticité repris par le tableau 5.2 montre que nous devrons le réduire jusqu'à une classe de probabilité E pour le rendre ALARP (*As Low As Reasonably Praticable*).

Tableau 5.2 – Réduction requise des risques du scénario critique

Gravité des conséquences	Probabilité (1/an)				
	E	D	C	B	A
	10^{-5}	10^{-4}	10^{-3}	10^{-2}	
Désastreux				Boule de feu	
Catastrophique					
Important				VCE	
Sérieux					
Modéré					Jet de feu Feu de nappe

Cette réduction correspond à un facteur de réduction de risque qui se calcule comme suit :

$$RRF_1 = \frac{Frequence\ d'occurence\ de\ boule\ de\ feu}{Frequence\ d'occurence\ cible\ (10^{-5})}$$

$$RRF_1 = \frac{2,5143 \times 10^{-5}}{10^{-5}} = 251,43$$

Pour assurer ce RRF, la fréquence de défaillance de chaque fonction instrumentée de sécurité du SD 3 doit donc être inférieure ou égale à $1/RRF_1$. Pour répondre à cet objectif, la proposition faite est donc d'allouer un niveau d'intégrité de sécurité SIL 2 pour chaque fonction instrumentée de sécurité.

5.5.2 Optimisation de la structure d'une boucle instrumentée de sécurité

Chaque boucle instrumentée de sécurité est composée de trois couches : capteurs, unités logiques et actionneurs. Chaque couche comprend au maximum m composants pouvant être de types différents (redondance non homogène), la figure 5.5 donne la structure générale (série / parallèle) d'une boucle instrumentée de sécurité :

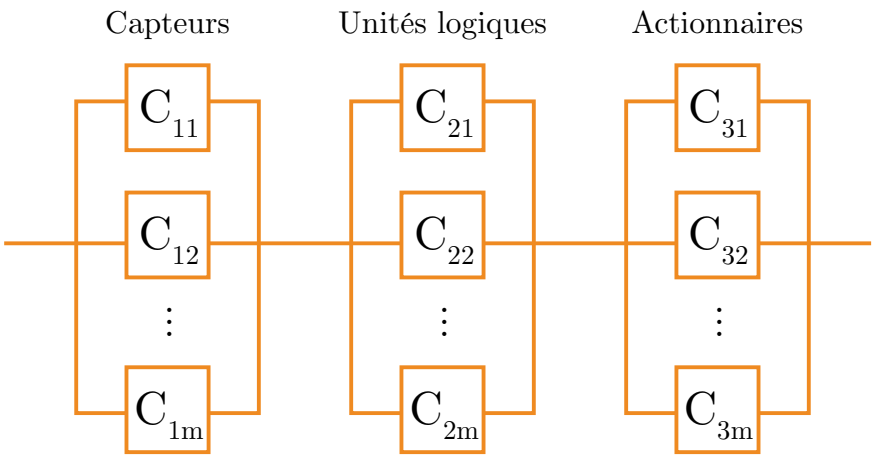


FIGURE 5.5 – Structure générale d'une boucle instrumentée de sécurité [37]

La conception de chaque boucle consiste à déterminer les composants à mettre en œuvre et, comment connecter ces composants tout en vérifiant les contraintes du niveau de SIL en ayant un coût de conception minimal.

Il ne s'agit donc pas d'un problème classique d'allocation de fiabilité et de redondance. En outre, la minimisation du coût sous contrainte de fiabilité est un problème d'optimisation à deux paramètres nécessitant une méthode de calcul adéquate. Pour cela, nous avons constaté la possibilité d'utilisation de deux types d'algorithmes pour la résolution d'un tel problème :

- **Algorithmes stochastiques :** les plus courants sont les algorithmes génétiques, ils donnent un résultat approximatif dans un temps de calcul optimal.
- **Algorithmes déterministes :** utilisés pour vérifier tous les cas possibles d'un problème donné et choisir la solution exacte ce qui nécessite un temps de calcul important en cas de problèmes assez complexes.

5.5.3 Modélisation du problème d'optimisation des SIF

L'algorithme utilisé ne traite pas directement les solutions possibles du problème mais une représentation codée de celles-ci. Ce codage utilisé par l'algorithme représente la structure de la boucle instrumentée. La structure générale d'un SIS est définie comme un système à 3 couches ($n = 3$) et m composants au maximum par couche. Aussi le codage de la structure est défini par un vecteur $x = [a_1 \;\; a_2 \;\; \ldots \;\; a_m]$ [37].

De plus, comme chaque composant c_{ij} ($i = 1, \ldots, n$; $j = 1, \ldots, m$) peut avoir des caractéristiques de fiabilité et de coût différentes en fonction de leur type connu a

priori dans une liste de composants utilisables, on définit les valeurs des ai par les types de composants utilisés. Ainsi, ce vecteur représente les $n \times m$ composants et leur type avec la convention suivante [37] :

- **0 :** si le composant n'est pas connecté
- **1 :** si le composant est de type 1
- **2 :** si le composant est de type 2
- **K :** si le composant est de type k

L'hypothèse de départ est que si le composant d'une couche i est présent, il est considéré comme connecté aux autres composants des couches i-1 et i+1 selon la figure 5.5. Si le composant est présent, donc connecté, le codage ai dans le vecteur x indique son type. A partir de ce vecteur de codage définissant la structure du SIS, on construit le réseau de fiabilité correspondant afin d'évaluer sa fiabilité [37].

Nous avons donc programmé un algorithme déterministe (voir **l'annexe F**, page 198) par *Matlab R2014* fonctionnant suivant les étapes de l'organigramme illustré dans la figure 5.6.

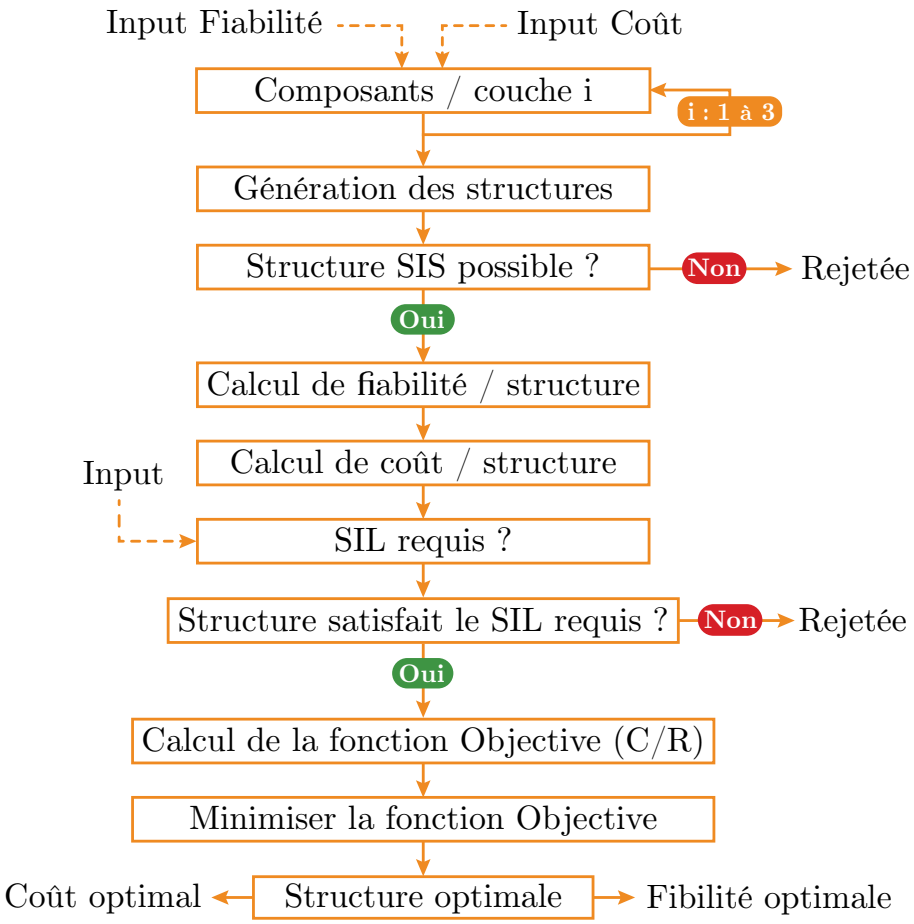


FIGURE 5.6 – Principe de fonctionnement de l'algorithme d'optimisation des SIS

5.5.4 Détermination de la structure optimale des SIF

Pour préparer notre liste de composants, nous avons consulté des sites web des entreprises leaders en instrumentation telles que *VEGA*, *EMERSON* et *ENRESS+HAUSER* afin de choisir des composants qui conviennent avec l'installation en tenant compte des contraintes de fonctionnement (secteur d'industrie, marge de température et pression, adéquation du matériel en zones ATEX). Le tableau 5.3 présente les différents composants disponibles avec leurs fiabilités et coûts.

Tableau 5.3 – Caractéristiques de coût et de fiabilité des composants disponibles

Composant	**Entreprise**	**Modèle**	**Fiabilité**	**Coût**	Codage
Transmetteur de niveau	VEGA [38]	VEGACAP 62	0,99454	300 $	1
		VEGASWING 61	0,99740	314 $	2
	EMERSON [39]	ROSEMOUNT 2130	0,99500	300 $	3
Transmetteur de pression	VEGA [38]	VEGABAR 82	0,98263	372 $	1
		VEGABAR 81	0,98475	581 $	2
	ENDRESS +HAUSER [40]	CERABAR S PMP75	0,99068	370 $	3
Unité logique (APS)	VEGA [38]	VEGAMET 381	0,99169	1243 $	1
		VEGAMET 391	0,97721	1900 $	2
Vanne ESD	EMERSON [39]	TOPWORX D-ESD	0,99505	110 $	1

L'algorithme d'optimisation dont le script est donné en annexe E est appliqué sur les boucles du SD 3 donnant les résultats suivants :

5.5.4.1 Structure optimale de PSHH – 301- C/D

L'algorithme a généré 504 structures SIS possibles pour cette boucle dont 288 satisfont le SIL requis (SIL2). La figure 5.7 présente la structure optimisée de PSHH-301-C/D calculée par l'algorithme :

$$X = [0\ 3\ 3 \quad 1\ 1 \quad 1]$$

Cette structure se compose de deux capteurs de pression de type 3 (*CERABAR S PMP75*) en redondance 1oo2, deux APS de type 1 (*VEGAMET381*) en redondance 1oo2 et une vanne BDV (*Blow-Down Valve*) *TOPWORX D-ESD*.

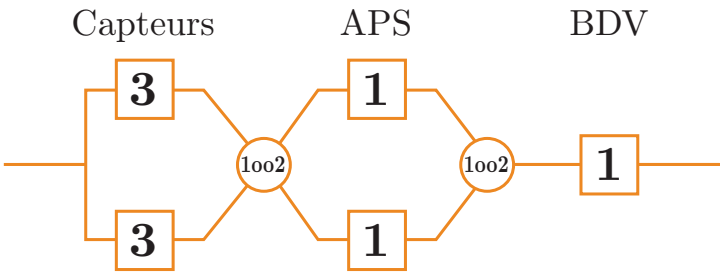


FIGURE 5.7 – Architecture générale de la boucle PSHH - 301 - C/D

Selon le type de redondance 1oo2 choisi, un signal de l'un des transmetteurs suffit pour que l'un des APS (en redondance 1oo2) transmette le signal d'ouverture de la BDV. Nous avons choisi ce type de redondance à cause de la haute fiabilité des composants (*CERABAR S PMP75 et l'APS VEGAMET381*), autrement dit, le fonctionnement de la boucle ne nécessite pas une confirmation de signal par deux composants à la fois (redondance 2oo2), cette dernière augmente la probabilité de défaillance de la boucle.

L'algorithme donne par la suite :

- Fiabilité de la boucle : R = 0,99489
- PFD_{avg} = 1-R = $5,11\ 10^{-3}$
- Coût de la boucle : 3886 $

5.5.4.2 Structure optimale de LSLL – 101- C et D

L'algorithme a généré 504 structures SIS possibles pour cette boucle dont 273 satisfont le SIL requis (SIL2). La figure 5.8 présente la structure optimisée de LSLL-101-C et D calculée par l'algorithme :

$$X = [0\ 3\ 3 \quad 1\ 1 \quad 1]$$

Cette structure se compose de deux capteurs de niveau de type 3 (*ROSEMOUNT 2130*) en redondance 1oo2, deux APS de type 1 (*VEGAMET381*) en redondance 1oo2 et une vanne SDV (*Shut-Down Valve*) *TOPWORX D-ESD*.

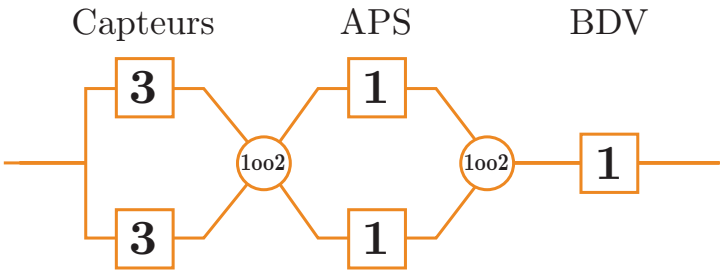


FIGURE 5.8 – Architecture générale de la boucle LSLL - 101 – C et D

Selon le type de redondance 1oo2 choisi, un signal de l'un des transmetteurs suffit pour que l'un des APS (en redondance 1oo2) transmette le signal de fermeture de la SDV. Nous avons choisi ce type de redondance à cause de la haute fiabilité des composants (*ROSEMOUNT 2130 et l'APS VEGAMET381*), autrement dit, le fonctionnement de la boucle ne nécessite pas une confirmation de signal par deux composants à la fois (redondance 2oo2), cette dernière augmente la probabilité de défaillance de la boucle.

L'algorithme donne par la suite :

- Fiabilité de la boucle : R = 0,99496
- PFD_{avg} = 1-R = $5,04\ 10^{-3}$
- Coût de la boucle : 3196 $

5.5.4.3 Structure optimale de LSLL – 202- C et D

L'algorithme a généré 504 structures SIS possibles pour cette boucle dont 273 satisfont le SIL requis (SIL2). La figure 5.9 présente la structure optimisée de LSLL-202-C et D calculée par l'algorithme :

$$X = [0\ 3\ 3 \quad 1\ 1 \quad 1]$$

Cette structure se compose de deux capteurs de niveau de type 3 (*ROSEMOUNT 2130*) en redondance 1oo2, deux APS de type 1 (*VEGAMET381*) en redondance 1oo2 et une vanne SDV (*Shut-Down Valve*) *TOPWORX D-ESD*.

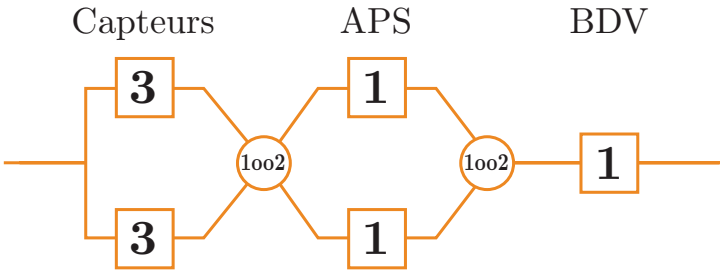


FIGURE 5.9 – Architecture générale de la boucle LSLL - 202 – C et D

Selon le type de redondance 1oo2 choisi, un signal de l'un des transmetteurs suffit pour que l'un des APS (en redondance 1oo2) transmette le signal de fermeture de la SDV. Nous avons choisi ce type de redondance à cause de la haute fiabilité des composants (*ROSEMOUNT 2130 et l'APS VEGAMET381*), autrement dit, le fonctionnement de la boucle ne nécessite pas une confirmation de signal par deux composants à la fois (redondance 2oo2), cette dernière augmente la probabilité de défaillance de la boucle.

L'algorithme donne par la suite :

- Fiabilité de la boucle : R = 0,99496
- PFD_{avg} = 1-R = $5,04\ 10^{-3}$
- Coût de la boucle : 3196 $

5.5.5 Récapitulatif des boucles instrumentées optimales

Le niveau SIL requis est satisfait par toutes les boucles du SD 3 proposé, qui nécessite un coût total des composants mises en place de 7419 $ [(1)]. Le tableau 5.4 reprend les paramètres de performances optimales de chaque boucle instrumentée.

[(1)] Coût de 10 transmetteurs, 5 vannes ESD et 3 APS (un APS VEGAMET381 permet de contrôler 2 boucles à la fois).

Tableau 5.4 – Paramètres de performance du SD 3

Boucle SD	PFD_{avg}	**SIL**	**SIL requis**	**Coût ($)**
PSHH-301-C/D	5,11 E-3	SIL 2	SIL 2	3886
LSLL-101-C	5,04 E-3	SIL 2	SIL 2	3196
LSLL-101-D	5,04 E-3	SIL 2	SIL 2	3196
LSLL-202-C	5,04 E-3	SIL 2	SIL 2	3196
LSLL-202-D	5,04 E-3	SIL 2	SIL 2	3196

5.6 Évaluation de l'efficacité du système d'arrêt SD 3

Nous allons utiliser un arbre de défaillance pour l'évaluation de l'efficacité du système proposé. La figure 5.10 illustre l'arbre de défaillance du scénario critique en prenant en compte les changements apportés par le SD 3.

En utilisant les PFD_{avg} calculées pour chaque boucle du SD 3 (éléments 1, 11 et 16 dans l'AdD) et la défuzzification [(2)] (le passage de probabilité floue vers une probabilité normale) des autres évènements de l'AdD, nous calculons le nouveau taux de défaillance de l'évènement redouté central ERC' :

$$ERC' = 1,7024\ 10^{-4}\ (1/an)$$

Le facteur de réduction de risque RRF_{SD3} se calcule comme suit :

$$RRF_{SD3} = \frac{ERC}{ERC'}$$

Avec $ERC = 8,3337\ 10^{-2}\ (1/an)$ (Taux de défaillance du scénario critique sans SD 3, voir le tableau 3.5, page 51)

$$RRF_{SD3} = \frac{8,3337 \times 10^{-2}}{1,7024 \times 10^{-4}} = 489,53$$

Finalement, nous calculons l'efficacité ε_{SD3} du SD 3 par le rapport entre le RRF_{SD3} et le RRF_1 ciblé :

$$\varepsilon_{SD3} = \frac{RRF_{SD3}}{RRF_1} = \frac{489,53}{251,43} = 1,947$$

Avec $RRF_1 = 251,43$ (facteur de réduction de risque requis pour la maitrise du scénario critique, voir la section 5.5.1, page 108)

Nous constatons que la mise en place du SD 3 proposé nous permet d'atteindre la réduction de risque requise pour la maîtrise du scénario critique avec une efficacité de 1,947.

Le SD 3 permet également de réduire le jet de feu et le feu de nappe de la zone ALARP à la zone acceptable, le VCE et la boule de feu sont également réduits de la zone de risque inacceptable à la zone de risque ALARP.

(2) La moyenne des trois éléments m, a et b d'un nombre flou $(m,\ a,\ b)_{LR}$

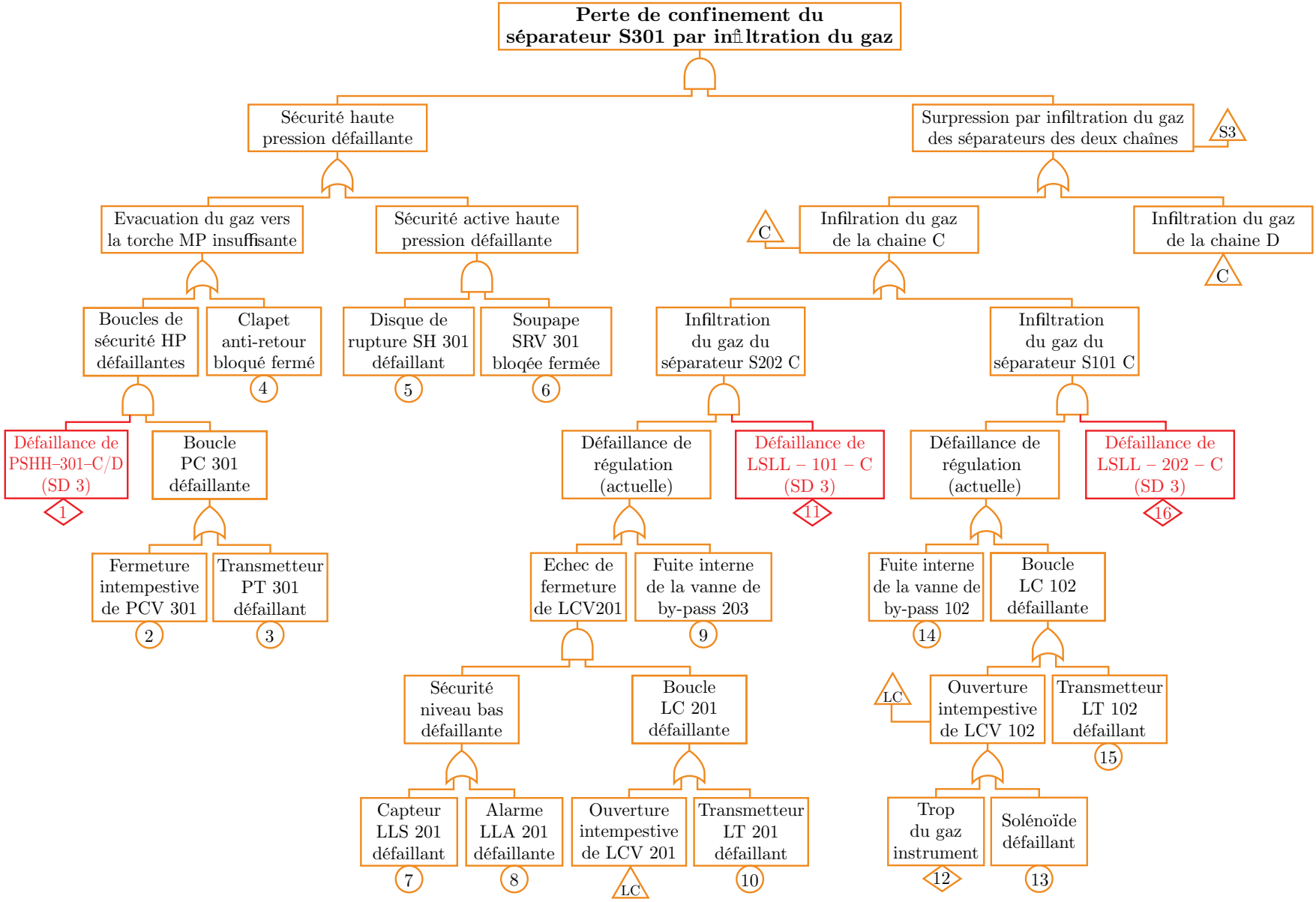


FIGURE 5.10 – AdD du scénario critique après mise en place du SD 3

5.7 Maintien du niveau SIL du système d'arrêt SD 3

Le fonctionnement des appareils liés à la sécurité doit être inspecté à intervalles appropriés. Le paramètre pertinent est l'intervalle de temps pour le test périodique (périodicité test de fonctionnement T_1). Cette valeur doit être incluse dans le calcul de PFD_{avg} et elle doit être choisie de manière à se situer dans la plage SIL requise. Les tests de fonctionnement servent à détecter les défaillances non reconnues (dangereuses non reconnues = λ_{DU}) dans un système de sécurité. L'objectif est de restaurer un système de sécurité dans un état « comme neuf », ou aussi proche que possible de cet état [41].

Il incombe à la division maintenance de la direction régionale Gassi Touil de déterminer la procédure de test de fonctionnement. Le test sera effectué de manière à démontrer le fonctionnement correct du système de sécurité en observant l'interaction de tous les composants. La périodicité du test de fonctionnement pour différents sous-systèmes peut être de longueur différente.

La norme IEC 61511 autorise tant le test de fonctionnement de l'ensemble du système de sécurité que le test des sous-systèmes uniquement [41].

A titre d'exemple, la figure 5.11 illustre l'évolution idéale de PFD de la boucle PSHH-301-C/D en fonction du temps régie par la loi exponentielle :

$$PFD(t) = 1 - e^{-\lambda \times t}$$

Avec λ : Taux de défaillance par an, t : temps (années).

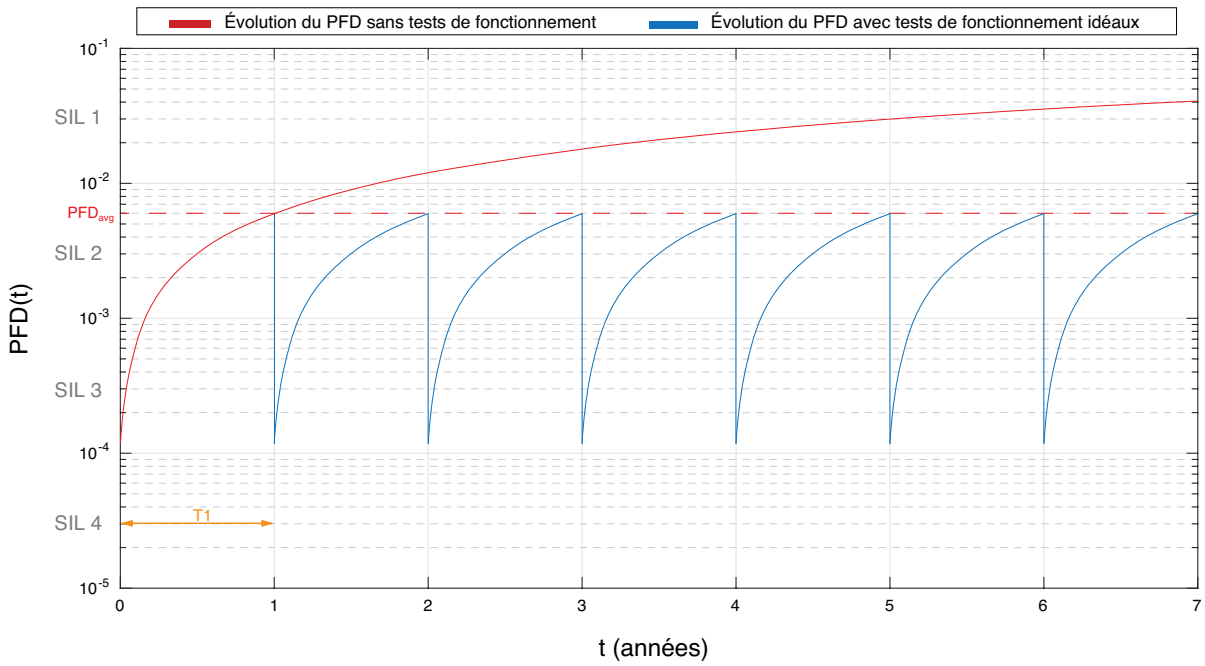


FIGURE 5.11 – Tests de fonctionnement idéaux de la boucle PSHH-301-C/D

L'objectif de ce type de tests est de maintenir le PFD_{avg} et restaurer le système à son état neuf (cas idéal). Cependant, l'exécution d'un tel test est souvent coûteux et très difficile à réaliser.

Dans la pratique, l'efficacité du test est exprimée par le « *Proof Test Coverage* » (PTC) – Couverture du Test de fonctionnement. Ce test définit la capacité de restaurer autant que possible le système de sécurité dans un état « comme neuf ». Un test de fonctionnement inclut l'essai de toutes les fonctions de sécurité [41].

Notre objectif est donc de réaliser différentes prévisions de tests de fonctionnement simples et complexes afin de déterminer le type de test optimal en fonction de sa faisabilité, son efficacité et son coût.

La figure 5.12 illustre l'évolution du PFD de la boucle PSHH-301-C/D avec procédure de test de fonctionnement complexe ($PTC = 99$ %) et une périodicité de T1 = 1 an (8760 heures).

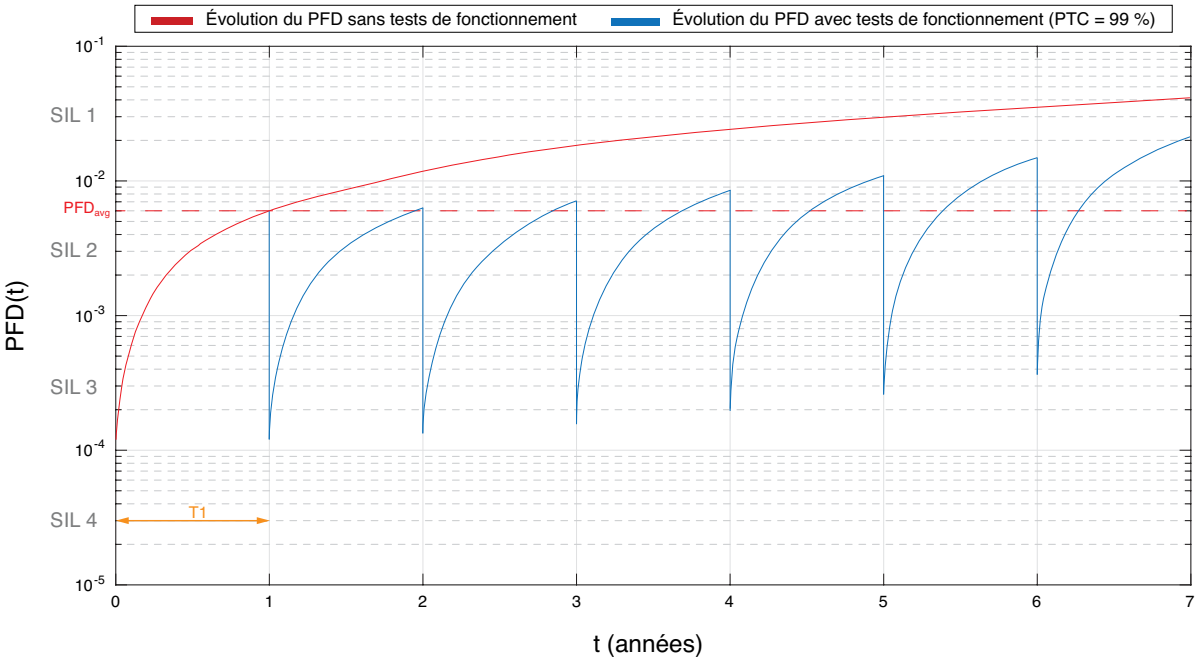


FIGURE 5.12 – Test de fonctionnement complexe ($PTC = 99$ %) de la boucle PSHH-301-C/D

Ce test de fonctionnement complexe ($PTC = 99$ %) annuel permet donc de maintenir le PDF_{avg} de la boucle PSHH-301-C/D jusqu'à 3 ans. Cependant, l'exécution de ce type de tests permet de requalifier l'équipement presque pour une période complète, mais cela est parfois très difficile à réaliser et nécessite l'arrêt du procédé.

Vu la complexité de ce test, il n'est pas évident de l'effectuer chaque année, pour cela nous allons tester le cas d'un test de fonctionnement simple ($PTC = 50$ %), l'évolution du PFD dans ce cas est illustré dans la figure 5.13.

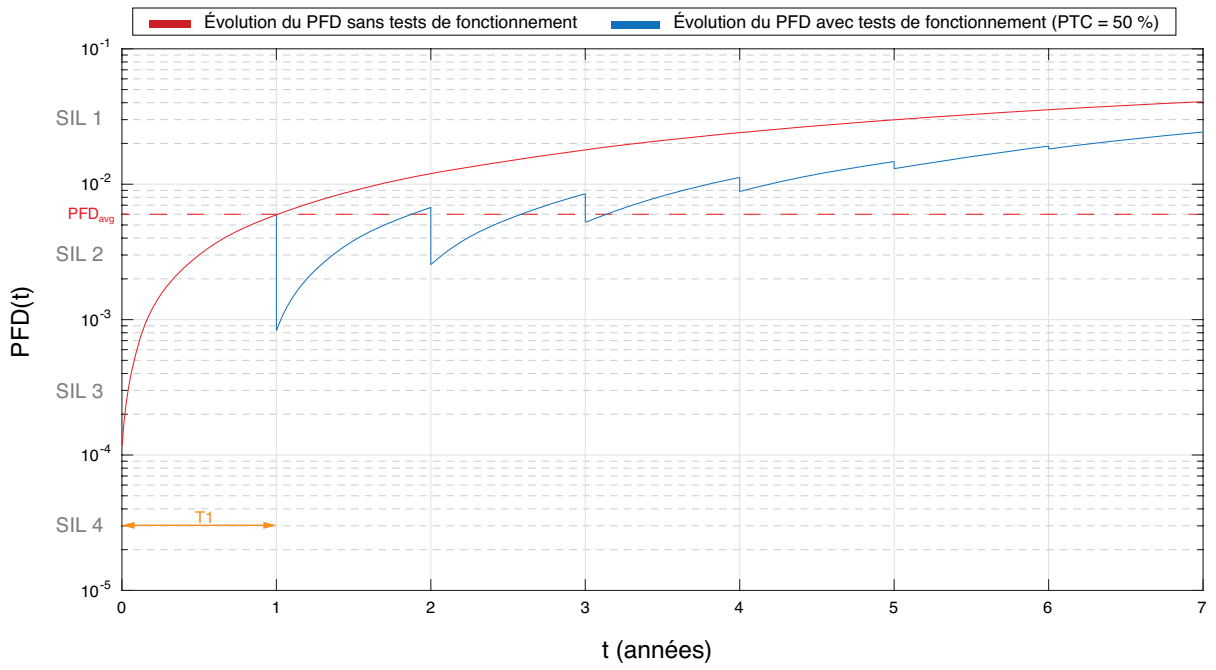


FIGURE 5.13 – Tests de fonctionnement simple ($PTC = 50$ %) de la boucle PSHH-301-C/D

Ce test annuel ne permet pas donc de maintenir le PDF_{avg} de la boucle PSHH-301-C/D après 3 ans.

Finalement, avec le test simple annuel, il peut s'avérer utile d'introduire à intervalles réguliers (3 ans, période d'arrêt pour les révisions totales des installations de SONATRACH) un test de fonctionnement complexe. Le résultat obtenu est représenté dans la figure 5.14.

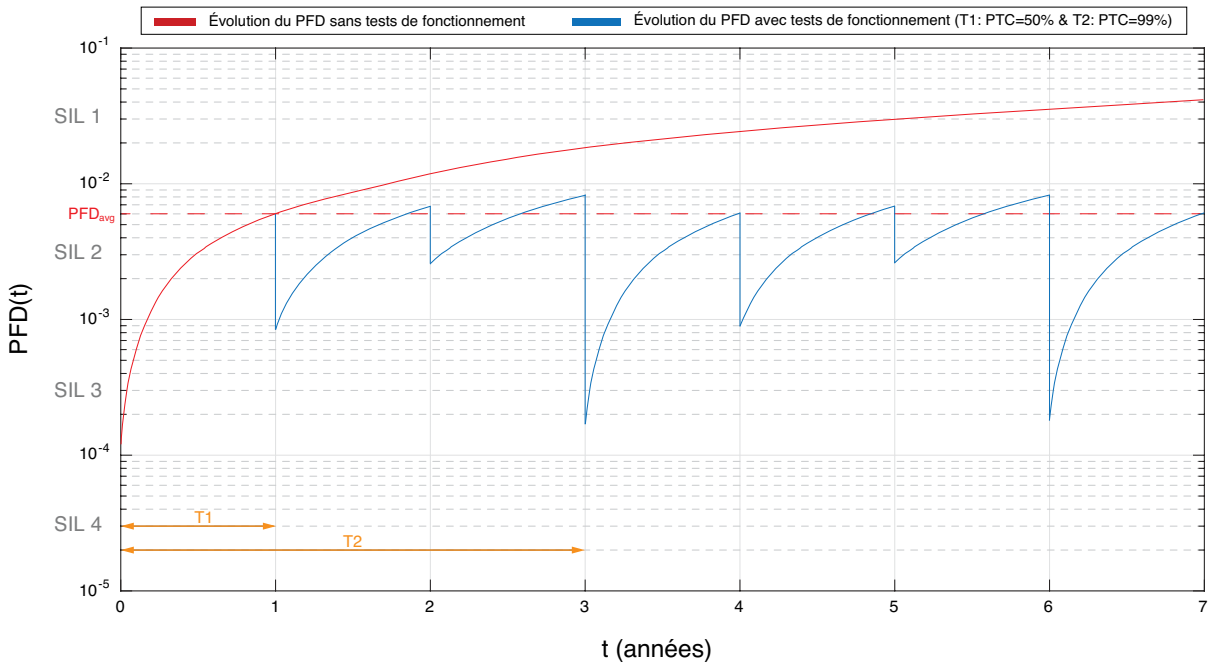


FIGURE 5.14 – Test de fonctionnement avec PTC de 50 % (annuel) et de 99 % (tous les 3 ans)

Ce type de test est le plus optimal d'un point de vue opérationnel (cohérent avec la périodicité des arrêts des installations de SONATRACH), entrainant une meilleure amélioration du PFD et la durée de vie utile de la boucle sans trop de surcoût.

5.8 Mise en place du système d'arrêt SD 3

Le système SD 3 est composé de cinq boucles instrumentées de sécurité, dont quatre assurent la sécurité Très bas niveau (*LSLL, Level Safety Low-Low*), il s'agit de :

- **LSLL-101- C et D :** les transmetteurs de niveau de ces boucles doivent être installés à un niveau inférieur à celui des transmetteurs de régulation (LT 102 C et D), les vannes SDV 101 C et D des deux boucles sont installées à la place des vannes manuelles V.O 351 et V.O 352.
- **LSLL-202- C et D :** les transmetteurs de niveau de ces boucles doivent être installés à un niveau inférieur à celui des transmetteurs de régulation (LT 201 C et D), les vannes SDV 202 C et D des deux boucles sont installées à la place des vannes manuelles V.O 330 et V.O 331.

Nous avons proposé cet emplacement des SDV (*ShutDown Valve*) car les anciennes vannes manuelles (V.O) se trouvent en série avec les vannes de régulations et permettent l'isolation manuelle du séparateur S301, autrement dit, nous avons automatisé l'isolation tout en optimisant les coûts de modifications.

Pour la cinquième boucle de la sécurité Très haute pression (*PSHH, Pressure Safety High-High*), son point de consigne doit être inférieur à 39.5 bar (pression de calcul du séparateur S301), sa vanne BDV-301 (*BlowDown Valve*) s'ouvre en cas d'insuffisance ou défaillance de la boucle PC301, par conséquent la BDV-301 doit être installée en parallèle avec la vanne PCV-301. Afin d'optimiser la mise en place, nous avons proposé d'installer la BDV-301 à la place de la vanne manuelle de by-pass 306.

Cette configuration des vannes du SD 3 est illustrée dans la figure 5.15.

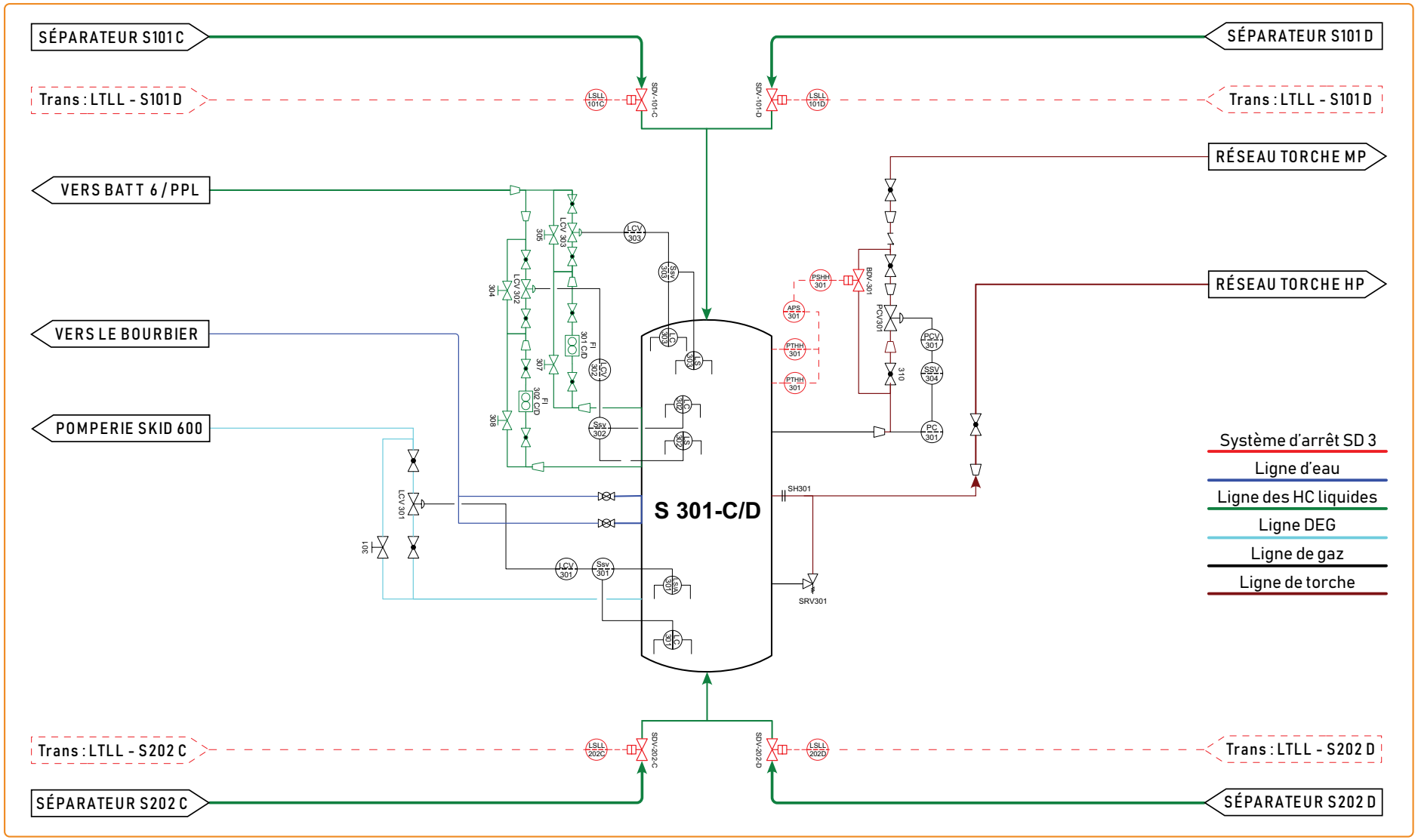


FIGURE 5.15 – P&ID du séparateur S301 après mise en place du système d'arrêt SD 3

Conclusion

Au cours de ce chapitre, une conception d'un système instrumenté de sécurité SD 3 (*Equipment ShutDown*) a été proposée pour prévenir l'infiltration du gaz à partir des autres séparateurs suite à un dysfonctionnement de régulation du niveau des vannes condensat (LCV 201, LCV102), ce système permet également la dépressurisation du séparateur en cas d'insuffisance au niveau de la boucle PCV301.

Une optimisation du système pour satisfaire le niveau SIL requis (SIL2) avec minimum de cout a été réalisée, ceci nous a permis de réduire la fréquence d'occurrence du phénomène dangereux ayant le risque le plus élevé (boule de feu) de $2,5143\ 10^{-3}$ à $5,1362\ 10^{-6}$ par an qui correspond à un risque ALARP. Cependant, la mise en place de cette barrière de sécurité n'est pas suffisante, pour cela, nous avons prévu des tests de fonctionnement du système afin de maintenir sa fiabilité dans le temps.

Cependant, lors de la proposition de nouvelle barrière, il est conseillé de toujours conserver une marge de sécurité sur les prescriptions concernant la probabilité de défaillance « maximale » admissible. Dans le cas contraire, si la barrière mise en place à une PFD_{avg} proche de la valeur obtenue (cas de notre résultat), la moindre variation des hypothèses de calcul pourrait aboutir à la conclusion que le RRF de la barrière est insuffisant [42].

Afin d'augmenter la marge de sécurité du risque ALARP et pour répondre aux prescriptions dans le guide de mise en conformité au décret exécutif n° 14-349 de l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH), nous allons dimensionner un système de détection feu et gaz (FGS, *Fire & Gas System*) comme barrière de protection qui sera l'objet du prochain chapitre.

Chapitre 6

Mise à niveau de la sécurité feu et gaz

Sommaire

Introduction **123**
6.1 Système de détection feu et gaz **123**
6.2 Méthodologie de conception d'un FGS **124**
6.2.1 Conception d'un FGS basé sur la performance 125
6.3 Planification de la conception du FGS **128**
6.4 Conception du système de détection du gaz **129**
6.4.1 Évaluation des risques 129
6.4.2 Identification des exigences de performance 131
6.4.3 Design conceptuel du système de détection du gaz 131
6.5 Conception du système de détection de feu **135**
6.5.1 Évaluation des risques 135
6.5.2 Identification des exigences de performance 135
6.5.3 Design conceptuel du système de détection de feu 136
6.6 Efficacité du système FGS **142**
Conclusion **143**

Introduction

Lorsque la prévention échoue, les systèmes de feu et de gaz (FGS, *fire and gas System*) jouent un rôle important en réduisant la probabilité qu'une perte de confinement se développe en un accident catastrophique [43]. Dans le cas des applications à haut risque, les systèmes FGS devraient être conçus sur la base d'une bonne compréhension du risque. Cependant, il existe plusieurs antécédents d'études de ces systèmes ne fournissant pas de détection adéquate des risques d'incendies, ainsi que des gaz combustibles et des gaz toxiques. Une étude réalisée par « *UK Health and Safety Executive* (HSE) » portant sur huit ans de données a montré que le taux de détection effectif n'était que de 60 %. Dans le cas d'expositions à haut risque, les règles prescriptives pour la conception des systèmes FGS sont généralement inadéquates et les méthodes d'ingénierie feu et gaz basées sur les performances fournissent une conception nettement améliorée avec une probabilité plus élevée de détection et de mitigation des risques [43].

Le présent chapitre, consiste à proposer une conception d'un système FGS basé sur la performance au niveau de l'unité de traitement du gaz (UTG) qui découle de l'évaluation quantitative des risques (QRA) réalisée dans le chapitre 3, l'étude des atmosphères explosives (ATEX) réalisée dans le chapitre 4 et les exigences règlementaires de l'autorité de régulation des hydrocarbures (ARH) afin de se conformer au décret exécutif n° 14-349.

Dans un premier temps, nous allons passer en revue la méthodologie de conception d'un FGS basé sur la performance conformément au rapport technique ISA-TR-84.00.07. Par la suite, nous passerons au dimensionnement optimal d'un système de détection du gaz basé sur des simulations CFD (*Computational Fluid Dynamics*), de la dispersion du gaz et d'un système de détection de feu. Finalement, nous proposerons l'amélioration du système d'arrêt d'urgence ESD 1 pour agir comme un système de mitigation à actionner par le FGS tout en évaluant la performance globale.

6.1 Système de détection feu et gaz

Les systèmes FGS sont un sous-ensemble de systèmes d'automatisation et de contrôle industriels qui sont utilisés dans les industries des procédés dans le but de détecter la perte de confinement de substances dangereuses et de lancer une réponse pour limiter l'impact des rejets. Il peut détecter directement la présence des substances rejetées (en mesurant la concentration du gaz) ou leurs effets (le rayonnement thermique d'un incendie) [44].

Les détecteurs de gaz sont calibrés pour déclencher deux niveaux d'alarmes bien avant d'atteindre la limite inférieure d'explosivité (LIE) selon deux seuils de détection (pourcentage de LIE). L'intérêt de pouvoir fixer deux seuils d'alarme réside dans la possibilité de graduer les mesures de sécurité en fonction du risque engendré par la présence du gaz. Lorsque le premier seuil d'alarme se déclenche, il révèle un fonctionnement anormal de l'activité du site qui peut être considéré comme une situation d'alerte qui ne nécessite pas un arrêt de l'activité mais la mise en place de mesures correctives, techniques et/ou humaines. Lorsque le second seuil d'alarme est atteint, cela signifie que les mesures correctives prises précédemment n'ont pas été efficaces du fait de la gravité de l'incident. Le FGS doit donc mettre l'installation en sécurité par déclenchement manuel

ou automatique des actions pouvant affecter une grande variété de systèmes, tels que le système d'annonce vocale et d'alarme générale PAGA (*Public Address Genaral Alarm*), l'activation des systèmes déluge, extinction automatique, isolation ou dépressurisation du procès (déclenchement du système d'arrêt d'urgence ESD) [45].

Les détecteurs de gaz tiennent compte de deux risques (explosion et toxicité), pour les gaz inflammables, trois technologies de détecteurs sont adaptées [45] :

- Détecteur à lit catalytique (ponctuel).
- Détecteur optique ou d'infrarouge (ponctuel).
- Détecteur optique ou d'infrarouge (détection de trajectoire, Open path).

Pour la détection de feu, le principe est de répondre aux rayonnements électromagnétiques émis par une flamme. Les détecteurs de flamme optiques sont constitués de capteurs UV et/ou IR pour détecter ces rayonnements, il existe quatre technologies de détecteur [46] :

- Détecteur mono-IR (IR, infra-rouge)
- Détecteur multi-IR
- Détecteur UV (UV, ultra-violet)
- Détecteur UV-IR

6.2 Méthodologie de conception d'un FGS

La conception d'un FGS peut se faire selon deux approches :

A) Approche prescriptive :

L'implémentation et la conception se font selon diverses bonnes pratiques d'ingénierie telles que les normes NFPA 72, EN54. Cependant, ces pratiques ne nécessitent pas l'évaluation de l'aptitude de réduction de risques du FGS [44].

B) Approche basée sur la performance :

L'utilisation des techniques d'évaluation des risques pour la prise de décisions implique la sélection, la conception et la maintenance du FGS. L'intention de l'approche basée sur la performance est non pas de remplacer la méthode prescriptive, mais de la compléter là où les méthodes prescriptives sont inefficaces [44].

Le guide de cette approche est fourni par le rapport technique ISA TR84.00.07 donnant les lignes directrices pour la conception d'un FGS conformément aux principes des normes ANSI/ISA-84.00.01-2004 et IEC 61511.

Dans la suite de cette étude, nous allons adopter l'approche basée sur la performance développée par ISA TR84.00.07 car ce rapport technique a suscité un intérêt considérable chez les sociétés pétrolières / gazières et les sociétés d'exploitation, cela a relancé l'application des techniques de l'évaluation des risques pour la conception des systèmes de détection et suppression. D'autre part, les normes de l'approche prescriptive ne fournissent pas des exigences détaillées pour la détection du gaz à l'extérieur (*open-door*) tels que les procédés de traitement chimiques, les unités d'hydrocarbures... etc. Certains éléments du système de détection de gaz (capteur, unité logique, actionnaire) que l'on trouve généralement dans ce type d'installations ne sont pas suffisamment couverts par les normes prescriptives [47].

6.2.1 Conception d'un FGS basé sur la performance

Le cycle de vie de la conception du FGS défini dans le rapport technique ISA TR84.00.07 est très similaire à celui défini pour les systèmes instrumentés de sécurité (SIS) dans la norme IEC61511. Les scénarios de risque doivent être identifiés avant de sélectionner les FGS pour une application particulière. Les conséquences associées à chaque scénario doivent être analysées, il est également important de considérer la fréquence d'occurrence pour la prise de décisions sur le FGS. S'il est prévu que les conséquences se produisent assez fréquemment, alors un système de mitigation des risques plus fiable doit être pris en considération [47].

Selon les résultats de l'évaluation des risques, si un risque non mitigé est intolérable, des recommandations seraient faites pour concevoir un FGS pour réduire le risque à des niveaux tolérables.

Le ISA TR84.00.07 propose que l'acquisition et l'installation du FGS ne suivent pas immédiatement une conception initiale. Au lieu de cela, la couverture fournie par la disposition des détecteurs dans la conception initiale est calculée pour vérifier si elle atteint sa cible. En plus de la couverture, la fiabilité du FGS pour chaque fonction doit être calculée et vérifiée d'une manière identique à la vérification du niveau d'intégrité de sécurité (SIL) d'un SIS conformément à la norme CEI 61511 [47]. La méthodologie de conception d'un FGS basé sur les performances est illustrée dans la figure 6.1.

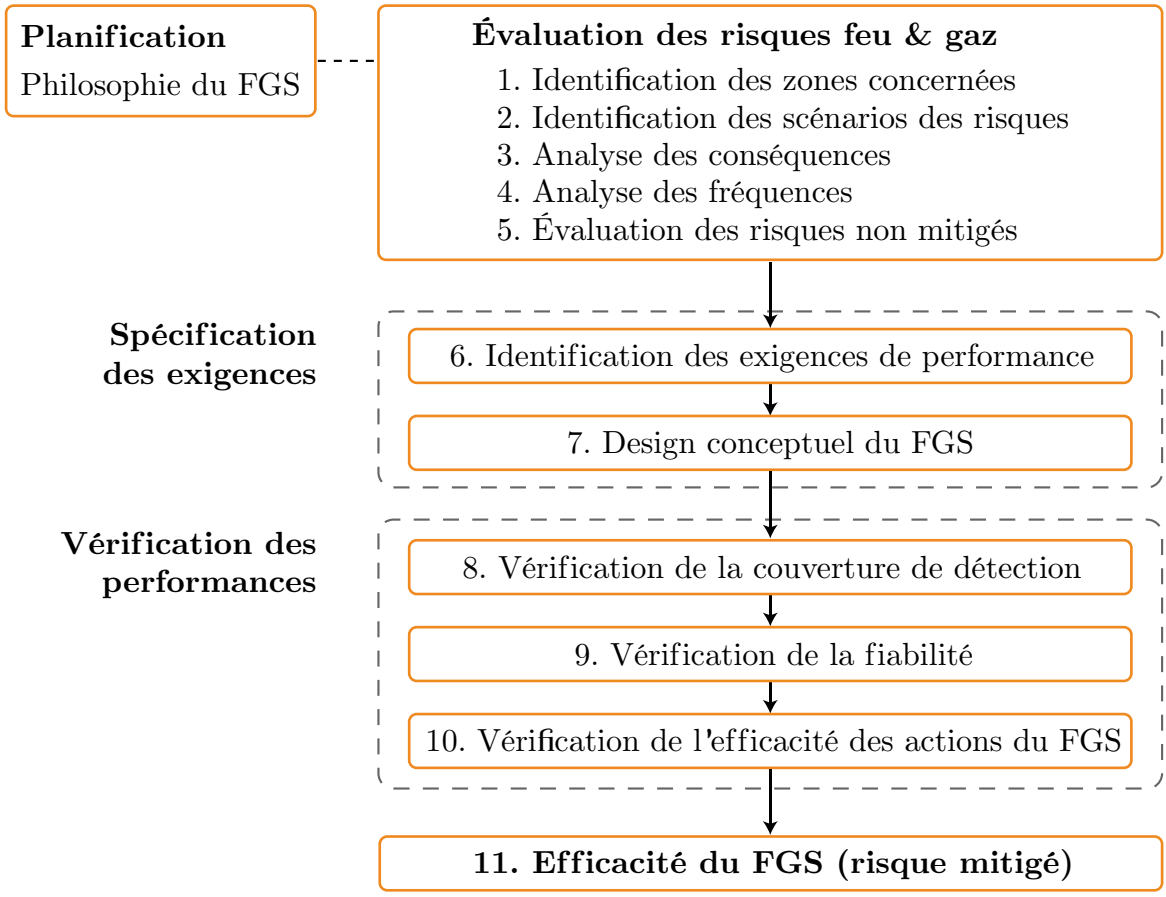


FIGURE 6.1 – Méthodologie de conception d'un FGS basé sur la performance [43]

6.2.1.1 Planification

Consiste à identifier le besoin et développer la philosophie du FGS qui définirait les outils, techniques et politiques et les procédures entourant la conception du système d'incendie et de gaz, elle intègre souvent les critères suivants [47] :

- La définition des zones.
- L'attribution des performances ciblées du FGS.
- La sélection des technologies de capteurs.
- Les exigences liées à l'alarme .
- La redondance (*detectors voting*) pour les actions automatiques .
- La sélection des points de consigne des détecteurs.

6.2.1.2 Évaluation des risques feu & gaz

A) Identification des zones concernées :

La division du site en petites zones qui sont géographiquement limitées afin que des mesures de mitigation spécifiques puissent être prises en fonction du danger présent dans la zone particulière [44].

B) Identification des scénarios des risques :

Des études sont généralement faites pour identifier les scénarios pour lesquels les fonctions FGS sont conçues. Une analyse des risques pour déterminer les exigences d'efficacité pour la conception du FGS commence par l'identification d'un ou plusieurs scénarios de risque contre lesquels le système est censé se protéger. Cette analyse doit identifier la taille, le débit et l'emplacement de la fuite de manière suffisamment détaillée pour déterminer les effets physiques potentiels du rejet [44].

C) Analyse des conséquences :

Une fois qu'un scénario est identifié, une analyse des conséquences doit être entreprise pour déterminer l'étendue de ces effets.

D) Analyse des fréquences d'occurrence :

Des informations sur les fréquences des rejets peuvent être déterminées à partir de bases de données des taux de défaillance, mais également, des techniques qualitatives ou semi-quantitatives.

E) Évaluation des risques non mitigés :

L'approche la plus prudente de l'analyse des risques consiste à supposer que le FGS n'est pas disponible en cas de rejet. Les conséquences non atténuées du scénario de rejet avec sa fréquence doivent être comparées aux critères de risque. Cela peut être accompli grâce à l'application d'une matrice des risques avec des informations suffisamment quantitatives concernant la gravité des conséquences et les catégories de probabilité. Pour les risques non mitigés, un facteur de réduction de risque du FGS doit être déterminé [44].

6.2.1.3 Spécification des exigences

A) Identification des exigences de performance :

La performance du FGS est évaluée par sa fiabilité et sa couverture de détection, elle doit être assignée dans chaque zone conformément à la philosophie sur la conception. S'il est déterminé que les mesures de performance n'atteignent pas leur objectif, la conception sera révisée en apportant des modifications au nombre et à la position des détecteurs. Les calculs de vérification sont réexécutés, ce processus récursif se poursuit jusqu'à ce que les mesures de performance soient satisfaites [44].

B) Design conceptuel du FGS :

La conception initiale du FGS ainsi que le placement des détecteurs doivent être basés sur des méthodes existantes de conception de système telles que des normes, des directives de l'industrie applicables, sur le jugement d'un ingénieur qualifié en protection incendie ou sur les résultats de l'évaluation des risques [44].

6.2.1.4 Vérification des performances du FGS

A) Vérification de la couverture de détection :

Le rapport technique ISA TR84.00.07 identifie deux méthodes d'évaluation de la couverture de détection :

- **La couverture du scénario :** la fraction des scénarios de rejet qui se produiraient à la suite de la perte de confinement qui peut être détectée en tenant compte du vote défini, autrement dit, c'est le pourcentage détecté du scénario [47].
- **La couverture géographique :** la fraction de la zone géométrique qui peut être détectée si un rejet se produisait dans un emplacement géographique donné en tenant compte de la disposition du vote défini, autrement dit, c'est le pourcentage détecté de la zone géographique [47].

Le tableau 6.1 présente les caractéristiques relatives à chaque méthode.

Tableau 6.1 – Caractéristiques des deux méthodes d'évaluation de la couverture [48]

Couverture du scénario	Couverture géographique
- Basée sur la dispersion du gaz. - Requiert un nombre limité de détecteurs. - Conception basée sur le risque. - Couverture des zones à risque élevé avec plus de détecteurs.	- Facile de comprendre la présentation graphique des résultats. - Disposition de détection facilement répétable et auditable. - Meilleure pour les petits rejets. - Ne considère pas la dispersion et l'ignition du gaz. - Requiert un nombre élevé de détecteurs.

B) Vérification de fiabilité :

La vérification de la fiabilité du FGS nécessite la sommation de la probabilité de défaillance à la demande (PFD_{avg}) des capteurs, unités logiques et actionnaires.

C) Vérification de l'efficacité des actions du FGS :

Le modèle d'arbre d'événements illustré dans la figure 6.2 est utilisé pour déterminer l'efficacité globale du FGS en tenant compte de la couverture de détection, de la disponibilité de la sécurité du FGS et de l'efficacité de mitigation.

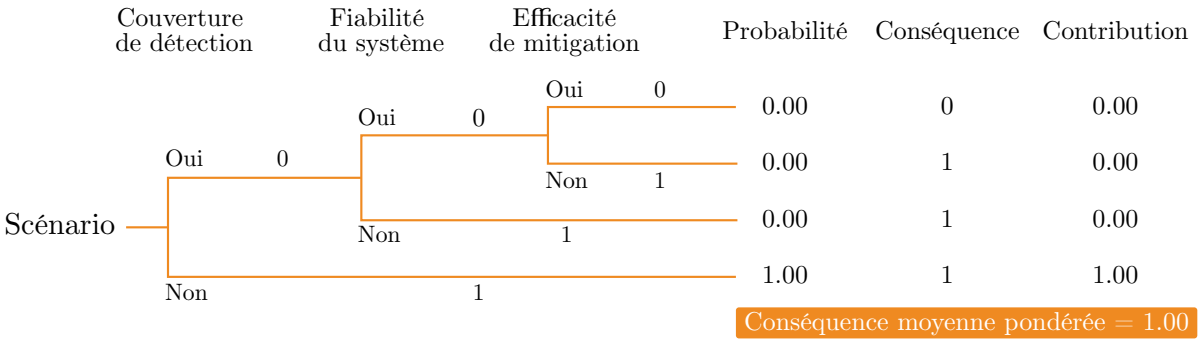


FIGURE 6.2 – Modèle d'évaluation de l'efficacité du FGS [44]

Ce modèle peut également être utilisé pour évaluer le risque potentiel associé au scénario en déterminant la conséquence moyenne pondérée (C_{WA}, *Weighted Average Consequence*). Ceci est accompli en multipliant la probabilité de chaque résultat par son classement de conséquence (0 : accident maitrisé / 1 : accident non maitrisé), puis en additionnant la contribution de chaque résultat. La conséquence moyenne pondérée et la probabilité du scénario donnent le risque global [44] :

$$Risque = C_{WA} \times F_{non-mitig} \times PFD_{(IPL_1)} \times \ \ldots \ \times PFD_{(IPL_n)}$$

D'où :
$F_{non-mitig}$: Fréquence d'occurrence du scénario (1/an).
$PFD_{(IPL_n)}$: Probabilité de défaillance de la barrière (n) de protection indépendante.

6.2.1.5 Efficacité du FGS (risque mitigé)

La conception est modifiée selon le besoin de réduction du risque le plus élevé. Les changements à prendre en compte comprennent l'augmentation de la couverture détection en ajoutant et/ou repositionnant les détecteurs, ou en apportant des modifications qui améliorent la fiabilité, y compris des modifications matérielles, puis, il faut refaire la vérification des performances jusqu'à ce que le risque le plus élevé soit mitigé [44].

6.3 Planification de la conception du FGS

L'objectif de conception du système découle du besoin de la maitrise des risques issus de l'évaluation quantitative des risques (QRA) et de l'étude ATEX.

Le design du FGS consiste à concevoir deux sous-systèmes : un système de détection de gaz, et un système de détection de feu, qui s'articulent sur une philosophie définissant les outils et techniques entourant la conception, elle intègre les critères suivants :

- **La définition des zones :** Basée sur les actions à entreprendre par le FGS sur l'ESD 1 (arrêt de l'alimentation d'une zone de feu), autrement dit une zone de feu est définie par les limites d'un ESD 1 (vannes d'isolement ESDV)
- **La définition des classes :** basée sur les fréquences des rejets secondaires (issus de l'étude ATEX), les fréquences d'occurrence de pertes de confinement majeurs et la nature de substances manipulées.
- **L'attribution des performances du FGS :**
  - **Fiabilité :** calculée par la méthode diagrammes de fiabilité.
  - **Couverture de détection du gaz :** évaluée selon l'approche du scénario (basé sur le risque) en utilisant le CFD simulé par logiciel In :Flux V1.25.
  - **Couverture de détection de feu :** évaluée selon l'approche géographique en utilisant l'optimisation par les algorithmes génétiques par les logiciels Detect 3D V2.43.
- **La sélection des technologies de capteurs :** compatibilité avec la substance à détecter, les coûts, la fiabilité, le temps de réponse, l'entendu de détection et l'adéquation en zones ATEX.
- **Les exigences sur l'alarme :** emplacement, code, fiabilité, coût, adéquation en zone ATEX et seuils des alarmes.
- **La redondance pour les actions automatiques :** selon la fiabilité des détecteurs (2ooN pour les détecteurs moins fiables, 1ooN pour les plus fiables), technologie de détection (2ooN pour les technologies à haut niveau d'alarmes intempestives, 1ooN pour les faibles niveaux).
- **La sélection des points de consigne des détecteurs :** deux seuils de détection sont mis en place [49]
  - **Seuil d'alerte :** 20 % de la limite inférieure d'explosivité (LIE).
  - **Seuil d'alarme :** 50 % de la limite inférieure d'explosivité (LIE).

6.4 Conception du système de détection du gaz

6.4.1 Évaluation des risques

L'analyse quantitative des risques (QRA) nous a permis d'identifier un évènement redouté majeur, il s'agit d'une perte de confinement au niveau du séparateur S301 C/D suite à une surpression engendrée par l'infiltration du gaz à partir des quatre séparateurs S101 C-D et S202 C-D. La perte de confinement sera considérée comme petite fuite d'un diamètre équivalent de 10 mm, car la détection des petites fuites permet éventuellement la détection des moyennes et grandes fuites. D'autre part, l'étude ATEX nous a permis d'identifier 143 sources de rejets mineurs au niveau des vannes et des brides de diamètres équivalents de 2 mm et 1 mm respectivement.

Les résultats de la QRA montrent que la fréquence de perte de confinement est égale à $8,3337\ 10^{-2}$ par an dont la petite fuite est présente à 80,87 % ($6,7421\ 10^{-2}$ par an). Pour les sources de rejets mineurs, la fréquence de rejets secondaires au niveau des vannes et des brides correspond à un niveau de fréquence II comprise entre 10^{-2} et 10^{-3} selon l'étude ATEX (voir la **section 4.5**, page 88).

Afin de visualiser les conséquences de la petite fuite (10 mm) au niveau du séparateur S301 et les rejets mineurs au niveau des vannes et des brides, nous avons simulé le comportement du gaz (dispersion) par rapport aux conditions climatiques (vitesse et direction du vent) et aux turbulences crées par les autres équipements en utilisant le CFD (*Computational Fluid Dynamics*) par le logiciel ***inFlux***.

La simulation permet de calculer la fréquence de présence du gaz en fonction des fréquences des rejets (l'intersection des rejets augmente la fréquence de présence du gaz). Cette simulation donne une cartographie permettant de visualiser les résultats à différentes hauteurs, la figure 6.3 illustre les résultats à une hauteur de 2 mètres.

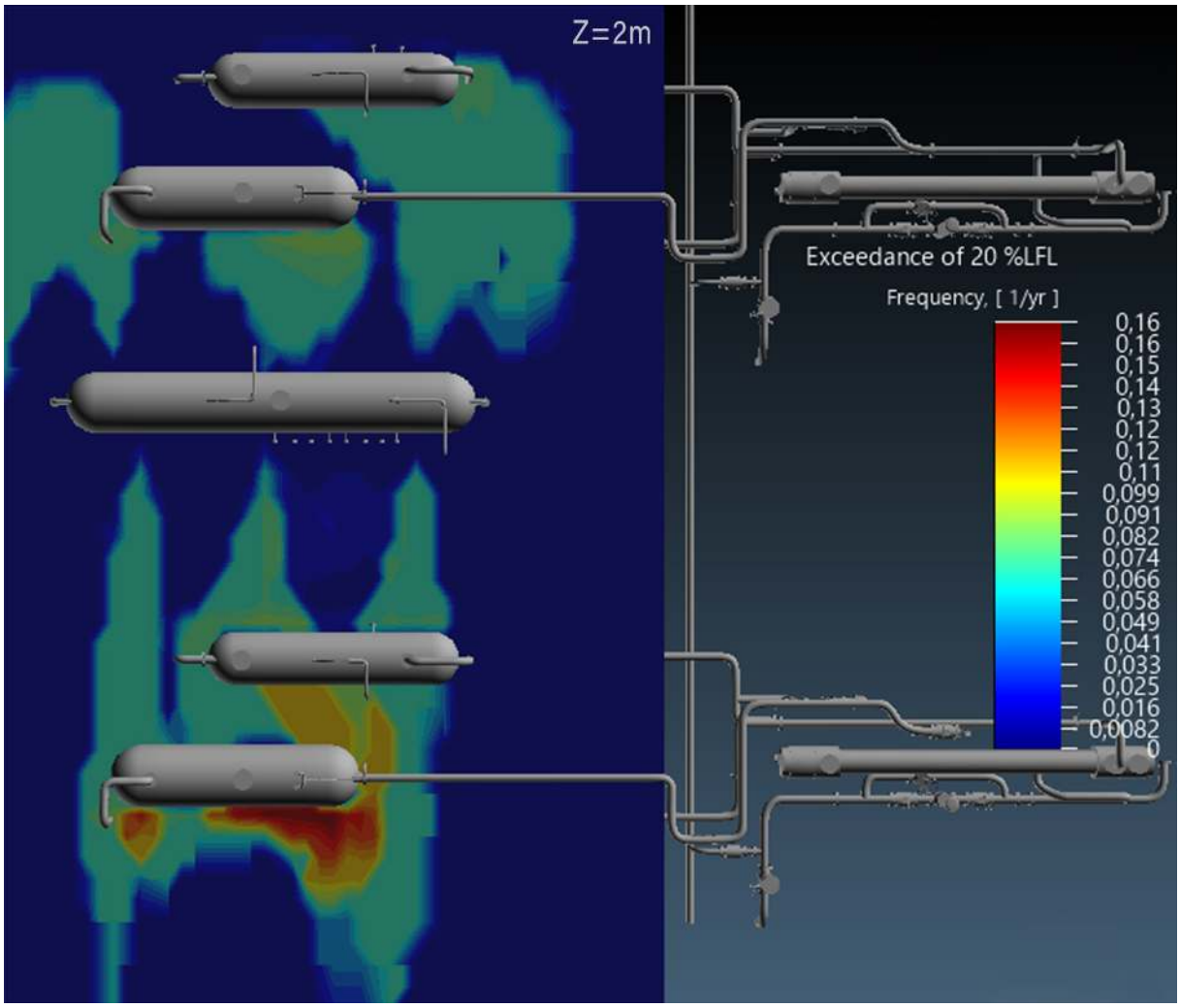


FIGURE 6.3 – Simulation de dispersion du gaz par CFD (Z= 2 m)

Cette cartographie permet de visualiser les endroits où le gaz est présent à une concentration supérieure au seuil d'alerte (20 % du LIE du gaz). Nous observons que la présence du gaz est plus fréquente au niveau de la chaine D (contours rouges) à cause de l'effet des vents.

- **Évaluation des risques non mitigés :**

Selon l'échelle de probabilité rapportée dans l'arrêté du 29 septembre 2005 adoptée dans ce projet, un risque d'une fréquence d'occurrence inférieure à 10^{-5} par an n'est plus

considéré (voir le **tableau 2.1**, page 36), le facteur de réduction de risque ciblé par le FGS ($RRF_{FGS_{cible}}$) se calcule comme suit :

$$RRF_{FGS_{cible}} = \frac{Frequence\ calcule}{Frequence\ cible} = \frac{2,5143\ 10^{-3}}{10^{-5}} = 251,43$$

Remarque :

En se basant sur le rapport technique ISA TR84.00.07 (étape 5 du *Performance-based FGS Life cycle Process*), le facteur de réduction de risque $RRF = 251,43$ est adopté comme objectif de performance pour le dimensionnement des trois systèmes indépendants : système d'arrêt SD 3, système de détection du gaz et système de détection de feu car ces derniers ne sont que des propositions et l'installation d'au moins un système parmi eux doit répondre aux exigences de la maitrise du risque ($RRF \geq 251,43$).

6.4.2 Identification des exigences de performance

Les performances du système de détection du gaz sont définies par sa fiabilité et sa couverture de détection. L'identification des performances de fiabilité consiste à déterminer la probabilité moyenne de défaillance à la demande (PFD_{avg}) maximale qui correspond au $1/RRF_{FGS_{cible}}$:

$$PFD_{avg_{cible}} = \frac{1}{RRF_{FGS_{cible}}} = 3,9772\ 10^{-3}$$

6.4.3 Design conceptuel du système de détection du gaz

La technologie la plus adaptée pour la détection du gaz au niveau de l'UTG est la technologie catalytique, la plus souvent utilisée pour la plupart des gaz hydrocarbures, elle assure une fiabilité très élevée contre les défauts transitoires, par conséquent aucun vote (1ooN) n'est nécessaire pour confirmer la détection [45].

Suivant l'approche par performance adoptée, la localisation des détecteur du gaz (*gas detection mapping*) dans l'UTG est basée sur une simulation CFD de dispersion du gaz suivie par une optimisation du nombre et des emplacements des détecteurs par un algorithme génétique intégré dans le logiciel ***inFlux*** version 1.25 développé par ***Insight Numerics LLC*** afin d'assurer une couverture par scénario.

A) Couverture de détection :

Après avoir réalisé la simulation CFD donnée dans la figure 6.3, le design initial consiste alors à introduire les positions possibles pour installer les détecteurs (699 positions), pour que l'algorithme génétique puisse optimiser le nombre et l'emplacement des détecteurs afin de maximiser la couverture de détection du gaz à une concentration supérieure au seuil d'alerte (20 % de la limite inférieure d'explosivité).

Les résultats d'optimisation montrent que l'installation de 11 détecteurs dont la disposition est donnée dans la figure 6.4, est suffisante pour assurer une couverture par scénarios de 94,7 %.

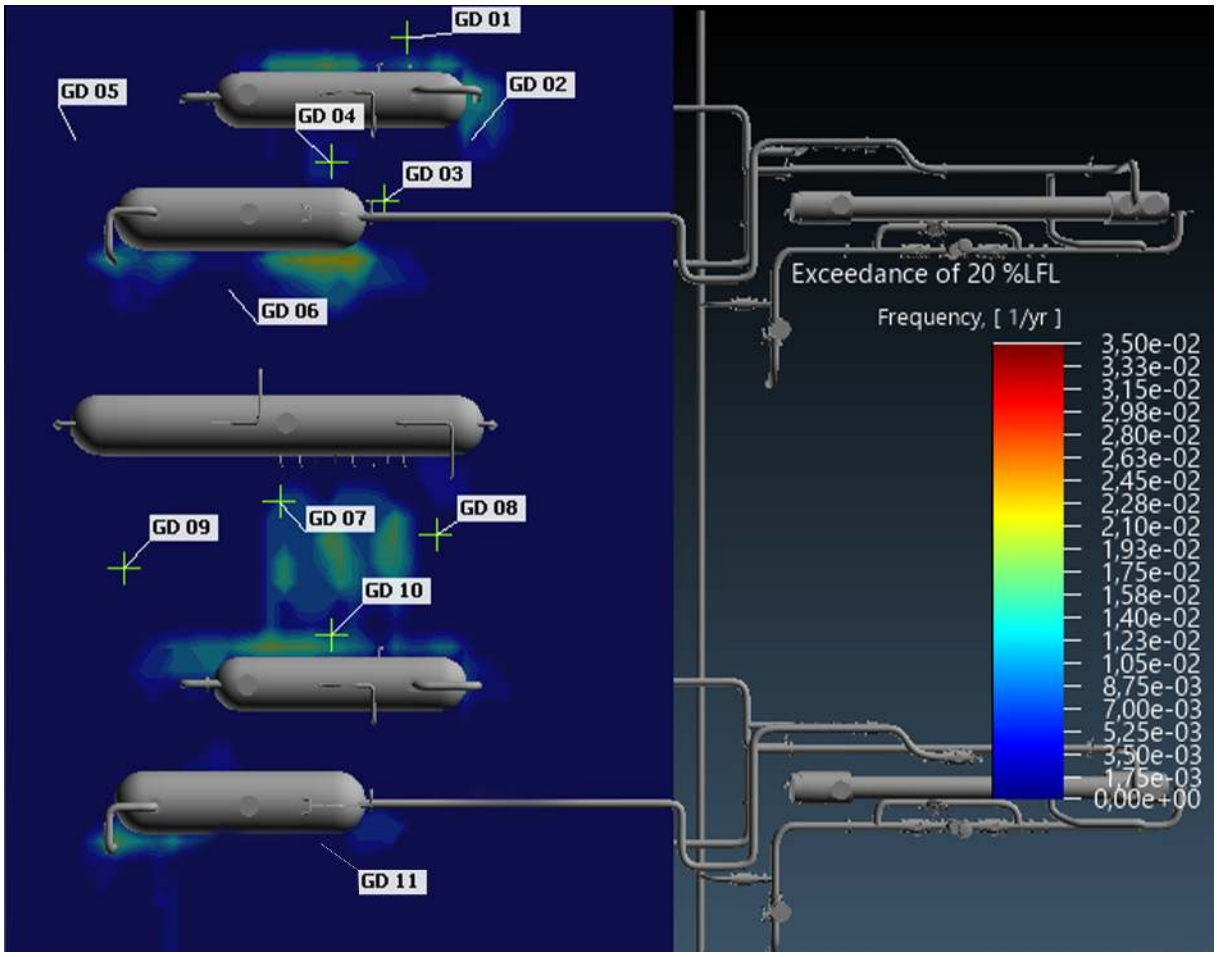


FIGURE 6.4 – Simulation de dispersion du gaz par CFD (Z= 2 m) après mise en place des détecteurs

Cette disposition des détecteurs (GD) permet une réduction remarquable de la fréquence de présence du gaz non détecté d'une fréquence maximale de $1,6\ 10^{-1}$ (voir la figure 6.3) à une nouvelle fréquence maximale de $3,5\ 10^{-2}$, par conséquent la performance de couverture de détection est satisfaite.

B) Fiabilité du système :

Pour l'évaluation de la fiabilité par la méthode des diagrammes de fiabilité, nous avons préparé une liste des composants du système comportant les détecteurs du gaz ponctuel à lit catalytique, un Safety PLC (*Programmable Logic Controller*) et des alarmes sonores dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 6.2.

Tableau 6.2 – Caractéristiques des composants du système de détection du gaz

Composant	Entreprise	Modèle	PFD	Prix $
Détecteur de gaz	GazDetect	OLCT100XP [50]	1.00 E-3	689
Safety PLC	Schneider	Modicon M580 [51]	1.00 E-4	4336
Alarme	E2S	E2S BEx S110D [52]	1.00 E-3	395

Le système est composé de 11 détecteurs de gaz *OLCT100XP*, une unité logique (*Safety PLC Modicon M580*) et deux alarmes sonores **E2S BEx S110D**, dont le diagramme de fiabilité est donné dans la figure 6.5.

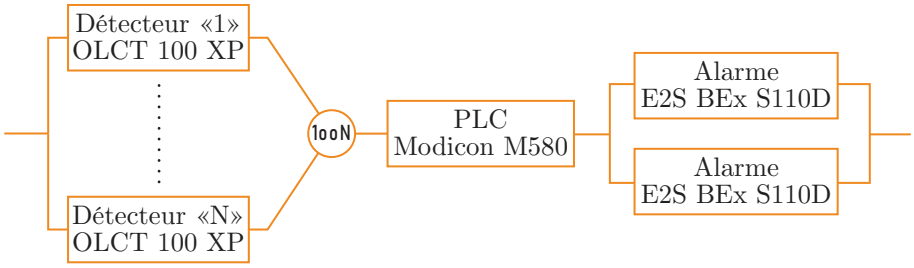


FIGURE 6.5 – Diagramme de fiabilité du système de détection du gaz

Pour le calcul de la fiabilité des détecteurs, nous utilisons les équations simplifiées à cause du vote 1ooN. La probabilité de défaillance à la demande de la partie détection se calcule donc comme suit [53] :

$$PFD_{kooN} = k\,\frac{(\lambda_{DU} \times T_1)^{N-k+1}}{N-k+2} + \frac{1}{2}\,\beta \times \lambda_{DU} \times T_1$$

Tel que :
λ_{DU} : Taux de défaillance d'erreur dangereuse non détectée.
T_1 : Intervalle de test de fonctionnement.
β : Proportion de défaillance non détectée ayant une cause commune,dans la pratique la valeur de β est comprise entre 5 % et 10 %. Pour $\lambda_{DU} \ll 1$, le produit $\lambda_{DU} \times T_1$ est équivalent au PFD du composant.

$$PFD_{1oo11} = \frac{(10^{-3})^{-11}}{12} + \frac{1}{2} \times 0,05 \times 10^{-3} = 2,5\ 10^{-5}$$

La PFD_{avg} de tout le système se calcule donc comme suit :

$$PFD_{avg} = 1 - (1 - PFD_{1oo11}) \times (1 - PFD_{PLC}) \times (1 - PFD^2_{Alarme})$$

$$PFD_{avg} = 1,26\ 10^{-4}$$

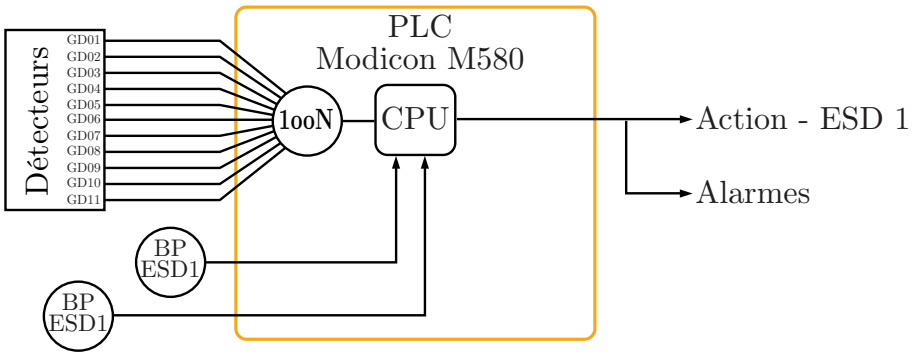
D'où une fiabilité du système de détection de feu (R_{Gaz}) égale à :

$$R_{Gaz} = 1 - PFD_{avg} = 1 - 1,26 \times 10^{-4}$$

$$R_{Gaz} = 0,99987$$

C) Efficacité de mitigation du système :

La proposition faite pour la mitigation de FGS est l'actionnement du système d'arrêt d'urgence actuel ESD 1 (non autonome) qui provoque la fermeture des quatre vannes SDV 1001 C-D et SDV M451 C-D pour l'isolation des deux chaines et l'ouverture des deux vannes BDV M452 D et BDV M452 D pour la dépressurisation vers les torches. La figure 6.6 présente le schéma de fonctionnement du système de détection du gaz.



BP : Bouton Poussoir (déclenchement manuel)

FIGURE 6.6 – Schéma de fonctionnement du système de détection du gaz

L'objectif de cette partie est l'évaluation de la fiabilité de l'ESD 1 afin de déterminer l'efficacité de mitigation en cas de détection du gaz. Nous utilisons donc la méthode des arbres de défaillance afin de déterminer la probabilité de défaillance et par la suite la fiabilité. La figure 6.7 illustre l'arbre de défaillance de l'ESD1.

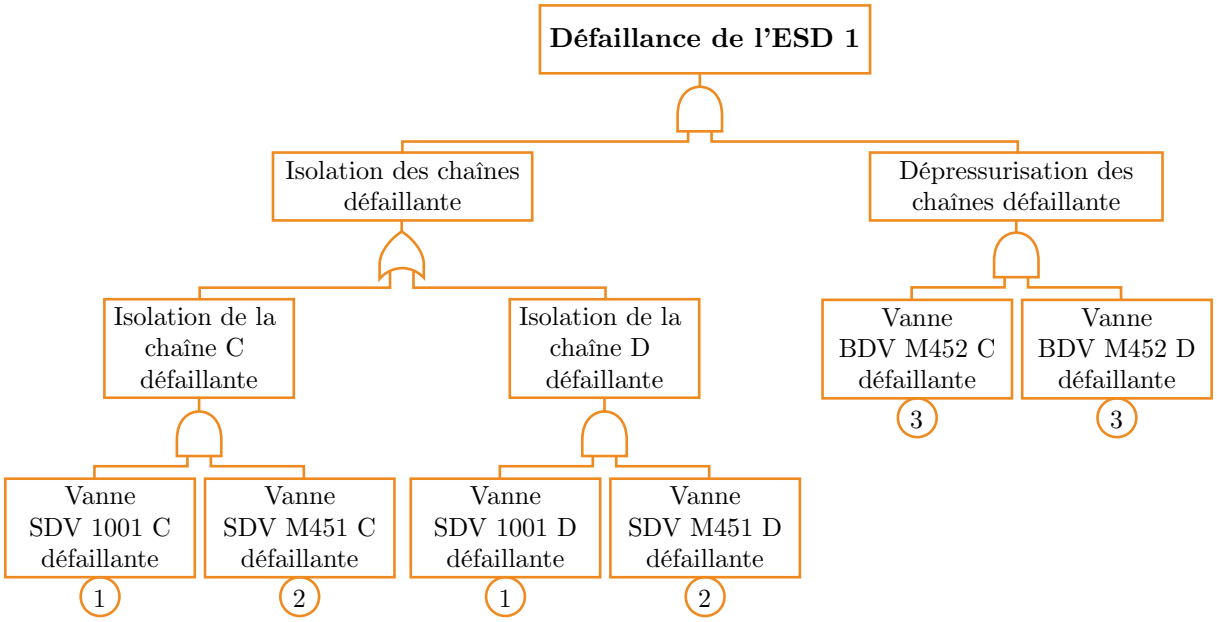


FIGURE 6.7 – Arbre de défaillance de l'ESD 1

A partir des données de fiabilité des composants de l'UTG reprises dans l'annexe C, nous calculons la probabilité de défaillance :

$$PFD_{ESD1} = 2,8528 \times 10^{-5}$$

D'où une fiabilité de l'ESD 1 (R_{ESD1}) égale à :

$$R_{ESD1} = 1 - PFD_{ESD1} = 1 - 2,8528 \times 10^{-5}$$

$$R_{ESD1} = 0,99997$$

6.5 Conception du système de détection de feu

6.5.1 Évaluation des risques

La première étape consiste à identifier des zones à surveiller par le système, selon la philosophie du FGS, une zone de feu est définie par les limites de l'ESD 1 (vannes d'isolement ESDV), selon ce critère, l'UTG dans sa totalité (de SDV 1001 jusqu'à SDV M451) est donc considérée comme une zone de feu.

L'analyse quantitative des risques (QRA) nous a permis d'identifier des évènements redoutés de pertes de confinement au sein de l'UTG qui sont susceptibles de provoquer des incendies (Jet de feu, Feu de nappe de condensat, Boule de feu). Les résultats montrent que ces incendies sont plus probables autour du séparateur S301 qui est l'équipement le plus vulnérable dans l'UTG.

Par la suite, la modélisation par le logiciel ***Phast*** nous a permis de déterminer l'étendue des effets thermiques qui peuvent être fatals dans le cas de la boule de feu suite à la rupture du séparateur S301 (voir la **figure 3.8**, page 66). Les effets des autres types d'incendies sont limités en terme de pertes humaines, mais ils restent encore susceptibles de provoquer des effets domino et engendrer des pertes matérielles.

En se basant sur ces résultats, nous avons divisé la zone de feu (UTG) en trois classes (sous-zones) de feu de A à C présentant l'ordre de priorité de détection par le système de détection de feu [54] tel qu'il est illustré dans la figure 6.8 :

- **Classe A :** Séparateur S301 et ses accessoires.
- **Classe B :** Séparateurs S101 C-D et S202 C-D et leurs accessoires.
- **Classe C :** L'ensemble des vannes d'expédition.

6.5.2 Identification des exigences de performance

Les performances du système de détection de feu sont définies par sa fiabilité et sa couverture de détection. L'identification des performances de fiabilité consiste à déterminer la probabilité moyenne de défaillance à la demande (PFDavg) maximale qui correspond au $1/RRF_{FGS}$:

$$PFD_{avg_{cible}} = \frac{1}{RRF_{FGS_{cible}}} = 3,9772\ 10^{-3}$$

L'identification des performances de détection du système consiste à déterminer la couverture minimale de détection des capteurs selon les classes (sous-zones) de feu déterminées précédemment, l'attribution de la couverture de détection à chaque classe est donnée dans le tableau 6.3.

Tableau 6.3 – Couverture de détection requise pour chaque classe [54]

Classe	Risque	Couverture (%)
A	Élevé	90
B	Moyen	80
C	Faible	60

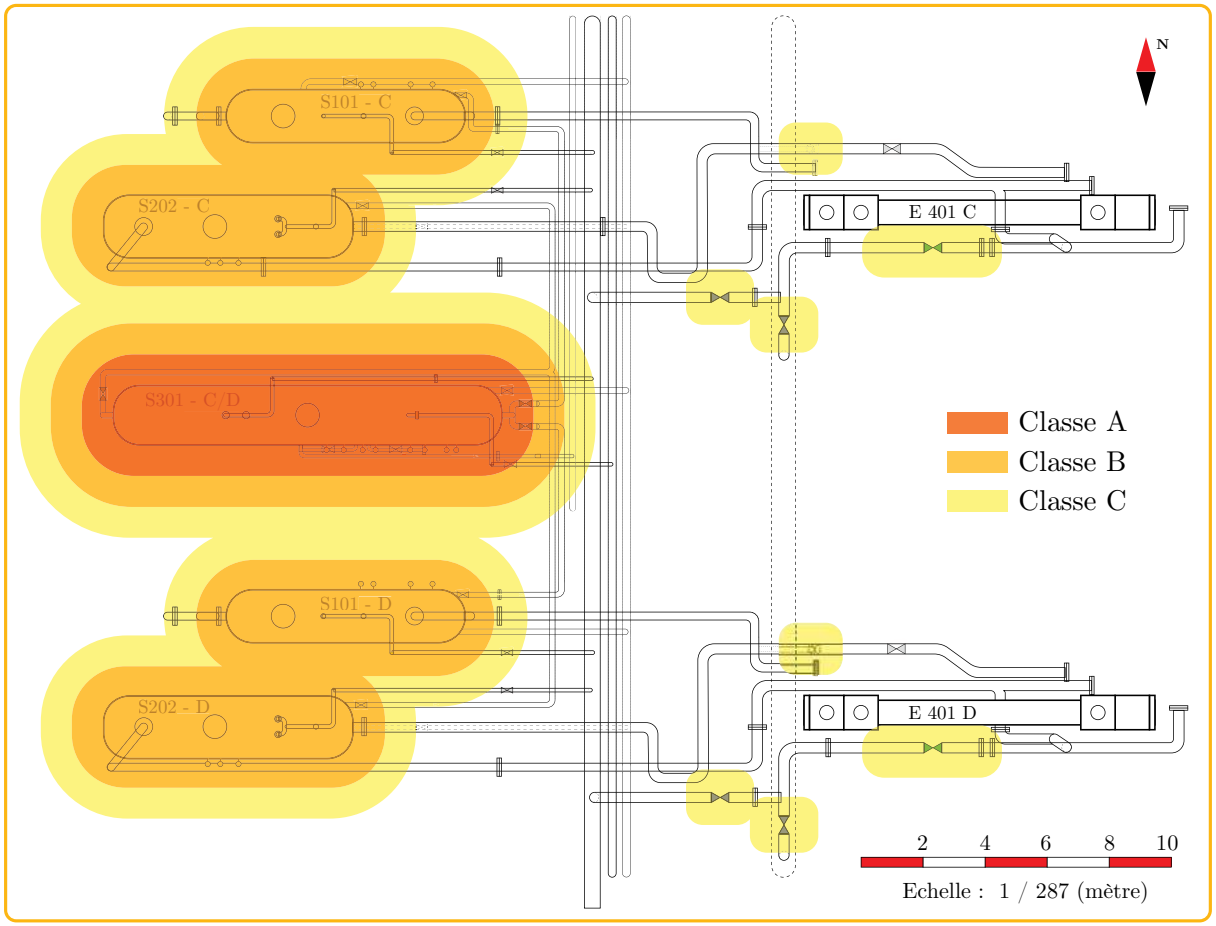


FIGURE 6.8 – Classes (sous-zones) de feu de l'UTG

6.5.3 Design conceptuel du système de détection de feu

6.5.3.1 Choix de la technologie des détecteurs

Nous avons consulté l'entreprise ***SPECTREX***, leader en technologies de détection de flammes afin de choisir les détecteurs qui conviennent à l'installation en tenant compte des contraintes de fonctionnement (substance à détecter, marge de température, adéquation du matériel en zones ATEX, champs de vision). Le tableau 6.4 présente les différentes caractéristiques des détecteurs.

Tableau 6.4 – Couverture de détection requise pour chaque classe [9]

Technologie	**Model**	**Champ de vision**			**PFD**	**Prix ($)**
		Angle Horizontal	Ange vertical	Plage de sensibilité pour 1 ft2 (0.1m2)		
IR 3	40/40 I	$2 \times 50^\circ$	$2 \times 50^\circ$	150 ft (45 m)	$5,0\ 10^{-4}$	3297
UV	40/40 U	$2 \times 50^\circ$	$2 \times 47{,}5^\circ$	40 ft (12 m)	$2,8\ 10^{-5}$	1931
Multi IR	40/40 M	$2 \times 35^\circ$	$2 \times 35^\circ$	150 ft (45 m)	$5,6\ 10^{-4}$	3764
UV/IR	40/40 L4B	$2 \times 50^\circ$	$2 \times 50^\circ$	43 ft (13 m)	$1,9\ 10^{-4}$	2656

La figure 6.9 illustre les paramètres de champ de vision d'un détecteur de flamme (Exemple : model 40/40 I).

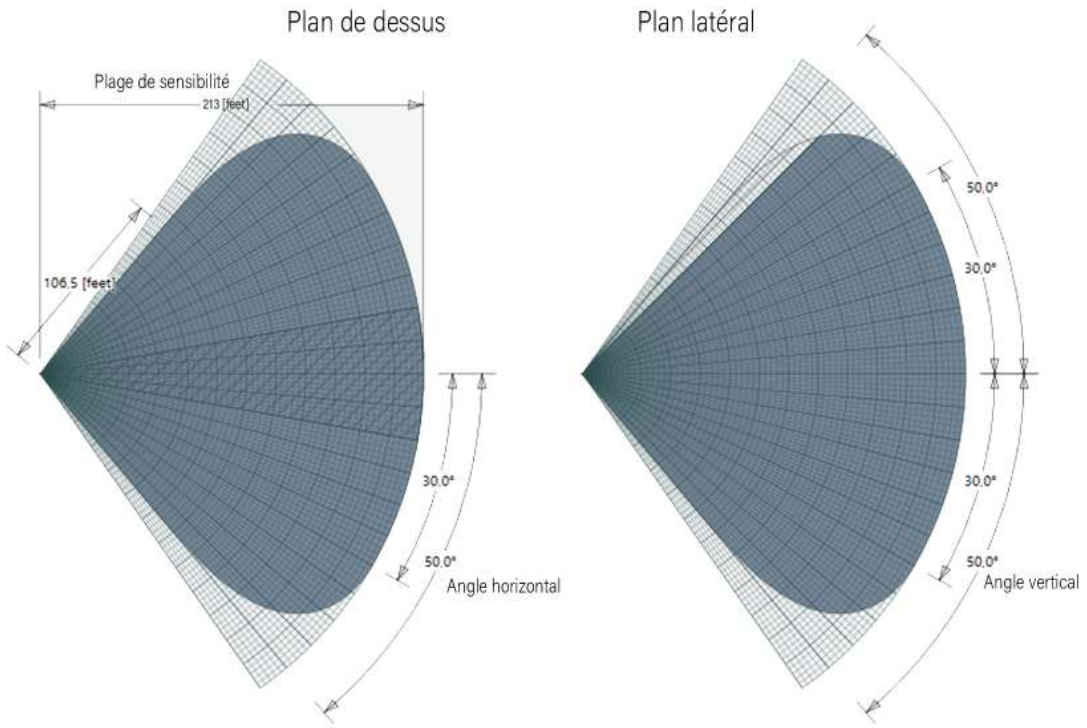


FIGURE 6.9 – Champs de vision du détecteur 40/40 I [*Detect 3D*]

Le détecteur mono-IR (IR 3) est potentiellement sensible aux autres sources de rayonnements modulés IR contrairement au détecteur Multi-IR qui est insensible au soleil, aux arcs de soudure, aux éclairs et aux corps chauds, il présente donc peu d'alarmes intempestives avec une sensibilité élevée. Ces deux détecteurs sont caractérisés par une longue distance de détection (jusqu'à 45 m pour un feu de méthane) [46].

Le détecteur UV présente une sensibilité possible au soleil selon la gamme de détection contrairement au détecteur UV/IR qui présente peu d'alarmes intempestives. Ces deux détecteurs sont caractérisés par une courte distance de détection (12 m pour un feu de méthane) [46].

Notre objectif de conception est d'assurer une couverture de détection maximale en optimisant le nombre de détecteurs (optimisation du coût). Suivant cet objectif, nous choisissons la mise en place de la technologie Multi-IR (détecteurs 40/40 M), avec une configuration 1ooN (aucun vote) car ce détecteur présente peu d'alarmes intempestives et une longue distance de détection.

La conception du système est basée sur l'optimisation du nombre et des emplacements des détecteurs par un algorithme génétique intégré dans le logiciel ***Detect 3D*** version 2.43 développé par ***Insight Numerics LLC***.

6.5.3.2 Design initial du système de détection de feu

Le design initial consiste alors à introduire les premières positions possibles pour installer les détecteurs (28 positions à une hauteur de 6 mètres), pour que l'algorithme génétique puisse optimiser le nombre, l'emplacement, l'inclinaison verticale et horizontale des détecteurs afin de maximiser la couverture géographique propre à chaque classe.

Les résultats d'optimisation montrent que l'installation de trois détecteurs dont la disposition est donnée dans le tableau 6.5, est suffisante pour assurer la couverture de détection requise pour chaque classe (**A :** 90 % - **B :** 80 % - **C :** 60 %).

Tableau 6.5 – Disposition des détecteurs de feu – design initial

Détecteurs	**Modèle**	**X (m)**	**Y (m)**	**Z (m)**	**Inclinaison horizontale**	**Inclinaison verticale**
Détecteur 01	4040M	-10,84	0,19	5,9	340 °	30 °
Détecteur 02	4040M	-11,83	-21,94	5,92	20 °	25 °
Détecteur 03	4040M	-14,83	-8,21	5,9	345 °	30 °

A) Couverture de détection :

Les résultats de la couverture de détection sont donnés dans le tableau 6.6.

Tableau 6.6 – Couverture de détection de feu pour chaque classe – design initial

Sous-zones	**Zéro (0oo3)**	**1 ou plus (≥ 1oo3)**	**2 ou plus (≥ 2oo3)**	**3 ou plus (3oo3)**
Classe A	6,2 %	93,8 %	47,1 %	20,6 %
Classe B	10,1 %	89,9 %	34,9 %	6,0 %
Classe C	5,8 %	94,2 %	51,9 %	15,8 %

Ces résultats présentent la couverture totale pour chaque classe d'une façon générale (somme des couvertures). Afin de confirmer ces résultats au niveau des emplacements sensibles, le ***Detect 3D*** fournit une visualisation en trois dimensions de la couverture permettant la présentation par des coupes horizontales, la figure 6.10 présente une coupe à une hauteur de 65 cm (niveau des vannes des séparateurs).

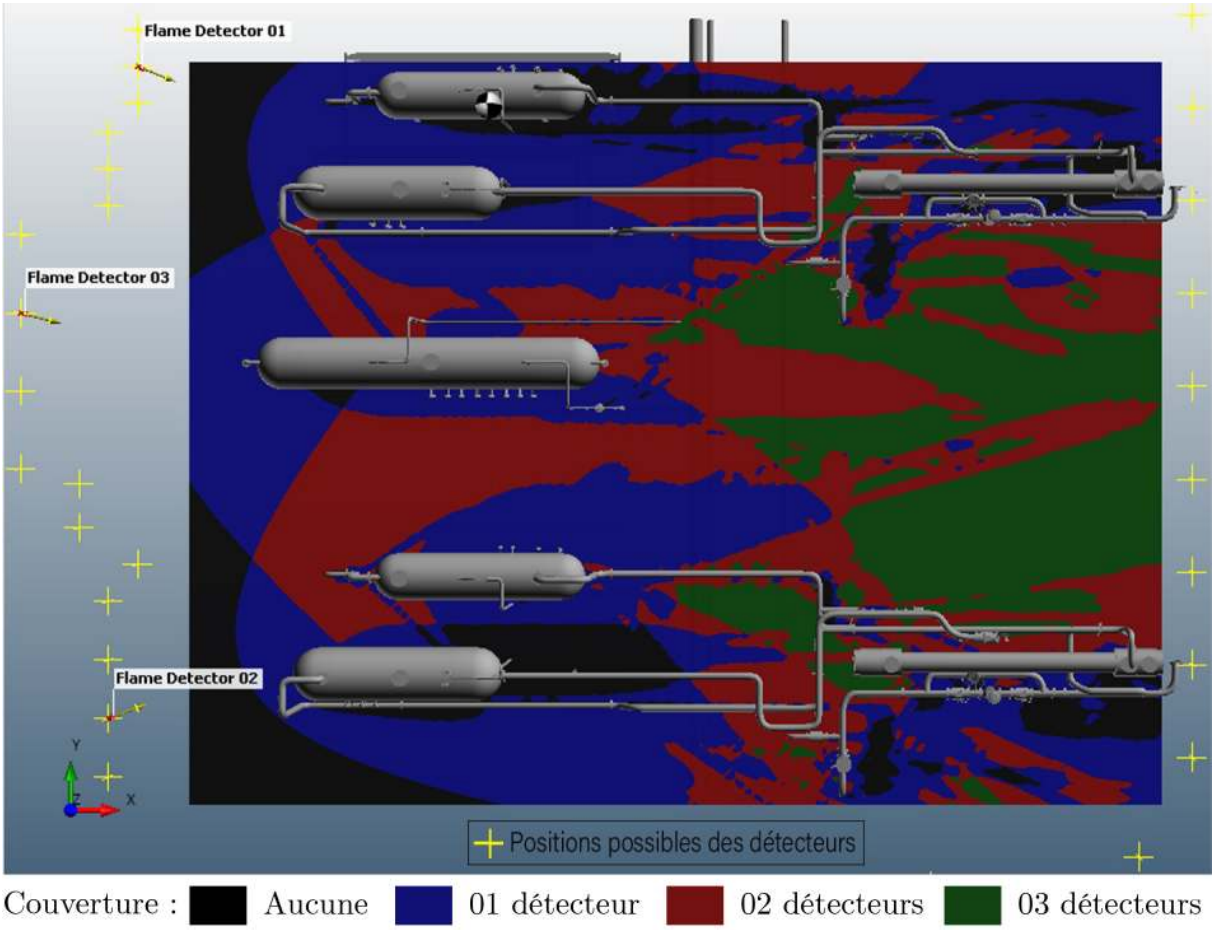


FIGURE 6.10 – Couverture de détection du design initiale à une hauteur de 65 cm

Nous remarquons dans la figure certains angles morts (emplacements non détectés, présentés en noir) notamment au-dessous des séparateurs S101 C et S202 D, et une large superficie non classée (entre les deux échangeurs) couverte par au moins deux détecteurs (2oo3, présentée en rouge et vert). Nous concluons alors que cette couverture n'est pas suffisante, par conséquent ce design initial est rejeté et nécessite des améliorations.

6.5.3.3 Design amélioré du système de détection de feu

Dans le design de correction, la proposition faite est de modifier les positions des détecteurs en ajoutant de nouvelles positions dans la zone entre les deux échangeurs afin d'éviter la sur-détection de cette zone et de couvrir les angles morts. Les nouveaux résultats d'optimisation montrent que l'installation de trois détecteurs dont la disposition est donnée dans le tableau 6.7, est suffisante pour assurer la couverture de détection requise.

Tableau 6.7 – Disposition des détecteurs de flamme - design amélioré

Détecteurs	Modèle	X (m)	Y (m)	Z (m)	Inclinaison horizontale	Inclinaison verticale
Détecteur 01	4040M	24,82	-20,03	4,92	190 °	25 °
Détecteur 02	4040M	24,81	-4,37	4,96	190 °	10 °
Détecteur 03	4040M	18,84	-15,22	4,95	145 °	15 °

B) Couverture de détection :

Les nouveaux résultats de la couverture de détection sont donnés dans le tableau 6.8.

Tableau 6.8 – Couverture de détection de flamme pour chaque classe- design amélioré

Sous-zones	Zéro (0oo3)	1 ou plus (≥ 1oo3)	2 ou plus (≥ 2oo3)	3 ou plus (3oo3)
Classe A	6,4 %	93,6 %	72,6 %	9,5 %
Classe B	12,0 %	88,0 %	59,4 %	7,0 %
Classe C	7,1 %	92,9 %	71,6 %	26,5 %

Ces résultats présentent la couverture totale pour chaque classe d'une façon générale (somme des couvertures). La figure 6.11 présente une coupe à une hauteur de 65 cm.

FIGURE 6.11 – Couverture de détection du design amélioré à une hauteur de 65 cm

Nous observons une amélioration remarquable de la couverture de détection par rapport au design initial, notamment autour du séparateur S301 (équipement critique selon la QRA). La nouvelle disposition des détecteurs nous permet aussi de couvrir la majorité des angles morts du design initial et réduire considérablement la détection non nécessaire dans la zone entre les deux échangeurs. Nous concluons alors que cette couverture est suffisante, par conséquent, ce design amélioré est retenu.

A) Fiabilité du système :

Après avoir démontré la performance de couverture de ce design amélioré, nous passons à l'évaluation de sa fiabilité par un diagramme de fiabilité. Pour ce faire, nous avons une liste de composant comportant les détecteurs multi-IR 40/40 M, un Safety PLC (*Programmable Logic Controller*) et des alarmes sonores dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 6.9.

Tableau 6.9 – Caractéristiques des composants du système de détection de feu

Composant	Entreprise	Modèle	PFD	Prix ($)
Détecteur de flamme	Spectrex	40/40 M [55]	$5,60\ 10^{-4}$	3764
Safety PLC	Schneider	Modicon M580 [51]	$1,00\ 10^{-4}$	4336
Alarme	E2S	E2S BEx S110D [52]	$1,00\ 10^{-3}$	395

Le système est composé de trois détecteurs de flamme multi-IR *40/40 M*, une unité logique (*Safety PLC Modicon M580*) et deux alarmes sonores *E2S BEx S110D*, dont le diagramme de fiabilité est donné dans la figure 6.12.

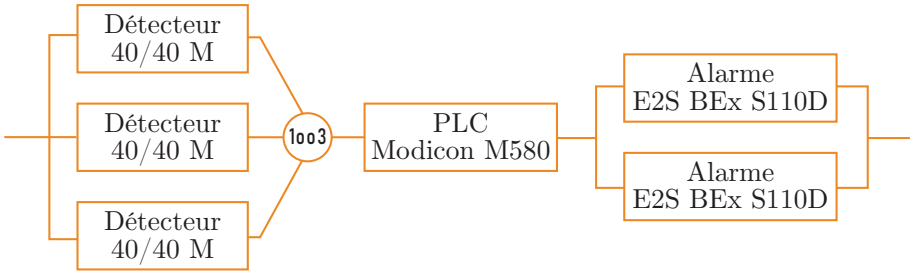


FIGURE 6.12 – Diagramme de fiabilité du système de détection de feu

Dans ce système, aucun vote n'est considéré, une seule détection de l'un des détecteurs est suffisante pour déclencher les deux alarmes. Pour le calcul de la fiabilité des détecteurs, nous utilisons les équations simplifiées à cause de la redondance (1oo3). La probabilité de défaillance à la demande de la partie détection se calcule donc comme suit [53] :

$$PFD_{1oo3} = \frac{\lambda_{DU}^3 \times T_1^3}{4} + \frac{1}{2}\ \beta \times\ \lambda_{DU} \times T_1$$

$$PFD_{1oo3} = \frac{(5,60\ 10^{-4})^3}{4} + \frac{1}{2}\ 0,05\ \times\ 5,60\ 10^{-4} = 1,40\ 10^{-5}$$

La PFD_{avg} de tout le système se calcule donc comme suit :

$$PFD_{avg} = 1 - (1 - PFD_{1oo3}) \times (1 - PFD_{PLC}) \times (1 - PFD_{Alarme}^2)$$

$$PFD_{avg} = 1,16\ 10^{-4}$$

D'où une fiabilité du système de détection de feu (R_{Fire}) égale à :

$$R_{Fire} = 1 - PFD_{avg} = 1 - 1,16\ 10^{-4}$$

$$R_{Fire} = 0,99988$$

B) Efficacité de mitigation du système :

Le système conçu n'a pas comme mission l'extinction automatique de feu, notre proposition est l'actionnement du système d'arrêt d'urgence actuel ESD 1. La figure 6.13 présente le schéma de fonctionnement du système de détection de feu.

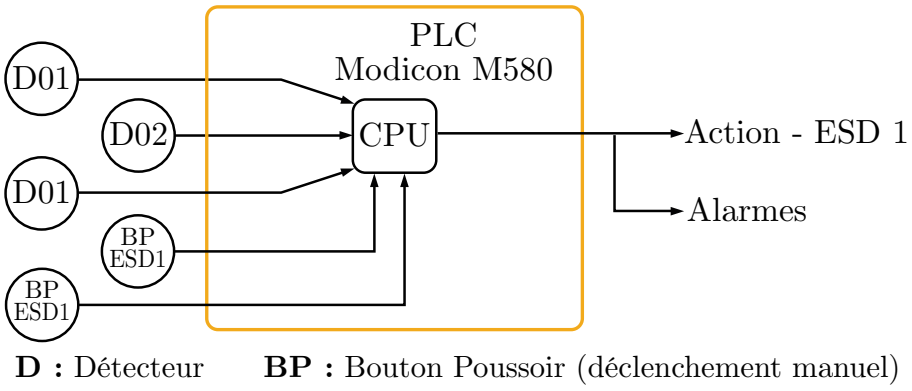


FIGURE 6.13 – Schéma de fonctionnement du système de détection de feu

L'efficacité de mitigation est donnée par la fiabilité de l'ESD 1 (voir la figure 6.7) :

$$R_{ESD1} = 0,99997$$

6.6 Efficacité du système FGS

Nous évaluons la performance du système de détection de feu et gaz afin de vérifier l'exigence de réduction de risque ($RRF \geq 251,43$). Conformément à la norme ISA TR84.00.07, cette évaluation est faite par un modèle d'arbre des évènements illustré dans la figure 6.14.

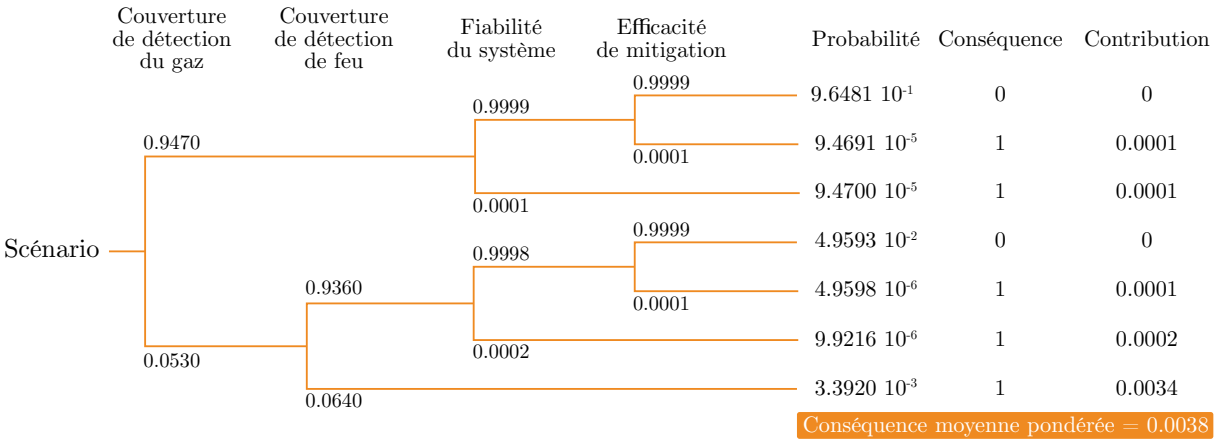


FIGURE 6.14 – Modèle d'évaluation de l'efficacité du FGS proposé

La fréquence du risque le plus élevé (boule de feu) en absence du système FGS est de $2,5143\ 10^{-3}$ par an. L'application de ce modèle donne :

$$Risque = C_{WA} \times F_{non-mitig} = 0,0038 \times 2,5143\ 10^{-3} = 9,5543\ 10^{-6}$$

Ce résultat correspond à la nouvelle fréquence du phénomène boule de feu après mise en place du système FGS. Le facteur de réduction de risque RRF_{FGS} se calcule comme suit :

$$RRF_{FGS} = \frac{2,5143\ 10^{-3}}{9,5543\ 10^{-6}} = 263,16$$

Le facteur de réduction de risque du FGS proposé (263.16) est supérieur au facteur de réduction de risque requis (251.43), nous concluons donc que le design du système de détection feu et gaz satisfait le critère de réduction avec un coût total des composants de 23997 $ (11 détecteurs de gaz + 3 détecteurs de flamme + 1 PLC + 2 alarmes).

Finalement, nous présentons dans la figure 6.15 le schéma de fonctionnement global des systèmes instrumentés de sécurité proposés (Système d'arrêt SD3 et Système FGS).

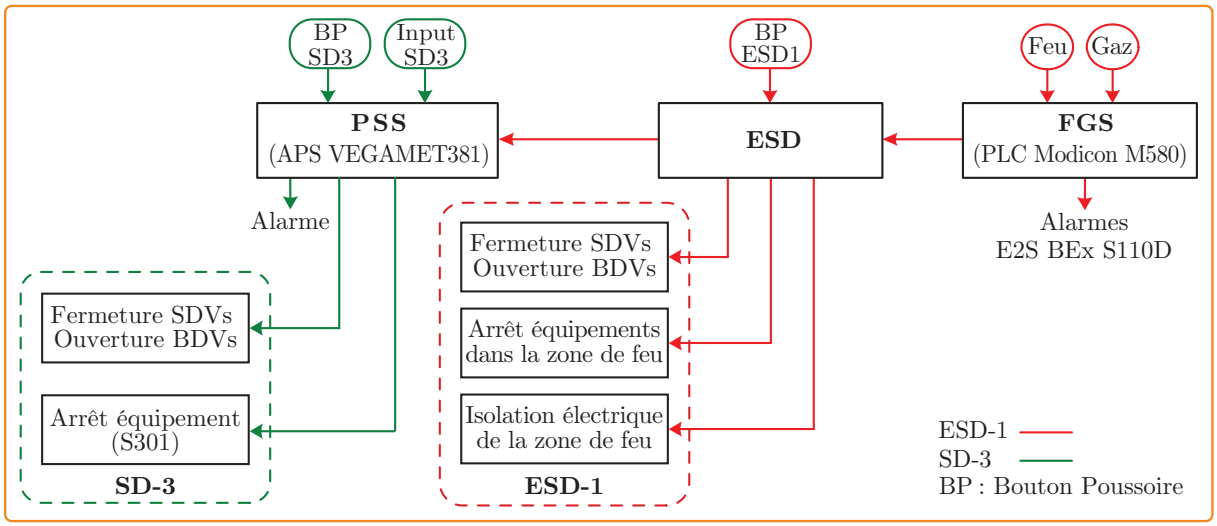


FIGURE 6.15 – Schéma général des systèmes instrumentés de sécurité proposés

Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons proposé et conçu un système de détection feu et gaz (FGS) basé sur la performance au niveau de l'UTG conformément à la norme ISA TR84.00.07 afin d'atténuer les conséquences des scénarios de pertes de confinement issus de l'évaluation quantitative des risques (QRA) et de l'étude ATEX pour se conformer au décret exécutif 14-349.

Pour ce faire, nous avons entamé la conception du système de détection de gaz basé sur des résultats de simulation de dispersion par le CFD, l'évaluation de ses performances montre une haute fiabilité ($PFD_{avg} = 1,26\ 10^{-4}$) et une couverture par scénarios de $94,7$ %. Par la suite, nous sommes passés à la conception du système de détection de feu qui présente une haute fiabilité ($PFD_{avg} = 1,16\ 10^{-4}$) et une couverture géographique de $93,6$ %. Finalement, nous avons proposé l'automatisation du système d'arrêt d'urgence ESD1 pour l'utiliser comme système de mitigation du FGS, l'évaluation de ses performances montre une haute fiabilité ($PFD_{avg} = 2,85\ 10^{-5}$).

La conception de ce système FGS satisfait le critère de réduction des risques par un RRF égale à $263,16$ avec un cout total des composants de 23997 dollars.

Conclusion Générale

Ce travail est effectué dans le cadre de la mise en conformité au décret exécutif n° 14-349 de l'unité de traitement de gaz (UTG) du centre de production d'huile de la direction régionale *Gassi Touil* de *SONATRACH DP*. Afin de répondre à la problématique, nous avons adopté une méthodologie qui s'articule sur quatre (04) axes.

Le premier axe consiste en une évaluation quantitative des risques par la méthode intégrée QRA. A l'issue de cette évaluation, nous avons pu identifier huit scénarios majeurs dont trois scénarios d'une fréquence d'occurrence considérable, il s'agit de :

- Perte de confinement au niveau du séparateur commun S301 d'une fréquence d'occurrence moyenne de $8,3338\ 10^{-2}$ par an.
- Perte de confinement du réseau torche HP d'une fréquence d'occurrence moyenne de $4,6654\ 10^{-2}$ par an.
- Perte de confinement du réseau torche MP d'une fréquence d'occurrence moyenne de $3,9516\ 10^{-1}$ par an.

La modélisation des conséquences de ces scénarios par le logiciel *PHAST*, montrent que les effets liés à la perte de confinement du réseau torche MP sont limités contrairement au séparateur S301 et au réseau torche HP qui engendrent trois phénomènes majeurs :

- Une boule de feu d'une fréquence d'occurrence moyenne de $2,5143\ 10^{-3}$ par an.
- Un VCE d'une fréquence d'occurrence moyenne de $1,6194\ 10^{-3}$ par an.
- Un jet de feu d'une fréquence d'occurrence moyenne de $3,1203\ 10^{-3}$ par an.

Conformément à l'article 10 du décret exécutif n° 14-349, ces résultats montrent que l'UTG est une unité à risque à haut potentiel ce qui confirme concrètement le constat de la commission d'inspection de l'ARH qui a interdit le démarrage de l'unité dans les conditions actuelles.

Le deuxième axe consiste en une étude des atmosphères explosives (ATEX), en adoptant la méthodologie de l'approche point source selon le code IP15. Nous avons identifié 143 sources de rejets, classifié les zones dangereuses, identifié les sources d'ignition et vérifié l'adéquation en zones ATEX. Les résultats obtenus ont permis de proposer le plan d'action suivant :

- La mise en place d'un système de détection de gaz.
- La vérification de l'intégrité de la protection antidéflagrante.
- La vérification de la mise à la terre des équipements.
- L'utilisation des gardes de brides.
- La signalisation ATEX dans l'unité.
- Des restrictions d'accès à l'unité.

Le troisième axe a traité la mise à niveau de la sécurité fonctionnelle, dans lequel nous avons proposé et conçu un système d'arrêt d'équipement SD 3 dont l'objectif est de prévenir l'infiltration du gaz vers le séparateur S301 en cas de dysfonctionnement de régulation du niveau de condensat (boucles LCV 201 et LCV102). Ce système permet également la dépressurisation du séparateur en cas de dysfonctionnement de la boucle PCV301.

Nous avons optimisé ce système pour satisfaire le niveau SIL requis avec minimum de coût, ceci nous a permis de réduire la fréquence d'occurrence du phénomène dangereux ayant le risque le plus élevé (boule de feu) de $2,5143\ 10^{-3}$ à $5,1362\ 10^{-6}$ par an avec un coût de composants de 7419 dollars. Nous avons également prévu des tests de fonctionnement simples annuels et des tests de fonctionnement complexes tous les trois ans afin de maintenir la fiabilité du système.

Le quatrième axe a traité la mise à niveau de la sécurité feu et gaz, dans lequel nous avons conçu un système FGS basé sur la performance conformément au rapport technique ISA-TR84.00.07 recommandé par l'ARH dans le but d'atténuer les conséquences des scénarios de pertes de confinement issues de l'évaluation quantitative des risques (QRA) et de l'étude ATEX. Pour cela, nous avons conçu et optimisé deux systèmes :

- Un système de détection du gaz qui assure de $94,7$ % selon l'approche par scénarios avec une probabilité de défaillance à la demande (PFD_{avg}) de $1,26\ 10^{-4}$.
- Un système de détection de feu qui assure une couverture de détection géographique de $93,6$ % avec une probabilité de défaillance à la demande de $1,16\ 10^{-4}$.

Nous avons proposé également l'automatisation du système d'arrêt d'urgence ESD1 pour l'utiliser comme système de mitigation du FGS, l'évaluation de ses performances démontre une haute fiabilité ($PFD_{avg} = 2,85\ 10^{-5}$) permettant au FGS de satisfaire le critère de réduction des risques par un facteur de réduction de $263,16$ avec un coût total des composants de 23997 dollars (11 détecteurs de gaz, 3 détecteurs de flamme, un PLC et 2 alarmes).

Dans le cadre de ce projet, nous avons effectué cette étude technique complète allant de l'identification et l'analyse des risques jusqu'à leur maitrise en développant une méthodologie de prévention des risques majeurs permettant d'achever les objectifs soulignés. Nous avons proposé des mesures de maitrise adéquates, étudié leur faisabilité, optimisé leur mise en place et démontré leur efficacité afin de sécuriser l'unité.

Bibliographie

[1] M.-J. ASSAEL and K.-E. KAKOSIMOS, *Fires, Explosions, and Toxic Gas Dispersions : Effects Calculation and Risk Analysis*. CRC Press [en ligne], Fév 2010, (consulté le 27/05/2020 à 19 : 29). Disponible sur : https://qrgo.page.link/TAV9L.

[2] M. HASSANI, R. CHAIB, and R. BOUZERARA ..., " Prévention des risques industriels majeurs dans le cadre du developpement durable : proposition d'un projet de plan général de prévention des risques majeurs (PGPRM) en Algérie au sens de la loi 04/20 [en ligne] ," in *Fourth International Conference on Energy, Mterials, Applied Energetics and Pollution (ICEMAEP'2018)*, Université Frères Mentouri Constantine 1, Algérie, Avr 2018, p. 08, (consulté le 30/09/2020 à 14 : 56). Disponible sur : https://qrgo.page.link/NgFSM.

[3] " Guide de mise en conformité au décret exécutif 14 - 349 du 08 décembre 2014 ." Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH), Jan 2018.

[4] " Décret exécutif 14-349 du 15 safar 1436 correspondant au 8 décembre 2014 fixant les conditions de mise en conformité des installations et des équipements relevant des activités hydrocarbures ," *Journal Officiel - SGG Algérie [en ligne]*, no. 73, pp. 08 – 09, Déc 2014, (consulté le 22/04/2020 à 22 : 38). Disponible sur : https://www.joradp.dz/FTP/JO-FRANCAIS/2014/F2014073.pdf.

[5] " Installation de surface du projet Gassi Touil : Étude De Danger ," JGC Algeria SPA : SONATRACH DP - Gassi Touil, Tech. Rep., Mar 2010.

[6] " Oil and Gas Map of Algeria 2018 ," SONATRACH [en ligne], (page consulté le 12/02/2020 à 03 : 25). Disponible sur : https://qrgo.page.link/5CLc6.

[7] " Rapport DNV Energy : Études « Risk Assessment » des unités industrielles de la Division Production « Études De Dangers » ," SONATRACH DP - Gassi Touil, Tech. Rep., Jul 2010.

[8] " Présentation du Projet de Réhabilitation des Chaînes C et D de l'ancienne Unité de Traitement de Gaz (UTG) ." SONATRACH DP - Gassi Touil, Mai 2018.

[9] " Explosion dans un complexe de gaz liquéfié : Explosion de Skikda 19/01/2004 ," Base de données ARIA [en ligne], (page consulté le 30/09/2020 à 16 : 21). Disponible sur : https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/accident/26252/.

[10] " Quantative risk assessment - QRA ," ODZ Consultants [en ligne], (page consulté le 16/05/2020 à 23 : 31). Disponible sur : https://qrgo.page.link/fE3E3.

[11] I. SELLAMI, “ Contribution à l’analyse quantitative des risques industriels : Application à l’industrie des procédés [en ligne],” PhD : Hygiène et Sécurité Industrielle, Université de Batna 2 : Mostafa Ben Boulaïd, Avr 2019, (consulté le 17/05/2020 à 05 : 51). Disponible sur : doi:10.13140/RG.2.2.19378.86725.

[12] “ Arrêté du 29/09/05 relatif à l’évaluation et à la prise en compte de la probabilité d’occurrence, de la cinétique, de l’intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation [en ligne] ,” (consulté le 17/05/2020 à 05 : 16). Disponible sur : https://aida.ineris.fr/consultation_document/5015.

[13] M. SALLAK, “ Évaluation de paramètres de sûreté de fonctionnement en présence d’incertitudes et aide à la conception : Application aux Systèmes Instrumentés de Sécurité [en ligne] ,” PhD : Automatique, Traitement du Signal et Génie Informatique, Institut National Polytechnique de Lorraine - INPL, Oct 2007, (consulté le 25/05/2020 à 18 : 59). Disponible sur : https://qrgo.page.link/uYN9C.

[14] “ Les phénomènes dangereux accidentels ,” INERIS [en ligne], (consulté le 20/09/2020 à 02 : 06). Disponible sur : https://qrgo.page.link/jEyQW.

[15] “ Arrêté du 22/10/04 relatif aux valeurs de référence de seuils d’effets des phénomènes accidentels des installations classées [en ligne] ,” (consulté le 27/05/2020 à 19 : 43). Disponible sur : https://aida.ineris.fr/consultation_document/5123.

[16] “ Circulaire du 29/09/05 relative aux critères d’appréciation de la démarche de maîtrise des risques d’accidents susceptibles de survenir dans les établissements dits « seveso », visés par l’arrêté du 10 mai 2000 modifié [en ligne] ,” (consulté le 27/05/2020 à 05 : 11). Disponible sur : https://aida.ineris.fr/consultation_document/7465.

[17] “ Manuel Opératoire : Installation de traitement de gaz de gassi touil ,” réalisé par SOFREGAZ, SONATRACH DP - Gassi Touil, 1976.

[18] J.-P. HEIRMAN, “ Manuel des fréquences de défaillance 2009 (Handboek faalfrequenties 2009) ,” Vlaamse overheid - Departement Leefmilieu, Natuur en Energie [en ligne], Tech. Rep., Mai 2009, (consulté le 05/08/2020 à 19 : 34). Disponible sur : https://www.vlaanderen.be/publicaties/handboek-faalfrequenties-2009.

[19] J. COUILLET, O. SALVI, and B. FAUCHER, “ Omega 12 - Dispersion atmosphérique (mécanismes et outils de calcul) ,” INERIS [en ligne], Tech. Rep., Déc 2002, (consulté le 05/08/2020 à 20 : 54). Disponible sur : https://qrgo.page.link/5gHV3.

[20] “ Circulaire du 10/05/10 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l’appréciation de la démarche de réduction du risque à la source et aux plans de prévention des risques technologiques (PPRT) dans les installations classées en application de la loi du 30 juillet 2003 [en ligne] ,” (consulté le 05/08/2020 à 21 : 18). Disponible sur : https://aida.ineris.fr/consultation_document/7029.

[21] “ Model code of safe practice part 15 : Area classification for installations handling flammable fluids - 4th edition [en ligne] ,” Energy Institute, London, United Kingdom,

Tech. Rep., Jun 2015, (consulté le 25/08/2020 à 02 : 53). Disponible sur : https://qrgo.page.link/DAXn7.

[22] “ Directive 94/9/CE du parlement Européen et du conseil - Concernant le rapprochement des législations des États membres pour les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosibles ,” *Journal officiel de l'Union Européenne [en ligne]*, no. L 100, pp. 01 – 29, Avr 1994, (consulté le 17/05/2020 à 5 : 45). Disponible sur : https://qrgo.page.link/XJpgX.

[23] “ Directive 1999/92/CE du parlement Européen et du conseil - Concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives ,” *Journal officiel de l'Union Européenne [en ligne]*, no. L 23, pp. 57 – 64, Jan 2000, (consulté le 17/05/2020 à 06 : 04). Disponible sur : https://qrgo.page.link/CTWao.

[24] “ Directive 2014/34/UE du parlement Européen et du conseil - Relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosibles ,” *Journal officiel de l'Union Européenne [en ligne]*, no. L 96, pp. 309 – 356, Mar 2014, (consulté le 17/05/2020 à 06 : 22). Disponible sur : https://qrgo.page.link/nPvvL.

[25] “ Travailler dans des atmosphères explosives ,” InfoElec [en ligne], (page consulté le 27/05/2020 à 22 : 28). Disponible sur : https://qrgo.page.link/spNyp.

[26] “ Instruction n 06 : Les mesures techniques et organisationnelles pour la maitrise du risque d'atmosphères explosives ATEX » ,” Autorité de Régulation d'Hydrocarbure (ARH), Jan 2017.

[27] A. JANES, J. CHAINEAUX, and P. LESNÉ ..., “ Mise en œuvre de la réglementation relative aux atmosphères explosives - Guide méthodologique ,” INERIS [en ligne], Tech. Rep., Aoû 2011, (consulté le 18/05/2020 à 01 : 20). Disponible sur : http://www.inrs.fr/media.html?refINRS=ED%20945.

[28] “ Flange guard and its importance ,” Chemical Engineering World [en ligne], (page consulté le 14/09/2020 à 02 : 58). Disponible sur : https://qrgo.page.link/onhwF.

[29] “ Les systèmes instrumentés de sécurité ,” Process's - Guide des techniques pour les industries de procédé [en ligne], (page consulté le 25/05/2020 à 18 : 51). Disponible sur : https://qrgo.page.link/EZf4Y.

[30] A. ADJADJ, J.-M. DRANGUET, and F. MASSÉ, “ Omega 10 - Évaluation de la performance des barrières techniques de sécurité ,” INERIS [en ligne], Tech. Rep., Mai 2018, (consulté le 25/05/2020 à 17 : 31). Disponible sur : https://qrgo.page.link/fgsSt.

[31] R. DJEBBAR and O. HIMRANE, “Modélisation, simulation numérique, et étude de la sûreté de fonctionnement en vue de la maîtrise des risques majeurs - cas station de coating de GE Oil & Gaz ALGESCO,” Mémoire de PFE, Ecole Nationale Polytechnique, Jun 2017.

[32] W. MECHRI, “ Évaluation de la performance des systèmes instrumentés de sécurité à paramètres imprécis [en ligne] ,” PhD : Génie Electrique, Université de Tunis El-Mana, Avr 2011, (consulté le 26/05/2020 à 02 : 21). Disponible sur : https://qrgo.page.link/frthS.

[33] O. IDDIR, “ Méthode PDS ,” *Techniques de l'ingénieur - Méthodes d'analyse des risques [en ligne]*, vol. TIB155DUO, no. SE4077, p. 20, Jul 2016, (consulté le 26/05/2020 à 20 : 44). Disponible sur : https://qrgo.page.link/4dBwr.

[34] “ Sécurité fonctionnelle – SIL : Les systèmes instrumentés de sécurité dans l'industrie des process ,” Société Endress+Hauser [en ligne], Tech. Rep., Fév 2014, (consulté le 26/05/2020 à 23 : 05). Disponible sur : https://qrgo.page.link/s4XDy.

[35] C. FOUSSARD, “ Sécurité industrielle : Ingénierie sécurité - Évaluation / Réduction / Mitigation du risque ,” IFP Training, Tech. Rep., Jul 2015.

[36] “ GS EP SAF 261 : Emergency Shut-Down and Emergency De-Pressurisation (ESD & EDP) ,” Groupe Total - Exploration & Production [en ligne], Tech. Rep., Jan 2011, (consulté le 14/09/2020 à 05 : 49). Disponible sur : https://qrgo.page.link/xod9b.

[37] F. BICKING, C. SIMON, and J.-F. AUBRY, “ Aide à la conception de systèmes instrumentés de sécurité [en ligne] ,” in *16e Congrès de Maîtrise des Risques et de Sûreté de Fonctionnement, Lambda Mu 16*, Avignon, France, Oct 2008, p. 07, (consulté le 09/08/2020 à 20 : 35). Disponible sur : https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00329326.

[38] “ Pas à pas, trouver le bon capteur ,” VEGA [en ligne], (page consulté le 15/08/2020 à 21 : 28). Disponible sur : https://www.vega.com/fr-fr/produits.

[39] “ Instruments de mesure ,” EMERSON [en ligne], (page consulté le 15/08/2020 à 22 : 04). Disponible sur : https://qrgo.page.link/j5PBc.

[40] “ Capteur - transmetteur de pression absolue et relative cerabar pmp75 ,” Endress+Hauser [en ligne], (page consulté le 15/08/2020 à 22 : 38). Disponible sur : https://qrgo.page.link/q7x9X.

[41] “ La sécurité fonctionnelle en pratique - Livre blanc ,” Société Endress+Hauser [en ligne], Tech. Rep., Nov 2016, (consulté le 26/05/2020 à 23 : 15). Disponible sur : https://qrgo.page.link/ByfQm.

[42] O. IDDIR, “ Méthode LOPA : Principe et exemple d'application ,” *Techniques de l'ingénieur - Méthodes d'analyse des risques [en ligne]*, vol. TIB155DUO, no. SE4075, p. 34, Jul 2012, (consulté le 07/06/2020 à 12 : 57). Disponible sur : https://qrgo.page.link/FHzqp.

[43] K. MITCHELL, “ ISA Releases the New 2018 version of ISA TR 84.00.07 ,” Kenexis [en ligne], (page consulté le 07/09/2020 à 18 : 29). Disponible sur : https://qrgo.page.link/U9ANC.

[44] “ ISA-TR84.00.07-2018, Guidance on the Evaluation of Fire, Combustible Gas and Toxic Gas System Effectiveness ,” International Society of Automation (ISA), North Carolina, USA, Tech. Rep., Jan 2018.

[45] “ Cours EXP-SI100 : Instrumentation - Automatisme Sécurité : F&G / ESD ,” Groupe Total - Exploration & Production [en ligne], Tech. Rep., Jun 2009, (consulté le 10/09/2020 à 02 : 42). Disponible sur : https://qrgo.page.link/r1E64.

[46] V. DEBUY, S. KASPRZYCKI, and N. LEPINE ..., “ Omega 22 - Principes et techniques pour la détection des gaz ,” INERIS [en ligne], Tech. Rep., Jan 2009, (consulté le 20/09/2020 à 21 : 50). Disponible sur : https://qrgo.page.link/LvGZg.

[47] E. MARSZAL and S. N. GANESAN, “ Performance-based gas detection system design for hydrocarbon storage tank systems .” SEMANTIC SCHOLAR [en ligne], Jun 2012, p. 15, (consulté le 06/09/2020 à 22 : 30). Disponible sur : https://qrgo.page.link/PjS45.

[48] M. GANDHI, “ Fire and Gas Mapping - updates to ISA84 TR7 .” BAKER ENGINEERING AND RISK CONSULTANTS, 2017, (consulté le 07/09/2020 à 04 : 05). Disponible sur : https://qrgo.page.link/vBL3h.

[49] “ GS EP SAF 312 - Fire and Gas detection systems ,” Groupe Total - Exploration & Production [en ligne], Tech. Rep., Jan 2011, (consulté le 10/09/2020 à 02 : 19). Disponible sur : https://qrgo.page.link/zHWCr.

[50] “ Détecteur de gaz fixe OLCT100 ,” GazDetect [en ligne], (page consulté le 10/09/2020 à 23 : 33). Disponible sur : https://qrgo.page.link/QRiW1.

[51] “ Modicon M580 - Matériel, manuel de référence ,” Schneider [en ligne], (page consulté le 10/09/2020 à 23 : 54). Disponible sur : https://qrgo.page.link/btYgj.

[52] “ BExs110 Explosion Proof Alarm Horn Sounder ,” E2S [en ligne], (page consulté le 11/09/2020 à 00 : 15). Disponible sur : https://qrgo.page.link/fDj4d.

[53] M. RAUSAND, *Average Probability of Failure on Demand*. John Wiley & Sons, Ltd [en ligne], Jan 2014, ch. 8, pp. 191–272, (consulté le 27/09/2020 à 15 : 26). Disponible sur : https://qrgo.page.link/V95m3.

[54] K. MITCHELL, A. BRYAN, and E. SMITH, *Kenexis - Fire and Gas Systems Engineering Handbook* . CreateSpace Independent Publishing Platform [en ligne], Nov 2013, (consulté le 27/05/2020 à 19 : 29). Disponible sur : https://qrgo.page.link/H83qY.

[55] “ 40/40M Multi IR Flame Detector ,” Spectrex [en ligne], (page consulté le 14/09/2020 à 02 : 47). Disponible sur : https://qrgo.page.link/q15Sw.

[56] *OREDA : Offshore Reliability Data Handbook - 4th Edition* . OREDA [en ligne], 2002, (consulté le 06/08/2020 à 12 : 08). Disponible sur : https://qrgo.page.link/GNmRb.

[57] *Component Reliability Data for Use in Probabilistic Safety Assessment* . International Atomic Energy Agency (IAEA) [en ligne], Oct 1988, (consulté le 06/08/2020 à 13 : 06). Disponible sur : https://qrgo.page.link/fP2tT.

[58] L. C. Cadwallader, “ selected component failure rate values from fusion safety assessment tasks ,” U.S. Department of Energy - Office of Scientific and Technical Information [en ligne], Tech. Rep. INEEL/EXT-98-00892, Sep 1998, (consulté le 06/08/2020 à 17 : 10). Disponible sur : https://qrgo.page.link/erTBi.

[59] M. ROYER, “ HAZOP : une méthode d’analyse des risques - Présentation et contexte ,” *Techniques de l’ingénieur - Méthodes d’analyse des risques [en ligne]*, vol. TIB155DUO, no. SE4030, p. 16, Avr 2009, (consulté le 13/05/2020 à 20 : 45). Disponible sur : https://qrgo.page.link/hFC5E.

[60] G. ZWINGELSTEIN, “ Évaluation de la criticité des équipements - Méthodes analytiques ,” *Techniques de l’ingénieur - Méthodes d’analyse des risques [en ligne]*, vol. TIB155DUO, no. SE4005, p. 34, Jul 2014, (consulté le 15/05/2020 à 00 : 25). Disponible sur : https://qrgo.page.link/AYteP.

[61] M. ROYER, “ HAZOP : une méthode d’analyse des risques - Principe ,” *Techniques de l’ingénieur - Méthodes d’analyse des risques [en ligne]*, vol. TIB155DUO, no. SE4031, p. 25, Avr 2009, (consulté le 13/05/2020 à 20 : 31). Disponible sur : https://qrgo.page.link/vr21Y.

[62] B. DEBRAY, S. CHAUMETTE, and S. DESCOURIERE ..., “ Omega 7 - Méthodes d’analyse des risques générés par une installation industrielle ,” INERIS [en ligne], Tech. Rep., Oct 2006, (consulté le 13/05/2020 à 17 : 28). Disponible sur : https://qrgo.page.link/2jMWp.

[63] J.-P. SIGNORET, “ Arbre de défaillance - Contexte booléen, analyse et bases mathématiques ,” *Techniques de l’ingénieur - Méthodes d’analyse des risques [en ligne]*, vol. TIB155DUO, no. SE4052, p. 24, Déc 2017, (consulté le 13/05/2020 à 20 : 09). Disponible sur : https://qrgo.page.link/x2YS1.

[64] F. DJEBNOUNE and A. GOUAOURA, “ Schéma P&ID (Piping and Instrumentation Diagram) de réhabilitation des chaînes de traitement du gaz « C et D » ,” SONATRACH DP - Gassi Touil, Oct 2017.

Annexe A

Méthodes d'analyse intégrées dans la QRA

A.1 Présentation de la méthode HAZOP

La méthode HAZOP (*Hazard and operability study*) est un outil formalisé, systémique et semi-empirique utilisé et développé depuis plusieurs années pour analyser les risques potentiels associés à l'exploitation d'une installation industrielle [59].

La société *Chemetics International* Ltd, dans son guide à l'introduction de la méthode HAZOP retient la définition suivante : « *...application d'un examen critique formel et systématique aux intentions du procédé et de l'ingénierie d'une installation neuve ou existante afin d'évaluer le potentiel de danger lié à la mauvaise utilisation, ou au mauvais fonctionnement, d'éléments d'équipement et leurs effets sur l'installation dans son ensemble...* » [59].

A.1.1 Principe de la méthode

La méthode HAZOP a été conçue initialement pour l'analyse des risques des systèmes thermo-hydrauliques pour lesquels il est primordial de maîtriser des paramètres comme la pression, la température, le débit ... [60].

L'HAZOP est une procédure systématique et formalisée d'identification des risques et de la mise en lumière des éventuels problèmes d'opérabilité des installations ou des procédés. Elle est basée sur un raisonnement [60] :

$$\text{Cause} \implies \text{Mode} \implies \text{Effet appliqué à des dérives de paramètres}$$

Bien que s'inspirant de la démarche de l'Analyse de mode de défaillance (AMDEC), l'HAZOP ne considère plus des modes de défaillances, mais les dérives potentielles (ou déviations) des principaux paramètres liés à l'exploitation de l'installation. De ce fait, elle est centrée sur le comportement des paramètres de fonctionnement du procédé industriels, à la différence de l'AMDEC qui est centrée sur les composants [60].

A.1.1.1 Paramètres

La méthode HAZOP fait appel à des paramètres spécifiques qui s'expriment par de simples mots (noms ou verbes) que l'on peut définir ainsi : « *grandeur physiquement mesurable, action ou opération à réaliser* » [61].

Le tableau A.1 regroupe la liste des paramètres parmi les plus fréquemment employés dans l'industrie des procédés.

Tableau A.1 – Exemple de paramètres de la méthode HAZOP [61]

Grandeurs physiques mesurables		**Opérations à réaliser**		**Actions à réaliser**	**Fonctions / Situations**
Température	PH	Chargement	Contrôle	Démarre	Protection
Pression	Intensité	Dilution	Séparation	Échantillonner	Fuite
Niveau	Vitesse	Chauffage	Refroidissement	Arrête	Défaut d'utilités
Débit	Fréquence	Agitation	Transfert	Isoler	Gel
Concentration	Quantité	Mélange	Maintenance	Purger	Séisme
Contamination	Temps	Réaction	Corrosion	Fermer	Malveillance

A.1.1.2 Mots-clés ou mots guides

Pour identifier les déviations par rapport à l'intention de conception, l'équipe HAZOP emploie un système de questions dans lequel interviennent des « mots-guides » prédéfinis. Le rôle d'un mot-guide est de stimuler l'imagination, de focaliser l'étude et de soulever des idées et des discussions, de façon à augmenter les chances de réalisation d'une étude complète.

La méthode introduit un nombre limité (sept à l'origine) de mots-clés appelés aussi « mots guides » et définis originellement ainsi :

« ...simple mot ou courte phrase qualifiant l'intention en vue de guider et de stimuler le processus créatif et ainsi de permettre la découverte de déviations... »[61].

Liste des sept mots-clés (*keywords*) :

- Non ou pas de (*no or not*)
- Plus de (*more*)
- Moins de (*less*)
- En plus de (*as well as*)
- En partie (*part of*)
- Autre que (*other than*)
- Inverse (*reverse*)

Depuis, se sont ajoutés quatre autre mots-clés relatifs aux notions de temps et de séquence et soit un total aujourd'hui de onze mots-clés [61] :

- Plus tôt que (*earlier than*)
- Plus tard que (*later than*)
- Avant (*before*)
- Après (*later*)

A.1.1.3 Déviations

La combinaison de mots-clés et de paramètres va constituer une dérive, ou déviation, de ce paramètre :

MOT-CLÉ + PARAMÈTRE = DÉVIATION

Exemple :

- « Plus de » + « Température » = « Température trop haute »
- « Moins de » + « Pression » = « Pression trop basse »
- « Inverse » + « Débit » = « Retour de produit »
- « Pas de » + « Niveau » = « Capacité vide »

Remarque : La combinaison de certains mots clés et paramètres ne conduit pas nécessairement à des déviations pertinentes, par exemple le paramètre « température » appliqué au mot-clé « Pas de » conduit à la déviation « Pas de température », non pertinente hormis si l'on considère le zéro absolu [61].

Le tableau A.2 ci-après représente les combinaisons possibles de mots clés et paramètres :

Tableau A.2 – Exemple de matrice mots-clés / paramètres [61]

Paramètres HAZOP		**Mots-clés**										
		Pas de	Plus de	Moins de	Aussi	En partie	Inverse	Autre que	Plus tôt	Plus tard	Avant	Après
Grandeurs physiques	Temprérature		X	X				X				
	Pression	X	X	X								
	Niveau	X	X	X				X				
	Débit	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Concentration	X	X	X	X			X				
	Contamination	X	X	X	X			X				
Opérations	Chargement	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X
	Agitation	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X
	Chauffage	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X
Actions	Démarrer	X				X		X	X	X	X	X
	Mesurer	X				X		X	X	X	X	X
	Arrêter	X				X		X	X	X	X	X

A.1.2 Déroulement de la méthode

L'application de la méthode HAZOP se fait par un mécanisme itératif sur chacun des nœuds d'un PFD ou P&ID,, l'association **systématique** paramètres / mots-clés doit permettre de couvrir de façon **exhaustive** toutes les dérives potentielles dans l'installation étudiée. Le logigramme de l'étude des déviations HAZOP est présenté dans la figure A.1 :

A l'origine, l'HAZOP n'a pas été prévue pour procéder à une estimation de la probabilité d'occurrence des dérives ou de la gravité de leurs conséquences. Cette méthode est donc parfois qualifiée de qualitative. En pratique, elle peut être couplée, comme l'AMDE, à une estimation de la criticité [62].

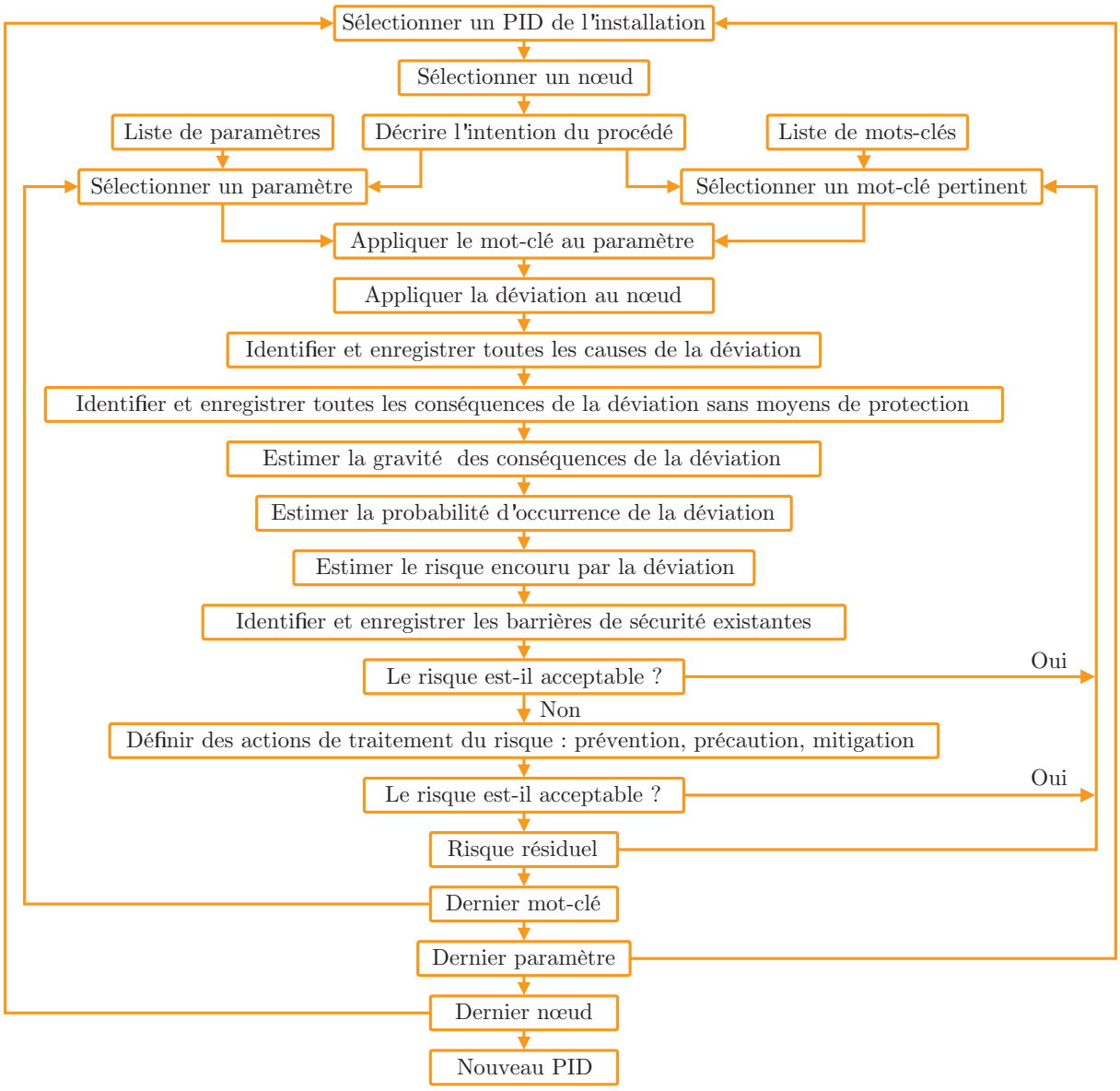


FIGURE A.1 – Principe de déroulement de la méthode HAZOP [61]

A.2 Présentation de l'arbre de défaillance

A.2.1 Principe de la méthode

L'arbre de défaillance (AdD) est définie par la norme CEI 61025 qui lui est consacrée comme suite : « ...diagramme logique montrant les pannes des sous-entités, les événements externes ou leurs combinaisons, à l'origine d'un événement prédéfini non souhaité... [63].

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

d'être à l'origine de l'événement redouté [62].

Ainsi, l'analyse par l'AdD permet d'identifier les successions et les combinaisons d'évènements qui conduisent des évènements de base jusqu'à l'événement indésirable retenu. Les liens entre ces différents évènements identifiés sont réalisés grâce à des portes logiques (de type « ET » et « OU » par exemple). Cette méthode utilise une symbolique graphique particulière qui permet de présenter les résultats dans une structure arborescente [62]. Les structures de base utilisées pour représenter un AdD est présentée dans la figure A.2 :

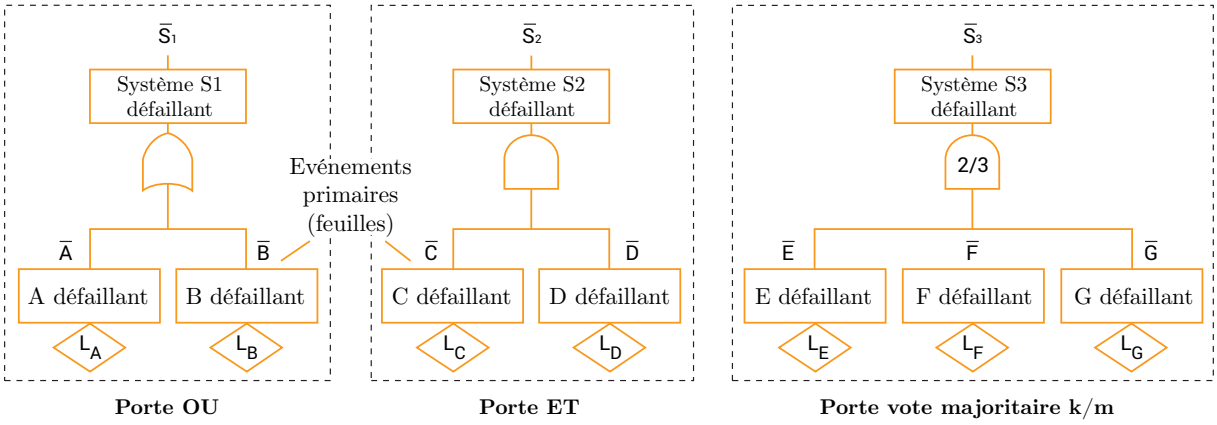


FIGURE A.2 – Principales portes logiques graphiques relatives aux AdD [63]

- La porte logique OU modélise un système S1 qui est en panne lorsqu'au moins un des deux composants A ou B est tombé en panne.
- La porte logique ET modélise un système S2 qui est en panne lorsque les composants A et B sont tombés en panne.
- La porte logique vote majoritaire k/m modélise un système S3 qui est en panne si au moins k composants parmi m sont en panne. Sur la figure 1, k est égal à 2 et m est égal à 3.

A l'aide des règles mathématiques et statistiques, il est alors théoriquement possible d'évaluer la probabilité d'occurrence de l'événement final à partir des probabilités des évènements de base identifiés.

A.2.2 Déroulement de la méthode

L'analyse par AdD d'un événement redouté peut se décomposer en trois étapes successives :

A) Définition de l'évènement redouté

La définition de l'événement final, qui fera l'objet de l'analyse, est une étape cruciale pour la construction de l'arbre. On conçoit que plus cet événement est défini de manière précise, plus simple sera l'élaboration de l'AdD. Par ailleurs, s'agissant d'une méthode qui peut se révéler rapidement lourde à mener, elle doit être réservée à des évènements jugés particulièrement critiques [62].

En ce sens, l'utilisation préalable de méthodes inductives (APR, AMDEC, HAZOP) permet d'identifier les évènements qui méritent d'être retenus pour une analyse par arbre des défaillances et d'identifier certains événements initiateurs qui pourront être développés dans l'arbre de défaillance.

B) Construction de l'arbre

L'approche par AdD procède d'une démarche déductive (effet à causes) et cela en fait une approche originale, à part et complémentaire des autres approches de la sûreté de fonctionnement qui procèdent plutôt de démarches inductives (cause à effet). Ainsi, un arbre de défaillance est construit de manière récursive en partant d'un événement indésirable pour remonter à ses causes [63].

- La première étape est d'identifier précisément l'événement indésirable car de la pertinence de cet événement dépend toute la suite de la construction de l'arbre.
- La deuxième étape, consiste à rechercher tout d'abord les causes immédiates de l'événement indésirable.
- La troisième étape, consiste à rechercher les causes directes de l'événement intermédiaire jusqu'à avoir un événement ne nécessitant pas de développement plus détaillé, l'analyse s'arrête là et cette cause est considérée comme un événement primaire de l'AdD.

L'analyse des évènements est réalisée en appliquant le même processus déductif que ci-dessus : chaque évènement intermédiaire identifie devient un effet dont il faut rechercher les causes directes. Le déroulement de l'AdD est simplifié dans la figure A.3 :

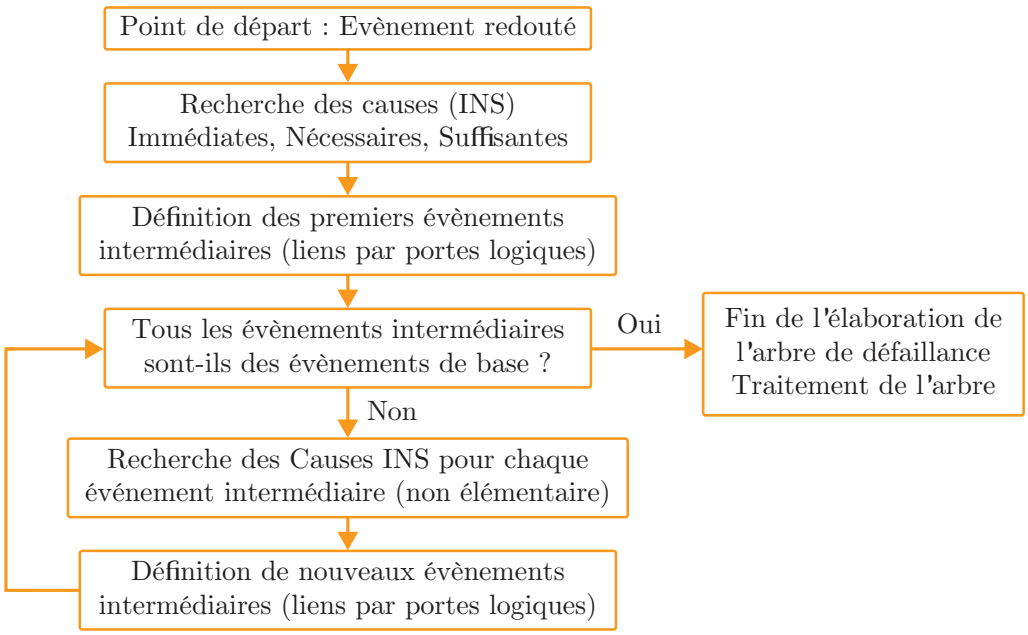


FIGURE A.3 – Démarche pour l'élaboration d'un arbre des défaillances [62]

La démarche déductive permet de construire l'AdD pas à pas en identifiant les causes les unes après les autres jusqu'à ce que le niveau de détail pertinent soit atteint. Outre l'aspect déductif, l'approche possède aussi des symboles graphiques propres à aider l'analyste dans la construction de l'arbre [63]. Il en est ainsi pour les symboles graphiques courants disponibles pour les évènements primaires présenter dans la figure A.4 :

- **Évènement de base :** Évènement qui ne nécessite pas d'analyse plus détaillée.
- **Évènement élémentaire :** Évènement qui pourrait être détaille mais dont le niveau de détail est considéré comme suffisant pour l'arbre considère.
- **Évènement à développer :** Évènement nécessitant une analyse plus détaillée et pour lequel des informations complémentaires doivent être réunies. L'utilisation de ce symbole permet à l'analyste de repérer facilement le travail restant à faire.
- **Les portes de transfert de sortie et d'entrée :** Permettent de découper un arbre volumineux en sous arbres plus petits ou de faire le lien avec un diagramme causes-conséquences.

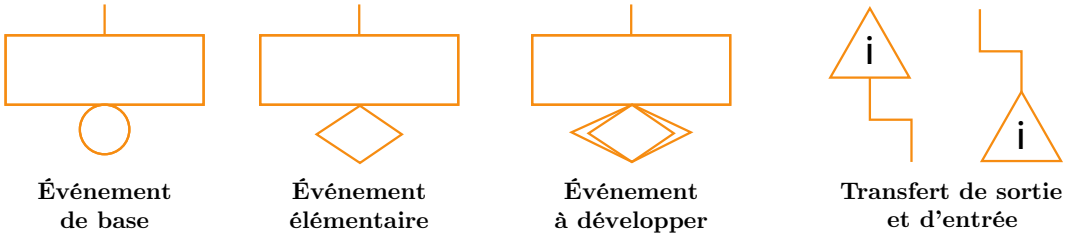


FIGURE A.4 – Symboles des événements primaires et des portes de transfert [63]

C) Exploitation de l'arbre

L'analyse par arbre des défaillances permet d'estimer la probabilité d'occurrence d'un événement et de s'assurer que toutes les mesures possibles ont effectivement été envisagées en vue de prévenir le risque associé à cet événement. Elle est conçue afin de pouvoir considérer des combinaisons de défaillances et de vérifier que toutes les causes potentielles ont bien été prises en compte.

Cette exploitation de l'arbre des défaillances peut être réalisée de manière qualitative et quantitative. Elle nécessite au préalable de traiter les résultats fournis au cours de la construction de l'arbre [62] :

- L'exploitation qualitative de l'arbre vise à examiner comment une défaillance correspondant à un événement de base peut se propager dans l'enchaînement des causes jusqu'à l'événement final.
- L'exploitation quantitative d'un AdD consiste principalement à calculer la probabilité d'occurrence de son événement redouté (ER). Cette exploitation n'est possible que si l'on dispose de données numériques relatives aux probabilité d'occurrence de tous les événements de base de l'AdD.

A.3 Présentation de l'arbre des évènements

A.3.1 Principe de la méthode

L'analyse par l'AdD, vise à déterminer, dans une démarche déductive, les causes d'un événement indésirable ou redouté retenu a priori. A l'inverse, l'analyse par arbre d'évènements suppose la défaillance d'un composant ou d'une partie du système et s'attache à déterminer les évènements qui en découlent [62].

L'objectif de l'arbre d'événements est de déterminer si l'événement initiateur va conduire à un accident grave ou si l'événement initiateur est suffisamment contrôlé par les barrières ou systèmes de sécurité mis en place pour minimiser les conséquences de l'événement initiateur et les procédures mises en œuvre dans la conception du système. Un arbre d'événements peut entraîner de nombreux résultats possibles à partir d'un seul événement déclencheur, et fournit la possibilité d'obtenir une probabilité pour chaque conséquence finale [60].

A.3.2 Déroulement de la méthode

La démarche généralement retenue pour réaliser une analyse par arbre des évènements (AdE) est la suivante :

A) Définition de l'événement initiateur (Point de départ de l'arbre)

Il s'agit d'une étape importante pour l'analyse par l'AdE. Étant donné qu'il s'agit d'une approche qui peut vite se révéler lourde à mener, il est généralement bon de sélectionner un événement initiateur qui peut effectivement conduire à une situation critique (dans une démarche quantitative nous choisirons l'évènement initiateur dont la fréquence est très élevée). Ceci suppose donc de connaître, au moins de manière partielle, les principaux risques associés à l'installation considérée. Pour une analyse après accidents, ces risques sont de fait connus. Ce cas mis à part, il est pertinent d'élaborer un arbre d'évènements suite à une première analyse qui a mis en lumière les accidents potentiels à envisager [62].

B) Identification des fonctions de sécurité prévues pour y faire face

Les fonctions de sécurité doivent être assurées par des barrières en réponse à l'événement initiateur ou secondaire. Elles ont en général pour objectif d'empêcher que l'événement initiateur soit à l'origine d'un accident majeur. Elles se déclinent le plus souvent en barrière de protection [62] :

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

Cette liste n'est, bien sûr, pas exhaustive. De plus, ces fonctions peuvent être réalisées par des dispositifs automatiques ou bien des actions effectuées par des opérateurs conformément à des procédures.

Bien entendu, ces fonctions n'interviennent généralement pas simultanément. Il est particulièrement important de déterminer dans quel ordre elles vont intervenir suite à l'événement initiateur et donc d'identifier les seuils commandant leur mise en œuvre pour permettent ainsi de donner des indications quant au temps nécessaire pour la mise en place de ces mesures de sécurité [62].

C) Construction de l'arborescence

La construction de l'arbre consiste alors, à partir de l'événement indésirable, à envisager soit le succès de fonctionnement soit l'échec de la première fonction de sécurité. L'événement initiateur est représenté schématiquement par un trait horizontal. Le moment où doit survenir la première fonction de sécurité est représentée par un nœud. La branche supérieure correspond généralement au succès de la fonction de sécurité, la branche inférieure à la défaillance de cette fonction. La suite de la méthode consiste alors à examiner le développement de chaque branche de manière itérative en considérant systématiquement le succès ou l'échec de la fonction de sécurité suivante [62].

La figure A.5 représente un arbre d'événements que l'on parcourt de gauche à droite et en retenant la branche supérieure, si le système est dans un état opérationnel quand il est sollicité.

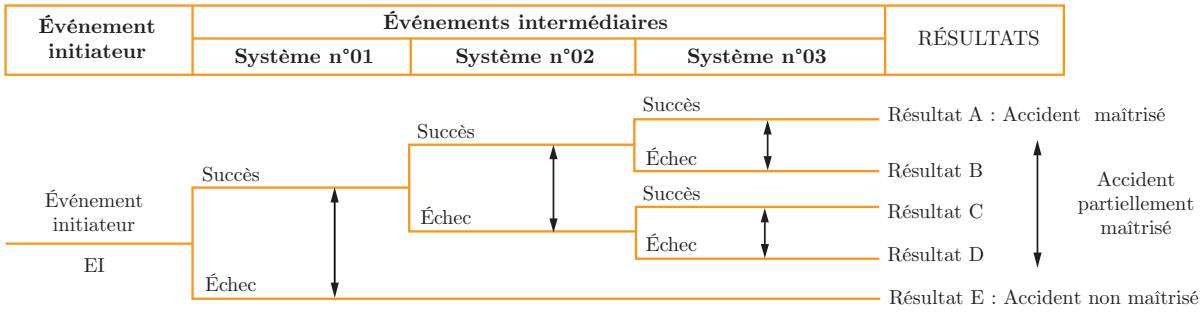


FIGURE A.5 – Exemple d'arbre d'événements [60]

A.3.2.1 Description et exploitation des séquences d'évènements identifiées

La réalisation d'un arbre d'évènements permet en définitive de déterminer la probabilité d'occurrence des différentes conséquences à partir des séquences identifiées, comme le produit de la probabilité d'occurrence de l'événement initiateur et de la probabilité de défaillance ou de fonctionnement selon le cheminement des évènements intermédiaires [62].

La figure A.6 montre le même arbre d'événements précédant avec les calculs des probabilités des résultats obtenus en fonction des probabilités associées à l'événement initiateur et aux trois barrières techniques.

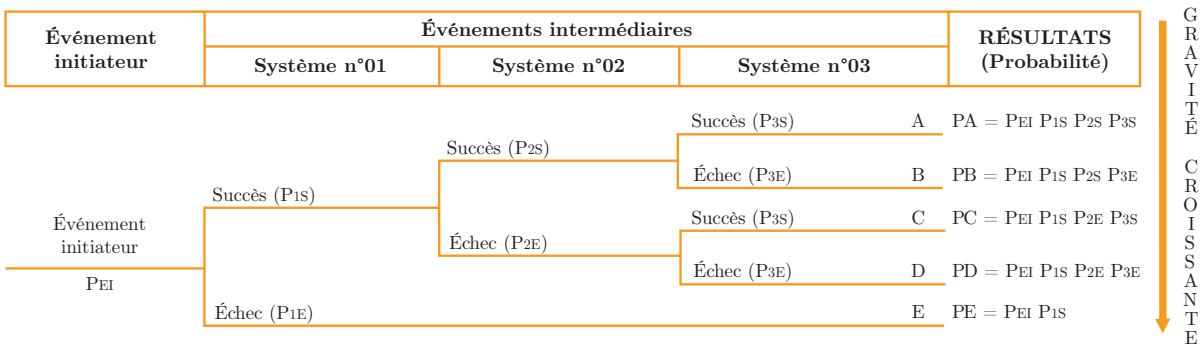


FIGURE A.6 – Arbre des événements avec ses probabilités [60]

Annexe B

Analyse des déviations par la méthode HAZOP

Tableau B.1 – Application de la méthode HAZOP au niveau de l'UTG

Nœud 01 : Manifold **Paramètre : Température**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 07 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute température	- Elévation de la pression. - Exposition à la température ambiante. - Arrêt des aéros E04 A/B (URGA). - Exposition à un feu avoisinant (rayonnement).	- Élévation de la température et de la pression dans les pipelines et les équipements. - Expansion thermal des pipelines et des équipements. - Fuite de gaz. - Possibilité d'ignition d'un rejet.	- Indicateurs de température (TI 101, TI 201, TI 301). - TSHH 0447 au niveau de l'URGA.	- Refroidissement par le réseau anti incendie avoisinants si nécessaire.
Moins de	Basse température	- Pas de scénario	- Pas de scénario	- Pas de scénario	

Nœud 01 : Manifold **Paramètre : Pression**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 07 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute pression	- Fermeture des SDV 1001 C et D suite à un déclenchement ou à un manque du gaz instrument pour l'alimentation de leurs opérateurs. - Erreur de fermeture de la vanne d'isolement 10"-1500 et/ou de la vanne d'isolement 1003 D. - Erreur de fermeture de la vanne 1002 et fermeture de la SDV 1001 C et D suite à un déclenchement ou à un manque du gaz instrument pour l'alimentation de leurs opérateurs. - Fermeture de la PCV 1001 C et D (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Erreur de fermeture des PRV 201 D et 201 C (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Givrage des PRV (201 D et 201 C) au niveau de leurs duses. - Fermeture des SDV M451 C et D suite à un déclenchement ou à un manque d'air pour l'alimentation de leurs opérateurs. - Fermeture de la PCV 401 C et D (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Erreur de fermeture d'au moins une vanne de part et d'autre des deux chaines (415 C et D, 416 C et D).	- Élévation de la pression dans les pipelines et les équipements. - Élévation de la température. - Expansion thermal des pipelines et des équipements. - Fuite de gaz. - Possibilité d'ignition du jet (jet de feu).	- Boucle de sécurité haute pression de l'URGA PSHH 0160 (Déclenchement de l'unité à 159 bars). - Soupapes de sécurité. - Plaques d'éclatement sur toutes les capacités à gaz. - BDV M452 C/D de déchargement à la torche.	- Revoir le seuil de déclenchement du PSHH 0160 (URGA). - Vérification et inspection rigoureuse du transmetteur PSHH 0160 pendant l'arrêt de l'unité URGA.

		- Blocage mécanique des deux clapets anti-retour départ des chaines C et D. - Arrêt prolongé de soutirage de gaz par la région Hassi Messaoud. - Erreur de fermeture de la vanne d'isolement entre le pipe 30" et GM1 40". - Erreur de fermeture de l'une des vannes vers torches ou blocage mécanique des soupapes de sécurité avec au moins une des causes précédentes provoquant la surpression.			
Moins de	Basse pression	- Arrêt de l'URGA. - Fuite de gaz. - Ouverture de la BDV 452 C et D suite à un déclenchement ou à un manque de gaz pour l'alimentation de leurs opérateurs. - Erreur d'ouverture des vannes de purge.	- Possibilité de retour de gaz du pipeline GM1 40" suite d'au moins un seul clapet anti-retour défectueux des chaines C et D. - Possibilité de retour de gaz du réseau puits injecteurs et de gaz lift. - Survitesse des compresseurs de $C0_2$ et $C0_3$ de l'URGA.	- Transmetteurs et indicateurs de pression (PI 1001 C/D, PI 401 C/D).	- Installation d'un clapet anti-retour sur la ligne vers les puits de gaz lift. - Vérification de l'intégrité du clapet anti-retour à la sortie des chaines C et D vers le GM1-40".

Nœud 01 : Manifold **Paramètre : Débit**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 07 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Trop de débit	- Pas de scénario	- Pas de scénario	- Pas de scénario	

Moins de de	Débit bas	- Manque gaz d'arrivée de la séparation. - Arrêt de l'URGA. - Fuite de gaz. - Élévation de la contre pression du pipeline GM1-40". - Dysfonctionnement des PCV des chaines C et D (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Blocage en position fermée des clapets départ des chaines C et D.	- Les compresseurs de l'URGA $C0_2$ et $C0_3$ rentrent en recyclage par le biais de leurs vannes anti pompage.	- Transmetteurs et indicateurs de débit (FM 401 C/D).	- Vérification de l'intégrité des PCV, clapets, soupapes de sécurité et les disques de rupture des chaines C et D. - La mise en place d'un système de détection feu et gaz (FGS).
Inverse	Retour de débit	- URGA à l'arrêt et chaines C et D dépressurisées comme conditions principale avec défaillance des clapets anti-retour vers GM1 40" et celui de la vanne vers les puits gaz lift.	- Pressurisation des chaines C et D jusqu'à l'équilibre.	- Transmetteurs et indicateurs de pression (PI 1001 C/D, PI 401 C/D).	- Vérification de l'intégrité des clapets. - Prévoir des mesures de sécurité en cas de maintenance sur les chaines (platinage).

Nœud 02 : Séparateur S101 C / D **Paramètre : Température**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 08 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute température	- Élévation de la pression. - Haute température de refoulement de l'URGA (défaillance des aéros E04 A/B). - Exposition à un feu avoisinant (rayonnement).	- Élévation de la température et de la pression dans les pipelines et les équipements. - Expansion thermal des pipelines et des équipements. - Fuite de gaz. - Possibilité d'ignition d'un rejet. - Formation d'un nuage explosif. - Possibilité d'ignition du nuage (VCE).	- Indicateurs de température (TI 101 C/D). - TSHH 0447 (seuil d'alarme haute 80 °C) au niveau de l'URGA.	

Nœud 02 : Séparateur S101 C / D **Paramètre : Pression**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 08 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Moins de de	Haute pression	- Ouverture totale de la vanne PCV 1001C/D par défaillance de la boucle PC1001 C/D, vanne PCV 1001 bloquée ouverte ou trop de gaz instrument (voir Nœud 08). - Erreur de fermeture des PRV (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Givrage des PRV (201 D et 201 C) au niveau de leurs duses. - Fermeture des SDV M451 C et D suite à un déclenchement ou à un manque de gaz instrument pour l'alimentation de leurs opérateurs. - Fermeture de la PCV 401 C et D (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Erreur de fermeture d'au moins une vanne de part et d'autre des deux chaines (415 C et D, 416 C et D). - Blocage mécanique des deux clapets anti-retour départ des chaines C et D. - Arrêt prolongé de soutirage de gaz de la région Hassi Messaoud. - Erreur de fermeture de la vanne d'isolement entre pipe 30" et GM1 40", ou perte d'huile hydraulique de l'opérateur amenant la vanne à se fermer.	- Élévation de la température et de la pression dans les pipelines et les équipements. - Expansion thermal des pipelines et des équipements. - Fuite de gaz. - Possibilité d'ignition d'un rejet. - Formation d'un nuage explosif. - Possibilité d'ignition du nuage (VCE).	- Boucle de sécurité haute pression de l'URGA PSHH 0160. (Déclenchement de l'unité à 159 bars). - Transmetteurs et indicateurs de pression (PI 101 C/D). - Soupapes de sécurité (SRV101 C/D) et plaques d'éclatement (SH101 C/D).	- Procéder au test hydrostatique. - Vérification de l'intégrité de la soupape de sécurité PSV101.

Nœud 02 : Séparateur S101 C / D **Paramètre : Niveau**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 08 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haut niveau	- Dysfonctionnement des vannes automatiques LCV 101 et 102 C et D de drainage vers le séparateur commun S301 C/D (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Dysfonctionnement au moins une des vannes d'isolement (BV 104, BV 105). - Dysfonctionnement au moins une des vannes d'isolement (BV 101, BV 102). - Blocage mécanique du clapet anti-retour de drainage de l'eau vers bourbier. - Engorgement du séparateur commun S301 C/D.	- Élévation de niveau et entrainement de liquide avec le gaz. - Givrage au niveau de la vanne Joule Thomson. - Augmentation de la pression. - Fuite de gaz. - Possibilité d'ignition d'un rejet. - Fuite de condensat. - Possibilité d'ignition de la nappe (feu de nappe). - Formation d'un nuage explosif. - Possibilité d'ignition du nuage (VCE).	- Boucles de régulation de niveau (LC 101, LC 102 C/D). - Boucle de sécurité du niveau (LS 101 C/D). - Niveau à glace d'eau. - Niveau à glace de condensat. - Injection du DEG en amont de la vanne Joule Thomson pour éviter la formation des hydrates.	- Mise en place des alarmes sonores du haut niveau. - Vérification périodique des niveaux à glasses. - Inspection des vannes de régulation du niveau. - Procéder au drainage manuel si nécessaire (drainage progressive pour éviter l'élévation brusque de pression en S301).

Moins de	Niveau bas	- Fuyardes des vannes manuelles de drainage d'eau et de condensats. - Dysfonctionnement des vannes automatiques LCV 101 et 102 C et D de drainage vers le séparateur commun S301 C/D (défaillance de la vanne ou trop de gaz instrument, voir Nœud 08). - Erreur d'ouverture de l'une des vannes de purge à pointeau droit (NV 101, NV 102). - Erreur d'ouverture de l'une des vannes de purge à boisseau sphérique (BV 101, BV 102, BV 103, BV106). - Fuite interne (perte d'étanchéité) au niveau de l'une des vannes précédentes. - Fuite au niveau de de partie inférieure du séparateur après dégradation par phénomène de corrosion (la partie inférieur contient de l'eau).	- Passage de gaz vers le séparateur commun S301 C/D et augmentation de la pression (voir trop de pression Nœud 05). - Passage de gaz vers le bourbier (formation du nuage explosif au-dessus du bourbier, pollution atmosphérique).	- Soupapes de sécurités (SRV301) et plaques d'éclatements (SH301) ainsi que la vanne régulatrice de pression PCV 301 C/D. - Boucles de régulation de niveau (LC 101, LC 102 C/D). - Boucle de sécurité du niveau (LSLL 101 C/D).	- Vérification de l'intégrité des vannes manuelles de drainage d'eau et de condensats. - Inspection des vannes de régulation du niveau.

Nœud 03 : Vanne Joule Thomson PRV 201 C / D **Paramètre : Température**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 09 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute température	- Pas de scénario	- Pas de scénario	- Pas de scénario	
Moins de	Basse température	- Température d'effluents basse spécialement en hiver. - Dysfonctionnement TIC 0412 (URGA). - Détente très importante (défaillance de la boucle FRC 401).	- Possibilité de formation d'hydrates. - Possibilité d'élévation de la pression de Procès en amont de la PRV 201 C et D.	- Transmetteurs et indicateurs de température et de pression. - Injection du DEG en amont de la vanne Joule Thomson pour éviter la formation des hydrates.	- Prévoir l'injection de DEG en amont de la PRV 201. - Réglage de la température sortie URGA en agissant sur les aéros.

Nœud 04 : Séparateurs S202 C / D **Paramètre : Pression**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 09 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute pression	- Ouverture totale de la vanne PCV 1001C/D par défaillance de la boucle PC1001 C/D, vanne PCV 1001 bloquée ouverte ou trop de gaz instrument (voir Nœud 08). - Ouverture totale de la vanne PRV 201 C/D par défaillance de la boucle PV201 C/D, vanne PRV 201 bloquée ouverte ou trop de gaz instrument (voir Nœud 08). - Fermeture des SDV M451 C et D suite à un déclenchement ou à un manque de gaz instrument pour l'alimentation de leurs opérateurs. - Fermeture de la PCV 401 C et D (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Erreur de fermeture d'au moins une vanne de part et d'autre des deux chaines (415 C et D, 416 C et D). - Blocage mécanique des deux clapets anti-retour départ des chaines C et D. - Arrêt prolongé de soutirage de gaz de la région Hassi Messaoud. - Erreur de fermeture de la vanne d'isolement entre pipe 30" et GM1 40", ou perte d'huile hydraulique de l'opérateur amenant la vanne à se fermer.	- Élévation de la température et de la pression dans les pipelines et les équipements. - Élévation de la température. - Expansion thermal des pipelines et des équipements. - Fuite de gaz. - Possibilité d'ignition d'un rejet. - Formation d'un nuage explosif. - Possibilité d'ignition du nuage (VCE).	- Boucle de sécurité haute pression de l'URGA PSHH 0160. (Déclenchement de l'unité à 159 bars). - Indicateur de pression (PI 201 C/D). - Soupapes de sécurité (SRV202, SRV203 C/D) et plaques d'éclatement (SH201 C/D).	- Procéder au test hydrostatique. - Vérification de l'intégrité des soupape de sécurité.

Nœud 04 : Séparateurs S202 C / D **Paramètre : Niveau**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 09 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haut niveau	- Dysfonctionnement des vannes automatiques LCV 201 C et D de drainage vers le séparateur commun S301 C/D (défaillance de la vanne ou manque de gaz instrument, voir Nœud 08). - Erreur de fermeture de l'une des vannes d'isolement (BV 212, BV 213). - Erreur de fermeture de la vanne manuelle 204. - Blocage mécanique du clapet anti-retour de drainage vers le séparateur commun S301 C/D. - Engorgement du séparateur commun S301 C/D.	- Élévation de niveau et entrainement de liquide avec le gaz. - Augmentation de la pression dans le séparateur.	- Boucles de régulation de niveau (LC 201 C/D). - Boucle de sécurité du niveau (LS 201 C/D). - Niveau à glace de condensat (LG201).	- Mise en place des alarmes sonores du haut niveau. - Vérification périodique des niveaux à glaces. - Procéder au drainage manuel si nécessaire (drainage progressive pour éviter l'élévation brusque de pression en S301). - Inspection des vannes de régulation du niveau.
Moins de	Niveau bas	- Fuyardes des vannes manuelles de drainage d'eau et de condensats. - Dysfonctionnement de la vanne automatique LCV 201 C et D de drainage vers le séparateur commun S301 C/D. - Erreur d'ouverture de l'une des vannes de purge à pointeau droit (NV 203, NV 204). - Fuite interne (perte d'étanchéité) au niveau de l'une des vannes précédentes. - Fuite au niveau de la partie inférieure du séparateur après dégradation par phénomène de corrosion (la partie inférieur contient de l'eau).	- Passage de gaz vers le séparateur commun S301 C/D et augmentation de la pression (voir trop de pression Nœud 05)	- Boucles de régulation de niveau (LC 201C/D). - Boucle de sécurité du niveau (LSLL 101 C/D - Indicateurs de niveau (LI201). - Soupapes de sécurités (SRV301) et plaque d'éclatement (SH301) ainsi que la vanne régulatrice de pression PCV 301 C/D.	- Vérification de l'intégrité des vannes manuelles de drainage d'eau et de condensats. - Inspection des vannes de régulation du niveau.

Nœud 04 : Séparateurs S202 C / D **Paramètre : Température**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 09 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute température	- Pas de scénario	- Pas de scénario	- Transmetteurs et indicateurs de température.	
Moins de	Basse température	- Température d'effluents basse spécialement en hiver. - Dysfonctionnement TIC 0412. - Détente très importante (défaillance de la boucle FRC 401).	- Élévation du niveau de liquide. - Risque d'entrainement de liquide avec le gaz.	- Indicateurs de température (TI 201) et de niveau. - Alarme sonore de niveau.	

Nœud 05 : Séparateurs commun S301 C / D **Paramètre : Pression**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 09 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute pression	- Fermeture de la PCV 301 par défaillance de la boucle PC301, vanne PCV 301 bloquée fermée ou manque de gaz instrument (voir Nœud 08). - Erreur de fermeture d'au moins une vanne de garde (310, V-827) de la PCV 301. - Blocage mécanique du clapet antiretour sortie PCV 301. - Dysfonctionnement des LCV des séparateurs S 101 et S 201 (entrainement du gaz des deux séparateurs) (voir bas niveau Nœud 02 et 04).	- Fuite de gaz. - Possibilité d'ignition d'un rejet. - Fuite de condensat. - Possibilité d'ignition de la nappe (feu de nappe). - Formation d'un nuage explosif. - Possibilité d'ignition du nuage (VCE). - Rupture totale à une pression supérieure à la pression de calcul de l'équipement (39.5 bars)	- Indicateurs de pression (PI 301). - Soupapes de sécurité (SRV 301) et plaques d'éclatement (SH 301). - Boucle de régulation de pression (PC 301). - Arrêt d'urgence.	- Vérification et inspection rigoureuse du système de régulation de niveau des séparateurs S101 et S202. - Procéder au test hydrostatique. - Vérification de l'intégrité la soupape de sécurité PSV301. - Vérification de l'intégrité du clapet anti retour de la PCV 301. - La mise en place d'un système d'arrêt d'équipement SD3.

Moins de	Basse pression	- Rupture de la plaque d'éclatement. - Ouverture de la PCV 301 par défaillance de la boucle PC301, vanne PCV 301 bloquée ouverte ou trop de gaz instrument (voir Nœud 08). - Défaillance de la soupape de sécurité restée coincée en position ouverte.	- Pas de conséquences HSE	- Indicateurs de pression (PI 301). - Boucle de régulation de pression (PC 301).	

Nœud 05 : Séparateurs commun S301 C / D **Paramètre : Niveau**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 10 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haut niveau	- Dysfonctionnement des vannes automatiques LCV 201 ou 102 respectivement du séparateur S 101 et S 202 C et D de drainage vers le séparateur commun S301 C/D (voir les Nœuds 02 et 04). - Dysfonctionnement des vannes automatiques LCV 301 ou 302 ou 303 C/D par défaillance des boucles LC 301 ou 302 ou 303, les vannes PCV 301 ou 302 ou 303 bloquées fermées ou manque de gaz instrument (voir Nœud 08). - Erreur de fermeture de l'une des vannes d'isolement de la PCV301 / PCV302 / PCV 303. - Erreur de fermeture de l'une des vannes d'isolement du FI 301 / FI 302.	- Augmentation de la pression dans l'équipement. - Élévation de niveau et entrainement de liquide vers torche MP. - Fuite de condensat. - Possibilité d'ignition de la nappe (feu de nappe) - Formation d'un nuage explosif. - Possibilité d'ignition du nuage (VCE).	- Boucles de régulation de niveau (LC 301, LC 302, LC 303). - Boucles de sécurité de niveau (LSHH 301, LSHH 302, LSHH 303). - Niveau à glace (LG301, LG302, LG303). - Alarme sonore.	- Vérification et inspection rigoureuse du système de régulation de niveau.

Nœud 06 : Ensemble des Vannes d'expédition C / D **Paramètre : Débit**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 10 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Inverse	Retour de débit	- URGA à l'arrêt, chaines C et D dépressurisées et au moins un clapet anti-retour vers Pipeline 30"/GM1-40" coincé ouvert (cas de la maintenance). - UTG en arrêt, dépressurisé et fuite interne ou ouverture intempestive au niveau des vannes M451 C ou D à condition du blocage mécanique du clapet anti-retour.	- Retour de débit du Pipeline 30"/GM1- 40" vers chaine C et D. - Élévation de la pression dans les chaines C et D (possibilité de fuite ou de rupture du séparateur commun S301 suit au retour des gaz du GM1 à une pression 45 bars supérieure à la pression de calcul 39.5 bars).	- Transmetteurs et indicateurs de pression. - Sécurité haute pression du séparateur S301.	- Vérification de l'intégrité des clapets des chaines C et D. - Prévoir des mesures de sécurité en cas de maintenance sur les chaines C et D (platinage).

Nœud 07 : Réseau torche MP/HP et bourbier **Paramètre : Pression**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 10 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute pression	- Surpression dans les séparateurs suit à une augmentation de niveau (voir trop de niveau des Nœuds 02, 04, 05) causant une ouverture brusque des vannes de torches ou des soupapes. - Surpression dans le manifold d'admission (voir haute pression Nœud 01) causant une ouverture brusque des soupapes. - Erreur de fermeture des vannes de torches HP / MP.	- Pressurisation de la ligne de torche. - Torchage important (impact sur l'environnement). - Possibilité fuite ou rupture du réseau torche en dépassant sa pression de calcul.	- Consistance de la flamme au niveau du nez de torche. - Fort bruit de détente de gaz au sein de la ligne de torche.	- Réinspection visuelle et prise de mesure d'épaisseur du réseau torche HP/MP. - Remplacer les sections dégradées du réseau. - Prévoir une protection cathodique du réseau. - Déterrer les parties du réseau enterrées par le sable.

Nœud 08 : Réseau de gaz instrument et fuel gaz **Paramètre : Pression**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 13 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Moins de	Basse pression	- Arrêt des compresseurs de gaz instrument (collecteur HP 16"). - Fuite au niveau du réseau de gaz instrument. - Défaillance des vannes de régulation de pression PRV1102 ou PRV 1103 (fermeture intempestive des vannes) du gaz instrument ou l'une de ses vannes d'isolation. - Défaillance des boucles PRV1104, PRV1105 (ouverture intempestive des vannes). - Erreur de fermeture de la vanne 1117. - Erreur de fermeture des vanne d'isolation du ballon S1101 du gaz instrument ou blocage mécanique du clapet anti-retour. - Défaillance (ouverture intempestive) de la soupape de sécurité SRV1101 ou la plaquette de rupture du ballon S1101. - Fuite au niveau du réseau du fuel gaz. - Givrage pendant les périodes de grand froid. - Fuite de gaz instrument au niveau de l'actionnaire d'une vanne automatique. - Givrage de la vanne PRV1102 suite à une détente plus importante provoquée par la surpression du collecteur 30" (l'un des deux piquages du gaz instrument.	- Échec du système de régulation (fermeture de toutes les vannes de régulations par manque de gaz instrument). - Engorgement des séparateurs en liquides par fermetures des LCV. - Déclenchement intempestive du système d'arrêt d'urgence (ESD). - Chute de pression dans le réseau de fuel gaz. - Extinction du pilote de la torche par manque de fuel gaz. - Possibilité de retour de flamme par la chute de pression de fuel gaz et le retour d'air dans la ligne torche.	- Transmetteurs et indicateurs de pression (PI1102, PI1103, PI1104). - Alarme sonore. - Dispositif de protection contre le retour de flamme de torche (joint géostatique).	- Vérifier l'intégrité des vannes de régulation du gaz instrument. - Inspection du réseau gaz instrument. - Prévoir l'injection de DEG pour éviter le givrage au niveau des vannes.

Plus de	Haute pression	- Défaillance des vannes de régulation de pression PRV1102 ou PRV 1103 (bloquées ouvertes (fermeture intempestive des vannes).	- Échec du système de régulation (ouverture totale de toutes les vannes de régulations). - Échec du système d'arrêt d'urgence (ESD), (vannes SDV tout le temps ouvertes, système n'est plus utile). - Consistance de la flamme au niveau du nez de torche. - Rupture du réseau.	- Transmetteurs et indicateurs de pression (PI1102, PI1103, PI1104). - Soupape de sécurité SRV1101. - Plaquette d'éclatement SH 1101. - Vanne de dépressurisation vers torches PRV1104 PRV1105.	- Vérifier l'intégrité des vannes de régulation du gaz instrument.

Nœud 08 : Réseau de gaz instrument et fuel gaz **Paramètre : Niveau dans S1101**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 13 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Moins de	Niveau bas	- Défaillance de la boucle LCV1101 (vanne bloquée ouverte). - Erreur d'ouverture ou fuyard de la vanne de by-pass 1102.	- Entrainement du gaz instrument vers bourbier. - Baisse de la pression du réseau gaz instrument (Voir basse pression Nœud 08).		- Vérification et inspection rigoureuse du système de régulation de niveau.
Plus de	Niveau haut	- Défaillance de la boucle LCV1101 (fermeture intempestive). - Fermeture de l'une des vannes d'isolement de la LCV1101. - Blocage mécanique du clapet anti-retour.	- Entrainement d'eau avec le gaz instrument et fuel gaz. - Mauvaise combustion de la flamme de torche (possibilité d'extinction du pilot de la torche). - Détérioration des actionnaires des vannes (accumulation des gouttelettes provoquant la corrosion à long terme). - Surpression dans le ballon S1101.	- Boucle de sécurité haute niveau HLS1101. - Alarme HLA1101.	- Vérification et inspection rigoureuse du système de régulation de niveau.

Nœud 09 : Pipeline d'expédition 30" **Paramètre : Pression**			**Unité : Chaîne C / D de l'Unité de Traitement de Gaz (UTG)** **Date : 13 / 06 / 2020**		
Mot-clé	**Déviation**	**Causes**	**Conséquences**	**Détection / Mesure de sécurité**	**Recommandations**
Plus de	Haute pression	- Arrêt prolongé de soutirage de gaz par la région Hassi Messaoud. - Erreur de fermeture de la vanne reliant le pipeline 30" et 40".	- Élévation de la pression. - Possibilité de rupture du pipeline 30" spécialement pour sa génératrice inférieure, sachant que cet ouvrage est à l'arrêt sous pression de gaz naturel actuellement à 20 bars effective depuis Janvier 2012. - Détente très importante provoquant le givrage au niveau de la vanne du gaz instrument PRV1102 suit à la détente importante (cette vanne détendre normalement le gaz de 45 bars à 7 bars). - Baisse de la pression du gaz instrument suit au par givrage de la PRV1102.		- Coordination avec la région de Hassi Messaoud. - Procéder à une inspection régulière pour la mesure d'épaisseur du pipeline. - Prévoir l'injection d'un produit inhibiteur de corrosion pour la protection interne du pipeline. - Inspection du réseau de protection cathodique du pipeline.

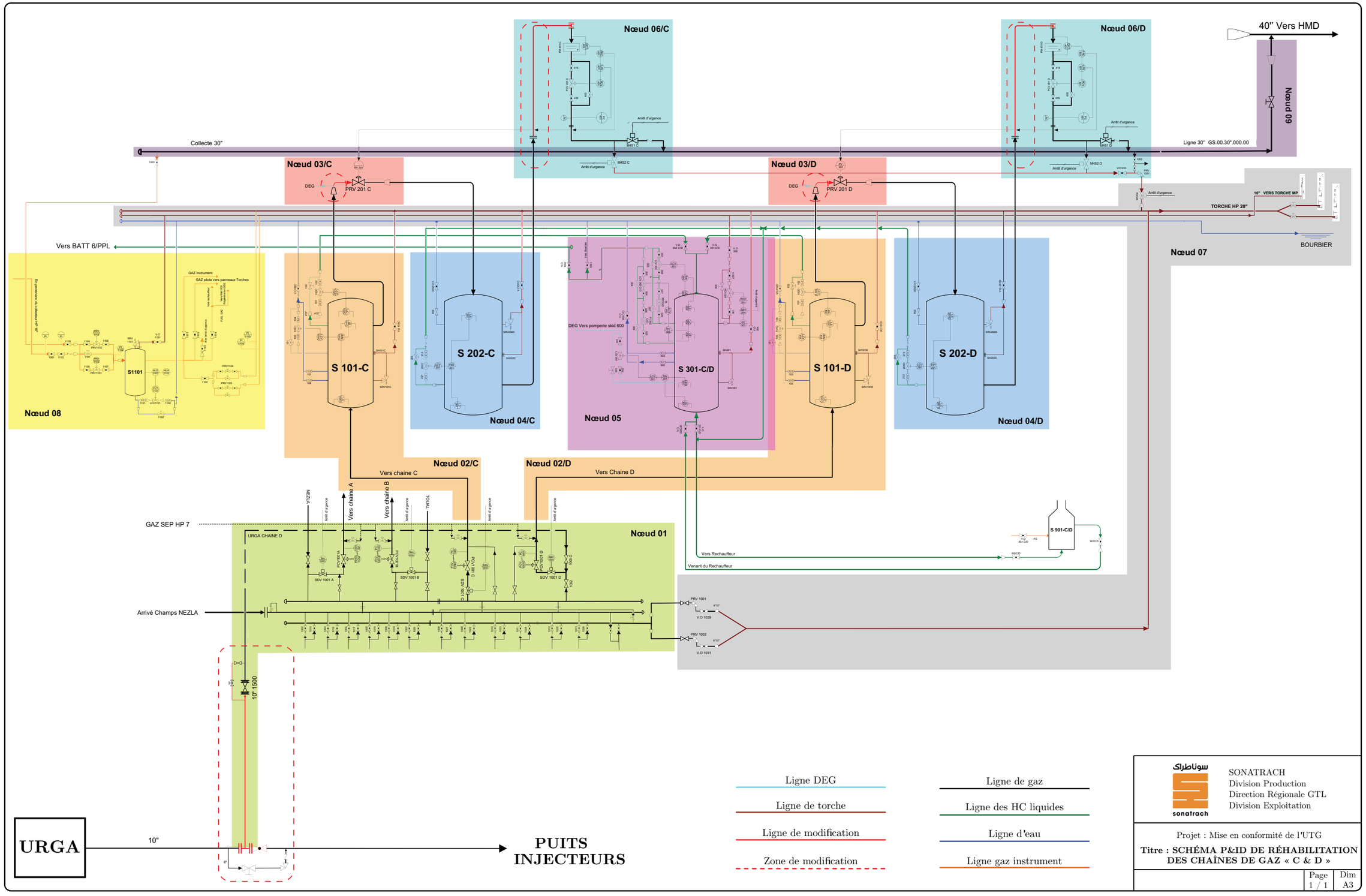


FIGURE B.1 – P&ID de l'unité de traitement de gaz « UTG » [64]

Annexe C

Résultats de l'analyse dysfonctionnelle

C.1 Taux de défaillance des composants

Tableau C.1 – Taux de défaillance flou des composants

Composant	Tag	Type de défaillance	Taux de défaillance (1/an)			Probabilité			Source
			moy	min	max	moy	min	max	
Transmetteur de pression	PT1001	Dysfonctionnement	7.71E-3	1.75E-3	1.50E-2	7.68E-3	1.75E-3	1.49E-2	IEEE 500 (1984) page.552
	PT1102	Dysfonctionnement	7.71E-3	1.75E-3	1.50E-2	7.68E-3	1.75E-3	1.49E-2	
	PT1103	Dysfonctionnement	7.71E-3	1.75E-3	1.50E-2	7.68E-3	1.75E-3	1.49E-2	
	PT1104	Dysfonctionnement	7.71E-3	1.75E-3	1.50E-2	7.68E-3	1.75E-3	1.49E-2	
	PT1105	Dysfonctionnement	7.71E-3	1.75E-3	1.50E-2	7.68E-3	1.75E-3	1.49E-2	
	PT301	Dysfonctionnement	7.71E-3	1.75E-3	1.50E-2	7.68E-3	1.75E-3	1.49E-2	
	PT401	Dysfonctionnement	7.71E-3	1.75E-3	1.50E-2	7.68E-3	1.75E-3	1.49E-2	
Transmetteur de niveau	LT101	Dysfonctionnement	1.23E-2	8.76E-3	2.63E-2	1.22E-2	8.72E-3	2.60E-2	IEEE 500 (1984) page.588
	LT102	Dysfonctionnement	1.23E-2	8.76E-3	2.63E-2	1.22E-2	8.72E-3	2.60E-2	
	LT201	Dysfonctionnement	1.23E-2	8.76E-3	2.63E-2	1.22E-2	8.72E-3	2.60E-2	
	LT301	Dysfonctionnement	1.23E-2	8.76E-3	2.63E-2	1.22E-2	8.72E-3	2.60E-2	

Composants	Tag	Défaillance	Taux de défaillance (1/an)			Probabilité			Source
			moy	min	max	moy	min	max	
Transmetteur de niveau	LT302	Dysfonctionnement	1.23E-2	8.76E-3	2.63E-2	1.22E-2	8.72E-3	2.60E-2	
	LT1101	Dysfonctionnement	1.23E-2	8.76E-3	2.63E-2	1.22E-2	8.72E-3	2.60E-2	
Transmetteur de débit	FM401	Dysfonctionnement	1.31E-2	2.45E-3	5.43E-2	1.30E-2	2.45E-3	5.29E-2	IEEE 500 (1984) pg.577
Vanne régulatrice de pression	PRV1102	Ouverture intempestive	1.71E-2	8.76E-5	6.73E-2	1.70E-2	8.76E-5	6.51E-2	OREDA 2002 page. 732
		Fermeture intempestive	1.04E-2	1.40E-3	2.64E-2	1.03E-2	1.40E-3	2.61E-2	
	PRV1103	Ouverture intempestive	1.71E-2	8.76E-5	6.73E-2	1.70E-2	8.76E-5	6.51E-2	
		Fermeture intempestive	1.04E-2	1.40E-3	2.64E-2	1.03E-2	1.40E-3	2.61E-2	
	PRV1104	Ouverture intempestive	1.71E-2	8.76E-5	6.73E-2	1.70E-2	8.76E-5	6.51E-2	
		Fermeture intempestive	1.04E-2	1.40E-3	2.64E-2	1.03E-2	1.40E-3	2.61E-2	
	PRV1105	Ouverture intempestive	1.71E-2	8.76E-5	6.73E-2	1.70E-2	8.76E-5	6.51E-2	
		Fermeture intempestive	1.04E-2	1.40E-3	2.64E-2	1.03E-2	1.40E-3	2.61E-2	
	PCV301	Ouverture intempestive	1.71E-2	8.76E-5	6.73E-2	1.70E-2	8.76E-5	6.51E-2	
		Fermeture intempestive	1.04E-2	1.40E-3	2.64E-2	1.03E-2	1.40E-3	2.61E-2	
Vanne régulatrice de niveau	LCV1101	Ouverture intempestive	1.71E-2	8.76E-5	6.73E-2	1.70E-2	8.76E-5	6.51E-2	
		Fermeture intempestive	1.04E-2	1.40E-3	2.64E-2	1.03E-2	1.40E-3	2.61E-2	
Vanne TOR (tout ou rien)	SDV M451	Échec de fermeture à la demande	4.77E-2	1.30E-1	1.23E-2	4.66E-2	1.29E-2	1.22E-1	OREDA 2002 page. 581
	BDV M452	Échec d'ouverture à la demande	3.95E-2	/	1.94E-1	3.87E-2	/	1.76E-1	OREDA 2002 page. 674
	BDV M1204	Échec d'ouverture à la demande	3.95E-2	/	1.94E-1	3.87E-2	/	1.76E-1	
Vanne manuelle à boisseau sphérique	By-pass	Bloquée fermée	1.75E-3	7.01E-4	8.76E-3	1.75E-3	7.01E-4	8.72E-3	NUREG 2815 (tableau C.1)
		Fuite interne	1.72E-2	8.76E-5	6.65E-2	1.71E-2	8.76e-5	6.43E-2	OREDA 2002 pg.575
	203	Échec d'ouverture	1.75E-3	7.01E-4	8.76E-3	1.75E-3	7.01E-4	8.72E-3	NUREG 2815 (tableau C.1)
		Fuite interne	1.72E-2	8.76E-5	6.65E-2	1.71E-2	8.76e-5	6.43E-2	OREDA 2002 pg.575
	102	Échec d'ouverture	1.75E-3	7.01E-4	8.76E-3	1.75E-3	7.01E-4	8.72E-3	NUREG 2815 (tableau C.1)
	304	Échec d'ouverture	1.75E-3	7.01E-4	8.76E-3	1.75E-3	7.01E-4	8.72E-3	
	30" 600	Bloquée fermée	1.75E-3	7.01E-4	8.76E-3	1.75E-3	7.01E-4	8.72E-3	
Vanne solénoïde	/	Action intempestive	3.65E-2	1.10E-2	1.10E-1	3.58E-2	1.10E-2	1.04E-1	WASH 1400 (table III 4-1)

Composants	Tag	Défaillance	Taux de défaillance (1/an)			Probabilité			Source
			moy	min	max	moy	min	max	
Disque de rupture	SH201	Échec d'ouverture	2.89E-2	8.76E-4	5.69E-2	2.85E-2	8.76E-4	5.53E-2	Lockheed Martin Idaho Technologies (1998)
	SH101	Échec d'ouverture	2.89E-2	8.76E-4	5.69E-2	2.85E-2	8.76E-4	5.53E-2	
	SH301	Échec d'ouverture	2.89E-2	8.76E-4	5.69E-2	2.85E-2	8.76E-4	5.53E-2	
		Fuite interne	1.75E-2	/	/	1.73E-2	/	/	
	SH 1101	Fuite interne	1.75E-2	/	/	1.73E-2	/	/	
Soupape de sécurité	PRV1001	Bloquée fermée	2.15E-2	2.80E-3	5.51E-2	2.13E-2	2.80E-3	5.36E-2	OREDA 2002 page. 778
	PRV1002	Bloquée fermée	2.15E-2	2.80E-3	5.51E-2	2.13E-2	2.80E-3	5.36E-2	
	SRV1101	Fuite interne	1.02E-2	1.58E-3	2.53E-2	1.01E-2	1.58E-3	2.50E-2	
	SRV202	Bloquée fermée	2.15E-2	2.80E-3	5.51E-2	2.13E-2	2.80E-3	5.36E-2	
	SRV203	Bloquée fermée	2.15E-2	2.80E-3	5.51E-2	2.13E-2	2.80E-3	5.36E-2	
	SRV101	Bloquée fermée	2.15E-2	2.80E-3	5.51E-2	2.13E-2	2.80E-3	5.36E-2	
	SRV301	Bloquée fermée	2.15E-2	2.80E-3	5.51E-2	2.13E-2	2.80E-3	5.36E-2	
Clapet anti-retour	/	Bloqué fermée	6.57E-2	2.50E-2	1.02E-1	6.36E-2	2.47E-2	9.70E-2	Old PWR
Capteur de niveau	HLS1101	Dysfonctionnement	7.66E-2	/	/	7.37E-2	/	/	Swedish Rel.data book, tbl34
	HLS101	Dysfonctionnement	7.66E-2	/	/	7.37E-2	/	/	
	LLS101	Dysfonctionnement	7.66E-2	/	/	7.37E-2	/	/	
	HLS201	Dysfonctionnement	7.66E-2	/	/	7.37E-2	/	/	
	LLS201	Dysfonctionnement	7.66E-2	/	/	7.37E-2	/	/	
Alarme de niveau	HLA1101	Dysfonctionnement	3.00E-2	/	/	2.96E-2	/	/	NFPA
	HLA201	Dysfonctionnement	3.00E-2	/	/	2.96E-2	/	/	
	HLA101	Dysfonctionnement	3.00E-2	/	/	2.96E-2	/	/	
	HLA302	Dysfonctionnement	3.00E-2	/	/	2.96E-2	/	/	
	LLA201	Dysfonctionnement	3.00E-2	/	/	2.96E-2	/	/	
Séparateur	S 101	Déficience structurelle	2.29E-2	0	1.12E-1	2.26E-2	0	1.06E-1	OREDA 2002 page. 472
	S 301								
Réseau torche HP	/								

C.2 Arbres de défaillance

La figure C.1 reprend le scénario développé de la surpression dans le réseau gaz instrument :

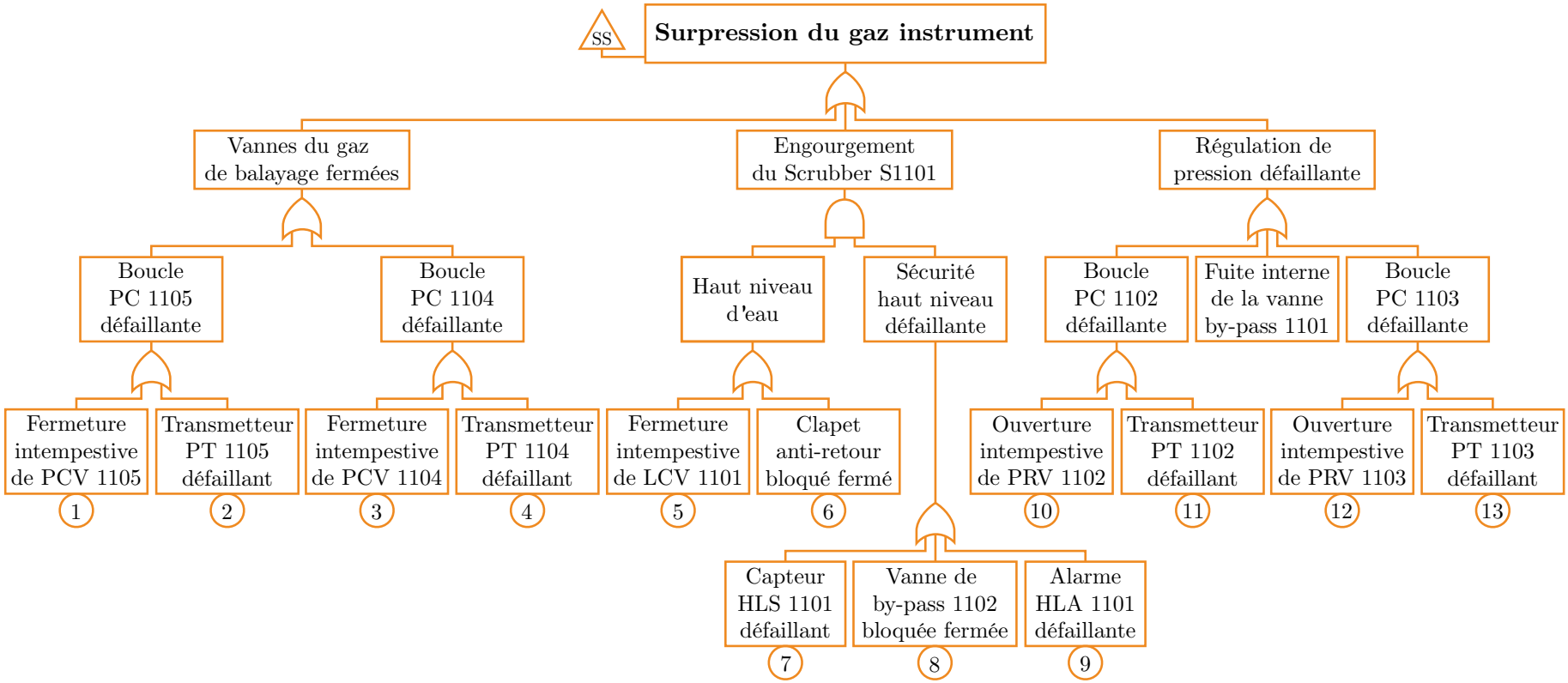


FIGURE C.1 – AdD de la surpression du gaz instrument

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (1,1059\ 10^{-1}\ ,\ 1,8200\ 10^{-2}\ ,\ 3,5129\ 10^{-1})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez importante ($max(\lambda_{ERC}) > 10^{-2}$), la surpression du gaz instrument est un évènement courant.

La figure C.2 reprend le scénario développé de la perte de pression dans le réseau gaz instrument :

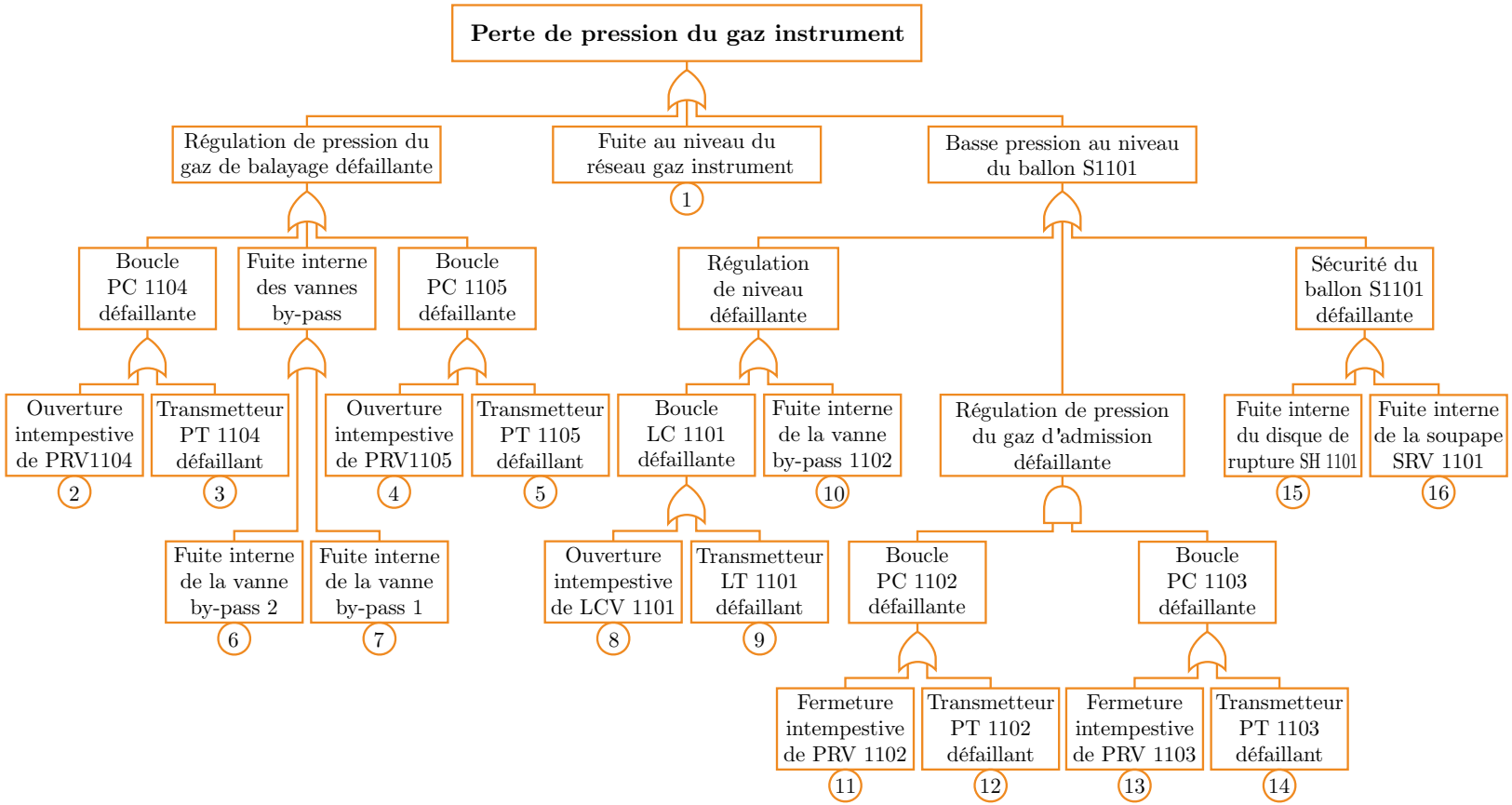


FIGURE C.2 – AdD de la perte de pression du gaz instrument

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (1,5865\ 10^{-1}\ ,\ 2,7967\ 10^{-2}\ ,\ 4,4997\ 10^{-1})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez importante ($max(\lambda_{ERC}) > 10^{-2}$), la perte de pression du gaz instrument est un évènement courant.

La figure C.3 reprend le scénario développé de la perte de confinement du manifold d'admission :

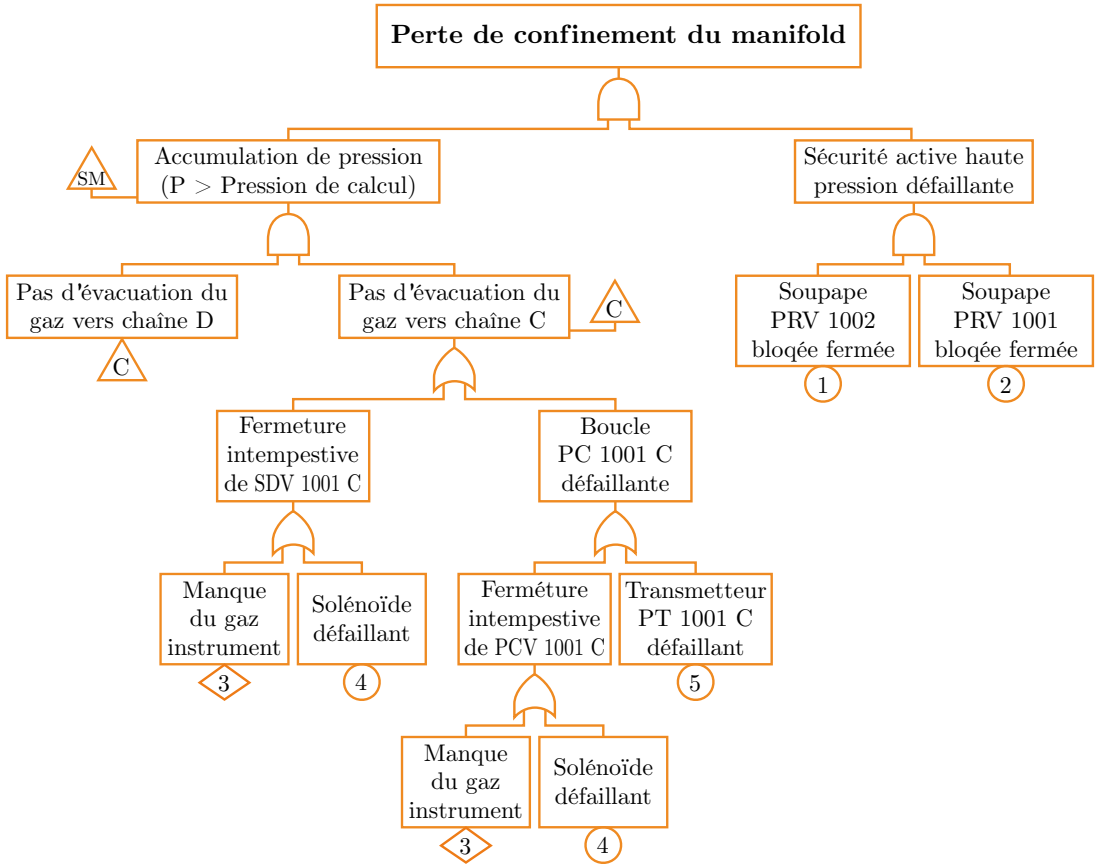


FIGURE C.3 – AdD de la perte de confinement du manifold d'admission

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (4,7880\ 10^{-5}\ ,\ 3,0605\ 10^{-5}\ ,\ 4,8998\ 10^{-4})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez négligeable ($max(\lambda_{ERC}) < 10^{-3}$), la perte de confinement du manifold est un évènement improbable, par conséquence ce scénario n'est plus pris en considération.

La figure C.4 reprend le scénario développé de la perte de confinement du séparateur S101 :

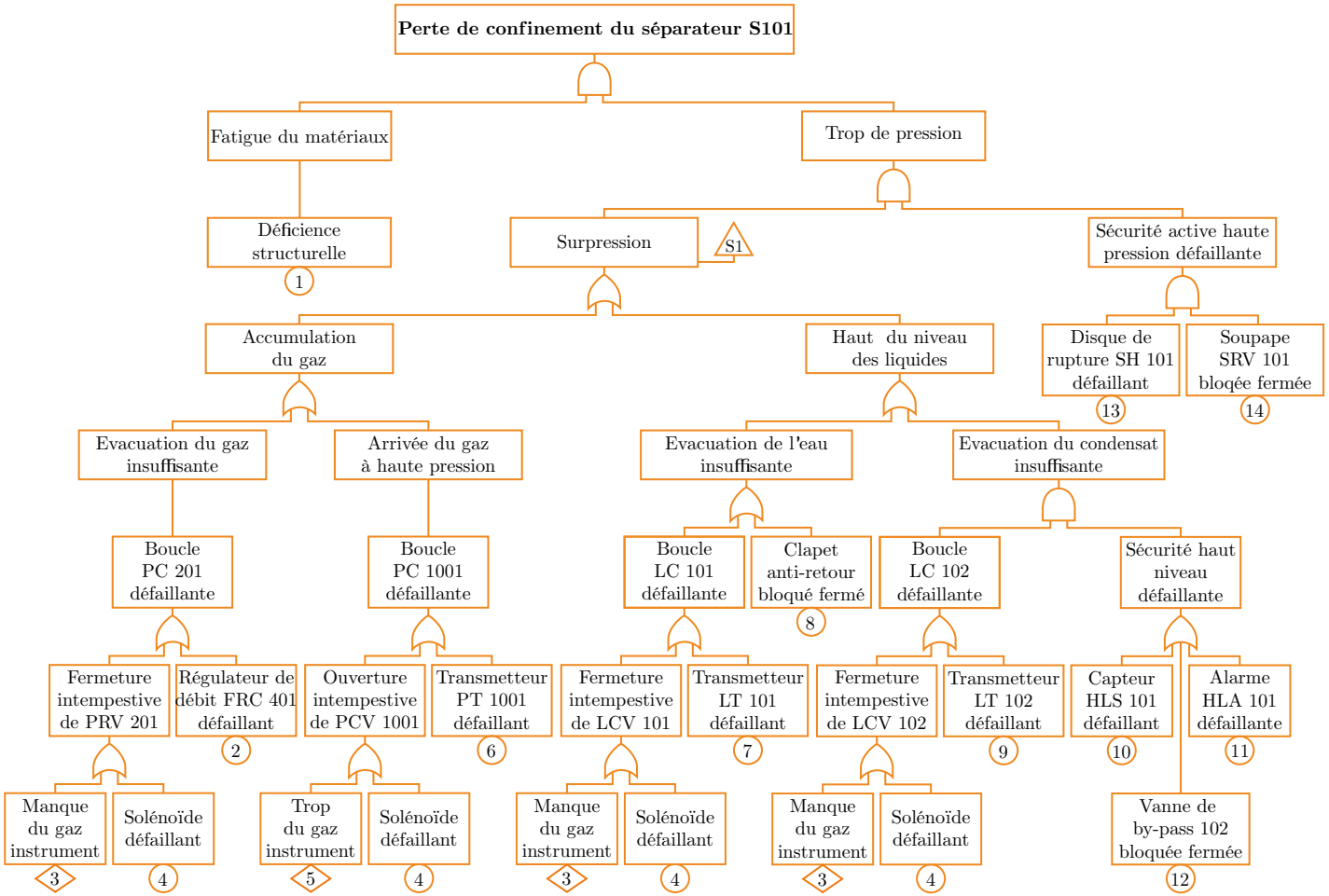


FIGURE C.4 – AdD de la perte de confinement du séparateur S101

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (6,5968\ 10^{-6}\ ,\ 2,3640\ 10^{-6}\ ,\ 7,3979\ 10^{-5})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez négligeable ($max(\lambda_{ERC}) < 10^{-4}$), la perte de confinement du séparateur S101 est un évènement très improbable, par conséquence ce scénario n'est plus pris en considération.

La figure C.5 reprend le scénario développé de la perte de confinement du séparateur S202 :

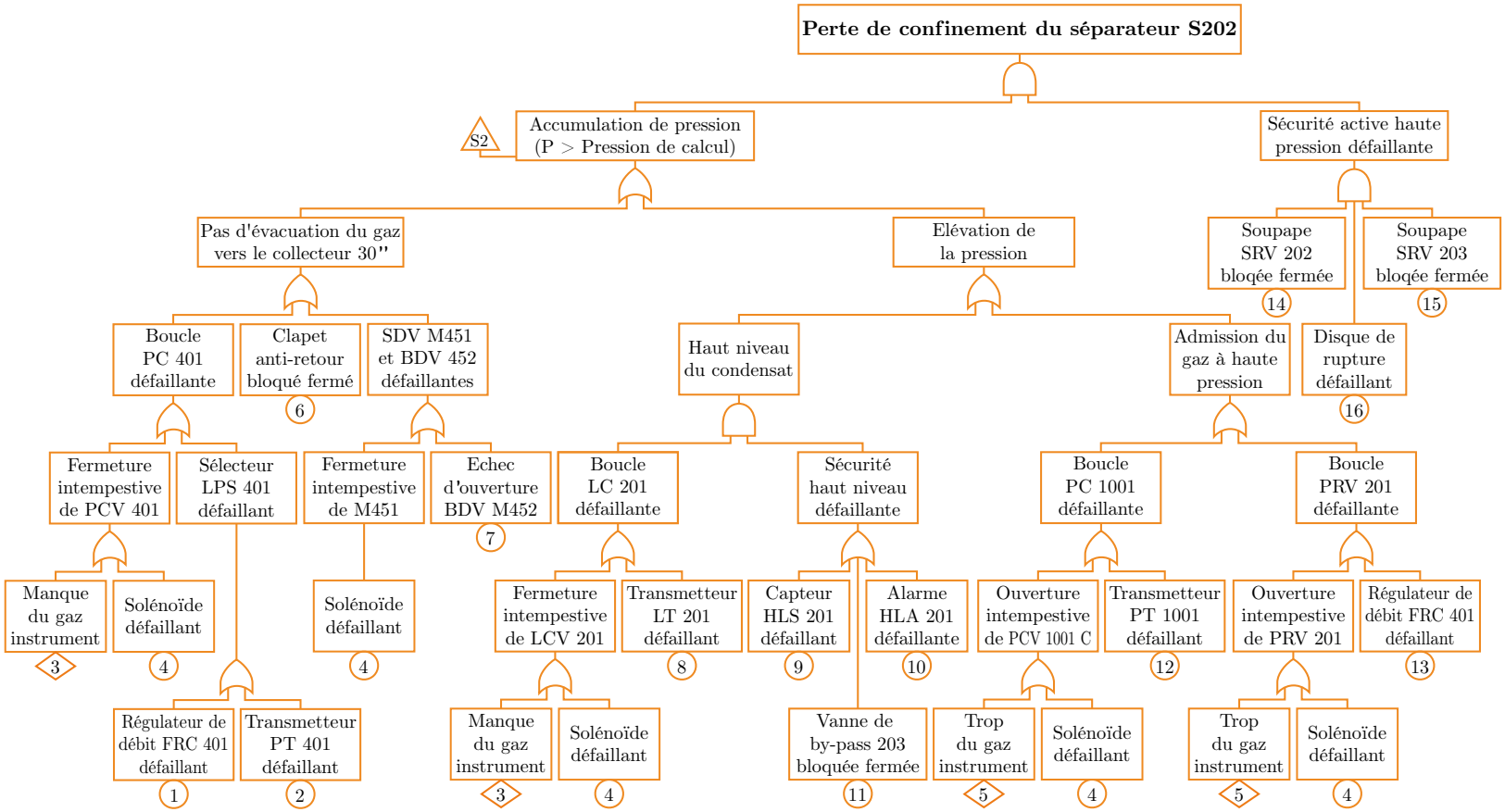


FIGURE C.5 – AdD de la perte de confinement du séparateur S202

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (6,4373\ 10^{-6}\ ,\ 3,2875\ 10^{-6}\ ,\ 5,8417\ 10^{-5})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez négligeable ($max(\lambda_{ERC}) < 10^{-4}$), la perte de confinement du séparateur S202 est un évènement très improbable, par conséquence ce scénario n'est plus pris en considération.

La figure C.6 reprend le scénario développé de la perte de confinement du séparateur S301 par engorgement :

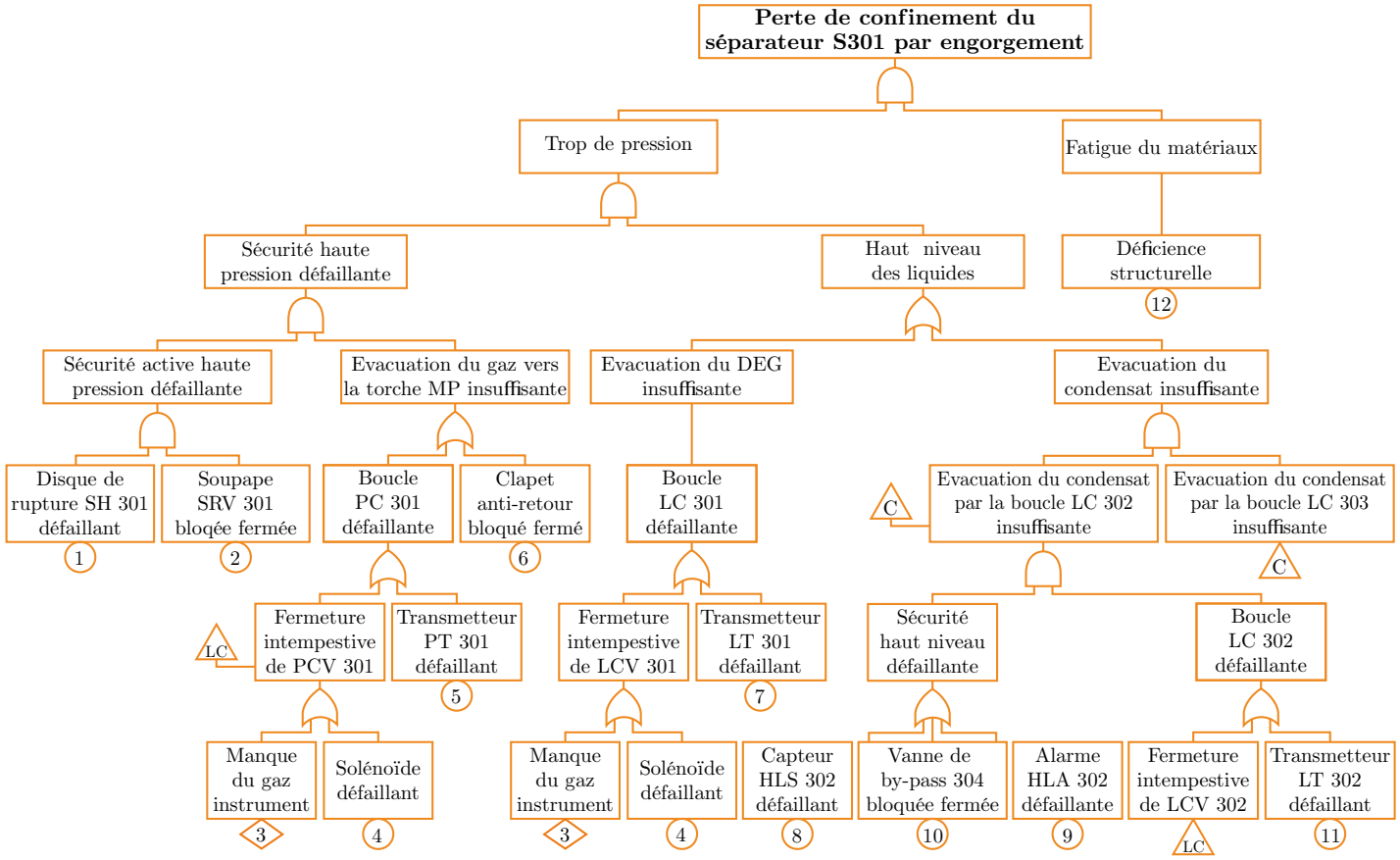


FIGURE C.6 – AdD de la perte de confinement du séparateur S301 par engorgement

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (6,0628\ 10^{-7}\ ,\ 3,7973\ 10^{-7}\ ,\ 8,6253\ 10^{-6})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez négligeable ($max(\lambda_{ERC}) < 10^{-5}$), la perte de confinement du séparateur S301 par engorgement est un évènement extrêmement peu probable, par conséquence ce scénario n'est plus pris en considération.

La figure C.7 reprend le scénario développé de la perte de confinement du séparateur S301 par infiltration de gaz :

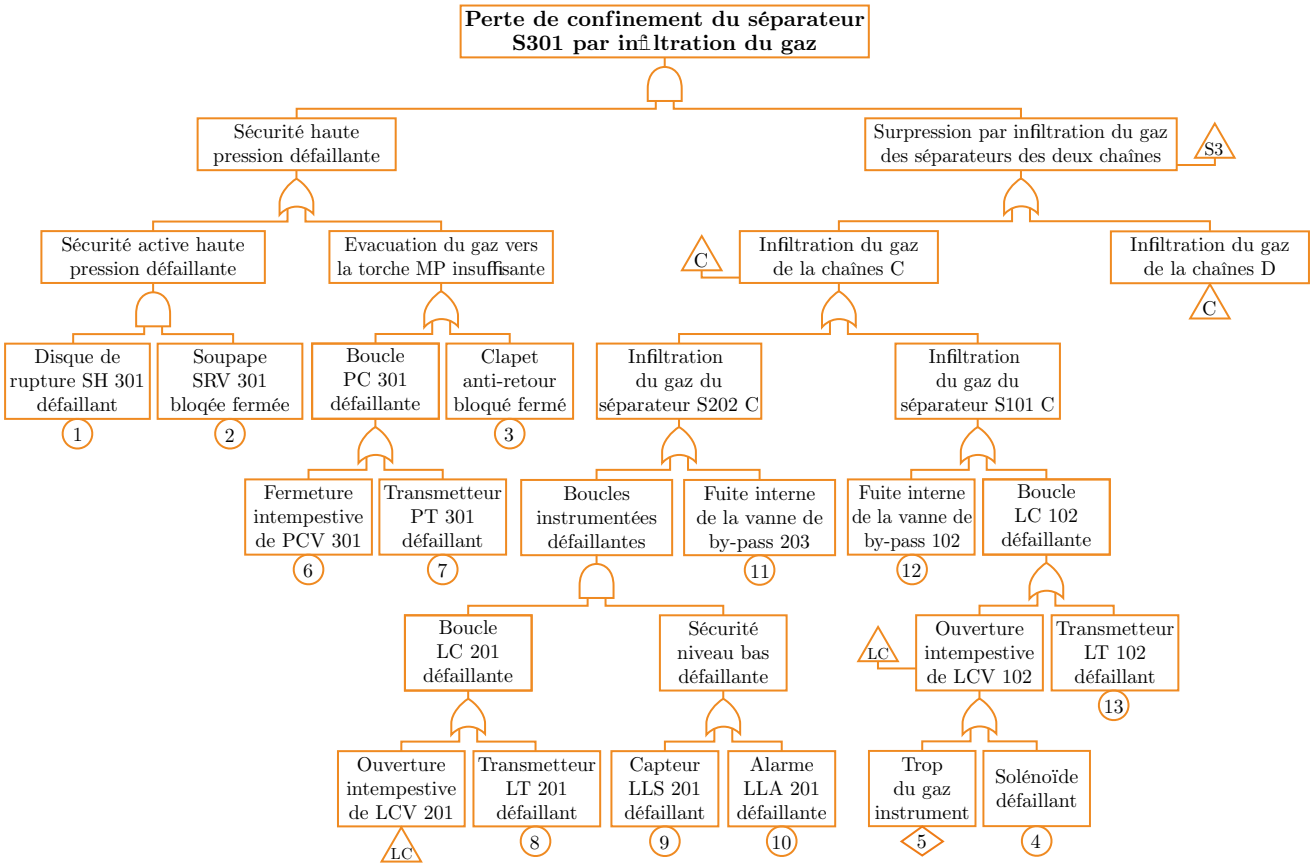


FIGURE C.7 – AdD de la perte de confinement du séparateur S301 par infiltration du gaz

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (4,9901\ 10^{-2}\ ,\ 2,9122\ 10^{-2}\ ,\ 1,7099\ 10^{-1})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez importante ($max(\lambda_{ERC}) < 10^{-2}$), la perte de confinement du S301 par infiltration du gaz est un évènement courant.

La figure C.8 reprend le scénario développé de la perte de confinement du collecteur 30 pouce :

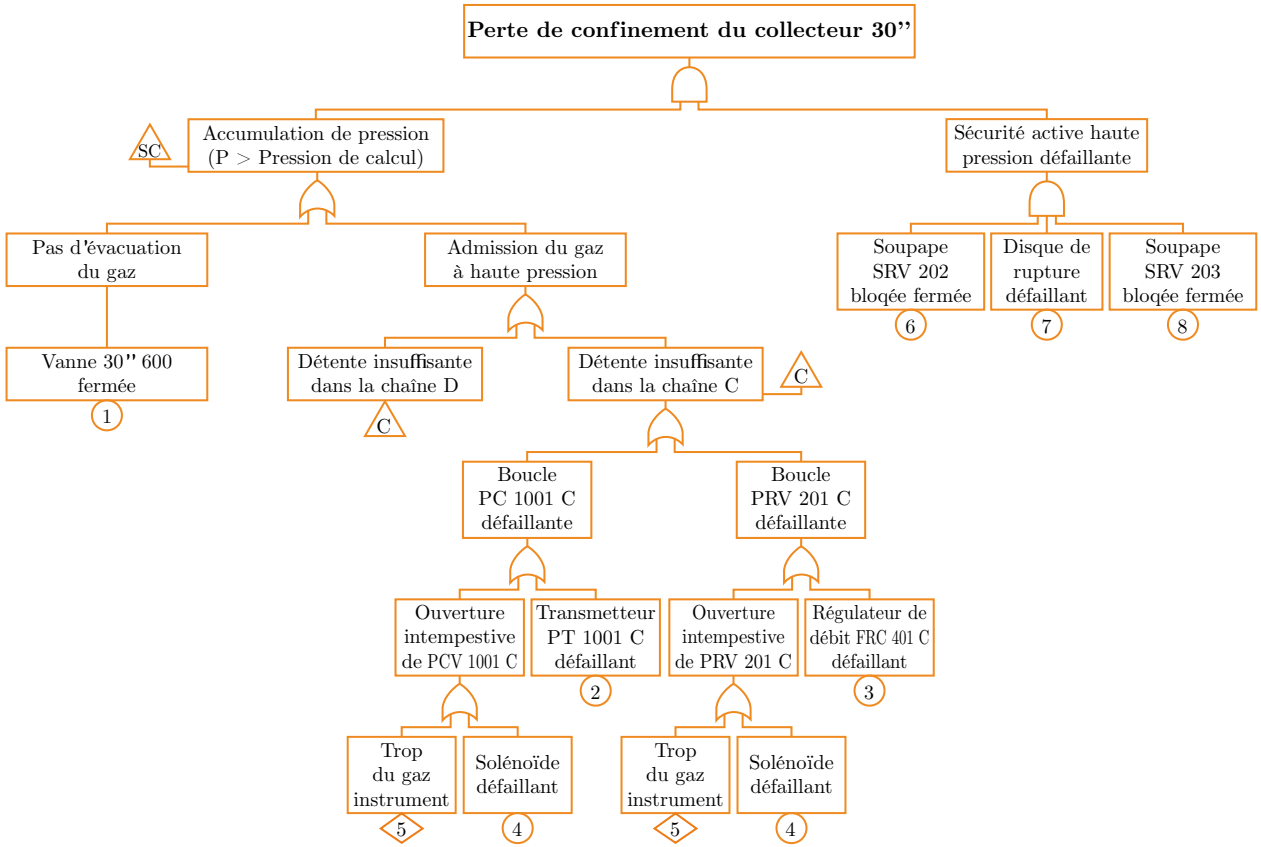


FIGURE C.8 – AdD de la perte de confinement du collecteur 30"

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (3,4990\ 10^{-6}\ ,\ 1,6652\ 10^{-6}\ ,\ 3,3399\ 10^{-5})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est négligeable ($max(\lambda_{ERC}) < 10^{-4}$), la perte de confinement du collecteur 30 pouce est un évènement très improbable, par conséquence ce scénario n'est plus pris en considération.

La figure C.9 reprend le scénario développé de la perte de confinement du réseau torche HP :

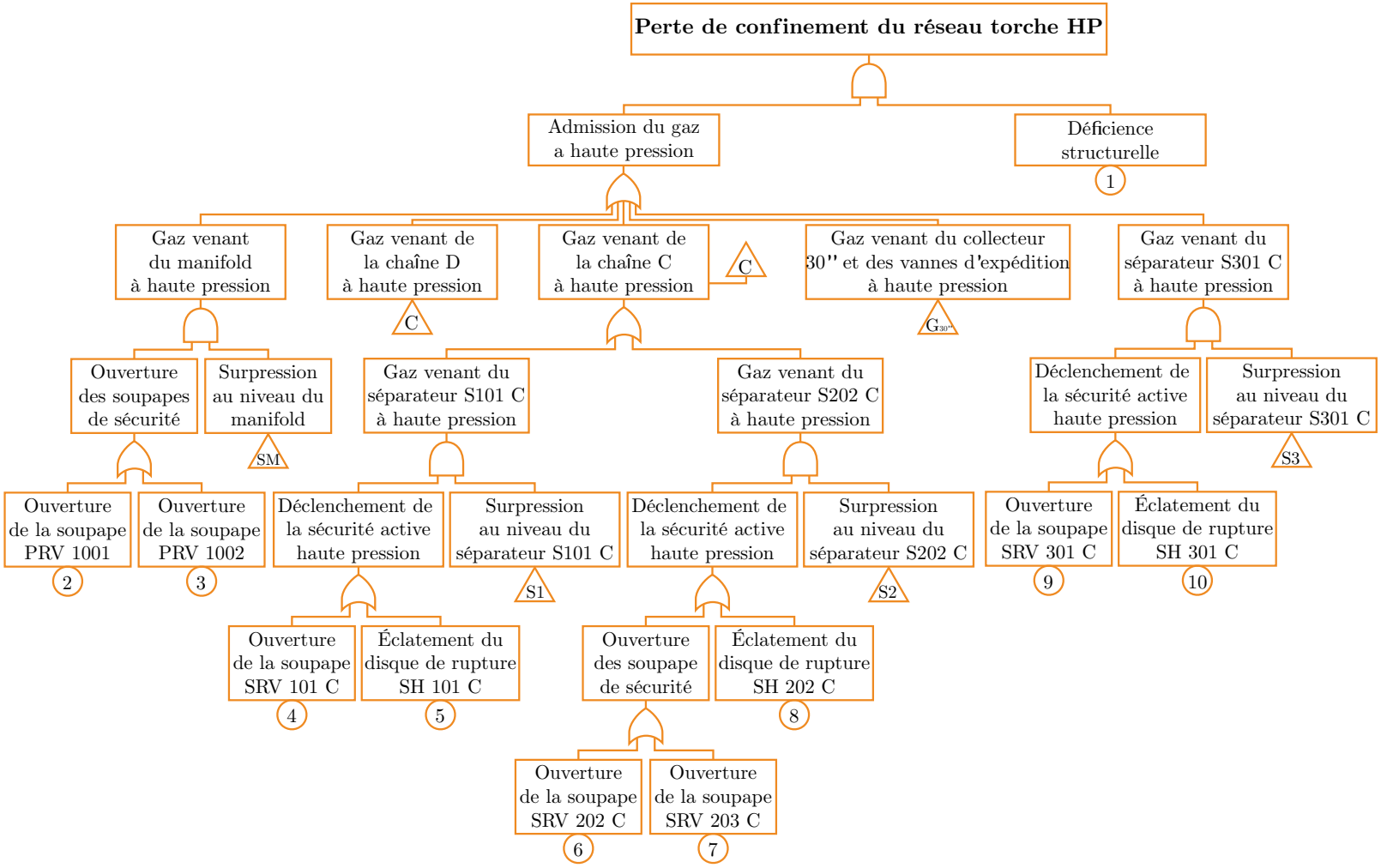


FIGURE C.9 – AdD de la perte de confinement du réseau torche HP

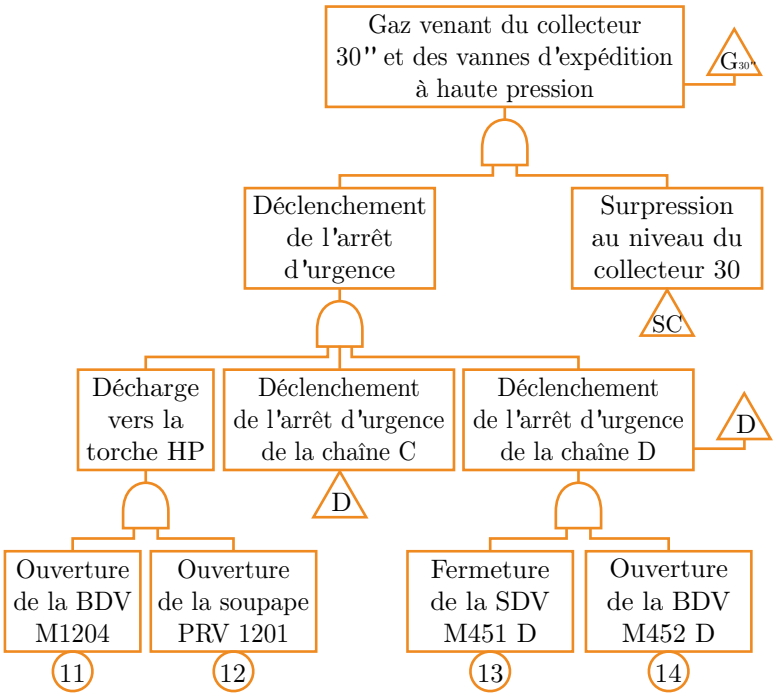


FIGURE C.10 – Sous-arbre de la Figure C.9

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (2,2462\ 10^{-2}\ ,\ 1,2716\ 10^{-3}\ ,\ 1,1623\ 10^{-1})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez importante ($max(\lambda_{ERC}) < 10^{-2}$), la perte de confinement du réseau torche HP est un évènement courant.

La figure C.11 reprend le scénario développé de la perte de confinement du réseau torche MP :

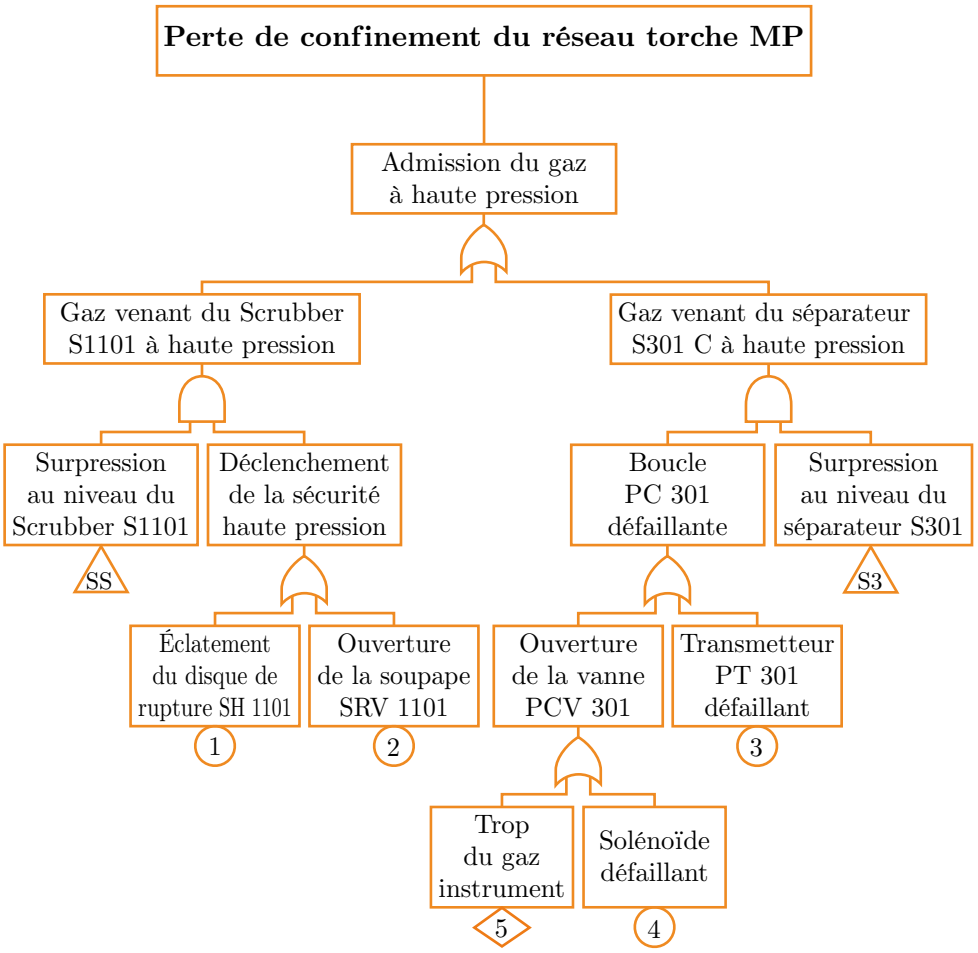


FIGURE C.11 – AdD de la perte de confinement du réseau torche MP

L'algorithme de calcul flou de cet arbre (vois **l'annexe D**, page 191) donne la fréquence d'occurrence floue :

$$\lambda_{ERC} = (2,0071\ 10^{-1}\ ,\ 5,7737\ 10^{-2}\ ,\ 9,2704\ 10^{-1})_{LR}$$

La fréquence floue de cet arbre est assez importante ($max(\lambda_{ERC}) < 10^{-2}$), la perte de confinement du réseau torche MP est un évènement courant.

Annexe D

Scripts Matlab pour le calcul flou

D.1 Fonctions « Plusflou » et « Xflou »

Ces deux fonctions ont deux inputs (nombres flous M et N) sous forme de vecteurs de trois éléments et un output (nombre flou m, résultat de l'addition / multiplication floue de M et N).

```
% Addition de deux nombres flous
function [m] = Plusflou(M, N)
m = [M(1)+N(1) M(2)+N(2) M(3)+N(3)];
```

```
% Multiplication de deux nombres flous
function [m] = Xflou(M, N)
moy = M(1)*N(1);
a = M(1)*N(2)+N(1)*M(2);
b = M(1)*N(3)+N(1)*M(3);
m = [moy a b];
```

D.2 Fonctions « Pnf » et « Xnf »

Ces deux fonctions ont un input (matrice M de dimension 3 x n) contenant n nombres flous et un output (nombre flou m) résultat de la porte logique OU / ET de n inputs dans un AdD.

```
% Multiplication n nombres flous
function [m] = Xnf(M)
S = size(M);
if S(1)==2
    m = Xflou(M(1,:),M(2,:));
else
for i=2:1:S(1)
   M(i,:) = Xflou(M(i,:),M(i-1,:));
end
m = M(S(1),:)
end
```

```
% Addition n nombres flous
function [m] = Pnf(M)
S = size(M);
A = ones(S(1),1);
M(:,1) = A-M(:,1);
B = Xnf(M);
m = [1-B(1) B(2) B(3)]
```

D.3 Exemple de calcul de taux de défaillance flou

Le script ci-dessous présent un exemple de calcul du taux de défaillance floue de l'AdD « Perte de pression du gaz instrument » :

```
1  % E : Taux de defaillance d'un evenement de base
2  % P : Probabilite d'occurrence d'un evenement de base
3  clear all  clc
4  % Ouverture PRV
5  E1=[1.71E-2 8.76E-5 6.73E-2];
6  P1=1-exp(-E1);
7  % Transmetteur de pression PT defaillant
8  E2=[7.71E-3 1.75E-3 1.50E-2];
9  P2=1-exp(-E2);
10 % Vanne by-pass Fuite interne
11 E3=[1.72E-2 8.76E-5 6.65E-2];
12 P3=1-exp(-E3);
13 % Ouverture LCV
14 E4=[1.71E-2 8.76E-5 6.73E-2];
15 P4=1-exp(-E4);
16 % Transmetteur de niveau LT defaillant
17 E5=[1.23E-2 8.76E-3 2.63E-2];
18 P5=1-exp(-E5);
19 % Fermeture PRV
20 E6=[1.04E-2 1.40E-3 2.64E-2];
21 P6=1-exp(-E6);
22 % Disque de rupture SH fuite interne
23 E7=[1.75E-2 1.75E-2 1.75E-2];
24 P7=1-exp(-E7);
25 % Soupape SRV fuite interne
26 E8=[1.02E-2 1.58E-3 2.53E-2];
27 P8=1-exp(-E8);
28 % Fuite au niveau du reseau
29 E9=[1.2E-5 7.2E-5 1.5E-4];
30 P9=1-exp(-E9);
31
32 % Calcul
33 PC1104=Pnf([P1 ; P2]);
34 PC1105=Pnf([P1 ; P2]);
35 Bypass=Pnf([P3 ; P3]);
36 GazBalayage=Pnf([PC1104 ; PC1105 ; Bypass]);
37 LC1101=Pnf([P4 ; P5]);
38 RegNiveau=Pnf([LC1101 ; P3]);
39 PC1102=Pnf([P6 ; P2]);
40 PC1103=Pnf([P6 ; P2]);
41 RegPression=Xnf([PC1102 ; PC1103]);
42 Securite=Pnf([P7 ; P8]);
43 BassePression=Pnf([RegNiveau ; RegPression ; Securite]);
44
45 % Resultat Final
46 ERC=Pnf([GazBalayage ; P9 ; BassePression ])  % Probabilite floue
47 ERCtaux=-log(1-ERC)  % Taux de defaillance floue
```

Annexe E

Calcul des rayons de danger des sources de rejet à l'UTG

Tableau E.1 – Calcul de rayon de danger des sources de rejet du manifold

Source de rejet	Classe du rejet	Zone	Catégorie du fluide	Niveau de fréquence	Diamètre de rejet (mm)	Pression (bar)	Hauteur (m)	R1 (m)	R2 (m)
Vannes manuelles 6"	Secondaire	2	G(i)	II	02	124	1,00	1,5	2
Brides 6"	Secondaire	2	G(i)	II	01	124	1,00	1	1
Brides 8"	Secondaire	2	G(i)	II	01	124	0,25	1	1
Brides 10"	Secondaire	2	G(i)	II	01	124	1,00	1	1
Vannes manuelles 10"	Secondaire	2	G(i)	II	02	124	1,00	1,5	2
Vanne SDV 10"	Secondaire	2	G(i)	II	02	124	1,00	1,5	2
Garniture - SDV	Primaire	1	G(i)	/	/	124	1,00	0,3	0,3
Actionneur de SDV 1001	Secondaire	2	G(i)	II	01	7	1,80	1	1
Vanne PCV 10"	Secondaire	2	G(i)	II	02	124	1,00	1,5	2
Garniture - PCV	Primaire	1	G(i)	/	/	124	1,00	0,3	0,3
Actionneur de PCV 10"	Secondaire	2	G(i)	II	01	7	2,10	1	1
Transmetteur de pression	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	1,00	1	1

Tableau E.2 – Calcul de rayon de danger des sources de rejet du séparateur S101

Source de rejet	Classe du rejet	Zone	Catégorie du fluide	Niveau de fréquence	Diamètre de rejet (mm)	Pression (bar)	Hauteur (m)	R1 (m)	R2 (m)
Bride 10" (entré gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	2,20	1	1
Bride 10" (entré gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	0,65	1	1
Bride 10" (sortie gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	3,15	1	1
Bride 10" (sortie gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	0,65	1	1
Bride 4" (sortie condensat)	Secondaire	2	B	II	01	90	1,20	2	3
Bride 2" (contrôleur – niveau)	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	2,07	1	1
Bride 2" (contrôleur – niveau)	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	1,70	1	1
Trou d'homme 18"	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	3,15	1	1
Soupape 2"	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	3,15	1	1
Disque de rupture 2"	Secondaire	2	G(i)	II	01	90	3,15	1	1
Actionnaire de LCV101	Secondaire	2	G(i)	II	01	07	1,15	1	1
Vanne LCV 2" – condensat	Secondaire	2	B	II	02	90	1,20	4	5
Garniture - LCV	Primaire	1	B	/	/	90	1.20	0,3	0,3
Actionnaire de LCV102	Secondaire	2	G(i)	II	01	07	1,15	1	1
Vanne d'isolement 2"	Secondaire	2	B	II	02	90	0,65	4	5
Vanne d'isolement 2"	Secondaire	2	B	II	02	25	0,65	4	4
Vanne by-pass 2"	Secondaire	2	B	II	02	90	0,65	4	5
Vanne manuelle 2"	Secondaire	2	G(i)	II	02	90	0,65	1,5	2

Tableau E.3 – Calcul de rayon de danger des sources de rejet du séparateur S202

Source de rejet	Classe du rejet	Zone	Catégorie du fluide	Niveau de fréquence	Diamètre de rejet (mm)	Pression (bar)	Hauteur (m)	R1 (m)	R2 (m)
Brides 10" (entré gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	2,45	1	1
Bride 12" (sortie gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	3,15	1	1
Bride 12" (sortie gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	0,65	1	1
Bride 12" (sortie gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	0,65	1	1
Bride 4" (sortie condensat)	Secondaire	2	B	II	01	45	1,20	2	2,5
Bride 2" (contrôleur – niveau)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	1,20	1	1
Bride 2" (contrôleur – niveau)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	1,60	1	1
Trou d'homme 18"	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	3,15	1	1
Soupape 1/2"	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	3,15	1	1
Disque de rupture 2"	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	3,15	1	1
Vanne LCV 2"	Secondaire	2	B	II	02	45	0.65	4	5
Actionnaire de LCV201	Secondaire	2	G(i)	II	01	07	1,15	1	1
Garniture - LCV	Primaire	1	B	/	/	45	1.00	0,3	0,3
Vanne d'isolement 2"	Secondaire	2	B	II	02	45	0,65	4	5
Vanne d'isolement 2"	Secondaire	2	B	II	02	25	0,65	4	5
Vanne by-pass 2"	Secondaire	2	B	II	02	45	0,65	4	5

Tableau E.4 – Calcul de rayon de danger des sources de rejet du séparateur S301

Source de rejet	Classe du rejet	Zone	Catégorie du fluide	Niveau de fréquence	Diamètre de rejet (mm)	Pression (bar)	Hauteur (m)	R1 (m)	R2 (m)
Brides 6" (entrées liquides)	Secondaire	2	B	II	01	25	2,28	2	2,5
Bride 4" (sortie gaz)	Secondaire	2	G(i)	II	01	25	3,15	1	1,5
Bride 4" (sortie condensat)	Secondaire	2	B	II	01	25	1,30	2	2,5
Bride 2" (contrôleur – niveau)	Secondaire	2	B	II	01	25	2,05	2	2,5
Bride 2" (contrôleur – niveau)	Secondaire	2	B	II	01	25	2,45	2	2,5
Trou d'homme 18"	Secondaire	2	G(i)	II	01	25	3,15	1	1,5
Soupape 2"	Secondaire	2	G(i)	II	01	25	3,15	1	1,5
Disque de rupture 2"	Secondaire	2	G(i)	II	01	25	3,15	1	1,5
Vanne PCV 2"	Secondaire	2	G(i)	II	02	25	0,65	1	1,5
Garniture - SDV	Primaire	1	G(i)	/	/	25	1,00	0,3	0,3
Actionnaire de PCV301	Secondaire	2	G(i)	II	01	07	1,10	1	1,5
Vanne d'isolement 2"	Secondaire	2	G(i)	II	02	25	0,65	1	1,5
Vanne d'isolement 2"	Secondaire	2	G(i)	II	02	25	0,65	1	1,5
Vanne by-pass 2"	Secondaire	2	B	II	02	25	1,00	4	4
Vanne LCV 6"	Secondaire	2	B	II	02	25	0,65	4	4
Vannes manuelles 6"	Secondaire	2	B	II	02	25	0,65	4	4

Tableau E.5 – Calcul de rayon de danger des sources de rejet de la partie est de l'UTG

Source de rejet	Classe du rejet	Zone	Catégorie du fluide	Niveau de fréquence	Diamètre de rejet (mm)	Pression (bar)	Hauteur (m)	R1 (m)	R2 (m)
Vanne JT 6"	Secondaire	2	G(i)	II	02	90	1,95	1,5	2
Actionnaire de PRV201	Secondaire	2	G(i)	II	01	07	1,95	1	1
Vanne PCV 12"	Secondaire	2	G(i)	II	02	45	1,05	1	1,5
Garniture - PCV	Primaire	1	G(i)	/	/	45	1,05	0,3	0,3
Actionnaire de PCV401	Secondaire	2	G(i)	II	01	07	2,20	1	1
Vanne d'isolement 12"	Secondaire	2	G(i)	II	02	45	1,05	1	1,5
Vanne by-pass 12"	Secondaire	2	G(i)	II	02	45	1,05	1	1,5
Vanne SDV 12"	Secondaire	2	G(i)	II	02	45	1,05	1	1,5
Garniture - SDV	Primaire	1	G(i)	/	/	45	1,05	0,3	0,3
Actionnaire SDVM451	Secondaire	2	G(i)	II	01	07	1,80	1	1
Vanne BDV 12"	Secondaire	2	G(i)	II	02	45	1,05	1	1,5
Garniture - SDV	Primaire	1	G(i)	/	/	45	1,05	0,3	0,3
Actionnaire BDVM452	Secondaire	2	G(i)	II	01	07	1,80	1	1
Brides 12"	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	1,50	1	1
Brides 12" -Expander (platinée)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	2,45	1	1
Brides 12" -Expander (platinée)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	1,05	1	1
Brides 10" -Echangeur (platinée)	Secondaire	2	G(i)	II	01	45	0,65	1	1

Annexe F

Algorithme d'optimisation d'un SIS

L'algorithme présenté ci-dessous programmé par *Matlab* permet de modéliser les structures des SIS et d'optimiser leurs coûts sous contraintes de fiabilité :

```
% 1/ ###### INPUT DES DONNES ######
% ------------- input capteurs --------------
disp('--------Input des capteurs---------');
N1=input('Nombre de capteurs : ');
F1=zeros(1,N1);
C1=zeros(1,N1);
for i=1:N1
    F1(i)=input(['Fiabilite du capteur de type  ',num2str(i), ' : ']);
    C1(i)=input(['Cout du capteur de type ',num2str(i), ' : ']);
end
clc
% ------------- input unites logiques --------------
disp('--------Input des unites logiques---------');
N2=input('Nombre d''unites logiques : ');
F2=zeros(1,N2);
C2=zeros(1,N2);
for i=1:N2
    F2(i)=input(['Fiabilite d''unite logique de type ',num2str(i), ' : ']);
    C2(i)=input(['Cout d''unite logique de type ',num2str(i), ' : ']);
end
clc
% ------------ input Actionnaires --------------
disp('--------Input des acionnaires---------');
N3=input('Nombre d''actionnaires : ');
F3=zeros(1,N3);
C3=zeros(1,N3);
for i=1:N3
    F3(i)=input(['Fiabilite d''actionnaire de type ',num2str(i),' : ']);
    C3(i)=input(['Cout d''actionnaire de type ',num2str(i),' : ']);
end

% 2/ ###### GENERER LES STRUCUTRES SIS POSSIBLES ######
```

```
33 NT=N1+N2+N3;              % Dimension du vecteur X (nombre de
   composants du SIS)
34 XX=0:1:max([N1 N2 N3]); % Vecteur necessaire pour la fonction permn
   ci-apres
35 mm=permn(XX,NT);          % Matrice contenant tous les cas de la
   permutation
36 XX1=mm(:,[1:1:N1]);       % Vecteur de la structure capteurs
37 XX2=mm(:,[N1+1:1:N1+N2]); % Vecteur de la structure unites logiques
38 XX3=mm(:,[N1+N2+1:1:NT]); % Vecteur de la structure actionnaires
39 % Filtration de la matrice mm pour extraire que les structures
   possibles
40 % (pas de debordement & existence d'au moins un composant pour
   chaque couche du SIS. Exemple, on a 2 capteurs 1 unite logique et 3
   actionnaires : la permutation genere des cas ou XX1(i) peut avoir la
    valeur 3 dont on a que 2 capteurs (debordement) -> structure
   impossible. Dans le cas ou XX1= [0 0] ou XX2=[0] ou XX3=[0 0 0]
   aussi ce sont des structures impossibles (faut au moins 1 composant
   par couche).
41
42 % ----------------- Generation des structures possibles
   -----------------
43 mm=[mm ones(length(mm),1)]; % Ajouter une colonne de valeurs 1
   initialement pour verifier les cas possibles
44 a=0; % Parametre pour calculer le nombre des cas impossibles
45 for i=1:length(mm) % La fonction if ci-apres verifie 4 conditions:
   1,2,3 : debordement / 4 existence au moins d'un composant par couche
46     if N1<max(XX1(i,:)) || N2<max(XX2(i,:)) || N3<max(XX3(i,:)) || (
   max(XX1(i,:))*max(XX2(i,:))*max(XX3(i,:)))==0
47         mm(i,NT+1)=0; % Cas impossible recoit 0
48         a=a+1;
49     end
50 end
51 m=sortrows(mm,NT+1); % Arranger la matrice par ordre, structures
   impossible en premiers
52 m([1:a],:)=[]; % Supprimer les "a" structures impossibles
53 m(:,NT+1)=[];  % Supprimer la colonne NT+1 utilise pour la
   verification des structures possibles
54 Lm=length(m);  % Nombre de structures possibles
55 disp(['La permutation a genere (', num2str(length(mm)),') structures
    dont (' ,num2str(Lm), ') structures sont possibles et admises comme
    structures SIS']);
56 disp('-----------Appuyez pour continuer---------')
57 pause
58 % ---- Allocation de la fiabilite et les couts aux elements de la
   structure SIS possibles ----
59 Fiab=m; % Matrice de meme taille que m contenant les fiabilites des
   composants des structures possibles
60 Cout=m; % Matrice de meme taille que m contenant les couts des
   composants des structures possibles
61 for i=1:Lm % Allocation de la fiabilite et le cout pour chaque
   composant des structures possible
62     % Parties capteurs
63     for j=1:N1
64        if m(i,j)==0
65            Fiab(i,j)=0;
```

```
66                Cout(i,j)=0;
67            else
68                Fiab(i,j)=F1(m(i,j));
69                Cout(i,j)=C1(m(i,j));
70            end
71        end
72        % Unites logiques
73        for j=N1+1:N1+N2
74            if m(i,j)==0
75                Fiab(i,j)=0;
76                Cout(i,j)=0;
77            else
78               Fiab(i,j)=F2(m(i,j));
79               Cout(i,j)=C2(m(i,j));
80            end
81        end
82         % Actionnaires
83        for j=N1+N2+1:NT
84            if m(i,j)==0
85                Fiab(i,j)=0;
86                Cout(i,j)=0;
87            else
88               Fiab(i,j)=F3(m(i,j));
89               Cout(i,j)=C3(m(i,j));
90            end
91        end
92    end
93    % Calcul de la fiabilite de chaque structure
94    FX1=Fiab(:,[1:1:N1]); % Matrice contenant les fiabilites des
      structures Capteurs
95    FX2=Fiab(:,[N1+1:1:N1+N2]); % Matrice contenant les fiabilites des
      structures unites logiques
96    FX3=Fiab(:,[N1+N2+1:1:NT]); % Matrice contenant les fiabilites des
      structures des actionnaire
97    F=zeros(Lm,1); % Vecteur contenant la fiabilite de chaque structure
      SIS
98    for i=1:Lm % Calcul de la fiabilite de chaque structure (loi de
      fiabilite serie parallele)
99        F(i)=(1-(prod(1-FX1(i,:))))*(1-(prod(1-FX2(i,:))))*(1-(prod(1-
      FX3(i,:)))); % prod : multiplication des elements d'un vecteur
100   end
101   % Calcul du cout de chaque structure
102   C=zeros(Lm,1); %vecteur contenant le cout de chaque structure SIS
103   for i=1:Lm
104       C(i)=sum(Cout(i,:)); % cout de la structure = somme des couts
      des composants
105   end
106
107   % ####  optimisation  ####
108   % L'objectif de cette partie est d'avoir la fiabilite satisfaisant
      le SIL requis avec minimum de cout
109   clc
110   % Fiabilite
111   SIL=input('SIL requis du SIS (1-4) ? : ');
112   if SIL==1
```

```
113         L1=0.9;  % Fiabilite minimum pour ce SIL
114         L2=0.99; % Fiabilite maximum pour ce SIL
115     end
116     if SIL==2
117         L1=0.99;
118         L2=0.999;
119     end
120     if SIL==3
121         L1=0.999;
122         L2=0.9999;
123     end
124     if SIL==4
125         L1=0.9999;
126         L2=0.99999;
127     end
128     if max(F)<L1  % En cas ou le SIL est trop eleve et aucune structure
    ne le satisfait pas.
129         disp('Aucune structure n''atteint le SIL demande')
130     end
131     Obj=C./F; % Fonction OBJECTIF a optimiser (minimiser Cout/Fiabilite
    -> min de cout, max de fiabilite)
132     M=[m Obj ones(length(m),1) F C]; % La colonne ones() utilise pour
    verifier la condition du SIL (0 ou 1)
133     b=0; % Indice pour calculer le nombre de cas qui ne satisfaisant pas
     le critere du SIL requis
134     for i=1:Lm % Allouer b=0 pour les cas ne satisfaisant pas le critere
     SIL
135         if L1>=F(i) || F(i)>=L2
136             M(i,NT+2)=0;
137             b=b+1;
138         end
139     end
140     MM=sortrows(M,NT+2); % Arranger la matrice M dans MM selon l'indice
    b (les elements ou b=0 sont les premiers)
141     MM([1:b],:)=[]; % Supprimer les structures ou b=0 (conditions SIL
    non satisfaite)
142     [val, idx] = min(MM(:,NT+1)); % Trouver le min de la fonction
    OBJECTIF et son indice (ordre dans la matrice MM)
143     disp('Structure SIS optimale: ')
144     MM(idx,[1:NT]) % La structure optimale
145     disp('Fiabilite optimale: ')
146     MM(idx,NT+3)
147     disp('Cout optimal: ')
148     MM(idx,NT+4)
```