



Volet 2 – Description des installations

VOLET 2

DESCRIPTION DES INSTALLATIONS

N° rev.	Date	Nature de la révision
11	19/06/2017	Version intégrant les commentaires TOTAL
12	20/06/2017	Version préliminaire pour DREAL
13	29/09/2017	Version intégrant les contributions TOTAL / ODZ
13G	23/10/2017	Version 0 pour dépôt en préfecture
14	08/02/2018	Version 1 pour dépôt en préfecture suite compléments
15	27/04/2018	Version 2 pour dépôt en préfecture suite compléments



SOMMAIRE

1. PRÉSENTATION DE LA SOCIÉTÉ ET DU SITE	11
1.1. LE GROUPE TOTAL.....	11
1.2. LA BRANCHE RAFFINAGE - CHIMIE	11
1.3. LE SITE DE DONGES	12
1.4. CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES.....	14
1.4.1. Capacités techniques	14
1.4.2. Capacités financières	15
1.5. CLASSEMENT ICPE	16
1.5.1. Identification des activités classées	16
1.5.2. Directive IED.....	19
1.5.3. Rayon d'affichage.....	20
1.6. CLASSEMENT IOTA	21
1.7. GARANTIES FINANCIERES.....	24
1.8. ORGANISATION DE L'ACTIVITE DE LA RAFFINERIE	24
1.8.1. Organisation	24
1.8.2. Effectifs.....	25
1.8.3. Organisation du travail et de l'encadrement.....	25
1.9. ORGANISATION DE LA SECURITE	26
1.9.1. Politique de prévention des accidents majeurs (PPAM)	26
1.9.2. Présentation du système de management de la sécurité	26
1.9.3. Présentation du Service sécurité Industrielle	29
1.10. FORMATION – HABILITATION	30
1.10.1. Accueil et intégration d'un salarié.....	30
1.10.2. Accueil sécurité d'un intervenant.....	30
1.10.3. accueil sécurité des chauffeurs	31
1.11. DESCRIPTION DE LA RAFFINERIE.....	31
1.11.1. Principe du raffinage pétrolier	31
1.11.2. Unités de fabrication.....	32
1.11.3. Installations de Stockage et de Transfert.....	41
1.11.4. Utilités	43
1.11.5. Le traitement des eaux	48
2. DESCRIPTION DU PROJET	54
2.1. CONTEXTE ET GENERALITES.....	54
2.1.1. Projet HORIZON.....	54
2.1.2. Projets satellites au projet HORIZON.....	55
2.2. CAPACITE DE PRODUCTION ET BILAN MATIERE	57
2.3. SITUATION GEOGRAPHIQUE.....	59
2.4. DESCRIPTION DETAILLEE DU PROCEDE	61
2.4.1. Description de l'unité d'HDT VGO a l'attention du public.....	61
2.4.2. Description DETAILLEE de l'HDT VGO (<i>INFORMATIONS SENSIBLES – NON COMMUNICABLES AU PUBLIC</i>)	65
2.4.3. Conditions opératoires de l'HDT VGO (<i>INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC</i>)	65
2.4.4. Phases transitoires.....	65
2.5. DESCRIPTION DES PROJETS SATELLITES DU PROJET HORIZON.....	67
2.5.1. Description succincte du SMR	67
2.5.2. Description succincte du projet GRTgaz.....	69
2.6. DESCRIPTION DES CONNEXIONS ET DES MODIFICATIONS AUX RESEAUX EXISTANTS DE LA RAFFINERIE	72
2.6.1. Le réseau vapeur	72



Volet 2 – Description des installations

2.6.2.	Configuration future du réseau Amine	73
2.6.3.	Les eaux industrielles	74
2.6.4.	Air	76
2.6.5.	Eau de Réfrigération	77
2.7.	DESCRIPTION DES MODIFICATIONS DES UNITES / SECTEURS EXISTANTS	78
2.7.1.	Installation de stockage et installations offsites	78
2.7.2.	Réseau de torches et connexion aux systèmes existants	83
2.7.3.	Combustibles	84
2.7.4.	Logistique d'alimentation en Gaz naturel	85
2.7.5.	Reprise d'essence désulfurée au RR	86
2.7.6.	Hydrogène	88
2.7.7.	Modifications sur le FCC	89
2.7.8.	Traitement des effluents soufrés	90
2.7.9.	Traitement des eaux process	91
2.7.10.	Installations logistiques, chargement et déchargement	94
2.7.11.	Electricité	94
2.8.	DESCRIPTIONS DES PROJETS PORTES PAR TOTAL MENES EN PARALLELE DU PROJET HORIZON	95
2.8.1.	Demantèlement de l'unité d'ISOMerisation	95
2.8.2.	Mise en conformité de la TAG-chaudière 8	95
2.8.3.	Dérogation URV pour les appontements de la raffinerie	96
2.9.	CARACTERE SUBSTANTIEL DES MODIFICATIONS	97
2.10.	MOYENS DE PREVENTION ET DE MISE EN SECURITE DE L'UNITE	98
2.10.1.	Mesures générales de prévention	98
2.10.2.	Implantation du projet	100
2.11.	PLANNING ET EXPLOITATION DU SITE SUR L'ANNEE 2021	102
2.11.1.	Planning des projets	102
2.11.2.	Mesures compensatoires pendant l'exploitation du site TOTAL en 2021	103
2.12.	MOYENS D'INTERVENTION	106
2.12.1.	Organisation	106
2.12.2.	Missions du service sécurité	107
2.12.3.	Moyens internes	107

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Localisation de la Raffinerie de Donges (source : Infoterre)	12
Figure 2 : périmètre de la Raffinerie de Donges	13
Figure 3 : Périmètre d’affichage du projet.....	20
Figure 4 : Superficie du bassin versant qui contribue au classement en 2.1.5.0.....	23
Figure 5 : Organigramme de la Plateforme de Donges	24
Figure 6 : Implantation schématique des différentes unités de la raffinerie.....	32
Figure 7 : Schéma de principe de l’unité de distillation du pétrole	33
Figure 8 : Schéma de principe de l’unité Viscoréducteur.....	34
Figure 9 : Schéma de principe de fonctionnement du FCC	35
Figure 10 : Schéma de principe de fonctionnement du splitter propane / propylène.....	36
Figure 11 : Schéma de principe de fonctionnement du réformeur régénératif	37
Figure 12 : Schéma de principe du fonctionnement de l’Alkylation	38
Figure 13 : Schéma de principe de fonctionnement d’une hydrodésulfuration	39
Figure 14 : Schéma de principe de fonctionnement des usines à soufre.....	40
Figure 15 : Secteurs d’implantation des stockages atmosphériques	41
Figure 16 : tour de réfrigération.....	45
Figure 17 : Schéma de principe du réseau d’eau de réfrigération et d’eau de service	45
Figure 18 : Représentation schématique du réseau Torches Est actuel.....	46
Figure 19 : Représentation schématique du réseau Torche Sud actuel.....	47
Figure 20 : Représentation schématique du réseau de traitement des Eaux Huileuses	48
Figure 21 : Représentation schématique du réseau de traitement des Eaux Pluviales Polluables	49
Figure 22 : Cheminement des eaux à travers le TER.....	50
Figure 23 : Représentation schématique de la décantation gravitaire (TER).....	51
Figure 24 : Représentation schématique du traitement physico-chimique (TER).....	51
Figure 25 : Représentation schématique du traitement biologique (TER).....	52
Figure 26 : Représentation schématique de la station de traitement des EPP.....	53
Figure 27 : Intégration de l’HDT VGO au niveau de la raffinerie de Donges	56
Figure 28 : Bilan matière de l’HDT VGO.....	57
Figure 29 : Cas de base : la raffinerie de Donges et ses marchés essence et gazole en 2021 sans le projet HORIZON	57
Figure 30 : La raffinerie de Donges et ses marchés essence et gazole en 2020 avec le projet HORIZON	58
Figure 31 : Implantation de l’unité HDT VGO et des unités satellites dans la raffinerie – source : GEOPORTAIL.....	59
Figure 32 : Implantation de l’unité HDT VGO, du SMR et du routing des liaisons.....	60
Figure 33 : Représentation schématique de l’HDT VGO	61
Figure 34 : Représentation schématique de l’alimentation de la future unité HDT VGO	62
Figure 35 : Schéma de principe SMR (se référer à la liste ci-après pour la signification des numéros).....	67
Figure 36 : Schéma de principe des échanges de flux entre le SMR et la raffinerie	69
Figure 37 : Implantation d’une nouvelle canalisation ; extrait de la demande d’Autorisation Préfectorale de transport de gaz AP-MNE-0145 déposée par GRTgaz.....	70
Figure 38 : implantation d’une nouvelle canalisation ; extrait de la demande d’Autorisation Préfectorale de transport de gaz AP-MNE-0145 déposée par GRTgaz.....	70
Figure 39 : Schéma précisant la circulation de l’eau au niveau des futures unités	74
Figure 40 : Schémas illustrant les deux voies d’alimentation de l’HDT VGO	78
Figure 41 : Schéma présentant la logistique du VGO actuelle.....	80



Volet 2 – Description des installations

Figure 42 : Schéma présentant la logistique VGO après intégration de l'HDT de VGO (les modifications sont rouge sur le schéma précédent)	81
Figure 43 : Schéma représentant la logistique de stockage des slops avec les lignes existantes (en bleu) et nouvelles (en rouge).....	82
Figure 44 : Graphique présentant l'évolution de la consommation du combustible en fonction des unités existantes et les nouvelles unités (t/h de gaz naturel)	85
Figure 45 : Représentation schématique de l'alimentation du RR en essence sweet (modifications en couleur)	87
Figure 46 Schéma présentant les différentes interconnexions autour du réseau H2 existant (en rouge les nouvelles lignes et en bleu les lignes existantes).....	88
Figure 47 Schéma présentant les modifications apportées sur le FCC	89
Figure 48 : Schéma de principe présentant la configuration actuelle pour le traitement des eaux procédés	91
Figure 49 : Schéma présentant l'organisation des eaux procédés en intégrant le nouveau stripper (en rouge)	92
Figure 50 : Schéma montrant le principe du SCR et les réactions.....	93
Figure 51 : Planning des projets.....	102
Figure 52 : Détecteurs hydrocarbures ponctuels supplémentaires mis en place par la Plateforme TOTAL dans le cadre du projet HORIZON (maintenus après la fin du chantier de contournement SNCF)	104
Figure 53 : Faisceau de détection mis en place par la Plateforme TOTAL dans le cadre du projet HORIZON après démarrage de l'unité HDT VGO (maintenu le temps du chantier de contournement SNCF)	105

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Données financières du groupe TOTAL	15
Tableau 2 : Régime ICPE de la plateforme TOTAL de Donges.....	18
Tableau 3 : Éléments du système de management de la santé et de la sécurité.....	28
Tableau 4 : Consommation de combustibles dans la situation actuelle et future	84
Tableau 5 : Tableau présentant les capacités pour les trois unités de traitement du gaz acide	90

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Classement ICPE complet
Annexe 2 : Garanties financières
Annexe 3 : Charte HSEQ Groupe TOTAL
Annexe 4 : Engagement de la direction Raffinerie de DONGES
Annexe 5 : Liste des lignes entre unités ajoutées dans le cadre du projet
Annexe 6 : Description et Schémas de procédé HDT VGO
Annexe 7 : Schéma des modifications sur les unités existantes
Annexe 8 : Schéma du nouveau stripper d'eaux acides
Annexe 9 : Analyse du caractère substantiel des modifications



Volet 2 – Description des installations

La présente étude a été réalisée avec la collaboration de la société ODZ Consultants, située 63 rue André Bollier, 69 007 LYON, RCS 450 190 087. Cette société est spécialisée dans les dossiers ICPE des installations industrielles depuis novembre 1989. Frédéric ROSSET, ingénieur HSE, a été en charge de la rédaction de ce volet.

Pour plus d'information sur la société : www.odz-consultants.com



Volet 2 – Description des installations

ADR : Accord for Dangerous goods by Road, accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par la route.

ALKY : unité d'alkylation permettant de produire une base essence de haute qualité par combinaison d'une molécule d'isobutane à une molécule d'hydrocarbure oléfinique.

Bassins API : bassins de décantation pour l'élimination des hydrocarbures.

BL : Batterie Limite, contour géographique, physique ou théorique, d'un ouvrage défini de façon à identifier avec précision les limites de services, de fournitures et de responsabilités des parties à un contrat d'ingénierie.

DCO : Demande Chimique en Oxygène, quantité d'oxygène nécessaire pour oxyder toute la matière organique contenue dans une eau. C'est un critère de pollution.

DEA : Diéthanolamine, composé chimique utilisé pour l'élimination du sulfure d'hydrogène dans l'HDT VGO.

DEE : Distillation Extra Economique, unité de distillation atmosphérique et sous-vide.

Dégoulotage : modification de l'installation permettant d'en augmenter la capacité de production.

Directive IED : Industrial Emission Directive, directive relative aux émissions industrielles qui définit au niveau européen une approche intégrée de la prévention et de la réduction des pollutions émises par les installations industrielles entrant dans son champ d'application ; un de ses principes directeurs est le recours aux meilleures techniques disponibles (MTD).

DMDS : Disulfure de diméthyle, produit chimique utilisé pour activer le catalyseur neuf de l'HDT VGO.

Ecrémage : action de recueillir des hydrocarbures liquides qui surnagent sur de l'eau.

EH : Eaux Huileuses, eaux de procédés provenant des condensats de vapeur de strippage, des eaux de dessalage, du traitement des soudes usées, des eaux de ruissellement des unités et des purges de bacs.

EMHV : Ester Méthylique d'Huile Végétale, biodiesel obtenu à partir d'huiles végétales.

EPP : Eaux Potentiellement Polluables, eaux provenant du ruissellement des eaux de pluie sur des zones pouvant les mettre en contact avec des hydrocarbures.

EV : Eaux Vannes, eaux provenant des usages sanitaires.

FCC : Fluid Catalytic Cracking, unité de craquage catalytique.

FG : Fuel gaz, gaz de raffinerie issu du process des unités de raffinage, il est composé principalement de méthane et éthane et sert de combustible pour les fours et chaudières.

Floculation : processus physico-chimique au cours duquel des matières en suspension dans un liquide s'agglomèrent pour former des particules plus grosses, généralement très poreuses, nommées floccs.

Flottation : technique de séparation fondée sur des différences d'hydrophobicité sur surfaces des particules à séparer.

GO : gasoil



Volet 2 – Description des installations

HAZOP : HAZard and OPerability study, méthode d'identification et d'évaluation des risques liés aux procédés.

HAZID : HAZard IDentification study, démarche de recherche des risques de tous types et de vérification si des mesures de maîtrises des risques ont bien été prises.

HD : Hydrodésulfuration des gazoles, unité qui élimine le soufre contenu dans les coupes constituant les gazoles et fuel-oil domestique.

HDT VGO : unité de désulfuration par hydrotraitement de gazole sous vide.

ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement, toute exploitation industrielle susceptible de créer des risques ou provoquer des pollutions ou nuisances pour la santé et la sécurité des riverains.

Indice d'octane : indice qui mesure la capacité de l'essence à résister aux cognements durant la combustion.

IOTA : Installations, Ouvrages, Travaux et Aménagements, toute activité industrielle susceptible d'avoir un impact touchant au domaine de l'eau.

ISOM : unité d'isomérisation permettant la transformation d'un corps chimique en un isomère.

KPI : Key Performance indicator

Mainstraps : fosses en béton destinées à recevoir des eaux huileuses par dépotage ou via des canalisations.

Maxisulf : unité de traitement des gaz de queue permettant l'épuration des gaz de leurs résidus soufrés.

MTD : Meilleure Technique Disponible, dernier stade de développement des procédés, équipements ou méthodes d'exploitation indiquant qu'une mesure donnée est applicable dans la pratique pour limiter les émissions, les rejets et les déchets.

Off gas : gaz résiduels.

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur, énergie dégagée par la combustion du gaz en récupérant la chaleur latente de la vapeur d'eau produite par la combustion.

POI : Plan d'Opération Interne, plan qui vise à préparer à la gestion de crise ou de pollution interne à l'entreprise sans risque de propagation à l'extérieur du site.

PPAM : Politique de Prévention des Accidents Majeurs, politique qui décline les objectifs annuels de sécurité de la raffinerie de Donges permettant de respecter la Charte Sécurité Environnement Qualité du groupe Total.

PPI : Plan Particulier d'Intervention, plan rédigé par les pouvoirs publics qui vise à préparer à la gestion de crise ou pollution interne à l'entreprise avec propagation à l'extérieur de l'enceinte.

PPY : Splitter Propane / Propylène, unité permettant la séparation du propane et du propylène.

Prime G : unité d'hydrodésulfuration des essences de FCC.

Procédé Claus : procédé de récupération de soufre élémentaire à partir du H₂S contenu dans un flux gazeux.



Volet 2 – Description des installations

Projet HORIZON: projet qui fait l'objet du présent dossier d'autorisation et qui vise à permettre à la raffinerie de Donges de produire des quantités plus importantes de produits pétroliers aux spécifications européennes.

PSI : Plan de Surveillance et d'Intervention, plan qui vise à surveiller et gérer les crises sur les canalisations de transport de gaz et liquides combustibles.

PUM : Plan d'Urgence Maritime, plan qui vise à gérer une pollution maritime accidentelle.

RR : Reformeur Régénératif, unité de reformage catalytique à lit mobile permettant l'élaboration de bases essences à haut indice d'octane.

SB : Réseau de collecte basse pression.

SCR : Selective Catalytic Reduction, unité de traitement des fumées permettant la conversion de l'ammoniac en diazote et la réduction des rejets de Nox via l'utilisation d'un agent réducteur.

Seuil SEVESO : la directive SEVESO demande aux entreprises industrielles d'identifier les risques associés à certaines activités dangereuses et de prendre les mesures nécessaires pour y faire face ; les seuils haut et bas dépendent de la quantité totale de matières dangereuses présente sur site.

SGS : système de gestion de la sécurité.

SH : réseau de collecte haute pression.

Slops : résidus issus de différentes opérations de raffinage qui se présentent sous forme de rejets aqueux très chargés en hydrocarbures et contenant des matières en suspension.

SMR : Steam Methane Reformer, unité de production d'hydrogène.

Stripper : unité de séparation.

SWS : Sour Water Stripper, unité de strippage des eaux acides.

TAR : Tour AéroRéfrigérante, assure le réseau d'eau de réfrigération de Donges.

TER : Traitement des Eaux Résiduelles, traitement constitué par différentes étapes : décantation gravitaire, traitement physico-chimique et traitement biologique.

US : Usine à Soufre, unité qui sert à transformer le sulfure d'hydrogène résultant des hydrotraitements et strippers d'eau en soufre liquide.

VGO : gasoil sous vide

VLE : Valeur Limite d'Exposition à court terme, dont le respect permet d'éviter le risque d'effets toxiques immédiats ou à court terme. La VLE est une valeur plafond mesurée sur une durée maximale de 15 mn.

VR : ViscoRéducteur, unité de viscoréduction permettant un craquage thermique des molécules lourdes accompagné d'une baisse de la viscosité du résidu.



Volet 2 – Description des installations

INFORMATION CONCERNANT LE TRAITEMENT DES INFORMATIONS SENSIBLES

Pour ce dossier, conformément aux orientations gouvernementales et à l'instruction du Gouvernement, relative à la mise à disposition et aux conditions d'accès des informations potentiellement sensibles pouvant faciliter la commission d'actes de malveillance dans les installations classées pour la protection de l'environnement, les informations sensibles font l'objet d'une communication maîtrisée et différenciée, comme le prévoit la réglementation, notamment les articles L. 311-7 et L. 312-1-2 du code des relations entre le public et l'administration, R. 123-8 et R. 125-8-3 du code de l'environnement, R. 741-31 du code de la sécurité intérieure.

Pour mémoire, à la suite de l'attentat du 26 juin 2015 contre un établissement Seveso seuil bas à Saint-Quentin-Fallavier (Isère), ainsi que des incendies criminels survenus sur deux cuves d'hydrocarbures du site pétrochimique de Berre-l'Étang (Bouches-du-Rhône) le 14 juillet 2015, le Gouvernement a engagé un plan d'actions visant à renforcer la protection des installations classées contre les actes de malveillance. Dans ce cadre, la problématique de la mise à disposition du public d'informations sensibles a été particulièrement identifiée et a fondé cette instruction. Celle-ci précise ainsi, dans le respect des réglementations internationales et nationales, les modalités pratiques de mise à disposition des différentes informations relatives à un établissement SEVESO à respecter, afin de préserver la qualité de l'information du public, tout en évitant l'accès aux éléments sensibles dont la communication pourrait faciliter la commission d'actes de malveillance.

C'est dans ce cadre que s'inscrit le présent dossier et la distinction de certaines informations sensibles.

D'un point de vue pratique, certaines données sensibles dont la mise à disposition du public n'est pas souhaitable ont été identifiées par la mention « *INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLE AU PUBLIC* » ou « *INFORMATIONS TRES SENSIBLES – NON COMMUNICABLES AU PUBLIC* ». Ces données seront supprimées du dossier mis à la disposition du public dans le cadre de l'enquête publique.



1. PRÉSENTATION DE LA SOCIÉTÉ ET DU SITE

1.1. LE GROUPE TOTAL

Le Groupe TOTAL est la 4^e compagnie pétrolière et gazière internationale, ainsi qu'un acteur majeur de l'énergie solaire.

Le Groupe TOTAL est présent dans plus de 130 pays avec 98 000 collaborateurs.

Les activités du groupe TOTAL couvrent l'ensemble de la chaîne pétrolière à savoir :

- Exploration et production de pétrole brut et de gaz naturel,
- Aval gazier,
- Transport,
- Raffinage et pétrochimie,
- Distribution des produits pétroliers,
- Commerce international de pétrole brut et de produits,
- Energies nouvelles.

1.2. LA BRANCHE RAFFINAGE - CHIMIE

Afin de renforcer la performance de ses activités industrielles, le Groupe TOTAL a procédé, en 2012, à une refonte de son organisation, en associant notamment le Raffinage et la Pétrochimie dans une même branche, le « Raffinage Chimie ». Dans le même temps, les activités de distribution d'hydrocarbures (Marketing), précédemment couplées avec le raffinage constituent maintenant une seule et même entité indépendante.

Le Raffinage Chimie comporte différentes directions opérationnelles parmi lesquelles « Raffinage Basechem Europe » qui regroupe l'ensemble des activités de raffinage et de pétrochimie européennes.

La raffinerie de Donges est rattachée à Raffinage Basechem Europe via l'entité juridique TOTAL Raffinage France.

Dans la suite du dossier, les termes raffinerie de Donges et plateforme de Donges seront utilisés indifféremment.

Volet 2 – Description des installations

1.3. LE SITE DE DONGES

La raffinerie de Donges est implantée au sud-est de la commune de Donges dans le département de la Loire-Atlantique (44), sur la rive droite de l'estuaire de la Loire, à environ 50 km à l'ouest de Nantes et 15 km à l'est de Saint-Nazaire. C'est la seule raffinerie de la façade atlantique.

La raffinerie de Donges comprend deux ensembles bâtis, séparés par une aire cultivée.

- La zone située le long de la Loire est la plus anciennement aménagée. Elle s'étend sur 2 500 mètres de côté dans le sens est-ouest et 1 000 mètres de côté dans le sens nord-sud. Cette zone inclut les unités de raffinage et les parcs de stockage.
- La seconde zone, située plus à l'intérieur des terres, est appelée la zone Magouëts - Bossènes. Elle est située à 1 km environ au nord-ouest de la première zone, et ses dimensions sont de 1400 mètres de côté dans le sens est-ouest et 800 mètres de côté dans le sens nord-sud. Cette zone comprend des bacs de stockage.

La superficie totale du site est de 350 hectares répartis de part et d'autre du tracé actuel de la ligne ferroviaire Nantes - Le Croisic. Cette superficie comprend des espaces verts, des champs, des voies de circulation, des bâtiments et des installations industrielles pour :

- Les stockages d'hydrocarbures liquides et gazeux liquéfiés,
- Les unités de traitement des hydrocarbures,
- La réception et l'expédition par voie maritime via les appontements sur la Loire,
- Le transport et l'expédition par rail, pipes et route,
- La gestion et le traitement des eaux.

La Gare Routière Nord (GRN) de Donges, et le dépôt de Vern-sur-Seiche se trouvent rattachés, depuis le 1er juillet 2012, à la raffinerie.



Figure 1 : Localisation de la Raffinerie de Donges (source : Infoterre)

Volet 2 – Description des installations

L'identification administrative de la société est donnée ci-dessous :

Nom de la société exploitante des installations	TOTAL RAFFINAGE France SA
Statut juridique	Société Anonyme
Capital social	190 593 116.10 euros
Etablissement	Plateforme de Donges
Adresse de l'établissement	CS9005, 44 480 DONGES
Adresse du siège social	2 place Jean Millier 92 400 COURBEVOIE, FRANCE
N° SIREN	529 221 749 RCS NANTERRE
N° SIRET Siège	529 221 749 000 11
N° SIRET Plateforme de Donges	529 221 749 000 86
Code APE	1920Z (Raffinage du pétrole)
Téléphone Raffinerie de Donges	02 40 90 55 00
Fax Raffinerie de Donges	02 40 90 55 34

Périmètre physique de la plateforme de Donges considéré pour le projet :



Figure 2 : périmètre de la Raffinerie de Donges

Le périmètre physique de la plateforme de Donges considéré pour le présent dossier est représenté sur la figure ci-dessus et correspond à l'enceinte douanière du site complétée de :

- la zone de bâtiments comprenant l'Astrolabe,
- la Gare Routière Nord (GRN),
- La zone du petit et du grand plateau ferroviaire,
- Les appontements maritimes.

Dans le cadre du projet de contournement ferroviaire, il est prévu une cession par SNCF Réseau à Total de l'emprise foncière de la voie ferrée existante non utilisée dans le futur. Cette emprise pourra alors être intégrée au sein de la plateforme de Donges. A ce stade du projet, les principes des modifications proposées ont été partagées entre SNCF Réseau et Total, et seront consolidés puis formalisés dans le cadre de la poursuite du projet de contournement. Ceci amènera après 2021 à une évolution du périmètre de la plateforme tel que présenté à la figure ci-dessus.



Volet 2 – Description des installations

1.4. CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES

1.4.1. CAPACITES TECHNIQUES

Projet HORIZON

Le projet HORIZON qui fait l'objet du présent dossier d'autorisation vise à permettre à la raffinerie de Donges de produire des quantités plus importantes de produits pétroliers aux spécifications européennes. Ce projet est porté par la Plateforme TOTAL de Donges qui en est le Maître d'Ouvrage. Pour se faire, il est prévu :

- La création d'une unité de désulfuration par hydrotraitement de distillat sous vide (HDT VGO), incluant un stripper d'eau (SWS),
- Les modifications des installations existantes au sein de la Plateforme dans le but d'intégrer les nouvelles unités aux installations existantes.

La société TOTAL dispose d'une expérience significative dans l'exploitation des unités d'hydrotraitements de distillats sous-vide. Sur le site de la raffinerie de Donges un tel traitement est déjà réalisé de façon non continue sur l'unité HD2. A l'échelle nationale et internationale, le groupe exploite plusieurs unités de ce type. On peut citer à titre d'exemple un hydrocraqueur sur la Plateforme de Normandie, ou une unité d'hydrotraitement de distillat sous-vide sur la raffinerie de Leuna en Allemagne, unités d'hydrotraitement à très haute pression pour désulfurer, déazoter et démétalliser les distillats lourds.

La future unité qui sera construite et exploitée sur le site de Donges s'appuiera sur l'expertise technique du Groupe acquise en tant qu'exploitant de nombreuses unités de raffinage à travers le monde.

TOTAL a donc un grand retour d'expérience sur ce type d'unité en tant qu'exploitant.

La plateforme de Donges bénéficie également de l'expérience du Groupe TOTAL, notamment en matière d'études et de conception de ses installations.

Parallèlement, la plateforme mise sur la formation de son personnel. 31 329 heures ont été consacrées à la formation (formation théorique et compagnonnage) du personnel en 2016, soit une moyenne de 48,3 heures par employé et par an.

Projets satellites au projet HORIZON

L'exploitation de l'unité HDT VGO nécessite une quantité d'hydrogène supplémentaire que la Plateforme n'est actuellement pas en mesure de fournir. TOTAL a donc mandaté Air Liquide via un contrat long terme pour que ce dernier construise et exploite une unité de production d'hydrogène (SMR) sur le site de la raffinerie. Air Liquide sera propriétaire et exploitant de cette unité et réalise son propre dossier d'autorisation environnementale.

L'unité HDT VGO entraîne une augmentation de la quantité de gaz naturel consommée sur la plateforme de Donges. De même, l'unité SMR a besoin d'une grande quantité de gaz naturel pour produire l'hydrogène. Le poste GRTgaz actuel d'alimentation en gaz naturel de la plateforme TOTAL de Donges n'est pas en mesure de fournir un débit et une pression de gaz suffisants pour le bon fonctionnement futur des deux nouvelles unités HDT VGO et SMR. C'est pourquoi GRTGaz mène à la demande de TOTAL un projet de modifications de cette logistique, incluant les demandes d'autorisations réglementaires pour les installations dont GRTGaz est propriétaire et opérateur.

Les projets portés par Air Liquide et GRTgaz seront qualifiés de projets « satellites » du projet HORIZON. Des éléments descriptifs et d'appréciation des impacts de ces projets seront fournis tout au long du présent dossier dans la mesure de leur disponibilité pour analyser correctement les effets additionnés entre le projet HORIZON d'une part et les projets d'Air Liquide et GRTgaz d'autre part.

Les liens fonctionnels, économiques et temporels entre ces projets sont décrits au paragraphe 2.1.



Volet 2 – Description des installations

La description détaillée de ces projets est faite dans le présent volet à partir du paragraphe 2.4.

1.4.2. CAPACITES FINANCIERES

Le tableau suivant présente les principales données financières du Groupe TOTAL pour les années 2014, 2015 et 2016 (normes IFRS) :

Données Financières (millions d'euros)	Année 2014	Année 2015	Année 2016
Chiffre d'affaires	236 122	165 357	149 743
Résultat opérationnel des secteurs d'activité ¹	21 604	12 672	8 928
Flux de trésorerie d'exploitation	25 608	19 946	16 521
Résultat net (Part du groupe) ²	4 244	5 087	6 196

Tableau 1 : Données financières du groupe TOTAL

Ces résultats illustrent la solidité du Groupe TOTAL et sa capacité financière à assumer la réalisation du projet objet du présent dossier d'Autorisation Environnementale, et qui correspond à un investissement estimé à 350 M€.

¹ Hors éléments non récurrents du résultat opérationnel.

² Hors éléments non récurrents du résultat net.



Volet 2 – Description des installations

1.5. CLASSEMENT ICPE

1.5.1. IDENTIFICATION DES ACTIVITES CLASSEES

Les activités du site relèvent des rubriques de la nomenclature des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) suivantes.

Rubrique	Désignation des activités	Régime actuel de la Plateforme TOTAL de Donges
47xx	substances nommément désignées	A ou D selon la substance nommément désignée
4310-1	Gaz inflammables catégorie 1 et 2.	A
4110-2a	Toxicité aiguë catégorie 1 pour l'une au moins des voies d'exposition, à l'exclusion de l'uranium et ses composés. Substances et mélanges liquides.	A
4511-1	Dangereux pour l'environnement aquatique de catégorie chronique 2.	A
4330-1	Liquides inflammables de catégorie 1, liquides inflammables maintenus à une température supérieure à leur point d'ébullition, autres liquides de point éclair inférieur ou égal à 60 °C maintenus à une température supérieure à leur température d'ébullition ou dans des conditions particulières de traitement, telles qu'une pression ou une température élevée.	A
4331-1	Liquides inflammables de catégorie 2 ou catégorie 3 à l'exclusion de la rubrique 4330	A
4801-1	Houille, coke, lignite, charbon de bois, goudron, asphalte, brais et matières bitumineuses.	A
1414-2a	Installation de remplissage ou de distribution de gaz inflammables liquéfiés. Installations desservant un stockage de gaz inflammable (stockage souterrain compris) : Installations de chargement ou déchargement desservant un stockage de gaz inflammables soumis à autorisation	A



Volet 2 – Description des installations

Rubrique	Désignation des activités	Régime actuel de la Plateforme TOTAL de Donges
1434-2	Liquides inflammables, liquides combustibles de point éclair compris entre 60° C et 93° C, fiouls lourds, pétroles bruts (installation de remplissage ou de distribution, à l'exception des stations-service visées à la rubrique 1435). Installations de chargement ou de déchargement desservant un stockage de ces liquides soumis à autorisation	A
1630-1	Soude ou potasse caustique (emploi ou stockage de lessives de). Le liquide renfermant plus de 20 % en poids d'hydroxyde de sodium ou de potassium. La quantité totale susceptible d'être présente dans l'installation étant : Supérieure à 250 t	A
2910-A1	Combustion à l'exclusion des installations visées par les rubriques 2770, 2771 et 2971. Lorsque l'installation consomme exclusivement, seuls ou en mélange, du gaz naturel, des gaz de pétrole liquéfiés, du fioul domestique, du charbon, des fiouls lourds, de la biomasse telle que définie au a ou au b (i) ou au b (iv) de la définition de biomasse, des produits connexes de scierie issus du b (v) de la définition de biomasse ou lorsque la biomasse est issue de déchets au sens de l'article L. 541-4-3 du code de l'environnement, à l'exclusion des installations visées par d'autres rubriques de la nomenclature pour lesquelles la combustion participe à la fusion, la cuisson ou au traitement, en mélange avec les gaz de combustion, des matières entrantes, si la puissance thermique nominale de l'installation est : Supérieure ou égale à 20 MW	A
2910-B1	Combustion à l'exclusion des installations visées par les rubriques 2770, 2771 et 2971. Lorsque les produits consommés seuls ou en mélange sont différents de ceux visés en A et C ou sont de la biomasse telle que définie au b (ii) ou au b (iii) ou au b (v) de la définition de biomasse, et si la puissance thermique nominale de l'installation est : Supérieure ou égale à 20 MW	A
2915-1a	Chauffage (procédés de) utilisant comme fluide caloporteur des corps organiques combustibles. Lorsque la température d'utilisation est égale ou supérieure au point éclair des fluides, si la quantité totale de fluides présente dans l'installation (mesurée à 25 °C) est : Supérieure à 1 000 l	A
2920	Installation de compression fonctionnant à des pressions effectives supérieures à 10⁵ Pa et comprimant ou utilisant des fluides inflammables ou toxiques. La puissance absorbée étant supérieure à 10 MW	A



Volet 2 – Description des installations

Rubrique	Désignation des activités	Régime actuel de la Plateforme TOTAL de Donges
3110	Combustion. Combustion de combustibles dans des installations d'une puissance thermique nominale totale égale ou supérieure à 50 MW	A
3120	Raffinage de pétrole et de gaz.	A
2921-a	Refroidissement évaporatif par dispersion d'eau dans un flux d'air généré par ventilation mécanique ou naturelle (installations de). La puissance thermique évacuée maximale étant inférieure à 3 000 kW	E
4802-2a	Gaz à effet de serre fluorés visés à l'annexe I du règlement (UE) n° 517/2014 relatif aux gaz à effet de serre fluorés et abrogeant le règlement (CE) n° 842/2006 ou substances qui appauvrissent la couche d'ozone visées par le règlement (CE) n° 1005/2009 (fabrication, emploi, stockage). Emploi dans des équipements clos en exploitation. Equipements frigorifiques ou climatiques (y compris pompe à chaleur) de capacité unitaire supérieure à 2 kg, la quantité cumulée de fluide susceptible d'être présente dans l'installation étant supérieure ou égale à 300 kg	DC
4510-2	Dangereux pour l'environnement aquatique de catégorie aiguë 1 ou chronique 1.	DC
2925	Accumulateurs (ateliers de charge d'). La puissance maximale de courant continu utilisable pour cette opération étant : Supérieure à 50 kW	D
4130-2	Toxicité aiguë catégorie 3 pour les voies d'exposition par inhalation - Substances et mélanges liquides.	D
2750	Stations d'épuration collective d'eaux résiduaires industrielles en provenance d'au moins une installation classée soumise à autorisation	A
3710	Traitement des eaux résiduaires dans des installations autonomes relevant des rubriques 2750 ou 2751 et qui sont rejetées par une ou plusieurs installations relevant de la section 8 du chapitre V du titre Ier du livre V	A

Tableau 2 : Régime ICPE de la plateforme TOTAL de Donges



Volet 2 – Description des installations

Le tableau en annexe 1 précise pour chaque rubrique les volumes et installations actuelles justifiant ce classement ainsi que les modifications attendues par le projet HORIZON (*INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC*).

L'établissement répond à la règle de dépassement direct Seuil Haut pour la ou les rubrique(s) 4110-2, 4310, 4330, 4511, et pour certaines rubriques 47xx avant mise en place du projet HORIZON. Il n'y a pas de modification de dépassement de seuil SEVESO suite à la mise en place du projet HORIZON.

Les rubriques 2750 et 3710 sont ajoutées suite au traitement des eaux rejetées par le SMR exploité par Air Liquide au sein des installations de traitement d'eau de la plateforme Total de Donges.

1.5.2. DIRECTIVE IED

L'activité de la raffinerie relève de la directive n°2010/75/CE relative aux émissions industrielles, dite « IED » : il s'agit des activités de combustion visées par la **Rubrique 3110 « Combustion »**, et de l'activité de raffinage visée par la **Rubrique 3120 « Raffinage de pétrole et de gaz »**.

La **Rubrique 3120 « Raffinage de pétrole et de gaz »** est la rubrique principale de la Plateforme de Donges.

Volet 2 – Description des installations

1.5.3. RAYON D’AFFICHAGE

Le rayon d’affichage du projet est de 3 km. Les communes se situant dans ce rayon sont les suivantes :

- Donges,
- Montoir-de-Bretagne,
- Paimboeuf,
- Saint-Père-en-Retz,
- La Chapelle Launay
- Corsept.

Les groupements de collectivités suivants sont concernés par le périmètre :

- Carene,
- Sud Estuaire,
- Loire et Sillon

La carte représentant le rayon d’affichage des 3 km est également fournie en annexe du volet 1 sous forme de plan à l’échelle.

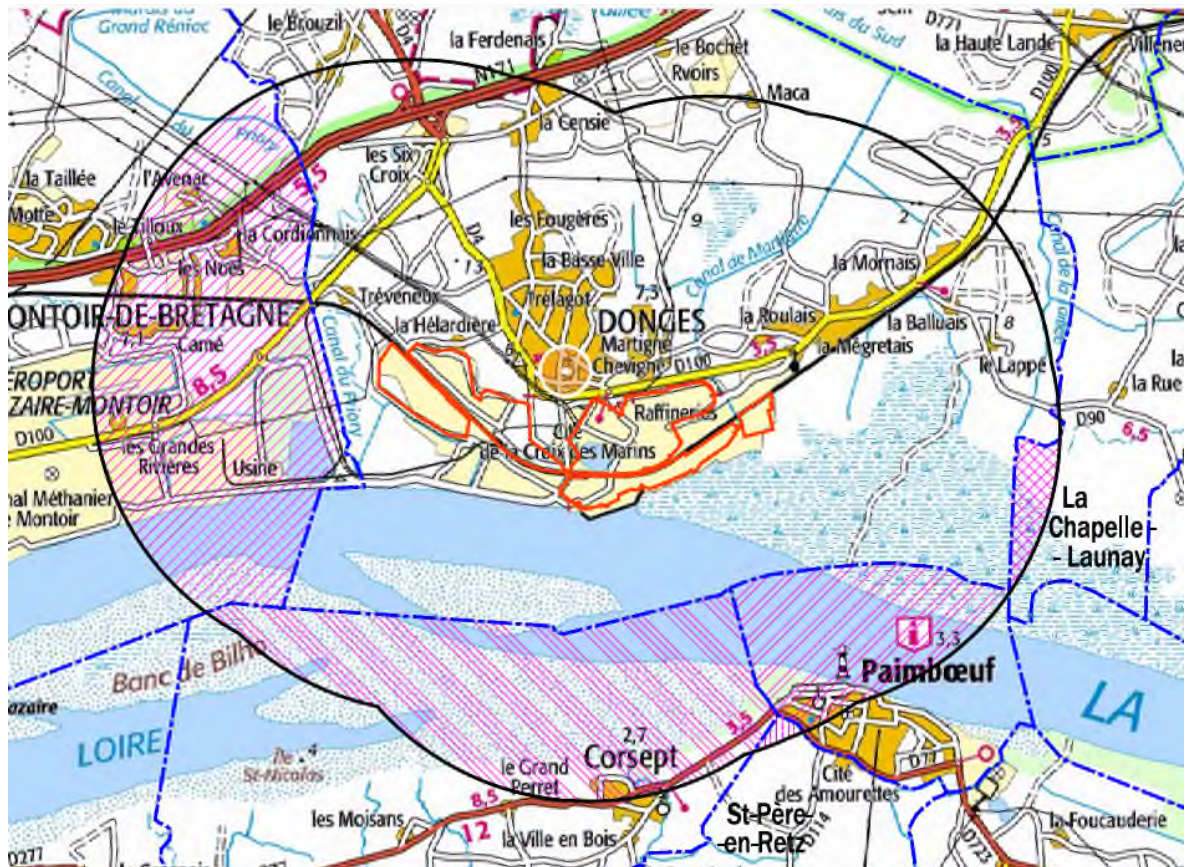


Figure 3 : Périmètre d’affichage du projet

Volet 2 – Description des installations

1.6. CLASSEMENT IOTA

Les activités actuelles du site relèvent des rubriques de la nomenclature des Installations, Ouvrages, Travaux et Aménagements (IOTA) suivantes.

En tant que site ICPE, la raffinerie de Donges n'était pas soumise jusqu'à présent à l'application de cette nomenclature et requiert donc le bénéfice de l'antériorité pour les Rubriques à régime d'Autorisation et Déclaration mentionnées dans le tableau suivant.

Rubrique	Désignation des activités	Installations et volumes concernés	Régime
2.2.3.0	<p>5. Rejet dans les eaux de surface, à l'exclusion des rejets visés aux rubriques 4. 1. 3. 0, 2. 1. 1. 0, 2. 1. 2. 0 et 2. 1. 5. 0 :</p> <p>6. 1° Le flux total de pollution brute étant :</p> <p>7. a) Supérieur ou égal au niveau de référence R2 pour l'un au moins des paramètres qui y figurent</p>	<p>TER et EPP : flux de DCO : 270 kg/j (déclaration GEREPA 2016) > niveau R2</p>	Autorisation
3.2.3.0	<p>Plans d'eau, permanents ou non :</p> <p>1° Dont la superficie est supérieure ou égale à 3 ha</p>	<p>Surface du P180 000 de 5 ha environ</p> <p>Surface des bassins incendie de 2,5 ha environ</p> <p>Surface du bassin de rétention des eaux pluviales issues des bâtiments au Nord de la raffinerie de 750 m² environ</p>	Autorisation
1.1.1.0	<p>Sondage, forage, y compris les essais de pompage, création de puits ou d'ouvrage souterrain, non destiné à un usage domestique, exécuté en vue de la recherche ou de la surveillance d'eaux souterraines ou en vue d'effectuer un prélèvement temporaire ou permanent dans les eaux souterraines, y compris dans les nappes d'accompagnement de cours d'eau</p>	<p>Prise en compte par les piézomètres de surveillance d'eaux souterraines sur le site.</p>	Déclaration
2.1.5.0	<p>Rejet d'eaux pluviales dans les eaux douces superficielles ou sur le sol ou dans le sous-sol, la surface totale du projet, augmentée de la surface correspondant à la partie du bassin naturel dont les écoulements sont interceptés par le projet, étant :</p> <p>1° Supérieure ou égale à 1 ha mais inférieure à 20 ha</p>	<p>Rejet des eaux pluviales des bâtiments au Nord de la Raffinerie – surface du bassin versant estimée à 7 ha</p>	Déclaration

Volet 2 – Description des installations

Rubrique	Désignation des activités	Installations et volumes concernés	Régime
2.2.4.0	Installations ou activités à l'origine d'un effluent correspondant à un apport au milieu aquatique de plus de 1 t / jour de sels dissous	Rejet de sels des dessaleurs et des osmoseurs estimée à 4.5 t/j > seuil de 1 t/j	Déclaration
3.2.4.0	2° Autres vidanges de plans d'eau, dont la superficie est supérieure à 0,1 ha, hors opération de chômage des voies navigables, hors pisciculture mentionnées à l'article L.431-6, hors plans d'eau mentionnés à l'article L.431-7	Surverse des 2 bassins incendie vers le canal de l'Arceau	Déclaration
3.3.2.0	Réalisation de réseaux de drainage permettant le drainage d'une superficie 2° Supérieure à 20 ha mais inférieure à 100 ha	Non applicable car seules les tranchées drainantes agricoles sont visées par cette rubrique	Non classé

Par ailleurs le stockage souterrain relève de la rubrique suivante, au titre de laquelle « les règles de procédure prévues par la section 3 du chapitre unique du titre VIII du livre 1er [du Code de l'environnement] et les articles R. 214-6 à R. 214-56 ne sont pas applicables aux installations, ouvrages, travaux et activités figurant dans ces rubriques, lesquels sont régis par des dispositions particulières » (cf. nomenclature IOTA). En l'occurrence le stockage souterrain a été autorisé par le Décret du 31 octobre 2001 accordant à la société ELF ANTAR France l'autorisation d'aménager et d'exploiter un stockage souterrain de propane liquéfié sur la commune de Donges (Loire-Atlantique).

	Désignation des activités	Installations et volumes concernés	Régime
5.1.4.0	Travaux d'exploitation de mines : a) Travaux d'exploitation de mines effectués dans le cadre de l'autorisation d'exploitation mentionnée à l'article 21 du code minier	Prélèvement et injection d'eau pour assurer le fonctionnement du stockage souterrain	Déclaration (couvert par le décret d'autorisation du stockage)

Tableau 3 : classement IOTA de la Plateforme TOTAL de DONGES

La superficie du bassin versant utilisé pour la rubrique 2.1.5.0 est représentée sur la figure suivante :

Volet 2 – Description des installations

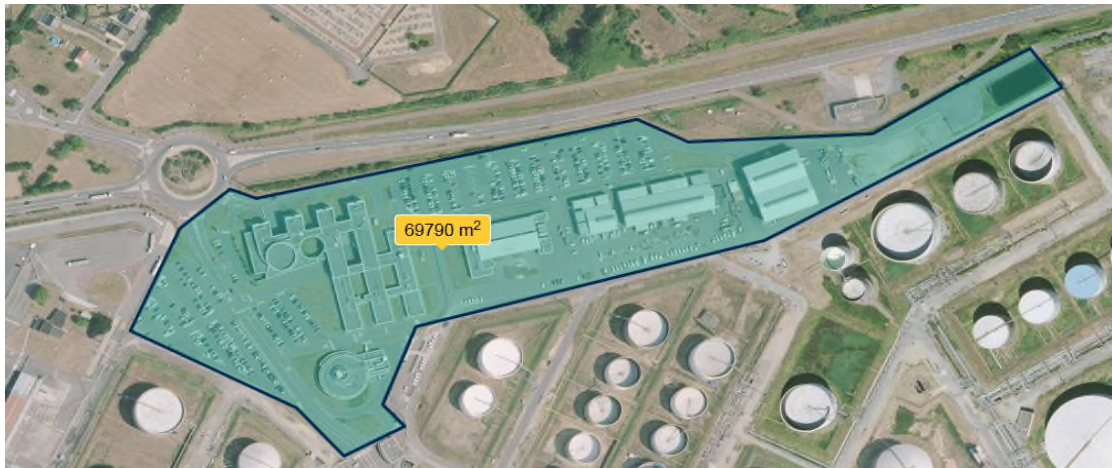


Figure 4 : Superficie du bassin versant qui contribue au classement en 2.1.5.0

Les modifications prévues dans le cadre du projet HORIZON ne sont pas de nature à modifier le classement actuel de la raffinerie :

- Les concentrations en polluants présentes dans les eaux rejetées seront équivalentes à celles actuellement observées,
- L'augmentation des quantités d'eau rejetées n'engendre pas de changement de catégorie,
- Aucun plan d'eau ne sera ajoutée dans le cadre du projet HORIZON,
- Aucune surface imperméabilisée supplémentaire ne sera ajoutée car les nouvelles unités seront installées sur des zones déjà dédiées par le passé à une occupation industrielle.

Volet 2 – Description des installations

1.7. GARANTIES FINANCIERES

La constitution de garanties financières relève de l'article R 516-1 du Code de l'environnement et notamment son alinéa 5 - Installations soumises à autorisation au titre de l'article L. 512-2. L'annexe II de l'arrêté ministériel du 31/05/12 fixe la liste de ces installations et les seuils au-delà desquels ces installations sont soumises à cette obligation.

Concernant le projet, l'obligation de constitution de garanties financières est induite par le classement sous la **rubrique 3120 « Raffinage de pétrole et de gaz »** notamment.

La constitution de garanties a pour but :

- la surveillance et le maintien en sécurité des installations en cas d'événements exceptionnels,
- l'intervention en cas d'accident ou de pollution.

Conformément à l'article R 516-1 alinéa 5 et dans le cadre de son activité de raffinage de pétrole, une évaluation du montant de garanties financières accompagnée des valeurs et justifications ayant permis le calcul a été réalisée (cf. Annexe 2 de ce volet). Le montant prévisionnel des garanties financières s'élève à 5 541 323€

1.8. ORGANISATION DE L'ACTIVITE DE LA RAFFINERIE

1.8.1. ORGANISATION

Sous l'autorité du Directeur et du Directeur Adjoint, l'organisation de la raffinerie est articulée autour de 6 départements. L'organigramme est présenté ci-dessous.

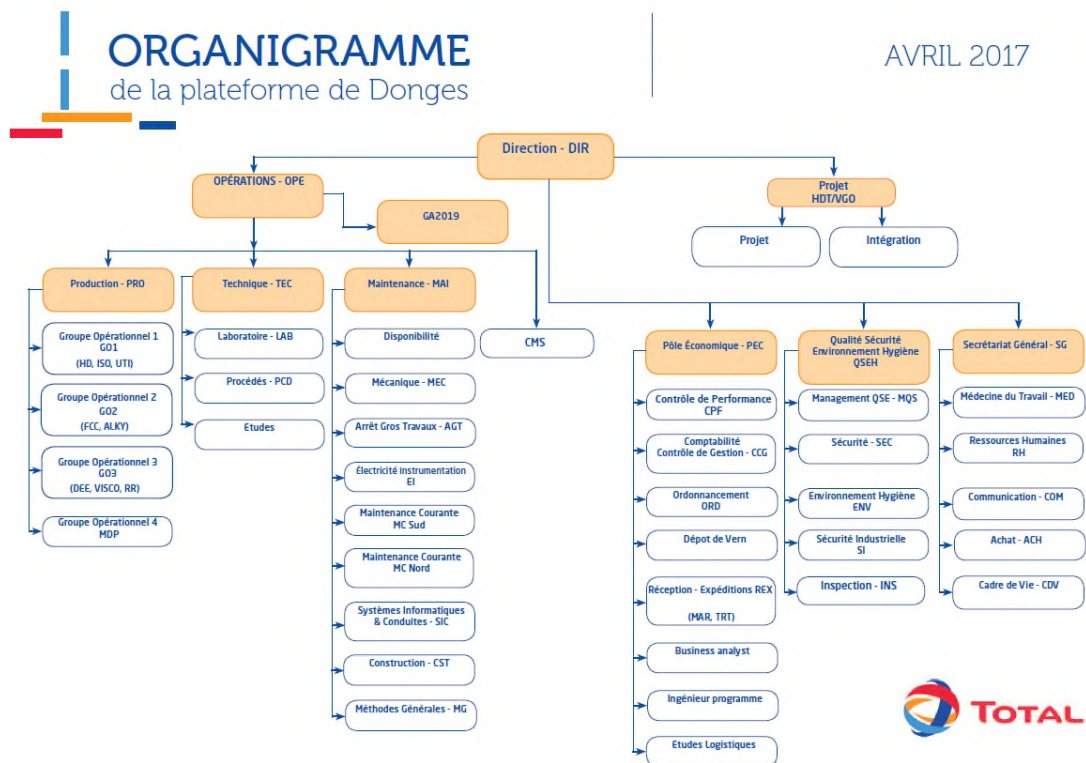


Figure 5 : Organigramme de la Plateforme de Donges



Volet 2 – Description des installations

1.8.2. EFFECTIFS

Au 31 décembre 2016, l'effectif total de la raffinerie est de 649 personnes en CDI (hors directeur). Le personnel se répartit selon rythme de travail suivant :

- Des personnes à la journée,
- Des personnes réparties en 5 équipes pour assurer, sur un rythme 3*8, la présence continue imposée par l'exploitation des installations,
- Des personnes assurant une présence en 2*8 (matin/après-midi) continue ou discontinue.

Outre son personnel, de nombreux employés d'entreprises locales interviennent sur le site de façon quotidienne. En effet, il est estimé que la raffinerie induit 1600 emplois dans la région.

1.8.3. ORGANISATION DU TRAVAIL ET DE L'ENCADREMENT

L'unité HDT VGO fera partie d'un des groupes d'exploitation de la raffinerie de Donges.

L'exploitation de la nouvelle installation sera assurée par des équipes travaillant en 3 x 8 continu et comprenant :

- Un chef opérateur présent en salle de contrôle et à l'extérieur ;
- 1 opérateur de conduite qui assure le contrôle des installations à partir des consoles de la salle de contrôle ;
- 1 responsable de site extérieur assurant la coordination avec les salles de contrôle et les chefs opérateurs. Il intervient pour toutes les manœuvres à effectuer sur les installations.
- 1 opérateur extérieur pour toutes les manœuvres à effectuer sur les installations.

Les communications entre la salle de contrôle et les opérateurs extérieurs sont assurées par des liaisons radio spécifiques.

Les unités du groupe sont placées sous la responsabilité d'un chef de service assisté de contremaîtres de jour, qui assurent :

- Le suivi quotidien des installations ;
- La préparation des arrêts ;
- La sécurité des interventions de maintenance ;
- La gestion du personnel.



Volet 2 – Description des installations

1.9. ORGANISATION DE LA SECURITE

1.9.1. POLITIQUE DE PREVENTION DES ACCIDENTS MAJEURS (PPAM)

La Charte Sécurité Environnement Qualité du groupe TOTAL définit en 10 articles les bases de la politique du groupe TOTAL en matière de Sécurité, d'Environnement, de Qualité, Hygiène.

La Politique de Prévention des Accidents Majeurs définie par l'Arrêté du 10 mai 2000 modifié s'exprime au niveau de la plateforme de Donges d'abord par le respect scrupuleux de la Charte Sécurité Environnement Qualité du groupe TOTAL, formalisée par la charte « Engagement et Politique » de la Direction de la plateforme de Donges. Elle se décline en objectifs annuels de sécurité, élaborés en concertation avec les différents niveaux de la hiérarchie. Un bilan d'avancement est effectué dans le cadre de revues de Direction.

Les différentes chartes sont données en annexe 3 et 4 de ce volet.

1.9.2. PRESENTATION DU SYSTEME DE MANAGEMENT DE LA SECURITE

1.9.2.1. Contexte réglementaire : le SGS

La mise en place d'un Système de Gestion de la Sécurité (SGS) est une exigence de l'arrêté du 10 mai 2000, en particulier de son article 7. Le SGS permet d'identifier et de décrire les 7 éléments suivants :

- Organisation et formation du personnel ;
- Identification et évaluation des risques d'accidents majeurs ;
- Maîtrise de l'exploitation et des procédés ;
- Gestion des modifications ;
- Gestion des situations d'urgence ;
- Gestion du retour d'expérience ;
- Contrôle du SGS, audits et revues de direction.

1.9.2.2. Manuel de management de la qualité, de la sécurité et de l'environnement

Ce manuel a pour objet de présenter le Système de Management Intégré de la Qualité, de la sécurité et de l'Environnement mis en œuvre par la plateforme de Donges. Ce système répond aux exigences des normes NF EN ISO 9001 (Management de la qualité), NF EN ISO 14001 (Management de l'environnement), de l'arrêté du 10 Mai 2000 (Prévention des accidents majeurs) et de RC MAESTRO (référentiel TOTAL RC HSE). Le manuel s'applique à l'ensemble des activités du site.

Ses objectifs sont :

- présenter et donner une vue globale du système de management intégré QSE en vigueur sur le site de Donges,
- montrer aux parties intéressées que la raffinerie de Donges a mis en place un système visant l'amélioration continue,
- montrer l'engagement de la raffinerie de Donges à respecter l'environnement et les exigences des clients,
- contribuer à la sensibilisation du personnel sur l'environnement, la sécurité et la qualité.



Volet 2 – Description des installations

1.9.2.3. Présentation du référentiel RC MAESTRO

La mise en place du référentiel RC MAESTRO a été lancée sur la plateforme de Donges en octobre 2013. Basé sur l'expérience de la branche Exploration & Production du groupe TOTAL et des autres industries, le référentiel RC MAESTRO est un référentiel interne couvrant les points suivants :

- Hygiène, Sécurité, Environnement
- Activités fondamentales SIES niveau 8, niveau 9,
- Les exigences ISO 14001 / OHSAS 18001,
- Les exigences de SEVESO II et des exigences de l'OSHA Process Safety,
- Activités de Culture HSE,
- Cohérence avec les exigences de l'ISO 9001.

Le référentiel RC MAESTRO est basé sur les 11 principes suivants :

1. Respect des lois et règlements
2. Leadership et engagement du management
3. Responsabilité opérationnelle
4. Evaluation et management des risques
5. Entreprises extérieures et fournisseurs
6. Compétence et formation
7. Préparation aux situations d'urgence
8. Retour d'expérience
9. Audits
10. Transparence vis à vis des parties prenantes
11. Amélioration de la performance HSE.

Le référentiel est donc basé sur 11 principes déclinés en une centaine d'exigences dans le domaine de l'hygiène, de la sécurité et de l'environnement.

Volet 2 – Description des installations
1.9.2.4. Contrôle du SGS

Le manuel basé sur le référentiel RC Maestro décrit l'ensemble des 7 éléments prescrits par l'arrêté du 10 mai 2000. Le manuel de management intégré de la plateforme permet de couvrir, en particulier, les exigences du SGS. La correspondance entre les exigences du SGS et les processus du manuel est donnée dans le tableau suivant :

Objectif SGS	Réf. Manuel Management QSE	Thèmes abordés
Organisation, formation	IV.3	Rôle et responsabilités: Fiche de poste
	VI.1	Processus RH: Fiche de poste
	VI.1	Processus RH: Plan de formation
	VI.1.3	Schéma Formation à la prévention des risques d'accident majeur
Identification et évaluation des risques d'accidents majeurs	VIII.6	Processus situation d'urgence
Maîtrise des procédés, maîtrise d'exploitation	VIII.6	Processus situation d'urgence: détermination des éléments de maîtrise
	VIII.6.3	Procédure BIPS ET MMRI
	VIII.6.1	Schéma Maîtrise des activités
	IX.1	Processus maintenance
Gestion des modifications	IX.2	Processus inspection
	VII	Processus gestion des modifications
Gestion des situations d'urgence	VII	Procédure PG/DT/04: Procédure d'élaboration et d'acceptation d'un projet d'investissement
	VIII.6	Processus situation d'urgence
Gestion du retour d'expérience	VIII.6.5	Identification des urgences prévisibles
	XI.3.1	Processus traitement des dysfonctionnements
Contrôle du SGS, audit et revue de direction	VIII.6.6	Gestion du retour d'expérience
	XI.2.9	Contrôle du SGS
	XI.2.1	Audit interne
	XII.1	Revue de direction

Tableau 3 : Éléments du système de management de la santé et de la sécurité

La revue de direction

La revue de Direction a pour objectif d'évaluer l'état et l'adéquation du système QSE de la raffinerie par rapport à la réglementation, aux normes, à la politique et aux objectifs en matière de management :

- de la Sécurité (arrêté du 26 mai 2014: le SGS),
- de la Qualité (norme ISO 9001),
- de l'Environnement (norme ISO 14001),

La revue de direction est organisée deux fois par an avec comme participants :

- le directeur et le directeur Adjoint),
- les Chefs de Départements et en particulier le chef de département QSEH,
- le chef du service Sécurité Industrielle,
- le chef du service Sécurité et des équipes d'intervention,
- le chef du service Management QSE,
- le chef du service Environnement,
- le chef du service Laboratoire.



Volet 2 – Description des installations

Le compte-rendu de la revue est rédigé par le chef du service MQS, validé par la direction. Une note de synthèse en termes de mise en œuvre de la politique de prévention des accidents majeurs et de la performance du système de gestion de la Sécurité (SGS) est envoyée au Préfet ainsi qu'à la DREAL des Pays de Loire.

Lien avec l'étude de dangers

L'étude de dangers est présentée dans le Manuel des systèmes de Management de la Qualité de la Sécurité et de l'Environnement au chapitre « VIII. Identification et évaluation des risques ». Le manuel décrit l'organisation et les moyens dont dispose la raffinerie pour mettre en œuvre sa politique de prévention des accidents majeurs.

1.9.3. PRESENTATION DU SERVICE SECURITE INDUSTRIELLE

La fonction du service Sécurité Industrielle consiste à maîtriser les risques technologiques afin de :

- Maintenir l'intégrité des installations,
- Préserver l'environnement de la Plateforme de Donges,
- Améliorer la sécurité des activités de la Plateforme.

Le département QSEHI (Qualité, Sécurité, Environnement, Hygiène et Inspection) s'organise autour d'un responsable de département, assisté par 5 responsables de service (dont le service Sécurité Industrielle).

Le responsable du service Sécurité Industrielle est responsable de la maîtrise des risques et des situations d'urgence. A ce titre, il a la charge de :

- Animer et coordonner le fonctionnement des CORITE (COMités Risques Technologiques) :
 - Sujets réglementaires ou demandes DREAL,
 - Plan « Risques technologiques ».
- Piloter les analyses de risques (HAZOP, HAZID,...) :
 - Organisation et conduite des réunions d'analyses,
 - Proposition et initialisation des modifications sécurité, des EIPS, des actions...,
 - Diffusion des résultats et sensibilisation des équipes aux risques technologiques.
- Gérer le système documentaire relatif aux Risques Technologiques :
 - Les dossiers administratifs (EDD, DDAE, ...), de l'AO aux prestataires jusqu'à leur diffusion,
 - Les Procédures « Risques Industriels » en cohérence avec nos exigences,
- Etre le soutien technique du site en matière de Risques Technologiques et Sécurité des Procédés :
 - Recueil et exploitation des indicateurs d'exploitation clés,
 - Présence aux réunions avec la DREAL (inspection ICPE) sur les sujets Risques Technologiques,
 - Collecte des éléments de réponses aux demandes de l'administration,
 - Récolements réglementaires lié à l'évolution de la réglementation ICPE.



Volet 2 – Description des installations

- Garantir la prise en compte du Risque Technologique dans la gestion de la modification :
 - Vérifier la conformité de la modification avec la législation et les directives groupe,
 - Exiger une analyse de risque ou un dossier administratif chaque fois que nécessaire.
- Etre le relais de la culture « Risques Technologiques » du site

Pour mener à bien ses missions, le service Sécurité Industrielle peut s'appuyer sur :

- Les responsables Sécurité Industrielle des autres Plateformes exploitées par TOTAL en France. Le retour d'expérience de chaque Plateforme est régulièrement discuté au cours de séminaire afin d'échanger autour des bonnes pratiques.
- Un support qui peut être apporté par la division HSE du siège. Cette division audite également la raffinerie de manière régulière pour s'assurer du bon niveau de sécurité des procédés du site et du respect de la législation

1.10. FORMATION – HABILITATION

La Plateforme de Donges s'assure que le personnel travaillant pour le site a la qualification et les compétences leur permettant de remplir la fonction qui leur est attribuée, y compris en matière d'hygiène, de sécurité, d'environnement et de prévention des risques majeurs.

1.10.1. ACCUEIL ET INTEGRATION D'UN SALARIE

Toute personne qui arrive sur le site de Donges dans le cadre d'une embauche en contrat à durée déterminée, indéterminée, de professionnalisation, en alternance ou en emploi temporaire, effectue un parcours d'accueil et d'intégration spécifique avant de pouvoir travailler sur le site de production.

A son arrivée, tout nouvel embauché reçoit un accueil sécurité, un accueil administratif et un accueil au poste.

Il se voit aussi remettre les équipements de protection individuelle nécessaires à son poste de travail.

Les connaissances et compétences requises pour chaque poste sont décrites dans les fiches de fonction correspondantes.

1.10.2. ACCUEIL SECURITE D'UN INTERVENANT

La Plateforme de Donges est garante de l'accueil sécurité de ses intervenants.

Cet accueil comprend la présentation des risques de la raffinerie et les règles de sécurité et de fonctionnement pour l'ensemble des intervenants. Elle précise à tous ses intervenants les risques liés à son installation.

Toute personne amenée à intervenir dans le cadre d'une opération sur le site se doit d'être à jour des formations requises à l'opération. Un plan de prévention est établi selon la nature de l'intervention.

Volet 2 – Description des installations

1.10.3. ACCUEIL SECURITE DES CHAUFFEURS

Les chauffeurs passent les mêmes habilitations que le reste du personnel pour rentrer dans notre site.

- Ils doivent répondre également aux exigences de la réglementation ADR : Les chauffeurs se présentent à l'entrée du poste et font l'objet des contrôles suivants :
 - Vérification des éléments obligatoires au titre de l'ADR (documentation TMD, extincteur, étiquettes...),
 - Vérification de l'habilitation de l'ensemble routier (réglementation ADR),
 - Vérification de l'habilitation du chauffeur au transport TMD (réglementation ADR),
 - Vérification de l'habilitation du chauffeur au poste de déchargement,
- Le chauffeur procédera alors au déchargement de son camion et fera un rapport à la salle de commande et/ou à l'opérateur avant de quitter le site.

Pour les chauffeurs non habilités (livraison hors hydrocarbures) : ceux-ci passeront les mêmes étapes telles que décrites ci-dessus et seront accompagnés par un opérateur de la raffinerie qui sera garant du respect des règles de l'opération de déchargement.

1.11. DESCRIPTION DE LA RAFFINERIE

La raffinerie de Donges est la 3^e raffinerie de France en terme de capacité de traitement, avec une capacité de 11 millions de tonnes de pétrole brut. Elle représente 8,5 % de la capacité mondiale de raffinage du groupe TOTAL.

Elle produit des carburants (gazole, essence, kérozène, fioul soute pour les navires), du GPL, du naphtha et d'autres bases pétrochimiques, des bitumes et du fioul.

1.11.1. PRINCIPE DU RAFFINAGE PETROLIER**1.11.1.1. Procédés de raffinage**

Les pétroles bruts n'ayant pas une composition qui permette d'obtenir, par simple distillation, les produits finis dans les quantités et qualités nécessaires au marché, ils doivent subir des transformations qui constituent le raffinage pétrolier.

On distingue :

- Le fractionnement par distillation qui permet la séparation d'un mélange en plusieurs produits, sans modification moléculaire ;
- La transformation avec modifications moléculaires sous l'action combinée de la chaleur et de la pression, en présence ou non d'un catalyseur ;
- L'épuration qui permet d'éliminer les composés indésirables, tels que le soufre ;
- Les mélanges (associations de plusieurs produits de qualités différentes) pour obtenir des produits commerciaux conformes aux qualités requises.

1.11.1.2. Application à la raffinerie de Donges

La raffinerie de Donges se compose ainsi des trois types d'installations suivants :

- Des unités de fabrication ou traitement des produits pétroliers (fractionnement, transformation, purification) ;
- Des installations de réception, de stockage, de mélange et d'expédition des produits pétroliers ;
- Des unités connexes fournissant les utilités nécessaires au fonctionnement des premières (eau, air, vapeur, azote, électricité,...).

Volet 2 – Description des installations

1.11.2. UNITES DE FABRICATION

Sont appelées unités de fabrication les installations permettant de séparer ou de transformer le pétrole brut, ou l'un de ses composants, en un produit destiné à la commercialisation ou à l'approvisionnement en matière première d'une autre unité.

La description détaillée de chaque unité de fabrication de la raffinerie est présentée dans le volume de l'étude de dangers qui lui est dédiée. Le principe de ces unités est rappelé ci-après.

L'implantation schématique des différentes parties de la raffinerie est présentée ci-après, ainsi que sur le plan à l'échelle 1/2 500^e joint en annexe 1 du Volet 1 (*DONNEES SENSIBLES NON PUBLIQUES*).

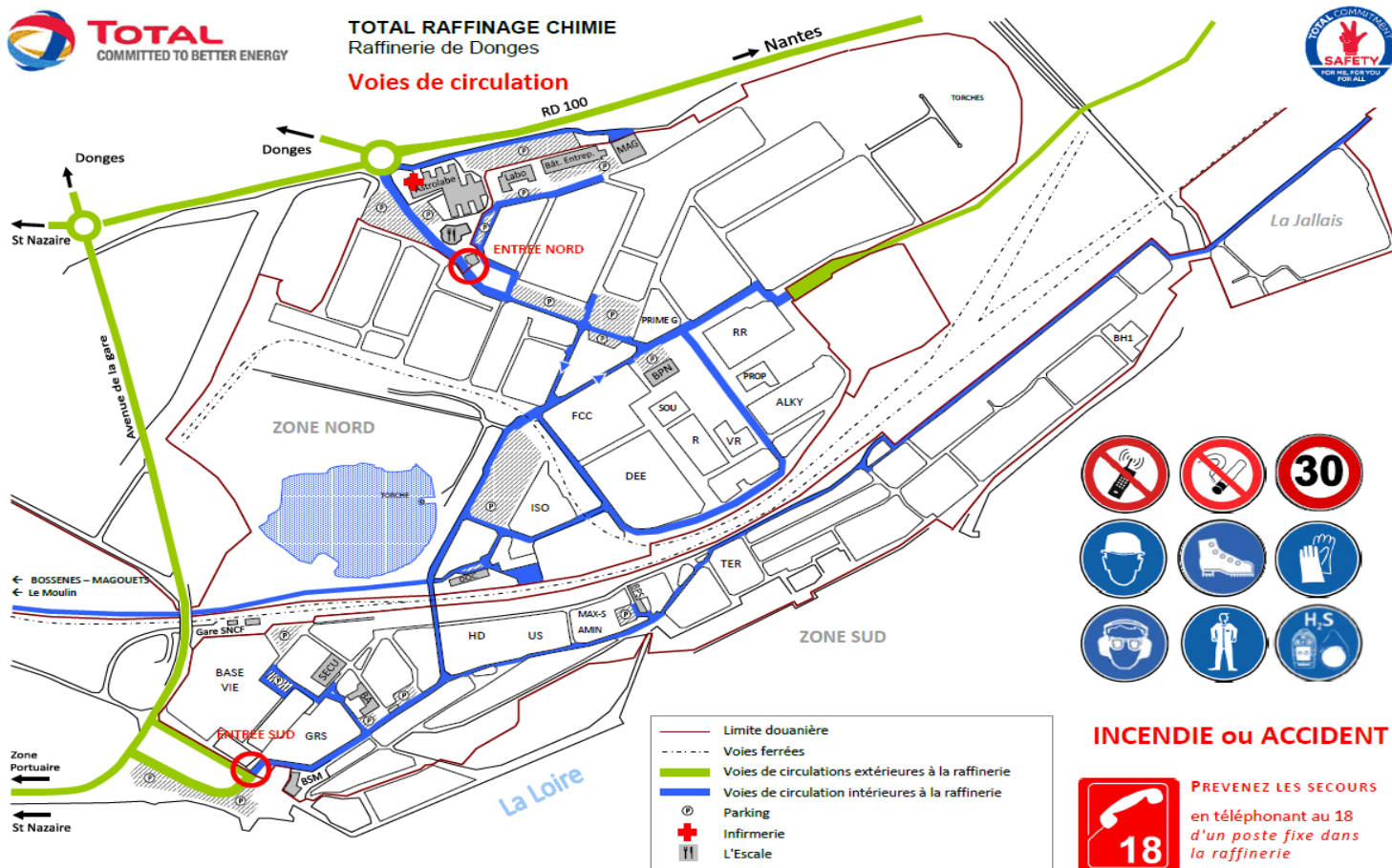


Figure 6 : Implantation schématique des différentes unités de la raffinerie

Volet 2 – Description des installations

1.11.2.1. Unité de distillation atmosphérique et sous-vide (DEE)

La distillation est la première opération réalisée sur le pétrole brut reçu et stocké dans la raffinerie. Mise en service en 1981 et d'une capacité supérieure à 11 Mt/an depuis 1997, l'unité de distillation atmosphérique et sous vide (DEE, Distillation Extra Economique), par sa conception et son intégration thermique, économise environ 250.000 t/an de combustible par rapport à une unité classique de même capacité.

Elle traite les pétroles bruts par chauffage et distillation pour obtenir les coupes suivantes :

- Des gaz combustibles (méthane ; éthane – fuel gas) ;
- Des gaz de pétrole liquéfiés (propane et butane) ;
- Une essence légère ;
- Une essence moyenne ou naphta ;
- Une essence lourde ;
- Un kérosène (ou carburacteur si brut adapté) ;
- Un gazole léger ;
- Un gazole moyen ;
- Un gazole sous vide ;
- Un distillat sous vide ;
- Un résidu sous vide (ou bitume si brut adapté).

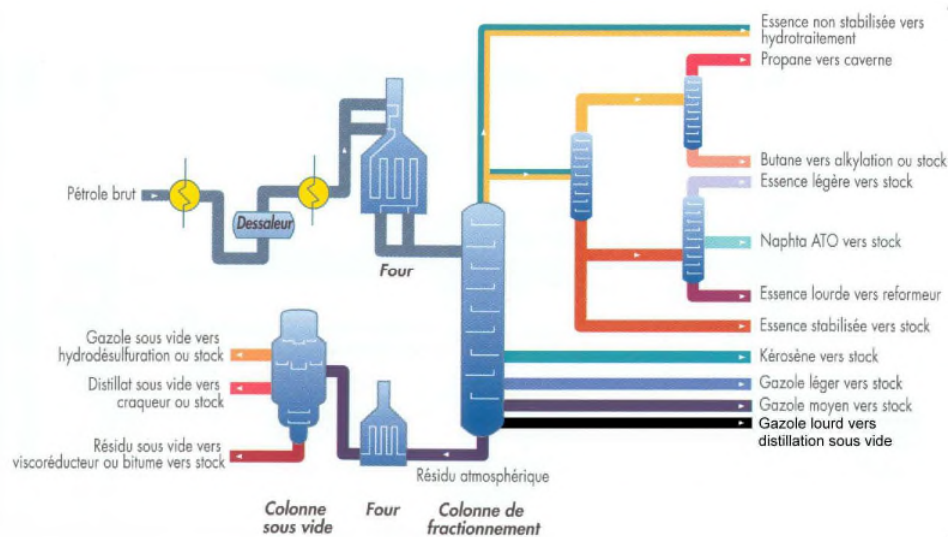


Figure 7 : Schéma de principe de l'unité de distillation du pétrole

Volet 2 – Description des installations

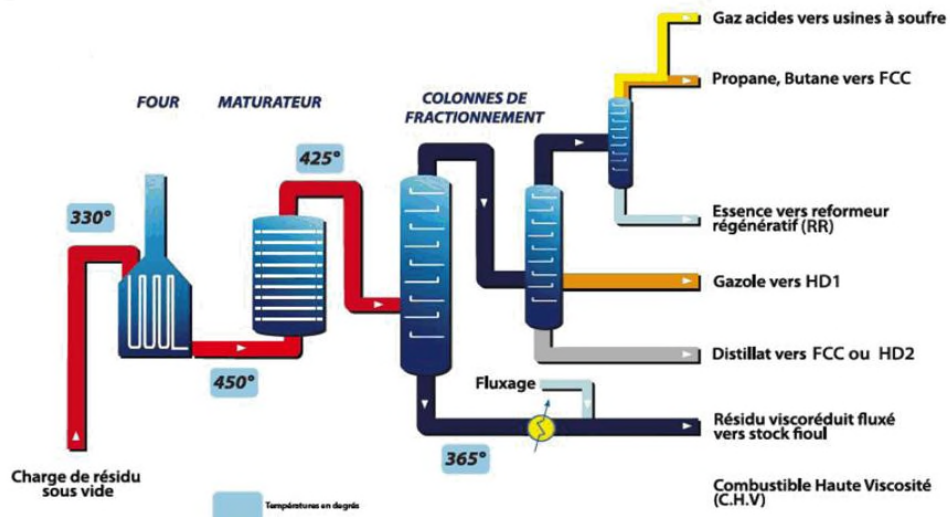
1.11.2.2. Unité de Viscoréduction (VR)

Mise en service en 1986, d'une capacité de 200 t/h, cette unité qui a pour charge le résidu sous vide issu de la DEE, effectue un craquage thermique des molécules lourdes. La réaction initiée dans le four de l'unité se poursuit dans un maturateur.

Le craquage s'accompagne d'une baisse de la viscosité du résidu et conduit aux produits suivants :

- Des gaz combustibles ;
- Des gaz de pétrole liquéfiés ;
- Une essence ;
- Un gazole ;
- Un distillat ;
- Un résidu viscoréduit qui constitue l'une des bases essentielles des fuels lourds.

Cette unité permet de réduire d'environ 25 % la production de fioul lourd de la Raffinerie.



* Trempe : choc de température avec un produit plus froid.

Figure 8 : Schéma de principe de l'unité Viscoréducteur

Volet 2 – Description des installations

1.11.2.3. Unité de craquage catalytique (FCC)

L'unité FCC, mise en service en 1981 et d'une capacité de 342 t/h, transforme les distillats provenant principalement de l'unité de distillation sous vide ou du viscoréducteur, ainsi que du résidu en produits plus légers afin de répondre à l'évolution du marché (augmentation des besoins en carburants et diminution de la demande en fuels lourds industriels).

Elle conduit aux produits suivants :

- Des gaz combustibles
- Des gaz de pétrole liquéfiés (propane, propylène, butane/butènes) ;
- Des essences, légère, moyenne (dite « de cœur ») et lourde ;
- Un LCO (light cycle oil) ;
- Un slurry qui constitue l'une des bases essentielles des fuels lourds.

La transformation se fait par craquage catalytique. La charge de l'unité est préchauffée et mise au contact d'un catalyseur fluidisé. Les réactions de craquage s'opèrent dans un réacteur, appelé riser, en quelques secondes avant que le catalyseur et les hydrocarbures ne soient séparés dans les cyclones en tête de réacteur.

Le catalyseur, qui s'est chargé de coke, est ensuite régénéré par combustion en présence d'air, puis recyclé vers le réacteur. Les hydrocarbures sont acheminés vers la section de fractionnement où les différentes coupes pétrolières seront séparées et traitées.

Afin de ramener les émissions atmosphériques de poussières de catalyseur à moins de 50 mg/Nm³, un précipitateur électrostatique a été mis en place lors de l'arrêt de 2002 sur la ligne de fumées.

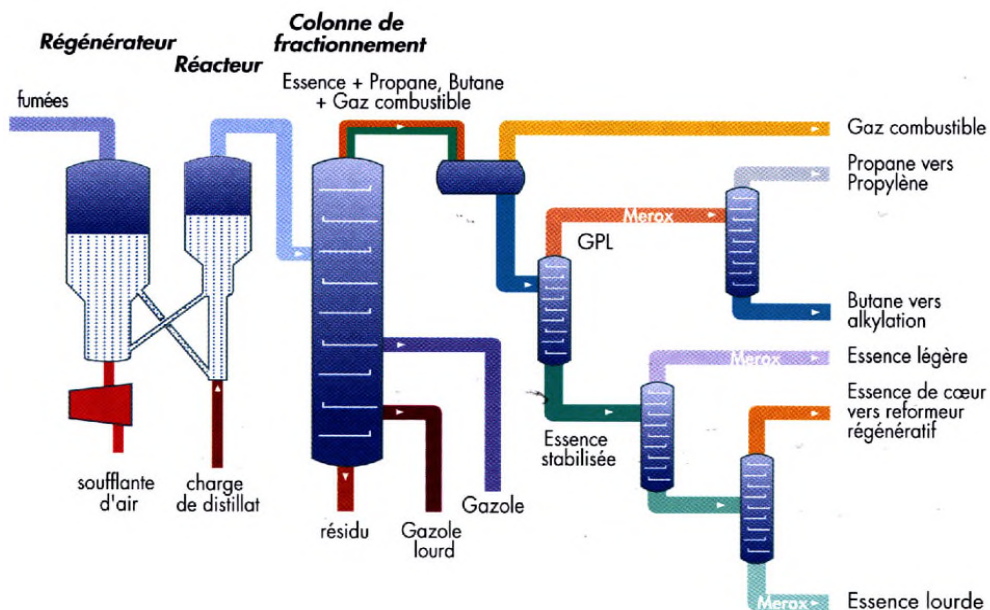


Figure 9 : Schéma de principe de fonctionnement du FCC

Volet 2 – Description des installations

1.11.2.4. Splitter Propane / Propylène (PPY)

Une section de séparation du propylène, mise en service en 1990 et remodelée en 1999, permet d'obtenir, à partir de la coupe C3 (mélange de propane et de propylène) du FCC, un propylène de haute pureté.

La coupe C3 subit les opérations suivantes :

- Séchage sur tamis moléculaire ;
- Purification par adsorption des impuretés (composés soufrés et arsines) sur un lit fixe de catalyseur au nickel ;
- Séparation par distillation (deux colonnes).

Le propylène obtenu présente une pureté pouvant aller jusque 99,6% et est utilisé comme base par l'industrie pétrochimique (production de polypropylène).

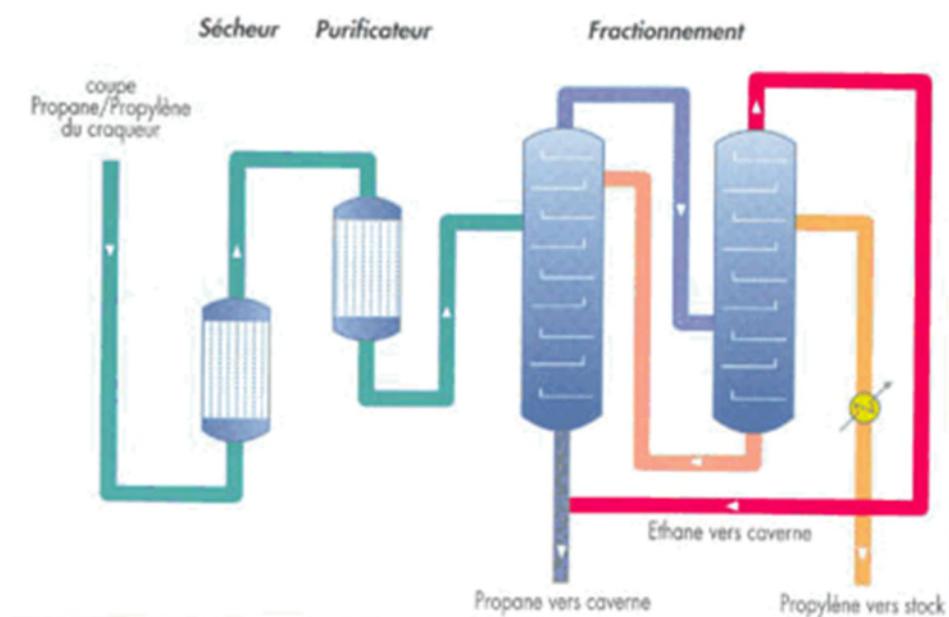


Figure 10 : Schéma de principe de fonctionnement du splitter propane / propylène

Volet 2 – Description des installations

1.11.2.5. Reformeur régénératif (RR)

La raffinerie exploite un reformeur catalytique à lit mobile (RR). Cette unité a pour objectif de permettre l'élaboration de bases essences à haut indice d'octane et produit :

- De l'hydrogène utilisé dans les unités d'hydrotraitement et d'hydrodésulfuration ;
- Des gaz combustibles ;
- Des gaz de pétrole liquéfiés ;
- Une base à haute teneur en benzène ;
- Des réformats qui sont des bases essences de haute qualité.

A noter que la raffinerie exploitait également jusqu'en 2010 un réformeur à lit fixe qui a été mis en arrêt pour raisons économiques.

Mis en service en 1994, il comporte :

- Une section hydrotraitement de l'essence lourde de distillation, de l'essence de cœur FCC et de l'essence du VR ;
- Une section reformage, en présence d'hydrogène et d'un catalyseur à base de platine ;
- Une section fractionnement complétée en 1999 par une colonne de séparation du benzène contenu dans les réformats RR.

Il met en œuvre un procédé à régénération continue du catalyseur ne nécessitant pas l'arrêt périodique de l'unité à des fins de régénération du catalyseur.

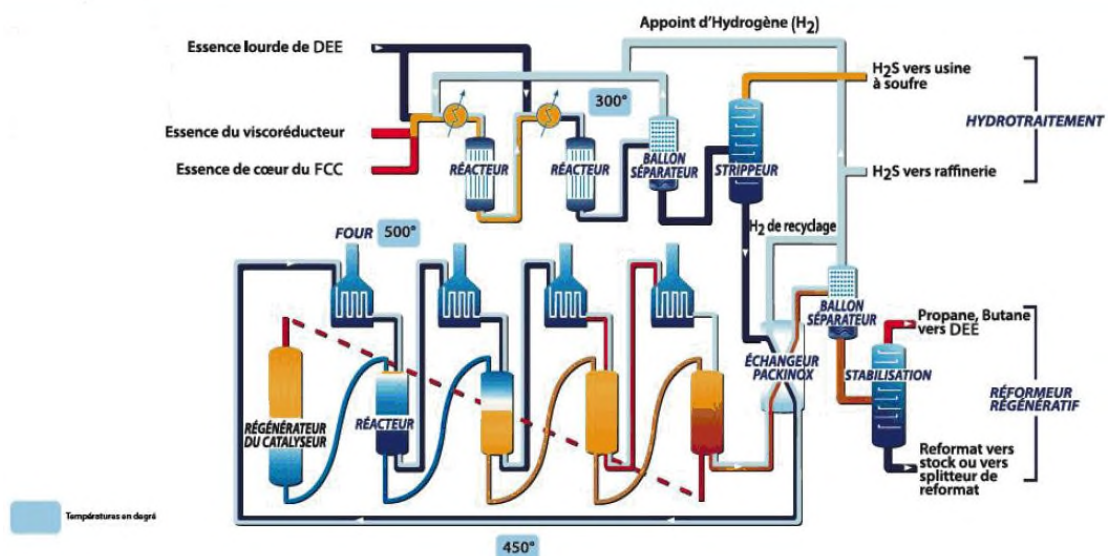


Figure 11 : Schéma de principe de fonctionnement du réformeur régénératif

Volet 2 – Description des installations

1.11.2.6. Alkylation (ALKY)

Mise en service en 1981 et d'une capacité de 35 t/h d'alkylat, l'unité d'alkylation permet de produire une base d'essence de haute qualité, qui entre dans la composition des carburants sans plomb.

L'alkylation consiste à combiner une molécule d'isobutane (iC4) à une molécule d'hydrocarbure oléfinique. Cette réaction a lieu en milieu fortement ionique, obtenu par circulation d'acide fluorhydrique pur. Le produit résultant est l'alkylat, d'indice d'octane élevé (MON - Motor Octane Number - clair compris entre 92 et 93) et de tension de vapeur faible.

En complément de la mise en place de stockages enterrés d'HF, de nombreuses modifications de sécurité ont été réalisées sur cette unité en 2005.

Les modifications principales consistent en :

- La baisse de pression de la zone réactionnelle de 20 à 8,5 bars ;
- Le passage de deux boucles HF à une boucle HF ;
- La mise en place de vannes d'isolement en pied de capacité : réacteurs E1051 et E1052 et ballons décanteurs D1007 A et B ;
- Le remplacement de la pompe de transfert d'HF stockages/zone réactionnelle par un transfert par pressurisation à l'azote.

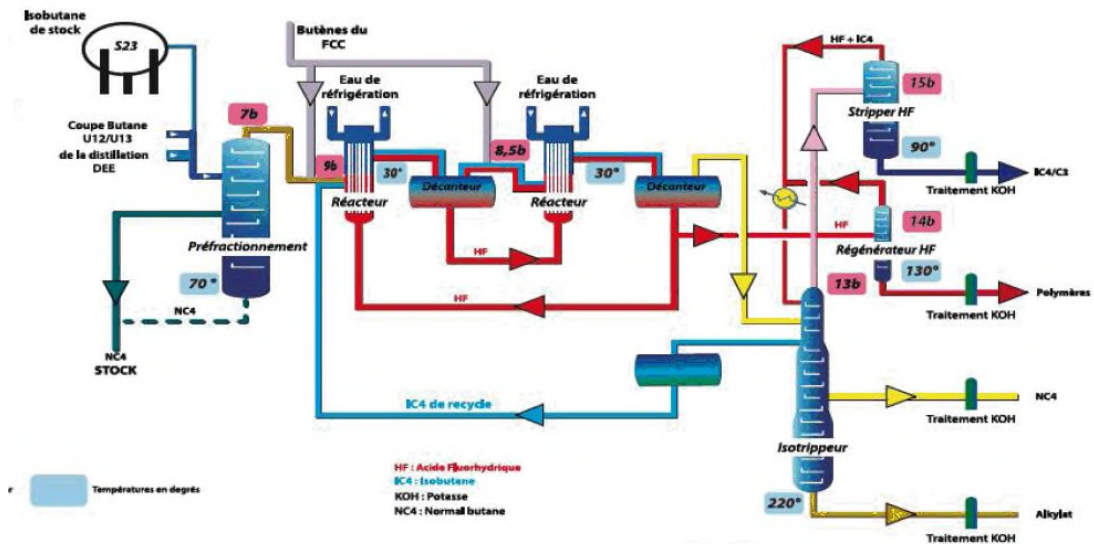


Figure 12 : Schéma de principe du fonctionnement de l'Alkylation

Volet 2 – Description des installations

1.11.2.7. Hydrodésulfuration des gazoles (HD1 et HD2)

La raffinerie exploite deux unités d'hydrodésulfuration dont le but est d'éliminer le soufre contenu dans les coupes constituant les gazoles et le fuel-oil domestique (FOD).

La réaction s'effectue par passage de la charge, en présence d'hydrogène, sur un lit catalytique. Au contact du catalyseur, l'hydrogène se combine au soufre pour former de l' H_2S . Le gazole est ensuite débarrassé de l' H_2S , séché puis stocké avant mélange pour la fabrication des produits finis.

- L'HD1 a été mise en service en 1965 et remodelée en 1997 (remplacement du réacteur pour en augmenter le volume). Sa capacité est de 110 t/h.
- L'HD2 a été mise en service en 1975 et remodelée en 1997 (remplacement du réacteur pour en augmenter le volume), puis en 1999 (dégoullottage hydraulique). Sa capacité est de 385 t/h.

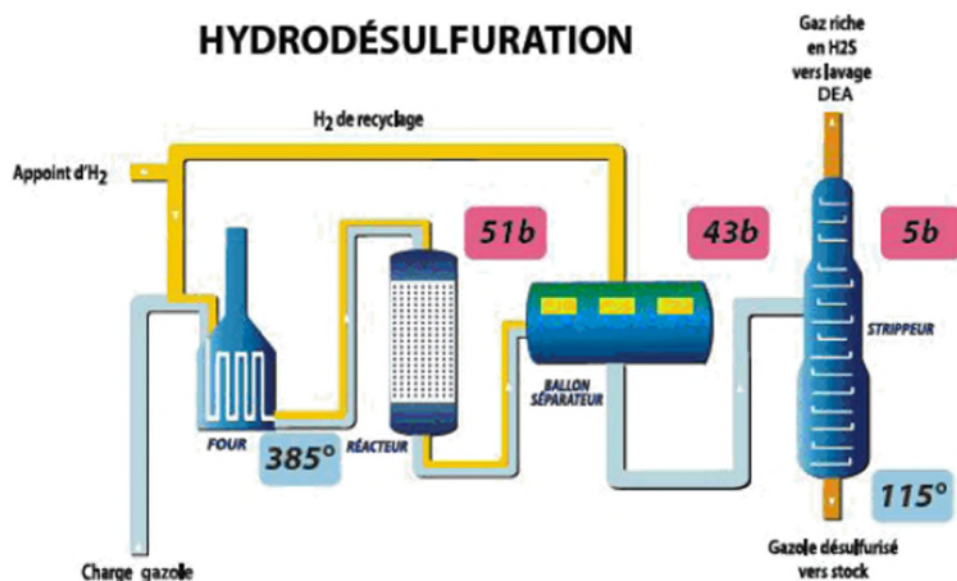


Figure 13 : Schéma de principe de fonctionnement d'une hydrodésulfuration

1.11.2.8. Hydrodésulfuration des essences de FCC (Prime G)

Mis en service en 2008, d'une capacité de 69 t/h d'essence légère du FCC, le Prime G permet de répondre aux spécifications de teneur en soufre dans les essences en produisant une coupe essence légère avec moins de 30 ppm de soufre ainsi qu'une coupe d'essence moyenne.

La réaction s'effectue par passage de la charge, en présence d'hydrogène, sur un lit catalytique. Au contact du catalyseur et de l'hydrogène, les composés soufrés se transforment en composés soufrés lourds qui restent dans l'essence lourde. L'essence légère voit ainsi sa teneur en soufre fortement diminuée.

Volet 2 – Description des installations

1.11.2.9. Usines à soufre (US1, US2 et US3)

La raffinerie exploite trois usines à soufre, dont la fonction est de transformer l' H_2S résultant des hydrotraitements et des strippeurs d'eau en soufre liquide destiné essentiellement à l'industrie des engrais. Basées sur le procédé CLAUS, elles mettent en œuvre deux étapes :

- Une oxydation à haute température où 1/3 de l' H_2S est transformé en dioxyde de soufre (SO_2) ;
- Une réaction catalytique où les 2/3 de l' H_2S réagissent avec le SO_2 précédent pour donner du soufre.

L'US 1 a été mise en service en 1975 et a une capacité¹ de 90 t/j. Les US 2 et 3 ont été mises en service en 1981 et ont une capacité de 60 t/j chacune.

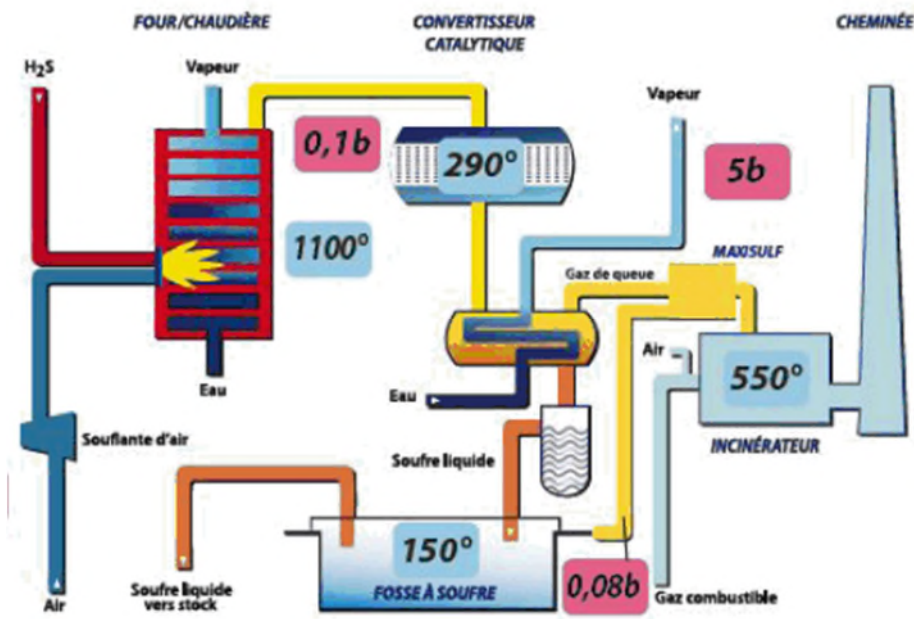


Figure 14 : Schéma de principe de fonctionnement des usines à soufre

1.11.2.10. Traitement des gaz de queue (Maxisulf)

Mis en service en 2008, le Maxisulf permet d'obtenir un taux de récupération de soufre de 99,5 % sur l'ensemble de la chaîne Soufre. Sa capacité¹ de production est de 10,3 t/j.

Avant d'être envoyés aux incinérateurs, les flux de gaz résiduaire des 3 unités Soufre existantes US1, US2 et US3 sont combinés et envoyés vers la nouvelle section Maxisulf pour y être traités. Ce traitement consiste à épurer les gaz de leurs résidus soufrés et à récupérer le soufre produit.

En aval de la section Maxisulf, les gaz épurés sont redistribués vers les incinérateurs existants des 3 unités Soufre pour y être brûlés.

¹ Exprimée en soufre liquide produit.

Volet 2 – Description des installations

1.11.3. INSTALLATIONS DE STOCKAGE ET DE TRANSFERT

1.11.3.1. Installations de Stockage sous pression

La raffinerie dispose des installations de stockages sous pression suivantes :

- 10 sphères de butane/isobutane ;
- 2 cigares de propylène de 3 000 m³ ;
- 1 sphère d'essence légère ;
- 1 sphère d'isomérat ;
- 1 caverne propane de 80 000 m³.

Les stockages sous pression ont pour but de contenir :

- Les matières premières servant de charge aux différentes unités (charge alkylation) ;
- Les produits intermédiaires servant de bases pour les mélangeuses (butanisation) ;
- Les produits finis commercialisables ;
- Des produits divers (produits non conformes, appoint combustible,...).

1.11.3.2. Installations de Stockage atmosphérique

La raffinerie dispose de 145 réservoirs atmosphériques, répartis en 6 secteurs, dont environ 140 sont réellement exploités en permanence, compte tenu du roulement des passages en maintenance de chaque réservoir.

Ces installations sont réparties sur 300 ha dans différents parcs :

- Le parc « Magouëts », principal zone de stockage de pétrole brut,
- Le parc « Bossènes », stockage d'Essence et de Gasoil principalement,
- Le parc Nord, stockage de produits finis et intermédiaires liés à la zone de production Nord.
- Le parc Ouest, stockage d'Essence principalement,
- Le parc Sud, stockage de Bitume et de Fioul lourd principalement,
- Le parc Est et son extension « La Jallais », stockages de Résidus de Pétrole et de Fioul lourd principalement.

La figure suivante présente la localisation des différents parcs de stockage :

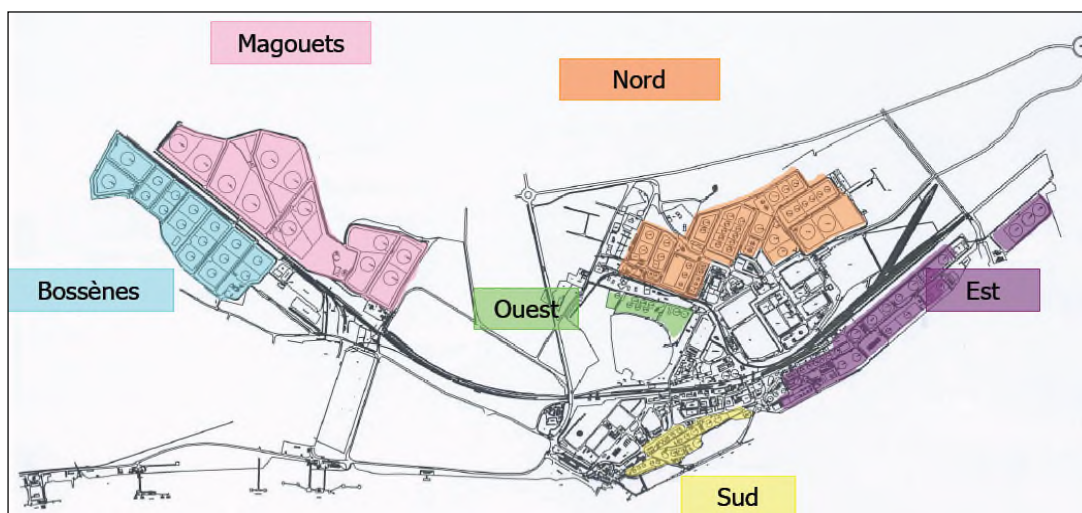


Figure 15 : Secteurs d'implantation des stockages atmosphériques



Volet 2 – Description des installations

1.11.3.3. Les expéditions

Les expéditions de produits finis s'effectuent par voies fluviales et maritimes, par chemin de fer, par route et par oléoducs. La circulation des produits au sein de la raffinerie est assurée par plusieurs pomperies.

Les postes de chargement et de déchargement de produits, exploités par la raffinerie de Donges sont :

- Les apontements sur la Loire, permettant :
 - La réception des bruts ;
 - L'expédition des produits finis ;
 - L'expédition et la réception des produits intermédiaires ;
- Les postes de chargement /déchargement wagons, permettant :
 - L'expédition de produits finis et de soufre ;
 - La réception de EMHV (ester méthylique d'huile végétale) ;

- Les gares routières Nord et Sud :

Le chargement des camions-citernes s'effectue pour les essences et gazoles à partir de la gare routière Nord. Elle totalise 22 postes qui permettent de traiter 600 camions par jour. Les fiouls et bitumes sont chargés à la gare routière Sud qui dispose de 18 postes capables de charger 450 camions par jour.

- Canalisation inter-unité et pipes :

La surveillance des canalisations entre unités est décrite par un plan de délimitation des groupes d'unité racks et pipe-way. Ce plan précise à quelle unité est rattachée la surveillance des tuyauteries situées sur un rack ou un pipe-way, hors batteries limites unité.

- Pipelines :

Le pipeline Donges-Vern alimente un dépôt près de Rennes. Le pipe Donges- Melun-Metz (DMM) permet d'acheminer des produits vers le centre et l'est de la France, mais également vers l'ouest de l'Allemagne.

Volet 2 – Description des installations

1.11.4. UTILITES**1.11.4.1. Vapeur**

La raffinerie est desservie par trois réseaux vapeur (45 / 15 / 5 bars) :

- Le niveau 45 bars est alimenté par 2 chaudières autonomes en zone Sud et 3 chaudières de récupération en zone Nord :
 - Chaudières 5 et 7 : 2 x 40 t/h (zone Sud) ;
 - FCC : 25 t/h (zone Nord) ;
 - Chaudière 8 (TAG) : 50 t/h (zone Nord) ;
 - RR : 55 t/h (zone Nord).

Il assure essentiellement l'alimentation de la turbine à vapeur (TAV) qui entraîne un alternateur de 9 MW et de celle de la soufflante du FCC.

- Le niveau 15 bars est alimenté par :
 - Une détente de la turbine à vapeur ;
 - Divers générateurs dans les unités, en particulier dans la DEE et le FCC.

- Le niveau 5 bars est alimenté par :
 - Une détente de la turbine à vapeur ;
 - La détente de la turbine de la soufflante d'air du FCC ;
 - Divers générateurs dans les unités.

La vapeur produite est utilisée, soit comme fluide énergétique, soit comme fluide procédé.

Dans les cas d'utilisation directe comme source d'énergie (chauffage, alimentation de turbines...), la vapeur condensée ne subit aucune pollution et retourne aux chaudières après simple traitement pour réajustement de ses propriétés.

Dans les cas d'utilisation dans les procédés (élimination des fractions légères par stripage, adjuvant de réaction, décockage de fours...), la vapeur est mise en contact avec les hydrocarbures et ne peut être réutilisée. Après condensation, elle donne alors naissance aux eaux de procédés qui sont traitées dans des stripeurs d'eaux, collectées et traitées finalement au traitement des eaux résiduaires (TER).

D'une façon générale, la perte de l'alimentation en vapeur d'une unité consommatrice entraîne son arrêt maîtrisé.

1.11.4.2. Electricité

Les besoins en énergie électrique de la Raffinerie sont d'environ 55 MW.

Ces besoins sont assurés :

- par l'électricité provenant du réseau RTE auquel le site est connecté en 63 kV via 3 lignes ;
- par des groupes internes d'autoproduction (Turbine à vapeur et Turbine à gaz) à hauteur de 15 MW en moyenne.



Volet 2 – Description des installations

1.11.4.3. Azote

Le fonctionnement de la raffinerie nécessite d'avoir recours à de l'azote gazeux dans deux circonstances :

- Satisfaction de besoins normaux et routiniers tels que ceux du RR pour la circulation de son catalyseur ;
- Besoins exceptionnels lors d'arrêts d'unités ou d'équipements.

Ces besoins sont satisfaits par un réseau interne alimenté par une canalisation d'azote gazeux de 3,6 km de long depuis le site de production d'AIR LIQUIDE, sur la commune de Montoir-de-Bretagne, et par un stockage d'azote liquide cryogénique pouvant fournir l'équivalent de 50 000 Nm³ d'azote gazeux. Ce stockage constitue une réserve suffisante pour satisfaire les besoins de sécurité de l'usine en cas d'indisponibilité de la canalisation.

1.11.4.4. Air comprimé

Le réseau d'air comprimé fournit l'air instrument nécessaire à la commande des vannes automatiques et des vannes de sécurité. Il est alimenté par la centrale d'air instrument et par une production interne de l'unité Reformeur régénératif :

L'ensemble de ce réseau peut être secouru par une capacité tampon de 135 m³ et par le réseau azote.

1.11.4.5. Réseaux d'eaux

La raffinerie a des besoins d'eau très divers, principalement pour :

- La consommation humaine ;
- La protection contre l'incendie ;
- Les chaudières et les générateurs de vapeur ;
- Le refroidissement de fluides dans les unités.

La raffinerie est alimentée en eau potable de la « CARENE » (Communauté d'Agglomération de la Région Nazairienne et de l'Estuaire) par plusieurs alimentations distinctes.

1.11.4.6. Eaux de chaudières et osmoseurs

Dans les circuits eau et vapeur du site, une partie de l'eau est consommée (vapeur de procédé mise en contact avec des hydrocarbures, purges de déconcentration des chaudières ...). Il est donc nécessaire de fabriquer en continu de l'eau d'appoint pour compenser ces pertes. Cette eau doit avoir des qualités de pureté très poussées, pour éliminer notamment les risques d'entartrage des chaudières. Pour cela, l'eau est déminéralisée par un procédé d'osmose inverse qui utilise des membranes de filtration. L'unité d'osmose inverse est composée de quatre chaînes d'osmose.

En fin de chaîne, l'eau déminéralisée est stockée dans un bac (P 2701). Le concentrat (ou eaux salines ex-osmoseurs) contenant l'intégralité des minéraux enlevés est envoyée au traitement des eaux.

Volet 2 – Description des installations

1.11.4.7. Eaux de réfrigération

L'eau de réfrigération assure le refroidissement final des hydrocarbures sortant des unités et celui des grosses machines tournantes. Des tours de réfrigération (SCAM 1 et 2), situées en zone Nord, alimentent le circuit semi-fermé de réfrigération de l'ensemble des installations de la raffinerie, à l'exception de l'unité d'alkylation. L'eau arrive chaude (environ 30°C) des unités. Elle ruisselle sur le garnissage des tours de réfrigération ce qui permet l'échange thermique avec l'air, puis est récupérée dans un bassin d'où elle repart vers les unités. Elle a alors perdu environ 10 °C.



Figure 16 : tour de réfrigération

Le débit véhiculé est voisin de 7 300 m³/h et les calories évacuées de l'ordre de 62 Gcal/h. Les pertes par évaporation sont compensées par un appoint d'eau d'environ 90 m³/h, constitué d'eau brute.

L'alkylation possède son propre circuit de réfrigération pour limiter les conséquences d'une éventuelle pollution par l'HF.

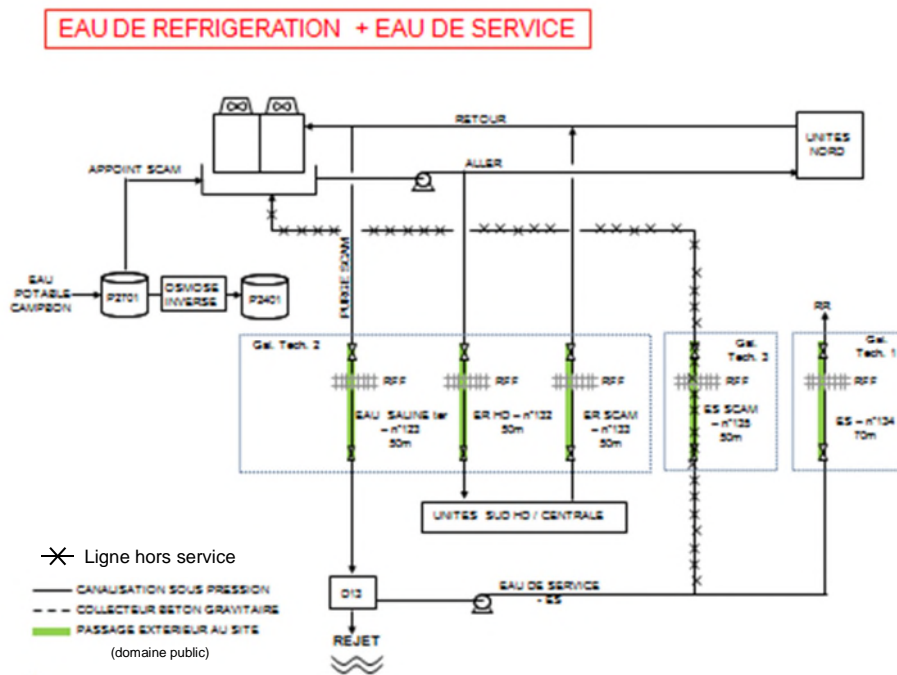


Figure 17 : Schéma de principe du réseau d'eau de réfrigération et d'eau de service

Volet 2 – Description des installations

1.11.4.8. Réseaux de torches

Les unités de production et les utilités sont connectées à deux réseaux de torches. Le plus important, dit « torches Est », dessert les unités Nord. Le second, dit « torche Sud », dessert les unités situées au sud de la voie SNCF, à savoir HD, US, Maxisulf et Amines, susceptibles de libérer des gaz acides.

Le système de torches Est comprend :

- Deux torches identiques (894 F1001 et 894 F1002), de 94,5 m de haut, dimensionnés chacun pour brûler un débit maximal de 550 t/h d'hydrocarbures en design construction, réévalué à 675 t/h par le constructeur John Zink, avec une capacité sans dégagement de fumées de 45 t/h d'hydrocarbures et de 15 t/h de vapeur ;
- Cinq ballons de collecte des condensats :
 - 894 D1001 situé près des torches ;
 - 894 D1003 (réseau SH) et 894 D1004, 894 D1014 et 894 D1015 (réseau SB) situés en zones unités ;
- Deux réseaux de collecte : un réseau SH dit haute pression et un réseau SB dit basse pression. En fonction de leurs pressions de tarage, les équipements sont reliés à l'un ou l'autre réseau. Ces deux réseaux se rejoignent dans le ballon D1001.
- Une caméra retransmet en salle du groupe opérationnel n°2 la vue des torches Est.

Les unités suivantes sont reliées au système de torches Est : DEE, Viscoréduteur, FCC, Alkylation, Propylène, RR, U12-U13, Réseau Fuel Gas, TAG Chaudière 8, Caverne Propane.

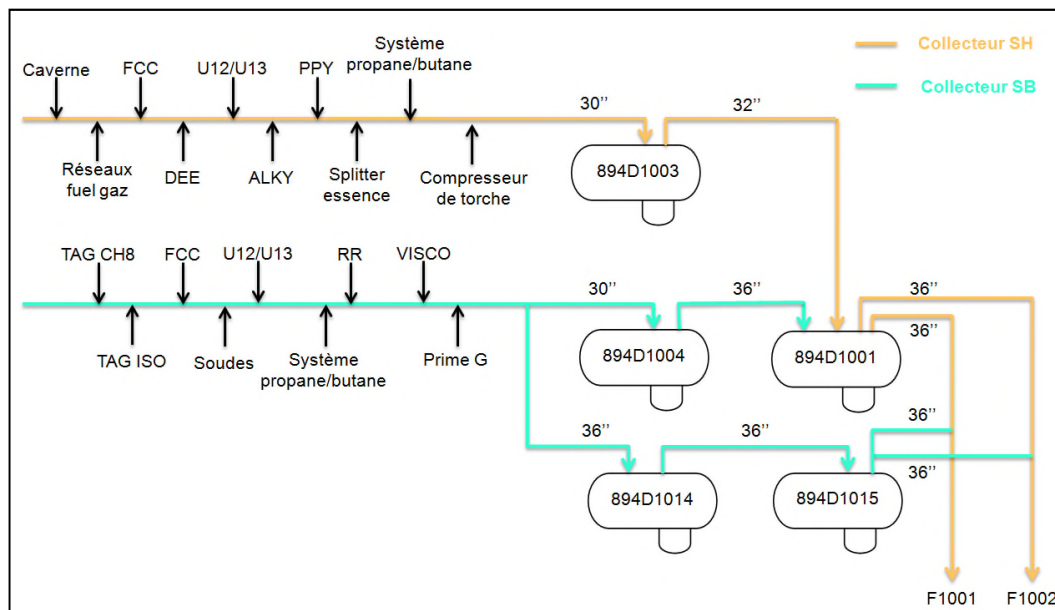


Figure 18 : Représentation schématique du réseau Torches Est actuel

Volet 2 – Description des installations

Le système de torche Sud comprend :

- Une torche (892 F1001), de 22 m de haut, dimensionnée pour un débit de 58,1 t/h ;
- Un ballons de torche 892 D1001 situé près de la torche

Une caméra retransmet en salle du groupe opérationnel n°1 la vue de la torche Sud.

Les unités HD1, HD2, US1, US2, US3, régénération DEA LPG et régénération DEA FG sont reliées au réseau « Torche Sud ».

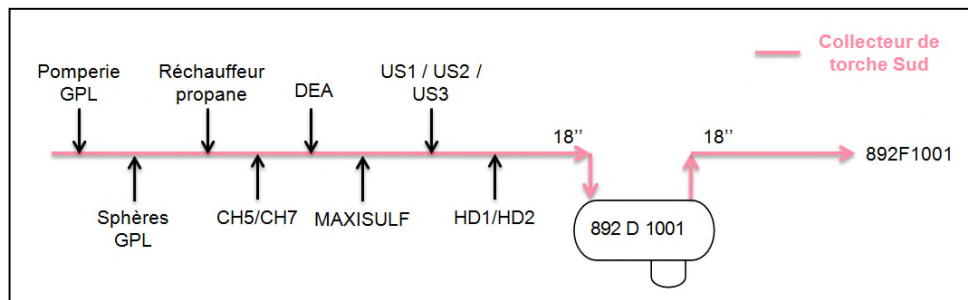


Figure 19 : Représentation schématique du réseau Torche Sud actuel

1.11.4.9. Réseaux fuel gaz et gaz naturel

Le Fuel Gaz (FG) ou gaz de raffinerie est issu du process des unités de raffinage. C'est un mélange principalement constitué de méthane et éthane. Il est complété par du gaz naturel. Le Fuel Gaz sert comme combustible pour les fours et les chaudières.

Le réseau FG possède trois niveaux de pression :

- Un niveau HP (Haute Pression) flottant entre 6,5 et 9 bars
- Un niveau BP (Basse Pression) régulé à 4,2 bars
- Un niveau TBP (Très Basse Pression) régulé à 3 bars

Volet 2 – Description des installations

1.11.5. LE TRAITEMENT DES EAUX

1.11.5.1. Réseaux de collecte

Les eaux résiduelles de la raffinerie proviennent :

- Des eaux de procédés communément appelées Eaux Huileuses (EH), qui ont pour origine les condensats de vapeur de stripage, les eaux de dessalage, le traitement des soudes usées, les eaux de ruissellement des unités et les purges de bacs ;
- Des eaux sanitaires ou eaux vannes (EV) qui proviennent des usages sanitaires ;
- Des eaux salines ex-osmoseurs ;
- De la collecte des Eaux Pluviales Polluables (EPP), qui proviennent du ruissellement des eaux de pluie sur des zones pouvant les mettre en contact avec des hydrocarbures.

La raffinerie dispose de deux réseaux de collecte séparés pour les EH et les EPP :

- Toutes les EH ainsi que les eaux vannes aboutissent à la station de Traitement des Eaux Résiduelles (TER).
- Les EPP ainsi que les eaux salines ex-osmoseurs aboutissent à la station de traitement des eaux pluviales polluables.

Selon leur nature, les eaux résiduelles peuvent être stockées dans différents réservoirs, en attente de traitement.

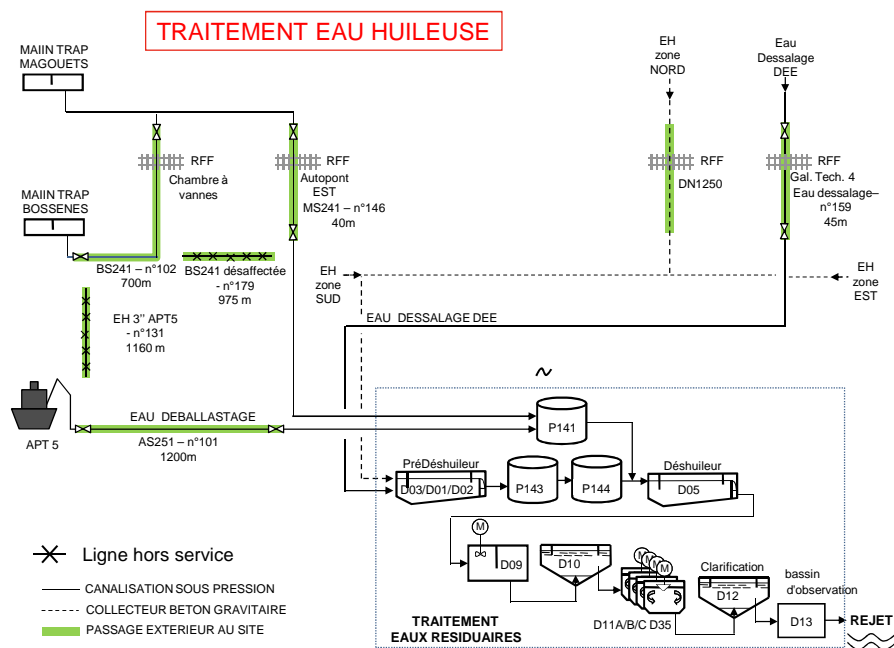


Figure 20 : Représentation schématique du réseau de traitement des Eaux Huileuses

Volet 2 – Description des installations

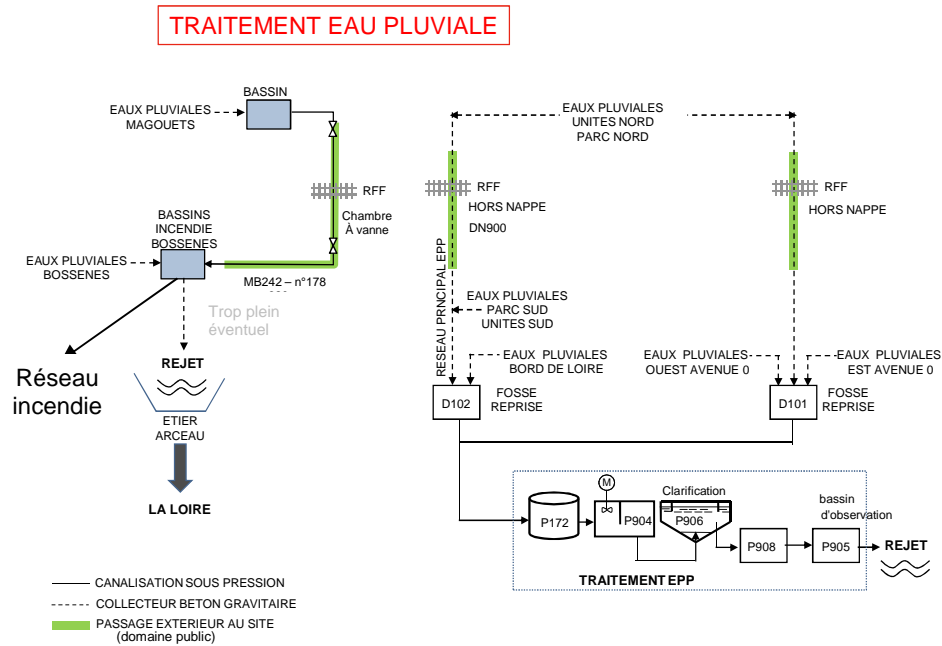


Figure 21 : Représentation schématique du réseau de traitement des Eaux Pluviales Polluées

Les eaux pluviales de l'ensemble des zones Bossènes et Magouets sont orientées vers le bassin décanteur, puis vers le bassin incendie. La liaison entre les deux bassins se fait via une tuyauterie en position basse afin d'éviter toute pollution par des hydrocarbures. Le bassin incendie nécessite des appoints quotidiens en eau pour maintenir son niveau et compenser les pertes liées à l'utilisation de l'eau incendie (exercices sécurité, opérations de maintenance, fuites éventuelles, évaporation au niveau du bassin ...). L'orientation des eaux pluviales vers ce bassin permet de diminuer l'appoint en eau potable. Le trop plein éventuel du bassin incendie rejoint le canal de l'Arceau. Le rejet est équipé de filtres à foin et de bouées néréides permettant d'alerter en cas d'arrivée d'hydrocarbures.

Ne sont pas représentées sur le schéma ci-dessus, les eaux pluviales issues des toitures des bâtiments au Nord de la Raffinerie (Laboratoire, Magasin, Bâtiments entreprises extérieures), des bâtiments TOTAL à l'extérieur de l'enceinte de la Raffinerie (Astrolabe et restaurant d'entreprise) et du parking, qui sont collectées, acheminées vers un bassin de rétention, et rejetées au Nord de la Raffinerie après passage dans un séparateur d'hydrocarbures.

1.11.5.2. Les maintraps

Les "maintraps" sont des fosses en béton destinées à recevoir, par dépotage ou via des canalisations, des eaux huileuses (EH) : résidus de nettoyage de cuves, de cuvettes de rétention de canalisation, de camions ... Dans ces bassins, les hydrocarbures surnageants sont récupérés via des surverses. Les produits récupérés sont alors renvoyés dans les bacs et mélangés au pétrole brut. Les eaux déshuilées sont quant à elle envoyées vers la station de traitement des eaux résiduaires.

Volet 2 – Description des installations

1.11.5.3. Prétraitement des eaux résiduaires

Un traitement préalable des eaux huileuses peut être effectué dans des strippers avant acheminement au TER :

- Les deux plus anciennes installations de prétraitement, situées dans les unités de distillation (DEE) et de craquage catalytique (FCC), utilisent un schéma classique de stripage mono-étage ;
- La troisième, mise en service en novembre 1999, traite les eaux provenant des deux unités d'hydrodésulfuration des gazoles (HDS) suivant un schéma à deux étages.

Plusieurs unités de fabrication intègrent des traitements utilisant de la soude et qui produisent des sodes « usées » au rythme moyen quotidien de 12 m³. Une installation spécifique permet de les neutraliser à l'acide sulfurique, de les stripper et de les décanter afin d'éliminer l'H₂S et les « acides-oils » produits par les réactions de neutralisation. Cette unité de neutralisation des « sodes usées » est située près du FCC. La soude ainsi neutralisée est ensuite envoyée vers le TER.

Ces prétraitements permettent d'acheminer vers le traitement des eaux résiduaires (TER) des eaux plus aptes à être traitées et évitent des dégagements d'odeur.

Le traitement des eaux est ensuite effectué en trois étapes :

- Un traitement par décantation ;
- Un traitement physico-chimique par floculation / coagulation et flottation à l'air
- Un traitement par épuration biologique.



Figure 22 : Cheminement des eaux à travers le TER

1.11.5.4. Pré-Déshuilage

Les EH sont réceptionnées gravitairement dans une fosse de 735 m³, puis renvoyées dans un pré-déshuileur de 420 m³, qui effectue une première séparation par décantation des hydrocarbures.

Récupérés dans une fosse de reprise de 120 m³, les hydrocarbures sont ensuite envoyés dans deux bacs de stockage de 2 600 m³ (P143) et 3 600 m³ (P144), fonctionnant en parallèle et maintenus en niveau bas pour absorber les variations de débits. Les eaux provenant des Magouëts et des Bossènes sont orientées vers le bac P141.

Volet 2 – Description des installations

Des bacs de stockage tampon ont été ajoutés en 2015 à la configuration de la gestion des effluents TER, permettant le stockage des flux polluants d'une part, et la possibilité de recirculation des effluents en cas de non-conformité au rejet. Ces stockages augmentent d'environ 12 000 m³ les capacités de stockage des effluents.

1.11.5.5. Décantation Gravitaire

La majeure partie des hydrocarbures en suspension est séparée par simple décantation dans des bassins API munis d'un système de raclage en surface et en fond.

Le raclage en surface permet d'éliminer les hydrocarbures flottants qui sont recyclés (slops). Il est complété par un tambour oléophile tournant à la surface, qui assure une récupération maximale des hydrocarbures sans entraînement de quantités d'eau excessives et avec une rapidité qui permet de minimiser les pertes d'hydrocarbures par évaporation.

Le raclage en fond permet d'éliminer les boues huileuses qui s'y accumulent et qui sont constituées d'un mélange d'eau, de sédiments et d'hydrocarbures (en pourcentage très faible).

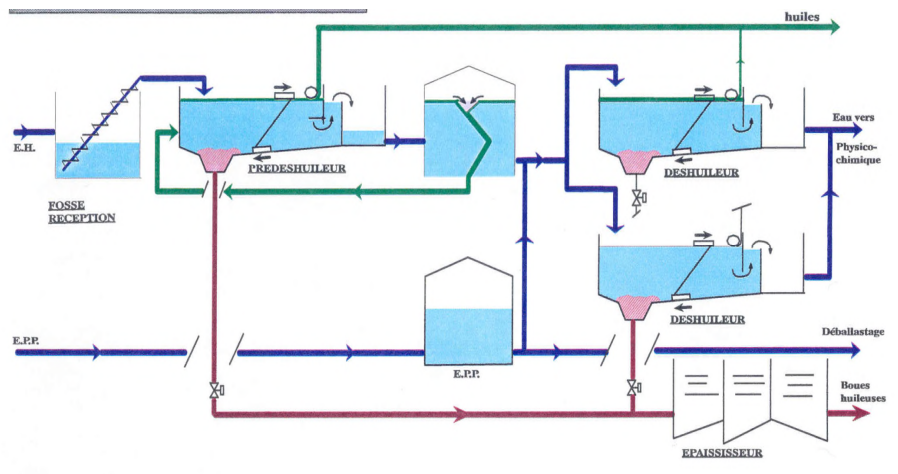


Figure 23 : Représentation schématique de la décantation gravitaire (TER)

1.11.5.6. Traitement physico-chimique

L'eau issue des bassins API est :

- Mélangée à des produits « flocculants » (poly-électrolyte, sels minéraux) destinés à entraîner les dernières matières polluantes en suspension ;
- Introduite dans un bassin de coagulation / flottation où de l'air comprimé finement divisé permet de compléter l'élimination des polluants qu'elle contient, en les entraînant vers la surface sous forme de boues non huileuses stockées et envoyées à un épaisseur.

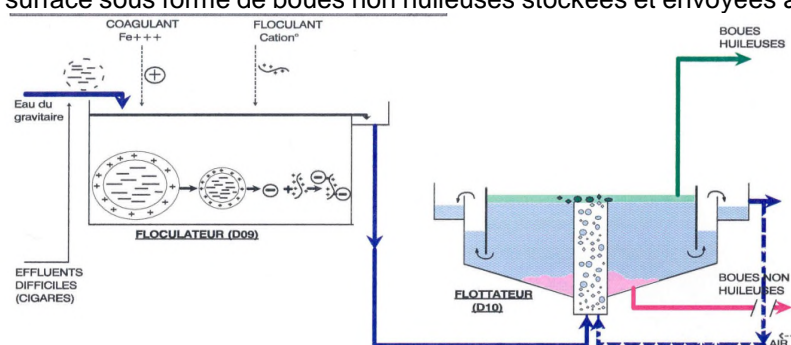


Figure 24 : Représentation schématique du traitement physico-chimique (TER)

1.11.5.7. Traitement biologique

Volet 2 – Description des installations

Ce dernier stade du traitement d'épuration a pour but d'éliminer la pollution « dissoute » (phénols en particulier).

Le principe du procédé à « boues activées » est d'accélérer la biodégradation naturelle sous l'effet des bactéries, par agitation du milieu aqueux à l'aide de turbines qui favorisent la diffusion dans l'eau de l'oxygène de l'air.

L'eau épurée est ensuite décantée afin de séparer les « boues activées » qui sont recyclées à l'entrée du traitement biologique, mais dont un excédent est éliminé en continu. Cet excédent de boues activées ou « floc » est traité dans un bassin de stabilisation aérobie qui permet essentiellement de réduire le caractère putrescible des boues.

Après passage au bassin des stabilisations, l'excès de boues biologiques est stocké avec les boues non huileuses, et envoyé à l'épaississeur. A la sortie du décanteur des boues biologiques, les eaux épurées sont envoyées dans un bassin d'observation et, après contrôle, rejetées en Loire. Ce bassin est équipé d'un échantillonneur et d'un enregistreur de débit, de pH et de température. Les effluents de chaque traitement sont contrôlés en pH, matières en suspension et hydrocarbures ainsi que d'autres analyses réglementaires.

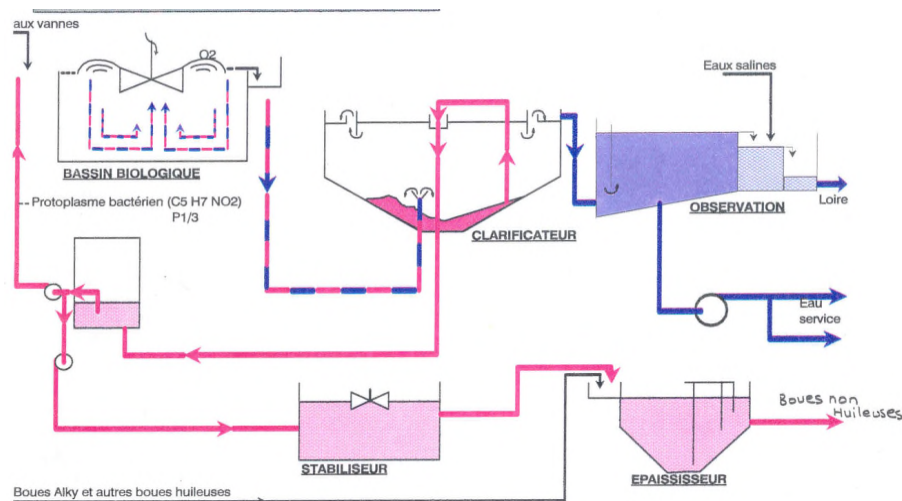


Figure 25 : Représentation schématique du traitement biologique (TER)

Volet 2 – Description des installations

1.11.5.8. Station de traitement des EPP

Les EPP arrivent dans deux fosses de relevage maintenues vides en permanence, puis elles sont envoyées dans un réservoir tampon de 12 000 m³ (P172) muni d'un dispositif d'écumage des hydrocarbures, qui fait office de décanteur primaire. Le traitement des EPP comprend ensuite :

- Un bassin de reprise ;
- Un bassin de floculation dans lequel sont ajoutés, après ajustement du pH, des adjuvants de floculation ;
- Un bassin de flottation.

Les eaux épurées à la sortie du bassin de flottation sont évacuées vers une fosse de contrôle avant d'être rejetée en Loire. Ce bassin est équipé d'un échantillonneur et d'un enregistreur de débit, de pH et de DCO. Les effluents de chaque traitement sont contrôlés en pH, matières en suspension et hydrocarbures, ainsi que d'autres analyses réglementaires.

La capacité maximale de traitement est de 600 m³/h, le traitement de la station étant le plus souvent discontinu en fonction des quantités d'eau à traiter.

Les vidanges des bassins de floculation, de flottation et d'eaux propres sont reliées au réseau d'eaux huileuses de la raffinerie, ce qui permet une évacuation vers la station de traitement des eaux.

Un bassin de récolte des flottants reçoit les écumes du bassin de flottation et les boues de floculation. Les eaux décantées dans ce bassin sont recyclées et les boues sont dirigées vers l'épaississeur de boues du traitement des eaux résiduelles.

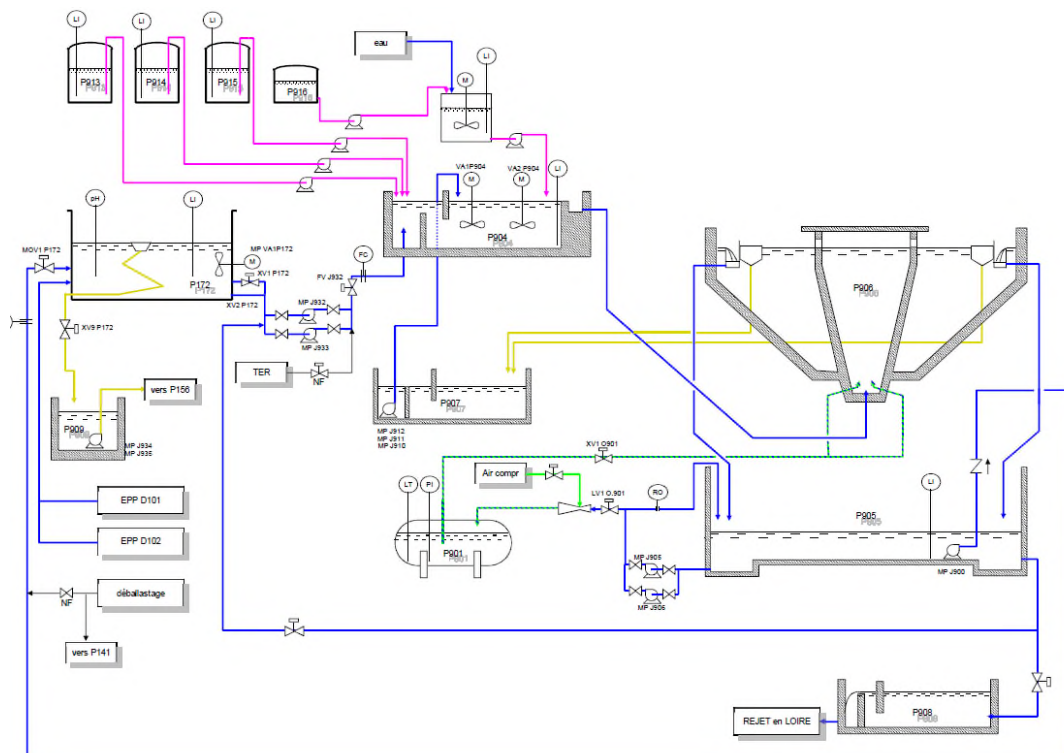


Figure 26 : Représentation schématique de la station de traitement des EPP



2. DESCRIPTION DU PROJET

Le présent dossier d’Autorisation Environnementale concerne les parties du projet pour lequel TOTAL sera exploitant au sens de la réglementation.

Il ne concerne donc pas les projets satellites que sont l’unité SMR et les installations d’alimentation en gaz naturel, pour lesquels respectivement Air Liquide et GRTgaz réaliseront en tant qu’exploitant les démarches d’autorisation.

Néanmoins et à toute fin de bonne information et compréhension du projet présenté par TOTAL, des informations sur ces projets SMR et d’alimentation en gaz naturel seront fournies à plusieurs étapes de ce volet de description.

2.1. CONTEXTE ET GENERALITES

2.1.1. PROJET HORIZON

La raffinerie de Donges est la troisième raffinerie de France en terme de capacité de raffinage. Elle est l’unique raffinerie française implantée sur la façade atlantique.

La raffinerie dispose d’un accès direct à la mer via l’estuaire de la Loire qui lui sert notamment à importer le pétrole brut mais également d’exporter des produits finis. Cela permet ainsi à la raffinerie d’être l’approvisionneur en essences des dépôts de Brest à Bayonne. A contrario la production de la raffinerie en gazole est insuffisante en terme de quantité pour alimenter les dépôts de la façade atlantique, qui reste donc fortement importatrice de gasoils en provenance de pays étrangers.

La raffinerie dispose également de la possibilité d’envoyer sa production vers le marché intérieur grâce aux connexions par pipe avec le dépôt de Vern-sur-Seiche (centre Bretagne) et avec le pipe DMM (Donges-Melun-Metz).

En dépit de ces atouts, la raffinerie a une capacité limitée à produire les carburants aux spécifications les plus exigeantes, notamment à satisfaire les contraintes en teneur en soufre qui ont fortement diminuées au cours de ces 20 dernières années dans les carburants européens, passant de 500 à 10 ppm.

En effet, la charge de l’unité FCC est actuellement chargée en soufre. Cela pénalise le fonctionnement de cette unité :

- en diminuant sa performance de conversion,
- en entraînant également des rejets à teneur en SO₂ élevée au niveau de la cheminée de cette unité,
- en produisant en sortie certains produits en sortie contenant des teneurs en soufre trop élevées pour permettre la fabrication de carburants conformes aux normes européennes.

Actuellement, la raffinerie ne peut donc traiter que des pétroles bruts peu soufrés ou générer des produits peu valorisables sur le marché européen (essences et gazoles soufrés utilisés à l’export, forte production de fiouls lourds...)

Le projet retenu consiste à implanter sur le site de Donges une unité de désulfuration de VGO (HDT VGO) d’une capacité de traitement de charge de 2,6 Mt/an (qui produira 2.3 Mt/an d’HDT VGO), qui permettra d’améliorer la conversion de la raffinerie et fabriquer des quantités supplémentaires d’essences et de gasoils aux spécifications européennes en :

- Assurant la production de bases ex-FCC à très basse teneur en soufre totalement incorporables dans les produits aux spécifications européennes (essence, gasoil) et les fiouls marine à 0.5% de teneur en soufre ;
- Améliorant la conversion du FCC de 5% ;
- Garantissant le respect des rejets SO₂ du FCC, quelle que soit la nature de sa charge ;
- Réduisant l’importation de produits raffinés depuis la façade atlantique.



Volet 2 – Description des installations

2.1.2. PROJETS SATELLITES AU PROJET HORIZON

L'exploitation de l'unité HDT VGO nécessite une quantité d'hydrogène supplémentaire que la Plateforme n'est actuellement pas en mesure de fournir. Total a mandaté Air Liquide pour construire et exploiter une unité de production d'hydrogène (SMR) sur le site de la raffinerie. Air Liquide sera propriétaire et exploitant de cette unité et a réalisé son propre dossier d'autorisation environnementale.

L'HDT VGO entraîne une augmentation de la quantité de gaz naturel consommée sur la plateforme de Donges. De même, l'unité SMR a besoin d'une grande quantité de gaz naturel pour produire l'hydrogène. Le poste GRTgaz d'alimentation en gaz naturel existant n'est pas en mesure de fournir un débit et une pression de gaz suffisants pour le bon fonctionnement de ces deux unités. GRTgaz est donc porteur d'un projet visant à :

- Créer une nouvelle canalisation entre le réseau national et le poste GRTGaz existant de Priory.
- Augmenter la pression maximale de service sur le tronçon de canalisation d'alimentation en gaz naturel entre le poste GRTGaz de Priory et la raffinerie.
- Installer un nouveau poste de détente en amont de la Plateforme TOTAL.

Les projets portés par Air Liquide et GRTgaz peuvent être qualifiés de projets « satellites » du projet HORIZON :

- Leur mise en œuvre est nécessaire au bon fonctionnement du projet HORIZON tel que décrit précédemment (lien fonctionnel) ;
- Ils font l'objet d'une contractualisation entre TOTAL et Air Liquide d'une part, TOTAL et GRTGaz d'autre part (lien économique) ;
- Leurs réalisations vont être concomitantes (lien de temporalité). Des éléments relatifs au planning des projets sont fournis au paragraphe 2.11.1.

Des éléments descriptifs et d'appréciation des impacts de ces projets seront fournis dans la mesure de leur disponibilité pour analyser correctement les effets additionnés entre le projet HORIZON et les projets d'Air Liquide et GRTgaz. Une description technique des modifications est fournie au paragraphe 2.5.

Volet 2 – Description des installations

Le schéma suivant synthétise de manière globale l'intégration des nouvelles unités HDT VGO et SMR au sein du schéma de raffinage existant et ses principaux impacts.

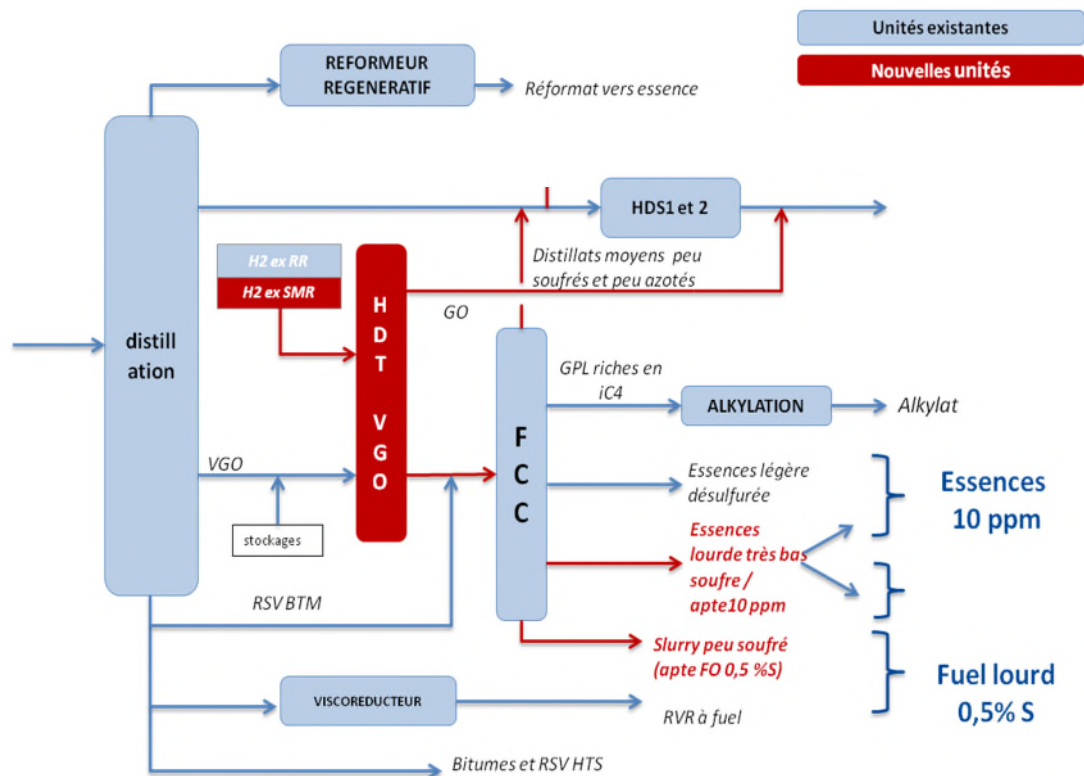


Figure 27 : Intégration de l'HDT VGO au niveau de la raffinerie de Donges

Volet 2 – Description des installations

2.2. CAPACITE DE PRODUCTION ET BILAN MATIERE

L'objectif est de produire environ 2,3 Mt/an de VGO hydrotraité (pour une charge en entrée de l'HDT VGO de 2,6 Mt/an) qui sera utilisé comme charge désulfurée pour le FCC.

Le bilan-matière de l'HDT VGO est fourni ci-dessous :

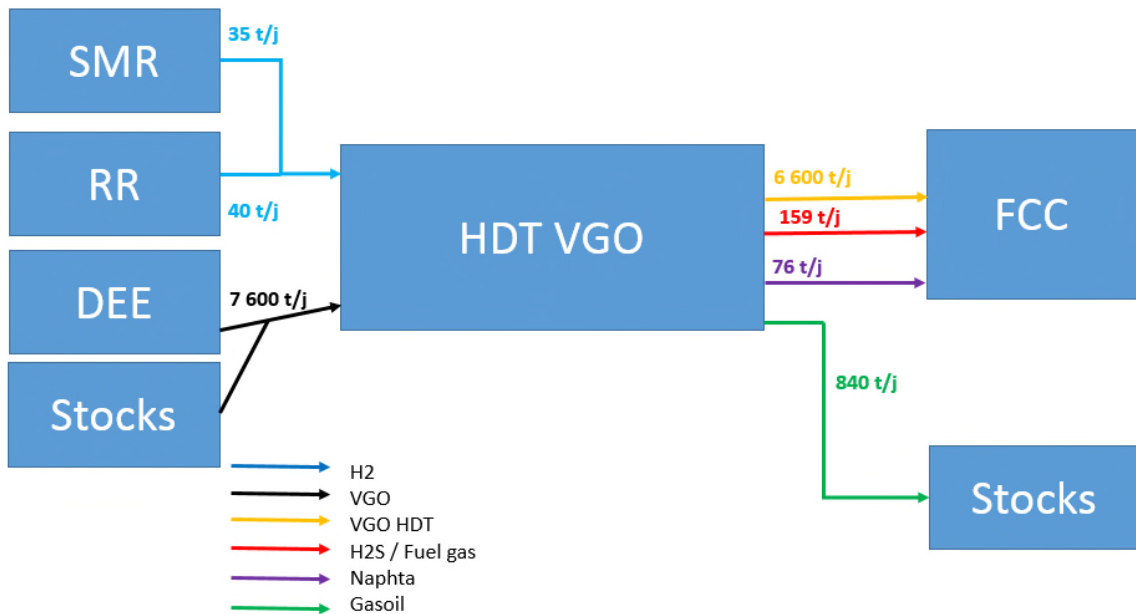


Figure 28 : Bilan matière de l'HDT VGO

Le projet prévoit une augmentation de 0,2 Mt/an d'essences et 1,6 Mt/an de gazoles aux spécifications européennes.

La carte ci-dessous illustre ce que seront les débouchés essences et distillats au départ de la raffinerie de Donges en 2021 si le projet n'est pas réalisé.

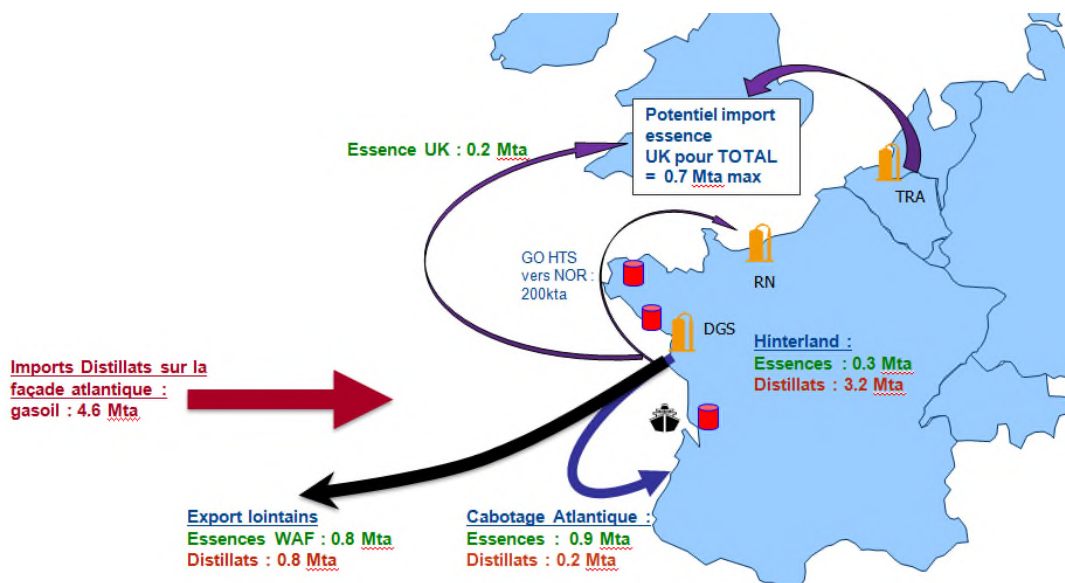


Figure 29 : Cas de base : la raffinerie de Donges et ses marchés essence et gazole en 2021 sans le projet HORIZON

Volet 2 – Description des installations

Il peut être constaté que la raffinerie :

- est contrainte à des exports lointains de produits par incapacité à désulfurer ces produits, sur des marchés (Afrique, Asie ...) de plus en plus concurrencés par les longueurs venant des zones Anvers-Rotterdam et des USA.
- alors que des marchés potentiels proches existent :
 - au Royaume Uni pour les essences 10 ppm,
 - en France, les débouchés marché intérieur en Gasoil moteur et en fuel domestique sont non satisfaits par manque de capacité de désulfuration.

La carte ci-dessous présente l'évolution des débouchés de la raffinerie de Donges que va rendre possible le projet de Total :

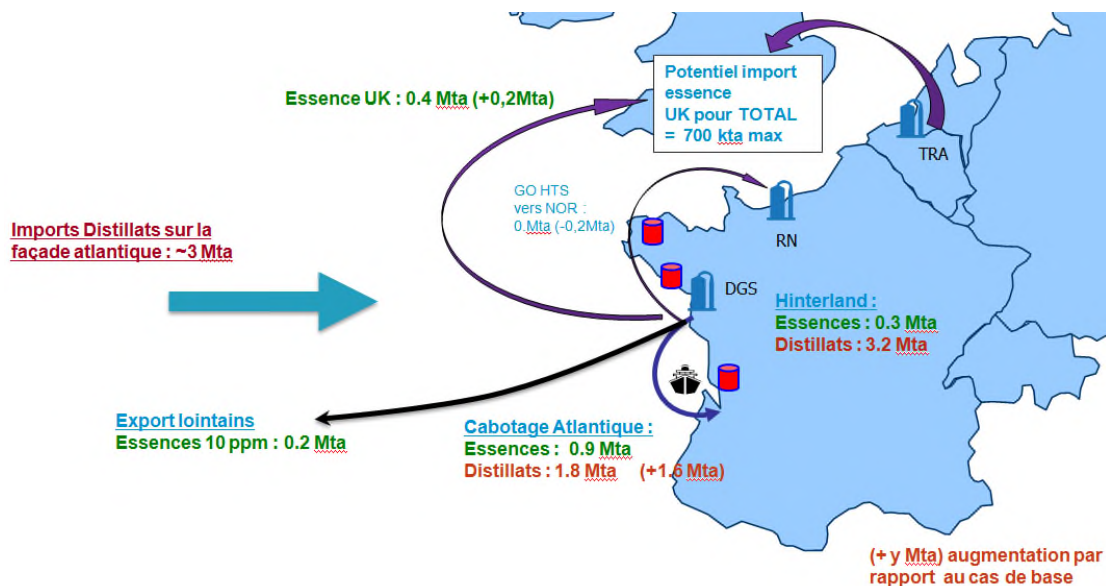


Figure 30 : La raffinerie de Donges et ses marchés essence et gazole en 2020 avec le projet HORIZON

il peut être constaté que ce projet permet de rendre conforme aux spécifications européennes l'ensemble de la production essence et gazole de la raffinerie, et ainsi d'accroître sa capacité à alimenter le marché intérieur français ainsi que le marché européen. Il permet la réduction des importations de gazole sur la façade atlantique de l'ordre de 1.6 Mt/an.

La production au niveau du FCC de slurry à basse teneur en soufre permettra également à la raffinerie de fabriquer en plus grande quantité (+100 kt/an) et dans de meilleures conditions économiques des fuels soute conformes à la future norme « globalcap » qui doit entrer en vigueur en 2020, et qui abaisse la teneur maximale des fuels soute de 3.5%S à 0.5%S.

Volet 2 – Description des installations

2.3. SITUATION GEOGRAPHIQUE

La future unité d'hydrotraitement sera installée au nord-est de la raffinerie, sur le territoire de la commune de Donges dont le centre ville sera situé à environ 1 km au nord.

Les coordonnées d'implantation sont les suivantes :

- latitude 47°31' nord,
- longitude 2°1' ouest,
- altitude 4.5 m NGF.

La carte ci-après présente l'implantation de la future unité HDT VGO dans la raffinerie. Il situe également à titre d'information l'unité SMR qui sera exploitée par Air Liquide ainsi que le lieu d'implantation envisagé pour le nouveau poste de détente GRTGaz (les deux lieux en cours d'étude sont représentés sur la figure suivante).



Figure 31 : Implantation de l'unité HDT VGO et des unités satellites dans la raffinerie – source : GEOPORTAIL

L'unité HDT VGO se situera à proximité des unités suivantes :

- le FCC au nord-est au plus proche à 50m,
- la DEE à l'est au plus proche à 90 m,
- la Tag ISO au sud-est au plus proche à 20m.

HDT VGO et SMR seront implantés sur la parcelle cadastrale BH588 appartenant à l'établissement TOTAL de Donges.

Le poste de détente GRTgaz sera implanté sur les parcelles cadastrales BH28, 29 et 541 ou BH587 appartenant également à l'établissement TOTAL de Donges.

Volet 2 – Description des installations

2.4. DESCRIPTION DETAILLEE DU PROCEDE

L'unité HDT VGO va permettre une désulfuration et une déazotation du VGO par hydrotraitement afin d'éliminer le soufre mais également l'azote.

Une durée de cycle de 36 mois est prévue, c'est-à-dire que le catalyseur présent au sein de l'unité est capable d'assurer sa fonction sur cette période moyennant une adaptation des conditions process afin d'assurer une efficacité constante au cours du cycle.

2.4.1. DESCRIPTION DE L'UNITE D'HDT VGO A L'ATTENTION DU PUBLIC

Le schéma procédé simplifié ci-dessous illustre graphiquement la description de l'installation HDT VGO faite dans ce paragraphe :

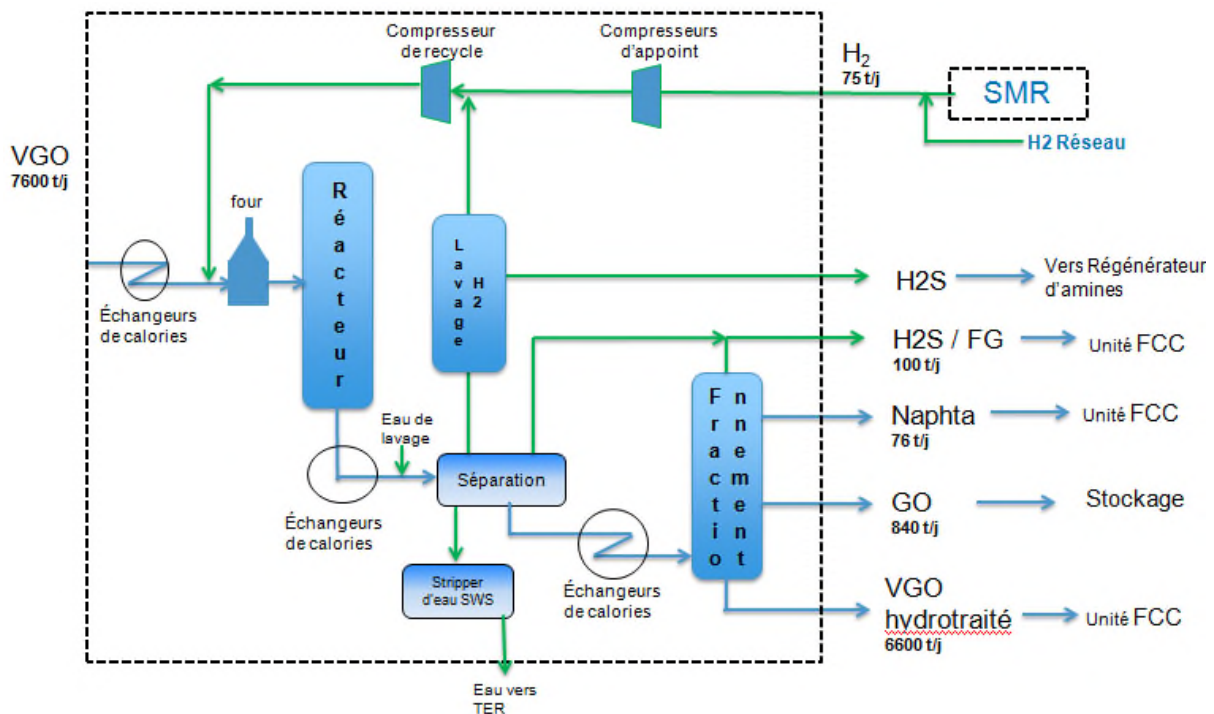


Figure 33 : Représentation schématique de l'HDT VGO

L'unité est constituée de plusieurs sections :

- Une section charge,
- Une section appoint/compression d'hydrogène,
- Une section réaction,
- Une section séparation,
- Une section lavage de l'hydrogène à l'amine,
- Une section fractionnement.

Volet 2 – Description des installations

2.4.1.1. Section charge de l'unité

La charge fraîche de l'unité HDT de VGO provient du stockage ou en direct de la DEE et est composée d'un mélange de plusieurs qualités de VGO, à savoir :

- du Distillat Sous Vide VGO HTS (haute teneur en soufre) de DEE,
- du Distillat Sous Vide VGO BTS (basse teneur en soufre) de DEE,
- des distillats de visco-réducteur HTS,
- des distillats de visco-réducteur BTS.

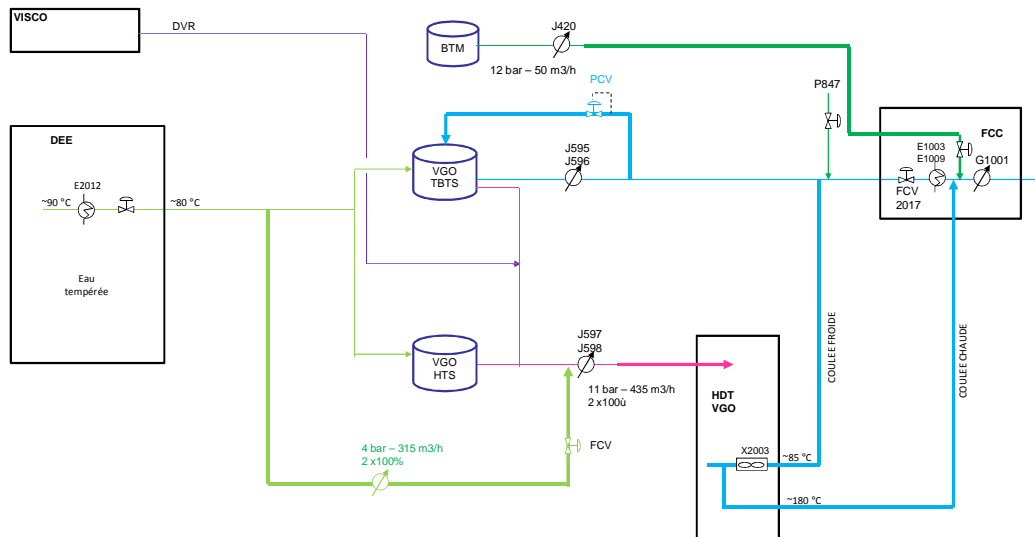


Figure 34 : Représentation schématique de l'alimentation de la future unité HDT VGO

La charge est tout d'abord préchauffée dans plusieurs échangeurs grâce aux calories fournies par les produits en sortie de la section de fractionnement. Elle est ensuite envoyée vers la section réactionnelle par des pompes haute pression.

2.4.1.2. Section appoint/compression d'hydrogène

Un appoint en hydrogène est réalisé depuis le réseau H₂ de la raffinerie et le SMR. L'hydrogène d'appoint est comprimé par les compresseurs d'appoint.

Le gaz de recycle lavé au travers du laveur d'hydrogène à l'amine est mélangé à l'hydrogène d'appoint avant d'être envoyé à l'aspiration du compresseur de recycle.

L'hydrogène (appoint+ recycle) est ensuite envoyé vers la zone réactionnelle.

Volet 2 – Description des installations

2.4.1.3. Section réaction

Après avoir été pompé par les pompes de charge le VGO est mélangé à l'hydrogène, le mélange est ensuite amené à la température opératoire souhaitée en entrée du réacteur à travers un four. La température de sortie du four correspondant à celle de l'entrée du réacteur, est ajustée par action sur la vanne de combustible des brûleurs du four.

Au contact du catalyseur présent dans le réacteur le mélange de VGO et d'hydrogène réagit, entraînant, notamment la transformation du soufre contenu dans le VGO en sulfure d'hydrogène H₂S.

Les produits en sortie du réacteur passent ensuite dans les échangeurs utilisés pour la préchauffe de la charge VGO. Ils y sont partiellement refroidis.

2.4.1.4. Section séparation

Après refroidissement partiel, les produits alimentent la section de séparation où l'on injecte de l'eau de lavage, puis où l'on sépare :

- L'hydrogène contenant de l'H₂S qui sera dirigé vers la section de lavage à l'amine,
- Les hydrocarbures gazeux contenant eux aussi de l'H₂S et qui seront lavés à l'unité FCC,
- L'eau de lavage chargée en H₂S et en ammoniac formés dans la zone réactionnelle. Cette eau sera traitée au stripper d'eau,
- Les hydrocarbures liquides qui sont envoyés vers la section fractionnement.

2.4.1.5. Section lavage de l'hydrogène à l'amine

L'hydrogène issu de la section séparation est chargé en H₂S et est donc envoyé dans la section lavage où il est mis en contact avec une solution liquide d'amine qui capte l'H₂S.

L'hydrogène ainsi purifié peut alors être renvoyé dans la section réaction via le compresseur de recycle.

L'amine liquide chargée en H₂S sera envoyée vers un régénérateur d'amines où l'H₂S sera extrait puis envoyé vers une unité de transformation en soufre liquide (usine à soufre).

2.4.1.6. Section de fractionnement

La colonne de fractionnement permet de traiter les hydrocarbures liquides issus de la section de séparation et de produire après refroidissement et fractionnement :

- du VGO hydrotraité,
- du GO,
- du Naphta,
- des hydrocarbures gazeux qui sont envoyés au FCC,

Volet 2 – Description des installations

2.4.1.7. Stripper des eaux acides

Le stripper des eaux acides de l'unité HDT VGO sera alimenté à partir :

- des eaux de lavage issues de la section séparation de l'HDT VGO,
- des eaux acides en provenance du FCC.

Ces eaux contiennent des quantités importantes d'H₂S et d'ammoniac qui sont retirées à travers 2 colonnes de strippage successives.

- colonne de strippage d'H₂S

Les eaux acides sont envoyées dans une première colonne de strippage où elles sont chauffées permettant à l'H₂S d'être extrait.

Cet H₂S est envoyé vers les usines à soufre pour être transformé en soufre liquide.

L'eau acide (débarassée de l'H₂S mais pas de l'ammoniac) contenue en fond de stripper H₂S est ensuite envoyée vers le stripper d'ammoniac.

- Colonne de strippage d'ammoniac

Le mélange eau-ammoniac arrive en entrée de la colonne de strippage où il va subir une séparation via l'action de la chaleur.

L'eau acide débarassée de la quasi-totalité de l'ammoniac est ensuite envoyée vers la station de traitement des eaux.

Le gaz contenant l'ammoniac est envoyé vers le four de l'HDT VGO en tant que combustible.

2.4.1.8. Moyens généraux - Utilités

Les utilités mises en œuvre pour l'unité HDT VGO sont les suivantes :

- La vapeur VB (3,4 bars relatifs), produite par les chaudières et certaines unités.
- La vapeur MP (15 bars relatifs)
- L'air instrumentation, en provenance des réseaux de la raffinerie.
- L'azote (13 bars relatifs), en provenance du réseau de la raffinerie, utilisé au démarrage de l'unité pour mettre en pression les ballons.
- L'électricité en provenance d'un poste de distribution de la raffinerie.
- L'eau déminéralisée, utilisée pour le lavage des gaz chargés en ammoniac et sulfure d'hydrogène et pour fabriquer de la vapeur.
- L'eau de réfrigération,
- Le gaz naturel, utilisé comme combustible pour les brûleurs du four,

2.4.1.9. Consommation de produits chimiques

Les injections prévues de produits chimiques sont :

- Une injection continue d'agent antifouling (additif anti-dépôt),
- Une injection continue d'agent anti-foaming (additif anti-moussage) dans l'amine pauvre,
- Une injection continue d'agent anti-corrosion en mélange à l'essence du reflux, en tête de la colonne de fractionnement,
- Tous les trois ans le catalyseur doit être changé lors d'un arrêt de l'unité. Après chargement dans le réacteur, le catalyseur neuf doit être activé par injection d'un produit chimique spécifique, le DMDS, avant l'introduction de la charge à traiter.

Volet 2 – Description des installations

2.4.2. DESCRIPTION DETAILLEE DE L'HDT VGO (INFORMATIONS SENSIBLES – NON COMMUNICABLES AU PUBLIC)

Ce chapitre est disponible en Annexe 6.

2.4.3. CONDITIONS OPERATOIRES DE L'HDT VGO (INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC)

Ce chapitre est disponible en Annexe 6.

2.4.4. PHASES TRANSITOIRES

TOTAL a acheté auprès de la société Axens un licence d'exploitation du procédé d'hydrotraitement de VGO. Axens a ainsi étudié et remis à TOTAL un livre de procédé décrivant les caractéristiques des matériels à installer en prenant en compte les marches en régime stabilisé, mais également les phases transitoires (démarrage, arrêt, mise en recirculation ...).

Les situations transitoires comprennent les phases de démarrage, les arrêts programmés et les arrêts intempestifs (sur défaut).

2.4.4.1. Phases de démarrage

Les phases de démarrage des installations seront des opérations programmées. Des procédures spécifiques seront mises en place pour ces phases. Elles précisent entre autre les mesures à mettre en œuvre pour éviter toute atteinte à la sécurité, l'environnement et l'intégrité des matériels.

La procédure d'allumage du four constituera une de ces procédures. L'allumage de ce type d'équipement comporte plusieurs étapes dont le respect permet d'assurer la sécurité :

- Balayage à l'air,
- Allumage du pilote : vérification permanente de la présence de flamme par capteur de détection de flamme,
- Allumage du brûleur (sous condition de pilote allumé) : vérification permanente de la présence de flamme par capteur de détection de flamme

Toutes les séquences et logiques de sécurité liées à l'allumage et à la surveillance du four seront gérées via un logiciel spécialisé « système de management de la combustion » placé dans un automate de sécurité.

Principe de démarrage de l'HDT VGO :

- Mise en hydrogène de l'unité,
- Remplissage de l'unité par du gasoil et mise en recirculation (recyclage) de l'unité,
- En cas de démarrage après mise en place de catalyseur neuf : sulfuration du catalyseur par du DMDS,
- Introduction de la charge VGO et passage du mode recirculation au mode production.

Le démarrage se fait donc par augmentation progressive des paramètres de fonctionnement (température et débits en particulier) : les rejets vers l'environnement (à l'atmosphère et vers le traitement des eaux) restent à tout moment inférieurs à ceux produits en phase productive.

2.4.4.2. Phases d'arrêt programmé

Les installations sont arrêtées périodiquement pour nettoyage, changement de catalyseur (tous les 3 ans) et maintenance, ainsi que pour les opérations de grande maintenance (environ tous les 6 ans).



Volet 2 – Description des installations

Ces phases d'arrêt sont programmées et planifiées à l'avance. Des procédures spécifiques sont mises en place pour ces phases. Elles précisent les mesures à mettre en œuvre pour éviter toute atteinte à la sécurité, l'environnement et l'intégrité des matériels.

Principe de mise en arrêt de l'HDT VGO :

- Réduction du débit de charge de l'unité et de la température,
- Remplacement progressif de la charge VGO par du gasoil et passage en mode recirculation,
- Arrêt du gasoil et lavage à l'H₂ du catalyseur,
- Refroidissement de l'unité.

Comme pour le démarrage, l'arrêt de l'unité se fait par évolution progressive des paramètres de fonctionnement sans générer des rejets spécifiques aqueux ou vers l'atmosphère différents de ceux émis en marche nominale.

2.4.4.3. Phases d'arrêt intempestif (sur défaut)

Les arrêts intempestifs des installations sont liés aux dysfonctionnements éventuels des installations, à la mise en œuvre de sécurités, lors d'arrêts d'urgence actionnés par les opérateurs ou suite à une perte d'une utilité (électricité, air instrument, vapeur...).

Les installations telles que l'HDT VGO sont conçues pour éviter tout danger et atteinte à l'environnement. En particulier les installations sont équipées d'alarmes permettant d'alerter le personnel présent 24h/24 afin d'assurer une mise en sécurité de l'unité.

Lors de tels arrêts accidentels de l'unité, les gaz qui pourraient être générés en excès seront évacués et brûlés au niveau du système de torches de la raffinerie. Les conséquences en cas d'urgence ont été étudiées par ailleurs dans la révision de l'étude de dangers Réseaux Torches et Gaz.

Ces phases transitoires peuvent également générer des quantités d'hydrocarbures dont les qualités sont inférieures à celles requises en marche normale. Ces hydrocarbures liquides non conformes en qualité (et que l'on qualifie de slops) sont alors stockés dans des bacs spécifiques puis retraités dans les unités lorsque celles-ci ont retrouvé leurs conditions de fonctionnement usuelles.

Les procédures opératoires détaillées ne sont pas encore rédigées à ce stade du projet. Elles le seront par une équipe pluridisciplinaire, incluant notamment des représentants du procédé et de l'exploitation et en se basant sur les préconisations du livre de procédé établi par Axens (bailleur de licence du procédé HDT VGO).

2.5. DESCRIPTION DES PROJETS SATELLITES DU PROJET HORIZON

Les paragraphes ci-dessous décrivent les grandes lignes des projets satellites au projet HORIZON, à savoir :

- Le SMR, unité qui sera construite et exploitée par Air Liquide ;
- Les différentes composantes de l'alimentation en gaz naturel de la Plateforme de Donges qui sera assurée par GRTgaz.

2.5.1. DESCRIPTION SUCCINCTE DU SMR

Les paragraphes suivants décrivent synthétiquement le principe de fonctionnement d'une unité SMR (steam methane reformer) telle que celle qui sera implantée et exploitée par la société Air Liquide dans l'enceinte de la Plateforme TOTAL de Donges. Il est rappelé que cette unité fera l'objet du dépôt d'un dossier d'Autorisation Environnementale indépendant, établi et déposé par Air Liquide.

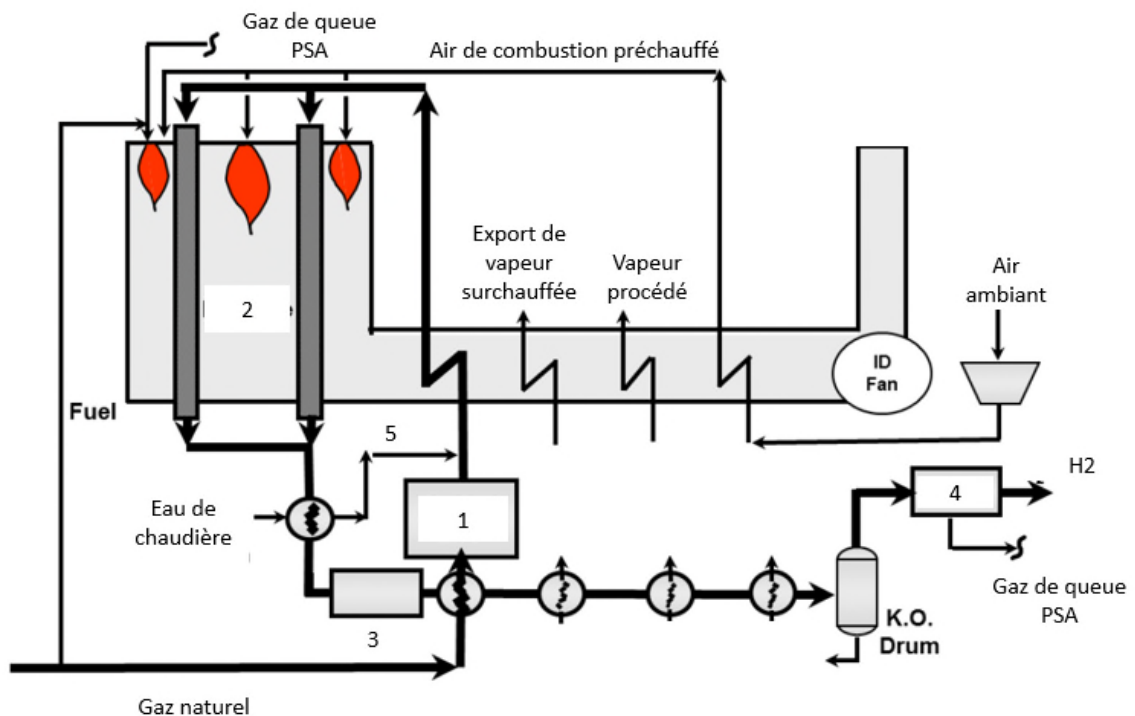


Figure 35 : Schéma de principe SMR (se référer à la liste ci-après pour la signification des numéros)

Le SMR peut être décomposé en plusieurs sections :

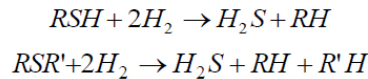
1. Un traitement de la charge
2. Le réformage du mélange gazeux dans un four
3. Le déplacement de l'équilibre de la réaction (pour obtenir une pureté supérieure de l'hydrogène).
4. La purification de l'hydrogène
5. La génération de vapeur

Volet 2 – Description des installations

2.5.1.1. Traitement de la charge

La charge est constituée de gaz naturel qui arrive à une pression de 34-35 barg depuis le réseau de gaz naturel de la raffinerie. Ce niveau de pression permet la coulée de l'hydrogène généré par l'unité dans le réseau H₂ dans la raffinerie sans ajouter de compresseur en entrée.

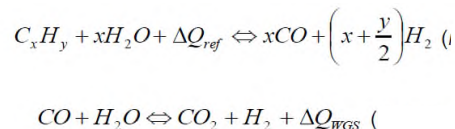
Une petite quantité d'hydrogène est ajoutée au gaz naturel, le mélange ainsi formé est chauffé et passe dans un catalyseur de manière à hydrotraiter les mercaptans présents dans la charge :



Le sulfure d'hydrogène ainsi créé est ensuite absorbé par les oxydes de zinc présents sur le catalyseur pour limiter la teneur en H₂S de la charge avant réformage.

2.5.1.2. Réformage

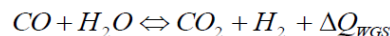
Le gaz désulfuré est mélangé avec de la vapeur, puis chauffé dans la zone de convection du four avant d'entrer dans le réformeur. Un catalyseur est présent dans cet équipement et permet l'accélération des réactions de réformage :



La première réaction (réformage) est endothermique, la seconde réaction (décalage de l'équilibre de la réaction) est exothermique : au global, le procédé absorbe de grandes quantités de chaleur.

2.5.1.3. Décalage de l'équilibre de la réaction à haute température (HTS) et refroidissement des flux procédés

Les gaz réformés chauds sont refroidis dans un échangeur à eau, ce qui permet la production de vapeur. Les gaz ainsi refroidis alimentent le réacteur HTS, ce qui augmente la conversion de monoxyde de carbone et d'eau en dioxyde de carbone, dihydrogène et chaleur.



La chaleur dégagée par la réaction permet la préchauffe de l'eau de chaudière et de l'eau déminée (utilisée dans le procédé).

2.5.1.4. Purification de l'hydrogène

L'hydrogène est séparé du dioxyde de carbone et des autres composés résiduels (gaz de queue) au moyen d'un système de tamis absorbants. L'hydrogène ainsi purifié est envoyé vers la raffinerie, tandis que les gaz de queue sont brûlés dans le four du SMR.

2.5.1.5. Génération de vapeur surchauffée

Les gaz de combustion sont utilisés pour produire de la vapeur surchauffée et réchauffer l'air de combustion.

Volet 2 – Description des installations

L'intégration du SMR avec le site de la raffinerie peut être schématisée par le graphique ci-dessous qui représente les échanges de flux :

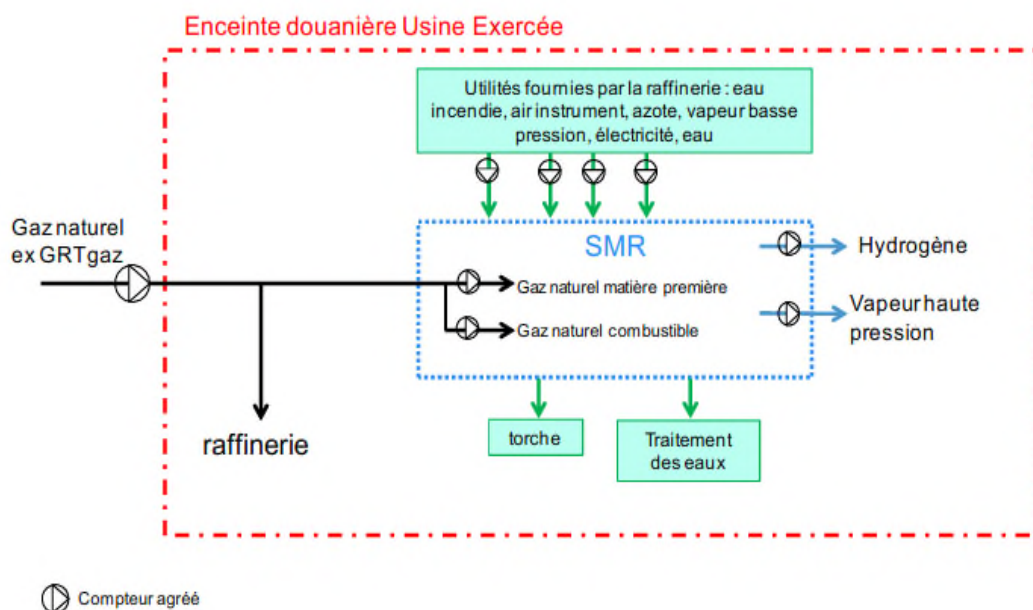


Figure 36 : Schéma de principe des échanges de flux entre le SMR et la raffinerie

2.5.2. DESCRIPTION SUCCINCTE DU PROJET GRTGAZ

Suite aux besoins croissants en gaz naturel amenés par le projet HORIZON (nouveau four sur l'HDT VGO mais également au niveau de l'unité SMR), il est nécessaire d'accroître la capacité de la logistique d'alimentation en gaz naturel du site de Donges, pour augmenter à la fois le débit et la pression du gaz naturel livré.

Pour cela des modifications doivent être mises en œuvre à la demande de TOTAL par GRTgaz qui est l'opérateur des réseaux de gaz naturel dans la région.

Ces modifications sont gérées par GRTgaz tant pour les études, les procédures administratives d'autorisation et la réalisation. Elles ne font donc pas partie du scope des modifications objet du présent dossier de Demande d'Autorisation Environnementale Unique. Comme il a déjà été mentionné dans ce volet, elles peuvent cependant être considérées comme un projet « satellite » du projet HORIZON. Les modifications réalisées par GRTgaz consistent à :

- Créer une nouvelle canalisation de gaz naturel d'environ 1.3 km depuis le réseau national GRTgaz entre Montoir de Bretagne-Les Rochettes et le poste GRTgaz existant de Montoir de Bretagne-Priory (voir schéma et carte ci-dessous)
Ce projet de création a fait l'objet du dépôt par GRTgaz d'un dossier réglementaire de demande d'autorisation préfectorale en février 2017 référencé AP-MNE-0145. L'instruction de ce dossier est en cours et il est prévu une enquête publique en vue de sa déclaration d'utilité publique concomitante avec l'enquête publique du projet TOTAL.

Volet 2 – Description des installations

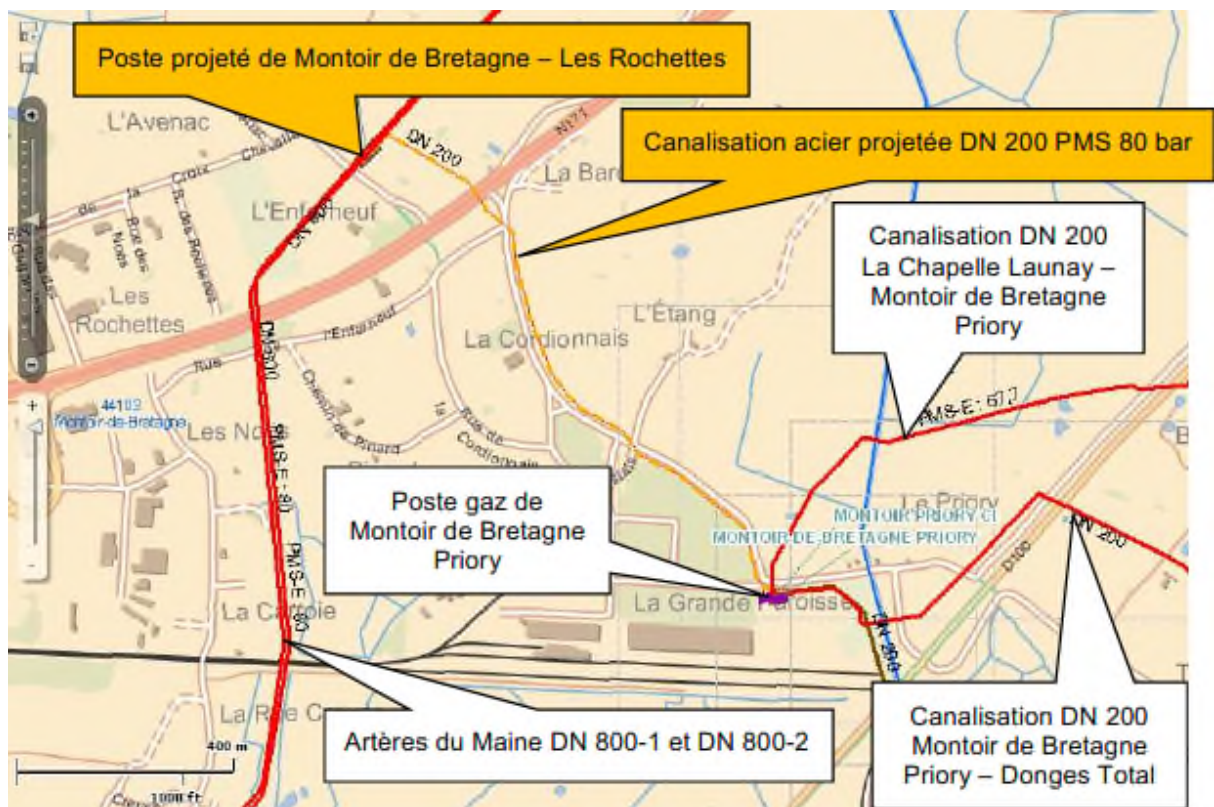


Figure 37 : Implantation d'une nouvelle canalisation ; extrait de la demande d'Autorisation Préfectorale de transport de gaz AP-MNE-0145 déposée par GRTgaz

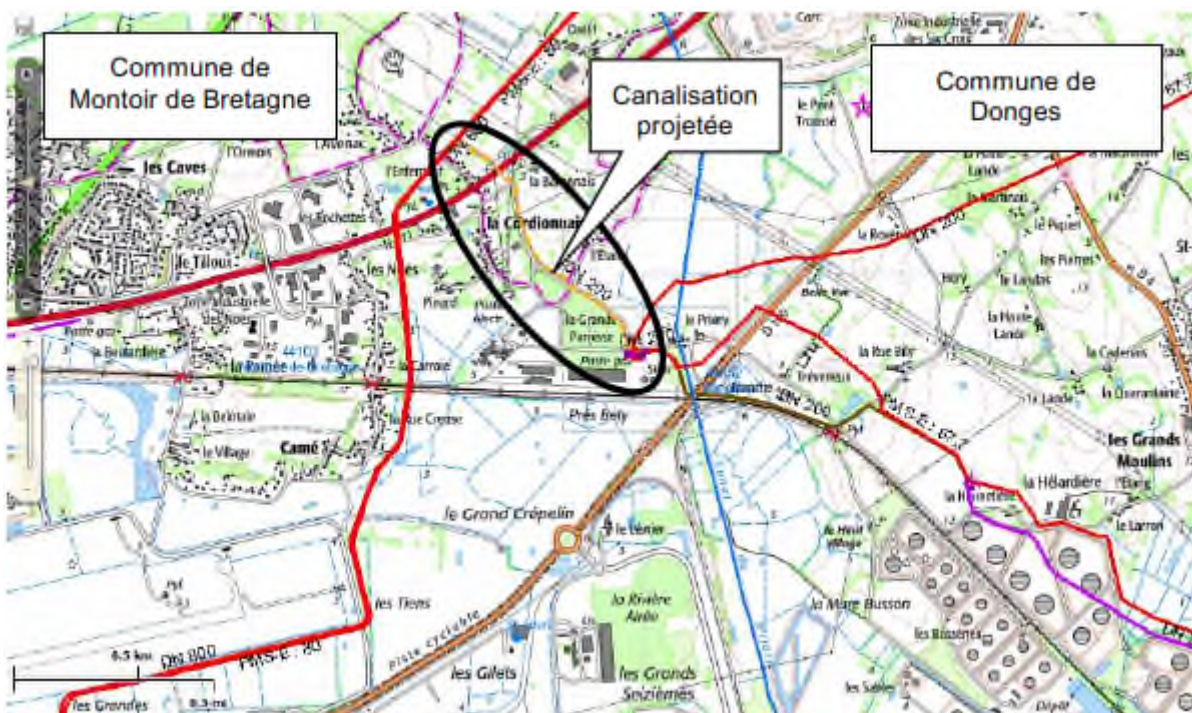


Figure 38 : implantation d'une nouvelle canalisation ; extrait de la demande d'Autorisation Préfectorale de transport de gaz AP-MNE-0145 déposée par GRTgaz



Volet 2 – Description des installations

- Augmentation de 67.7 à 80 bars de la Pression Maximale de Service (PMS) du tronçon de canalisation gaz naturel partant du poste de Priory et allant jusqu'à Donges.

Cette demande de requalification a été instruite par les administrations compétentes et actée par l'arrêté préfectoral 2017/BPUP/008. Celui-ci a autorisé ce relèvement de PMS moyennant des dispositions de contrôle préalable, via notamment l'inspection par passage d'un racleur instrumenté. Les réparations éventuellement nécessaires mises en avant par cette inspection devront être réalisées avant augmentation effective de la PMS.

- Création d'un nouveau poste de détente de gaz naturel à proximité de la limite de la raffinerie. Des études techniques menées par GRTgaz sont en cours afin de déterminer les caractéristiques et le lieu d'implantation de ce poste : deux solutions d'implantation (cf. Figure 31) sont à l'étude à proximité de la raffinerie, une seule sera retenue à l'issue des études techniques et environnementales et de l'instruction par l'administration.

Conformément aux réglementations en vigueur, la construction et l'opération de ce poste feront l'objet d'une procédure administrative d'autorisation ne nécessitant pas d'enquête publique.



Volet 2 – Description des installations

2.6. DESCRIPTION DES CONNEXIONS ET DES MODIFICATIONS AUX RESEAUX EXISTANTS DE LA RAFFINERIE

2.6.1. LE RESEAU VAPEUR

Le réseau vapeur de la raffinerie de Donges a été analysé en fonction de différentes marches d'unités (existantes et nouvelles) à partir des productions et consommations unitaires dans sa configuration actuelle. Pour les nouvelles unités, les valeurs ont été fournies par les études de dimensionnement.

Les principaux producteurs se trouvent (unités existantes et nouvelles):

- à l'étage « haute pression à 45barg » (VH) comme suit : les chaudières 5, 7 et 8, l'unité RR, le FCC et la nouvelle unité SMR.
- à l'étage « moyenne pression à 15barg » (VM), c'est principalement l'unité DEE qui déverse de la vapeur MP.
- à l'étage « basse pression à 4.5barg » (VB), ce sont les unités DEE, FCC, RR et US1/2/3 qui font l'apport en vapeur BP.

Les consommations additionnelles des nouvelles unités sont :

- Nouveau stripper d'eau process : consommation de 4,7 t/h de VM et 6,5t/h de VB
- HDT VGO : consommation de 3,5 t/h de VM

2.6.1.1. Analyse de la situation actuelle et future

L'analyse du cas de marche de la **situation actuelle** de la raffinerie de Donges, montre un **besoin proche de 118 t/h de vapeur HP cas le plus probable.**

En ce qui concerne la situation future, le bilan montre un **besoin de 133 t/h de vapeur HP pour équilibrer le réseau vapeur**

Pour rappel, les hypothèses des nouvelles unités utilisées pour le bilan vapeur sont :

- Nouvelle unité SWS: consommatrice de 5 t/h de VM et 7 t/h de VB,
- HDT VGO : consommatrice de 4 t/h de VM, et de 5 t/h de VB pour des utilisations diverses (traçage...)
- SMR : productrice de 20 t/h de VH,
- Montée de débit sur la section amine S3000 : consommatrice de 10 t/h de VB additionnelle,
- Usines à soufre à un débit de gaz acide élevé : productrices de 5 t/h de VB additionnelle.

Les variations des consommateurs d'unités procédés existantes entre la situation future et la situation actuelle sont mineures, environ 2-5 t/h d'écart par étage de pression. Ce sont principalement les unités soufre et unité S3000 qui impactent le bilan.

L'ajout des nouvelles unités consommatrices de vapeur (HDT de VGO et SWS) augmente le besoin en production de vapeur HP de 15 t/h environ mais cette augmentation est compensée par la production additionnelles de VH provenant du SMR.

2.6.1.2. Conclusion

En conclusion, **le projet est globalement équilibré en vapeur au niveau du site.** La production du SMR compense les besoins supplémentaires de l'HDT VGO et du SWS.



Volet 2 – Description des installations

2.6.2. CONFIGURATION FUTURE DU RESEAU AMINE

L'H₂S généré par la nouvelle unité HDT VGO va être traité de deux manières distinctes :

- L'H₂S du circuit de gaz de recycle sera épuré grâce à un nouvel absorbeur DEA HP inclus dans l'HDT VGO et inséré dans la boucle de recycle d'hydrogène en amont du compresseur de recycle,
- Les gaz Basse Pression de la nouvelle unité seront envoyés vers l'absorbeur DEA Fuel Gaz existant 652-C4006 localisé sur l'unité FCC

La quantité d'H₂S générée par la nouvelle unité est importante (~4,4 t/h d'H₂S sur le cas Max HTS) a contrario de la production du FCC qui va baisser d'environ 1 t/h. La régénération de l'amine chargée en H₂S se fera sur les sections S1000 et S3000 de régénération d'amine DEA existante.

Une ligne d'amine pauvre viendra alimenter l'unité HDT VGO pour récupérer l'H₂S présent dans le gaz de recycle. L'amine riche ainsi formée retournera vers les sections de régénération d'amine 1000 et 3000.

Un dégoullottage de cette section S3000 va être effectué dans le cadre du projet afin de permettre un passage du débit de charge de 85 t/h à 160 t/h sans modification des autres conditions opératoires.

Volet 2 – Description des installations

2.6.3. LES EAUX INDUSTRIELLES

Les eaux industrielles aux bornes du projet sont l'eau osmosée et les condensats.

Les besoins directs en eau osmosée aux bornes des unités HDT VGO, SWS et SMR sont détaillés comme suit :

HDT VGO et SWS

L'eau osmosée est utilisée pour la génération de vapeur de l'unité et le lavage de la zone réactionnelle (lavage des sels d'ammonium créés dans le réacteur par les réactions de déazotation ; ces sels qui se déposeraient dans les tuyauteries jusqu'à les boucher s'ils n'étaient pas lavés à l'eau). L'eau de lavage (besoin = 22.5 t/h) est principalement obtenue en recyclant les condensats vapeur de la nouvelle unité SWS, de l'éjecteur VM et de la vapeur de stripping auto-produite de la zone de fractionnement .

SMR

L'eau osmosée est consommée dans le procédé (8 t/h) ainsi que pour la purge de déconcentration d'eau de chaudière (> 0.7 t/h). Une grande partie est utilisée pour la génération de vapeur HP (20 t/h).

Le schéma ci-dessous résume l'utilisation de l'eau osmosée, de la vapeur et des condensats pour l'HDT VGO, le SWS et le SMR.

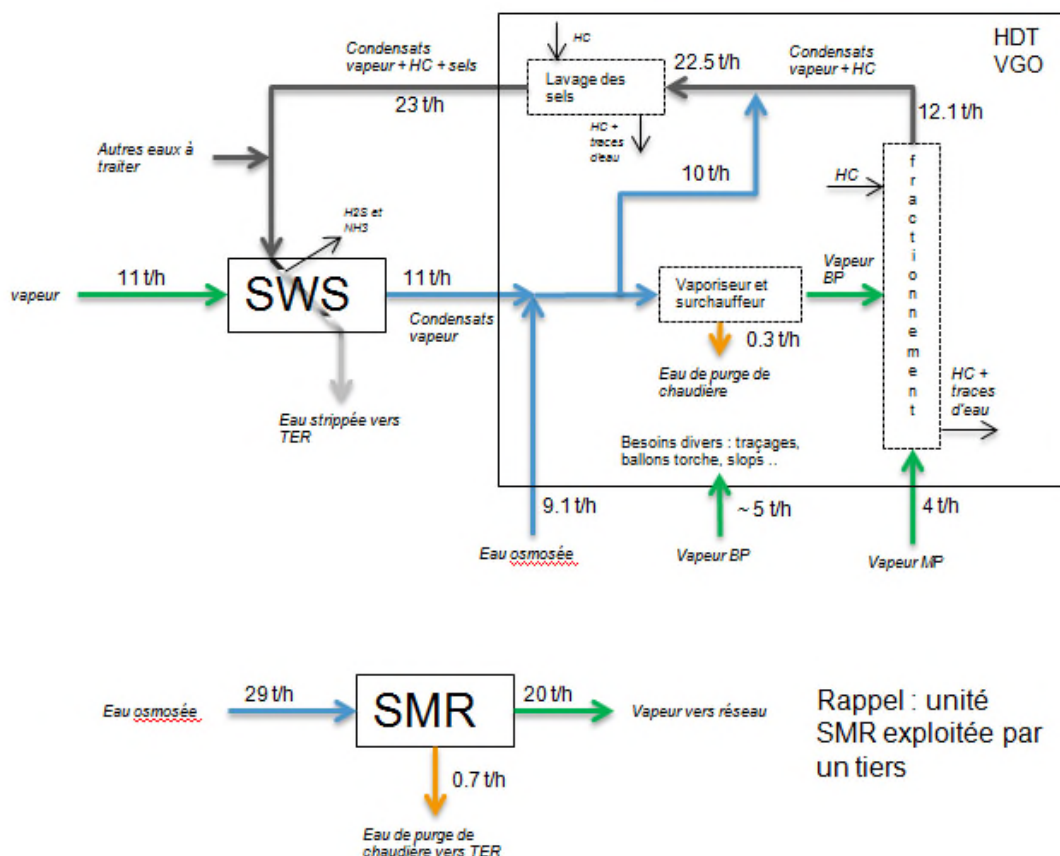


Figure 39 : Schéma précisant la circulation de l'eau au niveau des futures unités



Volet 2 – Description des installations

Ce schéma met en évidence l'optimisation qui a été mise en oeuvre au niveau de la conception des unités de façon à limiter la consommation d'eau propre : une grande partie des eaux servant au lavage des sels (environ 50%) est une eau qui a déjà été utilisée et mise en contact avec des hydrocarbures, et que l'on recycle plutôt que d'utiliser de l'eau propre.

L'évaluation du besoin en production d'eau osmosée par rapport à la situation actuelle est la suivante :

- HDT de VGO : 9 t/h
- SMR : 29 t/h
- Génération / utilisation de vapeur sur les unités existantes du site après mise en place des unités (usines à soufre): 10 t/h

Le besoin global supplémentaire en eau osmosée est donc de 48 t/h, ce qui représente une consommation d'eau potable additionnelle de 56 t/h compte tenu d'un rendement moyen de 85% sur les chaînes de déminéralisation.

Cette production supplémentaire d'eau osmosée est compatible avec la capacité disponible sur les installations actuelles de production et aucune modification n'y est donc prévue dans le cadre du projet en dehors des lignes de connexion aux nouvelles unités SMR et HDT VGO.

La production supplémentaire de 48 m³/h d'eau déminéralisée va donc entraîner un rejet de 8.5 m³/h de purge d'eau saline supplémentaire vers le traitement des EPP, soit 74 500 m³/an.

Le scope des modifications est le suivant :

- Création d'une ligne entre le bac de stockage P2701 et les nouvelles unités SMR et HDT VGO pour alimenter le SMR et l'HDT VGO en eau osmosée,
- Installation d'un dégazeur dans l'unité d'HDT de VGO et le skid de traitement associé (réducteur O₂) afin de préparer l'eau de chaudière et eau de lavage. Cet équipement est nécessaire pour répondre aux exigences de l'eau de lavage utilisée sur l'HDT VGO (teneur en O₂ inférieure à 50ppb).



Volet 2 – Description des installations

2.6.4. AIR

Le système actuel d'air instrumentation du site de Donges contient 2 compresseurs d'air installés au niveau de la Centrale, ainsi que 2 compresseurs dans l'unité RR (un seul en fonctionnement à la fois).

La production maximale d'air instrument au niveau du site est de 9,70 t/h, soit 8000Nm³/h répartis de la manière suivante :

- En centrale : un sécheur 2 x 5000Nm³/h K1K2 (seule la moitié de la capacité est utilisée),
- RR : un sécheur 3000 Nm³/h.

La consommation moyenne des unités sur le site de la raffinerie de Donges sur la période 2010-2014 est de 9 t/h en moyenne.

La consommation moyenne des futures unités post-HORIZON est estimée à :

- SMR : 0,25 t/h soit 200 Nm³/h,
 - SWS : 0,2 t/h soit 163 Nm³/h,
 - HDT VGO : 0,3 t/h soit 245 Nm³/h,
- **soit une consommation supplémentaire après projet HORIZON de 0.75 t/h, amenant à une consommation moyenne globale site de 9.8 t/h.**

Ces bilans indiquent qu'il est nécessaire de dégoulotter la capacité de production d'air instrument et que la contrainte actuelle porte essentiellement sur la capacité de séchage de l'air à partir du moment où l'on est capable de faire fonctionner les 2 compresseurs du RR en parallèle.

Il est donc prévu dans le cadre du projet HORIZON d'installer un sécheur supplémentaire de capacité 3000 Nm³/h sur le RR de façon à pouvoir faire fonctionner les deux compresseurs en parallèle.

Volet 2 – Description des installations

2.6.5. EAU DE REFRIGERATION

Actuellement, le réseau d'eau de réfrigération de Donges est assuré par 4 tours aéroréfrigérantes (TAR) d'une capacité unitaire design de 1 825 m³/h (avec une différence de température eau chaude / eau froide d'environ 8,5°C).

Le réseau d'eau de réfrigération est alimenté par un système de 6 pompes installées capables de délivrer un débit maximal de 8 760 m³/h, soit 120% de la capacité design des TAR.

La situation future nécessite un besoin en eau de réfrigération supplémentaire suite à l'incorporation des nouvelles unités et/ou modifications des unités existantes:

- Unité FCC
Suite à l'étude des modifications requises pour augmenter la récupération de GPL dans le gaz de raffinerie (reprise des flux venant de l'HDT), l'ajout d'un nouvel échangeur à eau de refroidissement est nécessaire sur la ligne d'alimentation en naphta de la C2001 pour le refroidissement du Naphta sortant de D1005. La puissance absorbée par le nouvel échangeur est de 0,95 Gcal/h, ce qui représente une consommation d'eau de refroidissement de 65 m³/h.
- Unité HDT VGO
L'échangeur à eau de réfrigération E-9017 (condenseur en tête de la colonne de fractionnement a pour but de refroidir le « offgas BP » comprimé par l'éjecteur (H-9001). La puissance absorbée par le nouveau échangeur est de 2.45 Gcal/h, ce qui représente une consommation d'eau de refroidissement de 222 m³/h.
- Unité Air comprimé du RR
L'unité d'air comprimé du RR, soit les 2 compresseurs K4150 A et B, sont refroidis à l'aide de deux échangeurs à plaque (E4151 A et B) eau glycolée / eau de refroidissement. Dans l'opération actuelle, une pompe en opération (et une à l'arrêt) sert à faire circuler l'eau glycolée à travers les échangeurs à plaque (à noter l'alimentation des deux échangeurs en continu) afin de refroidir un seul des compresseurs K4150 A ou B en marche. L'eau de refroidissement alimente donc les deux échangeurs à plaque. L'extraction de calories par échangeur E4151 A et B, dans la situation actuelle, est donc inférieure à celle définie par le design.
Dans la situation future, afin de satisfaire le besoin supplémentaire en air comprimé dans la marche post-projet, les deux compresseurs K4150 A et B seront opérés en parallèle. Les deux pompes seront en service afin d'alimenter en eau glycolée les deux compresseurs en marche. Les deux échangeurs à plaque seront en service à leur capacité nominale et toujours en parallèle. L'extraction de calories par échangeur augmentera (proche de sa valeur design), mais l'alimentation en eau de refroidissement par échangeur à plaque restera inchangée.

Nous pouvons conclure que :

- Le besoin de 287 m³/h pour les nouvelles unités peut être absorbé par la capacité installée du système de refroidissement de Donges. La capacité hydraulique installée des tours de refroidissement permet de délivrer le besoin des nouvelles unités, et la capacité thermique des tours à sa capacité design permet d'absorber le nouveau besoin thermique des nouvelles unités.
- Les pompes ont la capacité installée pour délivrer le débit requis pour la situation future moyennant notamment la reconfiguration du réseau de l'unité d'isomérisation qui a été mise à l'arrêt mais non démantelée et dans laquelle de l'eau de réfrigération circule sans nécessité de refroidissement.

En prenant en compte le taux d'évaporation moyen du système de réfrigération de la Plateforme, une consommation supplémentaire de 4,4 t/h d'eau potable est identifiée pour les eaux de réfrigération.

Volet 2 – Description des installations

2.7. DESCRIPTION DES MODIFICATIONS DES UNITES / SECTEURS EXISTANTS

2.7.1. INSTALLATION DE STOCKAGE ET INSTALLATIONS OFFSITES

Alimentation en charge de l'HDT de VGO

De façon à optimiser le design de l'unité en conservant les 2 bacs existants de stockage du VGO sortie DEE (HTS et BTS) un lissage de la quantité de soufre contenue dans la charge va être mis en place. Pour cela, une mélangeuse de charge va être réalisée, et installée au niveau de la pomperie 14, en utilisant une coulée directe depuis la DEE complétée par du VGO HTS ou BTS repris des 2 bacs, l'excédent de la sortie DEE étant stocké dans le bac non utilisé pour l'ajustement du soufre.

Ce principe est illustré par les 2 schémas ci-dessous :

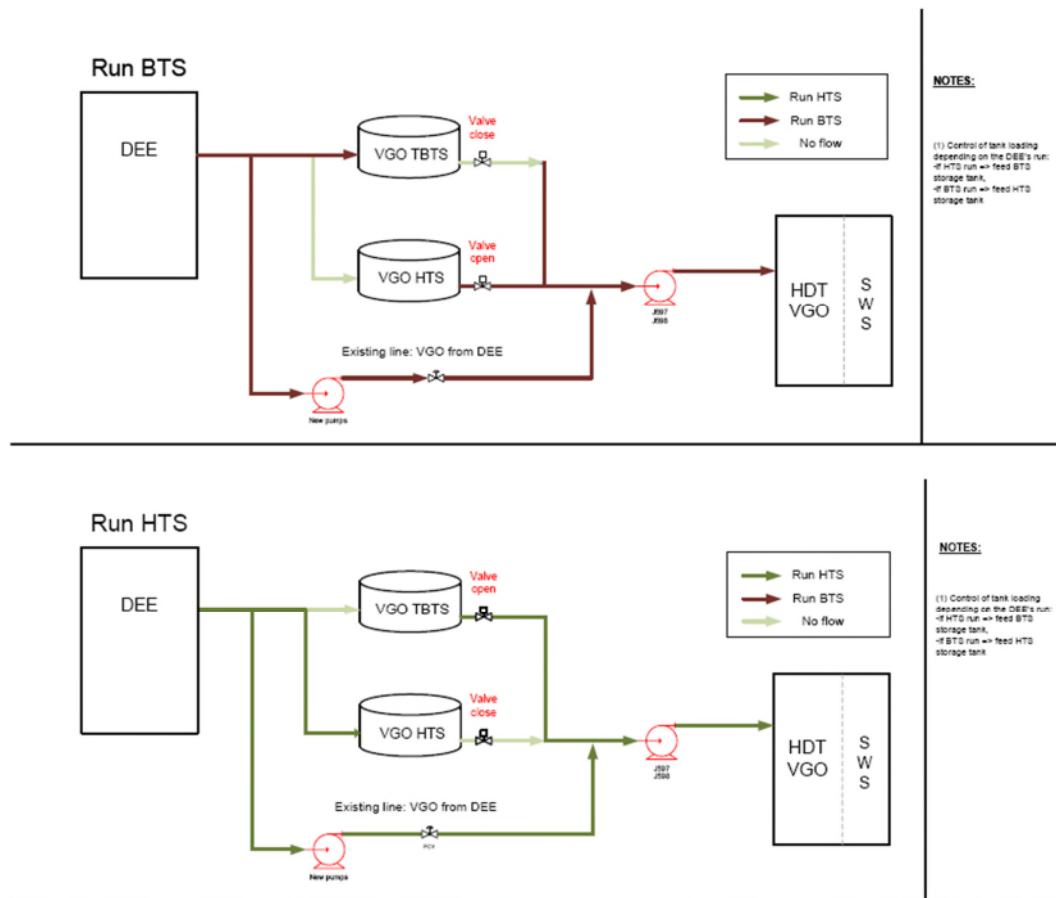


Figure 40 : Schémas illustrant les deux voies d'alimentation de l'HDT VGO



Volet 2 – Description des installations

Alimentation du FCC

Il a été décidé de ne pas mettre en place de stockage intermédiaire entre l'HDT de VGO et le FCC dans un souci de limitation des stocks de produits.

L'alimentation du FCC se fait depuis la sortie HDT VGO avec une coulée chaude et une coulée froide afin d'optimiser l'intégration thermique entre les 2 unités.

Une partie de l'alimentation doit cependant se faire en charge froide afin de ne pas « perturber » l'extraction de calories sur le fractionnement principal du FCC (pas de four de préchauffe, les calories sont apportées à la charge par les reflux circulants du fractionnement principal).

Pour ajuster le bilan matière en entrée du FCC, il est nécessaire de mettre en appui le bac de VGO BTS sur la coulée froide afin de compléter la charge du FCC ou stocker l'excédent de VGO hydrotraité (lors des marches transitoires).

La charge du FCC est constituée, en complément du VGO, par du Résidu Sous Vide basse teneur en métaux (RSV BTM) qui permet d'apporter des précurseurs de coke à la charge. Ces précurseurs vont se transformer en coke dans la zone réactionnelle du FCC, coke dont la combustion au niveau du régénérateur du FCC permettra l'ajustement du bilan thermique sans dégradation des paramètres opératoires. Cette addition de RSV sera fiabilisée par l'installation d'une deuxième pompe.

Modifications envisagées

Logistique VGO actuelle

Le VGO alimentant le FCC est actuellement stocké dans 3 bacs et a pour origine :

- VGO issu de la DEE
- Distillat issu du viscoréducteur
- VGO issu de l'HD2
- VGO import

Les reprises de VGO se font actuellement par 2 groupes de pompages :

- 2 pompes 2x100% pour alimenter le FCC (J595-596) avec aspirations sur les 3 bacs
- 2 pompes J597-598 avec aspirations sur les 3 bacs pour :
 - Alimenter l'HD2 en VGO
 - Exporter du VGO vers les appontements et/ou transfert dans un bac de la Jallais

Volet 2 – Description des installations

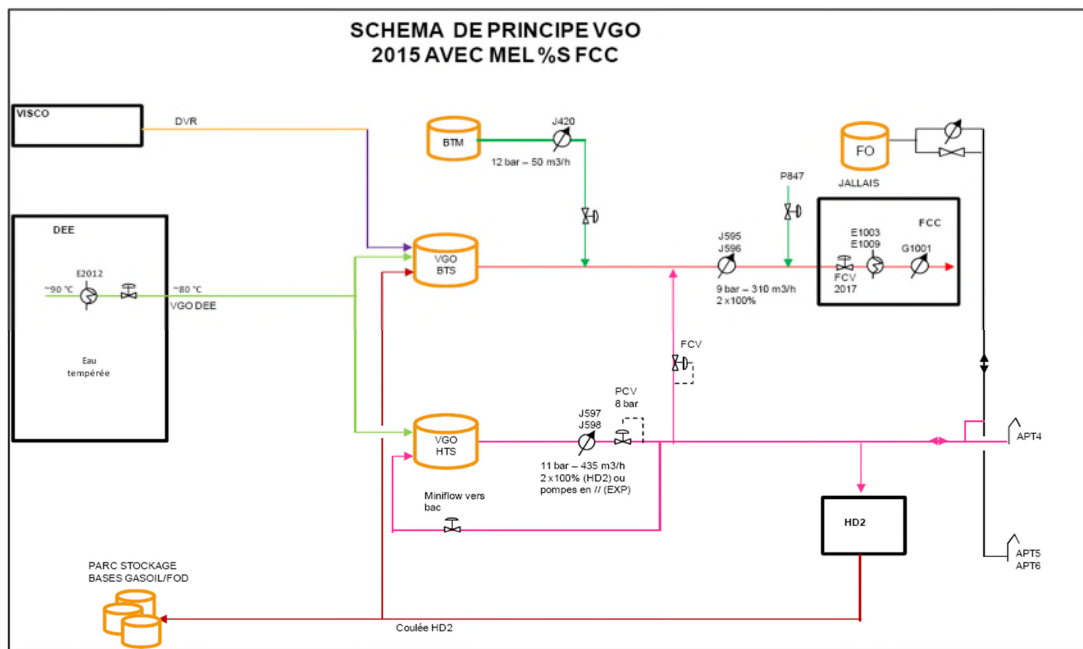


Figure 41 : Schéma présentant la logistique du VGO actuelle

Alimentation HDT de VGO

Pour permettre l'envoi de VGO directement à l'aspiration des pompes de charge de l'HDT de VGO (coulée directe ex DEE), il est nécessaire d'installer un nouveau groupe de pompage. En effet, la pression disponible en sortie DEE n'est pas suffisante pour insérer une régulation de débit nécessaire pour le contrôle du soufre en entrée de l'HDT de VGO. Ces deux nouvelles pompes seront installées dans la pomperie VGO existante.

Alimentation FCC

La ligne actuelle d'alimentation du FCC est conservée afin de récupérer la coulée froide en sortie de l'HDT de VGO. Pour la coulée chaude, une nouvelle ligne est installée jusqu'à la batterie limite du FCC afin d'être connectée en aval des échangeurs de préchauffe de la charge.

De la même façon, la ligne actuelle de coulage du RSV est prolongée jusqu'à la batterie limite du FCC. Une deuxième pompe de RSV est ajoutée pour doubler la pompe J420.

Pour mettre le bac de VGO BTS en antenne sur la ligne d'alimentation du FCC, les équipements suivants sont réutilisés :

- Une des anciennes pompes de charge du FCC
- La ligne de recirculation des pompes J597/598 vers le bac de VGO BTS et la vanne de régulation associée (mini flow des pompes)

La pompe est en marche permanente sur le bac de VGO BTS et en recirculation vers ce même bac par une régulation de pression.

Volet 2 – Description des installations

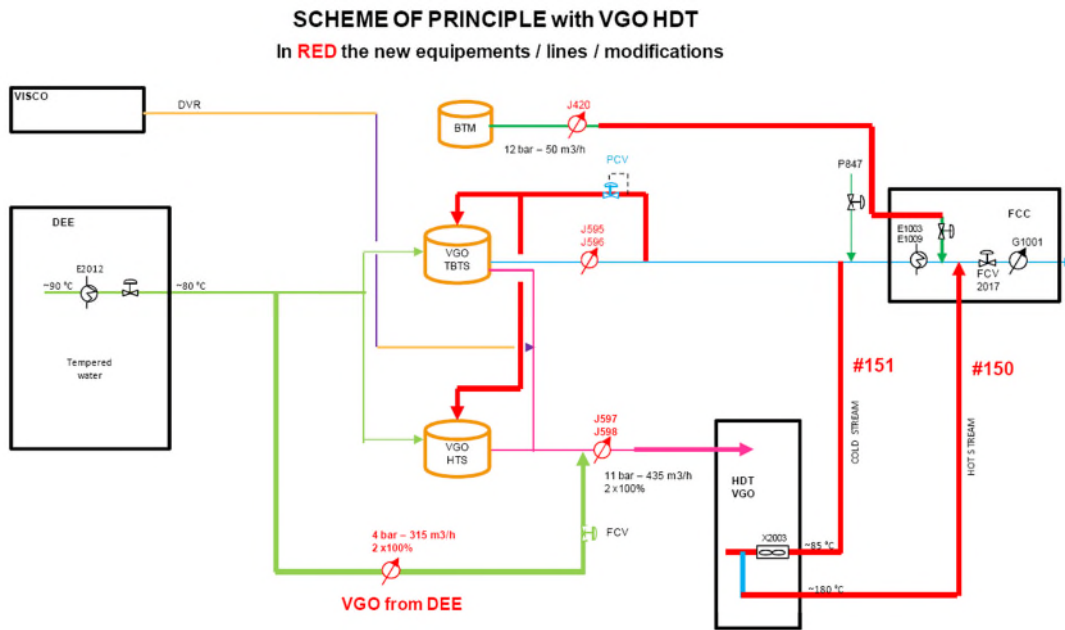


Figure 42 : Schéma présentant la logistique VGO après intégration de l'HDT de VGO (les modifications sont rouge sur le schéma précédent)

Logistique des slops

Slops lourds

La raffinerie de Donges utilise le bac de Fuel Oil export pour stocker les slops lourds, en particulier lors du démarrage de la DEE.

L'HDT VGO produira essentiellement des slops lors de la phase de démarrage tant qu'il ne sera pas possible de diriger le flux de sortie (mélange de Gazole/VGO) vers le FCC. Un double exutoire est donc prévu (suivant les configurations de marche de la raffinerie) pour stocker les slops lourds générés lors du démarrage. Cet exutoire utilise la ligne de coulage de VGO froid vers le FCC.

Lors des marches productives de l'unité, les slops lourds seront recyclés dans la charge (VGO collecté lors des mises à disposition d'équipement sur le circuit de charge et de fond de fractionnement).

Slops légers

Les slops légers (essence et GO) générés par le fonctionnement de l'HDT sont envoyés à partir du ballon de slops de l'unité vers le P847 (bac de slops déjà en place) ou directement au P847 sans passer par ce ballon lors des marches dégradées (démarrage / arrêt, programmé ou non).

Volet 2 – Description des installations

Les condensats de torche

Les condensats récupérés dans le ballon de torche situé dans l'unité HDT de VGO sont envoyés au P847.

Le schéma ci-dessous représente la logistique de stockage des slops en détaillant les lignes existantes et les nouvelles connexions à créer :

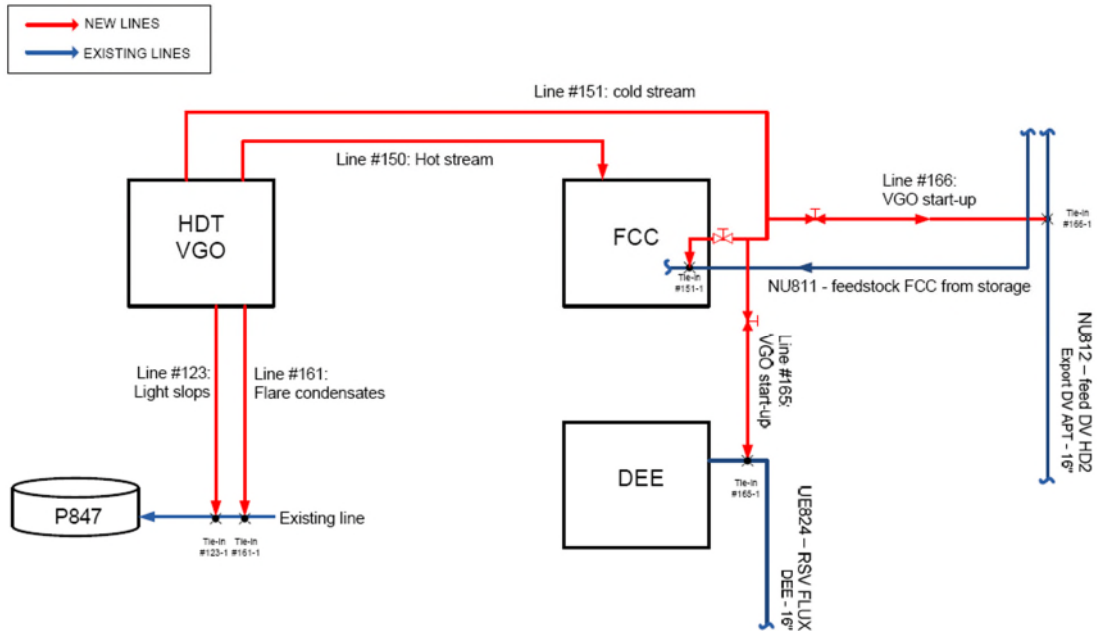


Figure 43 : Schéma représentant la logistique de stockage des slops avec les lignes existantes (en bleu) et nouvelles (en rouge)

Coupe gasoil et autres effluents HDT

Gasoil

La qualité du gasoil est compatible avec le FOD (Fioul Domestique) 50 ppm.

La coupe est dirigée vers les bacs de stockage P884/885/886/887. Un jeu de vannes permettra de la diriger dans l'un des 4 bacs.

Naphta HDT VGO

La solution retenue est l'envoi de la coupe essence non stabilisée dans le fractionnement du FCC. Le détail de cette modification est précisé dans le paragraphe relatif au FCC.



Volet 2 – Description des installations

Off-gas

Les off gas de l'unité sont générés à deux endroits dans le process et avec des niveaux de pression différents.

Les off gas MP sont issus du ballon de séparation D-9010 de l'HDT VGO et ont un niveau de pression suffisant pour être traités dans la zone de fractionnement du FCC.

Les off gas BP sont issus de la tête de la colonne de fractionnement à un faible niveau de pression. Ils sont envoyés à l'aspiration du compresseur de gaz craqué du FCC via l'utilisation d'un éjecteur vapeur pour les comprimer suffisamment.

Il faut de plus noter que le traitement des deux flux d'off gas dans le gas plant du FCC permet de récupérer les GPL qui s'y trouvent.

Ces modifications sont décrites dans le paragraphe relatif aux modifications sur le FCC.

2.7.2. RESEAU DE TORCHES ET CONNEXION AUX SYSTEMES EXISTANTS

Le réseau torche de Donges se compose de :

- Réseau torche non-acide SH ou torche Est SH,
- Réseau torche non-acide SB ou torche Est SB,
- Réseau torche non-acide NSB ou torche Est NSB,
- Réseau torche acide SA ou torche Sud.

Le paragraphe suivant présente les modifications qui seront effectuées sur les installations Réseaux Torches et Gaz dans le cadre du projet HORIZON.

Torches Est SB

Il est prévu le raccordement des unités suivantes aux réseaux :

- **HDT VGO** : connexion avec une nouvelle ligne en DN600 vers le collecteur existant en DN750 situé dans le rack ouest FCC. Cette connexion se fait au niveau du réseau SB, avant entrée dans le ballon D1004.
- **SMR** : connexion avec une nouvelle ligne vers le collecteur existant en DN600 situé dans le rack sud de l'avenue 25. Cette connexion se fait au niveau du réseau SB, avant entrée dans le ballon D1004.

D'autre part, une déverse du réseau H₂ vers le réseau Torches SB sera ajoutée au niveau du piquage de l'unité HDT VGO vers le réseau Torches SB. L'objectif de cette modification est d'éviter d'augmenter de manière importante la teneur en dihydrogène du fioul gaz HP.

Torche sud SA

Il est prévu le raccordement du **stripper des eaux acides (SWS)** présent sur le paving de l'unité HDT VGO au réseau Torche Sud via une connexion en DN200 vers le collecteur en DN450 avant le ballon de Torche Sud D1001.

Les nouveaux plans des réseaux Torche SB, NSB, SH et SA sont fournis en annexe 7.

Volet 2 – Description des installations
2.7.3. COMBUSTIBLES

Le tableau ci-dessous synthétise l'évolution de la consommation gaz combustible (FG) et du gaz naturel (GN) suite à l'incorporation des nouvelles unités HDT de VGO, SMR et SWS.

Unité	Situation actuelle	Situation future
DEE	Brûleurs bas NOx mis en place en 2015	→ Inchangée
CH5/7	Brûleurs mixtes Production vapeur HP de 2x20 t/h	→ Inchangée
FCC	Production de FG HP de 13.5 t/h	Augmentation de la production de gaz de raffinerie avec l'ajout des offgas HDT VGO (passage par FCC avant d'aller vers le réseau fioul gaz).
TAG CH8	Consommation de 5.0 t/h	Consommation identique
HD1 / HD2		Optimisation des purges HP (limitées à 10% de la consommation) Production d'off-gas (début de cycle / fin de cycle) inchangée
RR	Purge H ₂ vers FG (suivant excédent Débit de charge moyen entre 90 t/h et 110 t/h	Minimisation de la purge H ₂ vers FG Maximisation du débit de charge moyen à 110 t/h
HDT VGO	-	Puissance du four de 24 MW Envoi des off gas vers FCC
SMR	-	Besoins en gaz naturel process = environ 4.5 t/h Besoins en gaz naturel pour les fours = environ 1 t/h

Tableau 4 : Consommation de combustibles dans la situation actuelle et future

Evolution de la consommation

Le besoin actuel en gaz naturel de la raffinerie est estimé en moyenne annuelle à 11t/h sur les dernières années, soit 163 MWh/h PCS en énergie. Etant donné que l'import du gaz naturel de la raffinerie varie en fonction des besoins, et peut atteindre en spot des valeurs plus élevées, cette valeur moyenne est utilisable uniquement comme point zéro dans un but de visualiser les delta en « relatif » de l'import du gaz naturel dans un cas futur avec le projet HORIZON en opération. A partir de cette valeur initiale, l'évolution a été estimée conformément aux hypothèses de marche future.

Le projet va augmenter les besoins en combustible du site. Cette augmentation va se faire par une augmentation de la quantité de gaz naturel consommé.

Volet 2 – Description des installations

L'évolution de la consommation se décompose ainsi :

- Compensation de l'hydrogène qui est aujourd'hui produit en excédent par le RR et utilisé en tant que combustible : + 1 t/h
- Four de l'HDT VGO : + 2 t/h
- Augmentation de la consommation du RR suite à augmentation de débit de charge : + 2 t/h
- Consommation de gaz naturel sur le SMR : + 6 t/h

En prenant en compte la modification de l'opération des unités existantes en 2020 et l'ajout de la nouvelle unité HDT VGO et SWS du projet HORIZON, une demande supplémentaire en gaz naturel est estimée à 5 t/h (soit 74 MWh PCS du gaz naturel) calculé sur une base annuelle.

Le SMR exploité par Air Liquide pour alimenter en hydrogène l'HDT VGO engendrera une consommation maximale de 6 t/h de gaz naturel.

EVOLUTION CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE

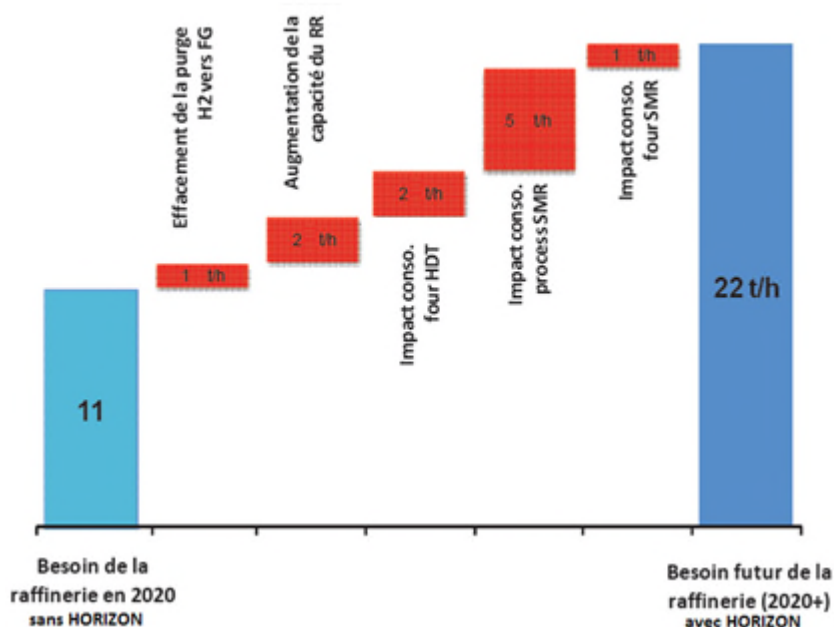


Figure 44 : Graphique présentant l'évolution de la consommation du combustible en fonction des unités existantes et les nouvelles unités (t/h de gaz naturel)

2.7.4. LOGISTIQUE D'ALIMENTATION EN GAZ NATUREL

Le four de l'HDT VGO et celui de l'unité SMR seront alimentés par des nouvelles lignes créées depuis le réseau de gaz naturel existant au sein de la Plateforme TOTAL de Donges.

Le nouveau poste de détente installé par GRTgaz générera une baisse de pression entre le réseau GRTgaz et le réseau de la raffinerie. Cette détente adiabatique du gaz entraînera une baisse de température du gaz qui circule dans le réseau de la raffinerie. Pour éviter ce phénomène, un réchauffeur de gaz sous la forme d'un serpentin électrique sera installé sur un tronçon de la canalisation de gaz naturel de la raffinerie.



Volet 2 – Description des installations

2.7.5. REPRISE D'ESSENCE DESULFUREE AU RR

Actuellement, la plateforme de Donges étant en excès de production d'hydrogène, la qualité de charge du RR n'est pas optimisée en permanence pour maximiser la quantité et la pureté de l'hydrogène produit sur cette unité.

Dans le schéma de raffinage, 2 hydrotraitements de naphta produisent du naphta lourd désulfuré (essence sweet dans la suite du dossier) :

- L'unité U12+U13 à partir du traitement d'une partie de l'essence non stabilisée reprise en direct de la DEE,
- L'Hydrotraitement (HDT) du RR à partir du naphta lourd issu de la DEE, complété par une reprise depuis les bacs de stockage de charge Reformeur.

Depuis l'arrêt de l'unité R14, l'essence sweet issue de l'U12+U13 est envoyée en totalité vers un stockage, puis alimente l'HDT du RR après transfert vers les bacs de charge Reformeur. Elle passe donc 2 fois par un hydrotraitement.

L'optimum en terme de stabilisation de la production en hydrogène du RR est de l'alimenter en permanence par des naphthas issus de charges avec une teneur relativement constante en composés naphthéniques et aromatiques (qui varie notamment suivant l'origine géographique des bruts dont ils sont issus).

Le projet vise donc à ne plus stocker l'essence sweet issue de l'U13 mais à l'envoyer directement en charge du RR (en sortie du stripper C1101, en sortie HDT RR). La charge à l'entrée du RR sera complétée par l'HDT RR, via une mélangeuse déjà présente, par du naphta lourd issu d'un des deux bacs de charge Réformeur :

- Le bac de charge contenant le naphta lourd issu d'une coupe HTS lorsque la DEE est en marche BTS,
- Le bac de charge contenant le naphta lourd issu d'une coupe BTS lorsque la DEE est en marche HTS.

Le scope de la modification est donc le suivant :

- création d'un piquage sur ligne de fond de la colonne 13N3
- installation d'une pompe de relevage pour alimenter le RR à partir du produit issu du fond de la 13N3
- création d'une ligne de transfert d'essence sweet entre l'unité U13 et l'unité RR (en dehors du scope de ce dossier)
- création d'un piquage sur la sortie du stripper C1101 de l'HDT du RR,
- la réutilisation d'un bac d'essence en bac de charge HDT RR afin d'avoir :
 - un bac de charge naphta lourd issu d'une charge HTS
 - un bac de charge naphta lourd issu d'une charge BTS.

La modification de l'ordonnancement des bacs en amont de la charge HDT du RR ne modifie pas les conditions opératoires en entrée de la charge HDT du RR.

La quantité et la pureté de l'hydrogène ainsi fabriqué par le RR seront stables et permettront de réduire les besoins liés à l'unité SMR pour équilibrer le bilan hydrogène du site.

Volet 2 – Description des installations

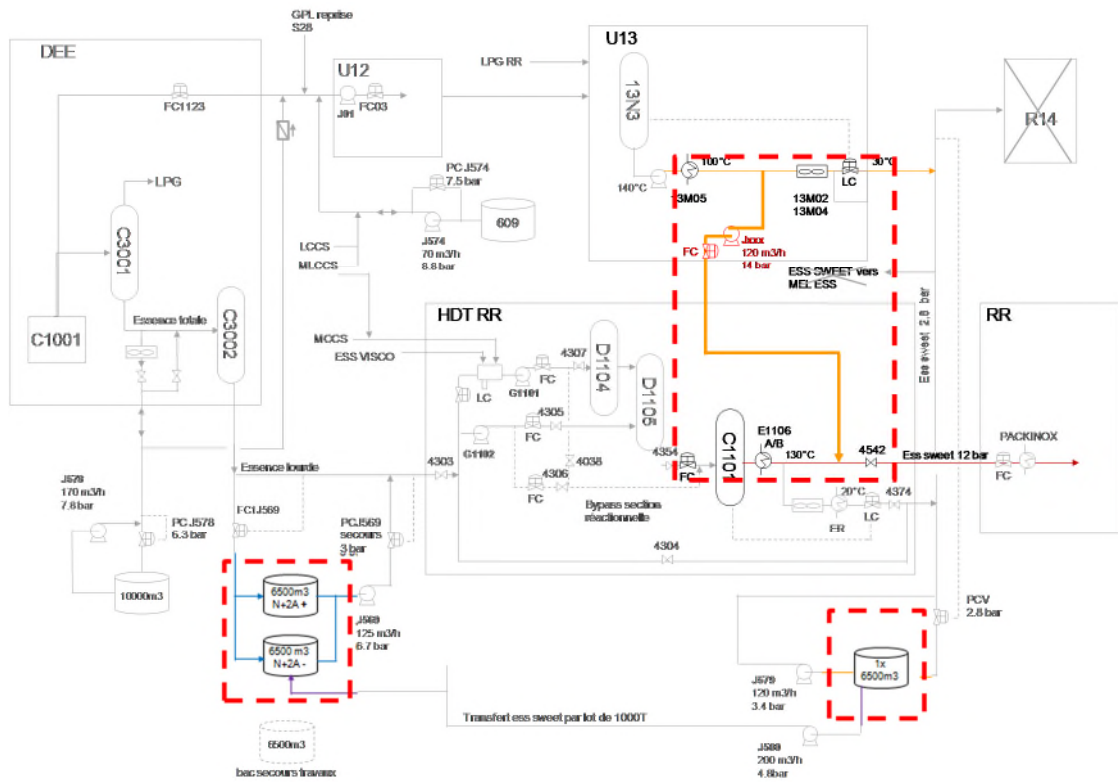


Figure 45 : Représentation schématique de l'alimentation du RR en essence sweet (modifications en couleur)

Volet 2 – Description des installations

2.7.6. HYDROGENE

L'établissement d'un bilan hydrogène futur a permis la détermination du débit du SMR dont la capacité a été fixée à 35 t/j (pureté H₂ = 99.5 %).

Répartition de l'hydrogène du SMR :

Pour rappel, les deux fournisseurs d'hydrogène du site seront après la réalisation du projet (en hydrogène pur) :

- Le Réformeur Régénératif, pour environ 85 t/j, avec une pureté du gaz de 92.4% volume.
- Le SMR, pour 35 t/j, avec une pureté du gaz de 99.5% volume.

Une ligne sera ajoutée pour connecter l'HDT VGO au réseau H₂ 23 bars existant.

D'autre part, le SMR, qui produit un hydrogène très pur (99,5% volumique), sera connecté au réseau Hydrogène au niveau de deux piquages afin de fournir en priorité soit l'HDT VGO, soit les HD1 et HD2 en fonction des besoins de ces unités. Cette priorisation se fera à l'aide de vannes présentes sur chacune de ces lignes.

Le schéma ci-dessous précise les différentes interconnexions autour du réseau H₂ existant (en bleu) ainsi que la situation future (en rouge).

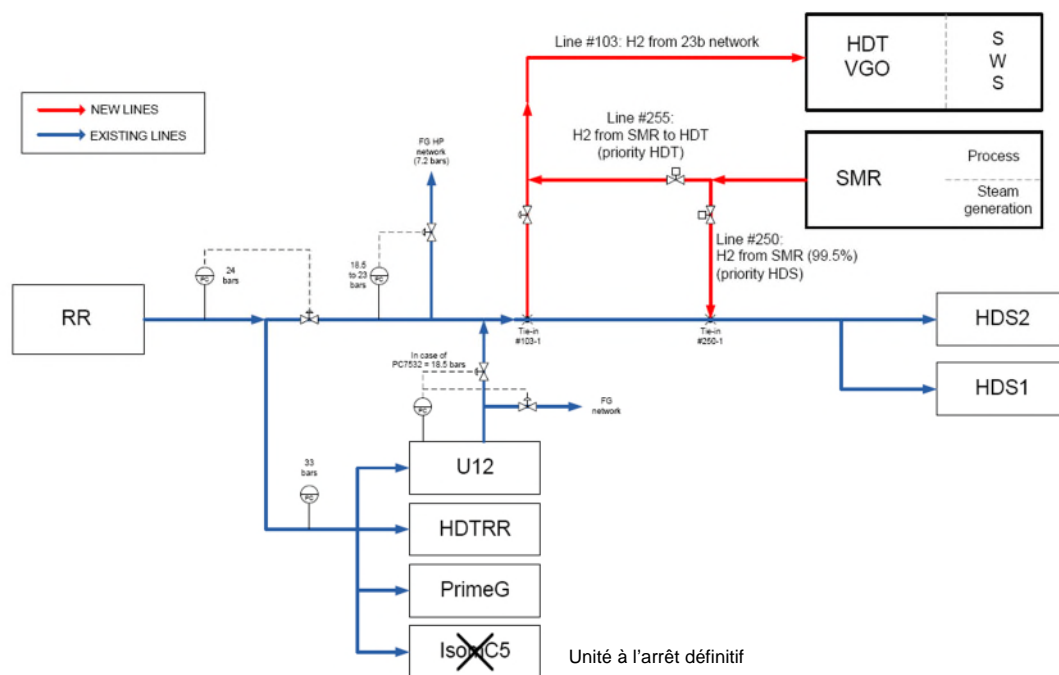


Figure 46 Schéma présentant les différentes interconnexions autour du réseau H₂ existant (en rouge les nouvelles lignes et en bleu les lignes existantes)

Volet 2 – Description des installations

2.7.7. MODIFICATIONS SUR LE FCC

Ce paragraphe présente les modifications qui seront effectuées sur le FCC dans le cadre du projet HORIZON.

La charge principale du FCC sera préalablement hydrotraitée dans la nouvelle unité d'HDT VGO.

La coulée de l'HDT VGO arrivera au FCC via deux lignes dédiées (une coulée froide de 140t/h, le reliquat en coulée chaude). **Cette modification n'est pas de nature à modifier les dangers à ce niveau du procédé.**

Schéma actuel

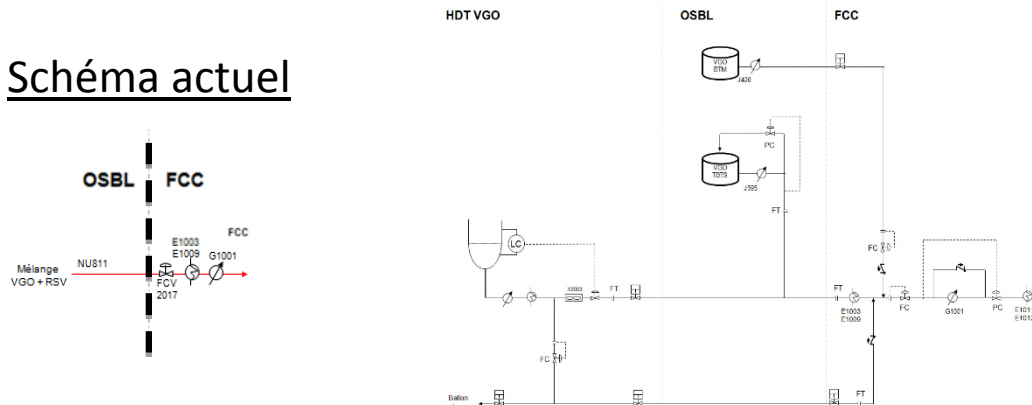


Figure 47 Schéma présentant les modifications apportées sur le FCC

Les schémas avec les modifications sur le FCC sont fournis en annexe 7.

3 autres flux issus de l'HDT VGO seront repris au FCC :

- Deux flux d'offgas générés par l'HDT VGO seront intégrés au niveau du FCC :
 - les offgas BP de l'HDT de VGO envoyés en aspiration du compresseur de gaz craqués du FCC par l'éjecteur de tête de fractionnement sur l'HDT de VGO ;
 - les offgas MP du ballon séparateur D-9010 envoyés au refoulement du compresseur de gaz craqués du FCC dans le Gas Plant du FCC.
 Les bilans matière de ces flux sont donnés en annexe 7.
- Le Naphta généré par l'HDT VGO sera envoyé au refoulement du compresseur de gaz craqués du FCC et retraité dans les équipements en aval.

Un échangeur de refroidissement à eau sera ajouté sur la ligne d'alimentation de la colonne C2001.

Le compresseur de gaz craqués K2001 n'est pas modifié. Ainsi, le débit et les conditions opératoires au refoulement de ce compresseur ne sont pas modifiés.

Volet 2 – Description des installations

2.7.8. TRAITEMENT DES EFFLUENTS SOUFRES

La plateforme de Donges dispose de trois unités de traitement du gaz acide par procédé Claus dont le design et les capacités réelles sont reportés dans le tableau suivant :

Unité	US1	US2	US3
Production soufre design (t/j)	90	60	60
Teneur en H₂S du gaz acide au design (%mol b.s.)	95,8	80,6	80,6
Teneur en H₂S du gaz acide typique (%mol b.s.)	88	68	78
Débit maxi en gaz acide observé (t/h)	4,2	3,1	3,1
Production de soufre atteignable (t/j)	80	49	56

Tableau 5 : Tableau présentant les capacités pour les trois unités de traitement du gaz acide

L'ajout de l'HDT VGO entrainera une augmentation du débit de gaz acide d'environ 3 tonnes par heure au niveau de l'usine (augmentation suite à la création de l'HDT VGO, diminution au niveau du FCC la charge étant désulfurée), nécessitant le fonctionnement permanent des 3 usines à soufre, dont une maintenue à un débit réduit de 2t/h par régulation de pression.

Conclusion

Le cas moyen produit environ 160 t/j de soufre contre 125 t/j pour le cas maximal actuel. La production future ne dépassera pas 185 t/j en pointe lors du traitement des charges les plus soufrées.

L'augmentation de ce débit de production reste inférieur à la capacité design de ces équipements.

Volet 2 – Description des installations

2.7.9. TRAITEMENT DES EAUX PROCESS

Le schéma de traitement des eaux procédé de Donges actuel comprend :

- Deux strippers d'eaux acides à simple étage, un sur la DEE, l'autre sur l'unité FCC. Ces strippers ne permettent pas de séparer l' H_2S du NH_3 .
- Un stripper d'eau à double étage sur l'unité HD2 permettant de séparer le NH_3 et l' H_2S de manière à éviter d'envoyer du NH_3 dans les unités usines à soufre du site non équipées pour la destruction de l'ammoniac.

Dans la configuration actuelle, les vapeurs de tête des strippers DEE et FCC sont recondensées avant renvoi vers le stripper de l'HD2 de manière à ce que le NH_3 présent dans les eau issues de ces strippers soit soit retraité dans le stripper de l'HD2. Le gaz NH_3 issu du stripper de l'HD2 est incinéré dans le four de l'HD2 de Donges comme rappelé dans le schéma de principe ci-dessous.

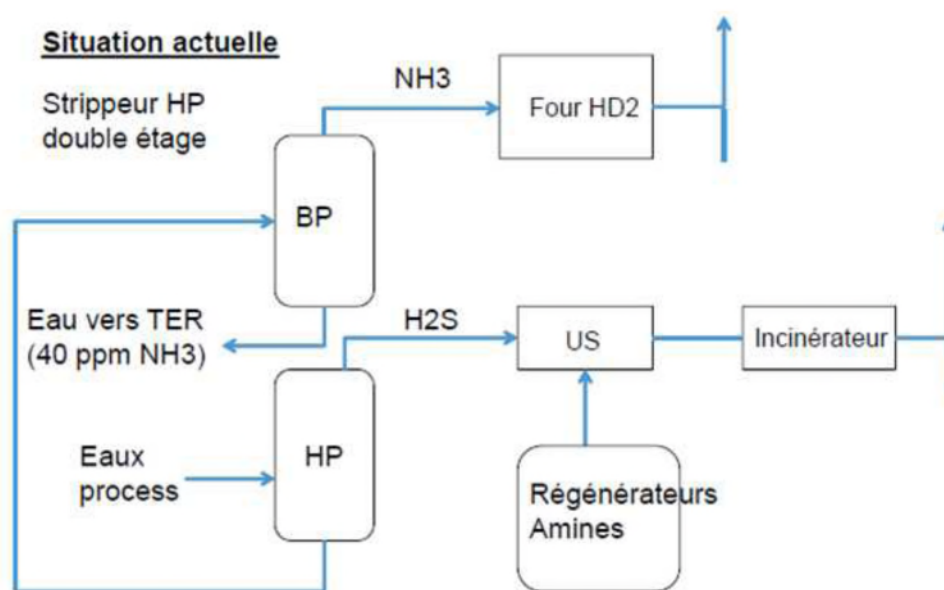


Figure 48 : Schéma de principe présentant la configuration actuelle pour le traitement des eaux procédés

Schéma futur des eaux de procédé

Dans la configuration future qui intègre la nouvelle unité HDT VGO, la quantité d'eau process générée sur le site est fortement augmentée, ce qui implique que la capacité de strippage des eaux devient alors un goulot d'étranglement important du site pour le traitement des eaux procédés.

C'est pourquoi un nouveau stripper d'eau double étage va être construit et intégré à l'unité HDT VGO. Il traitera les eaux procédé issues de l'HDT VGO et aura également la capacité de traiter une partie des eaux de tête issues du stripper du FCC.

L' H_2S récupéré en tête du stripper d'eau de l'HDT VGO sera envoyé vers les usines à soufre du site par une ligne qui sera créée dans le cadre du projet HORIZON.

Le flux ammoniaqué issu de ce stripper sera brûlé sur le four de l'HDT VGO.

Volet 2 – Description des installations

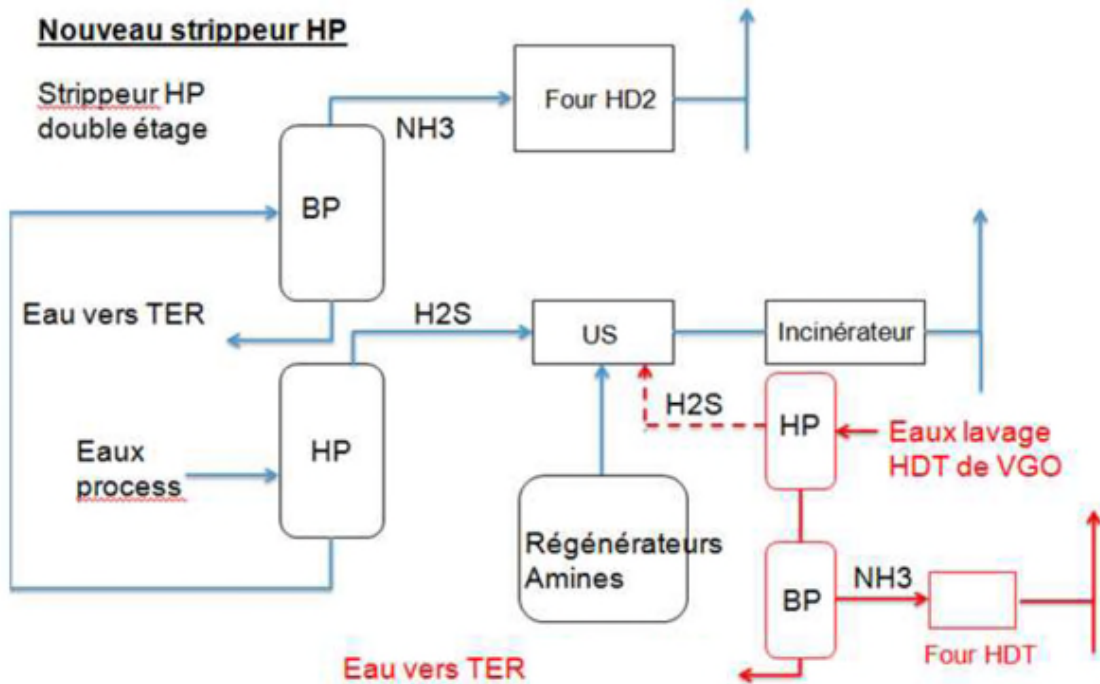


Figure 49 : Schéma présentant l'organisation des eaux procédés en intégrant le nouveau strippeur (en rouge)

Afin de respecter les normes environnementales de rejet en NOx, ce four sera équipé d'un système de type Selective Catalytic Reduction de traitement des fumées.

Volet 2 – Description des installations

Principe de fonctionnement du SCR

Dans la zone de convection du four de la nouvelle unité de VGO_HDT sera implanté un dispositif de type SCR (Selective Catalytic Reduction) pour convertir l'ammoniac extrait par le nouveau SWS double étage en azote. L'abattement des NOx est typiquement de l'ordre de 90% grâce à ce système, ce qui permettra d'être en ligne avec les VLE sur le four de la nouvelle unité. Ce dispositif SCR est complexe à installer sur un four déjà existant mais dans le cas d'un four neuf, sa mise en oeuvre génère un delta coût acceptable (< 25%) par rapport au coût d'un four sans SCR.

Ce dispositif SCR est typiquement implanté en sortie de convection de four, en amont du préchauffeur d'air.

Le principe de fonctionnement consiste à réduire les NOx générés dans les fumées par un agent réducteur, en l'occurrence une partie du NH₃ non brûlé, pour former du diazote. Ce type de réaction s'effectue sur un catalyseur, d'où l'appellation Selective Catalytic Reduction ou SCR.

Comme le montre la Figure 50 ci-dessous, la réaction de réduction des NOx s'accompagne également de réactions parasites, notamment avec les résidus de SO₃ provenant de traces d'H₂S dans le gaz NH₃ ou le Fuel Gaz du four. La minimisation de ces réactions parasites impose d'opérer le SCR à une température minimale de 300°C pour limiter les risques de désactivation du catalyseur. Ces contraintes de température imposent également d'implanter le SCR en amont du préchauffeur d'air.

SCR Principle: Selective Catalytic Reduction

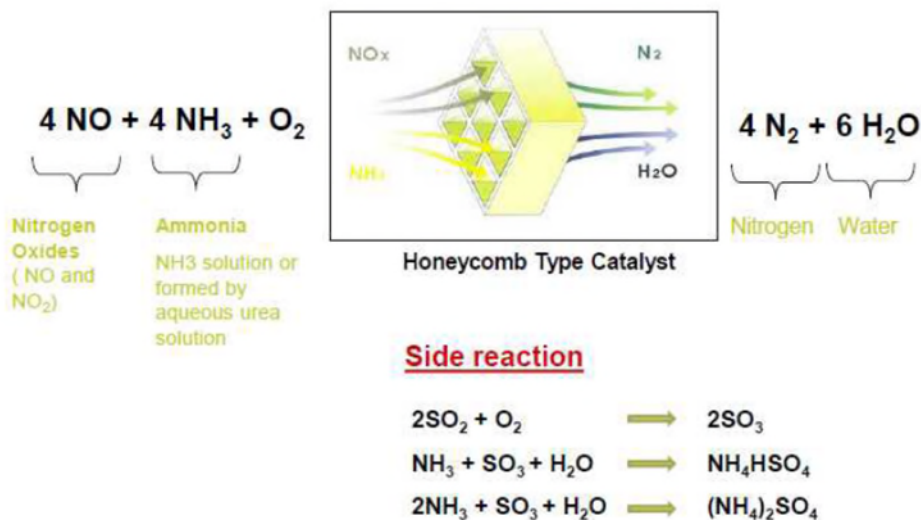


Figure 50 : Schéma montrant le principe du SCR et les réactions

Volet 2 – Description des installations

Dans le schéma de principe futur, il est prévu :

- d'introduire 95% du gaz NH₃ comme gaz combustible dans le nouveau four de l'HDT
- d'introduire les 5% résiduels du gaz NH₃ en amont du SCR pour effectuer les réactions de SCR dans le dispositif

Des analyseurs NH₃ et NO_x implantés en aval du SCR permettront d'ajuster précisément la quantité de NH₃ introduite directement en amont du SCR. En effet, trop d'injection de NH₃ en amont du SCR génèreront une percée de NH₃ en sortie du SCR, pas assez de NH₃ en amont du SCR entraînera un défaut d'agent réducteur et une émission plus élevée de NO_x en sortie de four.

Parmi les impacts positifs du SCR, on peut mentionner la récupération possible de 95% de l'énergie générée par le gaz NH₃ dans le four (ce qui est non négligeable car le gaz NH₃ représente un input énergétique de plusieurs MW).

2.7.10. INSTALLATIONS LOGISTIQUES, CHARGEMENT ET DECHARGEMENT

Expédition du soufre

Actuellement, la production est de l'ordre de 20 kt/an de soufre. Dans le cadre du projet HORIZON, la production devrait s'élever à 50 kt/an.

Les équipements suivants sont déjà en place pour assurer la logistique du stockage / expédition de soufre :

- 2 bacs de stockage de 700 tonnes de capacité,
- 1 poste de chargement camion (utilisé),
- 1 poste de chargement wagon (non utilisé actuellement).

Les différentes solutions d'expédition

Poids lourds :

La raffinerie expédie sa production actuelle de soufre par camion-citerne.

L'augmentation de la production de soufre engendrera une reprise du trafic fer : environ 10kt/an de soufre resteront expédiés par la route, ce qui représente une diminution d'environ 1 camion par jour.

Trains :

La raffinerie projette d'expédier le soufre par voie ferrée via le poste de chargement fer existant et qui était en service jusqu'en 2012. Il est attendu que la majeure partie de la production de soufre du site soit acheminée par train (40kt/an) : le trafic ainsi créé devrait être de 615 wagons roulants, soit 62 rames de 10 wagons par an. L'embranchement de la raffinerie sur le réseau ferroviaire restera sur l'ancien tracé, les wagons quittant la raffinerie n'emprunteront pas le contournement ferroviaire.

2.7.11. ELECTRICITE

L'estimation de la consommation de la raffinerie a été évaluée à partir des consommations électriques données par les compteurs RTE du site (Arrivées 63 kV, TAG ISO, TAG Ch8 et Turbine à Vapeur). **La consommation actuelle de la raffinerie est inférieure à 61 MW. L'augmentation de consommation liée au projet Total est voisine de 10.5 MW.**

A noter que l'alimentation électrique du SMR sera faite à partir des postes électriques de la raffinerie. Cette consommation est cependant faible, de l'ordre de 0,5 MW.

La future consommation de la raffinerie est donc évaluée en augmentation d'environ 11MW suite à la mise en œuvre du projet, et passera à 72 MW avec la future HDT de VGO et le SMR.



Volet 2 – Description des installations

2.8. DESCRIPTIONS DES PROJETS PORTES PAR TOTAL MENES EN PARALLELE DU PROJET HORIZON

En plus du projet HORIZON porté par TOTAL et des projets satellites portés par d'autres Maîtres d'Ouvrage, d'autres projets seront menés par la raffinerie TOTAL. Si ceux-ci n'ont pas de liens économique ou technique avec les équipements installés dans le cadre du projet HORIZON, ils sont toutefois mentionnés et décrits sommairement à cet endroit car ces derniers sont de nature à modifier les rejets, impacts et dangers issus de la Plateforme de Donges.

2.8.1. DEMANTELEMENT DE L'UNITE D'ISOMERISATION

L'unité d'isomérisation (ISOM), actuellement à l'arrêt, sera démantelée avant le démarrage de l'HDT VGO (au maximum en 2020). L'ensemble des équipements de l'unités seront déposés et les connexions avec les autres unités de la raffinerie platinées.

L'unité étant à l'arrêt depuis 2010, il n'y aura pas d'impact notable sur les rejets et consommations de la Plateforme.

Le principal impact du démantèlement de cette unité est la suppression d'une zone encombrée qui était susceptible de générer des UVCE en cas d'explosion d'un nuage qui serait entré dans l'ISOM.

2.8.2. MISE EN CONFORMITE DE LA TAG-CHAUDIERE 8

Un des émetteurs de NOx du site, la Turbine à gaz - Chaudière 8 (TAG-CH8) est actuellement non conforme vis-à-vis de l'évolution récente de la réglementation qui lui est applicable en ce qui concerne les teneurs en NOx : abaissement de 400 à 120 mg/Nm³ de la teneur maximale en NOx dans les fumées.

Des études techniques accompagnées d'un plan d'action permettront à la date prévue de démarrage des nouvelles installations (HDT VGO) de respecter la réglementation en vigueur.

Ces études techniques prennent en considération trois scénarios possibles :

- La modification de cette turbine à gaz pour installer des brûleurs bas NOx,
- Le remplacement de cet équipement par une turbine à gaz neuve,
- Le remplacement par des chaudières sans production d'électricité.

S'appuyant sur les améliorations envisagées et qui seront mises en œuvre avant la mise en service de l'HDT VGO (arrêt de la TAG-Chaudière 8 prévu en 2019), la qualité des rejets de cette unité dans le cadre de notre étude d'impact pour les NOx sera considérée comme étant la valeur administrative légale pour ce type d'équipement, soit 120 mg/Nm³ (scénarios 1 ou 2 qui sont majorants par rapport au scénario 3).

C'est cette hypothèse qui sera retenue pour la suite de ce dossier.

D'autre part on peut noter que la deuxième turbine à gaz du site – Tag iso – qui est non conforme à l'arrêté du 26 août 2013 sera mise à l'arrêt en 2020.



Volet 2 – Description des installations

2.8.3. DEROGATION URV POUR LES APPONTEMENTS DE LA RAFFINERIE

La raffinerie dispose de cinq appontements permettant la réception et l'envoi de produits pétroliers. Pour les appontements assurant la réception ou l'envoi de produits pétroliers susceptibles d'émettre des composés organiques volatiles (type essence, kérosène, brut...) dès lors que la capacité annuelle est supérieure à 5 000 m³/an, le BREF raffinage demande la mise en place d'une Unité de Récupération de Vapeurs (URV) présentant un taux de récupération supérieur à 95%.

La plateforme de Donges a adressé en 2016 à l'administration une demande de dérogation à l'installation d'URV sur les appontements mettant en avant que :

- Compte-tenu de l'implantation géographique des appontements (plateforme en bord de Loire pour certains), l'installation d'une URV est techniquement difficile. L'implantation de nouveaux bras de chargements pour la récupération de vapeurs génèrerait des charges supplémentaires sur les appontements qui excéderaient leur capacité.
- La raffinerie a mis en œuvre un programme pluri-annuel de réduction des émissions de COV liés à ces activités : campagne d'identification d'émissions de COV fugitives, mise en place la MTD-49 (bacs à toit flottant, joint d'étanchéité), et de la MTD-50 limitation des émissions COVs lors du dégazage des bacs, limitation de remplissage à 80% les chargements à teneurs importantes en benzène.
- Les impacts sanitaires actuels sur l'environnement humain (en l'absence d'URV sur les appontements) sont compatibles avec les usages à proximité de la raffinerie.
- L'investissement, les coûts opératoires et les pertes d'exploitation liés générés par les URVs apparaissent disproportionnés par rapport au bénéfice environnemental.

Cette étude est actuellement en cours d'instruction par l'Administration.

Par conséquent, l'analyse menée dans ce dossier sera faite en considérant l'absence d'URV sur la Plateforme TOTAL de Donges, en particulier pour l'étude du risque sanitaire. Quelle que soit l'issue de cette demande de dérogation, l'approche adoptée est conservatrice car maximise les rejets du site pris en considération.

Volet 2 – Description des installations

2.9. CARACTERE SUBSTANTIEL DES MODIFICATIONS

Dans les paragraphes 2.4, 2.6 et 2.7 de ce dossier ont été présentées l'ensemble des modifications qui seront apportées par TOTAL dans le cadre du projet HORIZON. Dans le cadre de la DAE, seules les modifications substantielles, c'est-à-dire celles modifiant notablement les impacts sur l'environnement ou les risques sur les tiers, seront analysées en détail. L'annexe 9 liste :

- les lignes ajoutées dans le cadre du projet HORIZON ;
- un recollement à l'article R.181-46-I du code de l'environnement qui caractérise les modifications substantielles. Un recollement à la circulaire du 14 mai 2012 sur l'appréciation des modifications substantielles au titre de l'article R.512-33 du code de l'environnement sera également mené, avec la conclusion du caractère substantiel pour chaque item ;
- le dossier dans lequel était décrite la modification lorsque la modification était non substantielle.

Dans la suite de ce dossier, seules les modifications substantielles seront analysées. Il s'agit des installations suivantes :

- Nouvelle unité HDT VGO,
- Nouveau stripper d'eaux acides SWS,
- Les lignes de gaz toxiques entre les unités, à savoir :
 - La ligne de gaz chargée en H₂S entre le nouveau stripper d'eau et les usines à soufre,
 - La ligne d'offgas BP entre l'HDT VGO et le FCC,
 - La ligne d'offgas MP entre l'HDT VGO et le FCC,
 - La ligne d'eaux acides entre le FCC et le stripper d'eau de l'HDT VGO.

Les autres installations décrites dans les paragraphes précédents ont été intégrées dans les révisions des différentes études de dangers de la Plateforme de Donges ou dans le cadre de porter à connaissance. Ces autres installations ne sont pas substantielles selon les critères réglementaires, la démonstration en est apportée dans l'annexe 9 de ce volet.

Les lignes suivantes ne génèrent pas de scénario majeur compte-tenu du produit transporté : elles sont mentionnées mais ne seront pas étudiées plus en détail (les caractéristiques sont données en annexe 5) :

- Ligne de DEA pauvre,
- Ligne de DEA riche,
- Lignes de vapeur BP, MP et HP,
- Lignes d'eau osmosée,
- Ligne d'eau potable,
- Lignes d'eau réfrigérée,
- Lignes d'eaux huileuses (comprenant des traces d'hydrocarbures),
- Lignes d'eaux potentiellement polluables (eaux pluviales des dalles d'unités de la raffinerie),
- Lignes d'eau incendie,
- Lignes d'air instrument,
- Lignes d'azote,

2.10. MOYENS DE PREVENTION ET DE MISE EN SECURITE DE L'UNITE

2.10.1. MESURES GENERALES DE PREVENTION

2.10.1.1. Gestion documentaire

La gestion documentaire est décrite dans le Système de Management de la Qualité (SMQ). Les manuels, procédures, consignes, spécifications..., constituent les éléments essentiels de l'organisation et des pratiques mises en œuvre à la raffinerie. L'ensemble de ces documents est tenu à jour conformément à la réglementation en vigueur. Les documents, dits « autoporteurs », décrivent leur propre règle de gestion. La création et la gestion des documents non autoporteurs de la raffinerie sont définies dans une procédure PG/MQS

On distingue quatre niveaux documentaires :

- **Les documents de référence** (1^{er} niveau) :
 - Les normes et réglementations ;
 - Les documents du siège – Directives HSE ;
 - Les manuels du système de Management de la qualité / environnement et de la sécurité ;
 - Le manuel qualité du laboratoire ;
 - Les plans qualité de la métrologie et de l'inspection ;
 - La cartographie des processus ;
 - Data Book – Spécifications Produits.
- **Les documents d'organisation** (2^{ème} niveau) :
 - Procédures Générales, Spécifications Particulières d'Organisation ;
 - Fiches de poste ;
 - Plan d'Opération Interne (POI) ;
 - Plan Particulier d'Intervention (PPI) de la Préfecture ;
 - Plan de Surveillance et d'Intervention pipe VERN (PSI) ;
 - Plan d'Urgence Maritime (PUM).
- **Les documents opératoires** (3^{ème} niveau) :
 - Documents opératoires (Consignes Permanentes, OPERGUID, Spécifications Particulières d'Intervention...);
 - Fiches de formation ;
 - Documents Techniques ;
 - Règles complémentaires Donges ;
 - Consignes Journalières Opération ;
 - Consignes temporaires.
- **Les documents d'enregistrements** (4^{ème} niveau) :
 - Autorisation de travail (AT) ;
 - Bon de dépotage ;
 - Procès verbaux de réception de travaux etc.

2.10.1.2. Inspection

L'inspection est un service à part entière au sein du département HSEQI il est indépendant du Service Maintenance Courant (SMC),

L'étendue du travail de ce service est le suivant :

- 3 000 équipements sous pression ; à chaque arrêt d'unité, la totalité des équipements sous pression de celle-ci est inspectée ;
- 170 réservoirs ;
- 7 000 tuyauteries ;
- 32 000 points de contrôle par ultrason ;
- 17 000 points de contrôle par gammagraphie.



Volet 2 – Description des installations

Pour assurer un suivi efficace de l'ensemble des équipements et des points de contrôle, ce service a mis ou met actuellement en place deux logiciels :

- **RBI** : installé entre 2001 et 2004, ce logiciel, à partir de sa base de données, définit un couple conséquences / probabilité pour chaque point de contrôle COCL « Conditions Opératoires Critiques Limites ». En cas de dépassement d'un COCL, le service de l'inspection déclenche une inspection supplémentaire; la gestion de ces conditions est indépendante du logiciel RBI ;
- **CREDO** : lorsque des contrôles d'épaisseur d'équipements sont effectués, ils sont rentrés dans CREDO et ils permettent une estimation de la vitesse de corrosion à partir de la valeur initiale fournie dans la note de calcul ; le logiciel fournit une date d'inspection à partir de cette vitesse. Lors d'un arrêt métal d'unité, soit une fréquence comprise entre 3 et 6 ans suivant les unités, les soupapes, excepté les soupapes à expansion thermique, sont retardées ; pour les soupapes à expansion thermique, le retardage a lieu tous les dix ans.

2.10.1.3. Contrôle des instruments

L'instrumentation des unités fait l'objet de contrôles ponctuels adaptés à chaque type de fonctionnalités :

- L'instrumentation importante est vérifiée lors des grands arrêts ;
- Lors des opérations préliminaires au redémarrage, tous les instruments dits de sécurité (les alarmes de niveau très haut ou très bas, par exemple) sont vérifiés ;
- Pendant la marche de l'unité, l'instrumentation de sécurité fait l'objet de vérifications périodiques dont les résultats sont consignés par écrit et signés. En cas de nécessité, une intervention de correction est effectuée.

2.10.1.4. Procédures de travaux

Le Département Maintenance (DM) réalise les actions de maintenance nécessaires au bon fonctionnement des installations via deux modes d'interventions :

- La maintenance courante en cours d'exploitation ;
- Les travaux d'arrêt.

Toute demande de travaux est effectuée et enregistrée sous le logiciel SAP. Le demandeur réalise un « avis » (demande d'intervention), validé par le responsable budgétaire. Sur la base de cet avis, le service concerné du Département Maintenance en concertation avec l'exploitant priorise, rédige un ordre de travail (OT), qui est envoyé à l'entreprise extérieure (EE). Avant exécution des travaux, doivent être établis :

- Un Plan de Prévention, établi par la Maintenance, couvrant l'activité de l'EE ;
- Une Autorisation de Travail (AT), délivrée par le département Maintenance et/ou le responsable budgétaire et visée par la sécurité et le chef opérateur du secteur concerné. Selon la nature des travaux, elle est complétée par des permis associés (de feu, de fouille, de pénétrer) et/ou une attestation de consignation électrique.

Dans le cas d'un arrêt, un chef de projet est désigné pour assurer la gestion de l'ensemble des travaux. Du personnel d'exploitation est détaché pour la préparation et pendant les arrêts.

Tout au long du déroulement des travaux, les préventeurs du service sécurité assurent des contrôles fréquents et font cesser tout travail si les conditions de sécurité le nécessitent.

Volet 2 – Description des installations

2.10.2. IMPLANTATION DU PROJET**2.10.2.1. Règles de conception et de construction**

Cette partie présente les mesures prises spécifiquement sur l'unité HDT VGO en amont de l'exploitation, soit aux étapes de conception et de construction.

Conception : l'étude HAZOP

Total fait appel à des sociétés d'ingénierie de renommée internationale tant pour la licence (Axens) que pour les études de base (Amex Foster Wheeler).

De plus l'analyse critique des installations est effectuée sous les aspects Procédés / Conception / Construction pour diminuer, dans le fonctionnement industriel, les possibilités d'occurrence d'un incident. L'un des points forts de cette réflexion est la réalisation d'une revue HAZOP intégrant les compétences des ingénieries de réalisation et celles des divers intervenants de la raffinerie.

L'objectif d'une revue HazOp (Hazard Operability) est l'identification et l'évaluation des risques liés aux procédés mis en œuvre et à leur opérabilité au sens le plus large du terme : marche normale, arrêt/démarrage, etc.

L'étude détaillée des appareils et des tuyauteries, permet d'apporter les réponses et les adaptations nécessaires pour que, les dispositions prises sur la métallurgie, les dimensionnements, les renforcements, ainsi que sur les implantations et les cheminements, permettent d'atteindre les objectifs visés.

Cette analyse a été effectuée sur la nouvelle unité HDT VGO en préambule à l'étude de dangers. Les conclusions de cette étude sont présentées dans la partie « Evaluation préliminaire des risques » de la présente étude de dangers (au volet 4).

Règles de construction

La qualité de construction des appareils est régie par un ensemble de règles qui précisent les conditions détaillées d'étude, de construction et d'installation, et qui font référence à la réglementation, aux codes de construction et aux normes en vigueur. Les conditions d'étude prennent en compte les situations normales de service :

- Le fonctionnement continu ;
- Les régimes transitoires d'exploitation et les perturbations normales ;
- Eventuellement, les phénomènes de cycles et les situations exceptionnelles, - les situations de dérèglement ;
- Les situations accidentelles, peu probables, mais dont il convient cependant d'étudier les conséquences sur la sûreté des appareils et la sécurité générale (incendie, fuite d'un circuit vers un autre,...).

La nature des matériaux est adaptée, lors de la conception, aux températures et pression de service et à la nature des fluides véhiculés (vieillessement, corrosion, . . .). Une sur-épaisseur de métal est ajoutée (sur-épaisseur de corrosion), qui dépend des conditions de fonctionnement.

La construction des tuyauteries est régie par un ensemble de Règles Générales. Elles font référence aux textes réglementaires, aux codes de construction (CODETI) et aux normes françaises correspondantes. La conformité de la construction aux choix initiaux est validée par des inspections et l'émission de documents de contrôle. Les appareils sont calculés suivant les codes en vigueur. Tous les renforts de tubulures font l'objet d'une vérification destinée à s'assurer qu'ils présentent une résistance au moins égale à celle de l'appareil.

Outre les contrôles pendant la phase de construction, les installations sont suivies tout au long de leur vie en fonction des règles et normes en vigueur, et de l'évaluation des risques de défaillance et de leurs conséquences potentielles, au travers des plans d'inspection.

2.10.2.2. Dispositions pour le choix du matériel électrique



Volet 2 – Description des installations

Les zones classées, déterminées par les équipements constituant les installations, respectent l'arrêté du 8 juillet 2003 relatif à la protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à une atmosphère explosive.

Dans le respect de l'article 10 de ce même arrêté, le matériel électrique et d'instrumentation est de sûreté dans les zones de danger d'explosion et les équipements sont adaptés au classement ATEX de la zone.

Volet 2 – Description des installations

2.11. PLANNING ET EXPLOITATION DU SITE SUR L'ANNEE 2021

2.11.1. PLANNING DES PROJETS

La figure suivante illustre le déroulement des différents plannings des différents projets à proximité de la raffinerie TOTAL :

- Le projet HORIZON, porté par TOTAL ;
- Le projet SMR, qui est un projet satellite du projet HORIZON et est porté par Air Liquide ;
- Le projet GRTgaz, qui est un projet satellite du projet HORIZON et est porté par GRTgaz. Ses trois composantes sont décrites dans le planning :
 - Requalification à 80 bars de la Pression Maximale de Service du tronçon existant Priory – raffinerie (1) ;
 - Connexion au réseau national : nouveau tronçon de 1,3 km à créer en DN 200 entre le réseau national et Priory (2) ;
 - Création d'un nouveau poste de détente en bordure de la raffinerie TOTAL de Donges (3).
- Le projet de contournement ferroviaire des sites industriels de Donges, porté par la SNCF.

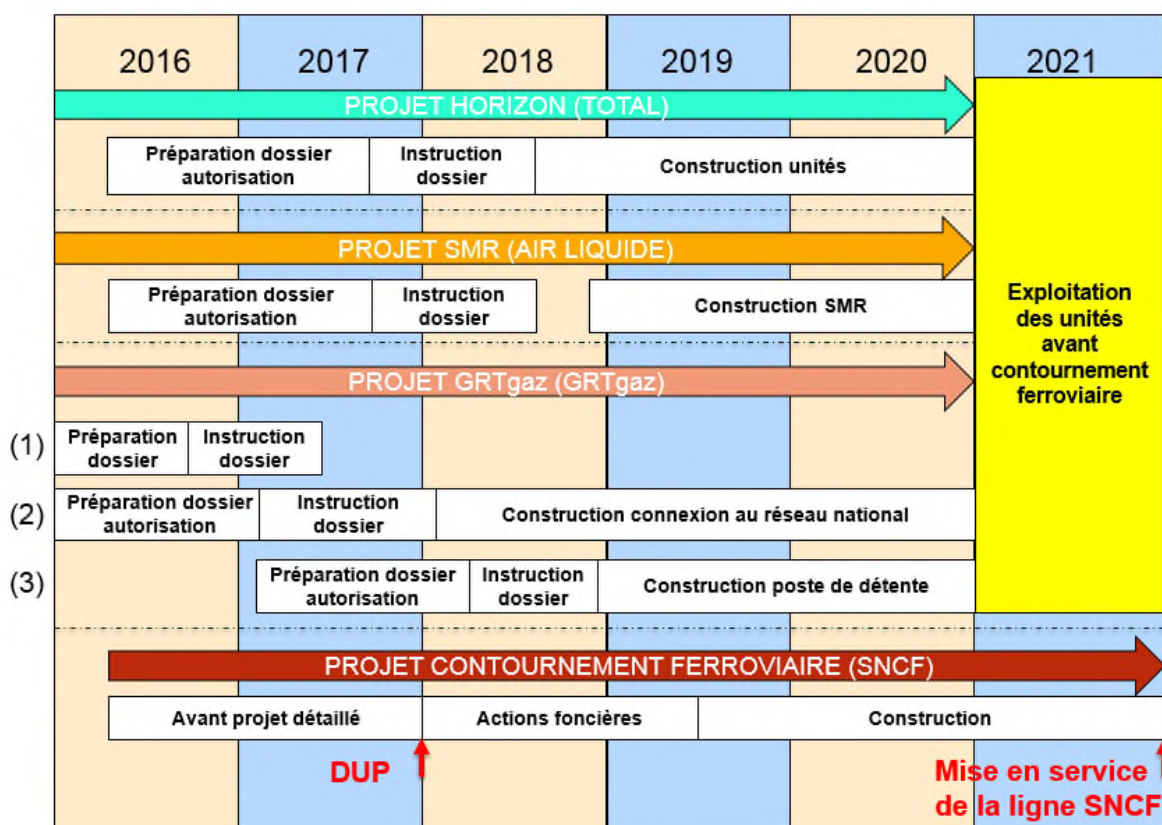


Figure 51 : Planning des projets

Le planning TOTAL prévoit un début d'instruction du dossier en octobre 2017 pour une autorisation effective en fin de deuxième semestre 2018.

Il est en de même pour le projet satellite SMR.



Volet 2 – Description des installations

Une fois l'autorisation effective, les travaux pourront commencer pour un achèvement des travaux début 2021.

Le projets satellite de GRTgaz est soumis à 3 procédures d'autorisation différentes pour chacune de ces composantes. Les dates de construction visent à une mise en service opérationnelle en 2020.

Pour le projet SNCF, la déclaration d'utilité publique est attendue fin d'année 2017 après échanges avec l'Administration. Les différentes actions foncières (rachat de terrain) se termineront mi 2019. Les travaux pourront alors débuter et la ligne sera mise en service fin 2021.

2.11.2. MESURES COMPENSATOIRES PENDANT L'EXPLOITATION DU SITE TOTAL EN 2021

Le positionnement retenu pour les nouvelles unités de fabrication HDT VGO et SMR sur le site de Donges occupe une surface déjà industrialisée évitant de ce fait un impact sur la végétation et les espèces protégées. Cet emplacement est également retenu pour des raisons de sécurité industrielle avec comme objectif de positionner ces unités le plus loin possible du bourg de Donges pour en limiter les impacts visuels, olfactifs, accidentels sur la population. Les nouvelles unités seront implantées à 715 mètres des habitations pour l'HDT VGO et 560 mètres pour le SMR.

Une des problématiques analysées est l'impact de ces nouvelles unités sur les voyageurs utilisant le transport ferroviaire. La SNCF a engagé un projet de contournement de ces voies de circulations par rapport aux unités de fabrications de la raffinerie. Le nouveau tracé passe plus au nord de la raffinerie et éloigne les voyageurs des zones à risque potentiel.

Total s'est assuré que, dans le cadre de son projet, l'implantation de ces nouvelles unités était compatible avec la réduction du risque sur le nouveau tracé SNCF. Le détournement de la voie SNCF permettra une réduction du nombre de phénomènes dangereux pouvant impacter les voyageurs. Le détail des phénomènes dangereux résiduels est présenté dans le volet 1 du présent dossier d'Autorisation Environnementale.

Le planning du projet de la raffinerie de Donges prévoit un démarrage des nouvelles unités de fabrication au dernier trimestre de l'année 2020. Le projet SNCF est positionné sur une mise en service du nouveau tracé en 2021. Ce décalage de planning laisse entrevoir une période transitoire pendant laquelle les nouvelles unités seront en service et occasionneront de façon temporaire une augmentation des impacts potentiels sur l'ancien tracé SNCF. Des précisions sont également données dans les volets 1 et 4 sur ces impacts.

La raffinerie s'inscrit dans une démarche d'amélioration de la sécurité, un programme est en cours et verra la mise en place, avant le démarrage des nouvelles unités, de détections ponctuelles d'hydrocarbures dans chaque cuvette des bacs de stockage de produit léger se trouvant le long de la voie ferrée (stockage Bossènes / Magouëts). La mise en place de détection feu est également prévue sur les bacs de brut dans les zones de stockage pour minimiser le temps de détection et la mise à l'abri de la population avoisinante ainsi que l'arrêt des trains.

Volet 2 – Description des installations

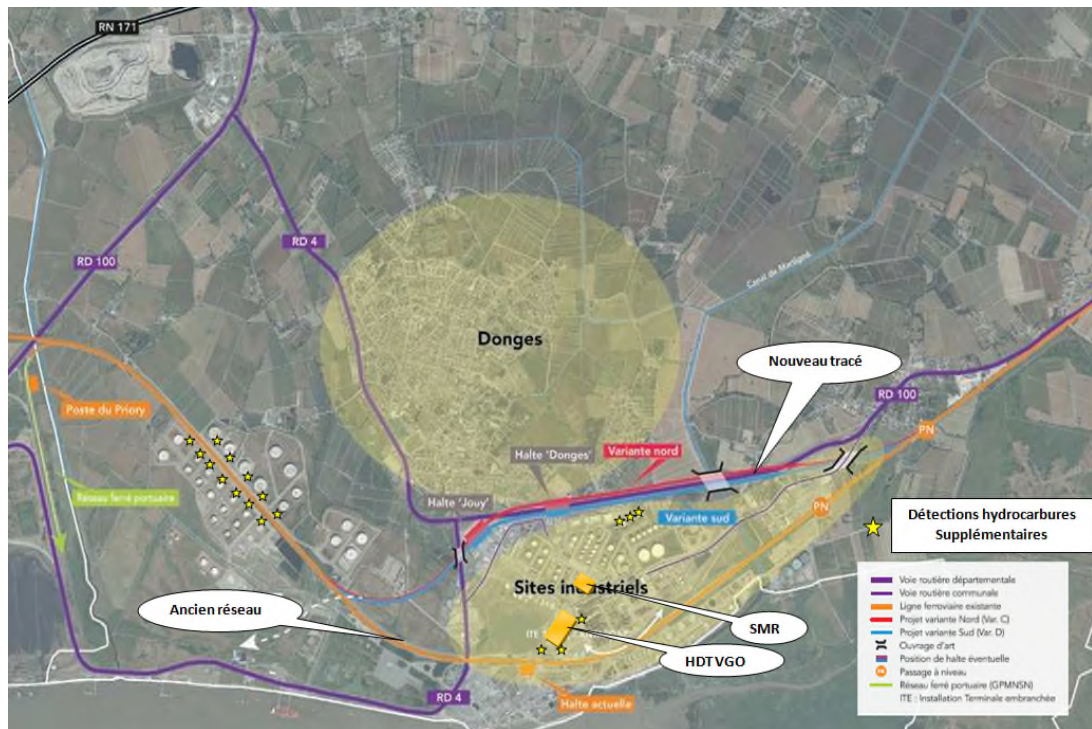


Figure 52 : Détections hydrocarbures ponctuels supplémentaires mis en place par la Plateforme TOTAL dans le cadre du projet HORIZON (maintenus après la fin du chantier de contournement SNCF)

La Plateforme TOTAL de Donges, consciente des enjeux, propose également des mesures de gestion du risque spécifiques et supplémentaires pour cette période transitoire :

- un système de détection d'hydrocarbures sera installé sur toute la périphérie sud de la nouvelle unité HDT VGO. Ce système de détection sera de type « faisceaux de détection » capables de détecter la présence d'hydrocarbures sur des distances de plusieurs dizaines de mètres. Sur une détection seuil haut de ce système, la procédure d'arrêt des trains sera lancée immédiatement par les opérateurs du service Sécurité.
- Des détecteurs ponctuels d'H₂S seront également installés proches de la voie ferrée. Sur détection seuil haut de ces détecteurs, des sécurités isoleront automatiquement certaines parties des nouvelles unités.

Ces mesures techniques seront complétées par des mesures organisationnelles. L'ensemble des mesures prises est détaillé au volet 4.

Ces mesures supplémentaires permettent de réduire l'impact potentiel des nouvelles unités sur l'ancien tracé de la voie SNCF jusqu'à mise en service du nouveau tracé.

Volet 2 – Description des installations



Figure 53 : Faisceau de détection mis en place par la Plateforme TOTAL dans le cadre du projet HORIZON après démarrage de l'unité HDT VGO (maintenu le temps du chantier de contournement SNCF)

Des détecteurs ponctuels seront également implantés à l'intérieur des unités SMR et HDT VGO. Leur nombre et emplacements exacts seront déterminés lors des phases ultérieures d'étude de détail.

Volet 2 – Description des installations

2.12. MOYENS D'INTERVENTION**2.12.1. ORGANISATION**

Au sein du département Qualité Sécurité Environnement Hygiène et Inspection, la raffinerie de Donges dispose d'un service sécurité se composant :

- d'une équipe d'encadrement avec un Chef de Service, un contremaître Intervention, un responsable matériel, un responsable Réseau incendie, un formateur
- d'un contremaître prévention, une équipe de sept préventeurs ;
- de cinq équipes postées de onze opérateurs par quart.

De plus, en cas de déclenchement du Plan d'Opération Interne (POI), l'équipe Sécurité est complétée par des opérateurs d'intervention (OI) issus du personnel d'exploitation et d'opération, soit un minimum de 4 personnes.

Les opérateurs du service Sécurité gèrent également en permanence un poste de conduite et deux centres de première intervention.

L'un des centres de première intervention est armé :

- d'un Véhicule Premier Secours tri- extincteur (mousse, poudre, CO₂) PS1 ;
- d'un Véhicule Premier Secours mousse PS2 ;
- d'un Véhicule de Secours et d'Assistance aux Victimes VSAV ;

L'autre est armé de moyens d'intervention de grande puissance avec :

- d'un véhicule mousse Très Grande Puissance TGP1 ;
- de trois Véhicules mousse "grande puissance" VGP, Sidès 5, Sidès 6 ;
- d'un Véhicule d'Assistance et Soutien VAS ;
- d'un véhicule de commandement mobile PCA ;
- de deux réserves d'émulseur mobiles.

Par ailleurs, le service de sécurité dispose d'un Véhicule de Transport de Personnes VTP et de matériels tractables (motopompe, remorques, canon à mousse...).

Des locaux techniques destinés à l'entretien et au rangement de matériels mobiles d'intervention, au gonflage des bouteilles des appareils respiratoires isolants (ARI), sont également aménagés dans les centres de première intervention.

En début de poste, chaque opérateur de sécurité procède à la vérification et au fonctionnement des matériels de secours et de lutte contre l'incendie qui lui sont attribués pendant son service. Titulaire du certificat de formation d'aptitude aux premiers secours en équipe et du brevet national de secouriste, ils disposent des compétences pour secourir des personnes. Aptes au port de l'ARI, instruits aux risques liés aux produits dangereux présents sur le site, ils sont formés pour intervenir contre les incendies, les explosions et leurs effets.

Pour être joint en cas d'alerte, les opérateurs d'intervention sont munis en permanence d'un émetteur récepteur.

Encadrés par des personnes spécialisées, les opérateurs Sécurité et les opérateurs d'Intervention suivent périodiquement des recyclages en secourisme et sur les dangers liés aux produits présents à la raffinerie. Entraînés à la lutte contre le feu, ils participent hebdomadairement à des exercices avec des feux réels.

Volet 2 – Description des installations

2.12.2. MISSIONS DU SERVICE SECURITE

Le service de sécurité est chargé, entre autres :

- D'intervenir en cas d'alerte selon les règles précisées par le plan d'opération interne ;
- De la prévention des accidents en appliquant les règles de portée générale et la réglementation interne du site, notamment par des visites fréquentes des installations ;
- Du conseil sur les procédures d'intervention et sur les opérations courantes ou particulières ;
- De la sensibilisation et de la formation des opérateurs de sécurité et des opérateurs d'intervention des unités, aux risques présents sur le site avec l'organisation de recyclages spécifiques aux risques ;
- De l'entraînement des opérateurs d'interventions à la lutte contre le feu, l'explosion et leurs effets, ainsi qu'à la mise en œuvre de mesures de protection de l'environnement ;
- De la mise en œuvre des plans internes de sécurité (plan d'opération interne (POI), plan d'urgence maritime (PUM), plan de surveillance et d'intervention sur l'oléoduc Donges – Vern (PSI), plan local de marchandises dangereuses (PMD), plan d'intervention du port autonome de Saint-Nazaire (minipol), et de la participation aux plans d'urgence (pollution maritime (POLMAR), plan rouge, plan particulier d'intervention (PPI)).
- De l'entretien et du fonctionnement des moyens d'interventions mobile et fixes du site ;
- Du suivi des fiches de données sécurité.

2.12.3. MOYENS INTERNES**2.12.3.1. Ressources en eau incendie**

La raffinerie dispose d'un réseau d'eau incendie maillé, d'environ 70 km en canalisations allant de 250 mm à 600 mm avec environ 620 poteaux d'eau d'incendie. Ces hydrants disposent soit de trois orifices de raccordement, soit six orifices de raccordement.

Le réseau d'incendie est structuré en deux parties reliées par une canalisation de 600 mm. La partie implantée dans la zone ouest de la raffinerie permet d'assurer en priorité la défense contre l'incendie des parcs de stockage dénommé « les Bossènes » et « les Magouëts ». La partie implantée dans la zone nord et sud de la raffinerie permet d'assurer la défense contre l'incendie des différentes unités de raffinage et des parcs de stockage nord et sud.

Le réseau d'eau d'incendie est alimenté à 6 bars en mode normal et 12 bars en mode extinction.

La réserve d'eau d'incendie et les motopompes de la société Antargaz sont utilisées par la raffinerie dans le cadre d'un protocole d'assistance mutuelle entre les deux établissements. Enfin, le réseau d'eau d'incendie peut aussi être alimenté depuis la Loire par un bateau pompe (remorqueur) du port autonome de Saint-Nazaire à partir des appontements.

2.12.3.2. Ressources en émulseur

La raffinerie dispose d'une réserve mobile de 95 000 litres d'émulseur répartis dans les différents engins d'intervention et d'un réseau interne de solution moussante de 81 500 litres à partir de stockages en réservoirs aériens répartis uniformément sur le site.

De plus, la raffinerie adhère à un protocole d'entraide mutuelle entre les établissements stockant des liquides inflammables, ce qui lui permet de pouvoir se réalimenter rapidement en cas de nécessité.



Volet 2 – Description des installations

2.12.3.3. Gestion de l'alerte

La gestion de l'alerte et l'engagement des équipes d'interventions sont organisés selon des procédures établies.

Ainsi un incident peut être soit détecté par un réseau de détecteurs, soit observé par un témoin. La détection est renvoyée en salle de conduite de l'unité concernée puis par téléphone le poste de commande sécurité, situé au bâtiment de sécurité maritime, est alerté.

Selon la nature et la gravité de l'incident cinq niveaux d'intervention peuvent être engagés. Le premier niveau d'intervention intéresse les opérateurs d'intervention de l'unité concernée, les niveaux deux, trois et quatre intéressent les opérateurs de sécurité du service de sécurité de la raffinerie, le niveau cinq fait intervenir les services de secours publics.

Dès l'engagement des moyens d'intervention de niveau trois, une cellule de crise et les différents niveaux hiérarchiques de la raffinerie sont activés. Des exercices de crise avec l'activation des différents niveaux d'intervention sont régulièrement organisés et de manière inopinée.

2.12.3.4. Intervention pour un secours à personne

En cas d'intervention pour un secours à personne dans la raffinerie, le Véhicule de Secours et d'Assistance aux Victimes VSAV du service de sécurité est engagé. La personne secourue est prise en charge et conduite au service médical de la raffinerie pour être vue par le médecin du travail du site. En cas de nécessité, elle est alors conduite par une ambulance privée qui peut être médicalisée selon l'état de la victime, à l'hôpital.

Dans le cadre du projet HORIZON, l'exploitant de l'unité SMR partagera le même POI que TOTAL. Les interventions sécurités sur les personnes du SMR ainsi que sur le matériel seront assurées par le service sécurité de Donges .

Les unités du projet n'engendrent pas de risque de type nouveau ni par ses produits, ni par ses hauteurs de structures, ni par sa complexité d'intervention.



ANNEXE 1 : CLASSEMENT ICPE COMPLET

INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC



ANNEXE 2 : GARANTIES FINANCIERES



ANNEXE 3 : CHARTE HSEQ GROUPE TOTAL



**ANNEXE 4 : ENGAGEMENT DE LA DIRECTION
RAFFINERIE DE DONGES**



**ANNEXE 5 : LISTE DES LIGNES ENTRE UNITES
AJOUTEES DANS LE CADRE DU PROJET**

INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC



**ANNEXE 6 : DESCRIPTION ET SCHEMAS DE
PROCEDE HDT VGO**

INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC



**ANNEXE 7 : SCHEMA DES MODIFICATIONS SUR
LES UNITES EXISTANTES**

INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC



**ANNEXE 8 : SCHEMA DU NOUVEAU STRIPPER
D'EAUX ACIDES**

INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC



ANNEXE 9 : ANALYSE DU CARACTERE SUBSTANTIEL DES MODIFICATIONS

INFORMATIONS SENSIBLES - NON COMMUNICABLES AU PUBLIC