

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



Département : 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

Apport d'un dispositif **<évent sure>** à la prévention des risques
d'incendies et d'explosion dans la station gaz naturel.

Centrale TG ANNABA-port

AKKOUCHE KAMEL EDDINE
ECHCHAOUI SEIF EDDINE

Sous la direction de :

M.ADEL AMIAR	Cadre d'études SPE-SONELGAZ	à Annaba
M.ABOUBAKER KERTOUS	Maître-assistant A	à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le 21/06/2018

Composition du jury :

Président	M.A. BENMOKHTAR	Maître-assistant A,	à l'ENP
Examineur	M.A. NAMANE	Maître de conférences A	à l'ENP
Reporteur	M.A. KERTOUS	Maître-assistant A	à l'ENP

ENP 2018

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



Département : 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

Apport d'un dispositif **<évent sure>** à la prévention des risques
d'incendies et d'explosion dans la station gaz naturel.

Centrale TG ANNABA-port

AKKOUCHI KAMEL EDDINE
ECHCHAOUI SEIF EDDINE

Sous la direction de

M.ADEL AMIAR	Cadre d'études SPE-SONELGAZ	à Annaba
M.ABOUBAKER KERTOUS	Maître-assistant A	à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le 21/06/2018

Composition du jury :

Président	M. A. BENMOKHTAR	Maître-assistant A,	à l'ENP
Examineur	M. A. NAMANE	Maître de conférences A	à l'ENP
Reporteur	M. A. KERTOUS	Maître-assistant A	à l'ENP

ENP 2018

Dédicace

A mes chers parents et surtout maman qui n'ont pas cessé de m'encourager et de se sacrifier pour que je puisse franchir tous les obstacles durant toutes mes années d'études, que Dieu me les garde en bonne santé.

A mon unique frère RAYOU

A mon oncle ISSAM et RADOUAN et RIAD et mes cousins MOHCEN,

RAHIM, SOUFIAN et CHIHAB.

A tous mes amis plus particulièrement : ANOUS, ZINOUE, MOHAMED,

HEYTEM, SEIF, NADIR

A toute ma famille et à tous ceux qui ont participé de près ou de

loin à la Réalisation de ce travail.

ECHHAOUI SEIF EDDINE.

Dédicace

A mes chers parents qui n'ont pas cessé de m'encourager et de se sacrifier pour que je puisse franchir tous les obstacles durant toutes mes années d'études, que Dieu me les garde en bonne santé.

A Mes sœurs MERIEM, YASMINE et DJIHANE

A tous mes amis plus particulièrement : A toute ma famille et à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la Réalisation de ce travail.

AKKOUCI KAMEL EDDINE.

REMERCIEMENT

Avant tout, nous remercions ALLAH tout puissant de nous avoir donné le courage, la santé et la force pour effectuer ce travail.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre enseignant, M. A. KERTOUS, d'avoir accepté de nous encadrer pour ce projet de fin d'études, ainsi que pour son disponibilité, patience et ses remarques pertinentes, son soutien et encouragements.

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance et toute notre gratitude à M. AMIAR ADEL qui nous a accompagné de près durant tout ce travail, pour sa disponibilité, et les conseils précieux qu'il nous a prodigués tout au long de la réalisation de ce projet, pour son soutien et ses remarques tout au long de la période de stage, et de nous avoir honoré en acceptant d'encadrer notre modeste travail.

Nos remerciements vont aussi à tous nos professeurs, enseignants qui nous ont fourni les outils nécessaires à la réussite de notre cursus universitaire ainsi qu'à M. A. BENMOKHTAR, d'avoir accepté de présider le jury et M. A. NAMANE d'avoir accepté d'évaluer ce travail et pour toutes leurs remarques et critiques.

الملخص :

إن الغاز الطبيعي معروف بتنوع المخاطر والأخطار المرتبطة مباشرة به، بدءاً من حادث تشغيل حقيقي سوف نقترح . في هذا العمل تحسيناً في تشغيل محطات الغاز الطبيعي في صورة جهاز يعمل على أساس انحراف تدفق الغاز من خطوط التنفيس إلى دائرة الإمداد. هذا الجهاز يهدف إلى منع مخاطر الحريق أو الانفجار من جهة، وإلى تحسين الاستهلاك المحدد للغاز من جهة أخرى وبالتالي تخفيض تكلفة إنتاج الكهرباء، و تلك لترسيخ مفهوم التنمية المستدامة.

الكلمات الدالة: محطة الغاز ، تنفيس الغاز ، قياس تدفق الغاز ، النار ، استهلاك محدد ، القيمة الحرارية.

Abstract:

Natural gas and its intrinsic properties are known for the diversity of risks and dangers directly linked to it. In this work, we will propose an improvement in the operation of the natural gas stations in the image of a device on the basis of deflection of gas flow from the vent lines to the supply circuit. This kind of facilities will have to satisfy an economic, environmental and security compromise. Starting from a real operating incident, this device based on the measurement of gas flow to the pipes towards the vent, will have to prevent risks of fires by torches in cold chimneys or even explosion, to improve the specific consumption thus the cost of electricity production, and those to consolidate the notion of sustainable development.

Keywords:

Gas station, gas vent, gas flow measurement, fire, specific consumption, calorific value.

Résumé :

Le gaz naturel et à l'image de ses propriétés intrinsèques, est connu par la diversité des risques et dangers qui lui sont directement liés. Dans ce travail, nous allons proposer une amélioration dans le fonctionnement des stations gaz naturels à l'image d'un dispositif sur la base de déviation de flux de gaz des

conduites évent vers le circuit d'alimentation. Ce genre d'installations aura à satisfaire un compromis économique, environnemental et de sécurité. En partant d'un incident d'exploitation réel, ce dispositif basé sur la mesure de débit gaz aux conduites vers l'évent, aura à prévenir des risques d'incendies par feux de torches au niveau de cheminées froides voire d'explosion, à améliorer la consommation spécifique donc le coût de production d'électricité, et ceux pour consolider la notion du développement durable.

Mots Clés :

Station gaz, évent gaz, mesure de débit gaz, incendie, consommation spécifique, pouvoir calorifique.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations

Introduction générale	17
Chapitre 1 Mise en contexte et problématique	19
1.1 Présentation générale de SONELGAZ	20
1.1.1 Présentation du groupe	20
1.1.2 Présentation du réseau électrique algérien	21
1.1.3 Présentation du Parc de Production National	23
1.1.4 Plan de développement SONELGAZ 2013-2023	25
1.2 Présentation de l'organisme d'accueil	28
1.2.1 Description générale de la centrale	28
1.2.2 Rôle de la centrale	28
1.2.3 Investissement	28
1.2.4 Les équipements de la tranche production	29
1.3 Généralité	32
1.3.1 Généralités sur les réseaux électriques	32
1.3.2 Principe de fonctionnement des centrales électriques	37
1.3.3 Emissions des centrales électriques	37
1.4 Problématique.....	39
1.4.1 Les aspects de la problématique	39
1.5 Objectif et cadrage du travail	41
Chapitre 2 Description du système d'alimentation gaz des turbines à gaz.....	42
2.1 Objet du système	43
2.2 Caractéristiques du gaz.....	43
2.2.1 Composition du gaz naturel en pourcentage de volume :	43
2.2.2 Caractéristiques physiques du gaz	44
2.2.3 Autres informations	44
2.3 Conditions du gaz	44
2.4 Les composants du système	45
2.4.1 Station gaz	45
2.4.2 Cheminée d'évent principal	48
2.4.3 Vanne de coupure et vanne d'évent	48
2.4.4 Tuyauteries gaz et d'évent	49

2.4.5	Traçage électrique	49
2.5	Plan de situation de la centrale	49
3	Chapitre 3 Incidents d'exploitation et problématique	50
3.1	Blackout du 03/02/2003 en Algérie.....	51
3.2	Incident du 09/03/2014 à 01h15 à la station gaz de la centrale TG d'Annaba	52
	Chapitre 4 Approche de gestion des risques	53
4.1	Démarche de management des risques	54
4.1.1	Identification de dangers et analyse des risques	54
4.1.2	Évaluation et hiérarchisation des risques	55
4.1.3	Maîtrise des risques	55
4.1.4	Suivi et contrôle des risques	56
4.1.5	Capitalisation et documentation des risques	56
4.1.6	Réduction du risque	56
4.2	Outils d'analyse des risques	58
4.2.1	Classifications des méthodes d'analyse de risque	58
4.3	HAZOP	61
4.3.1	HISTORIQUE ET DOMAINE D'APPLICATION	61
4.3.2	PRINCIPE	61
4.3.3	Le déroulement de la méthode HAZOP	61
4.3.4	Limites et Avantages	63
4.4	Nœud papillon	64
4.4.1	Arbre des évènements	64
4.4.2	Arbre des défaillances	66
4.4.3	Logiciel de simulation de la dispersion	68
	Chapitre 5 Application des méthodes d'analyse.....	69
5.1	Introduction	70
5.2	Etude HAZOP	70
5.2.1	L'objectif	70
5.2.2	LISTE DES NŒUDS	71
5.2.3	Résultats	71
5.2.4	Conclusion	71
5.3	Arbre des défaillances	71
5.3.1	Résultats	71
5.3.2	Calcul de probabilité	72
5.4	Arbre des évènements	74
5.5	Estimation de l'intensité des phénomènes dangereux	76

Evolution de la CSP :	78
Évolution de la production d'électricité et de la consommation gaz :	80
5.5.1 Estimation de la quantité du méthane dégagé et les pertes économiques associées 81	
5.5.2 Conséquences de feu de torche	84
5.6 Proposition du circuit d'alimentation gaz optimisé	87
5.6.1 Les nouveaux équipements	88
5.6.2 Détermination des paramètres d'actionnement des vannes 3 voies	90
5.7 Conclusion	93
Conclusion générale	94
Références	96
Annexe A : Schémas P&ID	101
Annexe B : Tableaux HAZOP	106
Annexe C : Arbres de défaillance	128
Annexe D : Circuit proposé	138

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Capacité de production installée atteinte fin 2011

Tableau 1.2 : Production nationale atteinte en 2011

Tableau 2.1: Composition du gaz naturel en % de volume.

Tableau 2.2: Caractéristiques physiques du gaz.

Tableau 2.3 : Informations sur le GN.

Tableau 4.1 : Exemple d'un tableau pour l'HAZOP

Tableau 5.1: Liste des mots guide et paramètres utilisé dans l'étude HAZOP.

Tableau 5.2: Données de contrôle économique de la période du 1 aout au 11 aout 2011.

Tableau 5.3: Données de contrôle économique de la période du 1 aout au 11 aout 2012

Tableau 5.4: Données de contrôle économique de la période du 3 aout au 8 aout 2013.

Tableau 5.5: Données de contrôle économique de la période du 2 aout au 7 aout 2014.

Tableau 5.6 : Données de contrôle économique de la période du 1 aout au 11 aout 2015.

Tableau 5.7 : Données de contrôle économique de la période du 1 aout au 11 aout 2017.

Tableau 5.8 : Evolution de la CSP.

Tableau 5.9 : Evolution de la production d'électricité et la consommation gaz.

Tableau 5.10 : Tableau récapitulatif des taux de dégagements de gaz et les pertes économiques associé

Tableau 5.11 : Données utilisé pour le logiciel PHAST.

Tableau 5.12 : Données Climatiques.

Liste des figures

Figure 1.1 : Carte du réseau électrique Algérien.

Figure 1.2 : Répartition de la capacité de production.

Figure 1.3 : Répartition de la production par type d'équipement.

Figure 1.4 : Programme énergies renouvelables 2013-2023 en Algérie.

Figure 1.5 : Vue générale de la TG 6000-B

Figure 1.6 : Bac de stockage fuel EGC20

Figure 1.7 : Pompe fuel

Figure 1.8: SKID de filtration.

Figure 1.9 : Pompe d'injection d'eau déminéralisée.

Figure 1.10 : Transformateur principal.

Figure 1.11 : Principe de fonctionnement d'une centrale thermique à vapeur

Figure 1.12 : Principe de fonctionnement d'une centrale à gaz

Figure 1.13 : Principe de fonctionnement d'une centrale à cycle combiné

Figure 2.1 : Filtre cyclone

Figure 2.2 : Réservoir à condensats.

Figure 2.3: Filtre vertical de type à cartouches coalescentes.

Figure 2.4 : Compresseur.

Figure 2.5 : SKID final

Figure 2.6 : Vanne de tête

Figure 2.7 : Plan de situation de la centrale TG Annaba port

Figure 3.1 : Zones touchées par le blackout.

Figure 3.2 : Évolution de la fréquence du réseau lors du Blackout

Figure 4.1: Démarche de management des risques

Figure 4.2: Réduction du risque - Concepts généraux

Figure 4.3 : Classification des méthodes d'analyse des risques

Figure 4.4 : Démarche inductive et déductive

Figure 4.5 : Méthodes d'analyse des risques

Figure 4.6 : Exemple d'arbre des évènements.

Figure 5.1 : Arbre des événements

Figure 5.2 : Schéma représentatif de l'évolution de la CSP.

Figure 5.3 : Comparaison de l'évolution de la production d'électricité et la consommation gaz entre le mois d'août 2011 et 2017.

Figure 5.4 : Evolution de dégagement de gaz et les pertes économiques.

Figure 5.5 : Conséquences du feu de torche.

Figure 5.6 : Graphe de la radiation en fonction de la distance pour le feu de torche.

Figure 5.7 : Représentation de la cheminée et la conduite de mise à l'évent

Figure 5.8: Représentation simplifiée du circuit proposé.

Liste des abréviations

ADD : Arbre des Défaillances.

ADE : Arbre des Evènements.

ALARP : As Low As Reasonably Practicable (Aussi faible que raisonnablement possible).

BP : Basse pression

CSP : Consommation spécifique du combustible

CEEG : Société de l'Engineering de l'électricité et du Gaz

E/E/EP : Electrique / Electronique / Electronique Programmable.

ESD : Emergency Shut Down (système d'arrêt d'urgence).

ERC : Evénement Redouté Central

EI : Évènement Indésirable

EM : Évènement Majeur

ER : Évènement Redouté

ENR : énergies renouvelables

FT: Feu de troche

GWh : Giga wattheure.

GRTE : Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité

GRTG : Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz

HP : Haute pression

HAZOP :HAZard and Operability study (Analyse de risque et d'exploitation).

ISO : International Standardization Organisation for (Organisation
Internationale de normalisation).

OS : Opérateur Système électrique

OREDA : Offshore Reliability Data base

MP : Moyenne pression

R.I.N : Réseau interconnecté nord.

R.I.S : Réseaux Isolés du sud

PMD : puissance maximale demandée

PFD :Probability of Failure on Demand (probabilité de défaillance à la
demande).

P&ID: Piping and Instrumentation Diagram

SPE : La Société de Production de l'Electricité.

SKTM: SHARIKAT KAHRABA WA TAKAT MOUTADJADIDA

SDC : Société de Distribution de l'électricité et du gaz

SKS: SHARIKET KAHRABA SIKDA

SKB: SHARIKET KAHRABA BERROUAGHIA

SKH : SHARIKET KAHRABA HADJRET ENNOUSS

TG : Turbine à Gaz.

TV : Turbine à Vapeur.

Introduction générale

Introduction générale :

Le développement industriel entraîne une forte croissance de la demande de l'énergie électrique, et la grande superficie d'un territoire nécessite le transport à grandes distances.

Depuis lors, cette faculté extraordinaire, presque magique, transmettre de l'énergie à distance, de façon instantanée est mise en œuvre dans pratiquement tous les domaines d'application de l'électricité.

L'électricité, pendant ce dernier siècle, s'est développée et est devenue l'une des formes énergétiques les plus employées par l'être humain.

La politique énergétique de notre pays tourne autour des sources fossiles pour générer l'électricité. L'opérateur du système électrique compte dans son parc de production plus de 97% en termes de puissance installée à base de sources conventionnelles : gaz naturel et fuel.

le gaz naturel le combustible de base utilisé dans nos centrales électriques turbines à gaz, turbines à vapeur et cycles combinés est le gaz naturel, compte tenu de son prix de revient avantageux ainsi que son pouvoir calorifique assez élevé.[1]

Ces avantages cachent derrière un souci majeur qui est le danger lié au gaz naturel qui est en premier lieu l'inflammabilité voire l'explosion. Des explosions dévastatrices ont été connues dans des gazoducs et des stations gaz à travers la planète en témoignent. [2]

Dans ce travail, on va traiter le cas d'un circuit d'alimentation en gaz naturel de la centrale électrique turbine à gaz d'Annaba qui connaît depuis quelques années un problème assez complexe par rapport à ses impacts à savoir économique, technique, et d'aspect sécurité

Le sujet trouve sa place dans les rangs des problèmes de recherche bibliographique et scientifique vu l'étendue des conséquences liées aux dysfonctionnements des circuits d'alimentation en gaz naturel, on peut citer le cas du célèbre black-out général du réseau interconnecté nord Algérien du 03/02/2003 à 19h04, dont l'origine première était un dysfonctionnement des lignes de détente de la station gaz 60/35 bars de la centrale TG 2 x 209 MW d'El Hama – Alger. [3.1]

Pour ce qui est de la centrale TG 2 x 36 MW d'Annaba, le circuit gaz connaît depuis l'année 2014 un phénomène assez compliqué qui s'est traduit par un incident le 09/03/2014 à savoir un feu de torche au niveau de l'évent principal considéré comme cheminée froide.

À la prise de poste matinale du 09/03/2014, une réunion de toutes les structures techniques a eu lieu à la centrale, un plan d'action a été mis en place afin de mettre un terme à la situation de dégagement de gaz par l'évent principal, chose qui était prévisible dans les statistiques du

service contrôle économique, les agents d'exploitation à leur tour affirment que le phénomène est bien observable à l'œil nu durant la marche des groupes de production.

La non étanchéité du circuit d'alimentation gaz de la centrale n'était pas une nouveauté, puisque depuis le début de l'année 2013, après chaque arrêt du groupe 2, la pression au niveau du SKID final en amont du filtre coalescer chutait graduellement (Annexe A), les procédures d'exploitation ont été révisées en conséquence. La même année, l'alimentation gaz du groupe 1 a connu le même problème, des écarts de consommation gaz voire CSP (consommation spécifique) commencent alors à apparaître dans les bilans économiques.

En début 2014, la chute de pression après chaque arrêt des groupes se rabat sur la station primaire gaz, le manomètre de pression amont filtre cyclone (Annexe A) indique des pressions inférieures à 10 bars après 24 h d'arrêt de la centrale.

L'incident du 09/03/2014 devait déclencher un plan d'action concrètes pour au moins localiser les conduites sujettes de fuites de gaz vers l'évent pour se prémunir de tout éventuel risque d'incendie par feu de torche à proximité de la station gaz voire toute éventuelle explosion qui serait lourde de conséquence car en dehors de la station gaz, on retrouve les installations à risque adjacentes suivantes :

Les tanks de stockage fuel de la centrale de 2 x 2224 m³ de capacité.

Les tanks de stockage fuel de NAFTAL coté Est de la centrale d'une capacité de 45000 m³.

Les tanks et sphère de stockage d'acide phosphorique H₃PO₄, qui constitue un agent très dangereux à proximité de source de chaleur.

Tous ces facteurs réunis, n'ont pas incité les décideurs de la centrale à entreprendre un plan d'action concret.

C'est pourquoi, nous allons dans ce qui suit essayer de comprendre, cerner, proposer une solution au problème ce que nous avons appelé Event sure.

Chapitre 1

Mise en contexte et problématique

Dans ce chapitre nous présenterons le groupe SONELGAZ et l'entreprise centrale TG Annaba port et nous mettons des notions générales sur les réseaux électriques et les différents types de centrale et leurs principes de fonctionnement.

1.1 Présentation générale de SONELGAZ :

1.1.1 Présentation du groupe :

SONELGAZ vit, depuis quelques années, une phase particulièrement importante de son histoire. Désormais, la restructuration de SONELGAZ, suite à l'avènement de la loi N°01.02 du 05 février 2002 s'est achevée avec la création de l'ensemble des filiales.

La nouvelle organisation validée en février 2017, a érigé SONELGAZ en Groupe industriel composé de 16 filiales. Ainsi, ses filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations. [1.1]

On compte :

1. La Société de Production de l'Electricité (SPE),
2. SHARIKAT KAHRABA WA TAKAT MOUTADJADIDA (SKTM)
3. La Société de l'Engineering de l'électricité et du Gaz (CEEG)
4. La Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE),
5. La Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz (GRTG),
6. L'Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système Production / Transport de l'électricité,
7. La Société de Distribution de l'électricité et du gaz (SDC).

Les sociétés travaux du GROUPE SONELGAZ, KAHRIF, KAHRAKIB, ETTERKIB, INERGA et KANAGHAZ, sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux...).

Par ailleurs, les filiales métiers périphériques sont en charge d'activités annexes, telles que la maintenance d'équipements énergétiques, la distribution de matériel électrique et gazier, le transport et la manutention exceptionnels, ... etc

Le Groupe occupe une position privilégiée dans l'économie du pays en tant que responsable de l'approvisionnement de plus de six millions de ménages en électricité et de trois millions en gaz naturel, soit une couverture géographique de plus de 99% en taux d'électrification et 59% pour la pénétration gaz. [1.1]

1.1.2 Présentation du réseau électrique algérien :

La structure du réseau électrique nationale se décompose en trois systèmes :

- **Le Réseau Interconnecté National (RIN) :** S'étalant sur le nord du pays et couvrant les régions de BECHAR, HASSI MESSAOUD, HASSI R'MEL et GHARDAIA, ce réseau est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation.
- **Le pôle IN SALAH – ADRAR – TIMIMOUN :** Ce pôle est alimenté par les centrales Turbines à Gaz d'Adrar et d'In Salah, interconnectées à travers un réseau 220 kV s'étalant d'IN SALAH à TIMIMOUN via AOULEF et Adrar.
- **Les Réseaux Isolés du Sud :** Il s'agit de 26 sites du grand sud, alimentées par des réseaux locaux à travers des groupes diesel ou des TG compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles.

Le réseau électrique national est renforcé par une dorsale électrique THT 400 kV allant de l'Est jusqu'à l'Ouest du pays.

L'interconnexion du système électrique national avec celui du Maroc en 400 kV a été achevée et mise en service en 2010, l'interconnexion avec la Tunisie est en cours de finalisation.

- **Dorsale Nord :** La consistance globale de la dorsale nord en cours de réalisation s'élève à 3 572 km.
- **Dorsale Électrique Nord – Sud :** Cette dorsale complémentaire à celle du Nord, de consistance globale qui s'élève à **1 912 km**, permettra de :
 - ✓ Renforcer la sécurité globale du réseau,
 - ✓ Renforcer le réseau entre les pôles de HASSI MESSAOUD et HASSIR'RMEL. [1.2]

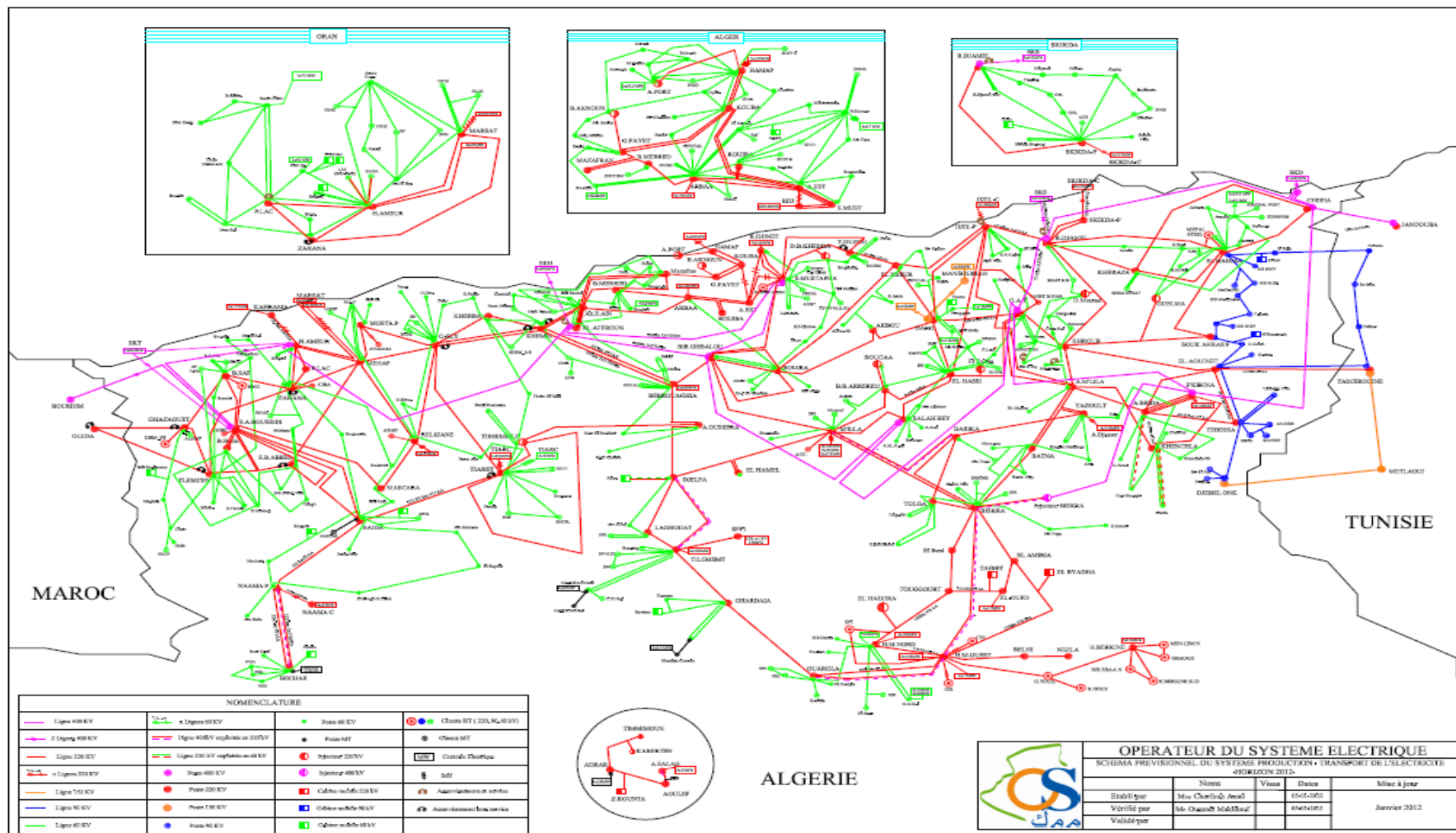


Figure 1.1 : Carte du réseau électrique algérien. [1.3]

1.1.3 Présentation du Parc de Production National :

Le parc de production national est constitué des centrales électriques de la Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE), et des sociétés en partenariat, à savoir :

- KAHRAMA Arzew mise en service fin 2005 ;
- SHARIKET KAHRABA Skikda « SKS » mise en service en 2006 ;
- SHARIKET KAHRABA BERROUAGHIA « SKB » (Médéa) mise en service en 2007 ;
- SHARIKET KAHRABA HADJRET ENNOUSS « SKH » mise en service en 2009.

Deux autres projets sont en cours de réalisation par SONELGAZ en partenariat, il s'agit de :

- Centrale Cycle combiné de TERGA (AIN TIMOUCHENT) de 3 x 400 MW, réalisée par SHARIKET KAHRABA TERGA (SKT), dont la mise en service de la centrale est prévue au courant de l'été 2012 ;
 - Centrale Cycle combiné de KOUDIET EDRAOUCH (ELTARF) de 3 x 400 MW, réalisée par SHARIKET KAHRABA KOUDIET EDRAOUCH (SKD).
- [1.2]

Tableau 1.1 : Capacité de production installée fin 2011 [1.2]

Producteurs	Production MW	Taux %
SPE	8503,8	74,7%
KAHRAMA	345,0	3%
SKS SKIKDA	825,0	7,2%
SKB BERROUAGHIA	489,0	4,3%
SKH HADJRET ENNOUSS	1227,0	10,8%

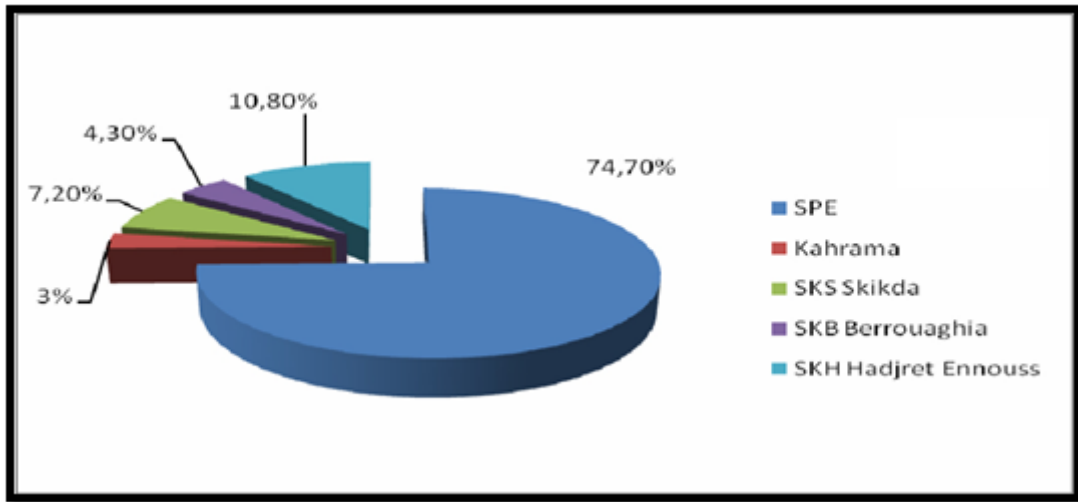


Figure 1.2 : Répartition de la capacité de production. [1.2]

La production nationale en 2011 a atteint 48 871,2 GWh, elle est répartie par type d'équipement comme suit :

Tableau 1.2 : La production national atteinte en 2011. [1.2]

Type d'équipement	Production GWh	Taux %
Turbine vapeur	9 653,7	19,8
Cycle combiné	15 701,3	32,1
Turbine gaz	22055,3	45,1
Hydraulique	378,3	0,8
Diesel	463,9	0,9
Centrale Hybride	618,7	1,3
Total	48 871,2	100

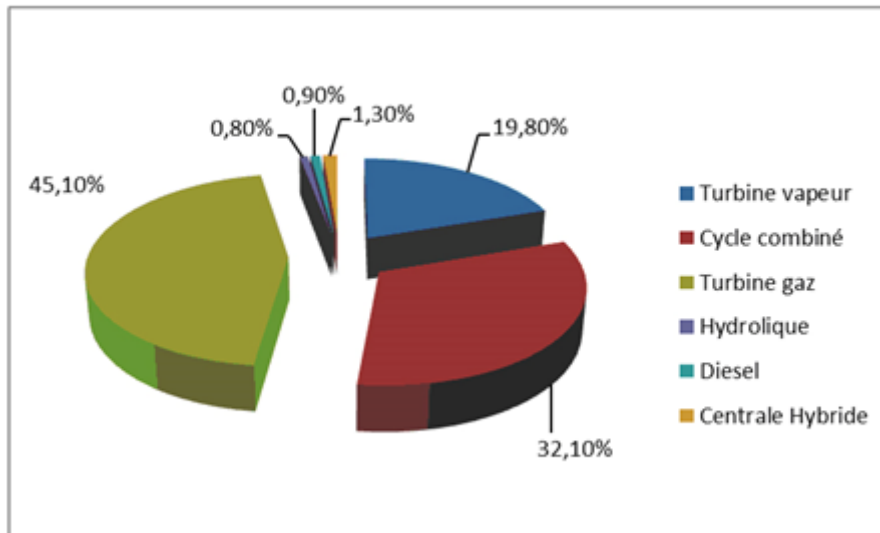


Figure 1.3 : Répartition de la production par type d'équipement. [1.12]

1.1.4 Plan de développement SONELGAZ 2013-2023 :

1.1.4.1 En termes de production de l'électricité :

La puissance totale thermique installée à fin février 2013 sur le R.I.N (SPE et "Autres Producteurs"), s'élève à 10 466 MW.

La capacité de production additionnelle nationale prévue sur la période 2013-2023 est de 35505MW (tous réseaux confondus) dont 21 305 MW décidés et 14 200 MW en idée de projet (conventionnel). Les 21 305 MW déjà décidés sont réparties comme suit :

- 14 370 MW en conventionnel pour le réseau interconnecté nord (RIN), 50 MW (turbines à gaz TG) pour le Pôle In Salah-Adrar-TIMIMOUN (PIAT), 421 MW (TG + diesel) pour les réseaux isolés des localités du Sud,
- 5 539 MW en ENR,
- 925 MW pour la réserve stratégique et mobile.

1.1.4.2 Les énergies renouvelables :

La puissance ENR à installer jusqu'à 2014 est de 445 MW pour atteindre 5 539 MW en 2023:

- 2075 MW en Photovoltaïque,
- 2825 MW en CSP
- 639 MW en Eolien.

Additivement aux capacités conventionnelles, il est prévu la réalisation par SKTM d'un parc d'énergies renouvelables (ENR) de 5 539 MW, répartis comme suit :

- Réseau interconnecté nord (R.I.N) : 5 084 MW de puissance ENR prévue sur la période 2013 et 2023.
- Réseaux Isolés du sud (R.I.S) : 167 MW de puissance ENR prévue sur la période 2013 et 2023.
- Pôle In Salah -Adrar- TIMIMOUN : 288 MW de puissance ENR prévue sur les périodes 2013 et 2023.

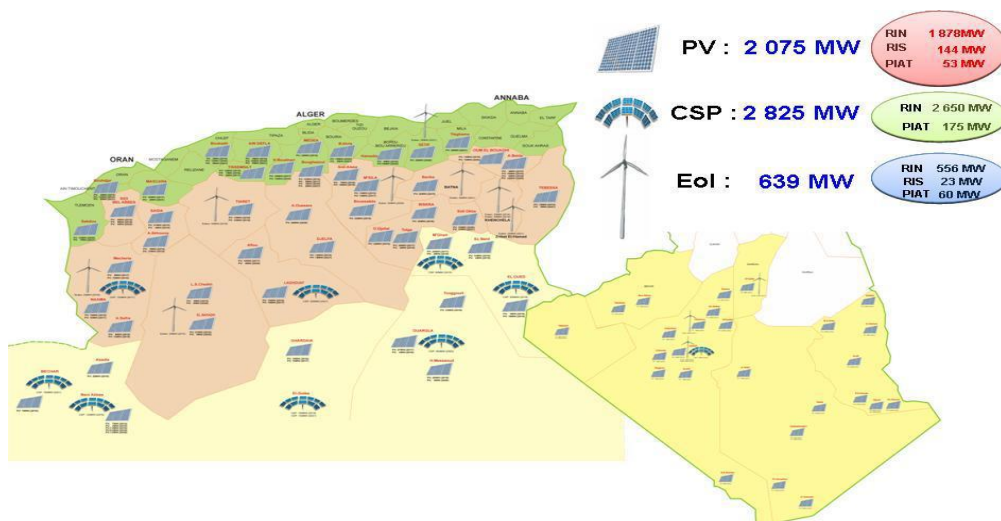


Figure 1.4 : Programme énergies renouvelables 2013-2023 en Algérie.

1.1.4.3 Le montant global du programme de développement de la production d'électricité :

Le montant global du programme de développement de la production d'électricité 2013-2023, s'élève à 4 791 391 MDA (dont 2 664 878 MDA pour les ENR) contre 3 655 781 MDA (dont 2 111 437 MDA pour les ENR), du précédent plan 2012-2022.

Le différentiel entre le plan de développement 2013 et celui de 2012 est induit par la capacité additionnelle du plan d'urgence '2012-2017' et par la capacité additionnelle en idée de projet plus importante sur la période 2016-2023 (RIN et PIAT), compte tenu des taux de croissance retenus pour la prévision de la demande. [1.3]

1.2 Présentation de l'organisme d'accueil :

La centrale d'Annaba est une centrale turbine à gaz de l'unité de Skikda du pole centre de production de la SPE. [1.4]

1.2.1 Description générale de la centrale :

La centrale TG-ANNABA est constituée de 02 groupes turbines à gaz type 6000B de générale Electric d'une puissance de 72 MW. La centrale est de type cycle simple fonctionne au gaz naturel comme combustible principal et au gasoil comme combustible de secours avec la possibilité de passage du combustible gaz au fuel en mode automatique et du fuel au gaz au mode manuelle la centrale est dotée de moyens technologiques lui permettant de fonctionner dans le respect des normes en matière de préservation de l'environnement.

1.2.2 Rôle de la centrale :

Cette centrale s'inscrit dans le cadre d'un plan d'urgence initié par SONELGAZ et elle est destinée à répondre aux impératifs suivants :

- Faire face à la demande urgente en énergie électrique de l'Est du pays ;
- Assurer la fiabilité et la continuité de la qualité de service ;
- Assure la sécurité de l'alimentation de la grande ville d'Annaba ;

1.2.3 Investissement :

Le montant total pour le projet est de :

- Partie dinars : 3.3 milliards DZD ;
- Partie devises : 89.4 millions € ;
- Le totale est de : 12.42 milliards DZD ;
- Le projet est financé sur fonds propres de SONZALGAZ ;
- Marché N° :2007/251/KDM 012;
- Date de mise en vigueur : 06 Juin 2007;
- Délai de réalisation globale : 21.5 mois.

1.2.4 Les équipements de la tranche production :



Figure 1.5 : Vue générale de la TG 6000-B

1.2.4.1 Station gaz :

La station gaz est calculé pour la fourniture du gaz pour les deux turbines à gaz 6001-b a débit de 27431 Nm³/h et de pression 20 bar.

1.2.4.2 Station fuel :

Le système est composé de 2 bac de stockage de 2224 m³ chacun, une pompe fuel, une pompe d'eaux déminéralisé et un SKID de filtration.



Figure1.6:Bac de stockage fuel EGC20

1.2.4.2.1 Pompe fuel :

Ce module transfère le fuel distillé du réservoir journalier de stockage à l'entrée de la turbine à une pression suffisante pour vaincre les pertes de charge des différents éléments constituant la ligne fuel et fournir la pression à l'entrée de la TG.



Figure 1.7 : Pompe de fuel

1.2.4.2.2 SKID de filtration :

Ce SKID permet de filtrer le fuel à une valeur admissible par la TG et assure la régulation de la pression fuel à l'entrée TG de 3.4 bar à 5.18 bar.



Figure 1.8: SKID de filtration.

1.2.4.2.3 Pompe d'injection d'eau déminéralisée :

Le système d'injection d'eau à pour le but de réduire l'émission des NOx pendant la marche fuel et l'arrivée de l'eau est contrôlée selon la charge de la turbine à gaz.



Figure 1.9: Pompe d'injection d'eau déminéralisée.

1.2.4.3 Transformateur principal :

Le rôle d'un transformateur est de lever la tension électrique du **11KV** à **63KV** la sortie de la centrale pour alimenter le poste électrique d'évacuation d'énergie.

- Emplacement : extérieure ;
- Model : à bain d'huile ;
- Puissance nominale : **50000 KVA** ;
- Fréquence a signée : **50 Hz** ;
- Rapport de transformation : **63 KV/11 KV** ;
- Ventilateurs : **4** ;
- Perte à vide v : **30Kw** ;
- Nombre de radiateur : **4** ; [1.5]



Figure 1.10 : Transformateur principal.

1.3 Généralité :

1.3.1 Généralités sur les réseaux électriques :

De façon très générique un réseau électrique est toujours composé de quatre grandes parties :

1.3.1.1 Production :

C'est la génération de l'ensemble des puissances consommées par le réseau entier, en grande majorité les tensions produites sous la forme de système triphasé par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de sources d'énergie dites primaires.

1.3.1.1.1 Moyens de production :

Un moyen de production d'énergie électrique est défini comme toute installation capable de convertir une source d'énergie primaire en énergie électrique pouvant être injectée sur un réseau.

Les centrales de production électriques utilisent d'une façon générale : le charbon, le pétrole et le gaz (centrales thermiques classiques) ou de l'uranium enrichi (centrales nucléaires ce qui n'existe pas en Algérie) pour produire la chaleur initiale. La plupart ont une capacité comprise entre 200 MW et 2000 MW afin de réaliser les économies des grosses installations (en Algérie le groupe le plus puissant est à cycle combiné au niveau de la centrale SKS d'une puissance de 412.5 MW se trouvant à Skikda) [1.6] [1.7] [1.8].

➤ Centrales à vapeur :

Le principe des centrales thermiques à vapeur est le même que ce soit le carburant : du gaz, charbon ou fuel, l'énergie thermique est transformée en énergie mécanique après électrique, passant par plusieurs étapes commençant par la chambre de combustion (générateur de vapeur) arrivant à l'alternateur, en se basant au niveau de la chambre de combustion sur le principe de triangle du feu : l'étincelle, le carburant et l'air. À la sortie de la chambre de combustion, une énergie thermique très intense fait tourner les ailettes de la turbine à plusieurs corps : haute, basse et moyenne pression (HP, MP, BP) qui fait tourner au même temps l'arbre de l'alternateur et ainsi l'alternateur à une vitesse de 1500 tr/min en produisant de l'électricité. À la sortie de la turbine la vapeur est condensée et transformée en eau réutilisée comme source d'eau pour un deuxième cycle [1.7].

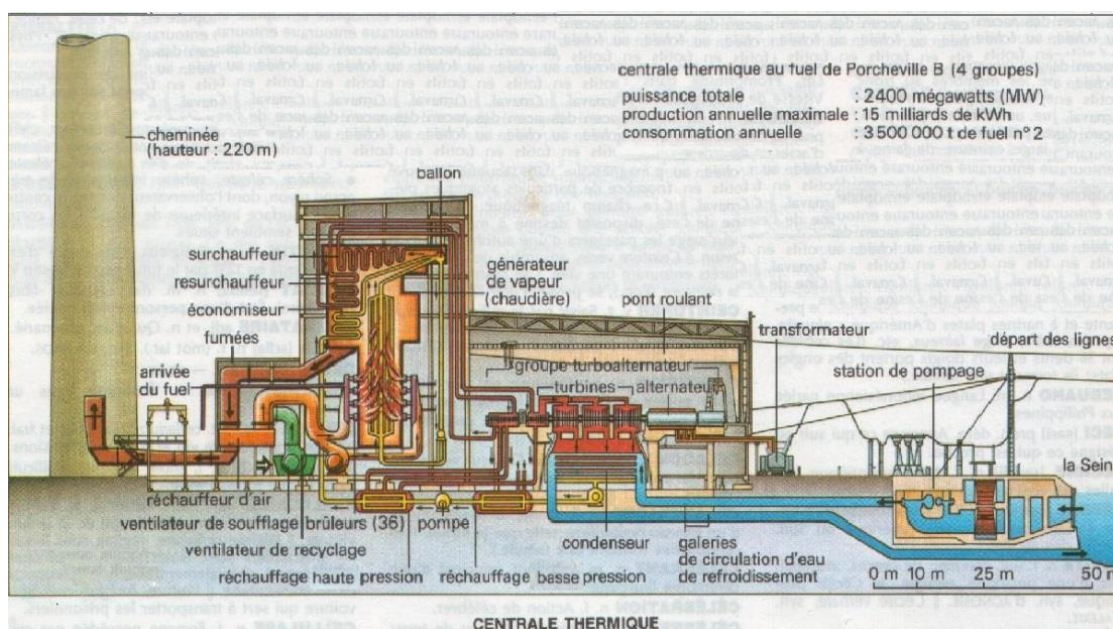


Figure 1.11 : Principe de fonctionnement d'une centrale thermique à vapeur [1.9]

➤ Centrales à gaz :

Le principe de fonctionnement des turbines à gaz est toujours pareil à celui des turbines à vapeur, sauf l'intégration d'un nouveau dispositif en fonctionnement, c'est le compresseur d'air qui a pour but de comprimer l'air qui est ensuite mélangé avec le combustible gazeux ou liquide dans une chambre de combustion. À la sortie, l'énergie fait tourner les ailettes de la turbine qui fait tourner à son tour l'arbre de l'alternateur. Les gaz d'échappement de la turbine sont évacués vers l'atmosphère.

Contrairement à la turbine à vapeur, la turbine à gaz ne dispose pas de système de récupération de la chaleur perdue (le réchauffeur d'air rotatif, surchauffeur, resurchauffeur), ce qui influence directement sur le rendement et les coûts d'investissement. L'utilisation des turbines à gaz est souvent lors des périodes de pointe vue que son temps de réponse est très court. Le rendement des turbines à gaz est de l'ordre de 38 % [1.7].

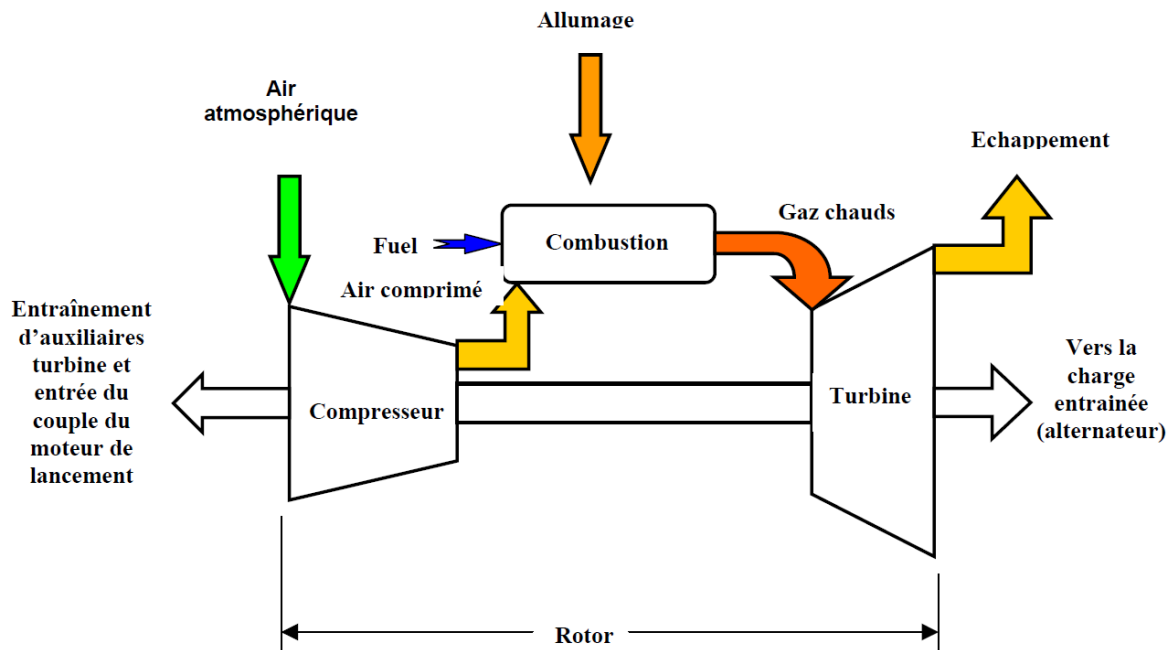


Figure 1.12: Principe de fonctionnement d'une centrale à gaz [1.9]

➤ Turbine à cycle combiné :

Un autre type des centrales thermiques, c'est : le cycle combiné qu'est le fruit d'une technologie hybride. Pour améliorer le rendement, le principe de base dans un premier temps sur les gaz brûlés issus de l'échappement de la centrale thermique à gaz qui ont une température très élevée, c'est de l'ordre de 500 C° qui peuvent être l'objet d'échauffement d'une turbine à vapeur, et produire de la vapeur dans une chaudière classique. Le rendement dans ce cas est de l'ordre de 58 % en s'accompagnant d'une réduction significative des émissions de polluants atmosphériques.

En termes de souplesse, ces centrales sont un peu plus souples par rapport aux centrales thermiques classiques à cycle simple. Le temps de démarrage est, également plus court qu'une centrale classique.

Ce type des centrales existe en Algérie : SKS (SHARIKET KAHRABA Skikda) qui développe une puissance totale de 825 MW (2 x 412,5 MW), SKH (SHARIKET KAHRABA HADJRET ENNOUSS) CHERCHEL d'une puissance totale de : 1200MW (3 x400MW), SKT (SHARIKET KAHRABA TERGA) Ain-Temouchent d'une puissance totale de1200MW (de 3 x 400 MW), SKD (SHARIKET KAHRABA KOUDIET EDRAOUCH) TAREF puissance totale de 1200MW (de 3 x 400 MW) [1.7] [1.8].

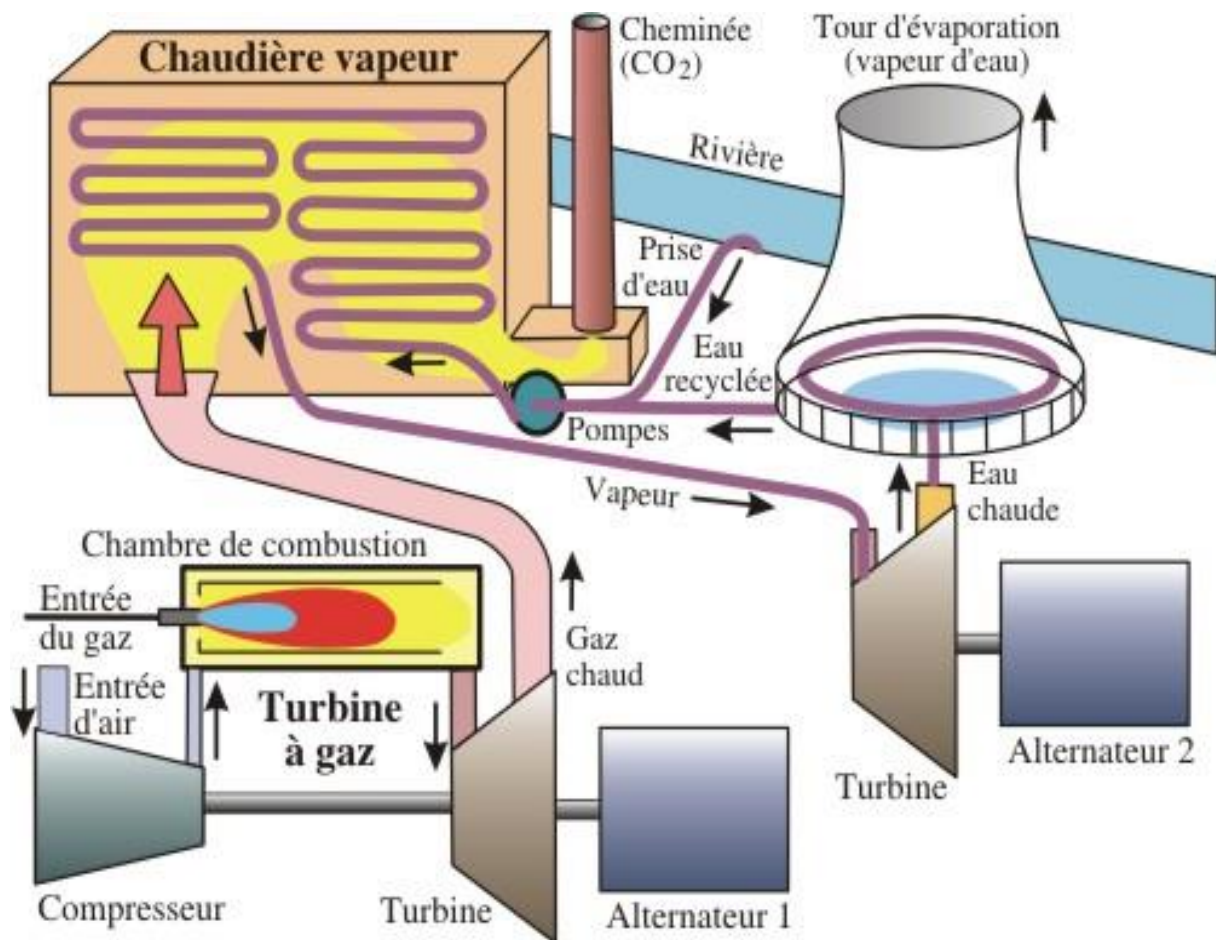


Figure 1.13 : Principe de fonctionnement d'une centrale à cycle combiné [1.9]

1.3.1.2 Transport :

Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des points de consommation. Donc le rôle principal du réseau de transport est la liaison entre les grands centres de consommation (gros consommateurs et distributeurs) et les moyens de production.

Ce rôle est particulièrement important, car le stockage d'énergie électrique presque impossible.

Les grandes centrales sont souvent près des cours d'eau et des océans, autour des fleuves. Sur le plan économique l'ordre de grandeur des distances impose entre autres le fait de véhiculer l'énergie électrique en courant alternatif sous très haute tension afin de minimiser les pertes au niveau des lignes de transmission contrairement à la production et la consommation qui se réalisent à des niveaux de tension plus faibles. Les transformateurs sont alors nécessaires pour la mise à niveau de tension [1.6] [1.10].

Les réseaux de transport d'électricité sont composés de lignes (ou de couloirs de lignes) reliant les différents jeux de barres ou nœuds. D'une façon générale, ils ont une topologie maillée pour offrir une multiplicité de possibilité d'aller d'un nœud à un autre du réseau.

Les réseaux de transport doivent être exploités dans les limites de fonctionnement autorisées.

Ces limites ou autrement dit les contraintes du réseau sont exprimées par des valeurs maximales ou minimales sur certaines variables du réseau (Flux de puissance sur les lignes ou transformateurs, niveau de tension, etc.). Dans le cas où ces limites sont dépassées à plusieurs reprises cela implique une dégradation des différents composants du système et le réseau risque de tomber dans un problème d'instabilité [1.6].

1.3.1.3 Distribution :

D'une façon générale la distribution est assurée en moyenne(MT) et basse tension(BT), et même en haute tension pour les clients HT. La distribution est adaptée selon le type de consommation que ce soit des très grandes usines qui peuvent être alimentées carrément du réseau haute tension selon la puissance maximale demandée PMD (le cas du barrage Bni Haroun en Algérie alimenté par le réseau 60 KV, sa PMD est de 100MW) ou des immeubles d'habitats, des écoles. exc.) en basse tension (en Algérie 220 à 380 V) [1.8] [1.10].

1.3.1.4 Consommation :

C'est le point d'arrivée dans un réseau électrique, La consommation d'électricité correspond à un appel de puissance active sur le réseau pour une période de temps bien déterminé ; cela correspond à une consommation d'énergie. L'électricité est consommée par des différents types de consommateurs (résidentiels, commerciaux et industriels). La consommation d'électricité se caractérise par ses fortes fluctuations et La difficulté de la prévoir de manière exacte.

1.3.2 Principe de fonctionnement des centrales électriques :

Pour satisfaire la demande en énergie électrique, les centres de conduite suivent un principe de fonctionnement bien étudié en désignant à chaque centrale électrique sa tâche : les puissances spécifiques, la période de fonctionnement car chacune présente des capacités et des temps de réaction très divers. Plusieurs types de centrales existent pour ce faire :

1.3.2.1 Unités de charge de base :

On les appelle aussi les centrales de production de masse, leur tâche est de produire la partie importante de la puissance demandée par le réseau, en Europe de l'ordre de 100 GW, la mise en œuvre de ces centrales est programmée à partir d'une prévision journalière de la consommation.

Ces unités de production sont généralement nucléaires et thermiques (en Algérie, les unités de charge de base sont les centrales à vapeur) [1.7] [1.11].

1.3.2.2 Centrales de production intermédiaires :

Leur capacité de production est moindre (Inférieure à 1GW), leur utilité réside dans l'ajustement de production, généralement elles permettent dans certains pays un meilleur équilibrage des sources d'énergie primaire, ces unités sont généralement des centrales thermiques, (pétrole, charbon, gaz), mais certains pays utilisent les éoliennes et les centrales hydrauliques pour la production intermédiaire [1.7] [1.11].

1.3.2.3 Centrales de production de pointe :

Ces unités sont caractérisées par des temps très brefs de mise en fonctionnement (quelques minutes ou dizaines de minutes) permettant une réaction rapide par rapport aux fluctuations de la consommation, ces unités sont principalement des centrales hydrauliques, dont leurs puissances ne dépassent pas les 100 MW. (En Algérie : les centrales à gaz sont les plus utilisées on peut les coupler au réseau pendant 15min, aussi les centrales hydrauliques qui peuvent être couplées pendant 3 min) [1.7] [1.11].

1.3.3 Emissions des centrales électriques :

Les rejets liés à l'activité de production d'électricité proviennent essentiellement des gaz de combustion des centrales électriques.

Les gaz de combustion de tous les combustibles fossiles (qu'il s'agisse de combustible solide, liquide ou gazeux), contiennent notamment : du dioxyde de carbone (CO₂), du monoxyde de carbone (CO), des oxydes d'azote (NO_x), de l'hémioxyde d'azote (N₂O), des composés organiques volatiles non méthaniques (COVNM), du méthane (CH₄), du dioxyde soufre (SO₂), des particules et enfin des métaux lourds à l'état de trace (arsenic, plomb, cadmium, cuivre, chrome, mercure, zinc, nickel, etc.).

Le gaz naturel étant le combustible utilisé en Algérie pour la production d'électricité, certaines émissions telles que les SO₂, les particules ainsi que les métaux lourds sont tellement réduites qu'elles ne sont pas prises en considération dans le présent rapport.

Quand le fioul est utilisé comme combustible de secours, alors quelques quantités relativement faibles de SO₂ et de particules peuvent être émises.

Les quantités émises pour les autres polluants varient selon le type de combustible utilisé : fioul lourd, gasoil ou gaz naturel. Presque tous ces rejets participent d'une manière directe ou indirecte au phénomène de l'effet de serre et contribuent ainsi au réchauffement du climat [1.13].

Parmi tous ces rejets, certains sont considérés comme des polluants qui participent d'une manière directe à l'effet de serre. Il s'agit du CO₂, N₂O, et CH₄.

Le reste des rejets de la combustion prennent part d'une manière indirecte à l'effet de serre. Ce sont principalement : les NO_x, le CO, les COVNM et le SO₂.

Ces gaz peuvent subir des transformations chimiques et photochimiques dans l'atmosphère et donner naissance à d'autres polluants qui contribuent au réchauffement climatique [1.14].

D'après générale électrique (concepteur de cette station) l'approvisionnement en combustible des Turbines B6000 doit répondre aux objectifs :

- Economiques ;
- De disponibilité ;
- De fiabilité ;
- De préservation de l'environnement et d'assurance de la sécurité. [3.5]

1.4 Problématique

Actuellement la présence permanente qui a été constaté après l'incident du 09/03/2014 du GN (un gaz connu par la diversité des risques et dangers qui lui sont directement liés) au niveau de l'événement principal de la centrale même pendant les phases de stand-by, d'arrêt ou indisponibilité a diminué l'efficacité du système à répondre aux objectifs pour lesquels il a été conçu.

Delà notre problématique a plusieurs aspects que nous devrions prendre en compte.

1.4.1 Les aspects de la problématique :

1.4.1.1 Aspect sécurité. (Accident) :

Le gaz naturel est un produit inodore, incolore (pour des raisons de sécurité il est odorisé) est environ 1,5 fois plus léger que l'air (densité =0,6).

C'est un gaz extrêmement inflammable. il donne lieu à des mélanges explosifs (en présence d'une source de chaleur) avec l'air, dans des limites d'inflammabilité inférieures et supérieures respectivement de 4.7 à 15.6% en volume.

Il n'a pas d'effet toxicologique connu. Cependant il présente un danger d'asphyxie à haute concentration (teneur en oxygène insuffisante). De plus une combustion incomplète (défaut d'air) peut produire du monoxyde de carbone et être à l'origine d'un risque d'intoxication par les fumés.

Le gaz naturel est acheminé sur site par GRTG. Il arrive à une pression de 20 bars ; il est ensuite réduit à 17,92 bars à l'admission groupe TG1 et TG2 à travers un compartiment contrôle pression et débit il peut acheminer vers les chambres de combustion.

En considérant la présence du gaz naturel dans le site de production et au niveau de l'événement, le retour d'expérience a montré que deux types d'accidents peuvent avoir lieu :

- L'incendie
- L'explosion

1.4.1.2 Aspect environnemental :

Parmi tous les composants du gaz naturel, le méthane est considéré comme un polluant qui participe d'une manière directe à l'effet de serre [3.3].

Bien que les émissions de CH₄ sont peu importantes, elles sont cependant prises en considération dans l'inventaire des émissions en raison du pouvoir de réchauffement global du méthane dans le phénomène de l'effet de serre qui est relativement très important (une tonne de méthane est l'équivalent de 21 tonnes de CO₂ en terme de réchauffement) [3.4].

1.4.1.3 Aspect disponibilité et fiabilité :

L'utilisation des turbines à gaz est souvent lors des périodes de pointe vu que son temps de réponse est très court. [3.5]

Après l'incident du 09-03-2014 dans la centrale TG-AN NABA le personnel de la centrale était obligé de changer les procédures d'exploitation.

Par conséquent les démarrages au niveau de la centrale TG d'Annaba qui duraient 25 minutes dans le passé (3 minutes de préparatifs, 17 minutes depuis l'ordre de démarrage jusqu'au couplage au réseau national et 5 minutes de montée en charge jusqu'à la Base Load), durent maintenant 50 minutes deux fois plus long que le temps normal, l'écart en temps est justifié par le remplissage de tout le circuit gaz de la centrale depuis la vanne de tête jusqu'aux SKIDS finaux, une opération qui se fait par tronçon :

La condition d'ouverture de la vanne de tête est l'atteinte de 19 bars à l'un des SKIDS finaux. On doit disposer la station primaire EKA à l'aide des vannes d'équilibrage en by-pass de la vanne de tête jusqu'à la pression de service.

Le démarrage de l'un des compresseurs gaz en mode by-pass, le démarrage normal avec vanne de tête fermée entraîne la destruction du compresseur gaz à pistons et cylindres à segmentaire sèche. La montée de température qui peut en résulter peut mener à des explosions.

À 19 bars à un SKID final, on ouvre la vanne de tête, arrêt du compresseur gaz, remise en mode normal puis démarrage normal d'une station de compression.

Ce n'est qu'à ce moment qu'on peut procéder à un ordre de démarrage des groupes TG.

Cela peut obliger l'opérateur système à opter pour un délestage dans certaines conditions particulières de répartition de charge vu la nécessité de l'équilibre entre la production et la consommation.

1.4.1.4 Aspect économique :

L'un des objectifs de la politique énergétique fixée au secteur de l'électricité et de la distribution du gaz naturel par canalisation est d'améliorer l'efficacité de ce secteur. Pour les centrales de production d'électricité, l'efficacité énergétique se mesure principalement par le taux de consommation spécifique des centrales en combustibles. Plus la consommation spécifique est basse, plus la centrale est efficace énergétiquement. La consommation spécifique nationale réalisée dans l'exercice 2013, par l'ensemble des moyens de production (SPE, SKTM et Producteurs indépendants) est de 2,371 Th/KWh. Alors que la centrale d'Annaba enregistre une CPS plus de 3.1 Th/KWh.

1.5 Objectif et cadrage du travail :

D'après ce qu'on a vu, nous allons dans ce travail faire une analyse de risque sur le circuit gaz de la centrale par la méthode HAZOP et nœud papillon afin de sortir les scénarios qui nous amène à l'incident et on se basant sur ces résultats nous allons proposer une amélioration dans le fonctionnement du circuit gaz à l'image d'un dispositif sur la base de déviation de flux de gaz des conduites évent vers le circuit d'alimentation. Ce dispositif basé sur la mesure de débit gaz aux événements, aura à prévenir des risques d'incendies voire d'explosion, à améliorer la consommation spécifique donc optimiser le coût de production d'électricité, et ceux pour consolider la notion du développement durable.

Le fonctionnement des centrales électriques conventionnelles et même s'ils utilisent le même type d'énergie (fossile) est très différent selon leurs rôles dans le système électrique étant donné que le système d'approvisionnement en combustible est l'un des systèmes les importants dans les centrales dites conventionnelles nous avons choisie de travailler sur les circuits gaz de la centrale de ANNABA.

Ce chapitre a permis de s'introduire dans le sujet, comprendre le pourquoi de cette étude, poser une problématique et ses enjeux qui demeurent une préoccupation de SONELGAZ, puis mettre en lumière la démarche suivie pour le traitement de notre sujet.

Chapitre 2

Description du système

d'alimentation gaz

des turbines à gaz.

Etant donné que notre choix concerne le circuit gaz de la centrale de ANNABA nous allons détailler dans cette section tous les composants, caractéristiques, et les objectifs de ce système.

2.1 Objet du système :

La centrale comprend 2 turbines à gaz de type 6000B.

Chaque turbine à gaz est alimentée par un système gaz situé à l'extérieur et localisé à proximité de la TG. L'alimentation gaz de la TG est dimensionnée pour assurer l'alimentation de la turbine à gaz dans les conditions appropriées en conformité avec l'analyse gaz du paragraphe suivant.

2.2 Caractéristiques du gaz :

2.2.1 Composition du gaz naturel en pourcentage de volume :

Tableau 2.1: Composition du gaz naturel en % de volume.

Composant	Masse molaire	Fraction moyenne %	Tolérance	L.I.I	L.S.I
Méthane CH ₄	16,043	83	±0,3	5	15
Ethane C ₂ H ₆	30,07	7,1	±0,15	2,8	15,5
Propane C ₃ H ₈	44,097	2,25	±0,1	2,2	9,5
i-Butane i-C ₄ H ₁₀	58,123	0,4	±0,07	1,5	8,5
n-Butane n-C ₄ H ₁₀	58,123	0,6	±0,08	1,5	8,5
i-Pentane i-C ₅ H ₁₂	72,15	0,12	±0,03	1,5	7,8
n-Pentane n-C ₅ H ₁₂	72,16	0,15	±0,04	1,5	7,8
Hexane C ₆ H ₁₄	86,177	0,18	±0,05	1,2	7,7
Azote N ₂	28,0135	5,8	±0,2	0	0
Dioxyde de Carbone CO ₂	44,01	0,21	±0,03	0	0
Hydrogène H ₂	2,015	0	±0	4	75,6
Hélium He	4,002	0,19	±0,02	0	0

Autres éléments contenus dans le gaz:

- Teneur en eau : < à 90ppm/m³
- Teneur en H₂S : nulle
- Teneur en soufre : insignifiante

2.2.2 Caractéristiques physiques du gaz :

Tableau 2.2: Caractéristiques physiques du gaz.

Désignation	Moyenne	Minimum	Maximum
Masse molaire du GN (Kg/Kmole)	19.099	18.711	19.487
Densité moyenne relative / à l'air	0.66	0.657	0.663
Masse volumique moyenne relative	0.808	0.799	0.85
PCI (Kcal/m3)	8550	8 500	8600
PCS (Kcal/m3)	9450	9400	9500
limite d'inflammabilité inférieure	4.7		
Limite d'inflammabilité supérieure	15.6		
Cp/Cv (*)	1.27		

(*) À la température moyenne d'écoulement de 40°C (station de compression en service)

Température moyenne d'écoulement (plage de 10 à 60°C) : 40°C

2.2.3 Autres informations

Tableau 2.3 Informations supplémentaires sur le GN.

Célérité maximale de déflagration	0,365 m/s
Température de combustion air –gaz	1928°C
Température de combustion oxygène gaz	2720 °C
Pouvoir comburivore m3 air / m3 gz	11,716
Pouvoir fumigène (X) m3 fumées/m3 gaz	9,652
Température de service du gaz	+ 5°C à +45 °C
Vitesse du gaz	20 m/s

2.3 Conditions du gaz :

- Débit max. : 11688Kg/h (Puissance en Pointe, Température ambiante mini -1°C)
- Température de calcul : 90 °C
- Température max d'entrée : + 86 °C (à l'interface FG1)
- Température mini d'entrée : + 21 °C (à l'interface FG1)
- Pression de calcul : 28 bar-g
- Pression max d'entrée : 24,5 bar-g (à l'interface FG1)
- Pression mini d'entrée : 19 bar-g (à l'interface FG1)

2.4 Les composants du système :

2.4.1 Station gaz :

2.4.1.1 Description :

L'installation est dimensionnée pour un point de fonctionnement maximal avec deux turbines en service ce qui représente un débit total de gaz de 27 431Nm³/h en pointe pour une température ambiante de -1°C.

La station « EKA » est constituée par les équipements suivants :

- Une ligne d'alimentation en DN 200 munie d'un robinet d'isolement manuel à boule et d'un robinet d'isolement automatique à boule qui coupe le gaz sur ordre de l'opérateur ou sur détection de surpression dans la station gaz ou de sous pression au niveau des collecteurs des turbines 1 & 2,
- Une ligne de filtration DN 200 munie d'un filtre vertical de type cyclone qui assure une première séparation des condensats contenus dans le gaz avec une efficacité de séparation de 99% des gouttelettes de plus de 10 microns, et une ligne de by-pass en DN 200 munie d'un robinet manuel d'isolement à boule,



Figure 2.1 : Filtre cyclone

- Un réservoir à condensats d'une capacité de 1 m³ qui collecte les drains des filtres, il est équipé d'une pompe de reprise des condensats.



Figure 2.2: Réservoir à condensats.

- Deux lignes de filtration DN 200 munie chacune d'un filtre vertical de type à cartouches coalescentes 1x100% qui assure la filtration finale des liquides et solides contenus dans le gaz avec une efficacité de séparation de 99,99% des solides et 99.5% des liquides de plus de 3 microns,



Figure 2.3: Filtre vertical de type à cartouches coalescentes.

- Une ligne de comptage en DN 200 munie d'un compteur à ultrason, d'un calculateur de débit et d'une ligne de by-pass en DN 200.

- Compresseur gaz qui tourne avec un moteur électrique des tensions **6 KV** assure le débit et la pression à **21.5 bar** et température à **50-60°C** dans la conduite vers la TG. Rotation du compresseur 4100 tr/min, Débit nominal 400 Nm³/h, Tension/fréquence alimentation 380 V / 50 Hz.



Figure 2.4 : Compresseur.

- SKID final gaz : à proximité de la TG, il assure la filtration à la sortie du compresseur gaz vers la TG.



Figure2.5 : SKID final

- Un local climatisé qui abrite le contrôle commande du SKID.

2.4.1.2 Fonctions :

Les principales fonctions de la station gaz EKA sont :

- Protéger les lignes d'alimentation des turbines et compresseurs aval,
- Filtrer les particules solides et liquides contenues dans le gaz,
- Mesurer le débit de gaz consommé par les turbines,
- Collecter les condensats provenant des différentes lignes de purge des filtres,
- Evacuer les purges gaz de manière sécurisée par la cheminée froide.

Le SKID EKA est muni d'un débitmètre à ultra son GE SENSING équipé d'un indicateur local de débit, la mesure est corrigée en pression et en température. Un transmetteur totalisateur de débit est connecté à un calculateur de débit localisé dans l'armoire électrique qui réalise la totalisation.

Il est ainsi possible de connaître

- Le débit instantané de gaz en Nm³/h,
- La consommation de gaz avec la totalisation du volume gaz en m³,
- La totalisation en énergie gaz fournie aux turbines en kW/h.

2.4.2 Cheminée d'évent principal :

C'est le point d'interconnexion des conduites des événements des différentes parties du circuit gaz de la centrale.

2.4.3 Vanne de coupure et vanne d'évent :

La vanne de coupure et la vanne d'évent associées à la vanne d'arrêt et de régulation constituent un bloc double vannes d'isolement et vanne d'évent pour l'alimentation gaz de la TG.

La vanne de coupure est de type tout ou rien et de type fermeture sur défaut.

La vanne d'évent est de type tout ou rien et de type ouverture sur défaut.



Figure 2.6 : Vanne de tête

2.4.4 Tuyauteries gaz et d'évent :

La tuyauterie d'alimentation gaz est en acier inoxydable de diamètre 150mm.

La tuyauterie d'évent est en acier carbone de diamètre 80mm.

2.4.5 Traçage électrique :

Le traçage électrique pour tous les équipements afin de maintenir la température minimum requise lorsque le système gaz est en stand-by (TG à l'arrêt ou TG fonctionnant au fuel). [3.1]

2.5 Plan de situation de la centrale :



Figure 2.7 : Plan de situation de la centrale TG Annaba port

La station gaz de la centrale est entouré au sud-est par 3 bacs de stockage de fuel deux de la SPE et un de la société NAFTAL et par une engarde de stockage de pesticides de la société FERTIAL qui se situe au nord-est.

Au sud-ouest de la centrale il y a une sphère de stockage de phosphate de la société FERTIAL.

Après avoir détaillé tous les caractéristiques du système gaz nous allons aborder la problématique concernant le circuit gaz en questions.

Chapitre 3

Incidents

d'exploitation et

problématique

Suite à notre stage d'hiver 2017 dans la centrale électrique SPE Annaba port nous avons choisi notre thème de projet de fin d'étude on se basant sur deux accidents l'un dans la centrale en question et l'autre dans une installation similaire à savoir la centrale électrique HAMMA.

La station gaz est le système d'approvisionnement en combustible des turbines à gaz. Le retour d'expérience des accidents à montrer que les défaillances des systèmes similaires peuvent engendrer des dégâts de grande échelle tel que le blackout qui a survenu en 03-02-2003 en Algérie que nous allons détailler dans le paragraphe 3.1.

3.1 Blackout du 03/02/2003 en Algérie

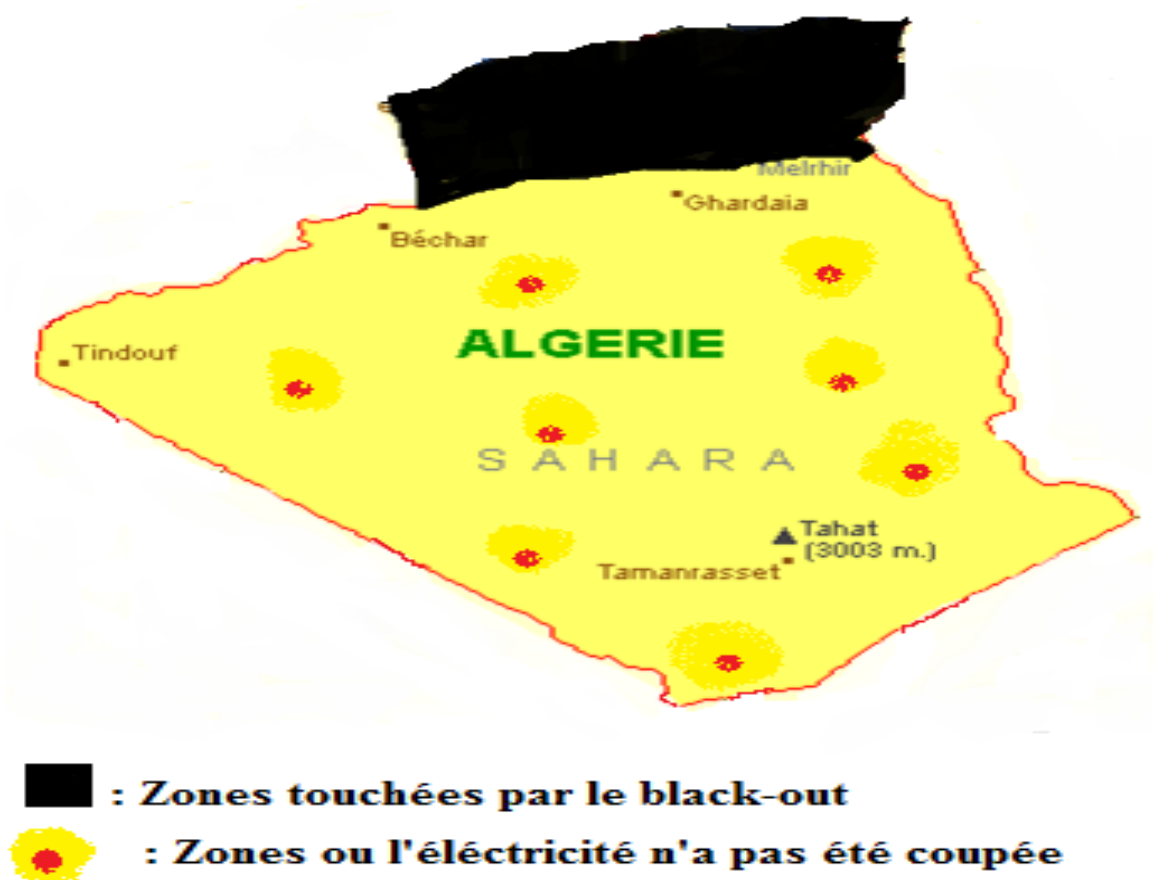


Figure 3.1 Les zones touché par le blackout.

Le lundi 3 février à 19h 04, des millions de foyers se sont retrouvés sans électricité à la suite d'une coupure généralisée du courant qui a touché presque tout le pays, à l'exception du Sud. En tout, 38 wilayas ont été plongées dans le noir. Un incident technique survenu à la centrale de HAMMA à Alger a mis à l'arrêt toutes les centrales de production d'électricité. Cette coupure a été causée par une succession d'évènements, avec, à l'origine, le déclenchement de

deux groupes turbines à gaz à 350 MW, par minimum de pression gaz (dysfonctionnement au poste gaz), la fréquence a donc chuté jusqu'à 45.835Hz au bout de quelques secondes selon SONELGAZ. Le blackout s'est produit 15 secondes après la perte de la production la figure I.1 montre courbe de charge pendant et après l'incident. Le courant a été rétabli progressivement "dans une période comprise entre 12 minutes et 4 heures 30 minutes". [3.1]

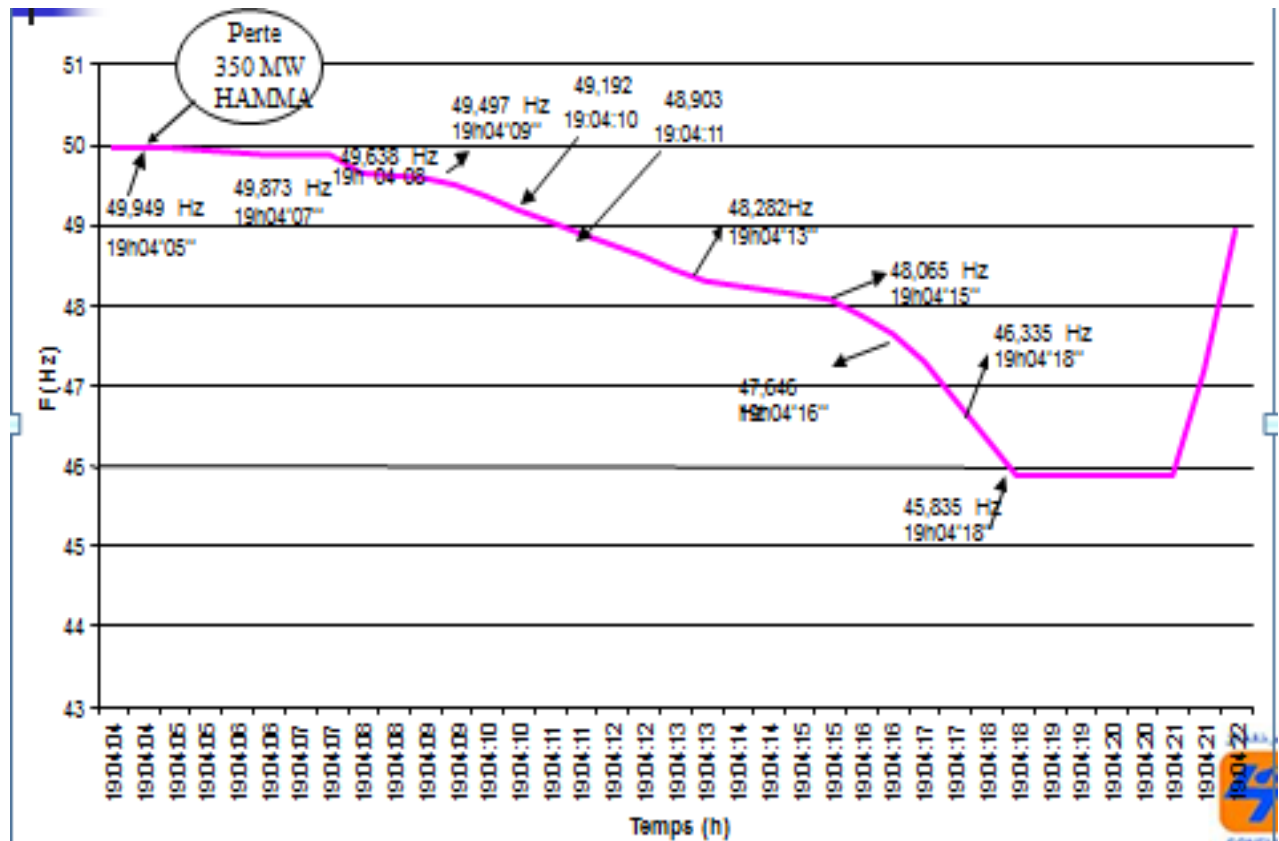


Figure 3.2 : Évolution de la fréquence du réseau lors du Blackout [3.2].

3.2 Incident du 09/03/2014 à 01h15 à la station gaz de la centrale TG d'Annaba :

Les deux groupes de production étant à l'arrêt le 09/03/2014 à 01h15 un incendie est survenu au niveau de l'évent principal de la station gaz 20 bars. Un coup de foudre est tombé sur le paratonnerre installé à proximité de l'évent principal, le gaz qui s'évacuait en permanence par l'évent et en présence des deux éléments constituant le triangle de feu à savoir l'air et la source de chaleur. Un feu de torche s'est mis en route, les agents d'exploitation présents sur place ont appliqué les directives du carnet de prescriptions au personnel relatif des risques liés au gaz naturel, toutes les issues d'alimentation gaz ont été fermées, l'incendie n'a pu être maîtrisé que par les services de la protection civile alertés suite à la non aptitude de lutte contre un feu dans ces circonstances.

Chapitre 4

Approche de gestion des risques

Le quatrième chapitre de notre mémoire détaille le processus de la gestion des risques et les différentes méthodes d'analyse utilisées au cours de notre projet.

4.1 Démarche de management des risques :

La démarche de management des risques est basée sur un processus continu et itératif qui vise successivement à identifier et analyser les risques encourus, à les évaluer et les hiérarchiser, à envisager les moyens de les maîtriser, à les suivre et les contrôler, et enfin à capitaliser le savoir-faire. Les différentes étapes sont présentées dans la figure ci-dessous.

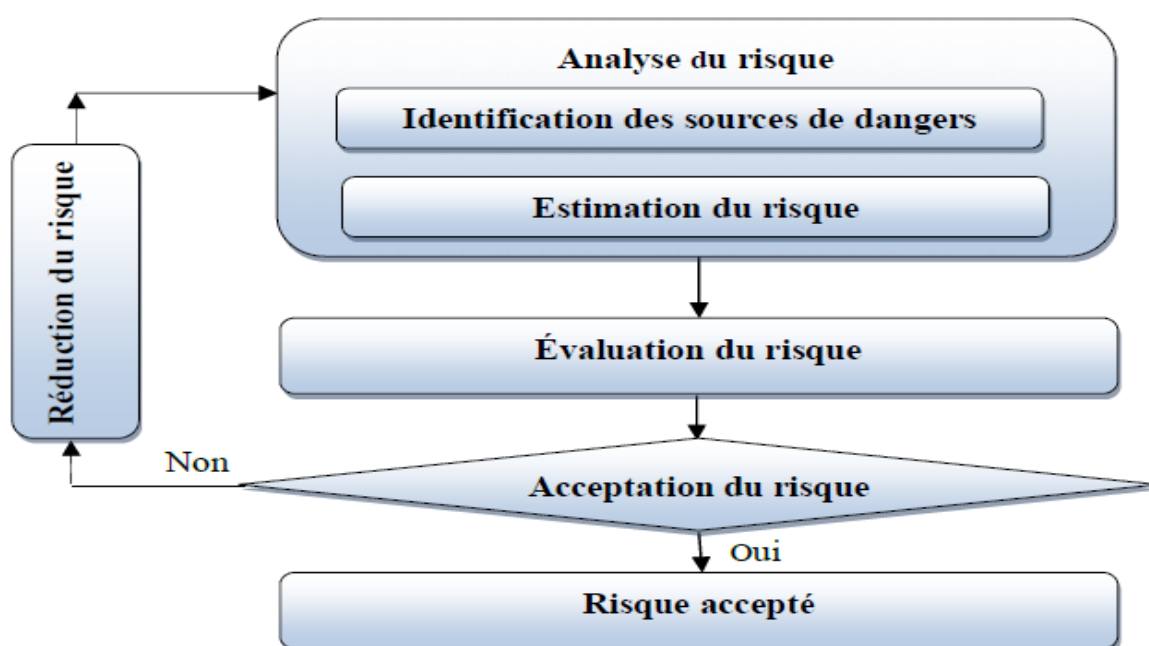


Figure 4.1 : Démarche de management des risques [4.17]

4.1.1 Identification de dangers et analyse des risques :

L'identification de dangers et l'analyse des risques occupent une place centrale dans le processus de management des risques. Cette étape sert à définir le système ou l'installation à étudier en recueillant toutes les informations et données nécessaires. Dans ce volet, une description à trois niveaux, structurel, fonctionnel et temporel est indispensable afin de mener une analyse efficace et atteindre les objectifs voulus en matière de maîtrise des risques. Dans un premier temps, les principales sources de dangers et les scénarios d'accidents doivent être recensés et identifiés.

La complexité de certains systèmes étudiés requiert l'utilisation des outils d'analyse aidant à l'identification des dangers [4.20]. Citons par exemple HAZID (Hazard Identification), HAZOP (Hazard and OPerabilityStudy), APR (Analyse Préliminaire des Risques) et d'autres. Ces outils d'analyse permettent aussi d'identifier les différentes barrières de sécurité existantes dans le système étudié.

Une fois cette identification réalisée, il convient ensuite d'analyser, de manière plus ou moins détaillée, leurs causes et leurs incidences potentielles, et de les caractériser (selon leur nature, leurs origines, leur impact, etc.) [4.15]. Mais il s'agit également d'examiner les interactions possibles et les combinaisons éventuelles, afin de déceler les risques qui peuvent en découler et compléter ainsi la liste de risques déjà identifiés.

4.1.2 Évaluation et hiérarchisation des risques :

Après avoir estimé le risque, on doit le comparer aux critères d'acceptabilité établis préalablement par l'entreprise ou l'organisation concernée. Cette évaluation permet de prendre une décision sur l'acceptabilité ou non de chaque risque, c'est-à-dire, déterminer s'il convient d'accepter le risque tel qu'il est ou bien de le réduire en rajoutant de nouvelles barrières de sécurité.

Le management des risques s'appuie donc sur une analyse quantitative pour mieux appréhender et estimer leurs impacts sur la production et les installations donc sur les coûts. Cette analyse consiste à évaluer, dans la mesure du possible, la probabilité d'apparition de chaque risque détecté et à estimer la gravité de leurs conséquences directes et indirectes sur les objectifs de l'entreprise. [4.15]

Une fois que les risques sont évalués, il convient ensuite de les hiérarchiser, c'est-à-dire fournir un ordre de grandeur permettant d'apprécier l'impact de chacun d'entre eux et de déterminer globalement le niveau d'exploitation aux risques. La finalité de cette hiérarchisation est de pouvoir ainsi focaliser sur les risques prépondérants, de définir les actions à mener en priorité pour les maîtriser.

4.1.3 Maîtrise des risques :

Le management des risques consiste également à définir et mettre en œuvre les dispositions appropriées pour les ramener à un niveau acceptable. Cela nécessite donc de définir des réponses types et de mettre en œuvre, risque par risque, un certain nombre d'actions visant

soit à supprimer ses causes, soit à réduire sa criticité (en diminuant sa probabilité ou en limitant la gravité de ses conséquences), soit à accepter le risque tout en le surveillant.

4.1.4 Suivi et contrôle des risques :

L'objectif de cette étape, est de mettre à jour la liste initiale des risques identifiés, d'affiner les données caractéristiques des risques déjà encourus, de réévaluer leur criticité, de contrôler l'application des actions engagées pour les maîtriser et d'apprécier leur efficacité, et de surveiller le déclenchement des événements redoutés et leurs conséquences.

4.1.5 Capitalisation et documentation des risques :

Le management des risques nécessite enfin de capitaliser le savoir-faire et les expériences acquises et d'établir une documentation rigoureuse sur les risques. Cela doit permettre d'enrichir la connaissance des risques potentiels et dommageables, d'accroître la réactivité à chaque niveau d'intervention, de faciliter la prise de décision et d'améliorer l'efficacité des actions de maîtrise de risque. Cette capitalisation et cette documentation des risques doivent être effectuées de manière périodique afin de donner l'état global des risques encore encourus et d'apprécier l'état d'avancement des actions de maîtrise mise en œuvre.

4.1.6 Réduction du risque :

La réduction nécessaire du risque est la réduction qui doit être réalisée pour atteindre le risque tolérable dans une situation spécifique (qui peut être définie soit qualitativement ou bien quantitativement) [4.18]. Ce concept est d'une importance fondamentale dans la réalisation des spécifications de prescriptions de sécurité.

La détermination de risque tolérable pour un événement dangereux a pour but d'établir ce qui est jugé raisonnable en égard à la fréquence de l'événement dangereux et à ses conséquences spécifiques.

Donc cette étape consiste à mettre en œuvre les différentes mesures et barrières de préventions et de protection afin de réduire l'intensité du phénomène (réduction potentielle de danger, atténuation des conséquences) et à diminuer la probabilité d'occurrence par la mise en place de barrières visant à prévenir les accidents [4.19]. Outre les améliorations techniques et de fiabilités d'équipements, la prévention passe aussi par une meilleure prise en compte des facteurs de risque liés à l'organisation et aux personnes. Le choix des actions préventives à engager est effectué en comparant les coûts de leur mise en œuvre avec les coûts des conséquences de risque, en tenant compte de leur probabilité d'apparition. Un suivi régulier

de l'évolution des risques est recommandé dans la démarche de gestion des risques afin de contrôler et d'assurer la pertinence des actions préventives engagées et de corriger les dispositions prévues [4.20].

En effet les systèmes relatifs à la sécurité sont conçus pour réduire la fréquence et /ou les conséquences de l'événement dangereux.

Le niveau de sécurité requis dépend de nombreux facteurs (par exemple la gravité des blessures, le nombre des personnes exposées au risque, la fréquence à laquelle une personne ou des personnes sont exposées au danger et la durée de cette exposition).

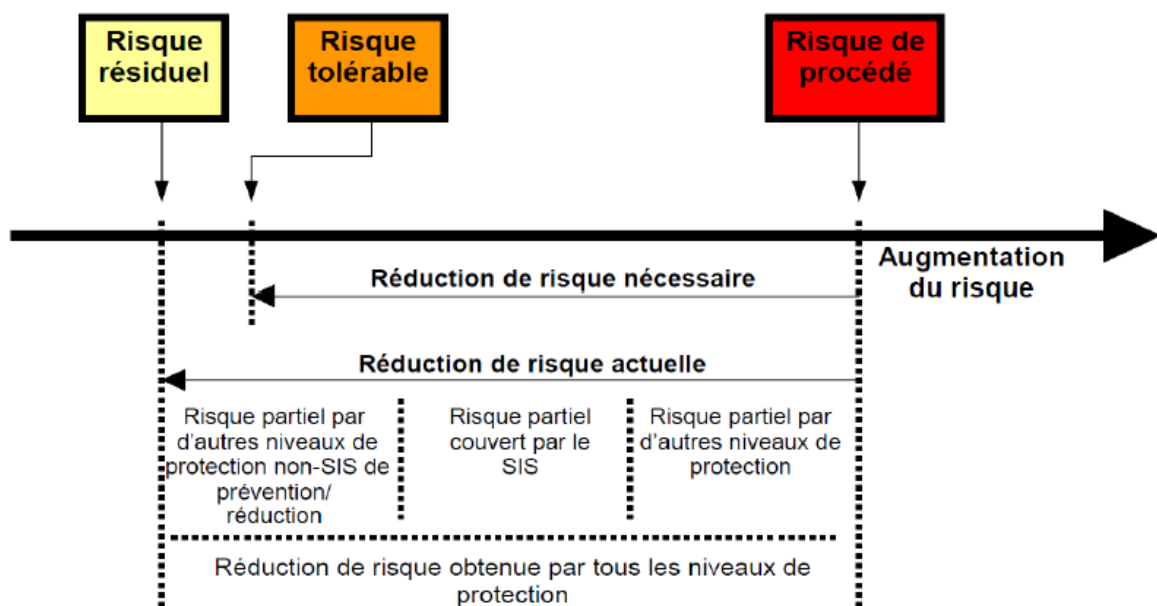


Figure 4.2 : Réduction du risque - Concepts généraux [4.20]

4.2 Outils d'analyse des risques :

Aujourd'hui les méthodes d'analyse des risques connaissent un fort développement en nombre, ainsi qu'une spécialisation en fonction de leurs domaines d'application. Cette partie se veut illustrative des méthodes à employer en matière de gestion des risques décrits précédemment. [4.10].

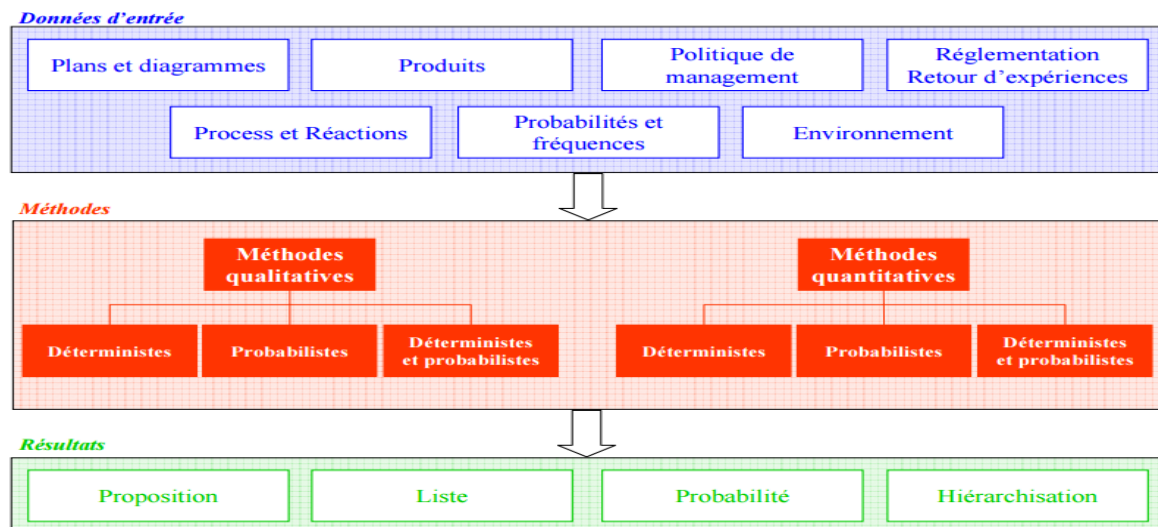


Figure 4.3: Classification des méthodes d'analyse de risque [4.9]

4.2.1 Classifications des méthodes d'analyse de risque :

4.2.1.1 Méthodes qualitative et quantitative :

L'analyse de risque peut être qualitative ou quantitative. L'analyse qualitative implique généralement l'évaluation « instinctive » d'une situation. Elle se caractérise par des déclarations du type : « Cela me paraît trop risqué » ou « Le rendement de l'opération sera probablement bon » [12]. L'analyse quantitative cherche en revanche à donner des valeurs numériques aux risques, en fonction de données empiriques

4.2.1.2 Approche probabiliste et déterministe

D'une manière générale, l'évaluation du risque est probabiliste. Toutefois, s'agissant de la sûreté de fonctionnement d'une installation ou d'un système présentant des risques industriels, l'approche déterministe reste l'approche privilégiée. [4.10]

- **L'approche déterministe** : consiste alors à recenser les événements pouvant conduire à un accident grave pour définir des accidents enveloppes, c'est-à-dire majorants du point de vue de leurs conséquences. On utilise ensuite un concept de défense pour maintenir les risques à des niveaux acceptables.

- **L'étude probabiliste** : permet d'apprécier la probabilité des scénarios accidentels identifiés. Partant de la fréquence d'apparition des événements initiateurs (dérive d'un paramètre, brèche, corrosion, etc.), cette approche prend en compte la probabilité de succès ou d'échec des barrières de défense prévues pour limiter les conséquences de ces événements initiateurs.

L'application de ces méthodes fait systématiquement appel aux raisonnements par induction et par déduction

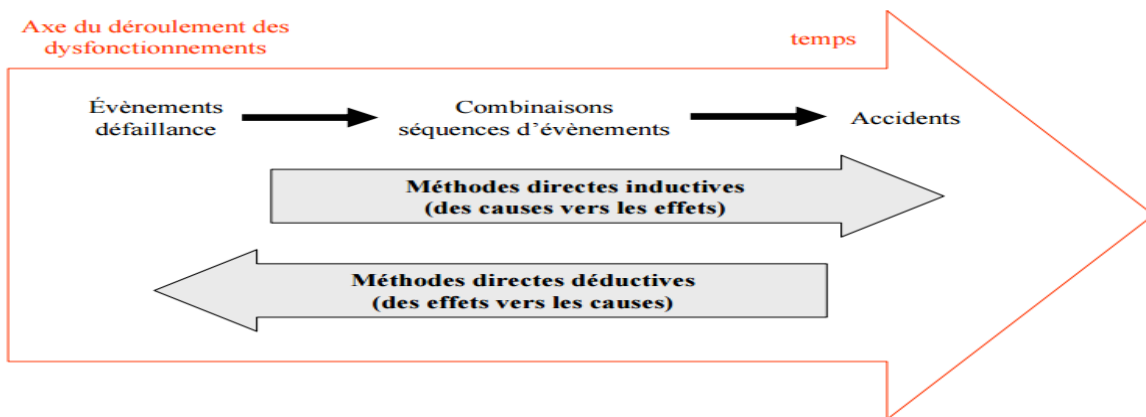


Figure 4.4: Démarche inductive et déductive [4.9]

Il existe un grand nombre d'outils dédiés à l'identification des dangers et des risques associés à un procédé ou une installation, les suivants sont les plus fréquemment utilisés :

- L'Analyse Préliminaire des Risques (APR) ;
- L'Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC) ;
- L'Analyse des risques sur schémas type HAZOP;
- L'Analyse par arbre des défaillances ;
- L'Analyse par arbre d'évènements ;
- Le Nœud Papillon.

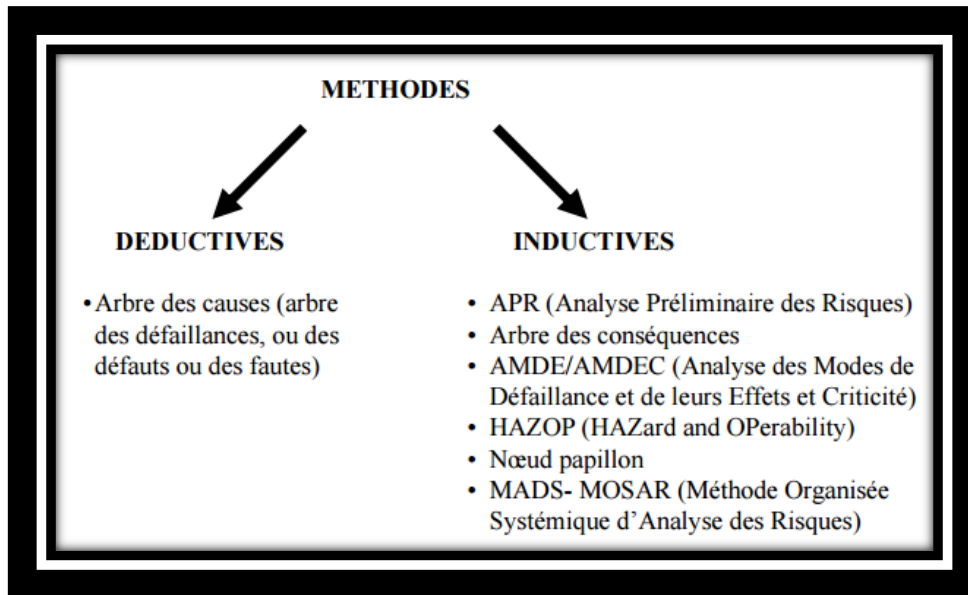


Figure 4.5: Méthodes d'analyse de risque [4.11]

Dans le paragraphe qui suit nous allons détailler les méthodes utilisées dans ce travail à savoir HAZOP et nœud papillon.

4.3 HAZOP :

4.3.1 HISTORIQUE ET DOMAINE D'APPLICATION :

La méthode HAZOP, a été développée par la société Imperial Chemical Industries (ICI) au début des années 1970. Elle a depuis, été adaptée dans différents secteurs d'activité. L'Union des Industries Chimiques (UIC) a publié en 1980 une version française, de cette méthode, dans son cahier de sécurité n°2 intitulé « Etude de sécurité sur schéma de circulation des fluides ». [4.21]

4.3.2 PRINCIPE :

Cette méthode est particulièrement utile pour l'examen de systèmes thermo hydrauliques, pour lesquels des paramètres comme le débit, la température, la pression, le niveau, la concentration... sont particulièrement importants pour la sécurité de l'installation.

De par sa nature, cette méthode requiert notamment l'examen de schémas et plans de circulation des fluides ou schémas P&ID.

L'HAZOP considère les modes de défaillances comme des dérives potentielles (ou déviations) des principaux paramètres liés à l'exploitation de l'installation. Pour chaque partie constitutive du système examiné (ligne ou maille), la génération (conceptuelle) des dérives est effectuée de manière systématique par la conjonction :

- De mot-clé comme par exemple « Pas de », « Plus de », « Moins de », « Trop de » ;
- Des paramètres associés au système étudié. Des paramètres couramment rencontrés sont la température, la pression, le débit, la concentration, mais également le temps ou des opérations à effectuer

La combinaison des paramètres observés avec les mots clé précédemment définis se fait de la manière suivante : *Mot-clé + Paramètre = Dérive*

On doit aussi déterminer les causes et les conséquences potentielles de chacune de ces dérives et identifier les moyens existants permettant de détecter ces dérives, d'en prévenir l'occurrence ou d'en limiter les effets. [4.13]

4.3.3 Le déroulement de la méthode HAZOP

Le déroulement de la méthode :

- Dans un premier temps, choisir une ligne ou une maille. Elle englobe généralement un équipement et ses connexions, l'ensemble réalisant une fonction dans le procédé identifié au cours de la description fonctionnelle ;
- Choisir un paramètre de fonctionnement ;

- Retenir un mot-clé et étudier la dérive associée ;
- Identifier les causes et les conséquences potentielles de cette dérive ;
- Examiner les moyens visant à détecter cette dérive ainsi que ceux prévu pour en prévenir l'occurrence ou en limiter les effets.
- Proposer des recommandations et améliorations ;
- Retenir un nouveau mot-clé pour le même paramètre et reprendre l'analyse ;
- Lorsque tous les mots-clés ont été considérés, retenir un nouveau paramètre et reprendre l'analyse ;
- Lorsque toutes les phases de fonctionnement ont été envisagées, retenir une nouvelle ligne et reprendre l'analyse.

L'équipe se concentre alors sur les déviations conduisant à des risques potentiels pour la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement. Elle examine et définit ensuite les actions recommandées pour éliminer, en priorité, la cause et/ou éliminer ou atténuer les conséquences [4.22].

Paramètres : La méthode HAZOP fait appel à des paramètres spécifiques qui s'expriment par de simples mots (noms ou verbes) caractéristiques de l'intention de la conception (ex. Température, Pression, Débit...etc.).

Mots-clés ou mots guides : Parallèlement, la méthode introduit un nombre limité (sept à l'origine) de mots-clés appelés aussi « mots guides » (ex. non ou pas de ; plus de ; moins de ; en plus de ; en partie ; autre que ; inverse).

Déviations : La combinaison de mots-clés et de paramètres va constituer une dérive, ou déviation, de ce paramètre :

Dans notre étude de cas, cette méthode sera appliquée dans un but d'identification des différents scénarios d'accidents.

Tableau 4.1 : Exemple d'un tableau pour l'HAZOP

Date :								
Ligne ou équipement :								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N°	Mot clé	Paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Propositions d'amélioration	Observations

4.3.4 Limites et Avantages

L'HAZOP est un outil particulièrement efficace pour les systèmes thermo-hydrauliques. [4.14]

Avantages

- Elle utilise une approche systématique et logique. Elle a des mot-guide spécifique listé et le processus en cours d'examen est divisé en sections plus petites pour l'analyse.
- Elle peut analyser une combinaison de défaillances. L'option de traiter les défaillances persistantes séquentielles peut être étudiée au résultat final.
- Elle donne un aperçu des fonctionnalités d'exploitation. Les méthodes de contrôle de fonctionnement sont entièrement étudiées pour des conditions variables potentielles dans le flux de processus entier. De cet examen, un opérateur peut facilement déduire les risques qui peuvent être présents dans l'installation.

Limites de la méthode :

- Elle a besoin d'un niveau modéré de compétences à mettre en œuvre. L'examen est un processus complet et systématique qui doit être menée de façon appropriée et enregistrée avec précision.
- Elle peut être plus lente à mettre en œuvre que d'autres méthodes. Afin de procéder à un examen de HAZOP, un chef d'équipe spécialisée est affecté à guider l'équipe d'examen tout au long du processus.

4.4 Nœud papillon :

4.4.1 Arbre des évènements :

L'objectif est de décrire les scénarios d'accident à partir d'un événement initiateur. Cette méthode est appropriée lorsque le fonctionnement du système étudié est approximativement chronologique, mais discret. Le fonctionnement du système est qualifié de « discret » dans le sens où les événements considérés sont ponctuels dans le temps. Cette méthode permet de comparer l'efficacité de différentes mesures (de prévention ou de protection) dédiées à la réduction de l'impact d'un événement initial.

Les arbres d'évènement sont conventionnellement construits horizontalement, à partir de la gauche, c'est-à-dire à partir de l'événement initial. Le développement de l'arbre se fait alors chronologiquement, en étudiant le comportement de chaque élément. Un scénario ou un système est formé de plusieurs éléments qui se combinent pour prévenir les conséquences graves. Les arbres d'évènement permettent de déterminer l'enchaînement des événements ainsi que le résultat final : succès ou échec. Les arbres d'évènements sont donc en général binaires, les événements étant supposés soit arrivé, soit non.

La figure ci-dessous représente un arbre d'évènement pour lequel on retient la branche supérieure si le système est dans un état opérationnel quand il est sollicité. L'événement initiateur initie le scénario. Les actions correctrices de l'événement générique peuvent atténuer ou aggraver l'événement initiateur. Une branche particularise les événements génériques en fonction du passé et en fonction de conditions initiales de la séquence. Une séquence est un chemin qui conduit aux conséquences acceptables ou inacceptables.

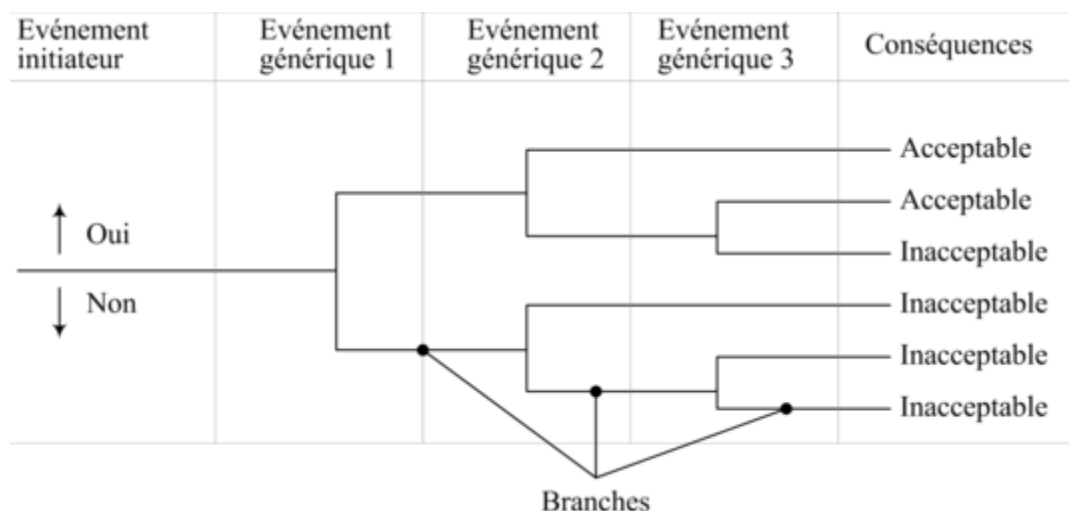


Figure 4.6: Exemple d'arbre des évènements.

L'évaluation quantitative des arbres d'événements est simple et rapide. Connaissant pour tous les événements les probabilités de se trouver dans une configuration échec ou défaillance, il est facile de calculer la probabilité d'apparition d'un des scénarios de défaillances

Plus précisément, la méthode se déroule en six phases :

1. Identifier l'événement initiateur : ce peut être la défaillance d'un système, d'un sous-système, d'un composant, ou un événement extérieur. On détermine ensuite quantitativement la fréquence d'apparition de cet événement.
2. Identifier les mécanismes de prévention, systèmes automatiques de sécurité, alarmes opérateurs, actions de l'opérateur, barrières de sécurité, etc. Leur efficacité s'évalue au travers d'une probabilité de succès / échec.
3. Construire l'arbre, de la gauche (événement initiateur) vers la droite (conséquences) en enchaînant les mécanismes de prévention représentés par des branches : branche supérieure pour le succès, branche inférieure pour l'échec. L'objectif en termes de finesse du niveau de conséquences intervient lors de cette phase :
 - a. On peut avoir un objectif limité aux questions de sécurité : possibilité d'accident grave (explosion par exemple) ou non ? ;
 - b. On peut avoir un objectif un peu plus détaillé : possibilité d'accident grave, production dégradée, production nominale et sans accident ;
 - c. On peut avoir un accident beaucoup plus détaillé : possibilité d'accident grave, possibilité d'accident bénin, arrêt de la production, perte de plus de 80% de la production, perte de 30 à 80% de la production, perte de production inférieure à 30%, retard supérieur à la journée, retard inférieur à la journée, production nominale, par exemple.
4. Estimer les probabilités de chaque branche.
5. Estimer les probabilités de chaque conséquence par combinaison des probabilités des branches.
6. Hiérarchiser les conséquences par probabilités.

4.4.1.1 Intérêts et limites :

Cette méthode est basée sur une démarche naturelle très facile à s'approprier. Cette méthode permet la recherche de tous les enchaînements d'événements (événements qui doivent être binaires : fonctionnement / panne). La qualité des conclusions dépend de la qualité et de l'exhaustivité de la liste des éléments et comportements potentiels du système pris en compte. Le chiffrage dépend de la disponibilité et de la précision des probabilités des alternatives

élémentaires. Elle permet d'estimer l'influence d'un facteur en faisant varier sa probabilité de réalisation. Elle permet de suivre le déroulement d'un scénario accidentel et d'évaluer l'influence des barrières mis en œuvre sur la fréquence des conséquences.

Associée aux arbres de défaillance, elle permet de connaître le nombre d'événements intermédiaires indispensable pour conduire à l'événement redouté (coupe(s) minimale(s)).

Les facteurs d'aggravation peuvent se confondre avec des défaillances. La détermination des facteurs d'aggravation dépend fortement des connaissances de l'analyste. Elle ne permet cependant pas la prise en compte des opérations d'entretien (non chronologique, puisqu'une réparation conduit le système dans un état antérieur à l'état considéré).

4.4.2 Arbre des défaillances :

La méthode de l'Arbre des défaillances consiste à analyser et à représenter les causes ayant contribué à l'occurrence d'une défaillance en se basant généralement sur des retours d'expérience. L'arbre des causes est plutôt une méthode pour organiser les informations recueillies à propos d'une défaillance et donc l'analyser, qu'un guide pour recueillir les informations. Le caractère ordonné de la représentation en arbre peut attirer l'attention sur un trou dans les informations.

L'arbre des défaillances se focalise généralement sur la représentation de l'ensemble des combinaisons de causes d'un scénario de défaillance particulier afin d'expliquer la défaillance qui est apparue (contrairement à l'arbre de défaillance qui vise à rechercher l'ensemble des scénarios pouvant conduire à une défaillance). Les différences existantes entre les trois arbres les plus couramment utilisés (arbre de défaillance, arbre des causes et arbre d'événement) sont détaillées ci-dessous.

4.4.2.1 Construction de l'arbre des événements :

On n'utilise généralement que deux symboles pour représenter un fait : le rectangle pour représenter un fait « normal » ; l'ellipse ou ovale ou cercle pour représenter un fait « anormal » ou « inhabituel ».

Ces faits sont liés entre eux par des traits qui expriment la relation de cause à effet. Ces traits prennent deux formes : le trait qui relie deux faits ou enchaînement simple ; la fourche qui relie plusieurs faits d'un côté à un fait de l'autre.

La fourche peut, a priori, avoir deux sens : la conjonction : plusieurs faits-causes, ensemble, ont une conséquence ; la disjonction : un fait à plusieurs conséquences.

En général, seule la conjonction est utilisée dans les arbres de cause.

Par convention et par habitude, un arbre de causes est très souvent présenté horizontalement, le fait final étudié étant le plus à droite. La position d'un fait à droite ou à gauche par rapport à un autre n'a de signification que s'ils sont sur une même branche, reliés par une suite continue de traits de même sens (cause vers conséquence). Les positions relatives de deux faits de deux branches différentes n'ont aucune signification.

La première phase de la construction de l'arbre des causes consiste à définir la défaillance. La deuxième phase consiste à remonter pas à pas jusqu'aux causes d'origines. On cherche à chaque pas de construction à répondre à la question « Qu'a-t-il fallu pour que ... ? ».

On vérifie ensuite qu'on répond « non » à la question « Y a-t-il d'autres causes » et à la question « la défaillance que je cherche à expliquer aurait-elle cependant eu lieu si l'une des causes n'avait pas été réalisée ? ».

La construction de l'arbre s'arrête normalement quand on en est arrivé à des causes origines qui ne s'expliquent plus pour le système étudié (circonstances extérieures, hasards, ...).

Intérêts et limites :

Les principaux intérêts de cette méthode sont les suivants :

elle est simple à mettre en œuvre, elle favorise le caractère systématique de la recherche des événements (causes) et de leurs liens logiques, elle aide à mettre en évidence ce qui différencie le scénario étudié du scénario « normal » de référence, c'est-à-dire qu'elle fait la distinction entre les événements normaux et les événements anormaux, elle favorise la recherche et l'évaluation de mesures de prévention ou de protection destinées à éviter le retour de l'événement ou de ses conséquences fâcheuses.

Les principales limites de cette méthode sont les suivantes : elle ne permet pas une représentation chronologique des événements, il s'agit d'une méthode binaire, c'est-à-dire que les événements se produisent ou ne se produisent pas, il n'y a pas de stade intermédiaire, l'arbre des causes ne permet pas de distinguer la différence entre des combinaisons en « OU » et des combinaisons en « ET » entre les différents événements.

4.4.3 Logiciel de simulation de la dispersion :

PHAST (Process Hazard Analysis software tool) qui peut se traduire par Outil logiciel d'analyse de risque de procédé, est le plus connu et compréhensif des logiciels d'analyse de risques de procédé dans le monde. PHAST examine la progression d'un accident potentiel depuis la libération de l'énergie jusqu'au plus loin point de dispersion utilisant des modèles d'épandage et évaporation de fluides d'un réservoir, et les effets inflammables et toxiques des substances et des gaz.

L'outil d'analyse des conséquences est pris comme standard industriel d'analyse des risques d'inflammabilité, incendie, explosion et toxicité, et est utilisé par près de 800 organisations dans le monde, ce logiciel est développé continuellement depuis 30 ans.

Pour atteindre les objectifs de la gestion des risques, il faut avoir une connaissance approfondie des dangers présents dans l'installation, le PHAST est l'outil rapide et précis dans l'évaluation des menaces et phénomènes dangereux générés par les différents types de danger.

Le PHAST est un outil important qui facilite et aide à mettre au point un ensemble d'équations ou de règles pour décrire un phénomène de façon reproductible et simulable, surtout pour le cas de rejets perturbant l'écoulement atmosphérique, de plus de sa large bibliothèque d'information et cas traités.

Chapitre 5

Application des méthodes d'analyse

Dans ce présent chapitre nous allons appliquer les méthodes HAZOP et nœud papillon et d'estimer la gravité du problème des fuites gaz sur le cotés économique, sécurité, disponibilité et environnement

5.1 Introduction :

Vu la présence permanente du gaz dans l'évent même pendant les phases de fonctionnement normal et l'emplacement du paratonnerre qui présente une source d'étincelle, les système d'approvisionnement en combustible (poste-gaz et le SKID final) doivent être analysés afin de Prévenir les risques d'incendie et d'explosion.

Cette analyse devra préciser la possibilité qu'une atmosphère explosive se forme à niveau de l'évent principale ou dans le site dans des conditions normales.

5.2 Etude HAZOP :

5.2.1 L'objectif :

Le but d'une étude HAZOP est en premier lieu d'identifier les risques associés aux procédé de fabrication. L'objectif principal de cette analyse est d'identifier les déviations opératoires et les interactions de procédé qui pourraient conduire à des situations dangereuses ou des problèmes opératoires.

L'étude HAZOP a été faite pour le circuit gaz combustible en se basant sur les schémas P&ID.

Les termes employés sont la combinaison entre paramètres et mots guide.

La réflexion est guidée par une liste de mots guides qui sont associés à des paramètres de procédé, forment des dérives potentielles.

Tableau 5.1: Liste des mots guide et paramètres utilisé dans l'étude HAZOP.

Paramètres	Mots guides
Débit	-plus de - moins de
Pression	-plus de - moins de
Température	-plus de - moins de
Niveau	-plus de - moins de

5.2.2 LISTE DES NŒUDS :

5.2.2.1 Station gaz :

- ND1 : Ligne d'arrivée gaz entre les deux vannes manuelles
- ND2 : Séparateur cyclone EKA20 -AT010
- ND3 : Filtre séparateur EKA30-AT010 (idem pour le filtre séparateur EKA35-AT010)
- ND4 : Ligne de comptage de combustible

5.2.2.2 SKID finale :

- ND5 : Filtre Coalescer
- ND6 : La conduite entre la vanne MBP20-AA010 et le compartiment module gaz.

5.2.3 Résultats :

Le tableau de réalisation de l'HAZOP se trouve en annexe B

5.2.4 Conclusion :

Le risque d'explosion est omniprésent dans les installations étudiées, il existe d'autres risques aussi importants comme surtout les défaillances des vannes et des soupapes de sécurité ou dysfonctionnement du système de régulation.

5.3 Arbre des défaillances :

Après avoir fait l'étude HAZOP, nous allons nous focaliser sur les causes ou plutôt les défaillances qui sont source de l'évènement qui a déjà survenu dans la centrale TG d'Annaba qui est le dégagement de gaz vers l'évent pendant la phase d'exploitation normal.

Les représentations ci-dessous, constituent une représentation de l'ensemble des combinaisons des causes des scénarios de défaillances qui mènent à cet évènement redouté central (ERC)

5.3.1 Résultats :

L'arbre est dessiné avec le module fault-tree du logiciel GRIF version 2018 (Annexe C)

5.3.2 Calcul de probabilité :

Les probabilités d'occurrence par année des défaillances possibles pouvant être à l'origine d'une explosion, elles sont tirées du document (fréquences des évènements initiateurs d'accidents) (OFEFP, Mai 1996),

Selon le calcul logique des probabilités :

- ✓ Dans certain cas les causes telles que la baisse ou augmentation de pression et de température ne peuvent pas faire l'objet d'une attribution d'une probabilité, par ailleurs elles sont considérées comme facteur aggravant le scénario plutôt qu'un évènement initiateur.
- ✓ Défaillance des vannes la valeur est de $9.6*10^{-4}$.
- ✓ Fuite de la soupape d'expansion thermique : la valeur est de 10^{-5}
- ✓ Pour le système de régulation, la probabilité de défaillance est de 10^{-2} . [5.1]

Evènement A1 :

$$P(A1) = P001+P002+P003+P004 +P007$$

$$P(A1) = 10^{-5} + 4 * 9.6 * 10^{-4}$$

$$P(A1) = 3.85 * 10^{-3}$$

Evènement A2 :

$$P(A2) = ((P13 * P15) + P16) * P12 + P10.$$

$$P(A2) = ((9.6 * 10^{-4} * 9.6 * 10^{-4}) + 10^{-5}) * 9.6 * 10^{-4} + 9.6 * 10^{-4}$$

$$P(A2) = 9.6 * 10^{-4}$$

Evènement A3 :

$$P(A3) = ((P27 * P28 * P29 * P30) * P26 + P19) + (((P24 * P22) + P25) * P21).$$

$$P(A3) = ((9.6 * 10^{-4} * 9.6 * 10^{-4} * 9.6 * 10^{-4} * 9.6 * 10^{-4}) * 10^{-2} + 9.6 * 10^{-4}) + (((9.6 * 10^{-4} * 9.6 * 10^{-4}) + 10^{-5}) * 9.6 * 10^{-4})$$

$$P(A3) = 9.312 * 10^{-7}$$

EvènementA4:

$$P(A4) = ((P39*P41) + P42)*P38 + (P43*P44) + P37$$

$$P(A4) = ((9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}) + 10^{-5}) * 9.6*10^{-4} + (9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}) + 9.6*10^{-4}$$

$$P(A4) = 9.609*10^{-4}$$

EvènementB1:

- Défaillance des vannes: la valeur recommandée dans le rapport est reprise (10^{-1}).

$$P(B1) = P59*P56*P60 + P47 + P52*P50*P53$$

$$P(B1) = 9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}*10^{-2} + 9.6*10^{-4} + 9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}*10^{-5}$$

$$P(B1) = 9.225*10^{-9}$$

Evènement B2 :

$$P(B2) = P67 + P68$$

$$P(B2) = 1.92*10^{-3}$$

$$P(A) = P(A1) + P(A2) + P(A3) + P(A4)$$

$$P(A) = 3.85*10^{-3} + 9.6*10^{-4} + 9.312*10^{-7}$$

$$P(A) = 4.810*10^{-3}$$

$$P(B) = P(B1) + P(B2)$$

$$P(B) = 9.225*10^{-9} + 2*9.6*10^{-7}$$

$$P(B) = 1.92*10^{-3}$$

$$P(C) = 9.6*10^{-4}$$

Puisqu'il y a deux SKID finaux similaires et deux compresseurs similaires les probabilités P(B) et P(C) sont multiplié par deux dans le calcul de P(ERC).

$$P(ERC) = P(A) + 2*P(B) + 2*P(C)$$

$$P(ERC) = 4.810*10^{-3} + 2*1.92*10^{-3} + 2*9.6*10^{-4}$$

$$P(ERC) = 1.06*10^{-2}/\text{an}$$

Selon les arbres de défaillance et le calcul des probabilités le problème des fuites gaz qui serrent collecter est acheminé vers l'évènement principale de la centrale peut provenir de toutes les parties du système gaz.

Conclusion :

En conclusion le dégagement de gaz à travers l'évent pendant la phase d'exploitation de la centrale a sept causes :

1. Augmentation de niveau de condensat (dans les filtres). Très improbable vu les caractéristiques d gaz algérien.
2. Augmentation de débit,
3. Augmentation de pression,
4. Augmentation de température,
5. Défaillance des boucles de régulation,
6. Défaillance des vannes,
7. Défaillance des soupapes d'expansion thermique.

Le poste gaz a la plus grande probabilité de défaillance.

La probabilité qu'il y a une fuite de gaz vers l'évent pendant la phase d'exploitation est de $1.06 \cdot 10^{-2}$ /an.

5.4 Arbre des évènements :

L'étude menant jusqu'à l'évènement redoutés centrale n'est pas terminée, les effets ou les scénarios sont multiples, et dépendront de la source d'ignition et la quantité de gaz dégagé vers l'évent principale

Trois scénarios se présentent :

1. S'il y'a pas d'ignition, il y'aura une dispersion des gaz dans l'air.
2. S'il y'a ignition instantanée, soit il y'aura un feu de torche jusqu'à ce que la fuite sera maîtrisée, soit inflammation du mélange, à ce moment il y'aura incendie.
3. Si l'ignition est retardée, et qu'il y ait une formation d'un ATEX, à ce moment il y'aura explosion.

Une fois le gaz naturel soit libéré, et qu'il y ait un mélange favorable à l'explosion, il existe plusieurs scénarios, selon les conditions extérieures et la quantité de gaz libérée, les scénarios important sont :

- Feu de torche ou incendie : cas ou le mélange n'est pas favorable à l'explosion mais à une inflammation. (Déjà survenu)
- UVCE : l'explosion d'un nuage de gaz dans un milieu non confiné ou semi-confiné, il peut avoir lieu dans le poste gaz.

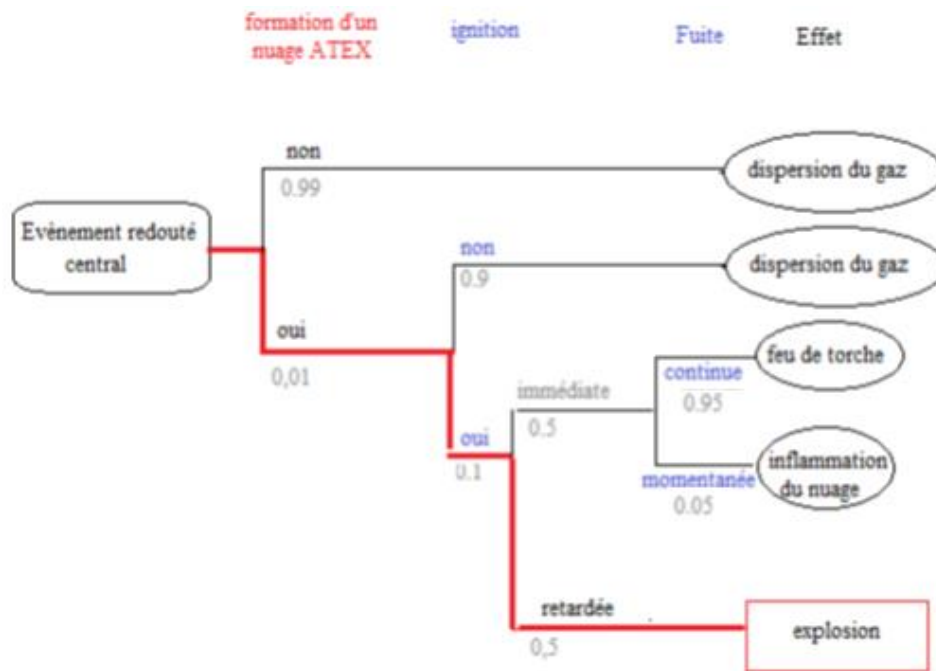


Figure 5.1 : Arbre des événements.

- La probabilité que le nuage ne soit pas dispersé (formation d'une ATEX) est de 10^{-2} .
- Probabilité de production de sources d'ignition est 10^{-1} .
- La probabilité que l'ignition soit au moment de l'ERC n'est pas prédictible donc 50/50. [5.2]
- La probabilité que la fuite soit continue est de 0.95. (Valeur proposée voir section 3.2)

Les effets (dispersion, inflammation du nuage formé, feu de torche, explosion) sont des Evènements redoutés secondaires (ERS)

$P(FT) = 0,1 \times 0,5 \times 0,95 \times P(ERC)$. Soit :

$P(FT) = 1,06 \times 10^{-2} \times 5 \cdot 10^{-4}$.

$P(FT) = 5,3 \cdot 10^{-6} / \text{An}$

5.5 Estimation de l'intensité des phénomènes dangereux :

Le but de cette section est bien d'estimer la gravité du phénomène dangereux pour les différentes catégories de dommages sur les personnes, sur l'environnement, sur l'économie et sur les équipements.

On se base sur les statistiques suivantes :

Tableau 5.2: Données de contrôle économique de la période du 1 aout au 11 aout 2011.

BU GLOBAL TG kWh	Consommation GAZ (Nm3)	CHALEUR	CSP Th/kWh	heure de marche par jour
		PCS = 9,47		
1 736 754,000	509 000,000	4 820 230,000	2,775	24h
1 736 232,000	510 000,000	4 829 700,000	2,782	24h
1 548 894,500	453 000,000	4 289 910,000	2,770	24h
1 668 829,000	496 000,000	4 697 120,000	2,815	24h
1 729 436,000	509 700,000	4 826 859,000	2,791	24h
1 724 073,000	503 300,000	4 766 251,000	2,765	24h
1 696 793,000	500 920,000	4 743 712,400	2,796	24h
1 698 533,000	498 080,000	4 716 817,600	2,777	24h
1 736 667,000	508 000,000	4 810 760,000	2,770	24h
1 765 432,000	508 000,000	4 810 760,000	2,725	24h
1 779 816,000	517 000,000	4 895 990,000	2,751	24h

Tableau 5.3: Données de contrôle économique de la période du 1 aout au 11 aout 2012

Date	BU GLOBAL TG kWh	Cons (Nm3)	CHALEUR PCS 9,47	CSP Th/kWh	heure de marche par jour
01/08/15	1 687 560,050	508 000,000	4 810 760,000	2,851	24h
02/08/15	1 679 524,000	507 000,000	4 801 290,872	2,859	24h
03/08/15	1 695 008,000	511 000,000	4 839 170,000	2,855	24h
04/08/15	1 355 921,950	413 000,000	3 911 110,000	2,884	24h
05/08/15	1 690 321,000	510 000,000	4 829 700,000	2,857	24h
06/08/15	1 685 549,000	510 000,000	4 829 700,000	2,865	24h
07/08/15	1 708 880,000	518 000,000	4 905 460,000	2,871	24h
08/08/15	1 702 384,000	512 000,000	4 848 640,000	2,848	24h
09/08/15	1 703 718,000	515 000,000	4 877 050,000	2,863	24h
10/08/15	1 565 292,400	475 000,000	4 498 250,000	2,874	24h
11/08/15	1 704 379,000	511 000,000	4 839 170,000	2,839	24h

Tableau 5.4: Données de contrôle économique de la période du 3 aout au 8 aout 2013.

GAZ Global			PCS gaz 9,43
Consommation NM3	Chaleur gaz Th	CSP CENTRALE	Heure de marche par jour
379 220,00	3 576 044,60	3,208	17,60
359 158,00	3 386 859,94	3,088	17,80
408 216,00	3 849 476,88	3,216	19,70
175 028,00	1 650 514,04	3,184	13,30

Tableau 5.5: Données de contrôle économique de la période du 2 aout au 7 aout 2014.

GAZ Global			PCS gaz (th/m ³) 9,43
Consumation gaz NM3	Chaleur gazTh	CSP CENTRALE	Heure de marche par jor
247 636,00	2 335 207,48	3,094	11,10
258 963,00	2 442 021,09	3,032	11,40
364 051,00	3 433 000,93	3,102	15,80
269 819,00	2 544 393,17	3,066	14,00
247 958,00	2 338 243,94	3,041	11,30
402 697,00	3 797 432,71	3,067	23,20

Tableau 5.6 : Données de contrôle économique de la période du 1 aout au 11 aout 2015.

GAZ Global		PCS gaz = 9.43	
Consommation NM3	Chaleur gazTh	CSP CENTRALE	Heure de marche par jour
308 280,00	2 907 080,40	3,098	14,90
321 823,00	3 034 790,89	3,155	13,90
455 778,00	4 297 986,54	3,152	19,50
322 697,00	3 043 032,71	3,207	12,40
352 077,00	3 320 086,11	3,018	16,00
307 178,00	2 896 688,54	3,082	13,20
328 975,00	3 102 234,25	3,285	14,20
253 885,00	2 394 135,55	3,015	11,30
280 236,00	2 642 625,48	3,138	12,40
279 586,00	2 636 495,98	3,133	12,70
268 678,00	2 533 633,54	3,104	11,00

Tableau 5.7: Données de contrôle économique de la période du 1 août au 11 août 2017.

Consommation gaz NM3	Chaleur gaz Th	PCS	CSP CENTRALE	Heure de Marche par jour
562 915,00	5 297 030,15	9,41	3,153	24h
563 984,00	5 307 089,44	9,41	3,208	24h
463 378,78	4 360 394,36	9,41	3,244	24h
405 759,22	3 818 194,22	9,41	3,231	24h
399 722,00	3 761 384,02	9,41	3,201	24h
492 651,00	4 635 845,91	9,41	3,209	24h
500 748,00	4 712 038,68	9,41	3,176	24h
564 436,00	5 311 342,76	9,41	3,254	24h
488 531,00	4 597 076,71	9,41	3,269	24h
502 237,00	4 726 050,17	9,41	3,186	24h
577 497,00	5 434 246,77	9,41	3,170	24h

Evolution de la CSP :

Pour calculer l'évolution de la CSP en utilise la formule suivante :

$$Ev = \frac{[CSP(n) - CSP_{réf}]}{CSP_{réf}}$$

Avec :

- CSP(n) est la CSP de la journée de l'année en question.
- La CSP de références est la CSP de l'essai de performance TG 2 du 23/02 à 8h00 jusqu'au 04/03/2013 à 12h00 CSP réf = 2,785

Les résultats sont résumés dans le tableau 5.11

Exemple de calcul :

01-août 2011 CSP réf = 2,785 CSP (2012) = 2,851

Application numérique :

$$Ev = \frac{2.775 - 2.785}{2.785} \approx 0\%$$

Tableau 5.8 : Evolution de la CSP

Date	CSP2011	Ev	CSP 2012	Ev	CSP 2013	Ev	CSP 2014	Ev	CSP 2015	Ev	CSP 2017	Ev
01-août	2,775	0%	2,851	2%	(*)		(*)		3,098	11%	3,153	13%
02-août	2,782	0%	2,859	3%	(*)		3,094	11%	3,155	13%	3,208	15%
03-août	2,77	-1%	2,855	3%	(*)		3,032	9%	3,152	13%	3,244	16%
04-août	2,815	1%	2,884	4%	(*)		3,102	11%	3,207	15%	3,231	16%
05-août	2,791	0%	2,857	3%	3,208	15%	3,066	10%	3,018	8%	3,201	15%
06-août	2,765	-1%	2,865	3%	3,088	11%	3,041	9%	3,082	11%	3,209	15%
07-août	2,796	0%	2,871	3%	3,216	15%	3,067	10%	3,285	18%	3,176	14%
08-août	2,777	0%	2,848	2%	3,184	14%	(*)		3,015	8%	3,254	17%
09-août	2,77	-1%	2,863	3%	(*)		(*)		3,138	13%	3,269	17%
10-août	2,725	-2%	2,874	3%	(*)		(*)		3,133	12%	3,186	14%
11-août	2,751	-1%	2,839	2%	(*)		(*)		3,104	11%	3,17	14%
moyenne	2,77	0%	2,86	3%	3,17	14%	3,07	10%	3,13	12%	3,21	15%

(*) groupes disponibles à l'arrêt.

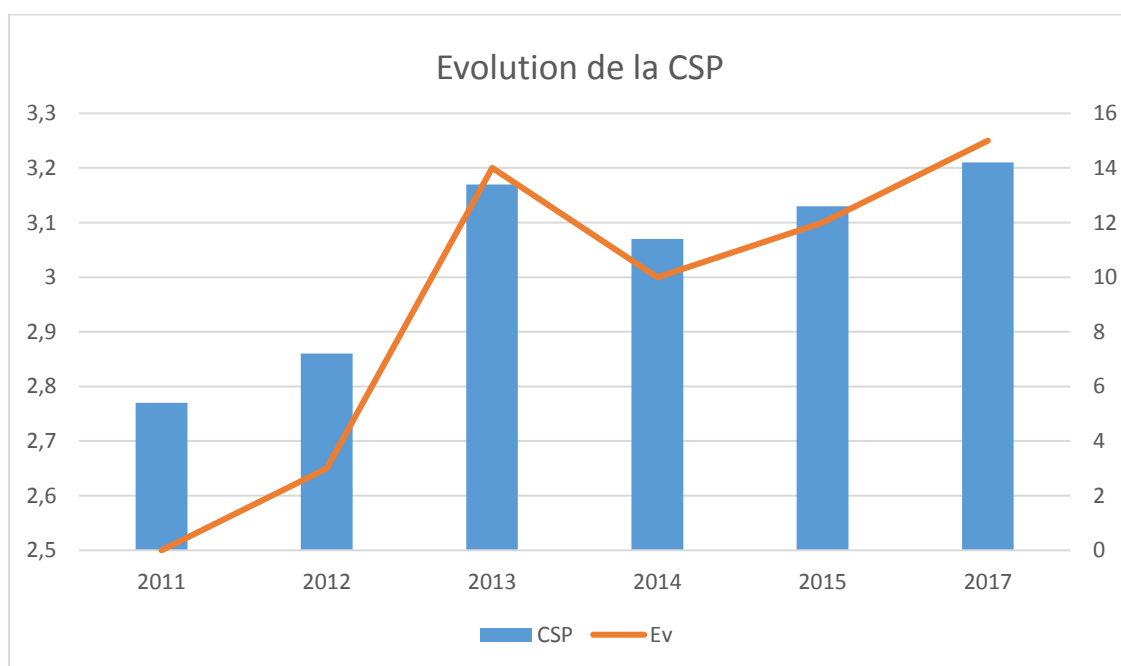


Figure 5.2 : Schéma représentatif de l'évolution de la CSP.

Le tableau 5.11 reporté sur le graphe de la figure 5.1 montre :

- Une augmentation de la consommation spécifique pendant la période (2011 2013).
- Une diminution de la consommation spécifique pendant la période (2013 2014) conséquence d'une inspection des chambres de combustion
- Une augmentation de la consommation spécifique pendant la période (2014 2017) ce qui prouve les fuites au niveau du circuit gaz

Évolution de la production d'électricité et de la consommation gaz :

Tableau 5.9: Evolution de la production d'électricité et la consommation gaz.

Production aout 2017 KWh	Consommation gaz aout 2017 Nm3	Production aout 2011 KWh	Consommation gaz aout 2011 Nm3	Evolution de production	Evolution de la consommation gaz	Date
1654300,00	563984,00	1736754,00	509000,00	-5%	11%	01/08
1344003,00	463378,78	1736232,00	510000,00	-23%	-9%	02/08
1181697,00	405759,22	1548894,50	453000,00	-24%	-10%	03/08
1175145,00	399722,00	1668829,00	496000,00	-30%	-19%	04/08
1444617,00	492651,00	1729436,00	509700,00	-16%	-3%	05/08
1483691,00	500748,00	1724073,00	503300,00	-14%	-1%	06/08
1632056,00	564436,00	1696793,00	500920,00	-4%	13%	07/08
1439767,00	488531,00	1698533,00	498080,00	-15%	-2%	08/08
1483298,00	502237,00	1736667,00	508000,00	-15%	-1%	09/08
1714352,00	577497,00	1765432,00	508000,00	-3%	14%	10/08
<i>Moyenne</i>				-15%	-1%	

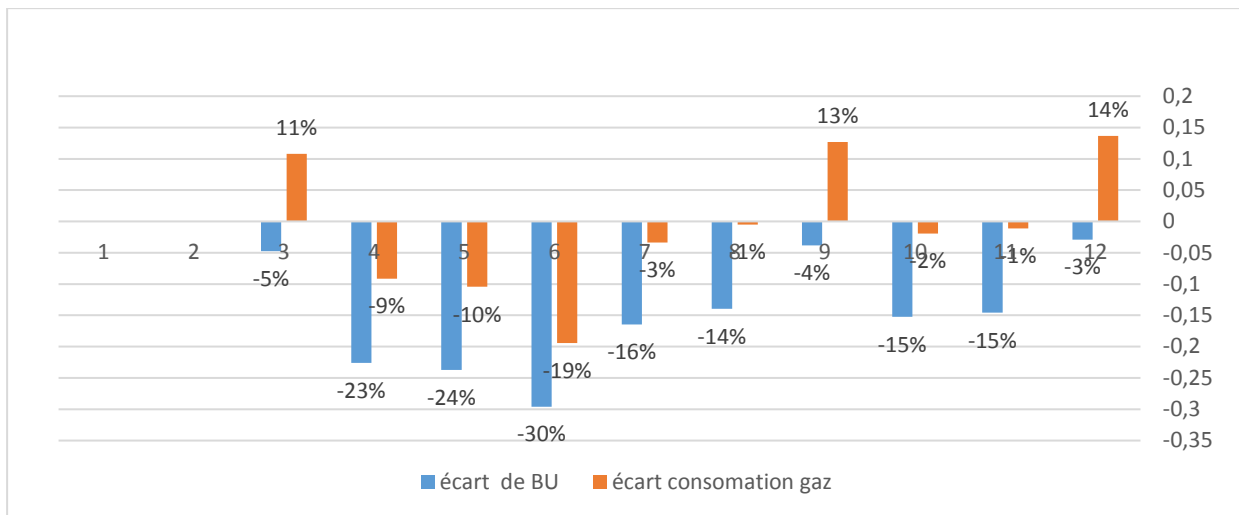


Figure 5.3 : Comparaison de l'évolution de la production d'électricité et la consommation gaz entre le mois d'août 2011 et 2017.

Le tableau 5.12 reporté sur le graphe de la figure 5.2 montre que pour une même consommation de gaz il y a une diminution de la production d'énergie électrique de presque 15%.

5.5.1 Estimation de la quantité du méthane dégagé et les pertes économiques associées :

La consommation moyenne de gaz est de 25 033,63 Nm³/h.

Calculé ainsi :

$$\frac{\left(\frac{\sum \text{consommation de gaz pendant 24h de marche}}{24} \right)}{N}$$

Tel que N le nombre de jours où les groupe TG en fonctionné pendant 24h des mois aout 2011 et 2017.

- La consommation gaz annuelle est donc de 219 294 598,80Nm³/ans.

La production moyenne est de 65822 KWh calculé ainsi :

$$\frac{\left(\frac{\sum \text{production de gaz pendant 24h de marche}}{24} \right)}{N}$$

Tel que N le nombre de jours où les groupe TG en fonctionné pendant 24h des mois aout 2011 et 2017.

- La moyenne de production annuelle est 576600893,4KWh/ans

Les résultats sont résumés dans le tableau 5.13

Tableau 5.10:Tableau récapitulatif des taux de dégagement de gaz et les pertes économiques associés

Année	CSP	Écart par rapport à C réf Th/kWh	Écart par rapport à C réf Nm3/KWh	Production KWh/an	Dégagement de gaz Nm3/an	Quantité de méthane dégagée Nm3/an	Le cout DA
2011	2,77	-0,01	-1,06E-03	576 600 720,00	-608870,8765	-505362,8275	-2 892 136,66
2012	2,86	0,08	8,45E-03	576 600 720,00	4870967,012	4042902,62	23 137 093,31
2013	3,17	0,39	4,12E-02	576 600 720,00	23745964,18	19709150,27	112 793 329,86
2014	3,07	0,29	3,06E-02	576 600 720,00	17657255,42	14655522	83 871 963,23
2015	3,13	0,35	3,70E-02	576 600 720,00	21310480,68	17687698,96	101 224 783,21
2017	3,21	0,43	4,54E-02	576 600 720,00	26181447,69	21730601,58	124 361 876,52
cumule	CSP				93 157 244,10	77 320 512,61	442 496 909,46

Exemple de calcul

Année 2011 :

- CSP : est la moyenne des CSP des 10 dix premier jour de mois d'aout 2011 (voir partie évolution de la CSP)

AN : CSP=2.77 Th/KWh.

- Ecart = CSP-CSP_{réf.}

AN: Ecart = 2.77-2.78= -0.01 Th/KWh

Ecart = -0.01/9.49=-1,06*10⁻³ Nm3/KWh

- Quantité de gaz dégagé = Ecart*Production

AN : Quantité de gaz dégagé = 1,06*10⁻³*576 600 720,00 = -608870,8765 Nm3/ans

- Quantité de méthane dégagée = quantité de gaz dégagée *0.83

AN : Quantité de gaz dégagé = 1,06*10⁻³*0.83

Quantité de méthane dégagé =-505362,8275

- Coût de gaz dispersé = Quantité de gaz dégagé*4.75

AN=-608870,8765*4.75= -2 892 136.66DA

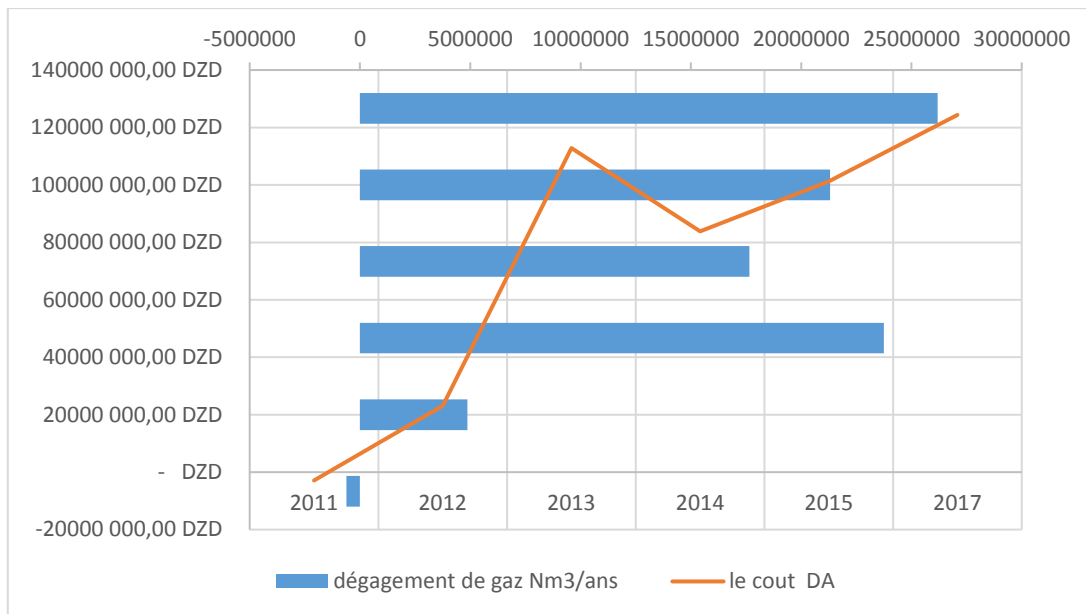


Figure 5.4: L'évolution de dégagement de gaz et les pertes économiques.

Le tableau 5.13 reporté sur la figure 5.3 montre que hormis l'année 2013 où il y avait des inspections des chambre de combustion, on constate durant les six dernières années une évolution importante de taux de dégagement de gaz naturel et par conséquent une évolution des pertes économique pour la centrale.

*Les fuites gaz à travers l'évent principale de la centrale on générer environs
77320512 Nm3 de méthane pendant 6 ans.
 Le coût des fuites gaz à travers l'évent principale de la centrale est estimé de
442 496 909,46 DZD.*

5.5.2 Conséquences de feu de torche :

Les feux torches ou feux chalumeau, phénomènes potentiellement dévastateurs en milieu industriel, sont le résultat de fuites accidentelles de fluides inflammables ou d'évacuations intentionnelles de sous-produits par l'intermédiaire de torchères. Les fuites accidentelles proviennent généralement de la rupture d'un raccord ou d'une vanne, ou de la rupture d'une canalisation.

Au contact d'une source d'inflammation, ces fuites produisent des jets enflammés à fort pouvoir calorifique pouvant occasionner de graves avaries sur le reste de l'installation, et donc

conduire à la propagation de l'incendie ou provoquer de nouveaux accidents tels que le phénomène de BLEVE (Boiling liquide expanding vapor explosion). [5.3]

Le phénomène de feu de torche a pour origine un rejet de fluides combustibles, généralement à l'état gazeux, qui s'enflamme :

- Spontanément si sa température est suffisamment élevée.
- En raison de points chauds.
- Source d'inflammation (étincelle).
- Par action de la foudre.

Le Modèle de calculs : STANDALOUS

Tableau 5.11 : Données utilisées pour le logiciel PHAST.

Combustible	Méthane
Quantité de combustible	80 kg/s ^(*)
Classe climatique	1.5F 1.5D 5D
Direction du vent dominant	ouest
Élévation de point de décharge	15 mètre

^(*)Exemple de débit en cas de dégradation de l'état des vannes de mise à l'évent.

Tableau 5.12 : Données Climatiques.

Climat	Vent	Température	Humidité
Nuit-stable avec nuages modérés (catégorie 1,5/F)	10km/h	10	60%
Neutre- ensoleillé avec un vent moyen (Catégorie 1,5/D)	15km/h	15	70%
Jour – ensoleillé avec de grand vent. (Category 5/D)	25km/h	20	70%

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

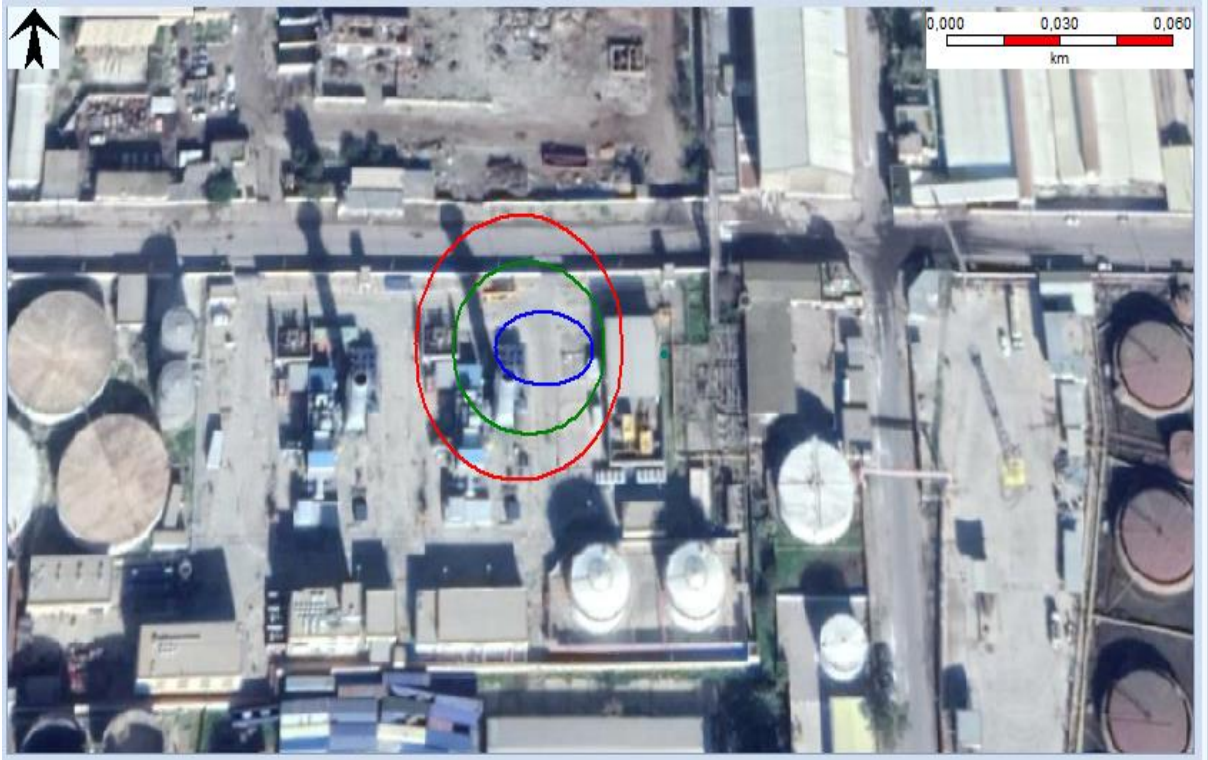


Figure5.5 : Conséquences du feu de torche.

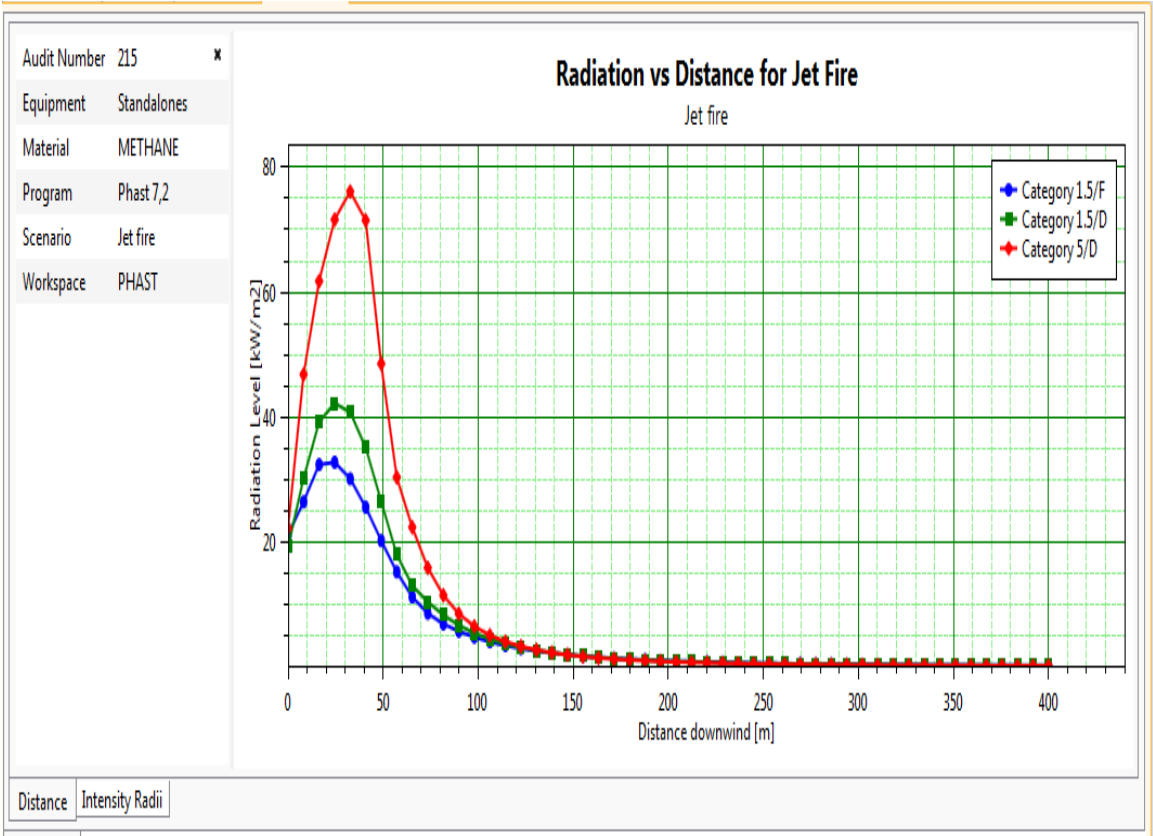


Figure5.5: Radiation de feu de torche en fonction de la distance

Parmi les conséquences les plus critiques, les effets domino sur les équipements alentour telles que :

- L'occurrence de feux torche secondaires et d'explosions de canalisations de la centrale ou la station KDG.
- Dégâts au matérielle au niveau du groupe turbo alternateur 1.

5.6 Proposition du circuit d'alimentation gaz optimisé :

Comme déjà mentionné dans le chapitre 3, l'incident qui est survenu sur l'événement principal de la centrale TG d'Annaba n'a été suivi par aucune action corrective, des propositions ont été faites par les ingénieurs exploitants en vue de localiser les conduites des événements qui acheminent la majorité du débit gaz vers l'événement principal, il fallait aussi revoir les seuils de décharge des soupapes de sûreté placées sur chaque tronçon. Les actions requises nécessitaient un arrêt prolongé. Sachant que la centrale d'Annaba est une centrale de pointe qui a pour fonction principale d'atténuer la chute de tension due à la forte demande d'énergie dans la ville et périphérie, l'investigation sur un arrêt prolongé était à exclure.

Le développement de l'étendue de la défaillance sur tout le circuit d'alimentation en gaz de la centrale et qui a entraîné les conséquences suivantes :

- L'augmentation du coût du kWh à l'image de la dégradation de la CSP et les quantités énormes de gaz vers l'événement en marche des groupes de production et après l'arrêt de ces derniers.
- L'accroissement du risque d'incendie voire d'explosion dus à l'évolution des débits gaz vers l'événement principal, ce facteur qui s'est aggravé essentiellement par la non étanchéité des vannes de sectionnement manuelles et automatiques.
- Les facteurs cités ci-dessus ont contribué au changement des procédures d'exploitation, en effet le temps total de démarrage est passé de 25 à 50 mn.

Dans ce qui va suivre, dans cette section, nous allons nous baser sur l'évolution des événements depuis l'apparition des premiers signes de fuites. L'idée est fondée sur l'intégration de composants (vannes à trois voies, clapet anti retour, ballon tampon de récupération, débitmètre...) dans le circuit existant et ceux pour optimiser le fonctionnement de l'alimentation gaz en prenant en considération les facteurs traités dans le chapitre 3. Le nouveau schéma de la station primaire est illustré dans l'annexe D.

5.6.1 Les nouveaux équipements :

5.6.1.1 Les vannes à trois voies arrivées événement principal :

Le fonctionnement de ces vannes est conditionné par le débit minimum Q_0 rendant ainsi le changement d'état des valves justifié. Le débit minimum qui constitue le seuil d'enclenchement des vannes à trois voies, est observé par les débitmètres placés en amont de chaque vanne, et doit être déterminé sur la base de la limite inférieure d'explosivité du gaz naturel.

Nous aurons deux cas de figures possibles :

- Le débit gaz dans la conduite inférieure à Q_0 : la vanne est fermée côté puissance et ouverte côté événement principal.
- Le débit gaz dans la conduite supérieure à Q_0 : la vanne est ouverte côté puissance et fermée côté événement principal.

Il est à déduire que le fonctionnement des vannes est du type tout ou rien, dont le changement d'état est conditionné par l'atteinte du seuil Q_0 .

5.6.1.2 Clapets anti retour aval vannes trois voies vers événement principal :

Sur chaque conduite, il sera nécessaire de placer un clapet anti retour, en effet, au changement d'état de l'une des vannes à trois voies placée sur l'une des conduites vers l'événement principal, et compte tenu de la possibilité de perte d'étanchéité dans cette partie du circuit, il serait probable la constitution d'un mélange explosif gaz-air (l'air en retour de l'événement principal).

5.6.1.3 Débitmètres conduites amont événement principal :

La mesure de débit est vitale pour changer l'état de la vanne à trois voies de la conduite dont le débit gaz excède Q_0 qui correspond à la pression P_0 . Ces deux paramètres qui seront déterminés un peu plus loin.

5.6.1.4 Sélecteur de flux gaz :

C'est une vanne à trois voies situées dans le collecteur de sortie côté puissance des vannes à trois voies arrivées événement principal, qui a pour rôle d'orienter le flux gaz du collecteur vers le ballon de récupération dans la phase d'arrêt des groupes, et vers l'éjecteur amont filtre cyclone dans la phase disposition du circuit gaz avant et durant lancement des groupes TG.

5.6.1.5 Le ballon de récupération :

Son rôle est la récupération du gaz présent dans tout le circuit d'alimentation et ceux après l'arrêt des groupes de production. Le gaz récupéré ainsi servira à accélérer le remplissage du

circuit à partir de l'éjecteur placé en amont du filtre cyclone. Ce ballon sera dimensionné pour contenir le gaz emprisonné dans le circuit à la pression de service.

Comme tous les éléments de la station primaire, le point haut du ballon sera doté de soupape de sûreté et des vannes de décharge à l'évent, le point bas débite sur un purgeur automatique encadré par deux vannes manuelles et contourné par un by-pass. Un niveau visuel serait aussi nécessaire pour prévenir de toute présence de liquide afin de procéder à la purge manuelle en cas de dysfonctionnement du purgeur automatique.

5.6.1.6 L'éjecteur de récupération:

Le rôle de l'éjecteur qui sera placé en amont du filtre cyclone est d'aspirer le gaz aux extrémités du sélecteur flux gaz encadré par le collecteur de récupération et le ballon de récupération. Les flux de gaz à partir de ces derniers sont acheminés vers un collecteur à travers deux conduites chacune comptant une vanne pneumatique, ce jeu de vannes permettra d'avoir les séquences de fonctionnement suivantes :

- Groupes à l'arrêt :

- ✓ Le gaz est aspiré du ballon de récupération pour être réinjecté au circuit par le biais du fluide moteur qui n'est autre que le gaz dans la conduite principale, le sélecteur de flux gaz conduit vers le ballon de récupération, les clapets empêchent toute intrusion d'air à travers les vannes à trois voies vers l'évent principal éliminant ainsi la possibilité de formation d'un mélange explosif.
- ✓ Si la pression au ballon de récupération est inférieure ou égale à P_0 , le sélecteur de débit gaz est orienté directement vers l'éjecteur de récupération et ceux pour orienter les flux de gaz en provenance de vannes trois voies vers l'évent principal, si les pressions dans les conduites vers l'évent principal sont inférieures à P_0 donc le débit inférieur à Q_0 , les vannes trois voies orientent les faibles débits vers l'évent.

- Groupes en production :

Les séquences de fonctionnement seront conditionnées par la pression P_0 et le débit Q_0 ,

5.6.2 Détermination des paramètres d'actionnement des vannes 3 voies :

5.6.2.1 Détermination de P_0 :

Cette pression présente une barrière de sécurité contre toute intrusion d'air à partir du ballon de récupération ou de l'évent principal préservant ainsi l'état de fiabilité des clapets anti retour. Cette pression est égale à la somme de la pression atmosphérique et la différence de pression maximal des filtres séparateurs qui est de 0,7 bars.

Donc $P_0 = 1,013 + 0,7 = 1,713$ bars.

5.6.2.2 Détermination de Q_0 :

Le schéma de la figure 5.4 représente les grandeurs de calcul de Q_0

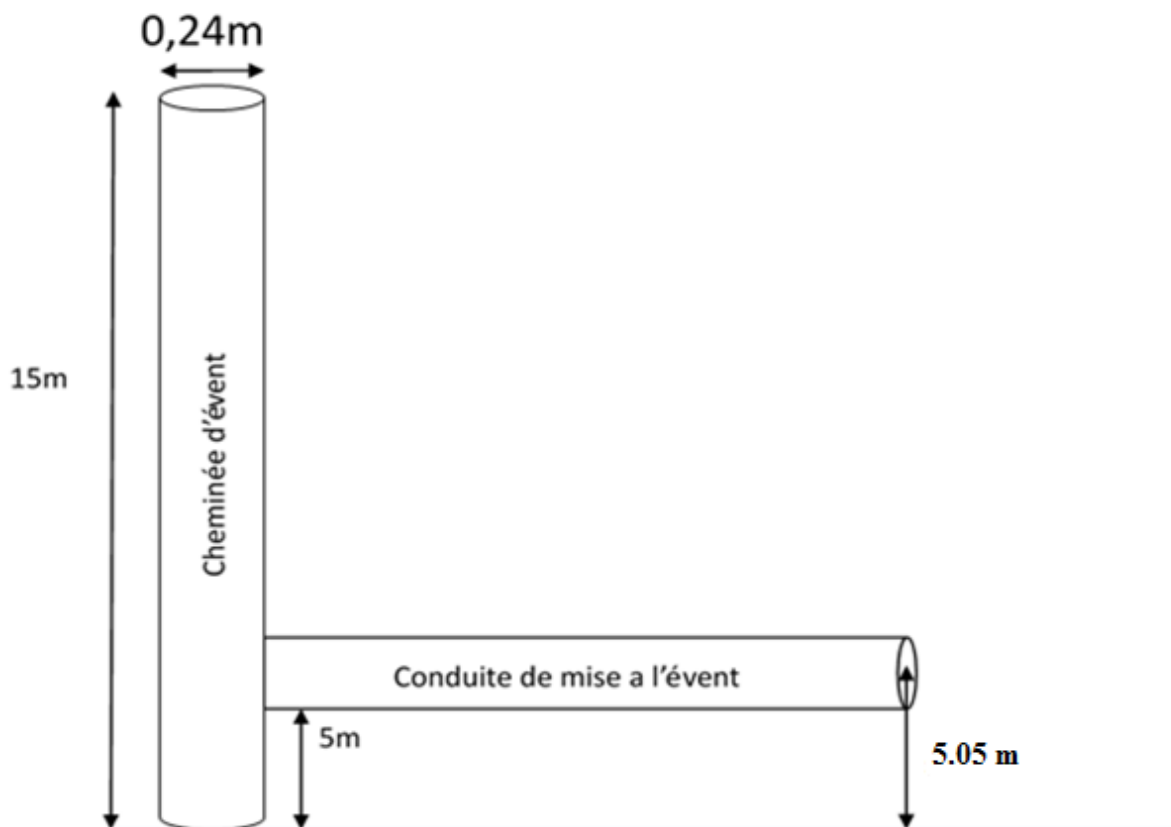


Figure 5.7 : Représentation de la cheminée et la conduite de mise à l'évent

Supposons que l'écoulement est laminaire, nous pouvons appliquer l'équation de continuité

$$Q_0 = S_1 V_1 = S_2 V_2 \rightarrow (I)$$

Avec :

- S_1 : section de la conduite vers l'évent.
- V_1 : vitesse de gaz dans la conduite
- S_2 : section de la sortie de la cheminé d'évent
- V_2 : vitesse du gaz à la sortie de l'évent

$$S_1 = \pi * \left(\frac{D1}{2}\right)^2 \quad \text{Avec } D1=10^{-1}$$

$$S_1 = 7.85 * 10^{-3} m^2$$

$$S_2 = \pi * \left(\frac{D2}{2}\right)^2$$

$$\text{Avec } D2=24*10^{-2}$$

$$S_2 = 4.52 * 10^{-2} m^2$$

A partir de là nous pouvons appliquer l'équation de Bernoulli relative à la conservation de l'énergie de l'écoulement de gaz entre les deux points.

$$P_1 + \rho g h_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = P_2 + \rho g h_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \rightarrow \text{(II)}$$

Avec

$$P1=1.713 \text{ bar}$$

$$P2=1.013 \text{ bar}$$

$$\rho=0.801 \text{ Kg/m}^3 \text{ (Tableau 2.2)}$$

H1 : la hauteur de la conduite (référence le centre de la conduite)

$$H1=0.55\text{m}$$

H2 : la hauteur de la cheminé d'évent

$$H2=15\text{m}$$

$$G=9.81 \text{ N. Kg}^{-1}$$

Utilisons l'équation (I), l'équation (II) devient :

$$P_1 + \rho g h_1 + \frac{1}{2} \rho \left(\frac{Q_0}{S_1}\right)^2 = P_2 + \rho g h_2 + \frac{1}{2} \rho \left(\frac{Q_0}{S_2}\right)^2 \rightarrow \text{(II)}$$

Donc

$$Q_0 = \sqrt{\frac{P_2 - P_1 + \rho g (h_2 - h_1)}{\frac{\rho}{2} * \left(\frac{1}{S_2} - \frac{1}{S_1}\right)}}$$

AN :

$$Q_0 = 320 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Le débit sera réduit de 88% par rapport à celui estimé en 2017

Le coût maximal des pertes économique est estimé de 62.5 Millions de dinars ce qui représente moins de 0.5% donc une réduction de 99.5% des perte estimée en 2017

5.6.2.3 Dimensionnement du ballon de récupération :

D'après les schémas P&ID de la centrale d'Annaba

- La longueur totale des tuyaux gaz est de $L=150\text{m}$.
- Le diamètre des tuyaux est de $D=200\text{mm}$ donc le rayon $r=100\text{mm}$.
- Le filtre cyclone comprend 3m^3 de volume (V_f) destiné pour le gaz.

$$V = \pi * r^2 * L + V_f$$

AN :

$$V = 3.14 * 0.1^2 * 150 + 3$$

$$V = 7.71 \text{ m}^3$$

D'après ces données le ballon de récupération doit être au moins d'un volume de 8m^3

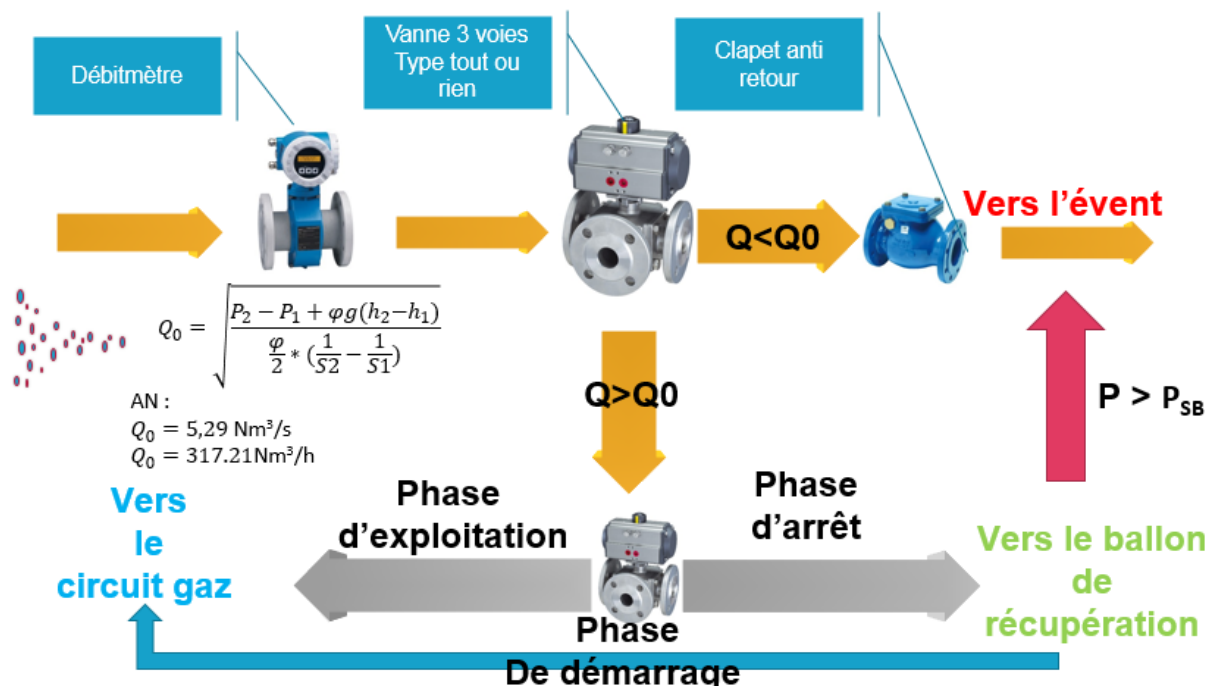


Figure 5.8 : Représentation simplifiée du circuit proposé.

Le circuit modifié et proposé dans le cadre de ce projet de fin d'étude est représenté dans l'annexe D.

5.7 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons appliqué en premier lieu la méthode HAZOP pour prouver d'une manière scientifique l'existence de notre évènement redouté (dissipation de gaz vers l'évent) qui est une conséquence directe des fuites de gaz à travers les soupapes et les vannes d'évent. Ce dernier a été étudié d'une façon plus détaillée en utilisant la méthode nœud papillon pour déterminer les différentes causes probables et leurs combinaisons qui peuvent le conduire ainsi pour pouvoir estimer ces probabilités d'occurrence.

En deuxième lieu nous avons estimé les gravités des conséquences de cet évènement en utilisant le logiciel de simulation PHAST et les statistiques de contrôle économique de la centrale TG ANNABA.

Conclusion générale

- Le problème de la sécurité et sûreté des installations et des équipements liés au gaz naturel reste entièrement posé surtout avec l'impossibilité de l'étanchéité parfaite des vannes de sectionnement manuelles et automatiques ainsi que les éléments de sécurité tels que les soupapes de sûreté et purgeurs automatiques qui montrent toujours leurs limites devant les différents caractères agressifs régis par les conditions climatiques et les variations tant brusques que lentes des différents paramètres d'exploitation.
- Le contrôle de flux de gaz naturel destinés au transport à grandes distances ou l'alimentation de différents dispositifs de conversion d'énergie calorifique contenue dans le fluide exige des qualités de performance quant aux caractéristiques des moyens de contrôle et de canalisation, tels que, ici considérés, vannes de déviation de flux, organes de mesure de débit, éjecteur.... Puisque les performances recherchées pour les régimes de fonctionnement des installations gaz sont tributaires de surveillance et de régulation orientées de plus en plus vers des réponses en temps réel, ajouté à cela, une minutieuse surveillance continue par l'acteur humain qui aurait la lourde tâche de maintenir le niveau de sécurité des installations dans les limites du risque résiduel.
- La nécessité de résolution de ces deux contraintes, est d'autant plus justifiable que l'on traite des circuits à très haut risque, puisque, dans ce cas, on tient compte, encore, des effets impliqués par la propagation de gaz méthane dans l'atmosphère, mettant en péril les conditions climatiques à moyen et à long terme des régions périphériques, l'étendue des lignes de transport gaz engendre forcément un réchauffement planétaire par émissions massives de gaz à effet de serre. Ajouté à cela les risques d'explosions à effet dévastateur sur de larges périmètres, par conséquent, un problème sérieux de contrôle et diminution des fuites de gaz à l'atmosphère.
- L'analyse a montré l'existence d'un danger imminent voire risque majeur d'incident de grande envergure, de qui a donné lieu à l'amélioration proposée qui a prouvé l'élimination quasi-totale des accidents les plus redoutés de l'arbre des événements. En effet, la déviation des quantités de gaz des événements vers la ligne principale permet de
 - Maintenir le niveau de sécurité des installations dans un niveau admissible.

- Réduire le débit gaz dissipé à travers l'évent principale a $Q_0 = 317.21 \text{Nm}^3/\text{h}$ ce qui représente une diminution de 88% du débit de dissipation de gaz à travers l'évent estimé en 2017.
- Réduire les pertes économiques de 99.5%
- Réduire Le temps de démarrage se réduit suite à la diminution de temps de remplissage du circuit en utilisant le ballon de récupération.
- Diminuer la probabilité d'occurrence de feu de torche.
- Il serait intéressant d'avoir recours à ce genre de logiques dans les circuits gaz à torches, qui pourraient exonérer les exploitants des surveillances et maintiens tant par les acteurs humains que par les dispositifs de contrôle de pressions minimales dans les lignes des torches.
- La solution évent sure pourrait impliquer avantage quand il s'agit de préserver les aspects environnementaux, de sécurité et de santé financières des organismes de productions liés de près ou de loin au gaz naturel.

Références

[1] ministère de l'énergie, Parc de Production National [en ligne], [consulter le 18-03-2018] disponible sur <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=la-production-d-electricite-2>

[2] technique de l'ingénieur, Risques d'incendie (Réf. Internet 42583)[consulter le 22-04-2018] disponible sur <https://www.techniques-ingenieur.fr>

Chapitre 1 :

[1.1]SONELGAZ, Présentation du groupe[en ligne], [consulter le 18-03-2018] disponible sur <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&id=4>

[1.2] ministère de l'énergie, Parc de Production National [en ligne], [consulter le 18-03-2018] disponible sur <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=la-production-d-electricite-2> >

[1.3] MANEL AIT-MEKIDECHE, Newsletter n°22, Synthèse des plans de développement des sociétés du Groupe SONELGAZ 2013-2023 Edition électronique – Juin 2013

[1.4]SPE, parc de production [en ligne], [consulter le 18-03-2018] disponible sur <http://www.spe.dz/images/PDF/parc-spe-actu.pdf>

[1.5] ALCHEMY-TG-ANNABA-port, manuel de conduite et de maintenance, description SKID_EKA Révision.:Page: 1 à 3

[1.6] Marcelo SAGUAN,l'analyse, économique des architectures de marché électrique application au market design du temps réel. Thèse de doctorat, université Paris Sud 11 /2007.

[1.7] M. Fateh Amir « Etude du fonctionnement des centres de production dans un système de marché libre de l'énergie électrique » Thèse de magister université de Batna ,2011/2012.

[1.8] Operateur du système électrique Algérien., dispatching [en ligne], [consulter le 18-03-2018] disponible sur <http://www.ose.dz>.

[1.9] Bencherif Walid chawki et Chabouni Oussama « Etudes de refroidissement de l'alternateur de la centrale de Jijel » mémoire de fin d'études master II, université de Bjaia.2011.

[1.10] SihemBouri, Optimisation de la production et de la structure d'énergie électrique par les colonies de fourmis. Thèse de Doctorat Université de JilaliLiabès sidi belabess, 2007.

[1.11] RTE [2003]. Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, France (RTE), Mémento de la sûreté du système électrique [en ligne] [consulter 20-03-2018] disponible sur <<http://www.rte-france.com>>.

[1.12] IPCC, Manuel de référence pour l'inventaire des gaz à effet de serre. IPCC technical support unit, Bracknell, U.K, 1995[2.1] norme CEI 61508.

Chapitre 2:

[2.1] Base de données ALCHEMY-TG ANNABA port-manuel conception système alimentation gaz de la tg Révision B Page: 2 à 14

CHPITRE 3 :

[3.1] [R. Touileb, blackout du 03 février 2003 sur le réseau algérien, société algérienne de l'électricité et du gaz.]

[3.2] blackout 03/03/2003, manque général de tension sur le réseau interconnecté nord, SONELGAZ

[3.3] IPCC, Manuel de référence pour l'inventaire des gaz à effet de serre. IPCC technical support unit, Bracknell, U.K, 1995

[3.4]. M. Fateh Amir « Etude du fonctionnement des centres de production dans un système de marché libre de l'énergie électrique » Thèse de magister université de Batna ,2011/2012.

[3.5] Base de données ALCHEMY-TG ANNABA port manuel de conduite et de maintenance description SKIDEKA Révision.: B Page: 1 à 3

Chapitre 4 :

[4.1] : Modernisation de la centrale thermique de l'ILLBERG, Résumé non technique de l'étude de dangers, Août 2012, p 18.

[4.2] D. DEROUAZ-D. MAMERI, Maitrise des risques majeurs au niveau du « centre vrac GPL-CV 165 » de NAFTAL à Sidi Arcine, Baraki. 178p.

- [4.3] REDHA OMRI, ShariketKahrbaHadjret En Nouss, « étude de danger centrale thermique Hadjret En Nouss » Avril 2016.
- [4.5] Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique Populaire, No 84, 04-20-2006.
- [4.6] Évaluation des performances des barrières techniques de protection pour réduire les risques majeurs Résumé, in INERIS-DRA, 2002.
- [4.7] : D. DEROUAZ, M. MAMERI, Maîtrise des risques majeurs au niveau du « Centre Vrac GPL- CV 165 » de NAFTAL à Sidi Arcine (Baraki), ENP, 2016, p 23.
- [4.8] : AYOULT N. Evaluation des barrières de sécurité. INERIS, février 2005.
- [4.9] : MOKRANE.K, Z.A.e, Analyse des risques et modélisation des conséquences d'un transformateur, Université des sciences et technologies d'Oran 2014. p 102.
- [4.10] M. ROYER, Méthode d'analyse des risques-Principe, Technique de l'ingénieur, 2009.
- [4.11] Dennis, P. N., Safety and security review for process Industries,Application of HAZOP, PHA and What-If reviews, William Andrew,2008.
- [4.12] COURTOT H., ERMINE J., 2002. Maîtrise des risques et sûreté de fonctionnement des systèmes de production. Hermès science publications. Lavoisier. p 412.
- [4.13] ISO, Management du risque -- Principes et lignes directrices,1999.
- [4.14] INERIS DRA-73, Démarche d'évaluation des Barrières Humaines de Sécurité oméga-20, 2009.
- [4.15] IEC-61508, Functional safety of electric / electronic / programmable electronic systems, Parts 1-7, International Electro technical Commission (IEC), 1998.
- [4.16]Kirchsteiger C., 1999. On the use of probabilistic and deterministic methods in risk analysis. Journal of Loss Prevention in the Process Industrials12, (339- 419).
- [4.17] INERIS DRA-35, Éléments importants pour la sécurité EIPS, Rapport oméga-6. Direction des risques accidentels, 2003.
- [4.18] M. ROYER, Méthode d'analyse des risques-Principe, Technique de l'ingénieur, 2009.

[4.19]Dennis, P. N., Safety and security review for process Industries, Application of HAZOP, PHA and What-If reviews, William Andrew,2008.

CHPITRE 5:

[5.1]: ICS, Initiating event frequency and availability of safety barriers, ICSI's Initiating event frequency working group August 2009

[5.2] : technique de l'ingénieur, Risques d'incendie (Réf. Internet 42583)[consulter le 22-04-2018]disponible sur (<https://www.techniques-ingenieur.fr>)

Annexe A : Schémas P&ID

Station primaire gaz (premier tronçon)

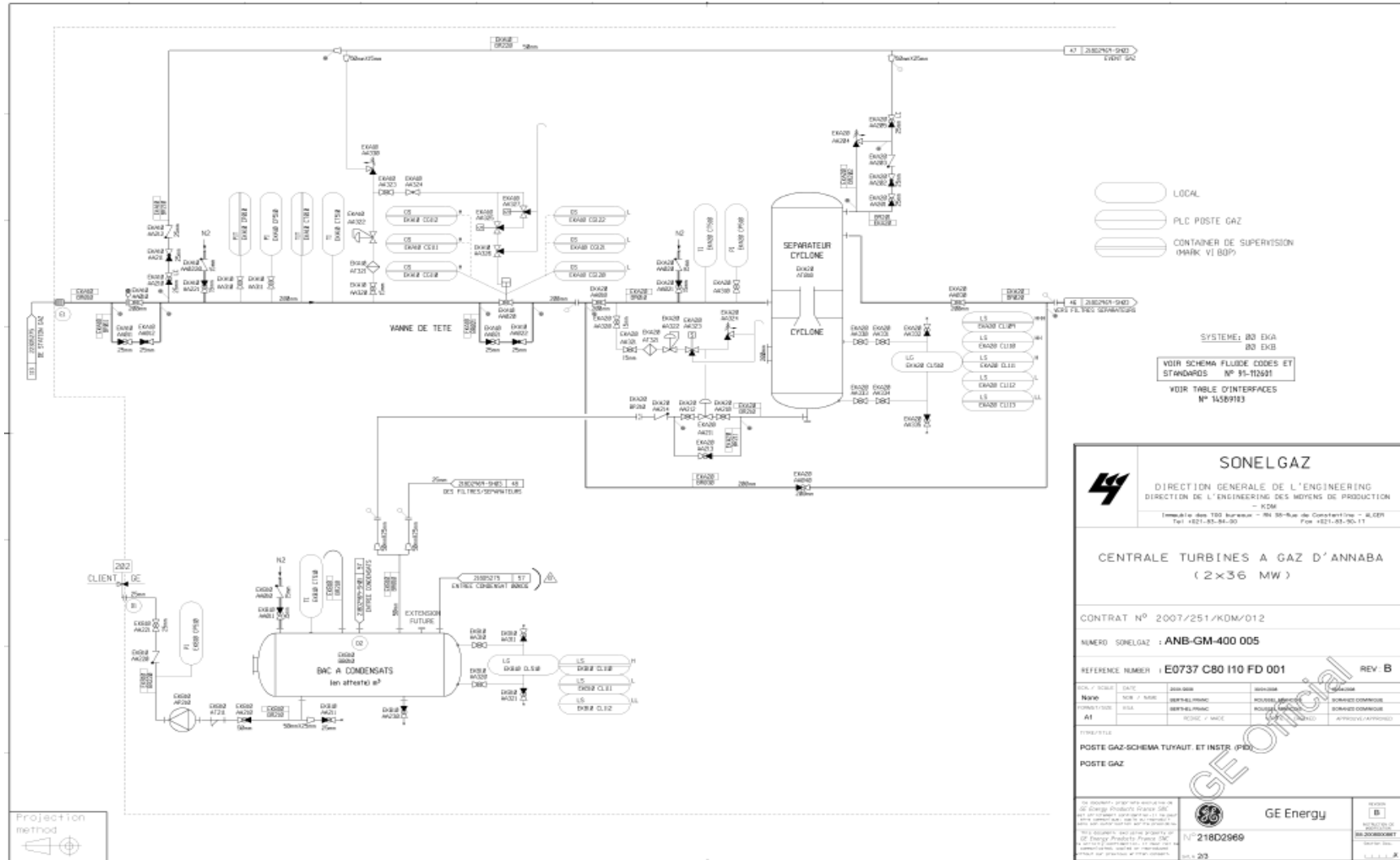


Schéma P&ID station primaire gaz (deuxième tronçon)

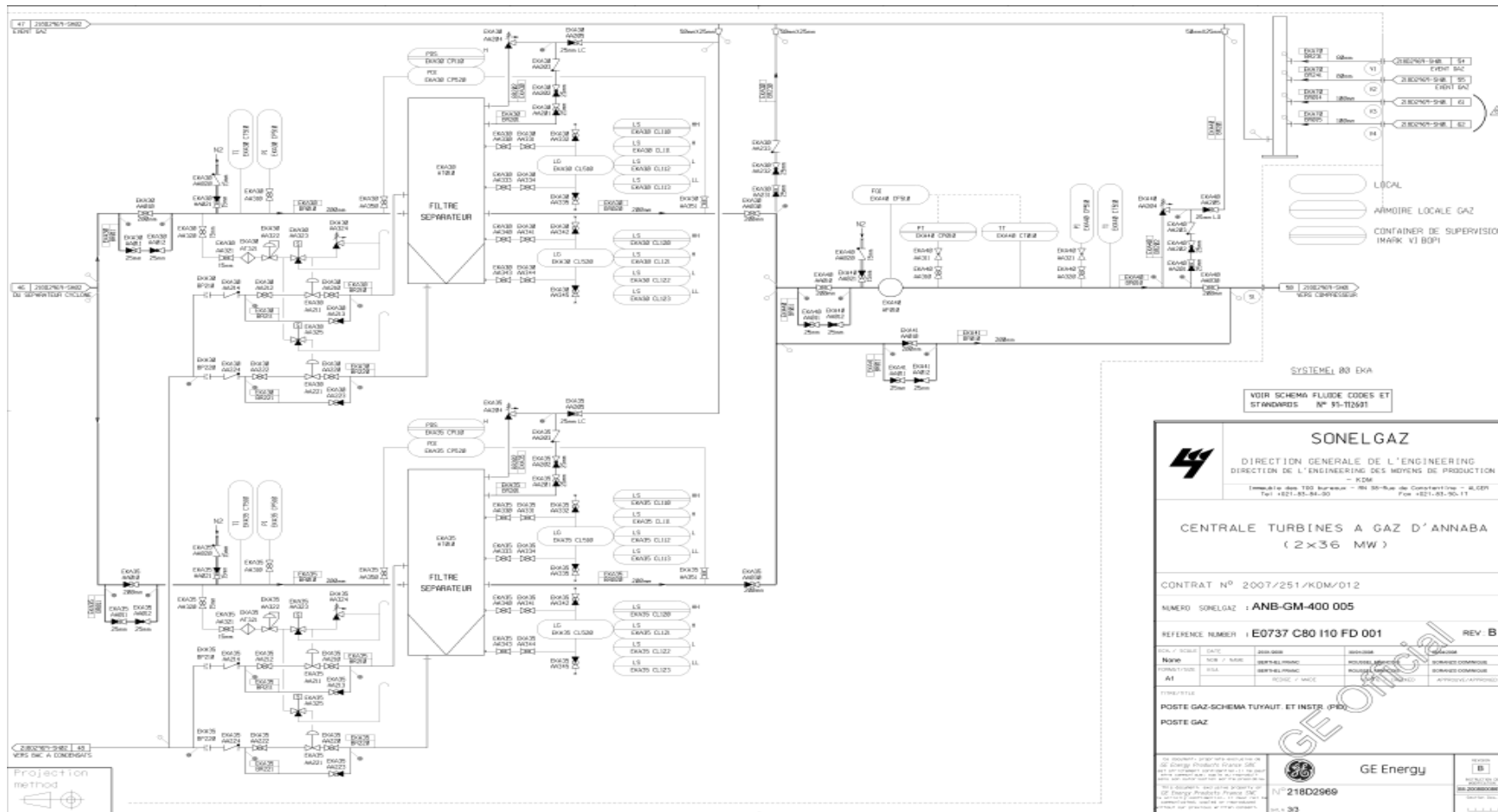


Schéma P&ID station compression et alimentation groupes

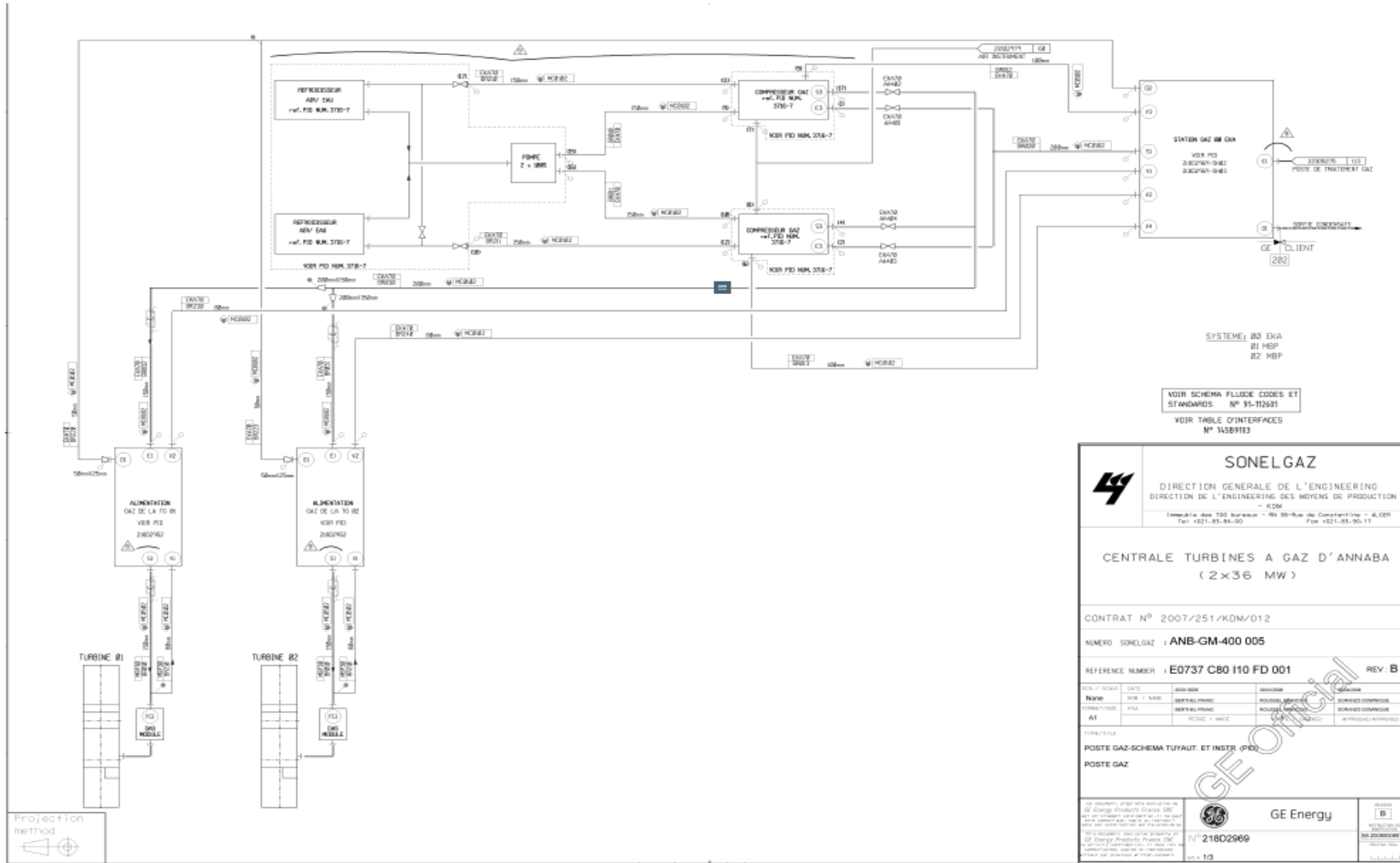
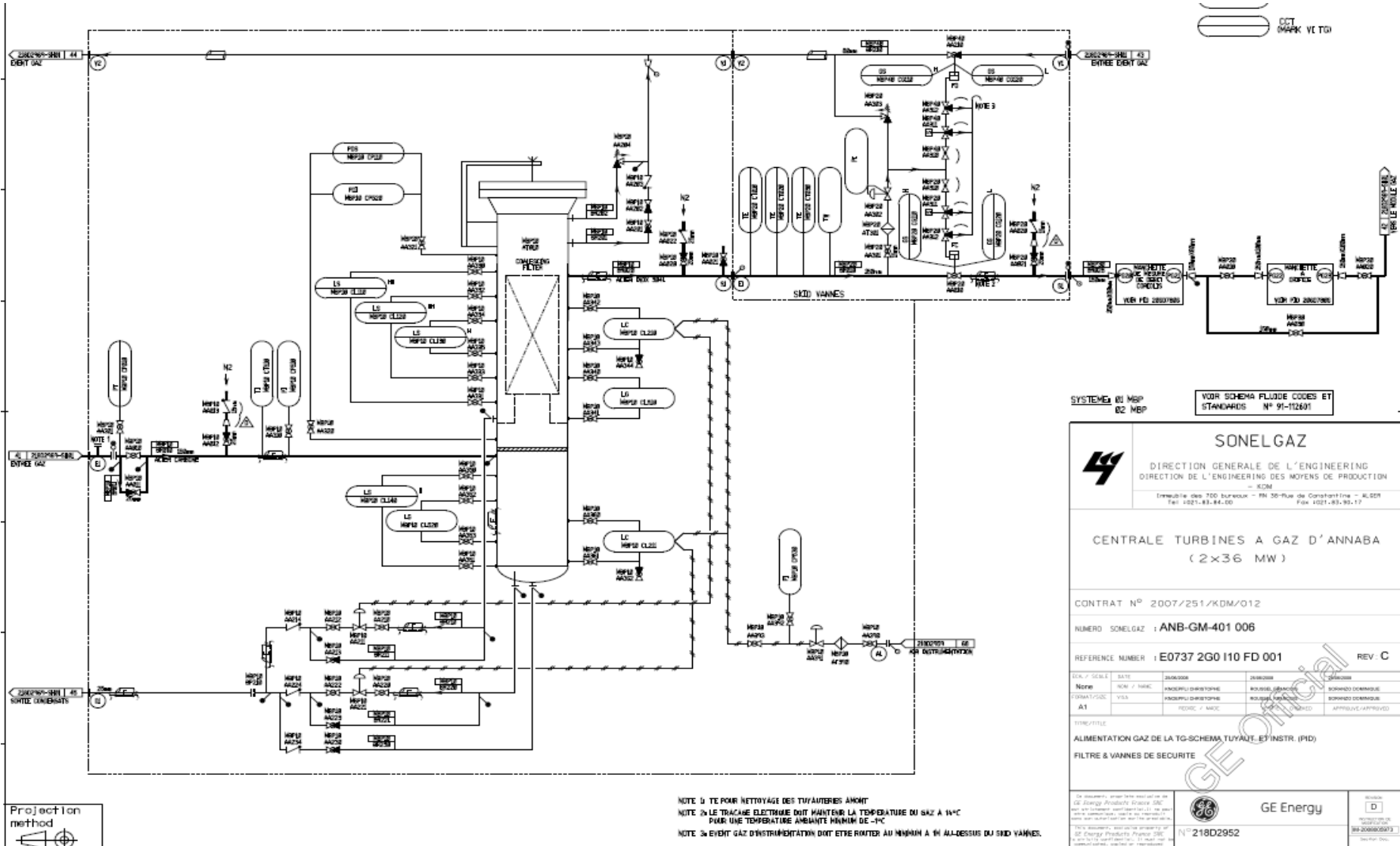


Schéma P&ID SKID final



Annexe B : Tableaux HAZOP

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Circuit gaz : la ligne d'arrivée gaz entre la vanne (EKA10/AA010) et (EKA20/AA010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

Paramètre	Mot clé	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités Existantes	Recommandations
Débit	Plus de	Suralimentation depuis le réseau Par rapport à la consommation de la centrale en régime « base load » en cas d'un débit plus grand que 27431Nm ³ /h	Détérioration des vannes ; Fuites. Vibrations Dégagement d'excès gaz vers l'évent Incendie ou feu de torche (incident du 09/03/2014) Perte de production	Détecteur de pression EKA10/CP510 Détecteur de gaz	La vanne de tête EKA10/AA020 (En cas de mini pression ouverture permanente de la soupape de sureté) La vanne manuelle d'isolement EKA10/AA010 Les vannes manuelles d'évent (EKA10/AA210 ; AA211) Soupape de sureté à l'évent	
		Défaillance de la vanne EKA20/AA010 En amont de la vanne de tête	Dégagement d'excès gaz vers l'évent Vibration ;	Détecteur de pression EKA10/CP510	La vanne de tête EKA20/AA010 La vanne d'arrêt de la station KDG en amont	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Circuit gaz : la ligne d'arrivée gaz entre la vanne (EKA10/AA010) et (EKA20/AA010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

	Moins de	Fuite de gaz	Arrêt de l'installation	Détecteur de gaz Détecteur de pression EKA10/CP510	La vanne de tête (Arrêt d'urgence) La vanne manuelle d'isolement de la station	
		Défaillance au niveau de la soupape d'expansion de sureté EKA10/AA330	Dégagement de gaz vers l'évent Incendie au niveau l'évent (déjà survenu)	Détecteur de gaz Détecteur de pression EKA10/CP510	La vanne manuelle d'isolement de la station La vanne de tête (Arrêt en cas de mini pression)	
		La non étanchéité des vannes de l'évent gaz	Dégagement de gaz vers l'évent Incendie au niveau l'évent (déjà survenu)	Détecteur de gaz Détecteur de pression EKA10/CP510	La vanne de tête (Arrêt d'urgence) La vanne manuelle d'isolement de la station	Proposition d'amélioration de notre PFE

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Circuit gaz : la ligne d'arrivée gaz entre la vanne (EKA10/AA010) et (EKA20/AA010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

Pression	Plus de 24.5 bars G	Surpression	Détérioration des vannes ; Dégagement d'excès gaz vers l'évent Arrêt automatique de la vanne de tête en cas d'une pression supérieur à la pression de service 24,5 barg (Perte de production)	Détecteur de pression Détecteur de température	La vanne de tête EKA10/AA020 Les vannes manuelles d'évent (EKA10/AA210 ; AA211) La vanne automatique d'évent EKA10/AA320 La vanne manuelle d'isolement EKA10/AA010	
----------	------------------------	-------------	---	---	---	--

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Circuit gaz : la ligne d'arrivée gaz entre la vanne (EKA10/AA010) et (EKA20/AA010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

		Augmentation de la température	<p>Arrêt automatique de la vanne de tête en cas d'une pression supérieur à la pression de service 24,5 barg (Perte de production)</p> <p>Dégagement d'excès gaz vers l'évent</p> <p>Explosion</p> <p>Incendie</p>	<p>Indicateur de température;</p> <p>Détecteurs de gaz;</p> <p>Détecteur de feu</p>	<p>Soupapes à l'atmosphère;</p> <p>La vanne de tête EKA10/AA020 (Arrêt d'urgence)</p> <p>Les vannes manuelles d'évent (EKA10/AA210 ; AA211)</p> <p>La vanne automatique D'évent EKA10/AA320</p> <p>La vanne manuelle d'isolement EKA10/AA010</p>	
Moins de 17 bars	Défaillance de la vanne EKA10/AA010 (Vanne déséquipé en position fermé)	Chute de pression	Perte de production	Détecteur de pression	La vanne de tête (mini pression)	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Circuit gaz : la ligne d'arrivée gaz entre la vanne (EKA10/AA010) et (EKA20/AA010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

	Moins de 17 bars	La non étanchéité des vannes d'évent	Dégagement de gaz vers l'évent Incendie au niveau l'évent (déjà survenu)	Décteur de pression	La vanne de tête (Après arrêt des groupes)	
		Fuite de gaz	Fermeture automatique de la vanne de tête Incendie	Décteur de pression	La vanne de tête (Arrêt d'urgence)	
		Problème dans le réseau gaz en amont	Perte de production	Décteur de pression Compteurs	La vanne de tête (Arrêt d'urgence)	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : séparateur cyclone EKA20/AT010
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

Paramètre	Mot clé	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités Existantes	Recommandations
Pression	Plus de 24.5 Bars	Surpression depuis le réseau (étranglement en aval)	Dégagement d'excès gaz vers l'évent Arrêt automatique de la vanne de tête en cas d'une pression supérieur à la pression de service (Perte de production) Formation d'un nuage inflammable et nappe de GN Risque d'une explosion, jet enflammé	Détecteur de pression EKA20/CT510 Détecteur de températureEE KA20/CP510 Détecteur de niveau EKA20/CL510 (Niveau très bas)	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère) Soupape d'expansion thermique (Ouverture à 25.5 bars G)	(*) <i>Eclatement de séparateur cyclone en cas d'une pression supérieur à 70 bars</i>
		Elévation de température	Elévation de pression Risque d'une explosion, jet enflammé Dégagement d'excès gaz vers l'évent	Détecteur de pression EKA20/CT510 Détecteur de températureEE KA20/CP510	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère) Soupape de sureté (Ouverture à 25.5bars)	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : séparateur cyclone EKA20/AT010
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

		Défaillance de la vanne EKA20/AA03 0 (la fermeture de la vanne en aval)	Surpression au niveau de séparateur cyclone Dégagement d'excès gaz vers l'évent Eclatement de pipe au niveau des brides Incendie	Détecteur de pression EKA20/CT510 Détecteur de niveau EKA20/CL510	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère) Soupape de sureté (Ouverture à 25.5 bars G)	
	Moins de 350 mm	Défaillance de la vanne EKA20/AA01 0 (la fermeture de la vanne)	Perte de production	Détecteur de pression EKA20/CT510	La vanne de tête (arrêt d'urgence)	
Température	Plus de	Incendie à l'extérieur	Risque d'une explosion, jet enflammé Elévation de pression Dégagement d'excès gaz vers l'évent	Détecteur de température EKA20/CP510	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère) Alarme de sécurité	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : séparateur cyclone EKA20/AT010
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

Niveau	Plus de 700 Mm	Les vannes d'évacuations de condensat en position fermé	<p>Débordement de séparateur cyclone</p> <p>Perte de confinement</p> <p>Défaillance de lecture de niveau</p> <p>Augmentation de pression</p> <p>Présence du liquide dans le circuit alimentation gaz (destruction de la turbine)</p>	<p>Détecteur de pression EKA20/CT510</p> <p>Détecteur de niveau EKA20/CL510</p>	<p>La vanne de tête (arrêt d'urgence)</p> <p>Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère)</p>	
--------	----------------	---	--	---	--	--

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Filtre séparateur EKA30/AA010 (Rq : Idem pour EKA35/AT010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

Paramètre	Mot clé	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités Existantes	Recommandations
Pression	Plus de 24.5 Bars	Surpression (étranglement en aval)	Détérioration des vannes ; Dégagement d'excès gaz vers l'évent Arrêt automatique de la vanne de tête en cas d'une pression supérieur à la pression de service (Perte de production) Risque d'une explosion, jet enflammé	Détecteur de pression EKA30/CT510 Détecteur de température EEKA 30/CP510 Détecteur de niveau EKA30/CL510/C L520	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère) Soupape de sureté (Ouverture à 25.5 bars G)	(*)Eclatement de séparateur cyclone en cas d'une pression supérieur à 70 bars
		Elévation de température suite à un incendie à l'extérieur	Augmentation de la pression Risque d'une explosion, jet enflammé Dégagement d'excès gaz vers l'évent	Détecteur de pression EKA30/CT510 Détecteur de température EEKA 30/CP510	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère) Soupape de sureté (Ouverture à 25.5 bars G)	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Filtre séparateur EKA30/AA010 (Rq : Idem pour EKA35/AT010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

		Défaillance de la vanne EKA30/AA030 (la fermeture de la vanne)	Surpression au niveau de séparateur cyclone. Dégagement d'excès gaz vers l'évent. Eclatement de pipe au niveau des brides. Incendie	Détecteur de pression EKA30/CT510 Détecteur de niveau EKA30/CL510/C L520	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère) Soupape de sureté (Ouverture à 25.5 bars G)	
	Moins de	Défaillance de la vanne EKA30/AA010 (la fermeture de la vanne)	Perte de production	Détecteur de pression EKA20/CT510	La vanne de tête (arrêt d'urgence)	
Température	Plus de	Incendie à l'extérieur	Risque d'une explosion, jet enflammé Elévation de pression Dégagement d'excès gaz vers l'évent	Détecteur de température EKA30/CP510	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Alarme de sécurité + réseau anti incendie	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Filtre séparateur EKA30/AA010 (Rq : Idem pour EKA35/AT010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

Niveau	Plus de 275 mm	Défaillance de système de régulation de niveau	Débordement de séparateur cyclone Surpression Dégagement d'excès gaz vers l'évent	Détecteur de pression EKA30/CT510 Détecteur de niveau EKA30/CL510/C L520	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère)	
		Les vannes EKA30/AA221 et EKA30/AA230 sont fermé (Vers le bac de condensats)	Débordement de filtre séparateur. Augmentation de la pression Dégagement d'excès gaz vers l'évent Présence du liquide dans le circuit alimentation gaz (destruction de la turbine)	Détecteur de pression EKA30/CT510 Détecteur de niveau EKA30/CL510/C L520	La vanne de tête (arrêt d'urgence) Les vannes de l'évent (Dégagement de gaz vers l'atmosphère)	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Filtre séparateur EKA30/AA010 (Rq : Idem pour EKA35/AT010)
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

	Moins de 200 mm	Défaillance de la vanne EKA30/AA010 (la fermeture de la vanne)	Perte de production Arrêt de l'installation	Détecteur de pression EKA30/CT510 Détecteur de niveau EKA30/CL510/C L520	La vanne de tête (arrêt d'urgence)	
--	-----------------	--	--	---	------------------------------------	--

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Ligne de comptage : EKA30/AA030 vers EKA40/AA030
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

Paramètre	Mot clé	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités Existantes	Recommandations
Débit	Plus de	Suralimentation depuis le réseau en amont par rapport à la consommation de la centrale	Détérioration des vannes ; Augmentation de la pression ; Vibration ; Dégagement d'excès gaz vers l'évent Fermeture de la vanne de tête en cas d'un débit plus grand que 11688Kg/h (Perte de production)	Détecteur de pression EKA40/CP510 Détecteur de gaz Transmetteur totaliseur de débit EKA40/CP010	La vanne de tête EKA10/AA020 Les vannes d'évent (EKA30/AA030) (EKA40/AA205)	
		Défaillance de la vanne EKA30/AA030	Augmentation de la pression ; Vibration ; Dégagement d'excès gaz vers l'évent	Détecteur de gaz Détecteur de pression EKA40/CP510		
		Fuite au niveau des brides	Fermeture automatique de la vanne de tête Incendie	Détecteur de gaz Détecteur de pression EKA40/CP510	La vanne de tête (Arrêt d'urgence)	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Ligne de comptage : EKA30/AA030 vers EKA40/AA030
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

	Moins de	La non étanchéité des vannes de l'évent gaz	Dégagement de gaz vers l'évent Incendie au niveau de l'évent (déjà survenu)	Détecteur de gaz Transmetteur de pression EKA40/CT010 Transmetteur totaliseur de débit EKA40/CP010	La vanne de tête (Arrêt d'urgence)	Proposition d'amélioration de notre PFE
		La vanne EKA30/AA010 défectueuse (Semi fermé)	Chute de pression Arrêt de production	Détecteur de gaz Détecteur de pression EKA40/CP510	La vanne de tête (arrêt d'urgence)	
		Problème dans le réseau gaz en amont (problème d'alimentation)	Perte de production	Détecteur de pression EKA40/CP510 Transmetteur totaliseur de débit EKA40/CP010	La vanne de tête (arrêt d'urgence)	
		Défaillance du système de régulation	Chute de pression Arrêt de production	Détecteur de gaz Détecteur de pression	La vanne de tête (Arrêt d'urgence)	

Partie du circuit gaz : Station gaz
Nœud : Ligne de comptage : EKA30/AA030 vers EKA40/AA030
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : Régime régulier

Pression	Plus de	Augmentation de température	Augmentation de pression; Dégagement d'excès gaz vers l'évent Incendie	Détecteur de température; Détecteur de pression DéTECTEURS de gaz; DéTECTEUR de feu	Soupapes de suretés ; La vanne de tête (Arrêt d'urgence) Les vannes d'évents	
		Défaillance de la vanne d'entrée EKA30/AA030 (reste ouverte)	Perte de production	DéTECTEUR de pression	La vanne de tête (Arrêt d'urgence)	
	Moins de	La non étanchéité des vannes d'évent	Dégagement de gaz vers l'évent Incendie au niveau l'évent (déjà survenu)	DéTECTEUR de pression	La vanne de tête (Arrêt d'urgence)	
		Fuite de gaz	Fermeture automatique de la vanne de tête Incendie	DéTECTEUR de pression	La vanne de tête (Arrêt d'urgence)	
		Problème dans le réseau gaz en amont	Perte de production	DéTECTEUR de pression	La vanne de tête (arrêt d'urgence)	

Partie du circuit gaz : SKID final

Nœud : Ligne d'alimentation de la TG entre MPB20 AA010 et le module gaz

Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)

Phase de fonctionnement : régime régulier

Paramètre	Mot clé	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités Existantes	Recommandations
Débit	Plus de	Suralimentation depuis le circuit en amont	Détérioration des vannes ; Surpression Vibration ; Dégagement d'excès gaz vers l'évent	Détecteur de pression Détecteur de gaz	La vanne de l'évent gaz MPB40 AA0210	
		Défaillance de la vanne (MPB-20AA010)	Surpression ; Vibration ; Dégagement d'excès gaz vers l'évent	Détecteur de pression	La vanne de l'évent gaz MPB40 AA0210	
	Moins de	Fuite	Fermeture automatique de la vanne de tête	Détecteur de gaz Détecteur de pression	La vanne d'arrêt d'urgence. MBP20 AA312	
		La non étanchéité des vannes de l'évent gaz MPB40 AA0210	Dégagement de gaz vers l'évent Incendie au niveau l'évent (déjà survenu)	Détecteur de gaz Détecteur de pression	La vanne d'arrêt d'urgence. MBP20 AA312	Proposition d'amélioration de notre PFE
		Défaillance de la vanne d'entrée (MPB-20AA010) (Semi fermé)	Augmentation de la pression de pression Arrêt de production	Détecteur de gaz Détecteur de pression	La vanne d'arrêt d'urgence. MBP20 AA312	

Partie du circuit gaz : SKID final
Nœud : Ligne d'alimentation de la TG entre MPB20 AA010 et le module gaz
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : régime régulier

Pression	Plus de	Surpression	Détérioration des vannes ; Vibrations ; Dégagement d'excès gaz vers l'évent Arrêt automatique de la vanne de tête en cas d'une pression supérieur à la pression de service (Perte de production)	Détecteur de pression Détecteur de température	La vanne d'arrêt d'urgence. MBP20 AA312 La vanne de l'évent gaz MPB40 AA0210	
		Défaillance de la vanne d'entrée MBP20 AA010 (100% ouverte) et de la vanne de sortie (étranglement de la vanne de sortie)	Détérioration des vannes ; Dégagement d'excès gaz vers l'évent Arrêt automatique de la vanne de tête en cas d'une pression supérieur à la pression de service 24,5 barg (Perte de production)	Détecteur de pression Détecteur de température	La vanne d'arrêt d'urgence. MBP20 AA312 La vanne de l'évent gaz MPB40 AA0210	

Partie du circuit gaz : SKID final

Nœud : Ligne d'alimentation de la TG entre MPB20 AA010 et le module gaz

Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)

Phase de fonctionnement : régime régulier

Pression	Plus de	Augmentation de la température	Evaporation du GN; Augmentation de pression; Incendie Dégagement de gaz vers l'évent Risque d'une explosion au niveau de la station	Indicateur de température; DéTECTEURS de gaz; DéTECTEUR de feu	Soupapes à de sureté. La vanne d'arrêt d'urgence (vanne d'isolement). MBP20 AA312 La vanne de l'évent gaz MPB40 AA0210	
		Défaillance de la vanne d'entrée EKA10/AA010	Perte de production	DéTECTEUR de pression	La vanne d'arrêt d'urgence. MBP20 AA312	
		La non étanchéité des vannes d'évent	Dégagement de gaz vers l'évent Incendie au niveau l'évent (déjà survenu)	DéTECTEUR de pression	La vanne d'arrêt d'urgence. MBP20 AA312	
	Moins de	Fuite de gaz	Fermeture automatique de la vanne de tête Incendie	DéTECTEUR de pression	La vanne d'arrêt d'urgence. MBP20 AA312	

Partie du circuit gaz : SKID final

Nœud : Ligne d'alimentation de la TG entre MPB20 AA010 et le module gaz

Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)

Phase de fonctionnement : régime régulier

Paramètre	Mot clé	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités Existantes	Recommandations
Niveau	Plus de	Les vannes d'évacuation du condensat MBP10 221/220/222 en position fermé	<p>Débordement de séparateur cyclone</p> <p>Perte de confinement</p> <p>Augmentation de pression</p> <p>Dégagement d'excès gaz vers l'évent</p> <p>Présence du liquide dans le circuit alimentation gaz (destruction de la turbine)</p>	<p>Détecteurs de niveau LS MBP10 CL130</p> <p>LS MBP10 CL140</p>	<p>les vannes de by-pass MBP10 223/230</p> <p>Régulateur automatique de niveau MBP10 CL220</p>	
		Régulateur automatique de niveau MBP10 CL211 défectueux	<p>Débordement de séparateur cyclone</p> <p>Augmentation de pression</p> <p>Dégagement d'excès gaz vers l'évent</p>	<p>Contact de niveau LS MBP10 CL130</p> <p>LS MBP10 CL140</p>	<p>Les vannes d'évacuation du condensat MBP10 221/220/222</p>	

Partie du circuit gaz : SKID final

Nœud : Ligne d'alimentation de la TG entre MPB20 AA010 et le module gaz

Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)

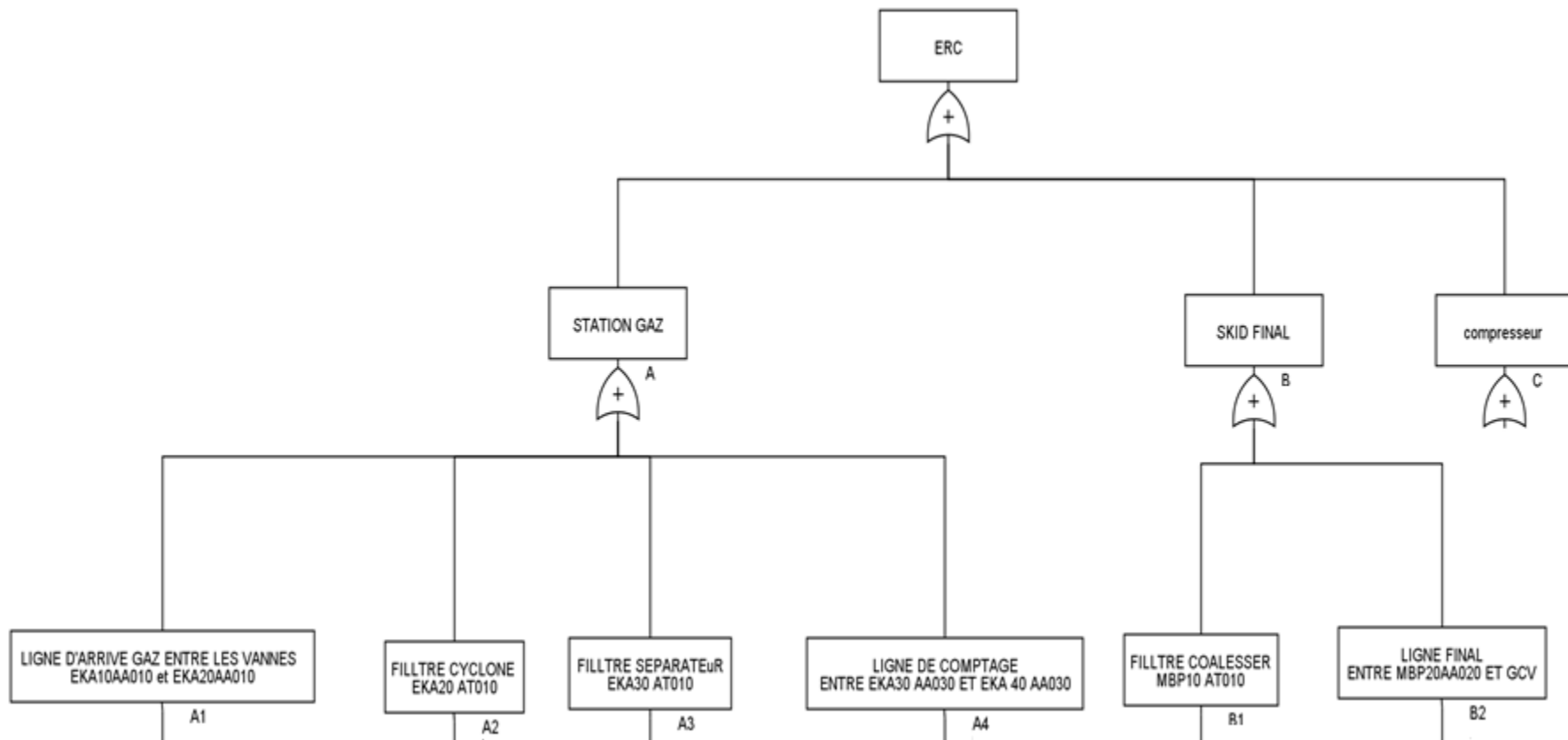
Phase de fonctionnement : régime régulier

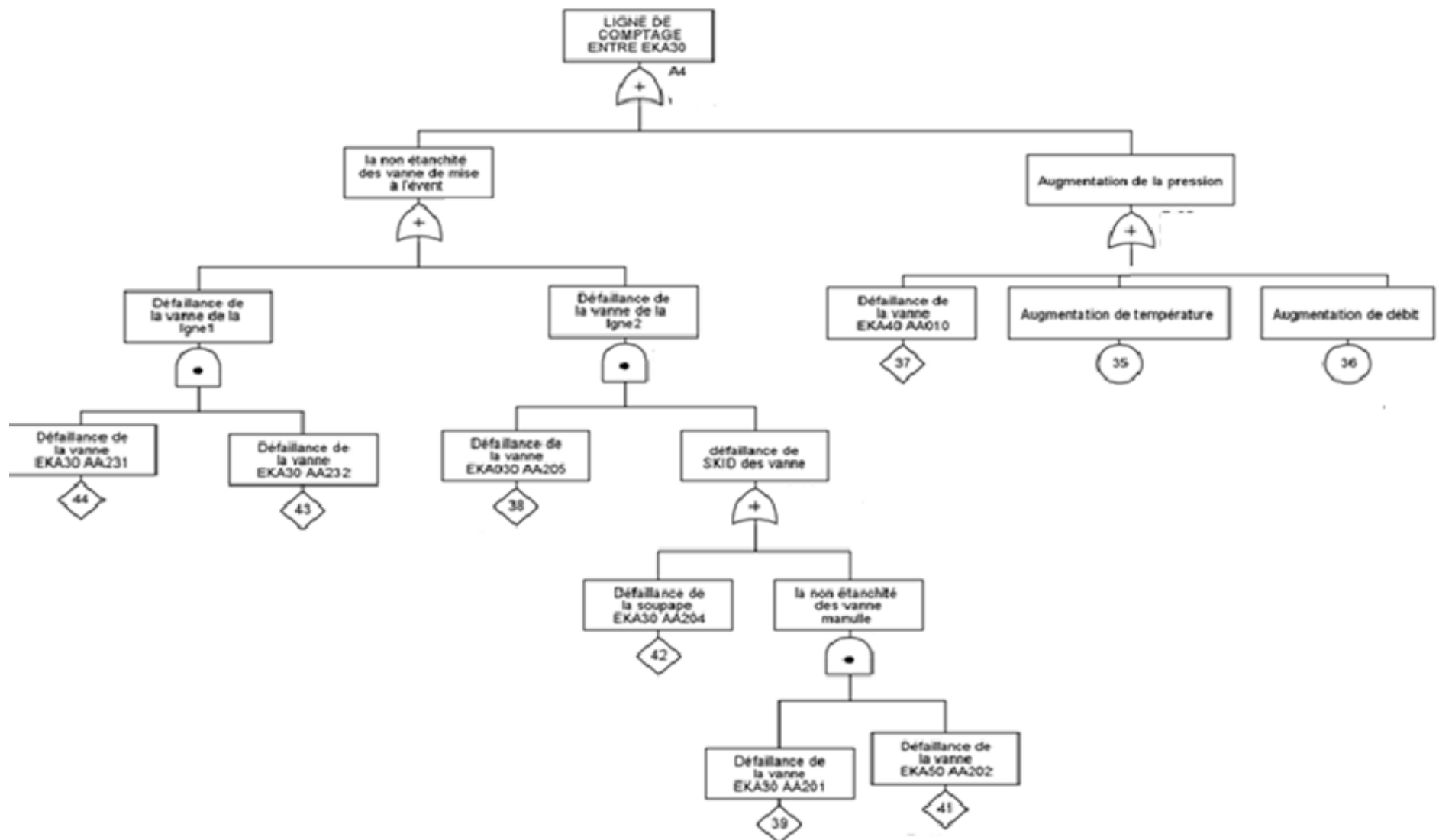
	Plus de	les vannes d'évacuation du condensat MBP10 211/210/212 en position fermé	Débordement de séparateur cyclone Dégagement d'excès gaz vers l'évent ; Surpression ; Présence du liquide dans le circuit alimentation gaz (destruction de la turbine)	Détecteurs de niveau LS MBP10 CL110 LS MBP10 CL120 LS MBP10 CL130	les vannes de bypass MBP10 213/230 Régulateur automatique de niveau MBP10 CL220	
		Régulateur automatique de niveau MBP10 CL210 ne fonctionne pas	Débordement de séparateur cyclone Dégagement d'excès gaz vers l'évent Augmentation de pression	Contact de niveau LS MBP10 CL110 LS MBP10 CL120 LS MBP10 CL130	Les vannes d'évacuation du condensat MBP10 211/210/212	
Pression	Plus de	Augmentation de la température externe suite à un incendie	Dégagement d'excès gaz vers l'évent Perte de confinement Risque d'une explosion, jet enflammé	Indicateur de pression PI MBP10 CP510 indicateur de température MBP10 CT510	La soupape de sureté MBP10/AA204 Les vannes d'évents MBP10-AA (201/202)	

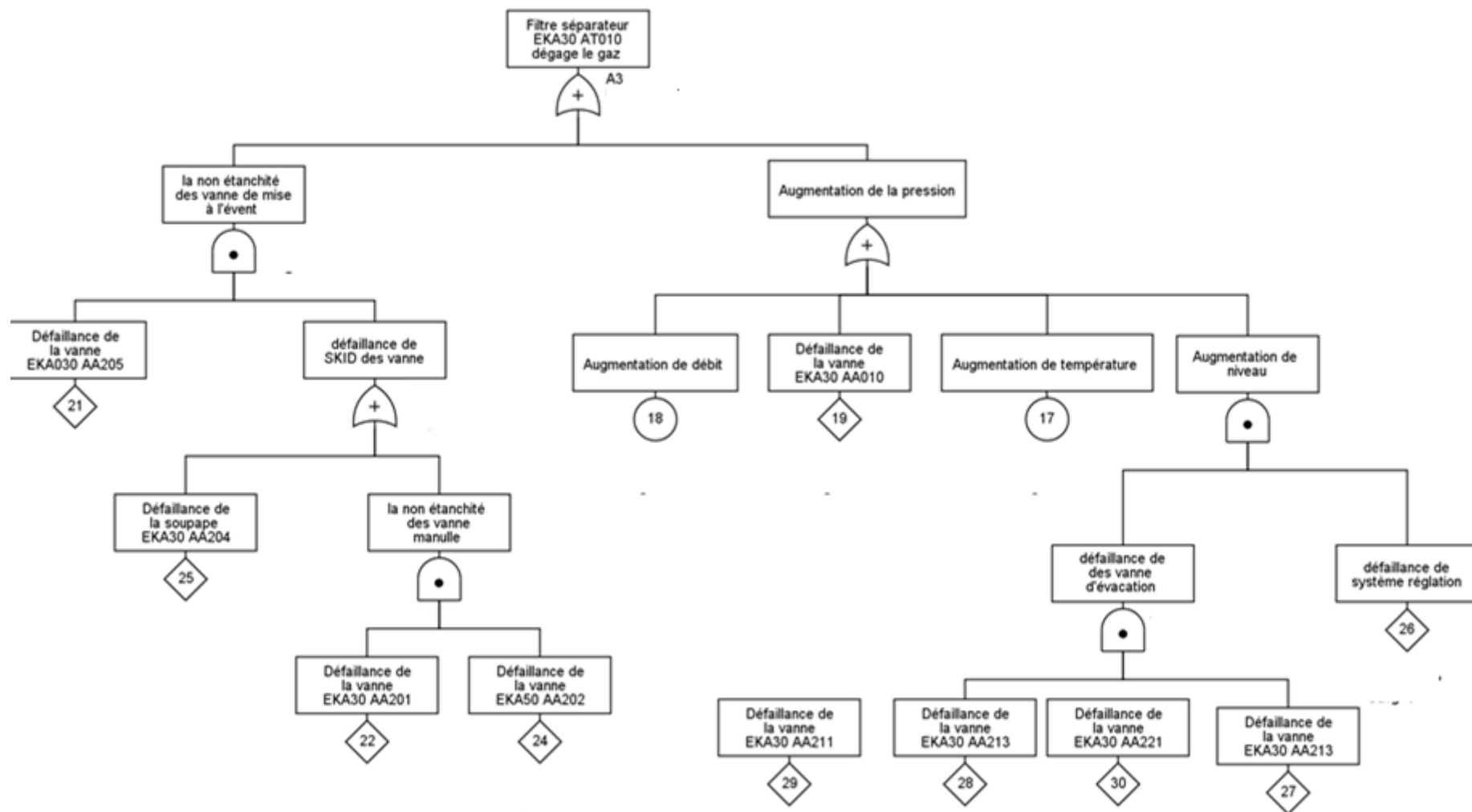
Partie du circuit gaz : SKID final
Nœud : Ligne d'alimentation de la TG entre MPB20 AA010 et le module gaz
Schéma P&ID N°218D2952. (Annexe)
Phase de fonctionnement : régime régulier

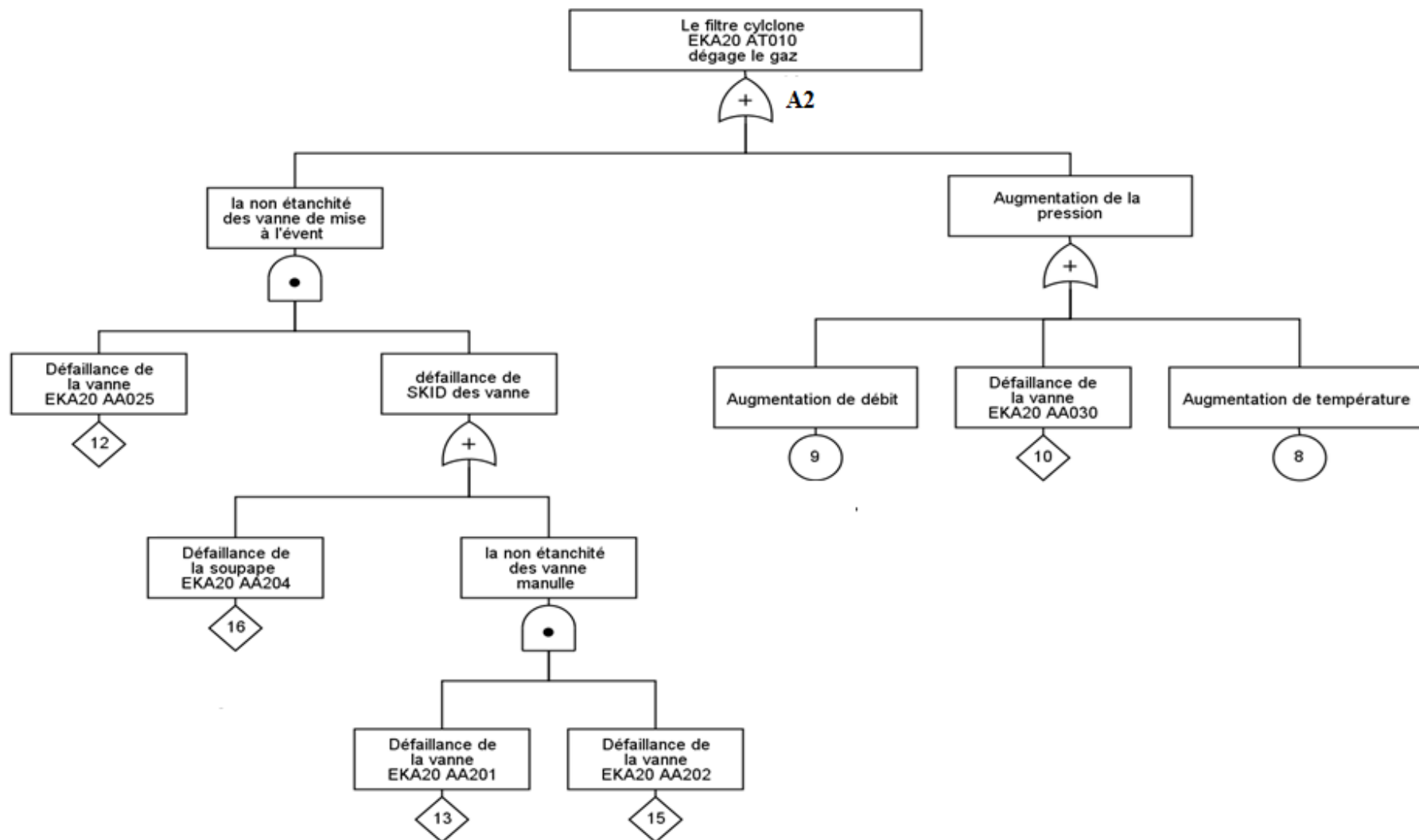
	Plus de	La vanne d'alimentation de la TG MBP20 AA010 en position fermée	Arrêt de production Dégagement d'excès gaz vers l'évent	la vanne d'évent MBP40 AA020	La vanne de coupure d'urgence MBP20/AA311	
		Niveau du condensat très haut	Rupture des cartouches; fuite; Dégagement d'excès gaz vers l'évent Perte de confinement	Détecteurs de niveau LS MBP10 CL110 LS MBP10 CL120 LS MBP10 CL130	Les vannes d'évacuations de condensats Les vannes d'événements	
		Débit nul suite à une fermeture de la vanne MBP10 AA010	Dilatation thermique du gaz	Perte de confinement; Risque d'une explosion, jet enflammé	La soupape de sécurité MBP10 AA204	

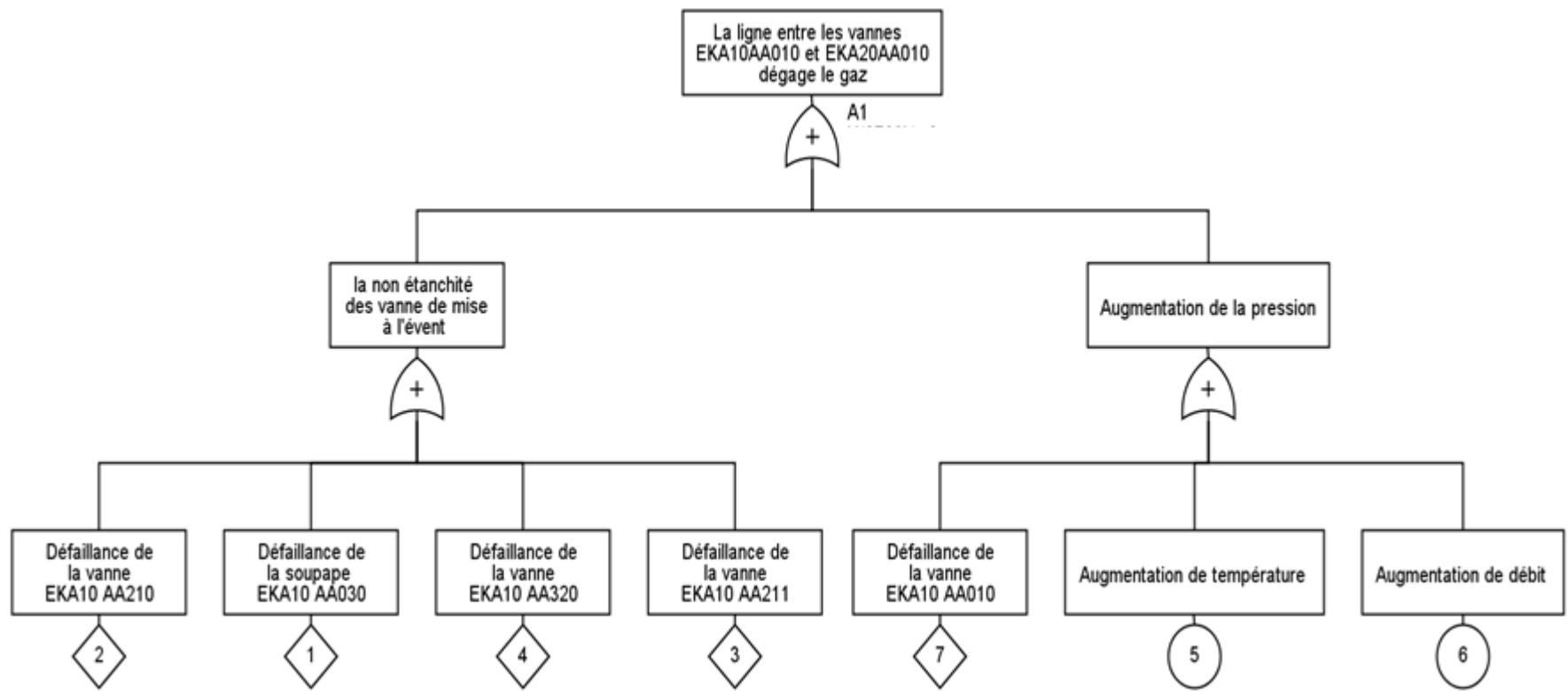
Annexe C : Arbres de défaillance

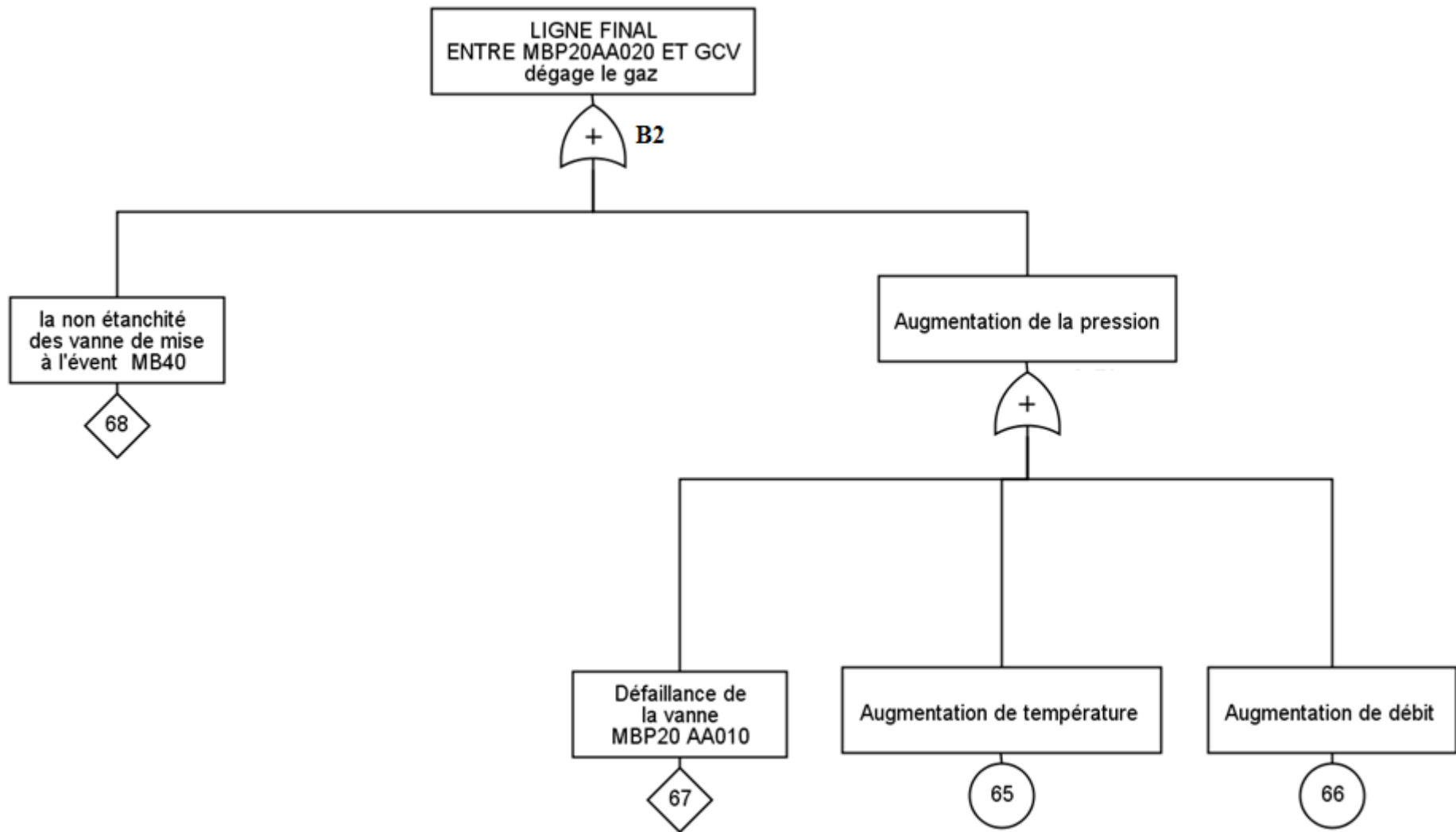


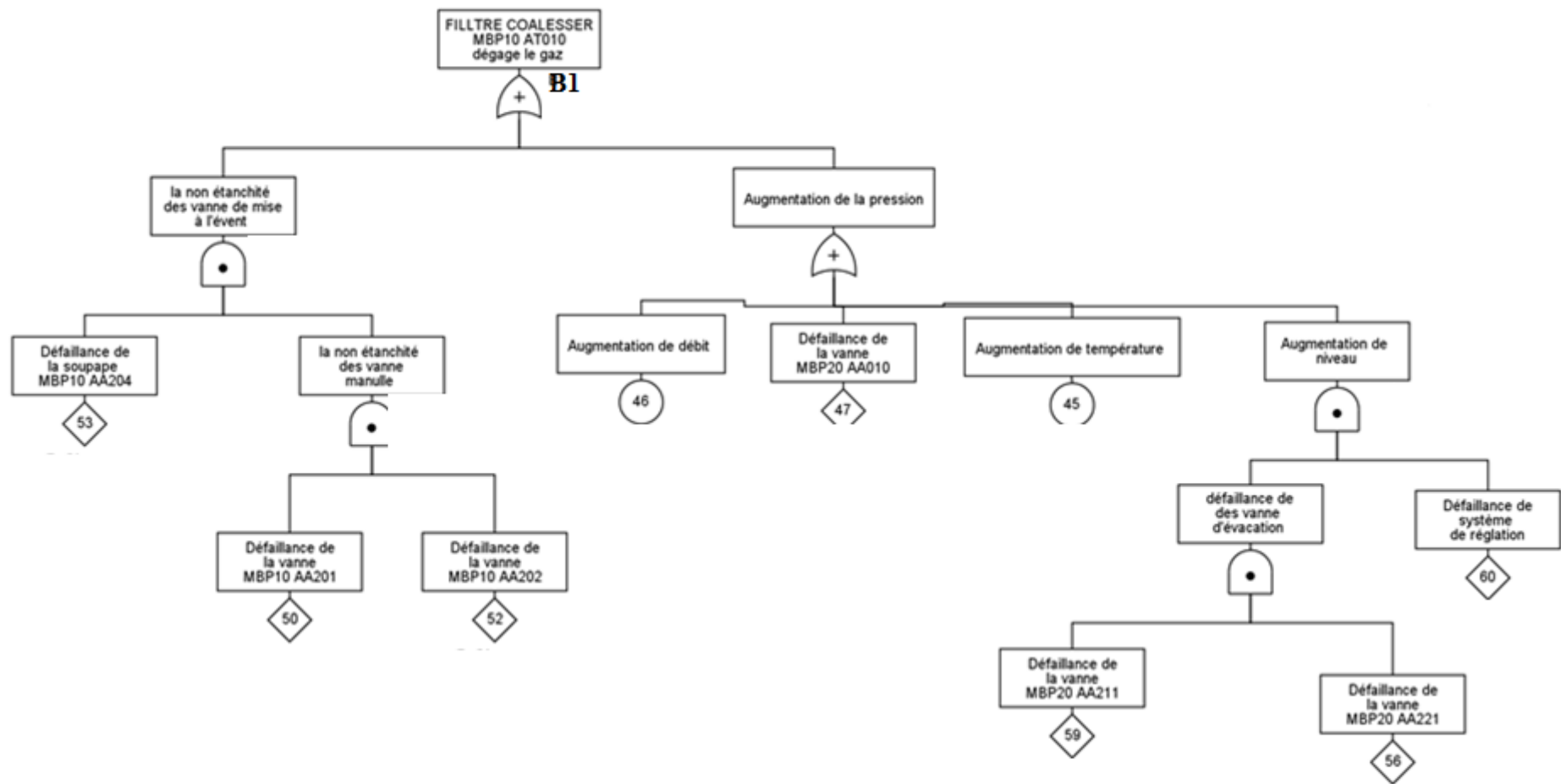


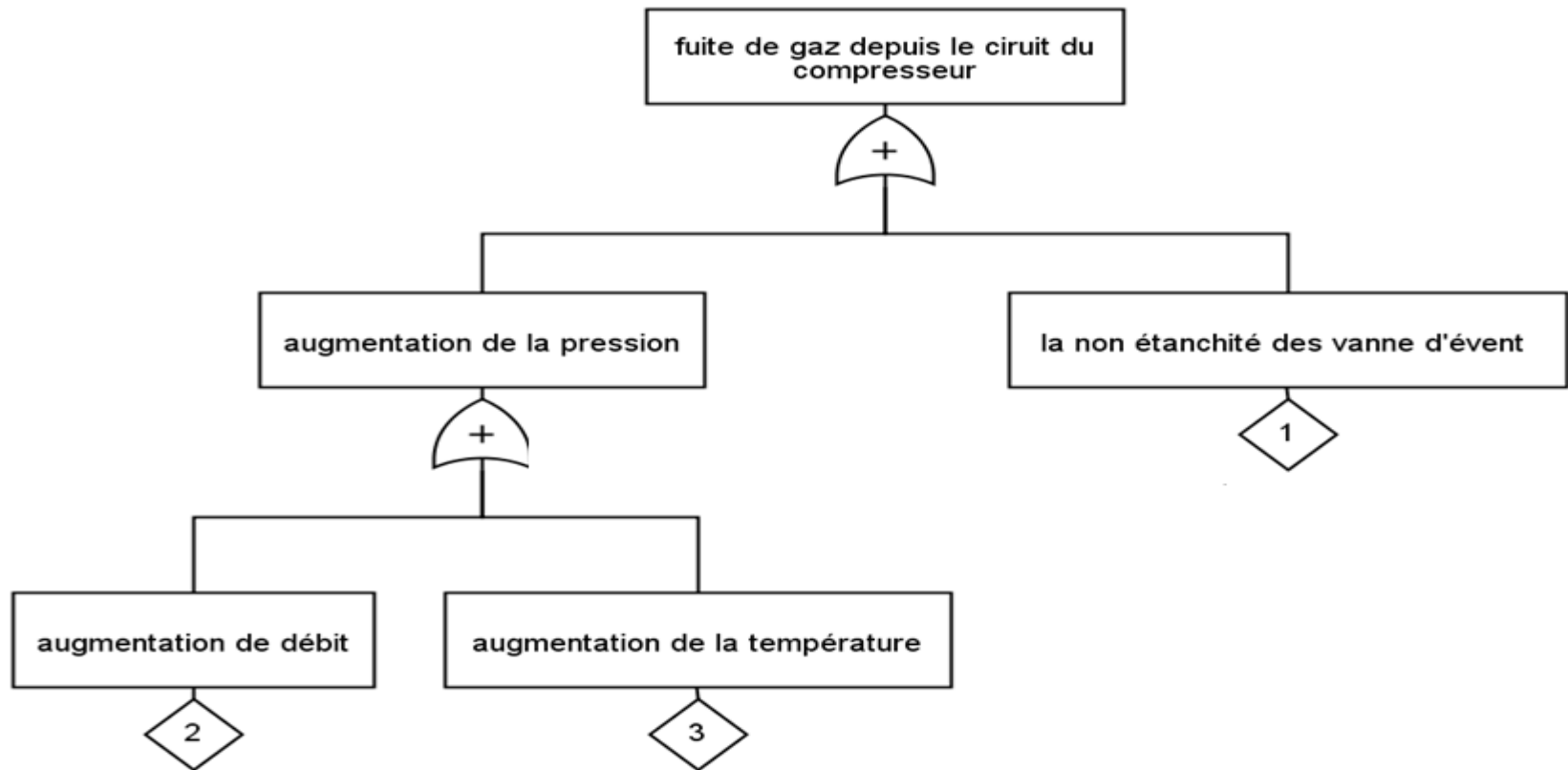












Événement	Calculs de probabilités	Résultats
A1	$P(A1) = P001+P002+P003+P004 +P007$ $P(A1) = 10^{-5}+4*9.6*10^{-4}$ $P(A1) = 3.85*10^{-3}$	$3.85*10^{-3}$
A2	$P(A2) = ((P13*P15)+P16) *P12) +P10.$ $P(A2) = ((9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}) +10^{-5}) *9.6*10^{-4}) + 9.6*10^{-4}$ $P(A2) = 9.6*10^{-4}$	$9.6*10^{-4}$
A3	$P(A3) = ((P27*P28*P29*P30)*P26 +P19) + (((P24*P22) +P25)*P21).$ $P(A3) = ((9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4})*10^{-2}+9.6*10^{-4})+(((9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4})+10^{-5})*9.6*10^{-4})$ $P(A3) = 9.312*10^{-7}$	$9.312*10^{-7}$
A4	$P(A4) = ((P39*P41) +P42)*P38+ (P43*P44) +P37$ $P(A4) = ((9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}) +10^{-5})* 9.6*10^{-4}+ (9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}) +9.6*10^{-4}$ $P(A4) = 9.609*10^{-4}$	$9.609*10^{-4}$
B1	$P(B1) = P59*P56*P60+P47+P52*P50*P53$ $P(B1) = 9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}*10^{-2}+9.6*10^{-4}+9.6*10^{-4}*9.6*10^{-4}*10^{-5}$ $P(B1) = 9.225*10^{-9}$	$9.225*10^{-9}$
B2	$P(B2) = P67+P68$ $P(B2) = 1.92*10^{-3}$	$1.92*10^{-3}$
A	$P(A) = P(A1) +P(A2) +P(A3) +P(A4)$ $P(A) = 3.85*10^{-3}+9.6*10^{-4}+9.312*10^{-7}$ $P(A) = 4.810*10^{-3}$	$4.810*10^{-3}$
B	$P(B) = P(B1) +P(B2)$ $P(B) = 9.225*10^{-9}+2*9.6*10^{-7}$ $P(B) = 1.92*10^{-3}$	$1.92*10^{-3}$
C	$P(C) = 9.6*10^{-4}$	$9.6*10^{-4}$

Annexe D : Circuit proposé

