



LE CODE RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION

Elaboré par SONATRACH – SPA et approuvé par l'ARH, en application des dispositions du décret exécutif n° 21-258 du 2 Dhou El Kaâda 1442 correspondant au 13 juin 2021 définissant les modalités de la régulation du principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation des hydrocarbures.



Avril 2022

SOMMAIRE

PREAMBULE	2
CHAPITRE A : CADRE REGLEMENTAIRE ET NORMATIF	3
I. DEFINITIONS	4
II. TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI N° 19-13 REGISSANT LES ACTIVITES D'HYDROCARBURES	7
III. NORMES & STANDARDS EXIGIBLES POUR LES EFFLUENTS A TRANSPORTER	9
CHAPITRE B : DESCRIPTION TECHNIQUE DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION ET MODE OPERATOIRE DE SON EXPLOITATION	15
I. INTRODUCTION	16
II. DESCRIPTION DU RESEAU DE TRANSPORT	16
III. MODES OPERATOIRES D'EXPLOITATION.....	32
IV. DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT	40
V. ABANDON ET REMISE EN ETAT DES SITES DU RESEAU DE TRANSPORT	41
CHAPITRE C : MECANISME D'ALLOCATION DES CAPACITES	42
I. INTRODUCTION	43
II. DEMANDE D'ACCES.....	43
III. RECEPTION DE LA DEMANDE D'ACCES.....	43
IV. EXAMEN DE LA DEMANDE D'ACCES PAR LE CONCESSIONNAIRE	44
V. DISPOSITIONS DIVERSES	45
VI. LOGIGRAMME DU MECANISME D'ALLOCATION DES CAPACITES DE TRANSPORT	46
CHAPITRE D : PRESCRIPTIONS TECHNIQUES POUR LE RACCORDEMENT AU RESEAU DE TRANSPORT.....	47
I. OBJET	48
II. DEMANDE DE RACCORDEMENT	48
III. PRESCRIPTIONS TECHNIQUES APPLICABLES AUX UTILISATEURS POUR LE RACCORDEMENT AU RESEAU DE TRANSPORT ...	48
CHAPITRE E : REGLES DE BONNE CONDUITE.....	51
I. INTRODUCTION	52
II. PRINCIPES GENERAUX	52
III. CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS	53
IV. TRANSPARENCE DES CONDITIONS D'ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT	54
V. APPLICATION NON DISCRIMINATOIRE DES REGLES D'ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT.....	55
VI. CODE D'ETHIQUE	56

PREAMBULE

La loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019 régissant les activités d'Hydrocarbures stipule, dans son article 127 (alinéa 1), sous réserve des dispositions de l'article 132, que les activités de transport par canalisation des Hydrocarbures sont exercées par l'Entreprise nationale sur la base d'une Concession de transport par canalisation octroyée par arrêté du ministre. Elle fait obligation également au Concessionnaire dans son article 128 d'assurer le transport de toute production d'Hydrocarbures, à partir du Point d'Entrée au Système de Transport par Canalisation.

Aussi, conformément aux dispositions de l'article 230 de ladite loi, les Concessions de transport par canalisation, délivrées antérieurement à la date de publication de cette loi au Journal officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire, demeurent en vigueur conformément à leurs termes, mais ne peuvent être prorogés ou renouvelés au-delà des durées qu'ils ont prévues.

SONATRACH-SPA a bénéficié de vingt-deux (22) Concessions de Transport par Canalisation, dont :

- 10 Concessions de Transport par Canalisation pour les Systèmes de Transport de Gaz Naturel ;
- 07 Concessions de Transport par Canalisation pour les Systèmes de Transport de Pétrole Brut ;
- 03 Concessions de Transport par Canalisation pour les Systèmes de Transport de Condensat ;
- 02 Concessions de Transport par Canalisation pour les Systèmes de Transport de GPL.

L'article 131 de la même loi garantit aux tiers (Utilisateurs) le droit d'utilisation des infrastructures de transport par canalisation sur la base du Principe du libre accès, moyennant le paiement d'un tarif non discriminatoire. Les modalités d'application de ce principe sont définies dans le décret exécutif n° 21-258 du 13 juin 2021 définissant les modalités de régulation du Principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation des Hydrocarbures, dont les principaux instruments prévus sont les deux Contrats-types de Transport et le Code Réseau.

Le Code Réseau, élaboré par le Concessionnaire, approuvé par l'ARH conformément à l'article 05 dudit décret et publié par le Concessionnaire sur son site Internet : www.sonatrach.com, permet aux Utilisateurs, en toute transparence, de prendre connaissance des informations suivantes :

1. La description technique du Réseau de Transport ainsi que le mode opératoire de son exploitation ;
2. Le mécanisme d'allocation des capacités ;
3. Les prescriptions techniques pour le raccordement au Réseau de Transport ;
4. Les règles de bonne conduite.

Ces informations servent à la préparation des dossiers de demandes d'accès aux infrastructures de transport par canalisation, avec notamment la Capacité demandée, ainsi que le Point d'Entrée et les Points de Sortie.

Chapitre A :

Cadre Règlementaire et Normatif

I. Définitions

Au sens du présent document, on entend par :

- **ARH** : l'Agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des Hydrocarbures, dénommée Autorité de Régulation des Hydrocarbures, par abréviation « ARH » ;
- **Autorité Compétente** : Toute autorité publique algérienne habilitée en vertu d'un texte législatif ou réglementaire à rendre une décision ou à prendre un acte administratif ;
- **Capacité** : Les Capacités de transport des effluents sont exprimées en tonnes métriques (TM) ou barils par unité de temps pour le pétrole brut, les liquides de Gaz naturel et les Gaz de pétrole liquéfiés et en standard mètres cubes (Sm³) par unité de temps pour le Gaz naturel, mesuré à une température de quinze (15) degrés Celsius et à une pression absolue de 1,01325 bar ;
- **Capacité Contractuelle** : La Capacité souscrite par un Utilisateur au titre du Contrat de Transport ;
- **Capacité Disponible** : La part de la Capacité Réelle non attribuée au titre de Contrats de Transport ;
- **Capacité Réelle** : La Capacité maximale que le Concessionnaire peut offrir aux Utilisateurs, compte tenu de l'intégrité et des exigences d'exploitation du Réseau de Transport ;
- **Capacité Réservée** : La part de la Capacité Réelle attribuée au titre de Contrats de Transport ;
- **Comptage d'Exploitation** : L'opération consistant en la détermination des quantités de Pétrole Brut / Condensat / GPL au niveau du Point d'Entrée, et permettant d'obtenir les informations indispensables à l'exploitation rationnelle d'un Réseau de Transport par canalisation de Pétrole Brut / Condensat / GPL ;
- **Comptage Transactionnel** : L'opération consistant en la comptabilisation des quantités d'Hydrocarbures réceptionnées ou livrées au niveau des Terminaux Arrivées des STC, aux fins de facturation ;
- **Comptage Transactionnel et Fiscal** : L'opération consistant en la comptabilisation des quantités d'Hydrocarbures réceptionnées ou livrées au niveau du Point de Mesure, aux fins de facturation et de redevance fiscale ;
- **Concession de transport par canalisation** : L'autorisation de l'exercice des activités de transport par canalisation sur le territoire national délivrée, exclusivement, à l'Entreprise nationale, par le ministre, conformément à la loi n° 19-13 du 11 décembre 2019 régissant les activités d'Hydrocarbures ;
- **Concessionnaire** : Titulaire d'une Concession de transport par canalisation ;
- **Condensat** : Signifie les liquides de Gaz naturel issus des opérations de traitement du Gaz naturel humide et les Hydrocarbures Liquides légers issus des opérations de traitement du pétrole brut ;
- **Conduites d'Evacuation** : Les conduites enterrées ou aériennes de différents diamètres permettant de relier :
 - soit les centres de traitement aux Systèmes de Transport par Canalisation ;
 - soit les centres principaux de collecte aux Systèmes de Transport par Canalisation ;
 - soit un centre de traitement ou de séparation situé sur un périmètre d'exploitation à un centre de réinjection situé sur un autre périmètre d'exploitation ;
 - soit les centres de stockage sur champ aux Systèmes de Transport par Canalisation.

- **Contrat de Transport** : Le contrat de Service de Transport par canalisation des Hydrocarbures, conclu entre le Concessionnaire et l'Utilisateur ;
- **Contrat-type de Transport** : Le Contrat-type qui fixe les conditions et modalités du Service de Transport, élaboré par le Concessionnaire et approuvé par l'ARH ;
- **Débit Horaire Contractuel Maximal** : Représente la Capacité Contractuelle horaire souscrite par l'Utilisateur au titre du Contrat de Transport ;
- **Demandeur** : Toute personne physique ou morale qui a exprimé sa volonté d'obtenir l'accès et/ou le raccordement au Réseau de Transport ;
- **Entreprise nationale** : L'entreprise nationale SONATRACH-SPA ou toute filiale de droit algérien détenue entièrement, directement ou indirectement, par SONATRACH-SPA ;
- **Expansion** : L'augmentation de la Capacité d'un Système de Transport par Canalisation des Hydrocarbures ;
- **Extension** : Le prolongement d'un Système de Transport par Canalisation des Hydrocarbures par ligne d'embranchement et/ou ramification, connexion à partir de/ou vers le Système de Transport par Canalisation des Hydrocarbures ;
- **Gaz naturel ou Gaz** : Tous les Hydrocarbures gazeux produits à partir de puits, y compris le Gaz humide et le Gaz sec, qui peuvent être associés ou non associées à des Hydrocarbures Liquides, le Gaz de houille ou méthane de houille (CBM) et le Gaz résiduaire qui est obtenu après extraction des liquides de Gaz naturel ;
- **GPL (Gaz de pétrole liquéfié)** : Hydrocarbures composés essentiellement d'un mélange de butane et de propane qui n'est pas liquide aux conditions normales ;
- **Hydrocarbures** : Les Hydrocarbures Liquides, gazeux, y compris ceux issus des formations géologiques argileuses et/ou schisteuses, et les hydrocarbures solides notamment les sables bitumineux et les schistes bitumineux, existant à l'état naturel, autrement dénommés pétrole brut ou gaz naturel, selon le cas, incluant les liquides de Gaz naturel, les Gaz de pétrole liquéfiés, les Condensats, les hydrates de méthane, ainsi que tous les produits et substances connexes extraits et associés aux Hydrocarbures ;
- **Hydrocarbures Liquides** : Le pétrole brut, les Liquides de Gaz naturel et les Gaz de Pétrole Liquéfiés ;
- **ICS** : Informations Commercialement Sensibles ;
- **Installations Intégrées** : Les installations d'un Système de Transport par Canalisation comprenant, notamment les installations de stockage, les stations de compression, de pompage, les postes de coupure, de sectionnement, les lignes d'expédition à partir des terminaux arrivées vers les complexes de liquéfaction et de séparation, les postes de chargement à quai et en mer au niveau des ports pétroliers et des systèmes de protection cathodique, de comptage, de régulation, de télécommunications, de télégestion et de tout équipement nécessaire aux expansions et/ou extensions du Système de Transport par Canalisation ;
- **Marché national** : Demande en Hydrocarbures sur le territoire national, à l'exception du Gaz utilisé pour la réinjection dans les gisements et pour le cyclage ;

- **Modification** : Tout changement important opéré sur les canalisations et/ou sur les installations intégrées du Système de Transport par Canalisation et de ses Expansions et/ou Extensions ;
- **Point d'Entrée** : Le point du Système de Transport par Canalisation des Hydrocarbures, où les parties contractantes ou l'Entreprise nationale injectent leur ou sa production ;
- **Point de Mesure** : La localisation prévue dans le plan de développement approuvé où s'effectue la détermination des quantités et des qualités d'Hydrocarbures extraites, dans le périmètre d'exploitation ou à l'extérieur de celui-ci si tout ou partie de la production est traitée dans des installations situées à l'extérieur dudit périmètre d'exploitation ;
- **Point de Sortie** : Le point du Réseau de Transport, où le Concessionnaire met l'effluent à disposition de l'Utilisateur, conformément au Contrat de Transport ;
- **Principe du libre accès des tiers** : Le Principe qui permet à toute personne de bénéficier du droit d'accès aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage dans la limite des Capacités Disponibles, moyennant le paiement d'un tarif non discriminatoire et à condition que les produits concernés répondent aux spécifications techniques d'utilisation ;
- **Réseau de Transport** : L'ensemble des Systèmes de Transport par Canalisation des Hydrocarbures ;
- **Service de Transport** : L'ensemble des prestations fournies par le Concessionnaire pour assurer le transport des Hydrocarbures de l'Utilisateur via son Réseau de Transport depuis le Point d'Entrée jusqu'aux Points de Sortie et ce, conformément aux dispositions du Contrat de Transport ;
- **Station de Dépotage** : L'installation de déchargement de camions citernes contenant le Pétrole Brut / Condensat, en amont du Point d'Entrée ;
- **Système de Comptage** : L'ensemble d'instruments et d'équipements constituant la chaîne de mesure, et servant à la détermination des quantités d'Hydrocarbures en écoulement et/ou sans mouvement, y compris les équipements annexes servant à la collecte, à la transaction, à la sauvegarde et à la gestion de l'ensemble des données ;
- **Système de Transport par Canalisation (STC)** : Une ou plusieurs canalisation(s) transportant des Hydrocarbures, y compris les installations intégrées, et les Capacités de stockage liées à ces ouvrages, à l'exclusion des réseaux de collectes et de dessertes, des conduites d'évacuation, des réseaux des produits pétroliers et des réseaux de gaz desservant exclusivement le Marché national ;
- **Utilisateur** : Le signataire d'un Contrat de Transport avec le Concessionnaire.

II. Textes d'application de la loi n° 19-13 régissant les Activités d'Hydrocarbures

Les nouvelles dispositions de la loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019 régissant les activités d'Hydrocarbure viennent pour compléter et clarifier certains aspects notamment, ceux liés aux exigences techniques pour la conception, la construction, l'exploitation des canalisations de transport, aux équipements sous pression et électriques, au comptage des Hydrocarbures et au stockage souterrain. Il s'agit également de mettre en exergue les dispositions portant sur les autorisations d'exercice, la tarification du Service de Transport, le libre accès des tiers aux réseaux de transport des Hydrocarbures ainsi que le contrôle qui sera assuré par l'ARH tout le long du cycle de vie d'un Système de Transport par Canalisation.

Les textes d'application régissant l'activité de transport par canalisation, de la demande de Concession jusqu'à l'abandon et la remise en état des sites des STC, sont résumés comme suit :

- ☞ **Décret exécutif n° 21-178** du 21 Ramadhan 1442 correspondant au 3 mai 2021 définissant les prescriptions techniques relatives au comptage des hydrocarbures pour les activités de transport par canalisation des hydrocarbures.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-228** du 12 Chaoual 1442 correspondant au 24 mai 2021 définissant les procédures de demande d'une concession de transport par canalisation des hydrocarbures.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-233** du 14 Chaoual 1442 correspondant au 26 mai 2021 définissant les procédures d'obtention des autorisations de construction d'un système de transport par canalisation des hydrocarbures.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-257** du 2 Dhou El Kaâda 1442 correspondant au 13 juin 2021 définissant les modalités et la procédure d'autorisation de mise en produit et de mise sous tension des installations et ouvrages relevant des activités d'hydrocarbures.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-258** du 2 Dhou El Kaâda 1442 correspondant au 13 juin 2021 définissant les modalités de la régulation du principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation des hydrocarbures.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-259** du 2 Dhou El Kaâda 1442 correspondant au 13 juin 2021 définissant la tarification et la méthodologie de calcul du tarif de transport par canalisation des hydrocarbures.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-261** du 2 Dhou El Kaâda 1442 correspondant au 13 juin 2021 portant réglementation des équipements sous pression (ESP) et des équipements électriques destinés à être intégrés aux installations relevant du secteur des hydrocarbures.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-314** du 5 Moharram 1443 correspondant au 14 août 2021 fixant les procédures de contrôle et de suivi de la construction et d'exploitation d'un système de transport par canalisation des hydrocarbures.

- ☞ **Décret exécutif n° 21-315** du 5 Moharram 1443 correspondant au 14 août 2021 fixant les exigences auxquelles doivent répondre la conception, la fabrication, la construction et l'exploitation des canalisations et des installations de stockage des hydrocarbures et des produits pétroliers.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-316** du 5 Moharram 1443 correspondant au 14 août 2021 définissant les modalités de détermination du coût du programme d'abandon et de remise en état des sites pour la concession de transport par canalisation, de son indexation, de la révision périodique de ce coût, du calcul de la provision annuelle et du transfert de propriété.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-319** du 5 Moharram 1443 correspondant au 14 août 2021 relatif au régime d'autorisation d'exploitation spécifique aux installations et ouvrages des activités d'Hydrocarbures ainsi que les modalités d'approbation des études de risques relatives aux activités de recherche et leur contenu.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-330** du 16 Moharram 1443 correspondant au 25 août 2021 fixant les conditions d'octroi de l'autorisation exceptionnelle de torchage de gaz.
- ☞ **Décret exécutif n° 21-331** du 16 Moharram 1443 correspondant au 25 août 2021 définissant les conditions de mise en conformité des installations et équipements relevant des activités hydrocarbures réalisées antérieurement.
- ☞ **Arrêté du 22 Moharram 1442 correspondant au 10 septembre 2020** déterminant les canalisations d'Hydrocarbures gazeux relevant du secteur des Hydrocarbures et les canalisations qui font partie du réseau de transport du gaz desservant exclusivement le marché national.

III. Normes & standards exigibles pour les effluents à transporter

1. Introduction

Cette partie a pour objet de lister les normes et standards qui font partie des spécifications techniques applicables pour les différents effluents à transporter dans le Réseau de Transport.

Une mise à jour de cette liste, par le Concessionnaire, est prévue dans le cas où une évolution significative est constatée dans le contenu des normes et standards listées ou l'apparition de nouvelles normes et standards admis à l'échelle internationale.

2. GAZ NATUREL

1. ISO 6141 Gas analysis – Calibration gas mixtures - Certificate of mixture preparation.
2. ISO 6142 Gas analysis – Preparation of calibration gas mixtures - Weighing methods.
3. ISO 6143 Gas analysis – Determination of composition of calibration gas mixtures – Comparison methods.
4. ISO 6326-1 Natural gas – Determination of sulphur compounds -- Part 1: General introduction.
5. ISO 6326-3 Natural gas – Determination of sulphur compounds -- Part 3: Determination of hydrogen sulphide, mercaptan sulphur and carbonyl sulphide of sulphur by potentiometry.
6. ISO 6326-5 Natural gas – Determination of sulphur compounds -- Part 5: Lingenier combustion method.
7. ISO 6327 Gas analysis – Determination of the water dew point of natural gas Cooled surface Condensation hygrometers.
8. ISO 6570-1 Natural gas – Determination of potential hydrocarbon-liquid content Part 1: Principles and general requirements.
9. ISO 6570-2 Natural gas – Determination of potential hydrocarbon-liquid content Part 2: Weighing method.
10. ISO 6570-3 Natural gas – Determination of potential hydrocarbon-liquid content – Part 3: Volumetric method.
11. ISO 6712: Gas analysis – Sampling and transfer equipment for gases supplying an analytical unit.
12. ISO 6974-1 Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 1: Guidelines for tailored analysis.
13. ISO/NP 6974-2 Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 2: Guidelines for tailored analysis.
14. ISO 6974-3 Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C8 using two packed columns.
15. ISO/NP 6974-3 Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C8 using two packed columns.

16. ISO 6974-4 Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 4: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C1 to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using two columns.
17. ISO 6974-5 Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 5: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C1 to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line process application using three columns.
18. ISO 6974-6 Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C1 to C8 hydrocarbons using three capillary columns.
19. ISO 6975 Natural gas – Extended analysis – Gas chromatographic method.
20. ISO 6976 Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition.
21. ISO/CD 10715 Natural Gas – Sampling Guidelines
22. ISO 6978 Natural gas – Determination of mercury – Sampling mercury by amalgamation or gold/platinum alloy.
23. ISO 10101-1 Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method – Part 1: Introduction.
24. ISO 10101-2 Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method – Part 2: Titration procedure.
25. ISO 10101-3 Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method – Part 3: Coulometric procedure.
26. ISO 10723 Natural gas – Performance evaluation for on-line analytical systems.
27. ISO 11541 Natural gas – Determination of water content at high pressure.
28. ISO/TR 11150 Natural gas – Hydrocarbon dew point and hydrocarbon content.
29. ISO 11631 Measurement of fluid flow – Methods of specifying flow meter performance.
30. ISO/TR 12148 Natural gas – Calibration of chilled mirror type instruments for hydrocarbon dew point (liquid formation).
31. ISO 13686 Natural gas – Quality designation.
32. ISO 14111 Natural gas – Guidelines to traceability in analysis.
33. ISO 14532 Natural gas – Vocabulary.
34. ISO 15112 Natural gas – Energy determination.
35. ISO 15970 Natural gas – Measurement of properties -- Volumetric properties: density, pressure, temperature and compression factor.
36. ISO 15971 Natural gas – Measurement of properties -- Calorific value and Wobbe Index.
37. ISO 18453 Natural gas – Correlation between water content and water dew point.

38. ISO 19739 Natural gas – Determination of sulphur compounds using gas chromatography.
39. ISO 20765-1 Natural gas – Calculation of thermodynamic properties – Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications.
40. ISO 23874 Natural gas – Gas chromatographic requirements for hydrocarbon dew point calculation.
41. ISO/TR 24094 Analysis of natural gas – Validation methods for gaseous reference Materials.
42. API MPMS Manual of Petroleum Measurement Standards.
43. API MPMS 14.1 Chapter 14: Natural Gas Fluids Measurement Section 1: Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.
44. API MPMS 14.5 Chapter 14: Natural Gas Fluids Measurement Section 5: Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and theoretical hydrocarbon liquid content for Natural gas mixtures for custody transfer.
45. ASTM D 1945: Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.
46. ASTM D 6667: Standard Test Method for Determination of Total Volatile Sulfur in Gaseous Hydrocarbons and Liquefied Petroleum Gases by Ultraviolet Fluorescence.
47. ASTM D 5504: Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence.

3. HYDROCARBURES LIQUIDES

1. ISO 5024 Petroleum liquids and liquefied petroleum gases. Measurement Standard reference conditions.
2. ISO 9030 Crude petroleum - Determination of water and sediment - Centrifuge method.
3. API MPMS 10.3 Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure).
4. API MPMS 10.4 Determination of Sediment and Water in Crude Oil by the Centrifuge Method (Field Procedure).
5. API MPMS TR 2570 Continuous on-line Measurement of Water In Petroleum (Crude Oil and Condensate).
6. ISO 3734: Petroleum products - Determination of water and sediment in residual fuel oils - Centrifuge method.
7. ISO 3735 Crude petroleum and fuel oils - Determination of sediment - Extraction method.
8. ISO 10307-1 Petroleum products - Total sediment in residual fuel oils - Part 1: Determination by hot filtration.
9. ISO 10307-2: Petroleum products - Total sediment in residual fuel oils - Part 2: Determination using standard procedures for ageing.
10. ISO 10336 Crude petroleum – Determination of water – Potentiometric Karl Fischer titration method.

11. ISO 10337: Crude petroleum – Determination of water – Coulometric Karl Fischer titration method.
12. ISO 6296: Petroleum products – Determination of water – Potentiometric Karl Fischer titration method.
13. ISO 12185: Crude petroleum and petroleum products – Determination of density – Oscillating U-tube method.
14. ISO 12937: Petroleum products – Determination of water – Coulometric Karl Fischer titration method.
15. ISO 3170: Petroleum Liquids – Manual sampling.
16. ISO 3171: Petroleum liquids – Automatic pipeline sampling.
17. ISO 3675: Crude petroleum and liquid petroleum products – Laboratory determination of density or relative density – Hydrometer method.
18. ISO 3993: Liquefied petroleum gas and light hydrocarbons – Determination of density or relative density – Pressure hydrometer method.
19. ISO 4512 : Pétrole et produits pétroliers liquides — Appareils de mesure du niveau des liquides dans les réservoirs — Méthodes manuelles.
20. API 2545 : Method of Gaging Petroleum & Petroleum Products.
21. ISO 4266-1 : Pétrole et produits pétroliers liquides - Mesurage du niveau et de la température dans les réservoirs de stockage par méthodes automatiques - Partie 1 : mesurage du niveau dans les réservoirs à pression atmosphérique.
22. ISO 4266-4 : Pétrole et produits pétroliers liquides - Mesurage du niveau et de la température dans les réservoirs de stockage par méthodes automatiques - Partie 4 : mesurage de la température dans les réservoirs à pression atmosphérique
23. ISO 4268 : Pétrole et produits pétroliers liquides - Mesurages de la température - Méthodes manuelles.
24. API MPMS 10.1 Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method (ANSI/ASTM D 473).
25. API MPMS 10.2 Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation.
26. API MPMS 10.5 Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillation.
27. API MPMS 10.6 Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method the water and sediment in fuel oils by using the centrifuge method in the range from 0 to 3 percent volume. (ANSI/ASTM D1796)
28. API MPMS 10.7 Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration.
29. API MPMS 10.8 Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration (ANSI/ASTM D 4807).
30. API MPMS 10.9 Standard Test Method for Water in Crude Oils by Coulometric Karl Fischer Titration (ANSI/ASTM D 4928).

31. API MPMS 8.1 Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D4057)
32. API MPMS 8.2 Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D 4177).
33. API MPMS 8.3 Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D 5854).
34. API MPMS 8.4 Manual Sampling and Handling of Fuels for Volatility Measurement (ANSI/ASTM D 5842)
35. API MPMS 9.1 Describes the hydrometer method.
36. API MPMS 9.2 Standard test method for Density or Relative Density of light Hydrocarbons by pressure hydrometer.
37. API MPMS 9.3 Standard test method for density, relative density and API gravity of crude petroleum products by thermo hydrometer method.
38. ASTM D 1298: Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.
39. ASTM D 4052: Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), and API Gravity of liquids by digital density meter.
40. ASTM D 5002: Standard Test Method for Density and Relative Density of Crude Oils by Digital Density Analyzer.
41. ASTM D 1657: Standard Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer.
42. ASTM D323: Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method).
43. ASTM D 2163: Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons in Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propane/Propene Mixtures by Gas Chromatography.
44. ASTM D 1796: Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (BSW).
45. ASTM D 4007: Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure).
46. ASTM D 6470: Standard Test Method for Salt in Crude Oils (Potentiometric Method).
47. ASTM D 3230: Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method).
48. ASTM D 5453 Standard Test Method for Determination of Total Sulfur in Light Hydrocarbons, Spark Ignition Engine Fuel, Diesel Engine Fuel, and Engine Oil by Ultraviolet Fluorescence.
49. ASTM D 156: Standard Test Method for SayboltColor of Petroleum Products¹ (Saybolt Chromometer Method).
50. ASTM D 1500: Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale).
51. ASTM D 4057: Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products.
52. ASTM D 4177: Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products.
53. ASTM D 1267: Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method).

54. ASTM D 2163: Standard Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propene Concentrates by Gas Chromatography.
55. ASTM D 5454: Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers.
56. ASTM D 95: Standard Test Method for Water in Petroleum Products and bituminous Materials by Distillation.
57. ASTM D 473: Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and fuel Oils by extraction Method.
58. ASTM D 1657: Standard Test Method for density or relative density of light hydrocarbons by pressure Hydrometer.
59. ASTM D 1796: Standard Test Method for Water and Sediment in fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)
60. ASTM D 4006: Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation.
61. ASTM D 4377: Standard Test Method for Water in Crude Oil by Potentiometric Karl Fischer Titration.
62. ASTM D 4807: Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration.
63. ASTM D 4928: Standard Test Method for Water in Crude Oil by Coulometric Karl Fischer Titration.
64. ASTM D 5854: Standard Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products.
65. ASTM D 5854: Standard test method for density, relative density, and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Products by Thermohydrometer Method.

Chapitre B :

**Description Technique du Réseau de
Transport par Canalisation
et
Mode opératoire de son exploitation**

I. Introduction

Le Réseau de Transport par canalisation assure le transport de toute production d'Hydrocarbures des Points d'Entrée aux Points de Sortie. Il permet également d'alimenter le Marché national, les complexes de GNL en Gaz, les complexes de séparation en GPL et les raffineries en pétrole brut et en Condensat. L'excédent en Gaz est destiné à l'exportation via le GEM, le GPDP/EGDP et le GZ4 et l'excédent en pétrole brut et Condensat est destiné à l'exportation via les ports d'Arzew, de Bethioua, de Béjaïa et de Skikda.

Le Réseau de Transport constitue un maillon flexible de la chaîne Hydrocarbures, en offrant les possibilités de prendre en charge les éventuels aléas au niveau de l'amont ou de l'aval.

Afin de remplir cette mission, dans des conditions optimales de sécurité et de respect de l'environnement, et à moindre coût, le Concessionnaire fait appel aux normes et standards établis sur les meilleures pratiques internationales pour le développement et l'exploitation du Réseau de Transport.

II. Description du Réseau de Transport

Le Réseau de Transport des Hydrocarbures Liquides et Gazeux est constitué d'un ensemble de canalisations, de stations de pompage, de stations de compression et de parcs de stockage. Il assure le transport des Hydrocarbures depuis les pôles de production au sud, vers les pôles industriels de traitement et de liquéfaction, de transformation, d'exportation et d'alimentation du Marché national.

Le Réseau de Transport inclut également les lignes d'expédition à partir des terminaux arrivées vers les complexes de liquéfaction et de séparation, les postes de chargement à quai et en mer au niveau des ports pétroliers situés au niveau d'Arzew, de Bethioua, de Béjaïa et de Skikda, faisant partie des Extensions des STC Nord de pétrole brut et Condensat OZ1/OZ2, OB1/OG1, OK1, NZ1 et NK1.

Le développement du Réseau de Transport depuis la construction de la première canalisation en 1959, a été engendré par les besoins en matière de transport en constante croissance, nécessitant ainsi le développement continu de nouvelles Capacités de transport.

Ce Réseau de Transport est composé de deux parties complémentaires :

- Un réseau sud, qui assure le transport :
 - ✓ du pétrole brut et du Condensat vers Haoud El Hamra (CDHL) ;
 - ✓ du Gaz naturel vers Hassi-R'mel (CNDG) ;
 - ✓ du GPL vers Hassi-R'mel (SP4).
- Un réseau nord, qui assure le transport :
 - ✓ du pétrole brut du CDHL vers les raffineries et les ports d'exportation ;
 - ✓ du Condensat du CDHL et du gisement de Hassi R'mel vers la raffinerie de Skikda et les ports d'exportation ;
 - ✓ du Gaz naturel du CNDG vers le Marché national, les Gazoducs destinés à l'exportation et les complexes de liquéfaction ;
 - ✓ du GPL issu des champs sud et de Hassi-R'mel vers les complexes de séparation.

Le choix des tracés des canalisations répond, en plus des aspects liés à la sécurité des personnes et des biens, à des critères d'optimisation économique et des distances de raccordement, pour l'ensemble des Utilisateurs.

Ces deux Réseaux sont délimités par les deux centres de dispatching liquides de Haoud El Hamra (CDHL) et gazeux de Hassi-R'mel (CNDG), par lesquels transitent les effluents à l'exception :

- Des canalisations transportant les GPL ;
- La canalisation acheminant les Condensats en provenance des champs de Hassi-R'mel ;
- Certaines injections en ligne de pétrole brut ;
- L'oléoduc OT1 reliant In Aménas à la frontière Algéro-Tunisienne, pour l'exportation à travers le port pétrolier de Laskhirra en Tunisie ;
- Des quantités de Gaz naturel destinées à la réinjection et aux besoins du Marché national.

La gestion desdits STC s'opère à travers des structures décentralisées du Concessionnaire bénéficiant d'une autonomie de gestion, leur permettant de prendre en charge, sans délais, les éventuelles opérations d'intervention nécessaires à la continuité du Service de Transport.

Consistance du Réseau de Transport

En 2022, le Réseau de Transport du Concessionnaire, comprenant des canalisations d'une longueur totale de 21 190 km, est composé principalement de ce qui suit :

- 20 oléoducs d'une longueur de 9 455 km, avec une Capacité de transport réelle de 210,828 Millions de Tep/an ;
- 23 gazoducs d'une longueur totale de 11 735 km, avec une Capacité de transport réelle de 203,698 Milliards de Sm³/an ;
- 85 stations de pompage et de compression ;
- 128 bacs de stockage de pétrole brut et de Condensat, d'une Capacité design de 4,307 Millions de Tep ;
- 02 Centres de Dispatching Liquides et Gaz ;
- 12 postes de chargement de pétrole brut et de Condensat à quai et 05 postes de chargement de pétrole brut en haute mer (02 à Arzew, 02 à Skikda et 01 à Béjaïa) de type SPM (Single Point Mooring), implantés au niveau des terminaux marins dans les différents ports (Arzew, Bethioua, Béjaïa et Skikda).

Centres de dispatching :

1. Le Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides (CDHL), d'une Capacité de 1 400 000 barils/jour, est implanté à Haoud El Hamra (Hassi Messaoud), il permet notamment d'assurer :

- La réception du pétrole brut et de Condensat ;
- Le stockage du pétrole brut et de Condensat ;
- L'expédition du pétrole brut et de Condensat vers les terminaux marins et les raffineries, avec une flexibilité et une souplesse d'exploitation.

2. Le Centre National de Dispatching Gaz (CNDG), d'une capacité de 390 millions Sm³/jour, situé à Hassi R'mel, reçoit la totalité de la production de Gaz naturel en vue de son acheminement par gazoducs, en plus du Marché national, vers :

- La zone industrielle d'Arzew, via la nappe Ouest ;
- La zone industrielle de Skikda, via la nappe Est ;
- La région centre, via le GG1 ;
- L'exportation directe, via le GEM, à destination de l'Italie et de la Slovénie ;
- L'exportation via le GPDF/EGPDF, le GZ4 et le MEDGAZ, à destination de l'Espagne.

Ces deux centres de dispatching liquides et Gaz sont des infrastructures qui marquent la limite entre le réseau sud et le réseau nord.

Règles de dénomination des canalisations :

➤ **Lettre désignant la nature de l'effluent :**

G – Gaz / Gazoduc

L – GPL / Oléoduc

O – Pétrole brut / Oléoduc

N – Condensat / Oléoduc

➤ **Lettre précédant la nature de l'effluent :**

D – Dédoubllement

E – Expansion/Extension

R – Réhabilitation

➤ **Lettre après la nature de l'effluent désigne le point d'arrivée :**

B – Béjaïa

D – Mesdar

G – Alger

H – Haoud El Hamra

K – Skikda

O – Oued Saf Saf

R – Hassi R'mel

T – Tunisie

Z – Arzew

A l'exception de : **EM** – Enrico Mattei et **PDF** – Pedro Duran Farell, qui sont des canalisations destinées à l'exportation.

➤ **Chiffre après la dernière lettre : désigne l'ordre chronologique de construction de la canalisation.**

CONFIGURATION DU RESEAU DE TRANSPORT

Cartographie du Réseau de Transport

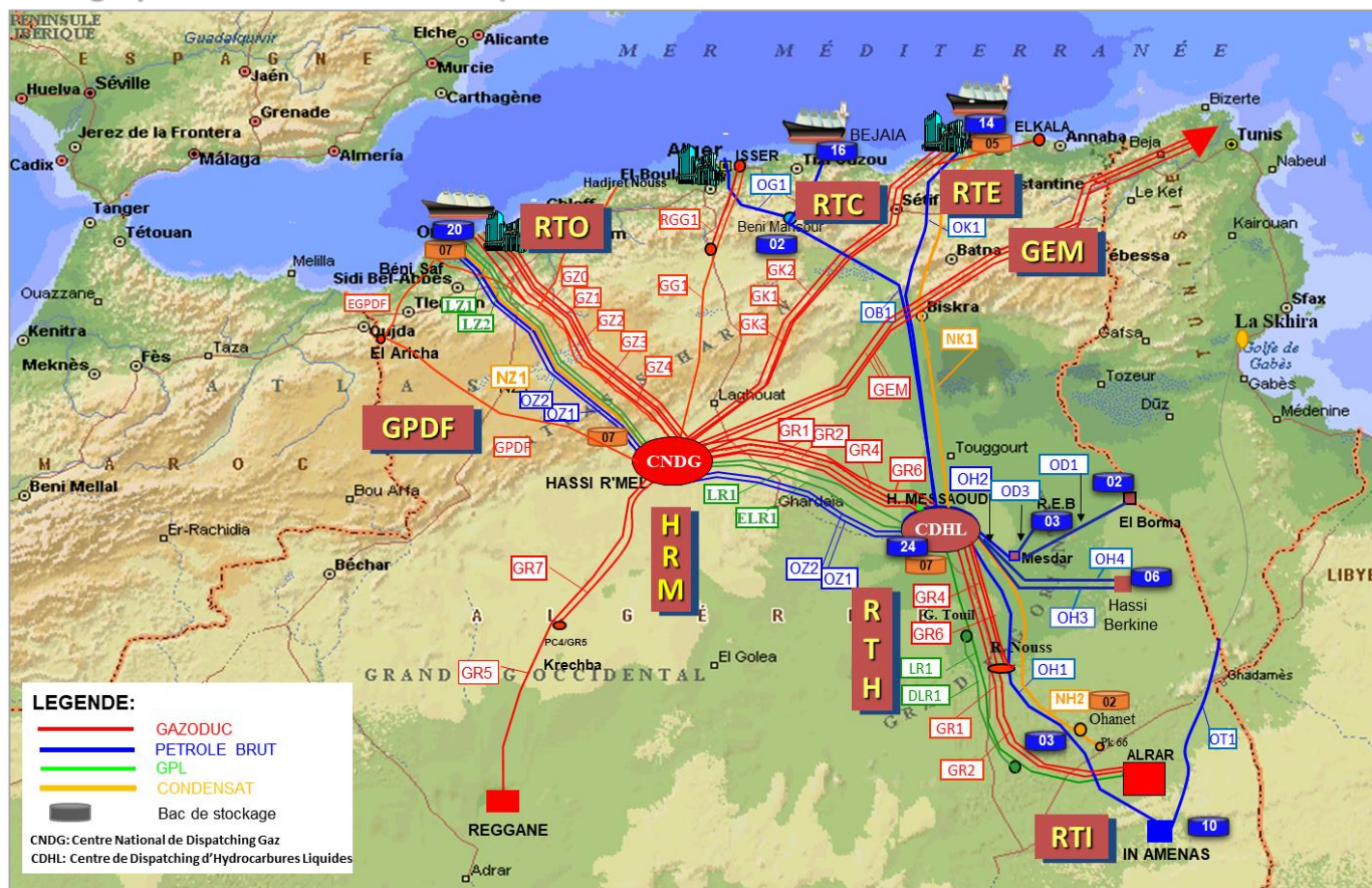


Tableau récapitulatif

	Pétrole Brut	Condensat	GPL	Gaz Naturel	TOTAL
Nombre des STC	7	3	2	10	22
Nombre des Canalisations	12	3	5	23	43
Longueur (Km)	4 977	1 718	2 760	11 735	21 190
Nombre de Stations	35	5	11	34	85
Nombre de Bacs	100	28	-	-	128
Capacité Design Stockage (MTEP)	3,298	1,009	-	-	4,307
Capacité Réelle Transport (MTEP)	145,1	36,673	29,056	192,045	405,874

1. Description du Réseau de Transport du pétrole brut :

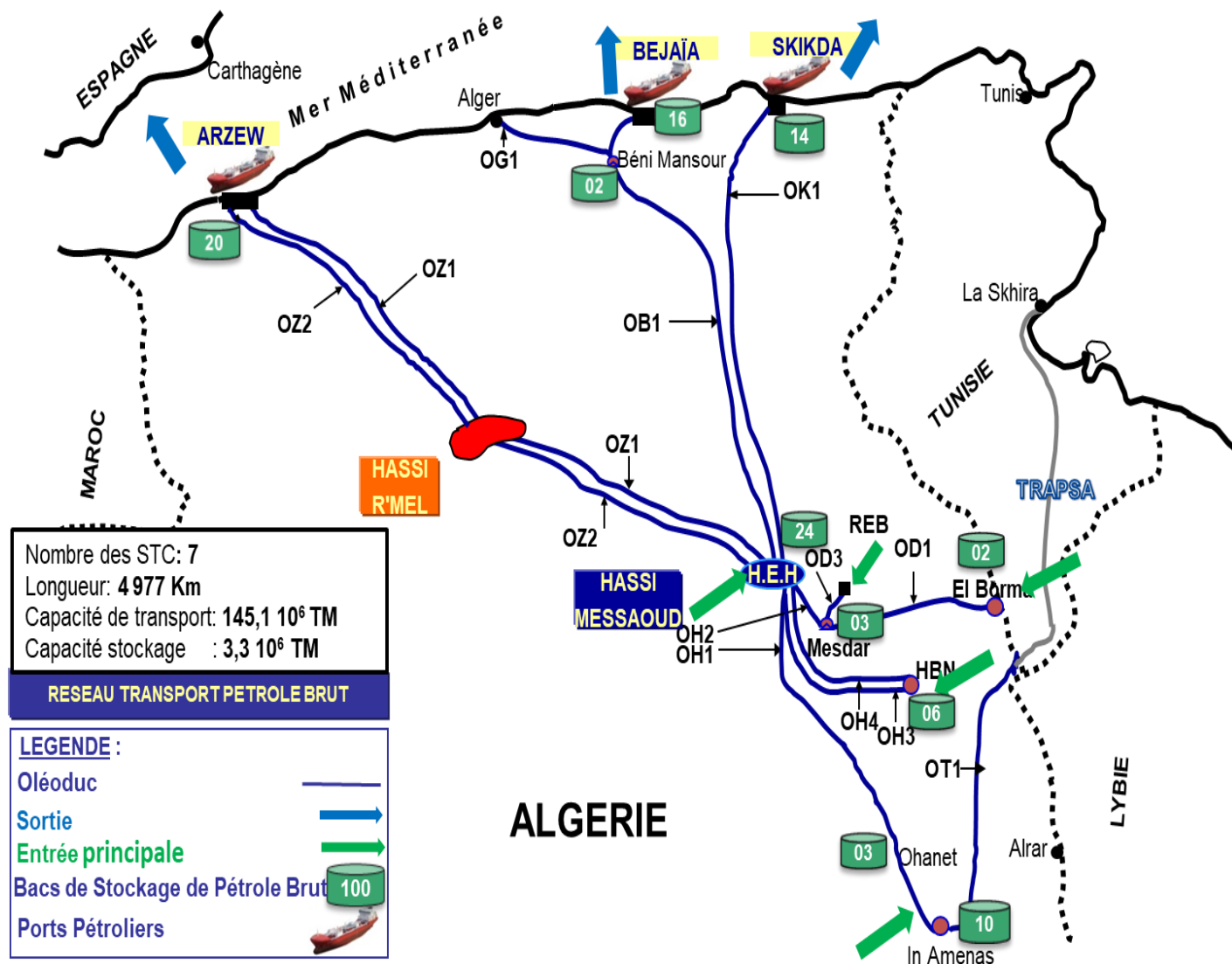
1.1 Tableau récapitulatif du Réseau de Transport du pétrole brut :

LE RESEAU DE TRANSPORT DU PETROLE BRUT								
DENOMINATION	CANALISATIONS	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (KM)	CAPACITE REELE (10 ⁶ TM/an)	BACS DE STOCKAGE	
							Nbre	Capcité Design
RESEAU NORD					3 085	86,40	76	2 771 950
AXE OUEST : HAOUD EL HAMRA - ARZEW								
STC OZ1/OZ2	OZ1	28"	Haoud el Hamra	Arzew	801	11	12	435 840
	OZ2	34"	Haoud el Hamra	Arzew	821	34	20	807 790
AXE EST : HAOUD EL HAMRA - SKIKDA								
STC OK1	OK1	34"	Haoud el Hamra	Skikda	646	30	22	901 120
AXE CENTRE : HAOUD EL HAMRA - BEJAIA / ALGER								
STC OB1/OG1	OB1/ROB1	24"/22"	Haoud el Hamra	Béjaia	672	11,4	20	608 000
							4 ^(*)	100 000
	OG1	20"	Beni Mensour	Alger	145	4	2	19 200
RESEAU SUD					1 892	58,7	24	526 240
AXE EST : IN AMENAS/ MESDAR/ HASSI BERKINE - HAOUD EL HAMRA / TUNISIE								
STC OT1 ^(**)	OT1	24"	In Amenas	Frontière Tunisienne	265	7,8	10	142 400
STC OH1	OH1	30"	In Amenas	Haoud El Hamra	630	8,9	3	84 000
STC OD1/OD3/OH2	OD1	20"	El Borma	Mesdar	272	5	2	35 200
	OD3	20"	Rhourd El Baguel	Mesdar	33	5	3	39 040
	OH2	26"	Mesdar	Haoud El Hamra	108	12		
STC OH3/OH4	OH3	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292	30	6	225 600
	OH4	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292			

(*) : Quatre (4) bacs de stockage de Condensat.

(**) : Oléoduc reliant In Aménas à la frontière Algéro-Tunisienne, pour l'exportation à travers le port pétrolier de Laskhirra en Tunisie.

1.2 Carte du Réseau de Transport du pétrole brut :



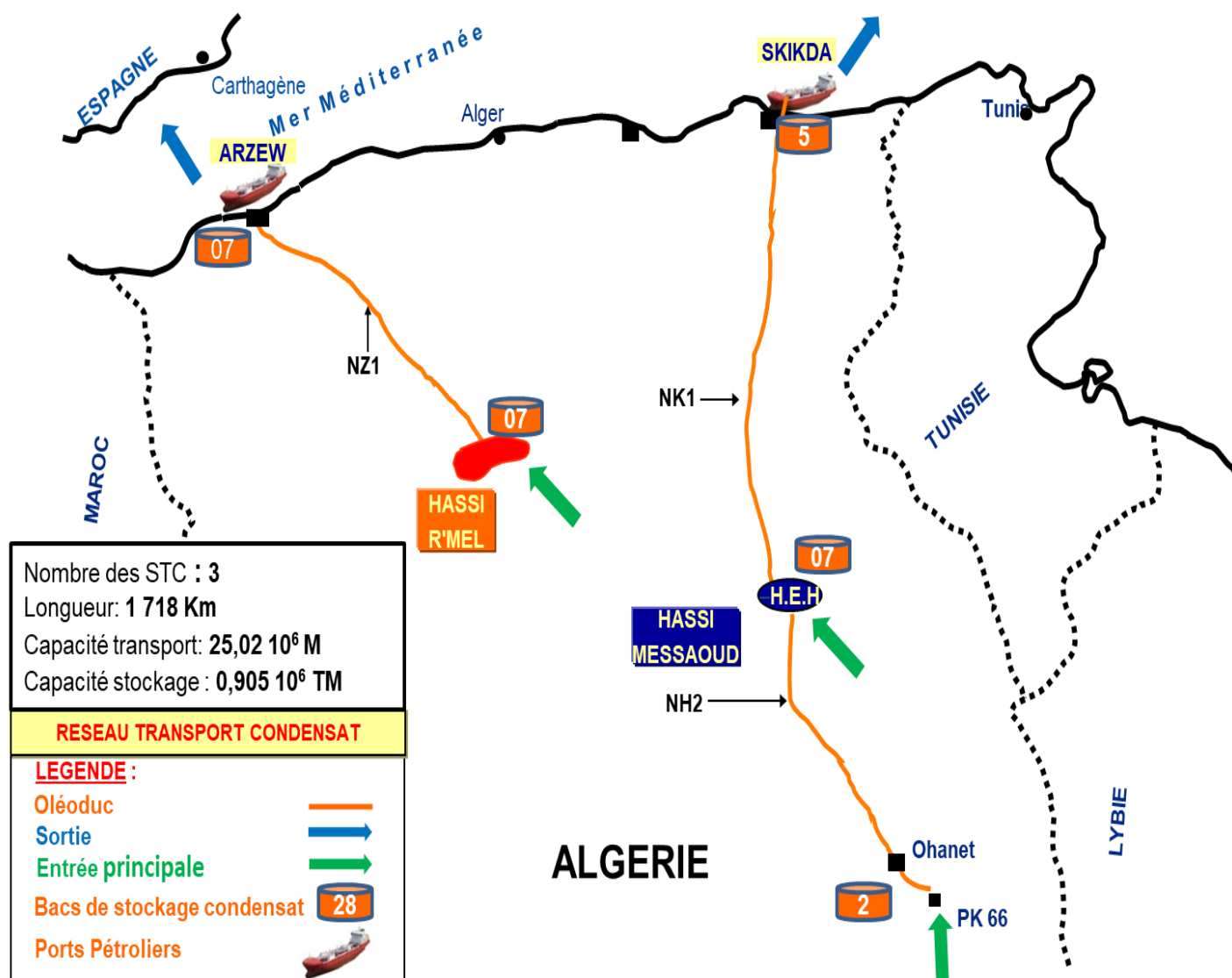
2. Description du Réseau de Transport du Condensat :

2.1 Tableau récapitulatif du Réseau de Transport du Condensat :

LE RESEAU DE TRANSPORT DU CONDENSAT								
DENOMINATION	CANALISATIONS	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (KM)	CAPACITE REELE (10 ⁶ TM/an)	BACS DE STOCKAGE	
							Nbre	Capacité Design (TM)
RESEAU NORD					1 153	25,02	26 ^(*)	855 614 ^(*)
AXE OUEST : HASSI R'MEL - ARZEW								
STC NZ1	NZ1	28"	Hassi R'mel	Arzew	507	13,610	14	463 043
AXE EST : HAOUD EL HAMRA - SIKKDA								
STC NK1	NK1	30"	Haoud El Hamra	Skikda	646	11,41	8	292 571
RESEAU SUD					565	7,90	2	50 000
AXE EST : ALRAR - HAOUD EL HAMRA								
STC NH2	NH2	24"/30"	PK66 - Ohanet	Haoud El Hamra	565	7,90	2	50 000

(*) : Total avec les quatre (4) bacs de stockage de Condensat du STC OB1/OG1.

2.2 Carte du Réseau de Transport du Condensat :

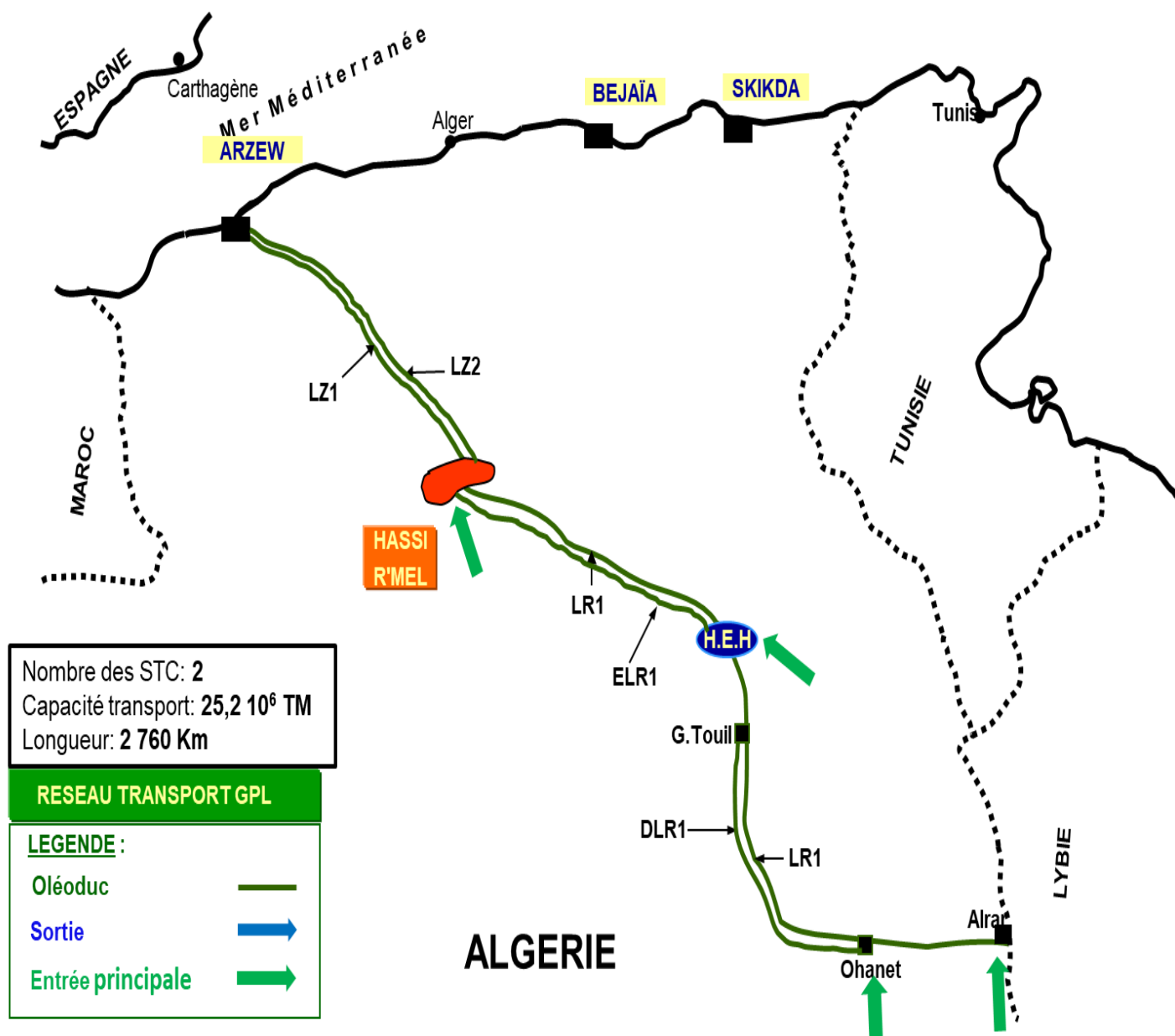


3. Description du Réseau de Transport du Gaz de pétrole liquéfié (GPL) :

3.1 Tableau récapitulatif du Réseau de Transport du GPL :

LE RESEAU DE TRANSPORT DU GPL						
DENOMINATION	CANALISATIONS	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (KM)	CAPACITE REELE (10 ⁶ TM/an)
RESEAU NORD					998	15,000
AXE OUEST : HASSI R'MEL - ARZEW						
STC LZ1/LZ2	LZ1	24"	Hassi R'mel	Arzew	503	9,000
	LZ2	24"	Hassi R'mel	Arzew	495	6,000
RESEAU SUD					1 762	10,200
AXE EST : ALRAR - HAOUD EL HAMRA - HASSI R'MEL						
STC LR1/DLR1/ELR1	LR1	10"-24"	Alrar	Hassi R'mel	1022	10,200
	DLR1	16"	Ohanet	Gassi Touil	404	
	ELR1	24"	Hassi Messaoud	Hassi R'mel	336	

3.2 Carte du Réseau de Transport du GPL :



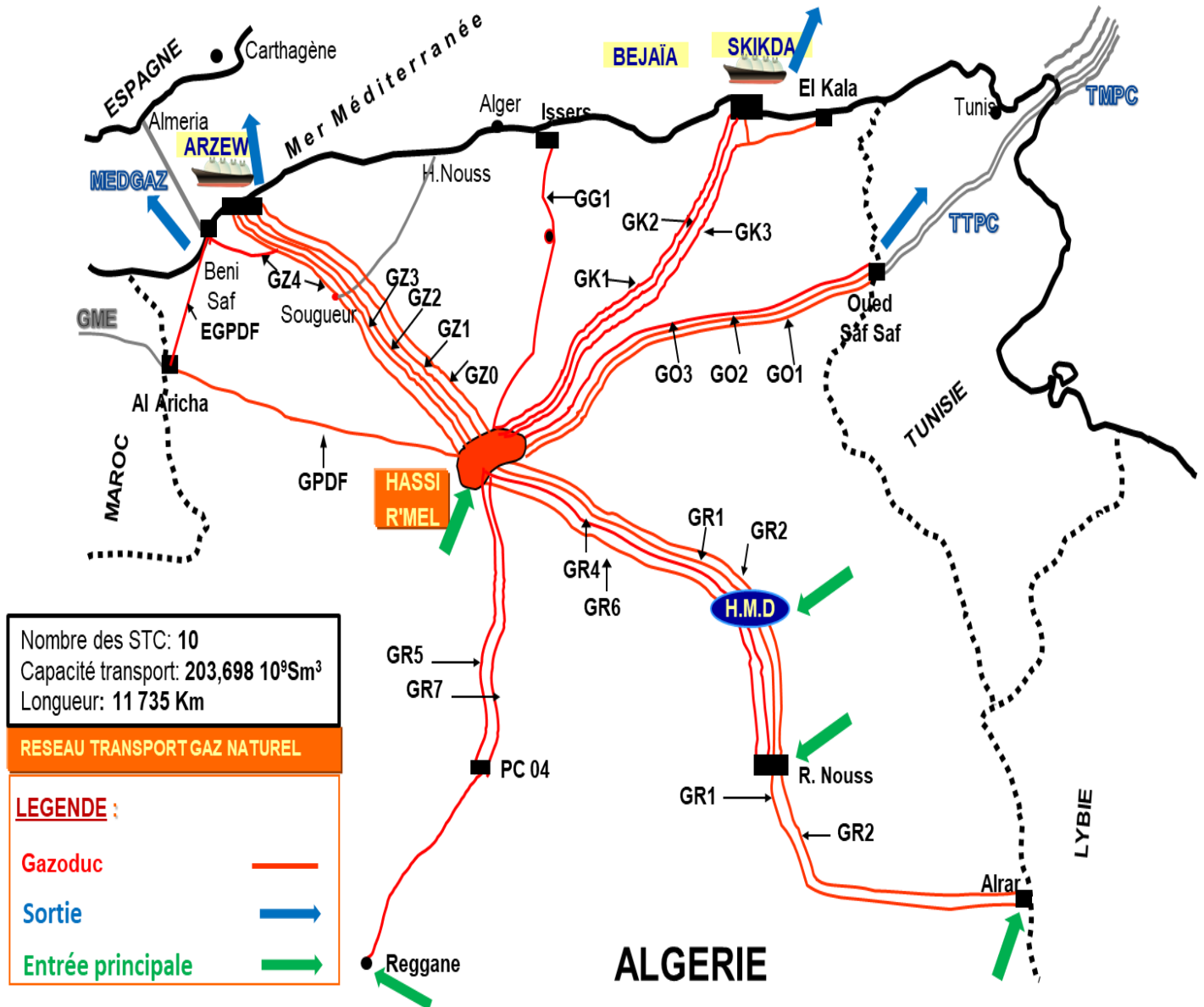
4. Description du Réseau de Transport du Gaz naturel :

4.1 Tableau récapitulatif du Réseau de Transport du Gaz naturel

LE RESEAU DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL						
DENOMINATION	CANALISATIONS	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (KM)	CAPACITE Réelle (10 ⁹ Sm ³ /an)
RESEAU NORD					7 622	138,498
AXE OUEST : HASSI R'MEL - ARZEW / BENI SAF						
STC GZ0	GZ0	24"/20"	Hassi R'mel	Arzew	509	0,980
STC GZ1/GZ2/GZ3	GZ1	40"	Hassi R'mel	Arzew/Bethioua	507	40,648
	GZ2	40"	Hassi R'mel		511	
	GZ3/RGZ3	42"	Hassi R'mel		517	
STC GZ4	GZ4	48"	Hassi R'mel	Arzew	513	11,250
		48"	Mouctaa Douze	Beni Saf	120	
STC GPDF/EGPDF	GPDF	48"	Hassi R'mel	El Aricha	521	11,470
	EGPDF	48"	El Aricha	BENI SAF	198	
AXE EST : HASSI R'MEL - SKIKDA / EL KALA - Oued Saf Saf						
STC GK1/GK2	GK1	40"	Hassi R'mel	Skikda	575	20,470
	GK2	42"	Hassi R'mel		576	
STC GK3	GK3	48"	Hassi R'mel	Mechtatine	432	9,660
		48"	Mechtatine	El Kala	267	
		48"	Tamlouka	Skikda	87	
STC GO1/GO2/GO3	GO1-GO2-GO3	48"	Hassi R'mel	Oued Saf Saf	1644	32,720
AXE CENTRE : HASSI R'MEL - BORDJ MENAIL / ALGER						
STC GG1	GG1	42"	Hassi R'mel	Bordj Menail	437	11,300
	RGG1	42''	Medjedel	Bordj Ménail	208	
RESEAU SUD					4 113	65,200
AXE EST : ALRAR - HASSI R'MEL						
STC GR1/GR2/GR4/GR6	GR1	42/48"	Alrar	Hassi R'mel	966	51,100
	GR2	42/48"	Alrar		966	
	GR4	48"	Rhoud Nouss		535	
	GR6	48"	Rhoud Nouss	Hassi R'mel	531	
AXE OUEST : REGGANE - HASSI R'MEL						
STC GR5/GR7	GR5	48"/56"	Reggane	Hassi R'mel	770	14,100
	GR7	48"	PC4-GR5	Hassi R'mel	345	

(*) : STC destiné principalement à l'exportation.

4.2 Carte du Réseau de Transport du Gaz naturel :



5. Description des Installations d'expédition et de Chargement de pétrole brut et Condensat :

5.1 Caractéristiques techniques des postes de chargement à quai et en mer (SPM) des ports pétroliers :

STC	Port	Poste de chargement à quai		Poste de chargement en mer de pétrole brut	
		Nombre	Capacité (TM)	Nombre	Capacité (TM)
AXE OUEST					
OZ1/OZ2 et NZ1	Arzew	3	50 000 / 90 000 / 150 000	-	-
	Bethioua	4	90 0000 / 100 000 / 150 000 / 250 000	2	2 x 320 000
AXE EST					
OK1 et NK1	Skikda	3	2 x 50 000 / 100 000	2	2 x 320 000
AXE CENTRE					
OB1/OG1	Béjaïa	2	70 000 / 80 000	1	320 000

5.2 Localisation des installations portuaires :

a. Ports pétroliers d'ARZEW et de BETHIOUA



b. Port pétrolier de SKIKDA



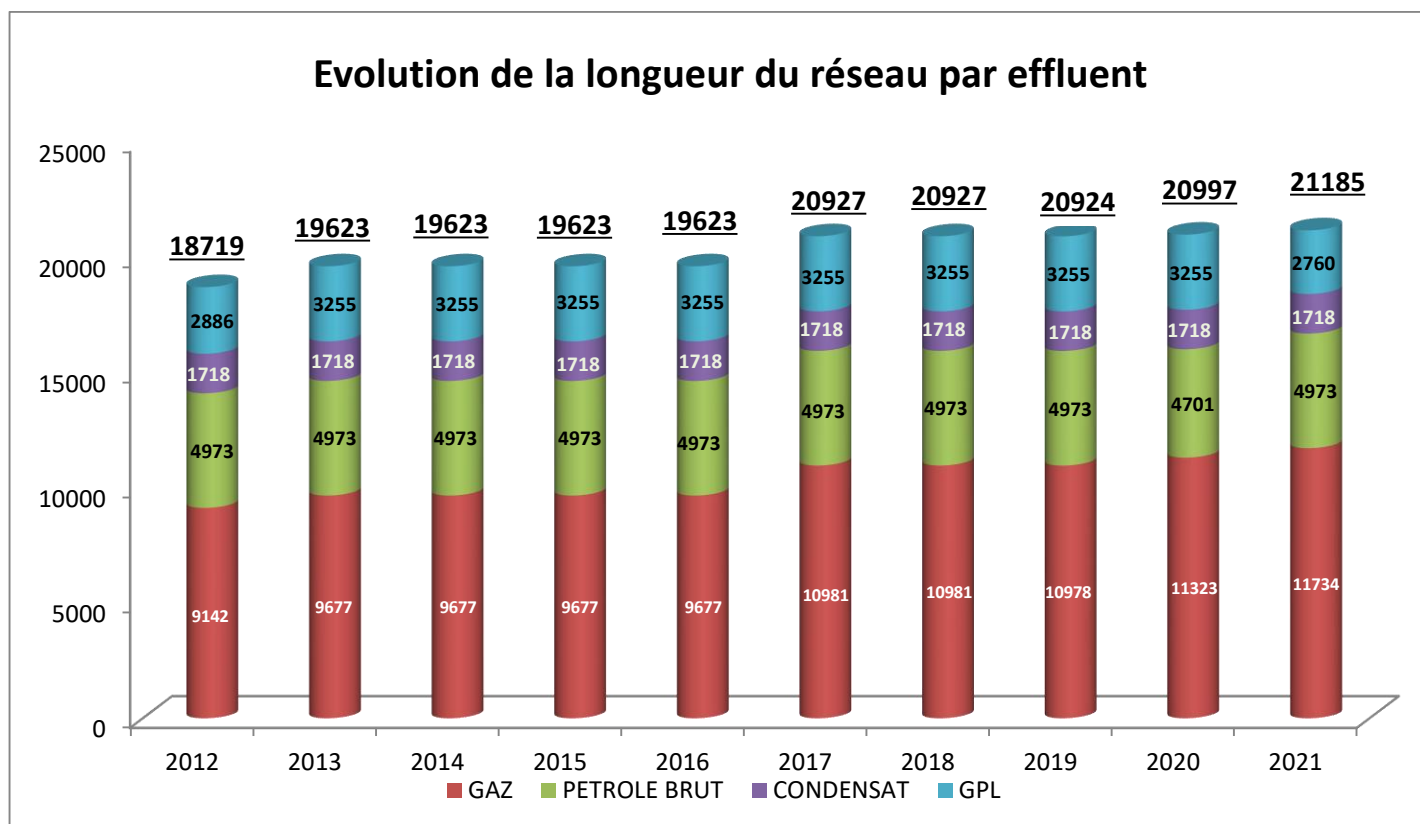
c. Port pétrolier de BEJAIA



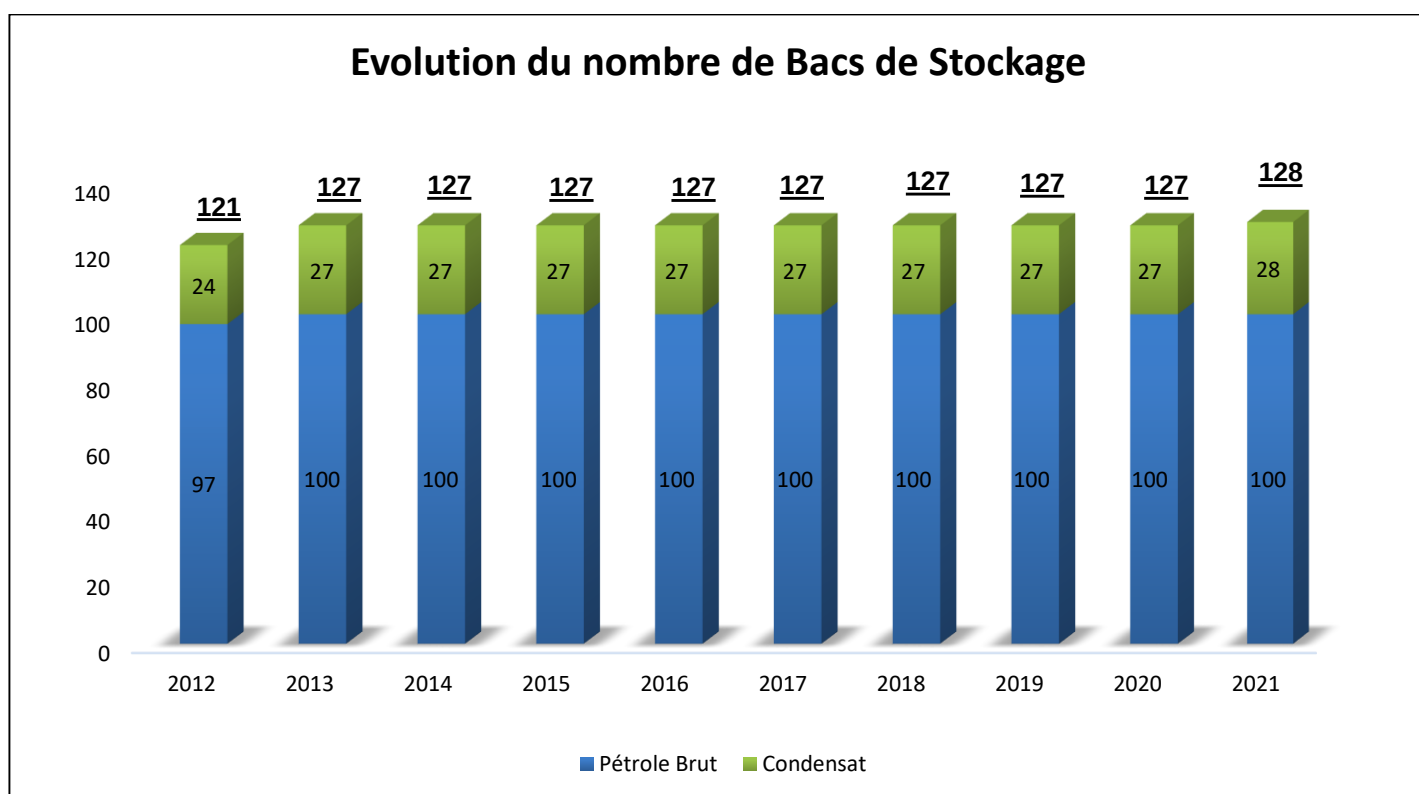
6. Evolution du Réseau de Transport du Concessionnaire :

6.1 Evolution du patrimoine :

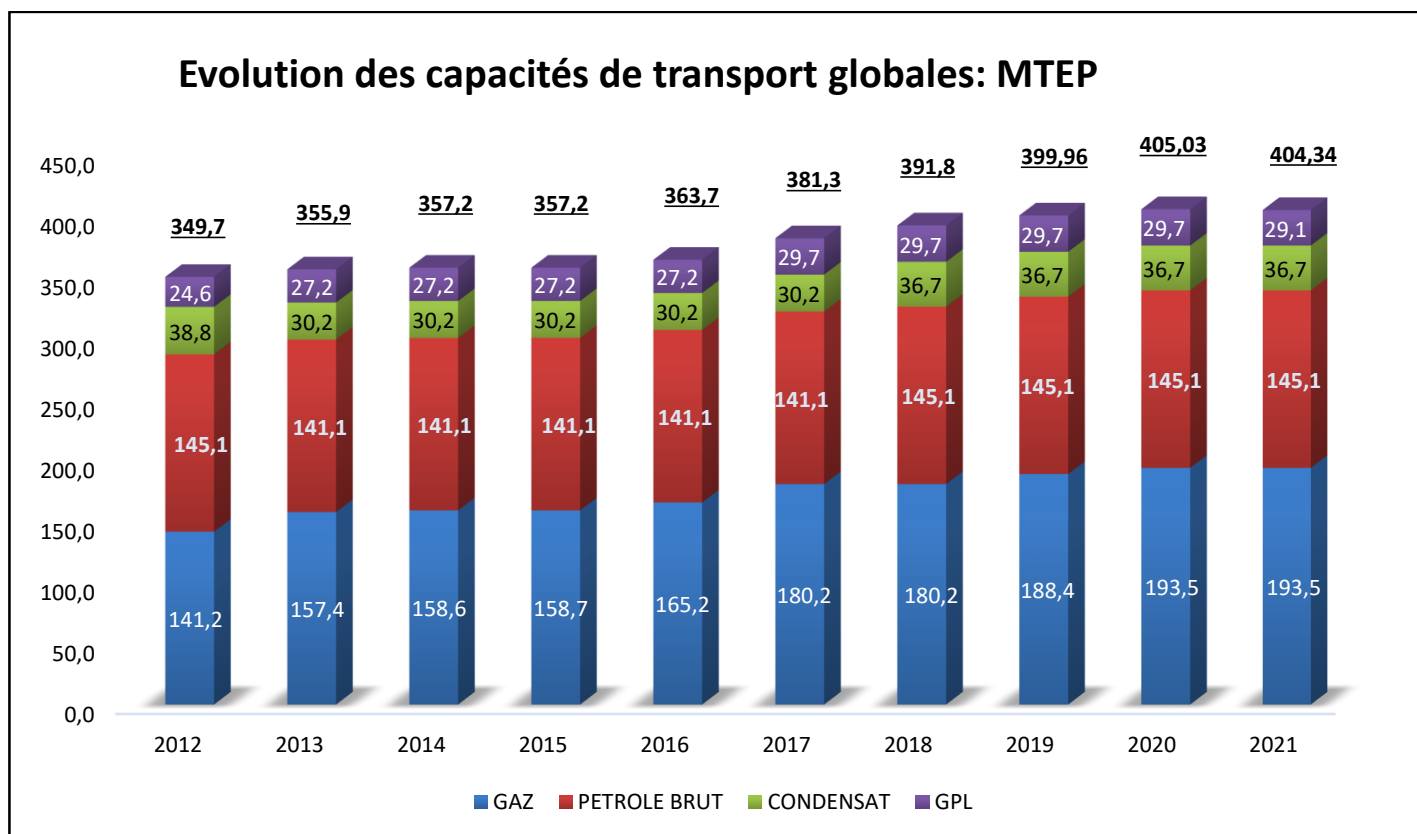
❖ Evolution en terme de longueur par effluent (2012-2021) :



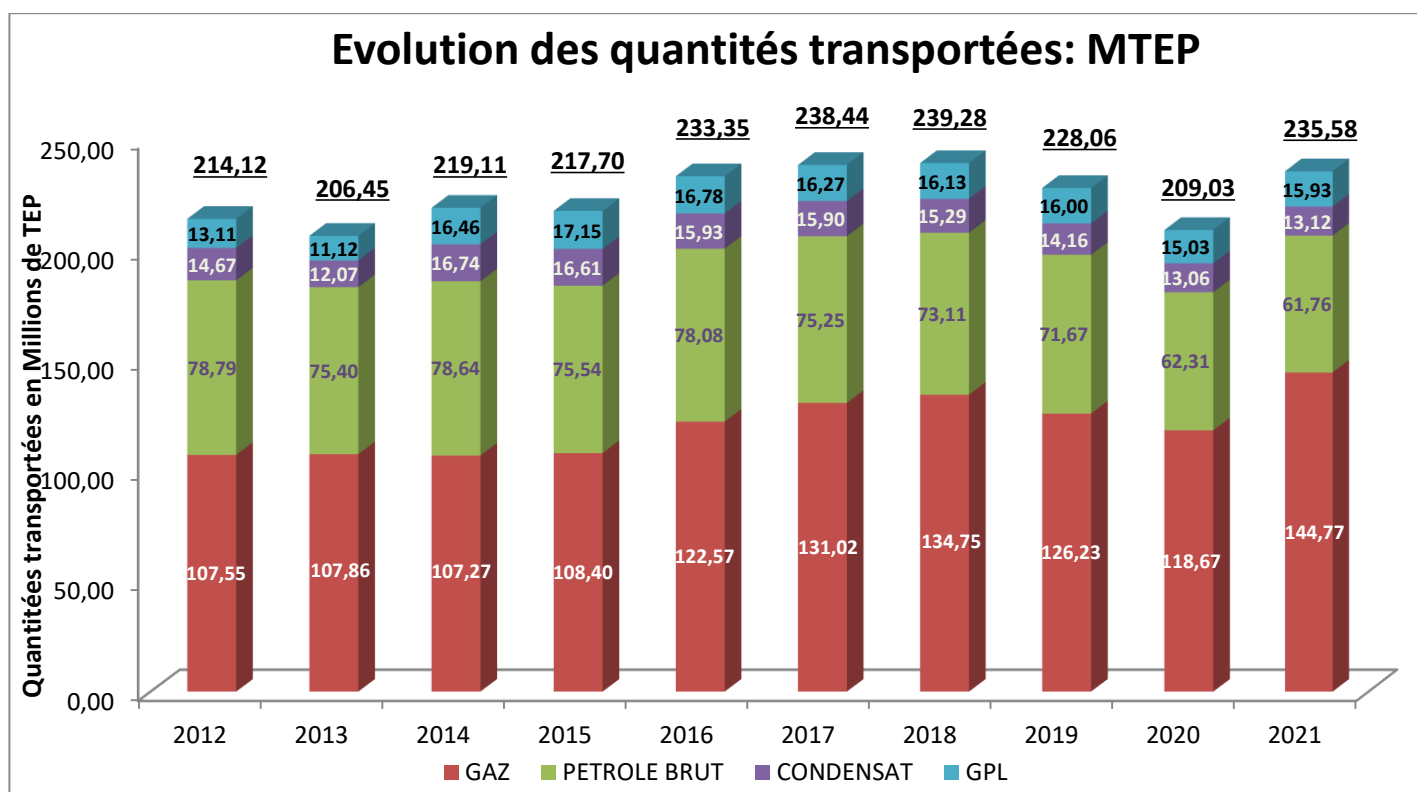
❖ Evolution en terme de nombre de bacs de Stockage (2012-2021) :



❖ Evolution en terme de Capacités réelle de transport par effluent (2012-2021) :



6.2 Evolution des réalisations de transport (2012-2021) :



III. Modes opératoires d'exploitation

1. Exploitation des STC

Les modes opératoires d'exploitation adoptés par le Concessionnaire permettent d'assurer la cohérence entre les effluents issus des champs de production et les quantités prélevées aux Points de Sortie du Réseau de Transport.

Les canaux de communication mis en place par le Concessionnaire assurent une étroite collaboration entre le Concessionnaire et les producteurs (exploitants des gisements) d'une part, et entre le Concessionnaire et les consommateurs (Marché national, complexes de liquéfaction de Gaz et de séparation de GPL, raffineries, terminaux dédiés à l'exportation), d'autre part.

La flexibilité d'exploitation ainsi obtenue, en application des modes opératoires d'exploitation, permet au Concessionnaire, sauf en cas de force majeure, d'éviter le recours à la réduction de la production en amont et d'honorer ses engagements en matière de quantités à livrer aux Points de Sortie.

Dans le cadre de ses missions, le Concessionnaire :

- Développe et exploite le Réseau de Transport, pour répondre aux besoins en matière de transport, dans les meilleures conditions d'économie, de qualité, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- Assure la cohérence des flux entre la production et la commercialisation.

L'exploitation du Réseau de Transport s'opère conformément aux exigences réglementaires et normatives et aux prescriptions techniques des manuels opératoires et des guides de bonnes pratiques, contenues notamment dans les documents ci-après :

- Manuels d'exploitation des différents ouvrages ;
- Manuels de maintenance des équipements de chaque ouvrage ;
- Procédures internes de l'entreprise, notamment la Procédure d'Écoulement des Hydrocarbures Liquides PEHL ;
- Référentiels et règles HSE ;
- Règlementation nationale de sécurité et d'environnement relative aux Hydrocarbures.

Le mode d'exploitation du Réseau de Transport des Hydrocarbures du Concessionnaire dépend de la nature de l'effluent transporté.

En effet, les STC peuvent être exploités par écoulements gravitaires et/ou dynamiques moyennant des stations de pompage ou de compression, intégrées à ces STC. Ces régimes d'exploitation répondent aux programmes prévisionnels de transport, établis en concertation avec les Utilisateurs.

Pour le **pétrole brut et le Condensat**, le Concessionnaire dispose d'un centre de dispatching des Hydrocarbures Liquides (CDHL) pour assurer la cohérence entre les réceptions et les expéditions, permettant ainsi une flexibilité et une souplesse d'exploitation par le biais des différents centres de stockage, notamment les trois parcs (OB1, OZ1 et OK1) situés au niveau de Haoud El Hamra.

Cette flexibilité permet aussi de tempérer les effets négatifs des éventuels aléas pouvant se produire en amont et en aval du CDHL et évite ainsi aux Utilisateurs le recours fréquent et systématique à des réductions des quantités aux Points d'Entrée et aux Points de Sortie.

Les opérations effectuées dans le cadre de l'exploitation des parcs de stockage des différents STC sont les suivantes :

- **Réception** du pétrole brut et Condensat à partir de toutes les lignes de réception à l'entrée du CDHL ;
- **Comptage** des quantités des lignes de réception et des lignes de dispatching ;
- **Ségrégation** des différents effluents pour répondre à la spécification de qualité exigée par chaque client ;
- **Contrôle de la qualité** sur chaque ligne de réception par la prise des échantillons, suivi de la décantation et la purge au niveau des trois (03) parcs de stockage ;
- **Dispatching** des effluents vers les terminaux marins et raffineries.

Pour le **Gaz de Pétrole Liquéfié**, le Réseau de Transport est exploité en régime dynamique. La flexibilité et la souplesse d'exploitation du réseau sont assurées moyennant :

- les différents régimes de fonctionnement des stations de pompage ;
- des vannes de régulation de débit et de pression aux Points d'Entrée et Points de Sortie ;
- des capacités de stockage en amont et en aval du réseau.

Les opérations effectuées dans le cadre de l'exploitation du Réseau de Transport de GPL sont les suivantes :

- **Filtration** au niveau des Points d'Entrée, des stations de pompage, des terminaux départs /arrivées et des usines de séparation ;
- **Comptage** et analyse de la qualité du GPL au niveau des terminaux départs /arrivées.

Pour le **Gaz naturel**, le Concessionnaire dispose d'un Centre National de Dispatching Gaz (CNDG), implanté à Hassi-R'mel, qui permet d'effectuer les opérations nécessaires à l'effet de répondre aux besoins spécifiques des différents consommateurs desservis par le Réseau de Transport, notamment en matière de qualité.

Les opérations effectuées dans le cadre de l'exploitation du CNDG sont les suivantes :

- **Réception** : la collecte du Gaz se fait sur un manifold central ;
- **Filtration** : la filtration du Gaz a pour but d'éliminer les éventuelles traces d'hydrocarbures liquides ;
- **Ségrégation** : l'opération de mélange de Gaz pour répondre à la spécification de qualité exigée par les différents clients ;
- **Comptage** : Chaque ouvrage est équipé d'un banc de comptage disposant de plusieurs rampes pour déterminer les quantités expédiées vers les différents clients ;
- **Régulation/Expédition** : La régulation de pression et/ou de débit permet de répondre à toute demande des clients desservis par le réseau de transport.

2. Maintenance des STC :

Afin d'assurer une exploitation optimale du Réseau de Transport par canalisation, la fonction maintenance s'appuie sur des équipes professionnelles, utilisant des procédures de maintenance spécifiques et un système de gestion de maintenance assistée par ordinateur (GMAO).

Les missions principales de la fonction maintenance sont les suivantes :

- Établir une politique de maintenance des installations en s'appuyant sur les recommandations des constructeurs, des normes et des études liées au retour d'expérience ;
- Réalisation des opérations de maintenance préventive des installations, selon des programmes établis à cet effet ;
- Maintenance curative des installations ;
- Rénovation et réparation des organes, dits "nobles", des machines tournantes ;
- Réalisation des travaux de réhabilitation et modernisation des ouvrages concentrés ;
- Réparation et réhabilitation des bacs de stockage et des canalisations, selon les résultats des programmes d'inspection ;
- Inspection, contrôle et barémage périodique des bacs de stockage ;
- Approvisionnement et gestion de la pièce de rechange ;
- Formation et spécialisation du personnel.

La maintenance de niveaux 1 & 2 est réalisée localement par les équipes des structures décentralisées. Il s'agit des opérations de maintenance préventives ou curatives qui correspondent à des réglages simples et basiques pour le niveau 1 (Rondes, graissages, test, purge, relevé de valeurs et remplacement d'éléments d'usure ou détériorés) et des actions peu complexes pour le niveau 2 (Contrôle de paramètres à l'aide de moyens, remplacement de filtres difficiles d'accès, remplacement par échange standard de pièces ou de composants individuels).

Pour les niveaux 3 et plus, la maintenance est renforcée par deux structures spécialisées dans la maintenance des ouvrages concentrés et une structure spécialisée dans la maintenance des canalisations. Il s'agit des opérations de maintenance préventives ou curatives qui correspondent à des interventions complexes pour le niveau 3 (Inspection, diagnostic, contrôle et réglage et remplacement d'organe), qui concernent la rénovation ou la réhabilitation pour le niveau 4 (Révisions partielles ou générales avec analyse vibratoire et analyse des lubrifiants, remplacement de tronçons de canalisations et de vannes de lignes) et les opérations complexes réalisées généralement par le constructeur pour le niveau 5 (Révisions générales avec le démontage complet de la machine et les réparations importantes réalisées par le constructeur).

Intégrité du Réseau de Transport

Le Concessionnaire, agissant en opérateur prudent, responsable et respectueux de la réglementation, a mis en place un plan de gestion de l'intégrité des canalisations, qui se résume comme suit :

- ✓ Un premier programme d'inspection par outil instrumenté, lancé par le Concessionnaire en 2009, concrétisant l'inspection de 05 canalisations (03 gazoducs et 02 oléoducs) entre 2009 et 2011 sur une longueur cumulée de 2 618 km.
Lors de cette période, d'autres canalisations ont fait l'objet de travaux d'inspection, lancés auparavant, séparément au programme d'inspection (réalisés entre 2007 et 2011). Il s'agissait de 06 canalisations (04 gazoducs et 02 oléoducs), totalisant une longueur de 3 159,4 km ;
- ✓ Un programme de réparation a été établi suite aux résultats des inspections par outil instrumenté, effectuées dans le cadre de ces plans d'inspection. Ce programme a porté sur le remplacement d'une longueur avoisinant 93 km de canalisations pour leur sécurisation et le rétablissement de leur Capacité design de transport.
Des projets de réhabilitation ont été également réalisés pour remplacer une longueur avoisinant 915 km ;
- ✓ Un deuxième programme d'inspection par outil instrumenté, a été lancé en 2015, concrétisant l'inspection de 10 canalisations (07 gazoducs et 03 oléoducs) sur une longueur totale de 5 629,8 km, réalisée sur la période 2015 – 2017 ;
- ✓ Un programme de réparation a été établi suite au deuxième programme d'inspection par outil instrumenté lancé en 2016, remplaçant jusqu'à fin 2021 une longueur de 19,8 km ;
- ✓ Le nouveau programme d'inspection par racleurs instrumentés, en cours d'exécution sur la période 2021 – 2023, porte sur 12 canalisations (04 gazoducs et 08 oléoducs) d'une longueur cumulée de 4 800 km.

Aussi et afin de préserver l'intégrité des canalisations, le Concessionnaire :

- ✓ Utilise, comme principaux moyens pour lutter contre la corrosion externe des canalisations, les systèmes de Protection Cathodique associés aux systèmes de revêtement ;
- ✓ Homologue les systèmes de revêtement à appliquer sur les tubes en usine, charge une entreprise spécialisée pour appliquer ces revêtements et délègue un organisme de contrôle pour la vérification de la qualité du revêtement ;
- ✓ Charge l'entreprise de réalisation de l'ouvrage de réparer les éventuels défauts de revêtement survenus lors des opérations de transport et de pose, conformément à une procédure approuvée par ses services spécialisés et délègue un organisme de contrôle pour la vérification de la qualité de la réparation du revêtement sur site ;
- ✓ A érigé l'activité protection cathodique au centre de la lutte contre la corrosion externe en dotant les structures décentralisées d'entités chargées des opérations de contrôle, mesure, investigation, inspection et réparation, et une structure centrale chargée du pilotage, la consolidation et l'analyse des résultats des contrôles ;

- ✓ Analyse l'aptitude au service des tronçons de canalisations dégradés pour élaborer des plans de réparation optimisés ;
- ✓ A lancé la mise en place d'un système d'information géographique (SIG) pour améliorer et faciliter la gestion de son Réseau de Transport composé d'ouvrages linéaires et concentrés repartis à travers le territoire national.

Le Concessionnaire a également lancé un programme de mise à niveau des installations portuaires d'Arzew, de Béthioua, de Béjaïa et de Skikda, qui est en cours de réalisation, composé de :

- ✓ Projets de réhabilitation des installations de surface et mise à niveau des systèmes de sécurité ;
- ✓ Projets de réhabilitation des infrastructures de base.

Les points forts de la fonction maintenance :

- Maîtrise de la programmation et de la mise en œuvre de la maintenance ;
- Déploiement des ressources dans les délais impartis et haute réactivité ;
- Maîtrise de l'utilisation du logiciel de Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur ;
- Certification de certaines opérations ;
- Capacité élevée d'intégration des nouvelles technologies.

3. Contrôle, Supervision et Télécommunications :

Chaque STC est doté de systèmes de contrôle/commande, de télémétrie et de télécommunication, permettant une exploitation optimale des installations.

La qualité des supports de transmission implantés tout au long des canalisations confère une fiabilité à ces systèmes.

La supervision de l'exploitation des ouvrages est assurée à partir des salles de dispatching situées au niveau des terminaux départs et arrivées, ainsi que dans chaque station de pompage ou de compression.

Aussi, certains STC disposent de postes de visualisation déportés.

Les systèmes de supervision et de télécommunications utilisés sont :

- Télémétrie et télé-exploitation SCADA (Supervisor Control And Data Acquisition) et conduites centralisées ;
- Télégestion de la protection cathodique ;
- Réseau de téléphonie interne de SONATRACH-SPA ;
- Réseau Informatique ;
- Radio VHF et HF (Very High Frequency et High Frequency) ;
- Téléphone conférence ;
- Ligne spécialisée (local) ;
- Téléphone ligne fixe et ligne mobile.

4. Sécurité et gestion environnementale des STC :

Le Concessionnaire s'appuie sur les principes de la Politique Sécurité et Environnement de l'entreprise, qu'il décline et applique au niveau de tous les STC.

La politique HSE vise la préservation de la Santé, la Sécurité des personnes et des biens et la protection de l'Environnement dans le strict respect de la réglementation, des normes et des meilleures pratiques dans le domaine.

Pour la mise en œuvre de cette politique HSE, le Concessionnaire opère en respectant le Système de Management HSE « HSE-ms », qui s'articule autour des dix éléments suivants :

1. Leadership, engagement et responsabilité ;
2. Management du risque HSE ;
3. Management de la santé et de la sécurité ;
4. Management de l'environnement ;
5. Management des Achats et des Services ;
6. Communication et documentation ;
7. Formation et qualification ;
8. Management des incidents et des accidents ;
9. Gestion des crises et des urgences ;
10. Audit et la revue de direction.

Cette politique est mise en œuvre par une ressource humaine qualifiée, formée et expérimentée qui veille à l'application rigoureuse des exigences réglementaires, normes et référentiels suivants, en vigueur au sein des Activités de SONATRACH-SPA :

- ✓ Référentiel Permis de Travail ;
- ✓ Référentiel Système de Gestion des Urgences et des Crises : Plan Interne d'Intervention (PII) et Plan d'Assistance Mutuelle (PAM) ;
- ✓ Référentiel Investigation des accidents et incidents ;
- ✓ Système de Gestion de la Sécurité ;
- ✓ Plan de Gestion Environnemental ;
- ✓ Référentiel de Gestion des modifications ;
- ✓ Référentiel de Gestion des Entreprises Extérieures ;
- ✓ Evaluation des Risques Professionnels aux postes de Travail « EvRP » ;
- ✓ Plan de Management des déchets ;
- ✓ Cadastre des sites et sols pollués ;
- ✓ Management des émissions atmosphériques ;
- ✓ Procédure de sécurité routière de SONATRACH-SPA.

☞ Procédures HSE Internes :

- ✓ Manuel E-30 relatif au système Permis de Travail ;
- ✓ Procédure E-101 relative au suivi et au traitement des non-conformités HSE ;
- ✓ Manuel E-36 relatif à la gestion des urgences et des crises ;
- ✓ Procédure E-102 relative à la gestion des modifications ;
- ✓ Procédure E-40 relative à l'attribution et au renouvellement des titres d'habilitation électrique ;
- ✓ Procédure E-125 relative à l'inspection et au contrôle des extincteurs ;
- ✓ Manuel D-33 relatif à la gestion et dotation en tenues de travail et Equipements de Protection Individuelle (EPI) ;
- ✓ Décision D-26 relative à la Gestion des déchets industriels ;
- ✓ Décision D-28 relative à la mise en place d'une aire de stockage des déchets ;
- ✓ Décision D-31 relative au Plan de management des déchets ;
- ✓ Décision E-20 relative à la Procédure de Gestion des déchets issus des activités de soins ;
- ✓ Décision E-25 relative à la Procédure d'identification et évaluation préliminaire des risques et impacts sur l'environnement suite à un déversement d'hydrocarbures.

☞ Gestion des produits dangereux :

- ✓ Plan de Gestion Environnemental : La gestion des produits chimiques, concerne les points suivants :
 - Inventaire des produits chimiques ;
 - Respect des règles de stockage ;
 - Identification et intégration des exigences HSE dans les cahiers des charges pour l'achat de produits chimiques.
- ✓ Mise en conformité réglementaire par rapport aux demandes d'agrément et d'habilitation des opérateurs pour l'exercice des activités nécessitant l'emploi des matières et produits chimiques dangereux ainsi que les récipients de Gaz sous pression, conformément aux textes réglementaires ci-dessous :
 - Décret Exécutif n° 03-451 du 1er décembre 2003 définissant les règles de sécurité applicables aux activités portant sur les matières et produits chimiques dangereux ainsi que les récipients de Gaz sous pression ;
 - Arrêté interministériel du 08 juillet 2014 fixant les conditions et modalités de délivrance de l'agrément des opérateurs pour l'exercice des activités nécessitant l'emploi des matières et produits chimiques dangereux ainsi que les récipients de Gaz sous pression ;
 - Arrêté interministériel du 29 décembre 2016 modifiant et complétant l'arrêté interministériel du 08 juillet 2014.

☞ Conventions signées par le Concessionnaire pour :

- ✓ La récupération des huiles usagées ;
- ✓ La cession des batteries usagées.

☞ Equipements et installations :

- ✓ Vannes d'isolement, soupapes de sécurité, disques de rupture, postes de détente et autres dispositifs ;
- ✓ Systèmes automatiques de détection feu et Gaz / extinction incendie ;
- ✓ Réseaux anti incendie : bac, pompes et canalisations ;
- ✓ Moyens mobiles de lutte anti incendie ;
- ✓ Installations de protection de l'environnement : Aménagement et organisation des aires de stockages des déchets, installations de traitement des eaux huileuses industrielles, installations de traitement des eaux domestiques, bassin de stockage des boues de fond de bacs de stockage de pétrole, ... ;
- ✓ Réseau de surveillance des eaux souterraines au niveau des terminaux marins ;
- ✓ Equipements de médecine de travail ;
- ✓ Système de sûreté interne des STC, dont les rondes et la surveillance aérienne ;
- ✓ Système de contrôle d'accès et anti-intrusion ;
- ✓ Système Evaluation des risques aux postes de travail ;
- ✓ Equipements de lutte contre la pollution par les hydrocarbures liquides (Géo-membrane, Barrages flottant, Bâches de récupération des hydrocarbures, etc.).

IV. Développement du Réseau de Transport

Des études de développement sont élaborées par le Concessionnaire pour assurer l'adéquation des Capacités du Réseau de Transport avec les prévisions de production à court et à moyen termes des Utilisateurs et ce, sur la base des données suivantes :

- Les plans de production prévisionnels à moyen et long termes des Utilisateurs ;
- Les plans de développement des nouveaux périmètres d'exploitation (futurs Utilisateurs) ;
- Les Capacités Réelles et Disponibles du Réseau de Transport ;
- L'état d'intégrité du Réseau de Transport.

Les simulations et les études technico-économiques élaborées par le Concessionnaire permettent de faire ressortir la nature des projets de développement, par la réalisation de nouveaux STC et/ou l'Expansion / Extension / Modification de STC existants.

Aussi, le Concessionnaire prend en charge les projets de réhabilitation et de sécurisation du Réseau de Transport, de fiabilisation du fonctionnement des installations et des équipements ainsi que leur mise en conformité par rapport à la réglementation en vigueur.

L'ensemble des projets suscités, constitue le plan quinquennal de développement du Réseau de Transport élaboré par SONATRACH-SPA.

Il y a lieu de signaler que ce plan s'inscrit dans le cadre global du plan national de développement des infrastructures de transport par canalisation, par effluent, établi par l'ARH, chaque début d'année, et ce, en application de l'article 44 (alinéa 1) de la loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019 régissant les activités d'hydrocarbures

Plan quinquennal de développement :

Le Concessionnaire élabore annuellement un plan quinquennal de développement du Réseau de Transport.

Le plan, approuvé par le conseil d'administration (CA) du Concessionnaire est transmis à l'ARH et est communiqué au Ministère de l'Énergie et des Mines.

Ce plan tient compte des besoins exprimés par les différents Utilisateurs à court et à moyen termes, des prévisions d'évolution de la consommation du Marché national et des prévisions d'exportations. Il identifie les Principales infrastructures à réaliser ou à renforcer, ainsi que le calendrier prévisionnel de réalisation de l'ensemble des investissements projetés.

V. Abandon et Remise en Etat des Sites du Réseau de Transport

Pour chaque Système de Transport par Canalisation, un programme d'abandon et de remise en état des sites est élaboré sur la base d'une étude qui définit les différents modes envisageables d'abandon et de remise en état des sites et qui les compare sur les plans technique, sécurité industrielle, environnemental et économique.

Ce programme, ainsi que le coût y afférent doivent faire partie intégrante du plan de réalisation et d'exploitation du Système de Transport par Canalisation, dont les modalités de détermination du coût du programme d'abandon et de remise en état des sites pour la Concession de transport par canalisation, de la révision périodique de ce coût et du calcul de la provision annuelle et son indexation sont définies par voie réglementaire.

Le Concessionnaire procède à l'abandon et à la remise en état des sites, à sa charge et sous sa responsabilité et le contrôle de l'ARH en collaboration avec les services de la wilaya, territorialement compétents, pour préserver la santé des personnes, à protéger l'environnement et à permettre une utilisation future de ces sites.

Les opérations d'abandon et de remise en état des sites consistent, notamment à :

- La sécurisation préalable des canalisations et Installations Intégrées ;
- Démantèlement des Installations Intégrées ;
- L'enlèvement des canalisations ou leur abandon sur place, en l'état ou après un traitement spécifique ;
- L'évacuation des matériaux et déchets résultant des opérations d'abandon ;
- La réhabilitation et à la décontamination du site d'implantation des canalisations et Installations Intégrées, de manière à remettre le site dans un état qui correspond à celui qui existait avant la construction du Système de Transport par Canalisation ;
- La surveillance post-abandon.

Le décret exécutif n° 21-316 du 5 Moharram 1443 correspondant au 14 août 2021 définissant les modalités de détermination du coût du programme d'abandon et de remise en état des sites pour la Concession de transport par canalisation, de son indexation, de la révision périodique de ce coût, du calcul de la provision annuelle et du transfert de propriété.

Ce décret s'applique aux concessions des Systèmes de Transport par Canalisation établies sous l'égide de la loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019, et il s'applique également aux Concessions des Systèmes de Transport par Canalisation établies sous l'égide de la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux Hydrocarbures, et ce conformément aux dispositions de l'article 230 (alinéa 3) de la loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019.

Chapitre C :

Mécanisme d'allocation des Capacités

I. Introduction

Conformément aux dispositions de l'article 131 de la loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019 régissant les activités d'Hydrocarbures, le droit d'utilisation des infrastructures de transport par canalisation est garanti sur la base du Principe du libre accès, moyennant le paiement d'un tarif non discriminatoire. Les modalités d'application de ce principe sont définies dans le décret exécutif n° 21-258 du 13 juin 2021.

Ce décret stipule que le Concessionnaire doit permettre aux tiers, dans la limite des Capacités Réelles et sur la base du premier engagé premier servi, l'accès libre aux infrastructures de Transport par Canalisations des Hydrocarbures, moyennant le paiement d'un tarif non discriminatoire et à des conditions contractuelles équivalentes, définies dans les deux Contrats-types de Transport des Hydrocarbures Liquides (pétrole brut/ Condensat/ GPL) et de Gaz naturel.

Le mécanisme d'allocation des Capacités de transport, élaboré sur la base des dispositions du décret exécutif n° 21-258 susmentionné, se présente comme suit :

II. Demande d'accès

Toute demande d'accès au Réseau de Transport par canalisation des Hydrocarbures est adressée au Concessionnaire et comporte notamment, les informations suivantes :

- La dénomination du Demandeur, la raison sociale, la forme juridique, l'adresse du siège social, ainsi que la qualité du signataire de la demande ;
- La Capacité annuelle et horaire demandée ;
- La nature et la qualité de l'effluent à transporter ;
- La date prévisionnelle de début des expéditions ;
- Le Point de Mesure, le Point d'Entrée et les Points de Sortie ;
- Le profil de débit à moyen et long termes ;
- La pression et la température de l'effluent au Point d'Entrée ;
- La pression de l'effluent aux Points de Sortie.

III. Réception de la demande d'accès

Dès réception de la demande d'accès, le Concessionnaire accuse réception et remet au Demandeur le Contrat-type de Transport.

Le Concessionnaire dispose d'un délai de trente (30) jours à compter de la date de délivrance de l'accusé de réception pour examiner la demande et informer le Demandeur de sa décision.

Dans l'intervalle du délai fixé ci-dessus, le Concessionnaire peut demander des compléments d'information au Demandeur.

IV. Examen de la demande d'accès par le Concessionnaire

1. Cas d'une demande acceptée

Dans le cas où la demande d'accès est acceptée, le Concessionnaire invite le Demandeur à conclure un Contrat de transport, élaboré en conformité avec les clauses du Contrat- type de Transport.

Dans le cas où l'accès ne peut être accordé pour toute la Capacité demandée, pour manque avéré de Capacité Disponible sur le Réseau de Transport, le Concessionnaire propose au Demandeur le niveau de Capacité qu'il est possible d'assurer et l'informe des conditions et délais pour satisfaire la demande dans sa totalité. Il intègre ce nouveau besoin dans le plan de développement du Réseau de Transport et informe le Demandeur des conditions et délais pour satisfaire la demande dans sa totalité.

Le Concessionnaire informe l'ARH de sa décision.

Contrat de Transport

Le Contrat de transport signé par le Concessionnaire et l'Utilisateur comporte notamment les conditions générales, les conditions opérationnelles et les conditions particulières.

Au titre de ce Contrat de transport, la Capacité Contractuelle souscrite par un Utilisateur est définie par le « Débit Horaire Contractuel Maximal ».

2. Cas d'une demande rejetée

Dans le cas où la demande d'accès est rejetée, le Concessionnaire notifie au Demandeur sa décision en expliquant le motif du rejet.

Le Concessionnaire informe l'ARH de sa décision.

Motifs de rejet de la demande

Le rejet de la demande d'accès aux infrastructures de transport par canalisation des Hydrocarbures ne peut être fondé que sur les motifs suivants :

- Un manque avéré de Capacité Disponible à la date demandée ;
- Des aspects techniques relatifs à la sécurité et à la sûreté des Systèmes de Transport par Canalisation.

3. Dispositions de recours

Le Demandeur peut saisir l'ARH en cas d'absence de réponse du Concessionnaire dans le délai fixé précédemment, ou en cas de rejet de sa demande.

L'ARH dispose d'un délai de trente (30) jours, à compter de la date de réception de la requête, pour l'examiner et informer les deux parties de sa décision.

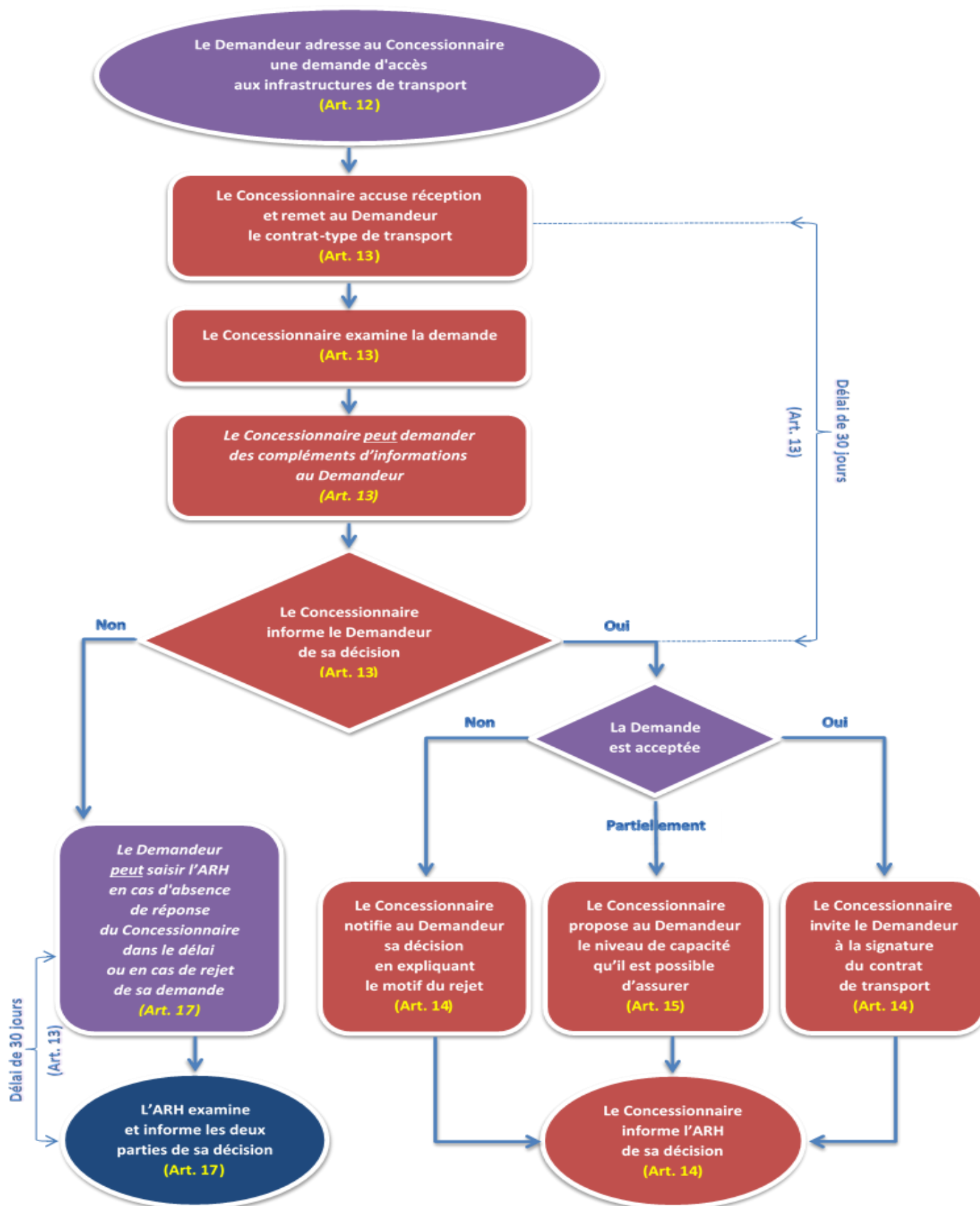
4. Dispositions particulières pour les canalisations internationales

Pour les canalisations internationales, mentionnées à l'article 132 de la loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019 et conformément aux dispositions de l'article 20 du décret exécutif n° 21-258 du 13 juin 2021, les modalités de la régulation du Principe du libre accès des tiers pour les Concessions de transport sont précisées dans l'arrêté du ministre chargé des Hydrocarbures portant octroi de la Concession de Transport par Canalisation.

V. Dispositions diverses

- L'accès aux infrastructures de transport par canalisation des Hydrocarbures pour la Capacité Contractuelle existante est réputé acquis pour les Utilisateurs déjà connectés à ces infrastructures à la date du 20 juin 2021, date de publication au Journal officiel du décret exécutif n° 21-258 définissant les modalités de la régulation du Principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation des Hydrocarbures.
- Les Utilisateurs des infrastructures de transport par canalisation des Hydrocarbures sont tenus de fournir, dans les délais raisonnables fixés par le Concessionnaire, toutes les informations dont le Concessionnaire a besoin à des fins de planification, d'exploitation et de maintenance du Réseau de Transport.

VI. Logigramme du Mécanisme d'allocation des Capacités de transport



Référence : Décret exécutif n° 21-258 du 2 Dhou El Kaâda 1442 correspondant au 13 juin 2021 définissant les modalités de la régulation du principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation des hydrocarbures.

Chapitre D :

Prescriptions techniques pour le raccordement au Réseau de Transport

I. Objet

Le présent chapitre a pour objet de définir les modalités et les conditions techniques régissant le raccordement au Réseau de Transport.

Les modalités et les conditions techniques de raccordement sont déterminées dans le respect des exigences réglementaires et selon les dispositions techniques des procédures et des normes et standards, notamment :

- Les règles de sécurité pour le transport des Hydrocarbures par canalisation ;
- Les règles techniques du Concessionnaire portant sur le raccordement au Réseau de Transport ;
- Les règles de sécurité pour le raccordement au Réseau de Transport du Concessionnaire, y compris la procédure de gestion des modifications.

Ces modalités ont pour objectif d'assurer la sécurité et la fiabilité du Réseau de Transport, ainsi que la continuité de service.

II. Demande de raccordement

Toute demande de raccordement au Réseau de Transport, doit être introduite par l'Utilisateur auprès du Concessionnaire au plus tard six (06) mois avant la date d'effet du Contrat de Transport.

Dès réception de la demande, le Concessionnaire informe l'Utilisateur des modalités de raccordement au niveau du Point d'Entrée.

Le Concessionnaire met à la disposition de l'Utilisateur les informations et les documents techniques lui permettant d'élaborer les études nécessaires pour ce raccordement, et ce, conformément aux prescriptions techniques du Réseau de Transport.

Une fois les études de raccordement finalisées par le demandeur, incluant l'actualisation des études de dangers et d'impact de l'ouvrage concerné par le raccordement, celles-ci doivent faire l'objet d'une validation par le Concessionnaire.

Toutefois, la mise en œuvre du raccordement doit faire l'objet d'approbation par les Autorités Compétentes, et ce, conformément à la réglementation en vigueur.

III. Prescriptions techniques applicables aux Utilisateurs pour le raccordement au Réseau de Transport

Les prescriptions techniques de raccordement au niveau des Points d'Entrée du Réseau de Transport sont déterminées dans le respect des exigences réglementaires et selon les normes et pratiques internationales applicables en la matière, ainsi que des procédures de travail du Concessionnaire.

Le raccordement de la Conduite d'Evacuation de l'Utilisateur ou de la Station de Dépotage (pour le cas de livraison par camion-citerne) au niveau d'un Point d'Entrée s'effectue selon les trois (03) modes suivants :

- a. Raccordement à froid sur bride pleine ;
- b. Raccordement à chaud par soudure bout à bout ;
- c. Raccordement à chaud par piquage en charge.

Pour les raccordements nécessitant un piquage en charge sur la canalisation du Réseau de Transport :

- L'Utilisateur fournit les incorporables et consommables nécessaires ;
- Les services spécialisés du Concessionnaire peuvent réaliser cette opération pour le compte de l'Utilisateur, contre facturation des travaux.

Cette opération est réalisée conformément à la « circulaire N° 01/RTS/Transport par Canalisation du 18 juillet 1993 établie par le Ministère de l'Energie » et à la « Directive technique pour l'acquisition des incorporables et consommables pour les piquages en charge et opérations d'obturation » établie par le Concessionnaire.

L'installation de raccordement comporte notamment les équipements suivants :

- Un poste d'injection doté de systèmes de filtration, de régulation et de protection ;
- Un Système de Comptage d'Exploitation ;
- Un système SCADA des paramètres de fonctionnement (pression, débit, température, etc....).

Il est à noter que l'ensemble des coûts afférant au raccordement au Réseau de Transport sont à la charge de l'Utilisateur.

Les travaux de raccordement doivent s'effectuer selon un plan de prévention préétabli qui définit les travaux, les risques, les rôles et responsabilités de chaque intervenant et l'utilisation des procédures HSE du Concessionnaire et interfaces avec les procédures du sous-traitant.

1. Système de Comptage

La mesure des quantités d'Hydrocarbures Liquides et de Gaz transportées par le Concessionnaire doit être effectuée par l'Utilisateur au niveau du Point de Mesure, et ce, conformément à la spécification fonctionnelle de comptage en vigueur.

Pour ce faire, l'Utilisateur doit disposer d'un :

- Système de Comptage Transactionnel et Fiscal au niveau du Point de Mesure, approuvé par l'entité nationale de métrologie ;
- Système de Comptage d'Exploitation au niveau du Point d'Entrée.

Le Concessionnaire dispose d'un Système de Comptage Transactionnel au niveau des Points de Sortie, approuvé par l'entité nationale de métrologie.

Ces Systèmes de Comptage et les instruments associés doivent être installés et exploités conformément à la réglementation en vigueur, aux normes, aux standards et aux meilleures pratiques internationales.

Les prescriptions techniques relatives au comptage des Hydrocarbures pour les activités de transport par canalisation des Hydrocarbures sont définies dans le décret exécutif n° 21-178 du 21 Ramadhan 1442 correspondant au 3 mai 2021.

Pour les aspects techniques qui ne relèvent pas de la réglementation ou qui ne sont pas pris en charge par les normes et standards en vigueur, l'installation et l'exploitation des Systèmes de Comptage doivent répondre aux spécifications et aux meilleures pratiques internationales.

2. Conditions d'exploitation et spécifications de qualité

L'Utilisateur doit livrer les Hydrocarbures au Point d'Entrée conformes aux Conditions d'Exploitation et à la spécification de qualité définie dans le Contrat de Transport.

Le Concessionnaire met à la disposition de l'Utilisateur aux Points de Sortie des quantités d'Hydrocarbures conformes aux conditions d'exploitation et aux spécifications de qualité définies dans le Contrat de Transport.

Les spécifications de qualité définies dans les Contrats de Transport des Hydrocarbures Liquides et gazeux correspondent aux spécifications de commercialisation des Hydrocarbures de SONATRACH-SPA.

3. Équipements de communication d'information

L'Utilisateur doit disposer au niveau du poste de raccordement d'un système de télécommunication et de télémétrie nécessaire à l'interconnexion avec le réseau de supervision et de communication du Concessionnaire.

Ce dispositif d'échange d'informations doit permettre notamment :

- La transmission en temps réel des paramètres d'exploitation, de comptage et d'analyse de la qualité de l'effluent ;
- La télésignalisation des positions des dispositifs de sécurité et le fonctionnement des lignes de régulation des postes d'injection de l'Utilisateur ;
- La communication par téléphonie et radio VHF-HF.

Les protocoles de communication des installations de l'Utilisateur doivent être conformes aux exigences établies par le Concessionnaire et les Autorités Compétentes.

Chapitre E :

Règles de bonne conduite

I. Introduction

Les règles de bonne conduite fixent les principes à respecter par le personnel du Concessionnaire à l'égard des Utilisateurs dans le cadre de l'application du Principe du libre accès des tiers au Réseau de Transport des Hydrocarbures conformément à la législation et la réglementation en vigueur.

Ces règles, qui font partie de l'organisation interne, ont pour but de garantir un traitement transparent et non discriminatoire des différents Utilisateurs au Réseau de Transport. Elles portent notamment sur :

- la transparence de l'information mise à la disposition des Utilisateurs ;
- la préservation de la confidentialité des informations communiquées au Concessionnaire par les Utilisateurs ;
- l'application non-discriminatoire des règles d'accès et de raccordement au Réseau de Transport;
- le respect des engagements du Concessionnaire en terme de développement du Réseau de Transport des Hydrocarbures.

II. Principes généraux

Le Concessionnaire s'engage à respecter les règles de bonne conduite définies dans le présent chapitre.

Il s'agit de respecter son engagement, notamment, en terme de :

- Disponibilité de la Capacité de transport ;
- Application de tarifs non discriminatoires ;
- Transparence en matière des programmes d'allocation ;
- Qualité du Service de Transport ;
- Communication avec les Utilisateurs.

Pour l'Utilisateur, il s'agit de respecter son engagement, notamment, en terme de :

- Programmes de transport arrêtés conjointement avec le Concessionnaire ;
- Qualité des produits transportés ;
- L'enlèvement des Hydrocarbures livrés conformément au programme définitif d'enlèvement notifié ;
- Confidentialité des données ;
- Communication avec le Concessionnaire.

1. Engagement

Le Concessionnaire garantit l'engagement de son personnel à respecter les règles du libre accès des tiers au Réseau de Transport et de traiter de façon non discriminatoire tous les Utilisateurs, notamment en garantissant la préservation de la confidentialité des informations commercialement sensibles (ICS).

2. Contrôle interne de la mise en œuvre des règles de bonne conduite

Pour s'assurer du respect des obligations définies dans les règles de bonne conduite, ainsi que de l'efficacité des dispositions prises, le Concessionnaire définit un programme de contrôle interne à l'effet de vérifier :

- l'adéquation des Capacités de transport, de la politique et des décisions d'investissement avec les attentes des Utilisateurs, et ce en respect des tarifs de transport réglementaires;
- la pertinence des procédures internes de mise en œuvre du Service de Transport;
- la conformité des procédures applicables en la matière;
- le respect des engagements en matière de développement du Réseau de Transport.

Ce programme de contrôle fait appel aux méthodes et outils des métiers de l'audit et du contrôle interne.

Il est suivi, en tant que de besoin, par la mise en œuvre des actions correctives jugées pertinentes, en fonction des constats de dysfonctionnements effectués, de l'analyse de leurs causes et des risques, relatifs au non-respect des règles préétablies.

3. Contrôle externe du respect des engagements

Conformément aux dispositions de l'article 43 de la loi n° 19-13 du 14 Rabie Ethani 1441 correspondant au 11 décembre 2019 régissant les activités d'Hydrocarbures, l'ARH est chargée de veiller au respect de la réglementation relative à l'application des tarifs et du Principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage.

III. Confidentialité des Informations

La confidentialité des informations et documents échangés lors de la préparation ou de l'application des Contrats de Transport signés avec les Utilisateurs doit être protégée.

1. Les Informations Commercialement Sensibles (ICS)

Le Concessionnaire s'engage à protéger la confidentialité des informations dont la communication serait de nature à porter atteinte à une concurrence loyale entre les différents Utilisateurs du Réseau de Transport.

2. Engagement du personnel

Le personnel du Concessionnaire s'engage à garantir, en toutes circonstances, la préservation des informations commercialement sensibles et à respecter les exigences du code de conduite de l'entreprise.

Ce code de conduite stipule que « Les informations auxquelles ont accès les employés, dans le cadre du travail, sont la propriété exclusive de la société et cette dernière attend de ses employés et ex-employés, une totale confidentialité. De même, les opérations et activités de la société sont confidentielles. Ces informations, opérations et activités ne doivent jamais être dévoilées ».

3. La communication d'informations

L'interdiction de communication d'ICS ne s'applique pas :

- lorsque la communication des informations est nécessaire au bon fonctionnement du Réseau de Transport ou au bon accomplissement des missions du Concessionnaire ;
- lorsque ces informations sont transmises à l'ARH ;
- lorsqu'elles sont remises aux fonctionnaires des Autorités Compétentes dans le cadre de l'exercice de leurs missions de contrôle et d'enquête.

IV. Transparence des conditions d'accès au Réseau de Transport

Les informations relatives aux conditions d'accès au Réseau de Transport d'Hydrocarbures sont définies dans les chapitres C et D du présent Code Réseau. Le concessionnaire publie, sur son site Internet : www.sonatrach.com, au moins, une (1) fois par an, un document portant, notamment sur la description du réseau de transport, la Capacité réelle, la Capacité réservée et la Capacité disponible par STC ainsi que les tarifs de transport en vigueur.

Ainsi, le mécanisme d'allocation des Capacités et les prescriptions techniques pour le raccordement au Réseau de Transport d'Hydrocarbures, sont applicables d'une manière transparente et non discriminatoire à l'ensemble des Utilisateurs.

1. Informations relatives au Service de Transport, au raccordement et aux conditions de livraison

Les conditions régissant le service transport sont contenues dans les deux Contrats-types de Transport approuvés par l'ARH et publiés par le Concessionnaire sur son site Internet : www.sonatrach.com.

Les principales conditions sont indiquées ci-dessous :

- conditions générales du Contrat-type de Transport, qui définissent les droits et obligations du Concessionnaire et des Utilisateurs et les principes généraux régissant la prestation du transport ;
- conditions opérationnelles du Contrat-type de Transport, qui définissent les prévisions de transport, les règles de programmation et de détermination du bilan journalier, le mode de répartition des pertes constatées de l'effluent durant le processus de transport par canalisation et les procédures opérationnelles d'exécution du Contrat de Transport, notamment la coordination et les moyens et modes de communication des données ;
- les chapitres A, C et D du présent Code Réseau, qui définissent :
 - les normes et standards exigibles pour les effluents à transporter ;
 - le mécanisme d'allocation des capacités ;
 - les prescriptions techniques pour le raccordement au Réseau de Transport.

En complément des informations contractuelles, le Concessionnaire met à disposition des Utilisateurs, sur son site Internet, des données de son réseau de transport. Ces informations sont agrégées de manière à ce qu'aucune information commercialement sensible n'y figure.

2. Travaux et indisponibilités du Réseau de Transport

Le Concessionnaire informe les Utilisateurs raccordés au Réseau de Transport, le plus tôt possible, des indisponibilités du réseau et de leur traitement, que ce soit dans le cadre des périodes de maintenance programmées ou dans le cas d'incidents de natures diverses affectant les Capacités en entrée et en sortie du Réseau de transport.

Le planning des travaux programmés qui peuvent avoir une incidence sur le niveau des Capacités Disponibles aux Points d'Entrée et réductions de Capacité (niveau, durée) est communiqué aux Utilisateurs.

Le Concessionnaire optimise la planification de ces travaux afin de réduire cette incidence. Le programme des travaux constitue un engagement du Concessionnaire vis-à-vis des Utilisateurs pour l'année en cours.

Les conditions opérationnelles du Contrat de Transport indiquent les engagements du Concessionnaire en matière de délais d'information préalable.

V. Application non discriminatoire des règles d'accès au Réseau de Transport

Le décret exécutif n° 21-258 du 13 juin 2021 définissant les modalités de la régulation du Principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation, les deux Contrats-types de Transport et le présent Code Réseau constituent le référentiel à appliquer afin de prévenir tout risque de pratique discriminatoire et garantir ainsi l'application du Principe du libre accès des tiers au Réseau de Transport.

L'accès aux Capacités de transport Disponibles est proposé de manière transparente et non-discriminatoire à l'ensemble des Utilisateurs.

1. Traitement des demandes d'accès au Réseau de Transport

Aucun Utilisateur ne peut bénéficier d'un quelconque privilège en ce qui concerne le traitement de sa Demande d'accès.

Aucun refus d'accès au Réseau de Transport ne peut être envisagé, que dans les cas prévus dans l'article 16 du décret exécutif n° 21-258 du 13 juin 2021, notamment pour les motifs suivants :

- un manque avéré de Capacité Disponible ;
- des aspects techniques relatifs à la sécurité et à la sûreté des Systèmes de Transport par Canalisation.

En cas de refus d'accès par le Concessionnaire, le Demandeur peut saisir l'ARH.

2. Rémunération et Facturation des prestations

La rémunération du Service de Transport est calculée sur la base du tarif de transport réglementaire en vigueur et des quantités des effluents réellement transportés, comme défini dans les conditions générales des deux Contrats-types de Transport.

La tarification et la méthodologie de calcul du tarif de transport par canalisation des Hydrocarbures est définie par le Décret exécutif n° 21-259 du 2 Dhou El Kaada 1442 correspondant au 13 juin 2021.

Les modalités de facturation et du paiement des prestations réellement exécutées sont définies dans les conditions particulières des deux Contrats-types de Transport.

3. Communication externe

Le Concessionnaire s'interdit dans sa communication externe de faire mention particulière concernant certains Utilisateurs.

VI. Code d'éthique

SONATRACH s'est engagée à se conformer aux dispositions légales et réglementaires applicables à son domaine d'activité à travers l'intégration de la dimension éthique dans la codification de ses relations entre ses dirigeants, employés et autres parties prenantes, et ce, afin d'asseoir un environnement de travail serein respectueux des droits de l'homme et des droits du travailleur.

SONATRACH s'est engagée également à promouvoir la culture de la transparence et un climat de confiance permettant de prévenir et de sanctionner les actes illicites et les abus commis au détriment de l'intérêt général, de l'intégrité, de la réputation et de l'image de marque de l'entreprise, telle que développée dans le code d'éthique publié sur le portail intranet et le site web de SONATRACH.

Ce code d'éthique décrit les normes de comportement et les principes d'éthique attendus de ses dirigeants, de ses employés et des autres parties prenantes et qui découlent des valeurs et principes fondamentaux de SONATRACH.

Il définit les valeurs et principes, traduits sous forme d'engagements et d'attentes mutuels envers ses employés, ses partenaires et contractants. Toutes les actions, procédures et référentiels de SONATRACH doivent s'inspirer de ces valeurs et de ces principes.

- **ENGAGEMENT DANS L'INTERET NATIONAL** : de par son rôle de locomotive du développement national et en sus de ses missions statutaires, SONATRACH est pleinement engagée dans le développement du Pays.
- **BONNE GOUVERNANCE** : SONATRACH s'inscrit dans les principes de la bonne gouvernance d'entreprise et déploie dans ce cadre, un dispositif de contrôle interne. Elle s'engage à se conformer aux lois et règlements en vigueur, en Algérie et dans les autres pays où elle exerce ses activités.
- **INTEGRITE** : SONATRACH assoit ses relations avec ses employés, fournisseurs, clients et partenaires, sur les principes d'honnêteté et d'intégrité.
- **EQUITE ET EGALITE DES CHANCES** : SONATRACH consacre le principe de non-discrimination à l'égard de ses employés et des candidats à l'emploi.
- **RESPECT DES PERSONNES ET DES ENGAGEMENTS** : SONATRACH respecte ses employés, les traite avec dignité, leur fait confiance, leur témoigne de la reconnaissance, préserve leur santé, assure leur sécurité et les protège sur leur lieu de travail.
- **RECONNAISSANCE DES COMPETENCES ET DU MERITE** : SONATRACH instaure un climat de travail sain, serein, stimulant et favorable à l'épanouissement professionnel et au développement d'une culture d'entreprise fondée sur la reconnaissance des compétences et des efforts consentis par ses employés.
- **EXCELLENCE** : SONATRACH est engagée à faire évoluer son mode de management afin de libérer l'initiative, favoriser le partage, la délégation, l'esprit de responsabilité et rendre le processus de prise de décision plus flexible, à même d'engager l'Entreprise sur la voie de l'excellence.



Direction Générale

Djenane El Malik, Hydra, Alger – Algérie

Tél : +213 21 54 70 00 / **Fax :** +213 21 54 77 00

sonatrach@sonatrach.dz

www.sonatrach.com