

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Master

Présenté par

REBOUH Mohamed

Filière : Hydrocarbures et Chimie

Option : Economie des Hydrocarbures

ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DU STC GAZ NATUREL GR5

Devant le jury :

M^{me} TAHI Razika
M^{me} HADDAD Souhila
M^{me} FLICI Fatiha
M^{me} BOUKHANOUDA Zakia

Présidente
Examinatrice
Examinatrice
Encadrante

Année Universitaire : 2023/2024

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je remercie chaleureusement Madame Zakia BOUKHANOUDA, mon encadrante, pour son soutien inestimable, ses conseils avisés et sa patience tout au long de ce travail. Son expertise et son engagement ont été essentiels pour mener à bien cette recherche. Sa disponibilité constante et sa capacité à guider mes réflexions ont largement contribué à la qualité de ce mémoire.

Je remercie également tous les enseignants du département d'Économie des Hydrocarbures de l'Université pour leur enseignement, leur dévouement et leurs encouragements. Les cours et les discussions enrichissantes ont profondément nourri mon parcours académique et professionnel.

Ma reconnaissance s'étend également à mes collègues et amis pour leur soutien moral, leurs encouragements et leurs critiques constructives. Enfin, je voudrais exprimer ma gratitude à ma famille, dont l'amour et le soutien constant ont été une source inépuisable de motivation et de réconfort.

À tous, je vous dis un grand merci.

REBOUH Mohamed

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à ma famille, qui a été une source constante de soutien et d'inspiration tout au long de ce parcours.

À ma femme, pour son amour inconditionnel, sa patience et son soutien indéfectible. Ses encouragements et sa compréhension m'ont permis de surmonter les moments difficiles et de persévérer jusqu'au bout.

À mes enfants, pour leur joie de vivre et leur patience durant mes longues heures de travail.

Liste des abréviations

SONATRACH : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport et la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures

ALNAFT : Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures

TRC : Activité transport par canalisation

STC : Système de Activité transport par canalisation

CNDG : Centre national de dispatching de gaz

ENI : (Ente Nazionale Idrocarburi) société italienne d'hydrocarbures

GNL : Gaz naturel liquéfié

PIB : Produit intérieur brut

CAPEX : Dépenses d'exploration et de développement

OPEX : Dépenses d'exploitation

DDU : Delivery Duty Unpaid – Rendu sur site

MMBTU: Metric Million British Thermal Unit

HRM: Hassi R'mel

PK : Point kilométrique

SC : Station de compression

TC : Turbocompresseur

PMT : Plan à moyen terme

PLT : Plan à long terme

CREU : Coût de revient unitaire

VAN : La Valeur Actuelle Nette

HRM

Liste des tableaux

TABLEAU 2.1 : CAPACITE DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION.	37
TABLEAU 2.2 : LE RESEAU DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL PAR CANALISATION	41
TABLEAU 3.1 : RECAPITULATIF DE LA CONFIGURATION INITIALE DU TRACE STC GR5	59
TABLEAU 3.2 : QUANTITES PREVISIONNELLES ET DATES DE MISE EN SERVICE DES GISEMENTS DE GAZ DU SUD-OUEST.	62
TABLEAU 3.3 : CARACTERISTIQUES DU TRACE DU STC GR5.	63
TABLEAU 3.4 : COORDONNEES DES POINTS D'INJECTION DU TRACE DU STC GR5.	65
TABLEAU 3.5 : SPECIFICATIONS DE LA QUALITE DU GAZ SEC DES GISEMENTS SUD-OUEST.	66
TABLEAU 3.6 : COUTS D'INVESTISSEMENTS	67
TABLEAU 3.7 : METHODES DE CORRELATION POUR LE CALCUL DES PERTES DE CHARGE LINEAIRES	73

Liste des figures

FIGURE 1.1: GAZ NATUREL- RESERVES PROUVEES EN M³	16
FIGURE 2.1 : CARTE DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION	38
FIGURE 3.1 : CONFIGURATION INITIALE DU TRACE GR5	58
FIGURE 3.2 : CONFIGURATION ACTUALISEE DU TRACE GR5	60
FIGURE 3.3 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DES GISEMENTS DU SUD-OUEST ALGERIEN	61
FIGURE 3.4 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DES GISEMENTS DU SUD-OUEST ALGERIEN	62
FIGURE 3.5 : PROFIL ALTIMETRIQUE	68
FIGURE 3.6 : PROFILS PREVISIONELS DE GAZ DE VENTE DES GISEMENTS DU SUD-OUEST	69
FIGURE 3.7 : OFFRE PREVISIONNELLE DE GAZ NATUREL DE LA REGION SUD-OUEST	70
FIGURE 3.8 : CONFIGURATION TECHNIQUES DE L'ALTERNATIVE 1	78
FIGURE 3.9 : CONFIGURATION TECHNIQUES DE L'ALTERNATIVE 2	79
FIGURE 3.10 : CONFIGURATION TECHNIQUES DE L'ALTERNATIVE 2	80
FIGURE 3.11 : CONFIGURATION TECHNIQUES DE L'ALTERNATIVE 2	81
FIGURE 3.12 : CONFIGURATION TECHNIQUES DU PROJET D'EXPANSION DU STC GR5	93
FIGURE 3.13 : SCHEMA SYNOPTIQUE DE L'EXPANSION DU STC GR5	94

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE _____	1
<u>CHAPITRE I : CONTEXTE ET IMPORTANCE DU GAZ NATUREL EN ALGERIE</u>	
INTRODUCTION _____	4
1.1 HISTOIRE DE L'INDUSTRIE GAZIERE EN ALGERIE _____	5
1.1.1 DECOUVERTES INITIALES ET DEVELOPPEMENTS _____	5
1.1.1.1 PREMIERES COMPAGNIES PETROLIERES INTERNATIONALES _____	5
1.1.1.2 DECOUVERTES MAJEURES _____	6
1.1.1.3 IMPACT SUR LE SECTEUR DES HYDROCARBURES _____	6
1.1.2 LE ROLE DE L'ETAT ALGERIEN DANS LA NATIONALISATION DES RESSOURCES _____	7
1.1.2.1 IMPACT SUR LE SECTEUR DES HYDROCARBURES _____	7
1.1.2.2 LA CREATION DE SONATRACH ET SON ROLE DANS L'INDUSTRIE DU GAZ _____	8
1.1.3 EXPANSION ET MODERNISATION _____	10
1.1.3.1 OBJECTIFS DES INVESTISSEMENTS _____	10
1.1.3.2 IMPACT DES INVESTISSEMENTS _____	11
1.1.3.3 DEFIS ET LIMITATIONS _____	12
1.1.4 L'IMPACT DES POLITIQUES ENERGETIQUES NATIONALES ET INTERNATIONALES SUR LE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR. _____	12
1.1.4.1 POLITIQUES ENERGETIQUES NATIONALES _____	13
1.1.4.2 POLITIQUES ENERGETIQUES INTERNATIONALES _____	13
1.1.4.3 IMPACT DES POLITIQUES SUR LES INVESTISSEMENTS _____	14
1.2 ROLE DU GAZ NATUREL DANS L'ECONOMIE ALGERIENNE _____	15
1.2.1 RESERVES GAZIERES EN ALGERIE _____	15
1.2.2 PRODUCTION GAZIERES EN ALGERIE _____	17
1.2.3 LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL EN ALGERIE _____	17
1.2.4 CONTRIBUTION AU PIB _____	18
1.2.4.1 CONTRIBUTION DIRECTE AU PIB _____	18
1.2.4.2 CONTRIBUTION INDIRECTE AU PIB _____	18
1.2.4.3 IMPACT DES FLUCTUATIONS DES PRIX DU GAZ NATUREL _____	18
1.2.5 ROLE DU GAZ NATUREL DANS LES POLITIQUES ECONOMIQUES _____	19
1.2.5.1 PLANIFICATION ET STRATEGIE _____	19

1.2.5.2 REVENUS GENERES PAR L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL _____	20
1.2.6 EXPORTATIONS ET MARCHES INTERNATIONAUX _____	22
1.2.6.1 PARTENAIRES COMMERCIAUX EN EUROPE _____	22
1.2.6.2 PARTENAIRES COMMERCIAUX EN ASIE _____	23
1.2.6.3 PARTENAIRES COMMERCIAUX EN AMERIQUE DU NORD _____	23
1.3 PRINCIPAUX GISEMENTS DE GAZ NATUREL EN ALGERIE _____	24
1.3.1 HASSI R'MEL _____	24
1.3.2 IN SALAH _____	26
1.3.3 IN AMENAS _____	27
1.3.4 TIMIMOUN _____	29
1.3.5 DEVELOPPEMENT DES NOUVEAUX GISEMENTS _____	30
1.4 ACTEURS CLES ET REGLEMENTATION DANS L'INDUSTRIE DU GAZ NATUREL EN ALGERIE_	31
1.4.1 ACTEURS CLES _____	31
1.4.2 CADRE REGLEMENTAIRE _____	32
CONCLUSION _____	33

CHAPITRE II : INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT PAR CANALISATION

INTRODUCTION _____	35
2.1 DESCRIPTION DES PRINCIPALES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT PAR CANALISATION EN ALGERIE _____	36
2.1.1 PRINCIPALES COMPOSANTES DU RESEAU DE GAZODUCS _____	38
2.1.1.1 GAZODUCS NATIONAUX _____	38
2.1.1.2 GAZODUCS D'EXPORTATION _____	40
2.1.1.3 STATIONS DE COMPRESSION _____	41
2.1.1.4 INSTALLATIONS DE STOCKAGE _____	42
2.1.2 PROJETS D'EXPANSION ET DE MODERNISATION DES INFRASTRUCTURES GAZIERES ____	42
2.1.2.1 PROJETS DE CONSTRUCTION DE NOUVEAUX GAZODUCS _____	42
2.1.2.2 DEFIS ET OBSTACLES _____	43
2.1.2.3 IMPACTS ECONOMIQUES ET SOCIAUX _____	44
2.1.2.4 PERSPECTIVES D'AVENIR _____	44
2.2 ÉCONOMIE DU TRANSPORT PAR CANALISATION _____	44
2.2.1 COUTS ASSOCIES AUX PROJETS DE TRANSPORT PAR CANALISATION _____	44

2.2.1.1 COUT DES INVESTISSEMENTS (CAPEX)	45
2.2.1.2 COUT D'EXPLOITATION (OPEX)	46
2.2.1.3 IMPREVUS	47
2.2.2 ANALYSE DE RENTABILITE DES INFRASTRUCTURES ENERGETIQUES	47
2.2.2.1 VALEUR ACTUELLE NETTE (VAN)	47
2.2.2.2 LE TAUX INTERNE DE RENTABILITE (TIR)	48
2.2.2.3 DELAI DE RECUPERATION	48
2.2.2.4 INDICE DE PROFITABILITE (I.P)	48
2.2.2.5 LE COUT DE REVIENT UNITAIRE OU COUT MOYEN ACTUALISE (CREU)	49
2.2.2.6 ANALYSE DE SENSIBILITE	50
2.2.3 SOURCES DE FINANCEMENT	50
2.2.4 DEFIS ET OBSTACLES	50
2.2.4 S STRATEGIES D'ATTENUATION DES RISQUES	51
2.2.5 PERSPECTIVES D'AVENIR	52
CONCLUSION	52
CHAPITRE III : ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DU STC GR5	
INTRODUCTION	55
3.1 PRINCIPALES ETAPES DE L'ETUDE ECONOMIQUE D'UN GAZODUC	55
3.1.1 CALCUL LES COUTS DE LA CONFIGURATION TECHNIQUE SUGGERE	55
3.1.2 ECHEANCIER DES INVESTISSEMENTS	55
3.1.3 AMORTISSEMENT	56
3.1.4 ACTUALISATION	56
3.2 DESCRIPTION DU SYSTEME DE TRANSPORT PAR CANALISATION GR5	57
3.2.1 CONSISTANCE ACTUALISEE DU STC GR5	60
3.2.2 PLANNING DE MISE EN SERVICE DES GISEMENTS	61
3.2.3 PROFILS PREVISIONNELS DE GAZ DE VENTE DU SUD-OUEST	62
3.2.4 CARACTERISTIQUES DU STC GR5	63
3.2.5 COORDONNEES DES POINTS D'IIINJECTIONS	65
3.2.6 DONNEES DU FLUIDE	66
3.2.7 COUT DE LA NOUVELLE CONSISTANCE DU STC GR5	67
3.3 PRINCIPALES ETAPES DE L'ETUDE TECHNICO- ECONOMIQUE	71

3.3.1	CALCUL TECHNIQUE	71
3.3.2	ESTIMATION ECONOMIQUE	72
3.4	OUTIL DE MODELISATION ET DE SIMULATION	73
3.4.1	HYPOTHESES RETENUES ET RESULTATS	73
3.4.1.1	HYPOTHESES TECHNIQUES	73
3.4.1.2	RESULTATS DU CALCUL DES EPAISSEURS	75
3.4.1.3	RESULTATS DES SIMULATIONS HYDRAULIQUES	76
3.4.1.4	ALTERNATIVES TECHNIQUES DE CALCUL	77
3.4.1.2	HYPOTHESES ECONOMIQUES	82
3.4.1.2.1	EVALUATION DES COUTS D'INVESTISSEMENTS - CAPEX –	82
3.4.1.2.2	EVALUATION DES CHARGES D'EXPLOITATION – OPEX –	83
3.4.2	RESULTATS ECONOMIQUES	85
3.4.2.1	ALTERNATIVE 1	85
3.4.2.2	ALTERNATIVE 2	86
3.4.2.3	ALTERNATIVE 3	87
3.4.2.4	ALTERNATIVE 4	88
3.4.3	ANALYSE ET RECOMMANDATIONS	89
3.5	PROJET D'EXPANSION DU STC GR5	92
3.5.1	CONSISTANCE GLOBALE DE L'EXPANSION DU STC GR5	92
3.5.2	ESTIMATION ECONOMIQUE	88
	CONCLUSION	90
	CONCLUSION GENERALE	92
	BIBLIOGRAPHIE	95

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

L'Algérie connaît actuellement une période de croissance économique impressionnante dans le secteur du gaz naturel. La production totale de gaz naturel de l'Algérie est passée de 127 milliards m³ en 2019 à plus de 136 milliards m³ à fin 2023, soit une hausse annuelle moyenne de 2% sur la période, à la faveur de la mise en production de nouveaux gisements.¹

Cette hausse de la production est d'autant plus notable qu'elle survient dans un contexte économique international marqué par l'incertitude, la volatilité des prix de l'énergie et les perturbations des chaînes d'approvisionnement mondiales. Malgré ces défis, l'Algérie a réussi à augmenter sa production de gaz naturel de manière significative.

La stratégie de développement du gaz naturel en Algérie représente un enjeu majeur pour l'économie du pays, en tant que principal producteur et exportateur de ce combustible sur le continent africain.

Dans ce cadre, l'Algérie a entrepris des investissements massifs dans l'expansion et la modernisation de ses infrastructures gazières, notamment avec des projets tels que le gazoduc GR5. Ces initiatives visent non seulement à répondre à la demande intérieure croissante mais aussi à renforcer la position de l'Algérie comme fournisseur fiable de gaz naturel pour l'Europe et d'autres régions du monde.

Le gazoduc GR5, conçu pour transporter le gaz naturel depuis les gisements du sud-ouest de l'Algérie jusqu'à Hassi R'Mel, s'inscrit dans une stratégie plus large d'expansion et de modernisation des infrastructures gazières du pays. Ce projet est crucial pour répondre à la demande croissante de gaz, tant sur le marché intérieur qu'international, et pour renforcer la position de l'Algérie en tant que fournisseur majeur de gaz naturel.

L'étude technico-économique du GR5 est essentielle pour comprendre les multiples dimensions de ce projet. D'un point de vue technique, il s'agit d'examiner les technologies utilisées, les défis de construction et de maintenance, ainsi que les innovations mises en place

¹ Ministère de l'Énergie et des Mines. Bilan énergétique national, Edition 2023, Algérie

pour assurer l'efficacité et la sécurité du transport de gaz. Du point de vue économique, l'analyse portera sur les coûts de construction et d'exploitation, les sources de financement, les modèles économiques utilisés et les impacts financiers attendus sur l'économie nationale.

Cette étude vise à répondre à la problématique suivante :

Comment le système de transport par canalisation GR5 peut-il être optimisé en termes de configuration technique et économique pour maximiser l'efficacité du transport de gaz naturel tout en minimisant les coûts et en assurant une rentabilité durable pour l'Algérie ?

Pour répondre à cette problématique, nous avons formulé plusieurs questions secondaires et hypothèses :

Questions secondaires :

- Quelles configurations de profils de pression sont les plus efficaces pour le GR5 en termes de gestion du débit et de la pression le long du gazoduc ?
- Quel est le nombre optimal de stations de compression nécessaires pour le GR5 et quels seraient leurs emplacements idéaux pour maximiser l'efficacité opérationnelle ?
- Quels sont les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance associés à chaque variante de configuration du GR5 ?
- Comment le critère de coût de revient économique unitaire peut-il être utilisé pour comparer les différentes variantes et déterminer la solution la plus rentable ?
- Quelle sera la contribution de l'expansion du GR5 au développement économique national et à la position de l'Algérie sur le marché mondial du gaz naturel ?

Hypothèses :

- Les configurations de profils de pression optimisées permettront une gestion plus efficace du débit et de la pression du gaz le long du pipeline, réduisant ainsi les pertes énergétiques et augmentant la capacité de transport.
- Un nombre optimal de stations de compression, stratégiquement situées, maximisera l'efficacité opérationnelle en minimisant les coûts énergétiques et en assurant une pression constante tout au long du pipeline.

- Les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance varieront considérablement entre les différentes configurations, influençant directement la rentabilité de chaque variante.
- Le critère de coût de revient économique unitaire permettra de comparer de manière objective les différentes configurations et de choisir celle qui offre le meilleur rapport coût-efficacité.
- L'expansion du GR5, si elle est réalisée avec une configuration optimale, assurera une rentabilité à long terme grâce à une réduction des coûts opérationnels et à une augmentation de la capacité de transport.

Pour répondre à ces interrogations, cette étude s'appuie sur des données techniques détaillées, des analyses économiques et des évaluations des politiques énergétiques en vigueur.

L'objectif est d'examiner les différentes alternatives d'évacuation des quantités additionnelles issues des profils de moyen et long terme, d'en retenir la solution optimale et de présenter la consistance du projet d'expansion pour prendre en charge la production des gisements du sud-ouest (Akabli, Tidikelt sud, et Hassi Mouina).

Premièrement, la présente étude examinera le contexte et l'importance du gaz naturel pour l'économie algérienne, en soulignant son rôle crucial dans le développement économique du pays et sa position stratégique sur le marché énergétique mondial.

Deuxièmement, cette étude se penchera sur les infrastructures de transport du gaz naturel en Algérie, en mettant l'accent sur leur importance stratégique, leur développement historique, et les projets d'expansion actuels et futurs.

Enfin, ce travail se concentre sur l'étude technico-économique de l'expansion du système de transport de gazoduc (STC) GR5 qui représente un projet stratégique pour améliorer la capacité de transport du gaz naturel depuis les nouveaux gisements vers les centres de consommation et les points d'exportation, en examinant les aspects techniques, économiques et stratégiques du projet.

CHAPITRE 1
CONTEXTE ET IMPORTANCE DU GAZ
NATUREL EN ALGERIE

Introduction

L'Algérie, riche en ressources naturelles, se distingue particulièrement par ses vastes réserves de gaz naturel. Depuis plusieurs décennies, cette ressource joue un rôle pivot dans l'économie du pays et dans son influence sur la scène énergétique mondiale. Le gaz naturel n'est pas seulement une source essentielle d'énergie domestique, mais il constitue également un moteur économique majeur grâce à ses exportations significatives vers les marchés internationaux, notamment en Europe.

Ce chapitre vise à explorer en profondeur le contexte et l'importance du gaz naturel en Algérie. Pour cela, nous commencerons par retracer l'évolution historique de l'industrie gazière algérienne, en mettant en lumière les étapes clés qui ont conduit à son développement actuel. Nous examinerons ensuite l'importance économique du gaz naturel, en analysant ses contributions aux finances publiques, au budget de l'État et à la croissance économique.

Par ailleurs, nous aborderons la dimension géopolitique du gaz naturel, en soulignant le rôle stratégique de l'Algérie en tant que fournisseur de gaz naturel sur la scène internationale. Les relations énergétiques avec les pays voisins et les partenariats internationaux seront également discutés, mettant en évidence l'importance de la coopération régionale pour la sécurité énergétique.

Enfin, ce chapitre identifiera les principaux défis auxquels le secteur gazier algérien est confronté, ainsi que les opportunités potentielles pour son avenir. Les enjeux liés à la modernisation des infrastructures, à la sécurité, à la gestion environnementale et à l'innovation technologique seront analysés pour comprendre comment l'Algérie peut maximiser les bénéfices de ses ressources naturelles tout en assurant un développement durable.

En somme, ce chapitre fournira une compréhension globale du rôle crucial du gaz naturel dans le contexte économique et énergétique de l'Algérie, tout en posant les bases pour les discussions approfondies des chapitres suivants.

1.1 Histoire de l'industrie gazière en Algérie

1.1.1 Découvertes initiales et développements

L'histoire de l'industrie gazière en Algérie remonte aux années 1950, avec la découverte des premiers gisements de gaz naturel dans le Sahara algérien. Les découvertes majeures incluent les champs de Hassi R'Mel, découvert en 1956, qui est le plus grand gisement de gaz naturel en Algérie et l'un des plus importants au monde.

Dans les années qui ont suivi l'indépendance de l'Algérie en 1962, le gouvernement algérien a cherché à développer son secteur pétrolier et gazier pour stimuler l'économie nationale. Pour atteindre cet objectif, il a ouvert le secteur aux investissements étrangers, permettant ainsi à des compagnies pétrolières internationales d'explorer et de développer les ressources pétrolières et gazières du pays.¹

1.1.1.1 Premières compagnies pétrolières internationales

- Sonatrach
 - Création : Sonatrach, la compagnie nationale algérienne des hydrocarbures, a été créée en 1963 pour gérer les ressources pétrolières et gazières du pays.
 - Partenariats Internationaux : Sonatrach a rapidement établi des partenariats avec des compagnies pétrolières internationales pour explorer et développer les ressources du pays.
- Compagnies Étrangères
 - BP (British Petroleum) : a été l'une des premières compagnies étrangères à investir en Algérie. Elle a signé des accords d'exploration avec Sonatrach dans les années 1960.
 - Total : a également été un acteur majeur dans les premières explorations pétrolières en Algérie, participant à la découverte de plusieurs gisements importants.
 - ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) : La compagnie italienne ENI a été impliquée dans des projets d'exploration et de développement en Algérie depuis les premières années de l'indépendance.

¹ MALTI Hocine « Histoire secrète du pétrole algérien » ; Editions la Découverte-Paris ; 2012.

1.1.1.2 Découvertes Majeures

- **Gisement de Hassi Messaoud**

- Découverte : Le gisement de Hassi Messaoud, l'un des plus importants d'Algérie, a été découvert en 1956 par la Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (SNPA), une compagnie française.
- Impact : Cette découverte a ouvert la voie au développement de l'industrie pétrolière en Algérie et a contribué à la croissance économique du pays.

- **Gisement de Hassi R'Mel**

- Découverte : Le gisement de Hassi R'Mel, le plus grand champ gazier d'Algérie, a été découvert en 1956 par la Compagnie Française des Pétroles (CFP).
- Signification : Cette découverte a établi l'Algérie comme un acteur majeur sur le marché mondial du gaz naturel et a contribué à diversifier les exportations du pays.

1.1.1.3 Impact sur le Secteur des Hydrocarbures

- **Développement du Secteur**

- Exploitation des Ressources : Les explorations menées par des compagnies internationales ont permis de découvrir et d'exploiter de vastes réserves de pétrole et de gaz naturel en Algérie.
- Infrastructure : Ces découvertes ont conduit à la construction d'infrastructures essentielles telles que des pipelines, des terminaux de stockage et des usines de traitement.

- **Croissance Économique**

- Revenus : Les exportations de pétrole et de gaz naturel ont généré d'importants revenus pour l'Algérie, contribuant à la croissance économique et au développement du pays.
- Emplois : Le développement du secteur pétrolier a créé des emplois tant dans les zones urbaines que rurales, stimulant ainsi l'emploi et la main-d'œuvre qualifiée.

1.1.2 Le rôle de l'état algérien dans la nationalisation des ressources

La nationalisation des ressources pétrolières et gazières en 1971 a été un tournant majeur dans l'histoire de l'Algérie post-indépendance. Cela a marqué un changement radical dans la gestion et le contrôle des richesses naturelles du pays, mettant fin à l'exploitation étrangère des ressources et donnant à l'État algérien un contrôle total sur son secteur des hydrocarbures. ¹

1.1.2.1 Impact sur le secteur des hydrocarbures

Dans les années qui ont suivi l'indépendance de l'Algérie en 1962, le gouvernement algérien a entrepris une série de réformes économiques visant à renforcer la souveraineté nationale et à promouvoir le développement économique du pays. Parmi ces réformes, la nationalisation des ressources naturelles, notamment du pétrole et du gaz, a été une priorité clé.

- **Motivations de la nationalisation**

- La nationalisation visait à mettre fin à la domination étrangère sur les ressources naturelles de l'Algérie et à garantir que le pays puisse contrôler et exploiter ses propres richesses.
- La nationalisation était également une déclaration politique de l'indépendance et de la souveraineté de l'Algérie, affirmant le droit du pays à disposer de ses ressources de manière autonome.
- La nationalisation était également motivée par des considérations sociales, visant à redistribuer les revenus tirés des ressources naturelles pour financer des programmes sociaux et de développement économique.
- En contrôlant directement les revenus pétroliers et gaziers, le gouvernement espérait réduire les inégalités économiques et promouvoir une croissance plus inclusive.

¹ KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires européennes ; 2022.

- **Processus de nationalisation**

En 1971, le gouvernement algérien a adopté une loi de nationalisation qui transférait la propriété et le contrôle des ressources pétrolières et gazières du pays à l'État.

Des décrets ont été émis pour mettre en œuvre cette loi, précisant les modalités de transfert de propriété et les conditions d'exploitation des ressources.

Les compagnies pétrolières étrangères opérant en Algérie ont été invitées à renégocier leurs contrats d'exploitation pour se conformer à la nouvelle législation.

En échange de la nationalisation, les compagnies étrangères ont été indemnisées pour la valeur de leurs actifs et leurs investissements en Algérie.

- **Conséquences de la nationalisation**

- La nationalisation a conduit à un renforcement du contrôle de l'État sur le secteur des hydrocarbures, avec Sonatrach devenant l'acteur principal de l'industrie.
- L'État a utilisé son contrôle sur les ressources naturelles pour orienter le développement économique du pays selon ses propres priorités.
- Les compagnies étrangères ont dû accepter des conditions plus strictes pour opérer en Algérie, y compris des quotas de production et des exigences de transfert de technologie.
- Malgré ces restrictions, de nombreuses compagnies étrangères sont restées actives en Algérie, formant des partenariats avec Sonatrach pour développer de nouveaux projets.¹

1.1.2.2 La création de Sonatrach et son rôle dans l'industrie du gaz

Dans les années qui ont suivi l'indépendance de l'Algérie en 1962, le gouvernement algérien a entrepris une série de réformes visant à reprendre le contrôle des ressources naturelles du pays et à promouvoir son développement économique. La création de Sonatrach en 1963 qui a repris les activités des compagnies étrangères nationalisées en regroupant leurs actifs, ce qui lui a donné un vaste portefeuille d'actifs et de droits d'exploration s'inscrivait dans ce contexte de volonté de souveraineté économique et politique.

¹ KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires européennes ; 2022.

- **Mission**

Sonatrach a été chargée de gérer toutes les activités liées aux hydrocarbures en Algérie, de l'exploration à la production en passant par la commercialisation.

En plus de ses activités commerciales, Sonatrach avait pour mission de promouvoir le développement économique et social du pays en utilisant ses revenus pour financer des projets d'infrastructures et de développement.

- **Évolution de Sonatrach**

Au fil des années, Sonatrach a acquis de nouvelles concessions et a étendu ses opérations à travers le pays, devenant le principal acteur de l'industrie pétrolière et gazière.

Sonatrach a également diversifié ses activités en investissant dans des domaines tels que le raffinage, la distribution et le transport et dans la recherche et le développement de nouvelles technologies pour améliorer l'efficacité de ses opérations et exploiter de manière plus efficace les ressources du pays, renforçant ainsi sa position dans toute la chaîne de valeur.

La société a également modernisé ses infrastructures, y compris ses installations de production, de traitement et de transport, pour répondre aux normes internationales et assurer la durabilité à long terme de ses activités.

- **Rôle central dans l'industrie**

Sonatrach est devenu le principal producteur de pétrole et de gaz en Algérie, fournissant la majorité des ressources énergétiques du pays et un important exportateur de pétrole et de gaz, fournissant des marchés internationaux à travers des contrats commerciaux et des partenariats.

La société a établi des partenariats stratégiques avec des compagnies pétrolières et gazières internationales, renforçant ainsi sa position sur la scène mondiale.¹

¹ Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).

1.1.3 Expansion et modernisation

Les années 1970 et 1980 ont été une période de transformation majeure pour l'Algérie, marquée par la nationalisation de ses ressources pétrolières et gazières. Cette décision a donné à l'État un contrôle total sur l'industrie des hydrocarbures et a ouvert la voie à des investissements massifs dans les infrastructures de production et de transport du gaz naturel.¹

1.1.3.1 Objectifs des investissements

- Les investissements visaient à développer de nouvelles capacités de production pour exploiter pleinement les vastes réserves de gaz naturel de l'Algérie.
- Des fonds importants ont été alloués à la modernisation des installations existantes pour accroître leur efficacité et leur durabilité.
- Des réseaux de gazoducs ont été construits pour transporter le gaz naturel des champs de production vers les centres de traitement et les marchés nationaux et internationaux.
- Des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) ont été établis pour permettre l'exportation du gaz naturel vers les marchés éloignés.
- **Investissements dans les infrastructures de production**
- De nouveaux champs gaziers ont été découverts et développés dans différentes régions du pays, notamment à Hassi R'Mel, In Salah et In Amenas.
- Des usines de traitement ont été construites pour purifier et préparer le gaz naturel avant sa distribution.
- Les capacités de production ont été considérablement étendues pour répondre à la demande croissante du marché national et international.

L'Algérie a cherché à développer une capacité de production intégrée, couvrant toutes les étapes de la chaîne de valeur du gaz naturel, de l'extraction à la distribution.

¹ KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires européennes ; 2022.

- **Investissements dans les infrastructures de transport**

- Un vaste réseau de gazoducs a été construit à travers le pays pour relier les champs de production aux centres de traitement et aux principaux centres de consommation.
- Des gazoducs ont également été construits pour permettre l'exportation du gaz naturel vers les pays voisins et les marchés internationaux.
- Des terminaux de GNL ont été construits sur la côte pour permettre l'exportation du gaz naturel liquéfié vers des destinations internationales.

Ces installations ont été modernisées et étendues pour augmenter leur capacité de liquéfaction et répondre à la demande croissante.¹

1.1.3.2 Impact des investissements

- **Croissance économique**

- Les investissements massifs ont généré des emplois dans le secteur de la construction et de l'exploitation, contribuant ainsi à réduire le chômage et à stimuler la croissance économique.
- L'exportation croissante de gaz naturel a généré des revenus substantiels en devises étrangères, renforçant la position financière de l'Algérie sur le marché mondial.

- **Développement régional**

- Les investissements ont également contribué au développement des infrastructures locales dans les régions où se trouvent les champs de gaz naturel, améliorant ainsi les conditions de vie des populations locales.
- La croissance du secteur gazier a encouragé la diversification de l'économie algérienne, en stimulant d'autres secteurs tels que la construction, les services et la logistique.

¹ A. ROJEY, B. DURAND, C. JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS ; « Le gaz naturel : production, traitement, transport » ; Editions Technip - Paris ; 1994.

1.1.3.3 Défis et limitations

- Le financement de projets d'infrastructure de grande envergure reste un défi. Bien que les partenariats internationaux et les prêts des institutions financières internationales aient aidé, l'accès constant aux fonds nécessaires est crucial.
- La sécurité des installations et des infrastructures est un défi majeur, surtout dans un contexte géopolitique parfois instable. Les risques d'attaques terroristes ou de sabotages nécessitent des mesures de sécurité robustes.
- La gestion inefficace des ressources et la corruption ont entravé la pleine réalisation du potentiel des investissements, entraînant parfois des retards et des dépassements de coûts.
- La forte dépendance de l'économie algérienne aux hydrocarbures a rendu le pays vulnérable aux fluctuations des prix du pétrole et du gaz sur le marché mondial.
- L'impact environnemental des infrastructures gazières doit être géré, avec une attention particulière à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la gestion des ressources naturelles de manière durable.¹

Les réformes économiques des années 1990 et l'ouverture partielle du secteur des hydrocarbures aux investissements étrangers ont joué un rôle crucial dans la transformation de l'économie algérienne. Elles ont permis d'augmenter la production de gaz naturel, de diversifier les marchés d'exportation et de stabiliser l'économie. Cependant, des défis subsistent, notamment la dépendance aux hydrocarbures et la nécessité de poursuivre les réformes pour créer un environnement plus favorable aux investissements et à la diversification économique. En capitalisant sur les opportunités offertes par les nouvelles technologies et les marchés émergents, l'Algérie peut continuer à développer son secteur gazier tout en assurant une croissance économique durable et équilibrée.

1.1.4 L'impact des politiques énergétiques nationales et internationales sur le développement du secteur.

Les politiques énergétiques nationales et internationales jouent un rôle crucial dans le développement du secteur gazier algérien. En créant un cadre réglementaire favorable, en attirant des investissements et en adoptant des technologies avancées, l'Algérie peut

¹ KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires européennes; 2022.

maximiser les bénéfices économiques de ses ressources en gaz naturel tout en répondant aux défis environnementaux et économiques. La diversification des marchés et l'engagement envers la transition énergétique sont essentiels pour assurer une croissance durable et équilibrée.¹

1.1.4.1 Politiques énergétiques nationales

Le gouvernement algérien a mis en place plusieurs plans stratégiques pour le développement du secteur gazier, incluant des objectifs de production, des investissements en infrastructure et des projets de diversification énergétique. Elle offre diverses incitations fiscales pour encourager les investissements dans le secteur gazier, y compris des exonérations fiscales et des réductions de taxes pour les nouvelles explorations.

Les initiatives pour intégrer davantage de sources d'énergie renouvelables et pour utiliser le gaz naturel comme carburant de transition sont au centre des politiques énergétiques nationales.

Des fonds sont alloués pour la recherche et le développement dans les technologies de l'extraction et de la production de gaz naturel, visant à améliorer l'efficacité et la durabilité.

Le cadre légal en Algérie est déterminant pour les opérations dans le secteur gazier. La loi sur les hydrocarbures de 2019 vise à attirer plus d'investissements étrangers en offrant des conditions fiscales plus attractives et une plus grande flexibilité contractuelle.

1.1.4.2 Politiques énergétiques internationales

L'Algérie est signataire de plusieurs accords internationaux visant à stabiliser et réguler les marchés de l'énergie, tels que les accords de l'OPEP et les accords bilatéraux avec les principaux importateurs de gaz.

Les politiques internationales, telles que les accords de Paris sur le climat, influencent la manière dont l'Algérie doit gérer ses émissions et améliorer la durabilité de sa production de gaz.

¹ KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires européennes ; 2022.

Les prix internationaux du gaz naturel sont influencés par des politiques énergétiques globales, impactant directement les revenus de l'Algérie. Des politiques de stabilisation et des stratégies de gestion des prix sont cruciales.

La concurrence sur les marchés mondiaux du gaz naturel, notamment avec des pays comme les États-Unis (producteurs de gaz de schiste) et la Russie, influence les politiques d'exportation et les stratégies de marché de l'Algérie.

1.1.4.3 Impact des politiques sur les investissements

- Les politiques visant à créer un environnement favorable pour les investisseurs étrangers ont conduit à une augmentation des investissements dans l'exploration et la production de gaz.
- Des partenariats avec des compagnies pétrolières internationales, telles que BP, Total et Eni, ont été renforcés grâce à des politiques incitatives, apportant des technologies et des compétences cruciales.
- Les politiques de soutien aux infrastructures, telles que la construction de nouveaux gazoducs et de terminaux de liquéfaction, sont essentielles pour améliorer les capacités d'exportation et de distribution.
- Des investissements sont également dirigés vers la modernisation des infrastructures existantes pour améliorer l'efficacité et la sécurité des opérations.
- Les politiques visant à améliorer l'accès à l'énergie domestique ont conduit à une utilisation accrue du gaz naturel pour la production d'électricité et le chauffage, stimulant le marché intérieur.
- La réglementation des prix du gaz naturel sur le marché intérieur est influencée par des politiques visant à équilibrer l'abordabilité pour les consommateurs et la rentabilité pour les producteurs.
- Les politiques internationales ont encouragé l'Algérie à diversifier ses marchés d'exportation au-delà de l'Europe, vers des régions telles que l'Asie et l'Amérique latine.
- Les politiques énergétiques influencent également les stratégies de marketing et de vente, notamment l'augmentation de la part des ventes sur le marché spot et la négociation de contrats à long terme plus favorables.
- Les politiques de soutien à l'innovation ont conduit à l'adoption de technologies avancées dans l'exploration et la production de gaz, telles que le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

- Les politiques environnementales internationales poussent l'Algérie à adopter des pratiques de production plus durables, notamment la réduction des émissions de méthane et la gestion des déchets.
- L'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national, encouragée par des politiques nationales, contribue à la transition énergétique et à la réduction de la dépendance aux hydrocarbures.¹

1.2 Rôle du gaz naturel dans l'économie algérienne

Le gaz naturel joue un rôle crucial dans l'économie algérienne, contribuant de manière significative au PIB par le biais de la production, de l'exportation et de l'utilisation interne. Les initiatives pour maximiser cette contribution comprennent le développement industriel, les investissements en infrastructures, les réformes économiques et l'adoption de technologies avancées. Bien que les fluctuations des prix du gaz et les défis environnementaux posent des risques, les perspectives de croissance restent positives avec des stratégies de diversification et d'innovation appropriées. En maximisant les avantages du gaz naturel tout en diversifiant l'économie, l'Algérie peut assurer une croissance économique durable et équilibrée.²

1.2.1 Réserves gazières en Algérie

En Algérie, les hydrocarbures occupent une place très importante dans le développement économique du pays. Les réserves de gaz naturel en Algérie ont été estimées à environ 4,5 trillions de m³ en 2022, les dixièmes plus grandes réserves de gaz naturel dans le monde et la deuxième position en Afrique après le Nigeria (environ 30% de réserves de gaz prouvées de l'ensemble du continent africain). Près de 3000 milliards de m³ de réserves ont été découvertes dans le sous-sol algérien qui reste encore largement inexploré. Cette réserve représente 57% des réserves totales en hydrocarbures du pays. Cette richesse qui confère à l'Algérie une dimension gazière d'envergure internationale, à savoir, la première place gazière en Méditerranée, deuxième et troisième exportateur de GNL et de gaz naturel, respectivement, elle possède près des trois quarts de la production gazière de l'Afrique et 3.2% du total des réserves mondiales. Le gaz naturel algérien est

¹ MASSERON, Jean; «L'économie des hydrocarbures» ; Editions Technip - Paris ; 1991.

² KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires européennes ; 2022.

produit au sud du pays dans des gisements de renommée internationale tels que Tin Fouye, Adrar, In Salah, et Hassi-R'mel, qui est le plus grand à l'échelle nationale.¹

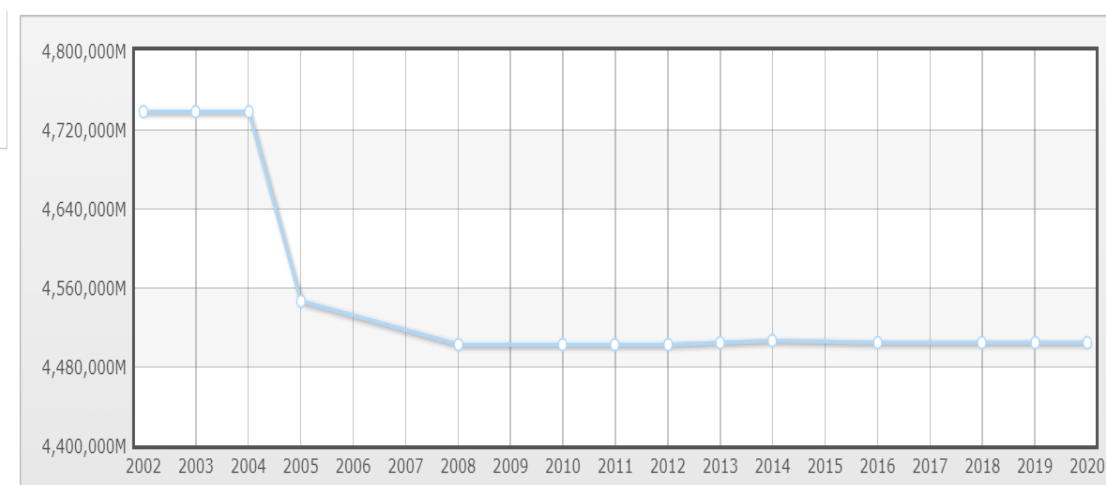


Figure 1.1: Gaz naturel- réserves prouvées en m³

Source: BP Statistical Review of World Energy 2020

On constate que les réserves de gaz naturel ont beaucoup progressé depuis 1960 jusqu'à 2004 (l'année du pic), selon des taux d'évolution différents. Cette augmentation est due principalement à deux éléments.

Le premier se résume aux découvertes enregistrées suite à l'intensification des efforts de recherche et exploration particulièrement après l'adoption de la loi sur les hydrocarbures 86-14 en 1986, qui porte sur le partage de la production, ce qui a attiré beaucoup d'investisseurs, et aussi suite à l'adoption de l'ordonnance 91-21 en 1991 qui porte principalement sur l'industrie gazière.

Le deuxième élément est relatif aux réévaluations faites régulièrement aux gisements déjà découverts et en exploitation.

Parallèlement, le ratio R/P (Réserves/Production) est passé de 65,9 ans en 1990 pour se situer dans une fourchette de 53-57 ans entre 2000 et 2020. Cela est dû principalement à l'augmentation de la production à un rythme plus élevé que celui des réserves en dernière décennie. Cependant, les petites fluctuations constatées durant cette décennie, sont expliquées par l'instabilité du rythme de production gazière.²

¹ Rystad Energy. Algeria Gas Production Analysis, Edition 2022

² Rystad Energy. Algeria Gas Production Analysis, Edition 2022

En outre, selon des projections établies par l'APICORP (Arab Petroleum Investments Corporation, 2018), les réserves gazières sont très sensibles au prix de gaz sur le marché. En effet, à un prix de 10- 11 \$/MBTU, la durée de vie des réserves gazières est située entre 25-30 ans, à un prix de 6-7\$/MBTU, elle pourrait se situer entre 15-16 ans, alors qu'à un prix de 4-5\$/MBTU elle devient 10-12 ans.

Le taux moyen de renouvellement des réserves s'est situé entre 40 à 50% durant ces dix dernières années. Même s'il existe encore des possibilités de découvertes, la situation du domaine minier inégalement exploré fait qu'elles ne peuvent être que coûteuses avec des tailles moyennes sinon de plus en plus petites. En effet, dans un contexte d'une augmentation continue de la production, l'Algérie peut se retrouver face à une problématique sérieuse en termes de rapport gisement à développer/ gisement à découvrir.

1.2.2 Production gazières en Algérie

La production de gaz naturel ayant commencé dès 1960, juste après la découverte du gisement d'Hassi R'Mel en 1956.

La production brute de gaz naturel a ainsi commencé à un rythme extrêmement modeste, 0,2 Gm³ en 1960. Depuis, sa progression s'avère remarquable (+7,7% par année) afin de répondre d'une part aux besoins économiques du pays en matière de devises, et d'autre part à la consommation locale.

En termes de production, la quantité de gaz naturel produite avoisine 136 milliards m³ en 2023, contre 132,7 milliards m³ en 2022 et 105 milliards m³ en 2021, dont plus de 56 milliards m³ destiné à l'exportation, générant des revenus de l'ordre de 50 milliards de dollars. ¹

1.2.3 La consommation du gaz naturel en Algérie

En 2022, l'Algérie a consommé 44,3 Gm³ de gaz naturel, soit une progression de 47 % depuis 2012. Elle se classe au 21^e rang mondial avec 1,1 % de la consommation mondiale. Sa consommation absorbe 45 % de sa production.

La consommation intérieure de gaz naturel en 2019 est consacrée pour 41,5 % à la production d'électricité, pour 8 % aux besoins propres de l'industrie énergétique, pour

¹ Ministère de l'Energie et des Mines. Bilan énergétique national, Edition 2023, Algérie

10,4 % aux usages non énergétiques (chimie) et pour 38,8 % à la consommation finale énergétique (secteur résidentiel ; 23,2 %, industrie : 11,2 %).¹

1.2.4 Contribution au PIB

1.2.4.1 Contribution directe au PIB

Le gaz naturel représente environ 19 % de la croissance du PIB de l'Algérie et constitue 93 % de ses exportations totales, faisant de l'Algérie l'une des plus importantes sources d'approvisionnement en gaz au monde et le 1^{er} exportateur de GNL en Afrique.

Les exportations de gaz naturel, notamment vers l'Europe via des gazoducs et sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL), constituent une source majeure de devises pour l'Algérie avec 34,9 milliards de mètres cubes en 2023.²

1.2.4.2 Contribution indirecte au PIB

Le secteur gazier crée des emplois directs dans l'extraction, la production et le transport de gaz, ainsi que des emplois indirects dans des secteurs connexes tels que la construction et les services.

Les investissements dans les infrastructures gazières stimulent d'autres secteurs économiques, tels que la construction et les services publics, générant des effets multiplicateurs sur l'économie nationale.

Le gaz naturel est une matière première clé pour l'industrie pétrochimique, qui produit des produits chimiques, des plastiques et des engrais, contribuant à la diversification industrielle et augmentant la valeur ajoutée économique.

L'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité améliore l'efficacité énergétique et réduit les coûts, stimulant ainsi le développement économique et industriel.

1.2.4.3 Impact des fluctuations des prix du gaz naturel

Les revenus tirés du gaz naturel sont sensibles aux fluctuations des prix internationaux. Les baisses des prix du gaz peuvent réduire les recettes fiscales et les revenus d'exportation, impactant ainsi le PIB.

¹ Ministère de l'Énergie et des Mines. Bilan énergétique national, Edition 2022, Algérie

² Banque mondiale. Rapport de suivi de la situation économique en Algérie, Edition Automne 2023

Les fluctuations des prix du gaz naturel peuvent entraîner des cycles de croissance et de récession économique, influençant directement le PIB. Une gestion prudente des revenus et des investissements est essentielle pour stabiliser l'économie.

Pour atténuer les impacts des fluctuations des prix, l'Algérie peut diversifier ses marchés d'exportation, investir dans des infrastructures de stockage, et développer des contrats à long terme avec des acheteurs internationaux.

1.2.5 Rôle du gaz naturel dans les politiques économiques

1.2.5.1 Planification et stratégie

Le gouvernement algérien a mis en place des plans de développement énergétique qui mettent l'accent sur l'utilisation optimale du gaz naturel pour stimuler la croissance économique et diversifier l'économie.

Les réformes économiques visant à améliorer l'efficacité et la transparence du secteur gazier contribuent à maximiser la valeur ajoutée économique et à renforcer la contribution du gaz naturel au PIB.

- **Investissements et partenariats**

- L'Algérie cherche à attirer des investissements étrangers dans le secteur gazier par le biais de partenariats et de collaborations internationales, renforçant ainsi la capacité de production et la technologie.
- Les projets de développement, tels que les nouvelles installations de liquéfaction de gaz et les extensions des réseaux de pipelines, augmentent la capacité de production et d'exportation, contribuant ainsi au PIB.

- **Perspectives futures**

- Les découvertes de nouveaux gisements de gaz naturel peuvent augmenter les réserves disponibles et la production future, soutenant ainsi une croissance continue du PIB.
- L'adoption de technologies avancées pour l'extraction, la production et la distribution de gaz naturel peut améliorer l'efficacité et réduire les coûts, augmentant la contribution économique.
- La gestion des impacts environnementaux et la transition vers des énergies plus propres sont des défis pour le secteur gazier. Les investissements dans les technologies propres et les projets de réduction des émissions de carbone sont essentiels.
- Utiliser les revenus du gaz naturel pour diversifier l'économie algérienne, en investissant dans d'autres secteurs tels que l'agriculture, le tourisme et les technologies

de l'information, est une opportunité stratégique pour réduire la dépendance économique.¹

1.2.5.2 Revenus générés par l'exportation de gaz naturel

Les revenus générés par l'exportation de gaz naturel sont essentiels pour les finances publiques de l'Algérie, soutenant le budget de l'État, les investissements en infrastructures et les programmes sociaux. Bien que les fluctuations des prix mondiaux et la dépendance économique posent des défis, des stratégies de diversification économique et d'innovation technologique offrent des opportunités pour une croissance économique durable. En maximisant les avantages des exportations de gaz naturel tout en diversifiant son économie, l'Algérie peut assurer une stabilité financière à long terme et un développement économique équilibré.

- **Structure des revenus d'exportation de gaz naturel**

- Principaux marchés d'exportation

L'Europe est le principal marché pour le gaz naturel algérien, avec des pays comme l'Espagne, l'Italie et la France étant les principaux importateurs. Le gaz est transporté principalement via des gazoducs tels que Medgaz et Transmed, ainsi que sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL).

L'Algérie cherche également à diversifier ses marchés en explorant des opportunités en Asie et en Amérique latine, où la demande de gaz naturel est en croissance.

- Types de contrats et prix

Une grande partie du gaz naturel algérien est vendue via des contrats à long terme, offrant une certaine stabilité des revenus grâce à des prix contractuels relativement fixes.

Une part croissante du gaz est vendue sur le marché spot, où les prix peuvent être plus volatils mais offrent la possibilité de capter des prix plus élevés en période de forte demande.²

¹ Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT). (<https://www.alnaft.dz/>).

² Sonatrach, (2007). Commercialisation gaz & développement à l'international, 5^{ème} édition, Algérie.

- **Importance des revenus d'exportation de gaz naturel**

- Contribution aux finances publiques

Les exportations de gaz naturel génèrent des recettes fiscales substantielles pour le gouvernement algérien, principalement par le biais des impôts sur les sociétés, des redevances et des taxes sur les exportations.

Les revenus du gaz naturel financent une grande partie du budget de l'État, couvrant les dépenses publiques telles que les infrastructures, la santé, l'éducation et les services sociaux.

- Réserves de devises

Les exportations de gaz naturel fournissent des devises étrangères, renforçant les réserves de change de l'Algérie. Cela contribue à la stabilité de la monnaie nationale et permet d'importer des biens essentiels.

Les revenus d'exportation jouent un rôle clé dans l'équilibre des paiements du pays, réduisant le déficit commercial et améliorant la balance des paiements globale.

- **Impact économique et social des revenus d'exportation**

- Développement économique

Les revenus générés par les exportations de gaz naturel sont utilisés pour financer des projets d'infrastructure tels que les routes, les ports, et les installations énergétiques, stimulant ainsi la croissance économique.

Les fonds issus des exportations de gaz sont également investis dans des initiatives de diversification économique, visant à réduire la dépendance excessive aux hydrocarbures et à développer d'autres secteurs comme l'agriculture, le tourisme et les technologies de l'information.

- Impacts sociaux

Les recettes du gaz naturel financent des programmes sociaux qui améliorent les conditions de vie de la population, tels que les soins de santé, l'éducation et le logement. Les investissements publics dans les infrastructures et les services sociaux, alimentés par les revenus du gaz, contribuent à la réduction de la pauvreté et à l'amélioration du bien-être général de la population.¹

¹ Ministère de l'Énergie et des Mines. Evolution du secteur de l'énergie et des mines, 1962-2007, Edition 2008, Algérie.

- **Défis et risques associés aux revenus d'exportation**

- Volatilité des prix

La dépendance aux exportations de gaz naturel expose l'Algérie aux fluctuations des prix mondiaux du gaz, ce qui peut entraîner des variations importantes des revenus et affecter la stabilité financière.

Pour atténuer ces risques, l'Algérie peut diversifier ses sources de revenus, développer des fonds de stabilisation et renforcer ses réserves de change.

- Dépendance économique

Une forte dépendance aux revenus du gaz naturel peut limiter le développement d'autres secteurs économiques et rendre l'économie vulnérable aux chocs externes.

La diversification de l'économie est cruciale pour réduire cette dépendance et assurer une croissance économique durable à long terme.

1.2.6 Exportations et marchés internationaux

L'Algérie est l'un des plus grands producteurs de gaz naturel au monde et un important exportateur vers plusieurs régions, notamment l'Europe et l'Asie. Les exportations de gaz naturel sont vitales pour l'économie algérienne, générant des revenus substantiels et soutenant la balance commerciale du pays.

1.2.6.1 Partenaires commerciaux en Europe

- Espagne

L'Espagne et l'Algérie ont établi des accords de longue durée pour l'approvisionnement en gaz naturel, consolidant ainsi leur partenariat énergétique. L'Espagne dépend largement du gaz algérien pour sa consommation intérieure.

Le Medgaz est un gazoduc sous-marin qui relie directement l'Algérie à l'Espagne. Il a une capacité de transport de 8 milliards de mètres cubes par an (bcm) et joue un rôle crucial dans l'approvisionnement énergétique de l'Espagne.

- Italie

L'Italie importe une grande partie de son gaz naturel de l'Algérie, faisant de ce partenariat un pilier de la sécurité énergétique italienne.

Le Gazoduc Transméditerranéen (Transmed) relie l'Algérie à l'Italie via la Tunisie et la Sicile, avec une capacité de transport de 33,5 bcm par an. Il est l'une des principales voies d'exportation du gaz algérien vers l'Europe.

- France

Bien que la France importe une quantité moindre de gaz naturel algérien par rapport à l'Espagne et l'Italie, les relations commerciales entre les deux pays restent significatives, avec des contrats à long terme pour l'approvisionnement en gaz.¹

1.2.6.2 Partenaires commerciaux en Asie

- Chine

Des accords à long terme ont été signés pour garantir l'approvisionnement en GNL algérien, soutenant ainsi la stratégie de diversification des exportations de l'Algérie. La Chine, avec sa demande énergétique croissante, est devenue un partenaire commercial de plus en plus important pour l'Algérie. Les exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) vers la Chine ont augmenté ces dernières années.

- Inde

L'Inde représente un marché en pleine expansion pour le gaz naturel algérien. La demande croissante en énergie en Inde ouvre des opportunités pour l'Algérie de renforcer ses exportations de GNL vers ce pays.

Les négociations et accords toujours en cours visent à augmenter les volumes d'exportation vers l'Inde, contribuant ainsi à la diversification des marchés pour le gaz algérien.

1.2.6.3 Partenaires commerciaux en Amérique du nord

- États-Unis

Bien que les États-Unis soient eux-mêmes un grand producteur de gaz naturel, des échanges de GNL existent, notamment en raison de la flexibilité et des opportunités sur le marché spot.

La coopération entre les deux pays dans le secteur énergétique inclut des investissements et des transferts de technologie, renforçant ainsi les relations bilatérales.

L'Algérie cherche à diversifier ses marchés d'exportation pour réduire sa dépendance aux marchés traditionnels européens et exploiter les opportunités en Asie et en Amérique.

¹ Rapport annuelle de SONATRACH 2022

Des efforts sont en cours pour établir de nouveaux partenariats commerciaux avec des pays d'Afrique, du Moyen-Orient et d'Amérique latine, élargissant ainsi la portée des exportations algériennes.¹

1.3 Principaux gisements de gaz naturel en Algérie

L'Algérie possède de nombreux gisements de gaz naturel répartis principalement dans le Sahara.²

1.3.1 Hassi R'Mel

- Histoire et développement du gisement

Le gisement de Hassi R'Mel est une pierre angulaire de l'industrie gazière algérienne. Sa découverte et son développement ont non seulement transformé l'économie nationale, mais ont également renforcé la position de l'Algérie en tant que leader mondial dans le secteur du gaz naturel. Les avancées technologiques et les efforts pour promouvoir un développement durable continueront de façonner l'avenir de ce gisement stratégique.

- Découverte de Hassi R'Mel

La découverte du gisement de Hassi R'Mel remonte à 1956, une période marquée par une intensification des activités d'exploration dans le Sahara algérien. Cette découverte a été un tournant décisif pour l'industrie énergétique algérienne et a ouvert la voie à l'exploitation massive des ressources gazières du pays.

- Contexte géologique et explorations précoces

Les premières explorations dans le Sahara algérien ont commencé dans les années 1940, menées principalement par des compagnies pétrolières internationales. Les géologues avaient identifié le potentiel du bassin saharien en se basant sur des études géologiques et des relevés sismiques. Hassi R'Mel, situé à environ 550 km au sud d'Alger, a été identifié comme une zone prometteuse.

- Découverte et confirmation

En juin 1956, un puits d'exploration foré par la Compagnie Française des Pétroles (CFP), aujourd'hui Total, a confirmé la présence d'un immense gisement de gaz naturel. Le puits a révélé des réserves importantes, marquant le début d'une ère

¹ Rapport annuelle de SONATRACH 2022

² Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).

nouvelle pour l'industrie énergétique algérienne. Cette découverte a attiré l'attention internationale et a conduit à une intensification des efforts d'exploration et de développement.

- Development de gisement Hassi R'Mel

Le développement de Hassi R'Mel a commencé peu après sa découverte, avec des investissements importants pour mettre en place les infrastructures nécessaires à l'extraction et au transport du gaz naturel.

Les premières infrastructures mises en place comprenaient des installations de forage, des unités de traitement du gaz, et des pipelines pour transporter le gaz brut vers les installations de traitement. Le développement de ces infrastructures a nécessité des investissements massifs et une coopération internationale.

L'exploitation du gisement a bénéficié de techniques de forage avancées, notamment le forage directionnel et horizontal, qui ont permis d'accéder à des réservoirs situés à des profondeurs importantes. Ces techniques ont augmenté l'efficacité de l'extraction et réduit les coûts.

Le traitement du gaz naturel extrait de Hassi R'Mel comprend la séparation des hydrocarbures, la déshydratation, et la purification pour éliminer les impuretés. Les installations de traitement à Hassi R'Mel sont parmi les plus sophistiquées de la région. Le gaz traité est ensuite transporté via un réseau étendu de pipelines, dont le plus notable est le Transmed, reliant l'Algérie à l'Italie.

Ces dernières années, Sonatrach a investi dans des technologies innovantes pour améliorer l'efficacité de la production et réduire l'impact environnemental. Cela inclut l'utilisation de la réinjection de CO₂ pour maintenir la pression dans les réservoirs et l'adoption de technologies de surveillance avancées pour prévenir les fuites et les accidents.¹

- Contribution Économique

Le gisement de Hassi R'Mel est une source majeure de revenus pour l'Algérie. Les exportations de gaz naturel provenant de Hassi R'Mel génèrent des devises étrangères essentielles pour l'économie nationale. Les revenus tirés du gaz naturel ont permis de financer des projets de développement économique et social à travers le pays.

¹ Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).

- Développement Local

Le développement de Hassi R'Mel a également conduit à des améliorations significatives des infrastructures locales, y compris la construction de routes, d'écoles, et de centres de santé. Sonatrach a mis en place des programmes de formation pour les habitants locaux, créant des opportunités d'emploi et améliorant les compétences techniques.

- Enjeux Environnementaux

L'exploitation de Hassi R'Mel présente également des défis environnementaux, notamment en ce qui concerne la gestion des émissions de gaz à effet de serre et la protection des écosystèmes locaux. Sonatrach a mis en œuvre plusieurs initiatives pour minimiser l'impact environnemental de ses opérations, y compris des programmes de reforestation et des technologies de réduction des émissions.¹

1.3.2 In Salah

- Historique de la découverte

Le gisement de gaz d'In Salah a été découvert dans les années 1980. Situé au centre du Sahara algérien, In Salah est l'un des projets de gaz naturel les plus importants et les plus complexes de l'Algérie. Les premières découvertes ont révélé des réserves substantielles de gaz naturel, incitant à des investissements considérables pour son développement.²

- Phases de développement

Le développement du gisement d'In Salah s'est déroulé en plusieurs phases :

- Phase 1 : Mise en place des infrastructures de base, y compris les unités de traitement et les pipelines pour le transport du gaz vers les marchés européens.
- Phase 2 : Expansion de la capacité de production et mise en œuvre de technologies avancées pour améliorer l'efficacité de l'extraction.
- Phase 3 : Projets de développement durable, y compris la réinjection de CO₂ pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Les techniques de forage utilisées à In Salah incluent le forage horizontal et directionnel, permettant d'accéder aux réservoirs de gaz situés à des profondeurs importantes et de maximiser la récupération des ressources.

¹ Agence Algérienne de Presse (APS)

² Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).

Les installations de traitement à In Salah sont conçues pour séparer les hydrocarbures, éliminer les impuretés, et préparer le gaz pour le transport. Le gaz est ensuite transporté via des pipelines vers les installations de traitement situées sur la côte méditerranéenne.

Des innovations récentes incluent l'utilisation de technologies de surveillance avancées pour détecter les fuites et optimiser les opérations de production. La réinjection de CO2 est une autre innovation majeure, contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la maintenance de la pression des réservoirs.

- Contribution économique

In Salah contribue de manière significative aux revenus d'exportation de l'Algérie. Les revenus générés par ce gisement sont utilisés pour financer divers projets de développement économique et social à travers le pays.

- Développement Local

Le développement du gisement a entraîné la création d'emplois locaux et l'amélioration des infrastructures dans la région, y compris la construction de routes, d'écoles, et de centres de santé.

- Enjeux Environnementaux

In Salah a mis en œuvre plusieurs initiatives pour minimiser l'impact environnemental de ses opérations, notamment des programmes de réinjection de CO2 et des efforts de réduction des émissions de méthane.¹

1.3.3 In Amenas

- Historique de la découverte

Le gisement de gaz d'In Amenas a été découvert dans les années 1970. Situé dans le sud-est de l'Algérie, près de la frontière avec la Libye, In Amenas est l'un des plus grands projets de gaz naturel du pays. Les premières explorations ont révélé des réserves importantes, incitant au développement rapide du site.²

- Phases de développement

Le développement d'In Amenas a été réalisé en collaboration avec des partenaires internationaux, y compris BP et Statoil :

¹ Sonatrach, commercialisation gaz & développement à l'international, Edition 2017, Algérie

² Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).

- Phase 1 : Établissement des infrastructures de base et début de la production commerciale.
- Phase 2 : Expansion des capacités de production et amélioration des installations de traitement.
- Phase 3 : Initiatives pour augmenter l'efficacité opérationnelle et réduire l'empreinte carbone.

Les opérations de forage à In Amenas utilisent des technologies de pointe, telles que le forage directionnel, permettant d'atteindre des réservoirs complexes et d'optimiser la récupération des ressources.

Les installations de traitement à In Amenas sont parmi les plus avancées, avec des capacités de traitement élevées pour séparer et purifier le gaz naturel. Le gaz traité est ensuite acheminé via des pipelines vers les terminaux d'exportation sur la côte.

Des innovations récentes à In Amenas incluent l'automatisation des processus de surveillance et de contrôle, améliorant ainsi l'efficacité et la sécurité des opérations. L'accent est également mis sur les technologies de réduction des émissions pour minimiser l'impact environnemental.¹

- Contribution Économique

In Amenas est un contributeur majeur aux revenus d'exportation de l'Algérie, fournissant des ressources financières essentielles pour le développement national.

- Développement Local

Le projet a généré des emplois et amélioré les infrastructures locales, apportant des bénéfices économiques aux communautés environnantes. Des initiatives de formation et de développement des compétences locales ont également été mises en place.

- Enjeux Environnementaux

In Amenas s'engage à réduire son impact environnemental grâce à des technologies de réduction des émissions et à des programmes de gestion des ressources naturelles.²

¹ Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).

² Sonatrach, commercialisation gaz & développement à l'international, Edition 2017, Algérie.

1.3.4 Timimoun

- Historique de la découverte

Le gisement de Timimoun a été découvert dans les années 1990. Situé dans le sud-ouest de l'Algérie, Timimoun est un gisement plus récent par rapport à In Salah et In Amenas, mais il possède un potentiel significatif pour l'industrie gazière algérienne.¹

- Phases de développement

Le développement de Timimoun a été caractérisé par plusieurs phases clés :

- Phase 1 : Exploration et confirmation de la réserve, suivie de la mise en place des infrastructures initiales.
- Phase 2 : Début de la production commerciale et extension des capacités de traitement.
- Phase 3 : Développement de projets de durabilité et d'efficacité énergétique.

Les opérations de forage à Timimoun utilisent des technologies modernes, y compris le forage horizontal et la fracturation hydraulique, pour maximiser l'extraction des ressources gazières.

Les installations de traitement à Timimoun sont équipées de technologies avancées pour séparer et purifier le gaz naturel. Le gaz est ensuite transporté via des pipelines vers les centres de distribution et d'exportation.

Timimoun a adopté des innovations telles que l'utilisation de technologies de surveillance en temps réel pour optimiser les opérations et réduire les coûts. Des efforts sont également faits pour intégrer des solutions énergétiques renouvelables dans les opérations du gisement.²

- Contribution Économique

Timimoun contribue de manière significative aux exportations de gaz naturel de l'Algérie, générant des revenus essentiels pour l'économie nationale.

- Développement Local

Le développement de Timimoun a conduit à la création d'emplois locaux et à l'amélioration des infrastructures dans la région, y compris la construction de routes et de centres communautaires.

¹ Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).

² Sonatrach, commercialisation gaz & développement à l'international, Edition 2017, Algérie.

- **Enjeux Environnementaux**

Timimoun s'engage à minimiser son impact environnemental grâce à des technologies de réduction des émissions et à des programmes de gestion durable des ressources naturelles. Les gisements d'In Salah, In Amenas et Timimoun sont des piliers essentiels de l'industrie gazière algérienne. Leur développement a non seulement renforcé la position de l'Algérie en tant que fournisseur majeur de gaz naturel, mais a également contribué de manière significative à l'économie nationale et au développement local. Les innovations technologiques et les initiatives de durabilité continueront de jouer un rôle clé dans l'avenir de ces gisements, assurant une exploitation efficace et respectueuse de l'environnement.

Outre ces principaux gisements, l'Algérie abrite plusieurs autres sites de production de gaz naturel, tels que Tin Fouyé Tabankort (TFT), Menzel Ledjmet Est, Rhourde Nouss et Rhourde Nouss Sud-Est, qui contribuent tous à la richesse gazière du pays.¹

1.3.5 Développement des nouveaux gisements

Depuis plusieurs années, l'Algérie a lancé divers projets de développement dans le secteur de l'énergie pour exploiter pleinement son potentiel et stimuler sa croissance économique. Ces projets couvrent un large éventail de domaines, allant de l'exploration et de la production de pétrole et de gaz à la modernisation des infrastructures de transport et de distribution.²

- **Gisement de Tinrhert :**

Ce projet vise à développer le gisement de Tinrhert, situé dans le bassin de Berkine, pour accroître la production de gaz naturel et de condensats.

- **Gisement de Reggane Nord :**

Le développement de ce gisement de gaz naturel contribuera à augmenter la production et à répondre à la demande croissante en énergie. Contributions des compagnies pétrolières internationales opérant en Algérie.

Les principaux gisements de gaz naturel en Algérie constituent le pilier de l'industrie énergétique du pays et contribuent de manière significative à son économie. Leur

¹ Sonatrach, commercialisation gaz & développement à l'international, Edition 2017, Algérie

² Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).

exploitation responsable et leur développement continu sont essentiels pour garantir la croissance économique et le bien-être social de l'Algérie dans les années à venir.¹

1.5 Acteurs clés et réglementation dans l'industrie du gaz naturel en Algérie

L'industrie du gaz naturel en Algérie est régie par un cadre réglementaire élaboré qui vise à garantir la gestion efficace et équitable des ressources gazières du pays. Les acteurs clés, qu'ils soient publics ou privés, jouent un rôle crucial dans la mise en œuvre de cette réglementation et dans le fonctionnement global de l'industrie.

1.5.1 Acteurs clés

- **Sonatrach**

Sonatrach est la principale société publique algérienne chargée de l'exploration, de la production, du transport et de la commercialisation du gaz naturel. En tant que géant de l'industrie pétrolière et gazière du pays, Sonatrach exerce une influence majeure sur le secteur gazier.

- **Ministère de l'Énergie et des Mines**

Le Ministère de l'Énergie et des Mines est l'organe gouvernemental chargé de formuler et de mettre en œuvre la politique énergétique de l'Algérie. Il est responsable de la réglementation de l'industrie du gaz naturel et de la supervision des activités des entreprises opérant dans ce secteur.

- **Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT)**

ALNAFT est l'organisme gouvernemental chargé de la gestion des contrats d'exploration et de production d'hydrocarbures en Algérie. Il délivre les licences et les permis nécessaires pour mener des activités d'exploration et de production de gaz naturel.

- **Entreprises Privées**

Outre Sonatrach, plusieurs entreprises privées nationales et internationales opèrent dans l'industrie du gaz naturel en Algérie. Elles peuvent être impliquées dans des

¹ Sonatrach, commercialisation gaz & développement à l'international, Edition 2017, Algérie

activités telles que l'exploration, la production, le transport, la distribution et la commercialisation du gaz naturel.

1.5.2 Cadre réglementaire

- **Loi sur les Hydrocarbures**

La Loi sur les Hydrocarbures régit les activités liées à l'exploration, à la production, au transport et à la commercialisation des hydrocarbures en Algérie, y compris le gaz naturel. Elle définit les droits et les obligations des acteurs impliqués dans l'industrie et établit les conditions pour l'octroi de licences et de permis.

- **Contrats de partage de production (CPP)**

Les contrats de partage de production sont des accords conclus entre l'État algérien et les sociétés pétrolières et gazières pour l'exploration et la production d'hydrocarbures. Ils définissent les modalités de partage de la production entre les parties et les obligations financières et opérationnelles des parties.

- **Politique énergétique nationale**

La Politique énergétique nationale fixe les orientations stratégiques et les objectifs à long terme de l'Algérie en matière d'énergie, y compris le gaz naturel. Elle vise à garantir la sécurité énergétique du pays, à promouvoir l'efficacité énergétique et à encourager le développement durable du secteur énergétique.

Le Ministère de l'Énergie et des Mines et ALNAFT jouent un rôle essentiel dans la supervision et la surveillance des activités de l'industrie du gaz naturel en Algérie. Ils veillent au respect des réglementations en vigueur et à la protection des intérêts nationaux dans le secteur gazier.¹

¹ Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT). (<https://www.alnaft.dz/>).

Conclusion

Le gaz naturel est une ressource vitale pour l'Algérie, jouant un rôle crucial dans son développement économique, sa stabilité énergétique et son influence géopolitique. Le cadre historique, économique et géopolitique mis en lumière dans ce chapitre souligne l'importance de cette ressource et les efforts nécessaires pour maximiser ses bénéfices. En naviguant habilement à travers les défis de modernisation, de sécurité et de gestion environnementale, et en exploitant les opportunités offertes par les avancées technologiques et les partenariats stratégiques, l'Algérie peut assurer un avenir durable et prospère pour son secteur gazier

CHAPITRE II
INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT PAR
CANALISATION

Introduction

Le transport par canalisation est un élément crucial de l'industrie gazière, permettant de relier les gisements de gaz naturel aux centres de consommation et aux points d'exportation. En Algérie, ce réseau de pipelines joue un rôle déterminant dans l'exploitation efficace de ses vastes réserves de gaz naturel, assurant la stabilité de l'approvisionnement énergétique tant au niveau national qu'international.

Ce chapitre vise à explorer en détail les infrastructures de transport par canalisation en Algérie, en examinant leur développement, leur fonctionnement et leur importance stratégique. Nous commencerons par une présentation historique de l'évolution des infrastructures de transport de gaz naturel, depuis les premières installations jusqu'aux réseaux sophistiqués actuels. Cette rétrospective nous permettra de comprendre comment le pays a construit et optimisé son réseau pour répondre aux besoins croissants de l'industrie et des marchés.

Ensuite, nous analyserons les principales composantes de ces infrastructures, incluant les pipelines majeurs, les stations de compression et les installations de stockage. Chaque composante joue un rôle spécifique et indispensable dans le fonctionnement global du réseau de transport. Nous examinerons également les technologies utilisées dans le transport par canalisation, telles que les systèmes de surveillance et de contrôle, qui sont essentiels pour garantir l'efficacité et la sécurité du transport de gaz.

La sécurité et la maintenance des pipelines constituent un autre axe majeur de notre étude. Nous aborderons les défis associés à la protection des infrastructures contre les risques naturels et anthropiques, ainsi que les mesures mises en place pour prévenir et gérer les incidents. La maintenance proactive et les inspections régulières sont indispensables pour assurer la longévité et la fiabilité des pipelines.

De plus, nous discuterons des projets d'expansion et de modernisation en cours, visant à augmenter la capacité de transport et à améliorer l'efficacité du réseau. Ces projets sont essentiels pour répondre à la demande croissante et pour renforcer la position de l'Algérie sur les marchés internationaux.

Enfin, nous examinerons les aspects économiques du transport par canalisation, en mettant en lumière les coûts et les financements des projets, ainsi que les modèles économiques et les tarifs de transport. Cette analyse nous permettra de comprendre les implications financières pour les opérateurs et pour l'économie nationale.

En somme, ce chapitre fournira une vue d'ensemble complète des infrastructures de transport par canalisation en Algérie, soulignant leur importance stratégique et les défis à relever pour maintenir et développer ce réseau vital. Cette exploration nous préparera à aborder les discussions plus spécifiques du chapitre suivant, portant sur les aspects techniques, économiques et stratégiques du système de transport par canalisation.

2.1. Description des principales infrastructures de transport par canalisation en Algérie

L'Algérie possède l'un des réseaux de transport par canalisation les plus développés en Afrique, avec des infrastructures de canalisation essentielles pour acheminer le gaz des champs de production vers les zones de consommation domestique et d'exportation. Ce réseau de transport par canalisation joue un rôle crucial dans l'économie algérienne en assurant la disponibilité d'une source d'énergie vitale pour le pays et ses partenaires commerciaux.

L'Algérie s'est classée en 2023, à travers Sonatrach, parmi les trois premiers fournisseurs en gaz naturel de l'Union européenne (UE) en exportant 34,9 milliards de mètres cubes de gaz naturel à travers les gazoducs et 1er pays exportateur de gaz naturel liquéfié (GNL) en Afrique.¹

SONATRACH exploite un réseau de transport par canalisation des hydrocarbures (Pétrole Brut, Condensat, Gaz Naturel et Gaz Pétrole Liquéfié) composé de 22 Systèmes de Transport par Canalisation (STC) d'une longueur totale de 21 190 km.

Un STC est constitué d'une ou plusieurs canalisation(s) transportant des Hydrocarbures, y compris les installations intégrées, notamment les capacités de stockage liées à ces ouvrages, les stations de compression, les stations de pompage, les postes de coupure, les postes 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 ainsi que les systèmes de protection cathodique, de comptage, de régulation, de télécommunications et de télégestion.²

¹ Ministère de l'Énergie et des Mines. Bilan énergétique national, Edition 2023, Algérie

² Rapport annuelle de SONATRACH 2022

La gestion des dits STC s’opère à travers six (06) directions régionales (RTO, RTH, RTE, RTI, RTC et HRM) et deux (02) directions opérationnelles (GEM et GPDF).

Les capacités de transport réelles, réservées et disponibles des différents systèmes de transport par canalisation déclarées pour l’année 2024 se présentent comme suit :

- La capacité totale réelle s’établit à 404,935 MTEP dont 263,244 MTEP concernant le réseau Nord et 141,691 MTEP pour le réseau Sud et dont 140 milliards de mètres cubes de gaz naturel.
- La Capacité totale réservée, au titre de l’année 2024, est de 255,501 MTEP soit 63 % de la capacité totale réelle :
- La capacité totale disponible est de 149,435 MTEP.

Tableau 2.1 : Capacité du réseau de transport par canalisation.

Réseau	Nombre de STC	Longueur (Km)	Capacité		
			Réelle	Réservée	Disponible
			Millions de TEP/an		
Réseau Sud	8	8 332	141,692	88,120	53,572
Réseau Nord	14	12 858	263,244	167,381	95,863
TOTAL	22	21 190	404,935	255,501	149,435

Source ; Etabli par nos soins sur la base des données de la Division Exploitation/TRC, Sonatrach

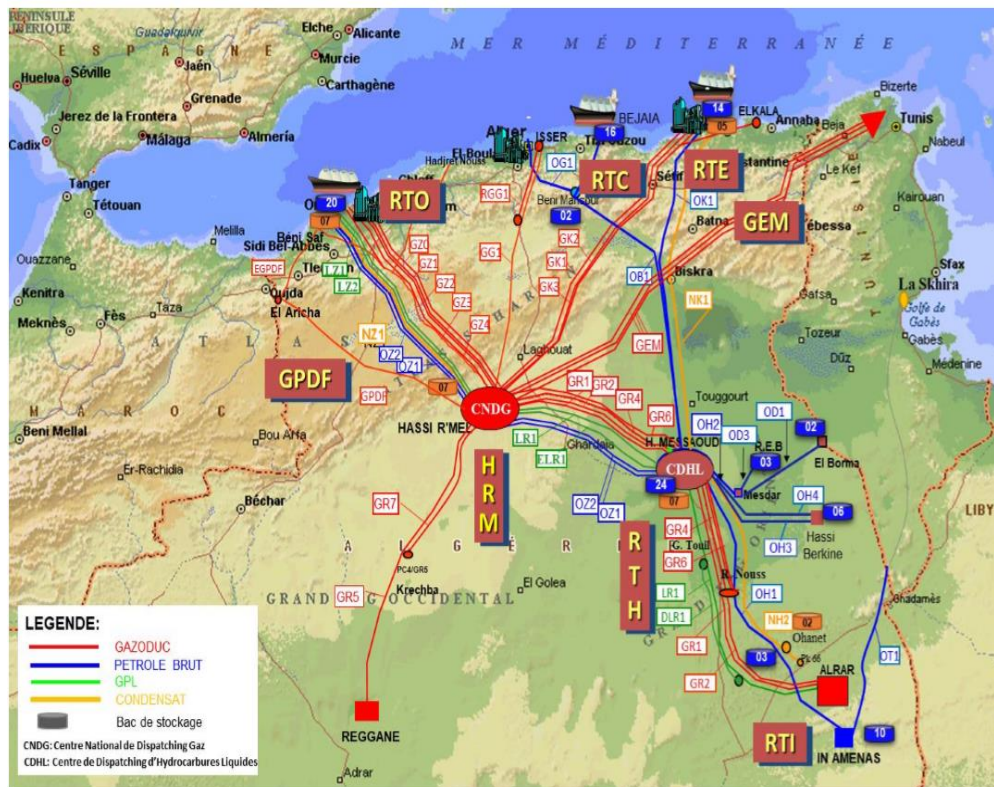


Figure 2.1 : Carte du réseau de transport par canalisation
Source ; Division exploitation - TRC, SONATRACH

L'infrastructure de transport par gazoducs en Algérie est un réseau complexe et étendu qui permet de déplacer le gaz naturel depuis les gisements jusqu'aux centres de consommation nationaux et aux points d'exportation vers l'Europe et d'autres marchés internationaux.

2.1.1 Principales composantes du réseau de gazoducs

Le réseau de gazoducs algérien est constitué de plusieurs segments interconnectés, qui s'étendent sur des milliers de kilomètres. Les principales composantes incluent les gazoducs nationaux, les gazoducs d'exportation, les stations de compression, et les installations de stockage.

2.1.1.1 Gazoducs nationaux

Les gazoducs nationaux assurent la distribution du gaz naturel à l'intérieur du pays, reliant les gisements aux grandes villes et aux centres industriels. Les pipelines principaux sont :¹

¹ ADADA Dihane, KHIDER Mahdia, « Modèle d'aide à la décision à l'exploitation du gaz » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Recherche Opérationnelle, Université Saad DAHLAB, BLIDA, 2019/2020.

- Le Gazoduc Hassi R'Mel-Arzew

Ce gazoduc relie le champ gazier de Hassi R'Mel, l'un des plus grands gisements de gaz naturel en Algérie, à la ville portuaire d'Arzew sur la côte méditerranéenne. Il s'étend sur près de 800 kilomètres et a une capacité de transport importante pour répondre aux besoins domestiques en gaz naturel, ainsi que pour l'exportation vers les marchés internationaux.

- Le Gazoduc Touat-Hassi R'Mel

Ce gazoduc relie le gisement de Touat, situé dans le sud-ouest de l'Algérie, au centre de traitement de Hassi R'Mel. Il a été construit pour transporter le gaz naturel produit dans la région de Touat vers les infrastructures de traitement et de distribution existantes à Hassi R'Mel, d'où il peut être exporté ou utilisé pour répondre à la demande intérieure.

- Le Gazoduc Rhourde Nouss-Arzew

Ce gazoduc relie le champ gazier de Rhourde Nouss, situé dans le bassin de Berkine, à la ville d'Arzew sur la côte méditerranéenne. Il a été construit pour transporter le gaz naturel produit dans la région de Rhourde Nouss vers les installations de traitement et de liquéfaction à Arzew, en vue de son exportation vers les marchés internationaux.

En plus de ces principaux gazoducs, l'Algérie dispose d'un réseau national de transport de gaz (RNTG) qui relie les principaux gisements de production aux centres de consommation à travers le pays. Ce réseau comprend une série de gazoducs interconnectés qui transportent le gaz naturel des champs de production vers les centrales électriques, les industries et les centres urbains.¹

- Le Gazoduc In Salah-Tamanrasset

Ce gazoduc relie les gisements de gaz naturel d'In Salah, situés dans le Sahara central, à la ville de Tamanrasset, où se trouve une centrale électrique importante. Il a été construit pour répondre à la demande croissante en électricité dans la région et réduire la dépendance aux importations de combustibles liquides.

¹ ADADA Dihane, KHIDER Mahdia, « Modèle d'aide à la décision à l'exploitation du gaz » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Recherche Opérationnelle, Université Saad DAHLAB, BLIDA, 2019/2020

- Le Gazoduc In Amenas-Arzew

Ce gazoduc relie le complexe gazier d'In Amenas, dans le désert de l'est de l'Algérie, à la ville d'Arzew sur la côte méditerranéenne. Il a été construit pour transporter le gaz naturel produit dans la région d'In Amenas vers les installations de liquéfaction et d'exportation à Arzew, contribuant ainsi à l'exportation du gaz algérien vers les marchés internationaux.

2.1.1.2 Gazoducs d'exportation

Les gazoducs d'exportation sont essentiels pour acheminer le gaz naturel algérien vers les marchés internationaux. Les principaux pipelines d'exportation sont :

- Transmed :

Relie l'Algérie à l'Italie via la Tunisie, mis en service en 1983, est doté d'une capacité de transport de 33,15 milliards de m³/an

- Medgaz :

Ce gazoduc sous-marin relie reliant la ville de Beni Saf à Almeria en Espagne, achemine du gaz via la Méditerranée, inauguré en avril 2011, avec une capacité de 10 milliards de m³/an

Tableau 2.2 : le réseau de transport du gaz naturel par canalisation

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponible
						Milliards de Sm ³ /an		
Réseau Sud					4 113	65,200	56,196	9,004
STC GR1/GR2 et ses Expansions GR4 et GR6	GR1	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966	51,100	46,001	5,099
	GR2	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966			
	GR4	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	535			
	GR6	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	531			
STC GR5 et son Expansion GR7	GR5	48"/56"	Reggane	Hassi R'Mel	770	14,100	10,195	3,905
	GR7	48"	PC04-GR5	Hassi R'Mel	345			
Réseau Nord					7 622	137,518	108,616	28,902
STC GZ1/GZ2/GZ3	GZ1	40"	Hassi R'Mel	Arzew	507	40,648	27,048	13,600
	GZ2	40"	Hassi R'Mel	Arzew	511			
	GZ3/RGZ3	42"	Hassi R'Mel	Arzew	517			
STC GZ4	GZ4	48"	Hassi R'Mel	Arzew	513	11,250	10,137	1,113
		48"	Moctaa Douz	BENI SAF	120			
STC GZ0	GZ0	24"/20"	Hassi R'Mel	Arzew	509	-	-	-
STC GG1	GG1	42"	Hassi R'Mel	Bordj Ménail	437	11,300	10,233	1,067
	RGG1	42"	Medjedel	Bordj Ménail	208			
STC GPDF et son Extension EGPDF	GPDF	48"	Hassi R'Mel	El Aricha	521	11,470	11,074	0,396
	EGPDF	48"	El Aricha	BENI SAF	198			
STC GO1/GO2/GO3	GO1	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548	32,720	27,722	4,998
	GO2	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
	GO3	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
STC GK1/GK2	GK1	40"	Hassi R'Mel	Skikda	575	20,470	17,674	2,796
		42"	Hassi R'Mel	Skikda	576			
STC GK3	GK3	48"	Hassi R'Mel	Mechtatine	432	9,660	4,729	4,931
		48"	Mechtatine	El Kala	267			
		48"	Tamlouka	Skikda	87			
Total Gaz Naturel					11 735	202,718	164,812	37,906

Source ; Division Exploitation/TRC, Sonatrach

2.1.1.3 Stations de compression

Les stations de compression sont des installations cruciales dans le réseau de gazoducs. Elles augmentent la pression du gaz naturel pour permettre son transport sur de longues distances. Ces stations sont situées à des intervalles réguliers le long des pipelines pour maintenir un flux continu et efficace de gaz.

- Station de Hassi R'Mel :

La plus grande station de compression du pays, essentielle pour l'acheminement du gaz vers les gazoducs d'exportation.

- Stations intermédiaires :

Dispersées tout au long des principaux gazoducs, elles jouent un rôle vital dans le maintien de la pression et la réduction des pertes de gaz.

2.1.1.4 Installations de stockage

Les installations de stockage sont utilisées pour réguler l'approvisionnement en gaz naturel en fonction de la demande. Elles permettent de stocker le gaz en excès pendant les périodes de faible demande et de le redistribuer lors des pics de consommation.

Stockage du gaz :

Avant d'être acheminé jusqu'au consommateur final, le gaz naturel transite par des sites de stockage installés près des gisements ou des zones de consommation.

Le stockage du gaz] permet de répondre aux attentes des producteurs et des consommateurs.

En stockant une partie du gaz extrait, les producteurs garantissent de pouvoir livrer des volumes stables de gaz tout au long de l'année. Pour les consommateurs, le stockage du gaz garantit un approvisionnement continu. Ainsi le gaz circulant vers les zones de consommation n'est pas forcément utilisé tout de suite. Il peut alors être stocké pour être réutilisé dès que la demande le justifie.

Le gaz naturel est stocké dans des réservoirs conçus à cet effet dans des sites de stockage dits «aériens» ou dans des sites de stockage dits «souterrains».¹

2.1.2 Projets d'expansion et de modernisation des infrastructures gazières

L'Algérie est l'un des principaux producteurs et exportateurs de gaz naturel en Afrique, avec d'importantes réserves prouvées. Pour tirer parti de ces ressources et répondre à la demande croissante en énergie, le pays s'est engagé dans plusieurs projets d'expansion et de modernisation de ses infrastructures gazières.

2.1.2.1 Projets de construction de nouveaux gazoducs

L'un des principaux projets d'expansion consiste en la construction de nouveaux gazoducs pour transporter le gaz naturel des gisements de production vers les centres de consommation et les points d'exportation. Ces nouveaux gazoducs visent à augmenter la

¹ BOUALLOU Chakib «Le stockage d'énergie : conversion d'énergie en gaz combustible» ; Editions Presses des Mines-Paris ; 2015.

capacité de transport et à améliorer la connectivité du réseau, facilitant ainsi l'exportation vers les marchés internationaux.¹

➤ **Projet de modernisation des gazoducs existants**

En plus de la construction de nouveaux gazoducs, l'Algérie entreprend également des projets de modernisation des infrastructures gazières existantes. Cela comprend la mise à niveau des équipements, des systèmes de surveillance et de contrôle, ainsi que la réhabilitation des conduites pour garantir leur intégrité et leur fiabilité à long terme.

➤ **Projet d'extension des installations de traitement**

Pour accompagner l'augmentation de la production de gaz naturel, l'Algérie investit dans l'extension et la modernisation des installations de traitement du gaz. Ces projets visent à accroître la capacité de traitement, à améliorer l'efficacité opérationnelle et à réduire les émissions de gaz à effet de serre, contribuant ainsi à une production plus durable et respectueuse de l'environnement.

➤ **Projet de Diversification des Marchés d'Exportation**

Afin de diversifier ses sources de revenus et de réduire sa dépendance à l'égard des marchés traditionnels, l'Algérie explore de nouveaux marchés d'exportation pour son gaz naturel. Cela comprend l'expansion des infrastructures de liquéfaction du gaz et l'exploration de nouvelles routes d'exportation vers l'Asie, notamment la Chine et l'Inde.

➤ **Projet de Développement des Infrastructures Gazières Régionales**

En tant que membre de l'Union du Maghreb Arabe (UMA) et de la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), l'Algérie participe à des projets visant à renforcer les infrastructures gazières régionales. Cela comprend la construction de gazoducs transfrontaliers et la création de hubs gaziers régionaux pour faciliter le commerce et l'intégration énergétique.

2.1.2.2 Défis et obstacles

Malgré les avantages potentiels, les projets d'expansion et de modernisation des infrastructures gazières en Algérie sont confrontés à plusieurs défis et obstacles. Cela comprend les contraintes budgétaires, les questions de sécurité, les préoccupations environnementales et les défis liés à la gouvernance et à la réglementation.

¹ KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires européennes ; 2022.

2.1.2.3 Impacts économiques et sociaux

Les projets d'expansion et de modernisation des infrastructures gazières en Algérie ont des implications économiques et sociales significatives. Ils stimulent la croissance économique, créent des emplois, renforcent la compétitivité du secteur énergétique et contribuent à la diversification de l'économie nationale.

2.1.2.4 Perspectives d'avenir

Malgré les défis, les perspectives d'avenir pour les infrastructures gazières en Algérie restent prometteuses. Avec un engagement continu en faveur de l'innovation, de la durabilité et de la coopération régionale, le pays peut renforcer sa position en tant que joueur clé sur le marché mondial du gaz naturel et contribuer à la sécurité énergétique de la région.¹

2.2. Économie du transport par canalisation

L'Algérie dispose de vastes réserves de gaz naturel, ce qui en fait un acteur clé sur le marché mondial de l'énergie. Pour exploiter ces ressources et répondre à la demande croissante en énergie, le pays investit dans le développement et la modernisation de ses infrastructures de transport par canalisation. Cependant, ces projets nécessitent des investissements substantiels et une planification financière rigoureuse.

2.2.1 Coûts associés aux projets de transport par canalisation

Les projets de transport par canalisation en Algérie engendrent plusieurs types de coûts, comprenant notamment :

- Coûts de construction : ils incluent l'acquisition de terrains, la main-d'œuvre, les matériaux de construction, les équipements et les frais d'ingénierie et de conception.
- Coûts d'Exploitation et de maintenance : ces coûts comprennent les dépenses liées à l'entretien des pipelines, des stations de compression, des installations de traitement et de surveillance.
- Coûts de réglementation et de conformité : ils englobent les frais administratifs, les permis, les taxes et autres coûts liés à la conformité réglementaire et environnementale.

¹ KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires européennes ; 2022.

- Coûts de financement : ils comprennent les intérêts sur les emprunts, les frais bancaires, les primes d'assurance et autres coûts associés au financement des projets.¹

2.2.1.1 Coût des investissements (CAPEX)

Les dépenses d'investissement peuvent être classées en trois catégories distinctes qui sont :

➤ **Dépenses directes :**

Il s'agit des coûts de fournitures et de constructions de tous les ouvrages nécessaires au transport du gaz par canalisation.

- Coût de la ligne :

La conduite représente un investissement initial impossible à échelonner dans le temps, d'un montant très élevé et de durée de vie importante. Le coût d'investissement de la ligne peut être décomposé en deux parties :

- Coût des tubes :

C'est la fourniture d'acier, qui s'établit sur la base de la nuance de l'acier utilisé et de la longueur de la canalisation.

$$CT = Ca \cdot Lgm \cdot pa$$

Où

Ca : Coût tube en DDU ;

Lgm : Longueur du tube en Km ;

pa : Masse métrique du tube en kg/m.

- Coûts de la pose des tubes

Le coût de la pose est le plus important du coût de construction d'un gazoduc. Le coût de la pose dépend largement des conditions géographiques : lieu de l'implantation de la conduite, de la nature du terrain et du diamètre ainsi que la longueur du chantier. Cette variabilité des conditions de pose et donc des dépenses est l'une des raisons de la difficulté à estimer les dépenses d'investissement pour un pipe.²

¹ BABUSIAUX (D), Recherche et production de pétrole et du gaz, réserves, coûts, contrats, Edition TECHNIP 2002.

² BABUSIAUX (D), Recherche et production de pétrole et du gaz, réserves, coûts, contrats, Edition TECHNIP 2002.

$$CPT = Lgm. Dext. Cpt$$

Où :

Cpt : Prix unitaire de la pose des tubes ;

Dext: Diamètre extérieur des tubes en pouce ;

Lgm : Longueur du tube en Km « elle doit être majorée de 1 % pour tenir compte des éventuelles pertes lors des travaux de pose des tubes ».

- **Coût de la protection cathodique :**

Le coût de cette protection active contre la corrosion de la canalisation, a été évalué à 1.5% du coût des tubes.

- **Coût des vannes et accessoires :**

On les retrouve généralement dans les postes de sectionnements, les postes de coupures et les terminaux, leur coût est évalué à 8.5% du coût des tubes.

- **Coût des terminaux :**

Il représente 7% du coût des tubes.

➤ **Dépenses indirectes :**

Ils sont les coûts liés au fonctionnement du projet :

- Etude et engineering.
- Charge du maître de l'ouvrage et surveillance des travaux.
- Pièces de rechange.
- Matériels, mobilier et autre.

Les coûts de l'ensemble de ces éléments sont estimés à 7% des coûts directs hors tubes.

2.2.1.2 Coût d'exploitation (OPEX)

C'est les coûts courants pour exploiter l'ouvrage, Ils comprennent essentiellement :

➤ **Frais de personnel :**

Les frais de personnel sont les suivants :

- 100 personnes /station à 25 000 \$/personne/an.
- 15 personnes par terminal à 25 000 \$/personne/an.
- 10 personnes pour la ligne à 25 000 \$/personne/an.

➤ **Charges d'entretien de la station :**

- 3% des coûts des machines tournantes.
- 1% des coûts de la partie fixe.
-

➤ **Coût de l'énergie consommée des turbocompresseurs**

Le prix du fuel gaz destiné à la vente est estimé à 6 \$/MMBTU pour une exploitation annuelle de 330 jours, à raison de 24 heures par jour, aux conditions nominales de débit, de température et de pression.

➤ **Charges d'entretien de la ligne**

Le coût annuel d'entretien des canalisations est estimé à 1% du coût de tube.

➤ **Frais divers :**

25% des Frais du personnel.

2.2.1.3 Imprévus :

Pris sur les travaux de pose, ils ont pour objet de prendre en considération les frais exceptionnels relevant par exemple intempéries, de modifications dans la construction, des événements importants qui ne sont ni le fait de l'entrepreneur ni le fait de l'administration. Les imprévus constituent une marge d'erreur, nous permettant de ne pas sous-estimer le coût du projet, ils sont évalués à 10 % des coûts directs hors tubes.

2.2.2 Analyse de rentabilité des infrastructures énergétiques

L'Algérie, en tant que producteur majeur de gaz naturel, investit massivement dans le développement et la modernisation de ses infrastructures énergétiques pour répondre à la demande croissante en énergie et stimuler la croissance économique. L'analyse de rentabilité joue un rôle essentiel dans l'évaluation de la viabilité économique de ces investissements.¹

Ils existent beaucoup de critères pour choisir entre plusieurs projets d'investissement tel que : ²

2.2.2.1 Valeur actuelle nette (VAN)

On appelle valeur actuelle nette, la valeur actualisée des flux de trésorerie (cash-flow) attendus d'un projet, dont on déduit le montant initial d'investissement.

¹ Franck Olivier MEYE « Evaluation de la rentabilité des projets d'investissement » ; Editions l'Harmattan-Paris ; 2007.

² Franck Olivier MEYE « Evaluation de la rentabilité des projets d'investissement » ; Editions l'Harmattan-Paris ; 2007.

$$VAN = \frac{\sum C.Ft}{(1+i)^n} - I_0$$

Où :

C.Ft = Cash-Flow (l'ensemble des flux de liquidités générés par les activités d'une société)

I_0 = L'investissement initial

i = Taux d'actualisation

n = L'année d'exploitation

$VAN < 0$: le projet n'est pas rentable ;

$VAN = 0$: le projet est au moins capable à rembourser l'investissement initial ;

$VAN > 0$: le projet est rentable

La décision de réalisation de projet ou non dépend sur le résultat de la valeur actuelle nette. Si la VAN est positive ($V.A.N \geq 0$), le projet est au moins capable à rembourser l'investissement initial.

2.2.2.2 Le taux interne de rentabilité (TIR)

Le TIR est le taux de croissance auquel la valeur actuelle nette (VAN) des flux de trésorerie d'un projet est égale à zéro. Il mesure la rentabilité relative d'un projet et permet de comparer différents investissements.

2.2.2.3 Délai de récupération

C'est la durée d'exploitation au bout de laquelle les revenus du projet en permis de rembourser le montant de l'investissement initial. Lors d'un choix entre plusieurs projets, on retient le projet qui présente les délais de récupération le plus court.

2.2.2.4 Indice de profitabilité (I.P)

L'indice de profitabilité d'un projet mesure l'efficacité du capital investi. Il est le rapport de la valeur actuelle nette de projet au montant de l'investissement de réalisation :

$$IP = \frac{VAN}{I_0}$$

($IP < 1$) : le projet n'est pas rentable ;

Si ($IP = 1$) : le projet est au moins capable à rembourser l'investissement initial ;

Si ($IP > 1$) : le projet est rentable.

2.2.2.5 Le coût de revient unitaire ou coût moyen actualisé (CREU)

C'est le rapport de la somme des dépenses actualisées et la somme des quantités actualisées ne prenant en compte ni l'impôt ni la fiscalité de l'entreprise qui est donnée par la formule suivante :

$$CREU = \sum \text{dépenses actualisées} / \sum \text{quantités actualisées}$$

Tel que les dépenses actualisées = Investissement + Dépenses d'exploitation actualisées

$$CREU < \text{Prix vente} \quad VAN > 0$$

$$\text{Si le } CREU > \text{Prix vente} \quad VAN < 0$$

$$\text{Si le } CREU = \text{Prix vente} \quad VAN = 0$$

Donc le CREU peut être défini comme étant le prix de vente minimum permettant d'obtenir des bénéfices.¹

Le critère de choix entre plusieurs projets d'un même service avec les mêmes recettes, il revient de même de chercher la VAN Max ou le CREU min.

La formule plus détaillée du CREU est :

$$CREU = \frac{I - iA + (1 - i)OPEX}{(1 - i)(1 - t)Q}$$

Où :

I : Somme actualisée d'investissement ;

A : Somme actualisée d'amortissements ;

Q : débit transporté ;

OPEX : Somme actualisée charges d'exploitation ;

i (Taux de l'IBS) : Somme actualisée d'impôt annuel établi sur l'ensemble des bénéfices ou revenu réalisé par les sociétés, il est fixé à 25%.

t (Taux de la TAP) : Somme actualisée de la taxe sur l'activité professionnelle de transport par canalisation des hydrocarbures, il est fixé à 2% à 3%.

¹ Franck Olivier MEYE « Evaluation de la rentabilité des projets d'investissement » ; Editions l'Harmattan-Paris ; 2007.

2.2.2.6 Analyse de sensibilité

Cette analyse examine comment les résultats d'un projet varient en fonction de différents paramètres, tels que les prix du gaz, les coûts de construction et les taux d'intérêt. Cela aide à identifier les facteurs clés qui influent sur la rentabilité du projet.

2.2.3 Sources de financement

Pour financer ces projets, plusieurs sources sont explorées en Algérie :

- **Investissements du gouvernement :**

Le gouvernement algérien investit souvent dans les infrastructures énergétiques pour stimuler le développement économique et garantir la sécurité énergétique du pays.¹

- **Financements publics :**

Des institutions financières publiques comme la Banque Algérienne de Développement (BAD) peuvent fournir des prêts et des subventions pour soutenir ces projets.

- **Investissements privés :**

Les entreprises énergétiques nationales et internationales, ainsi que les investisseurs privés, peuvent participer au financement des projets en échange de participations ou de contrats d'approvisionnement.

- **Partenariats Public-Privé (PPP) :**

Les PPP peuvent être utilisés pour partager les risques et les coûts entre le gouvernement et le secteur privé, mobilisant ainsi des fonds supplémentaires.

2.2.4 Défis et obstacles

Malgré les nombreuses sources de financement, plusieurs défis entravent la réalisation de ces projets :²

- **Volatilité des Prix :**

Les fluctuations des prix du pétrole et du gaz peuvent affecter la rentabilité des projets et rendre le financement plus difficile.

¹ Banque mondiale. Rapport de suivi de la situation économique en Algérie, Edition Automne 2023

² Banque mondiale. Rapport de suivi de la situation économique en Algérie, Edition Automne 2023

- **Risques politiques et réglementaires :**

L'instabilité politique, les changements réglementaires et les incertitudes juridiques peuvent dissuader les investisseurs et entraver le financement.

- **Contraintes budgétaires :**

Les limitations budgétaires peuvent limiter la capacité du gouvernement à investir dans ces projets, nécessitant ainsi la recherche de financements alternatifs.

- **Risques opérationnels et techniques :**

Les risques liés à la construction, à l'exploitation et à la maintenance des pipelines, tels que les fuites, les dommages mécaniques et les incidents environnementaux, peuvent affecter la rentabilité des projets et rendre le financement plus risqué.

2.2.4 Stratégies d'atténuation des risques

Pour atténuer ces risques, plusieurs stratégies peuvent être adoptées :

- **Diversification des sources de financement :**

Diversifier les sources de financement réduit la dépendance à l'égard d'une seule source et répartit les risques entre plusieurs partenaires.

- **Amélioration de la transparence et de la gouvernance :**

Renforcer la transparence et la gouvernance des projets rassure les investisseurs et réduit les risques liés à l'instabilité politique et réglementaire.

- **Évaluation rigoureuse des risques :**

Une évaluation approfondie des risques permet d'identifier et de prévenir les problèmes potentiels dès le début du projet.

- **Utilisation de garanties :**

L'utilisation de garanties, telles que des assurances ou des fonds de réserve, peut rassurer les investisseurs et réduire les risques financiers.

2.2.5 Perspectives d'avenir

Malgré les défis, les perspectives d'avenir pour les projets de transport par canalisation en Algérie restent prometteuses. Avec un engagement continu en faveur de l'innovation, de la transparence et de la gouvernance, le pays peut attirer davantage d'investissements et réaliser ses ambitions en matière d'infrastructure énergétique.¹

Conclusion

L'infrastructure de transport par canalisation joue un rôle essentiel dans l'industrie gazière en Algérie, assurant l'acheminement efficace et sécurisé du gaz naturel depuis les gisements jusqu'aux centres de consommation et d'exportation. Ce chapitre a exploré en détail les différents aspects de cette infrastructure, mettant en évidence son importance stratégique pour le secteur énergétique du pays.

L'Algérie dispose d'un réseau étendu de gazoducs, parmi lesquels des projets phares comme le GR5, qui visent à répondre à une demande croissante et à améliorer la capacité de transport du gaz naturel. Ces infrastructures sont le fruit d'investissements massifs et de collaborations avec des partenaires internationaux, soulignant l'engagement du pays à maintenir et à renforcer sa position sur le marché mondial de l'énergie.

Les technologies utilisées dans le transport par canalisation, incluant des innovations en matière de surveillance et de maintenance, permettent d'assurer la fiabilité et la sécurité des opérations. La mise en œuvre de systèmes avancés de gestion et de contrôle contribue à minimiser les risques et à maximiser l'efficacité du réseau de gazoducs.

Cependant, la maintenance et la sécurité des pipelines restent des défis majeurs. L'Algérie a adopté des pratiques rigoureuses pour surveiller et entretenir ses infrastructures, mais des efforts continus sont nécessaires pour prévenir les incidents et garantir une exploitation durable. Les défis techniques, économiques et environnementaux associés à la gestion de ces infrastructures exigent une approche intégrée et proactive.

En conclusion, le réseau de transport par canalisation en Algérie est un pilier fondamental de l'industrie gazière du pays. Les investissements dans les infrastructures, les technologies avancées et les pratiques de maintenance rigoureuses sont essentiels pour répondre aux besoins énergétiques croissants et pour soutenir le développement économique national. La

¹ Banque mondiale. Rapport de suivi de la situation économique en Algérie, Edition Automne 2023

capacité de l'Algérie à gérer efficacement ces infrastructures déterminera en grande partie son succès futur en tant que leader mondial dans le secteur du gaz naturel.

CHAPITRE III
ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE
DU STC GR5

Introduction

L'Algérie, en tant que producteur majeur de gaz naturel, cherche constamment à optimiser ses infrastructures pour répondre à une demande croissante et pour maximiser ses revenus issus des hydrocarbures. L'expansion du Système de Transport de Gazoduc (STC) GR5 représente un projet stratégique pour améliorer la capacité de transport du gaz naturel depuis les nouveaux gisements vers les centres de consommation et les points d'exportation. Ce chapitre se concentre sur l'étude technico-économique de cette expansion, en examinant les aspects techniques, économiques et stratégiques du projet.

3.1 Principales étapes de l'étude économique d'un gazoduc

- Calcul des différents coûts de chacune des configurations techniques présentées ;
- Choix de la configuration technique optimale en se basant sur le coût de revient économique unitaire.

3.1.1 Calcul des coûts de la configuration technique suggéré

Le choix de la solution technique la mieux adaptée passe par l'analyse des divers coûts à savoir :

- Coût des investissements (CAPEX).
- Coût d'exploitation (OPEX).
- Conditions Économiques générales.

De manière à estimer un critère économique dans notre cas le CREU le coût de revient unitaire.

3.1.2 Echancier des investissements :

C'est le sacrifice de ressources corporels ou incorporels et les certitudes du présent dans l'espoir d'un revenu futur ultérieur incertain. Les notions qui caractérisent l'investissement sont :

- La durée : c'est l'étalement des revenus futurs espérés dans le temps.
- La rentabilité : c'est espéré que la somme des revenus futurs sera supérieure à la mise de fond initiale.
- Le risque : puisqu'un investissement est un pari sur l'avenir qui n'est jamais connu avec certitude ; la rentabilité est espérée réalisable et risque de ne pas l'être. L'investissement est réalisé seulement si l'on a mesuré le risque encouru et que l'on puisse avoir de bonne chance de la rentabilité.

Il existe plusieurs types d'investissement :

- Investissement matériels : correspondent à l'achat ou à la construction de biens d'équipements.
- Investissements de remplacement : qui permet de renouveler le matériel obsolète et vétuste.
- Investissements d'expansion : qui permet d'accroître le potentiel d'activité de l'entreprise dans le secteur où elle opère ou dans de nouveaux secteurs, ce qu'on appelle investissement de diversification.

3.1.3 Amortissement

Il représente la perte de valeur de l'équipement enregistrée au cours d'une année d'exploitation. Il existe deux types d'amortissement selon que la période d'exploitation est définie par l'administration fiscale « amortissement comptable » ou qu'il sera calculé sur toute la durée d'exploitation « amortissement économique ».

La somme des valeurs actualisées de chacun des amortissements économiques doit être égal à l'investissement tel que : ¹

$$I = x / (1+i) + x / (1+i)^2 + x / (1+i)^3 + \dots + x / (1+i)^n$$

Où

x : annuité constante équivalente à la dépense d'investissement ;

n : durée d'exploitation ;

i : taux d'intérêt.

3.1.4 Actualisation

Le terme actualisation désigne, en économie, un procédé qui permet de comparer l'évaluation d'un même bien ou celle des services qu'il rend en différents moments du temps.

L'application des formules d'investissement et des dépenses d'exploitation du projet conduit à un échéancier de dépenses d'investissement et d'exploitation.

Les dépenses d'investissement interviennent généralement dans les premières années dans notre cas ils sont répartis sur les 3 premières années tandis que les dépenses d'exploitation

¹ Franck Olivier MEYE « Evaluation de la rentabilité des projets d'investissement » ; Editions l'Harmattan-Paris ; 2007.

interviennent dès la mise en service et pour toute la durée d'utilisation de l'ouvrage soit plus de 25 ans.

Pour déterminer la dépense totale à laquelle on s'engage et également pour comparer entre les diverses variantes du même projet, on est conduit à traduire l'ensemble de ces échéanciers par un seul chiffre.

On ne peut pas faire la somme de toutes les dépenses envisagées, car cette méthode a l'inconvénient d'attacher la même valeur à 1\$ dépensé aujourd'hui et celui qui sera dépensé à la nième année alors que les deux valeurs sont loin d'être identiques. En effet, 1\$ dépensé dans (n) années est l'équivalent de la somme S dont il faudra disposer aujourd'hui pour pouvoir dépensé 1\$ dans n années. Cette somme S se détermine en constatant que 1\$ d'aujourd'hui s'échangera contre $(1+i)^n$ \$ dans un an avec i : taux d'intérêt.

D'où une somme S placée aujourd'hui procurerait :

$S(1+i)$ au bout d'une année.

$S(1+i)(1+i)^2$ au bout de 2ans.

$S(1+i) \dots (1+i)^n$ au bout de n ans.

Si on pose : $i_1=i_2=\dots=i_n$ pour simplifier les calculs le taux d'intérêt dans le temps ainsi est défini est appelé taux d'actualisation noté t%.¹

3.2 Description du système de transport par canalisation GR5

Conformément au plan à long terme 2012-2046 du SONATRACH de mai 2011, la configuration du STC GR5 "telle qu'octroyée" prenait en charge deux (02) phases du projet. Ce qui correspondait à l'entrée en production des gisements : Touat, Timimoun et Reggane Nord, dont les POD ont été approuvés, la consistance de la configuration est la suivante :

- Un (01) gazoduc de 780 Km en 48" entre le PK0 à Reggane et une Station de Compression au Terminal Arrivé à Hassi R'mel,
- Une (01) Station de Compression au Terminal Arrivé à Hassi R'mel au PK 780 équipée de Trois (03) Turbocompresseurs,

¹ Franck Olivier MEYE « Evaluation de la rentabilité des projets d'investissement » ; Editions l'Harmattan-Paris ; 2007.

- Une canalisation d’interconnexion entre la Station de Compression de Hassi R’Mel HRM et le CNDG de 6 Km en 56’’,
- Une (01) Base de vie à Hassi R’mel.

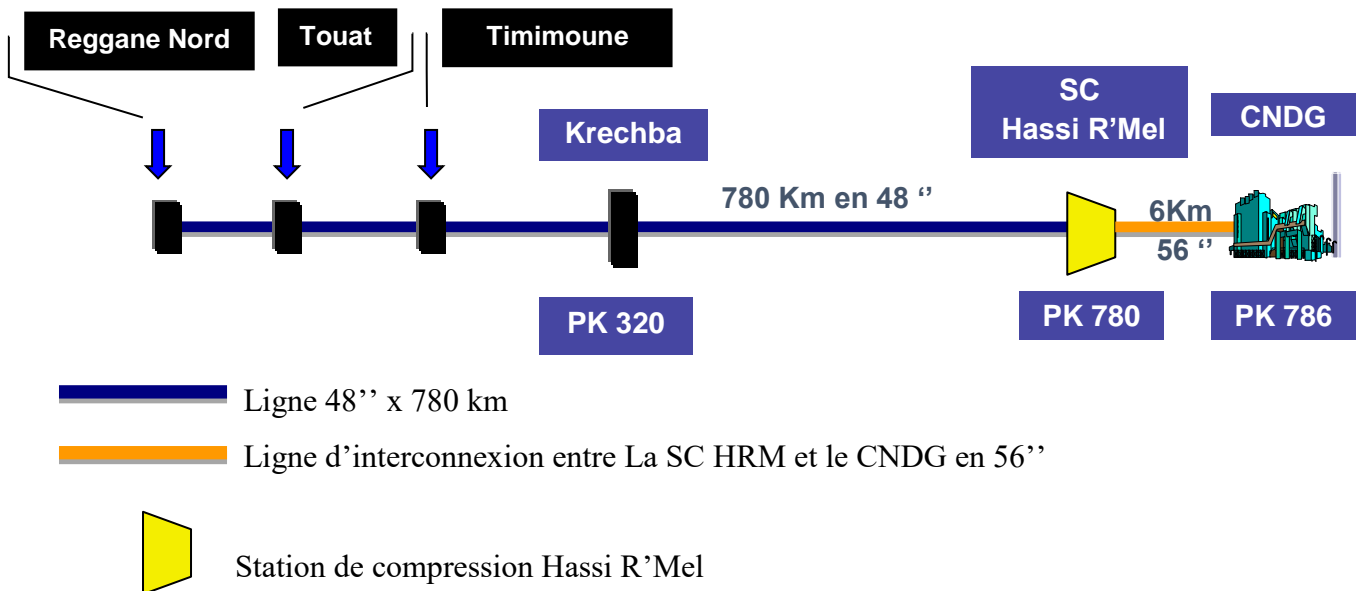


Figure 3.1 : Configuration initiale du tracé GR5

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– SONATRACH.

Lors des missions de reconnaissances complémentaires sur le tracé du gazoduc GR5, des nouveaux couloirs ont été identifiés présentant des avantages sur le plan relief contournant des zones difficiles pour la construction ont mené à la modification du tracé initial par rapport à celui de la concession octroyée.

Ces couloirs qui se situent au niveau de la partie sud (Reggane – Krechba) ont l’avantage de réduire la longueur initiale du projet et un gain d’environ 15 km.

Cette modification a généré par voie de conséquence un nouveau profil altimétrique qui a servi à l’actualisation du modèle de simulation hydraulique.

Aussi, pour le besoin d’une éventuelle interconnexion avec le gazoduc GR3 existant, les postes de coupure de la partie Krechba- Hassi R’Mel seront construits mitoyens à ceux du gazoduc existant.

Par ailleurs, le tracé du gazoduc pourrait connaître de légères modifications lors de la réalisation sur terrain qui peut connaître des imprévus, le tracé final ne sera connu avec exactitude qu’à la fin des travaux de réalisation.

Pour une meilleure souplesse d'exploitation et de maintenance des installations au niveau du CNDG, il est prévu l'interconnexion de la station de compression du STC GR5 avec la station de compression du GR4 au niveau de Hassi R'Mel.

Suite aux changements cités en objet, la nouvelle consistance du STC GR5 est la suivante :

- Une (01) canalisation de 765 Km en 48'' entre le terminal départ de Reggane (PK0) et le Terminal arrivé de Hassi R'Mel,
- Une (01) Station de Compression au Terminal Arrivée à Hassi R'Mel au PK 765 équipée de trois (03) Turbocompresseurs dont un (01) en réserve,
- Une (01) canalisation de 05 Km en 56'' entre la station de Compression de Hassi R'Mel et le CNDG,
- Deux (02) canalisations de cinq (05) km chacune en 42'', pour l'interconnexion de la station de compression du STC GR5 avec la station de compression du GR4 au niveau de Hassi R'Mel,
- Une Base de vie à Hassi R'Mel.

Tableau 3.1 : Récapitulatif de la configuration initiale du tracé STC GR5

Longueur (Km)	780
Diamètres (Pouces)	48
Nombre de Station de Compression	01
Nombre de Postes de Coupure	07
Nombre de turbocompresseur	03
Nombre de Postes de Sectionnement	35
Pression Maximale de Service (Bar)	70

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– SobONATRACH.

3.2.1 Consistance actualisée du STC GR5

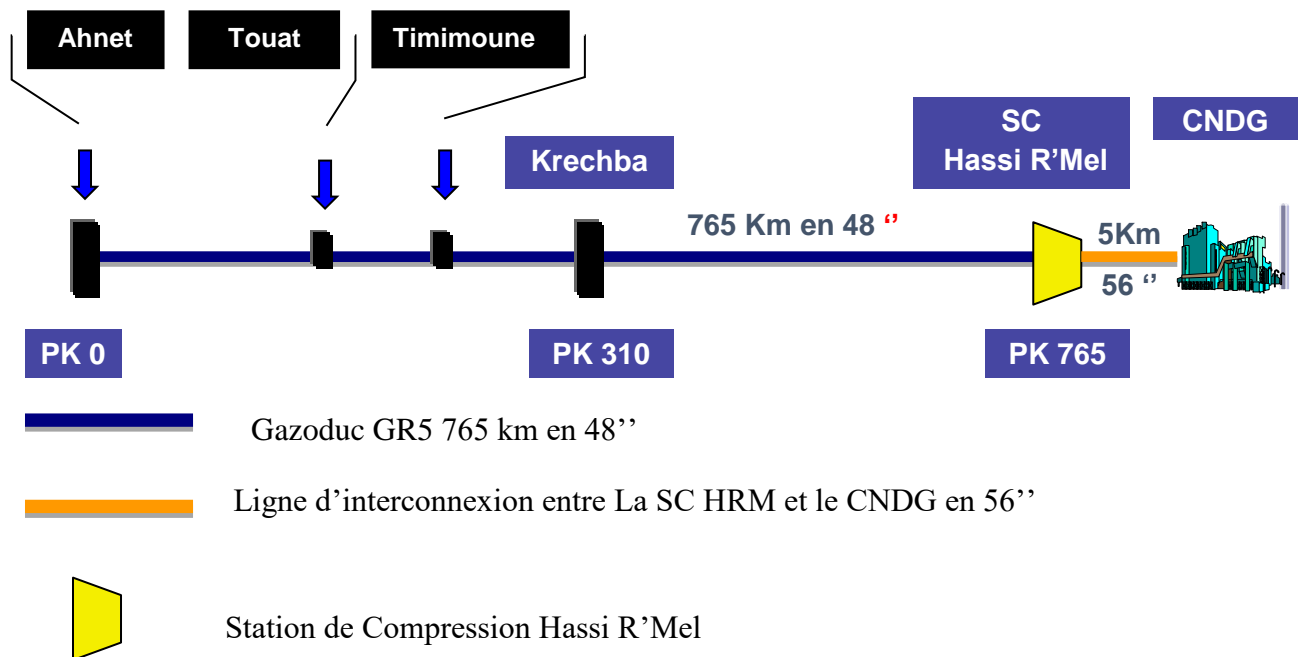


Figure 3.2 : Configuration actualisée du tracé GR5

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– SONATRACH.

La nouvelle capacité design du STC GR5 a été portée à 8,8 GSm³/an, cela du fait de :

- La réduction du linéaire du gazoduc qui est passé de 780 à 765 Km soit un gain de 15 Km,
- La réduction des pertes de charge singulière dans les Postes de coupure de 0,5 à 0,3 bars soit un gain de 0,2 Bars par PC et 1,2 Bars pour tout l'ouvrage (six (06) postes de coupure intermédiaires dépourvus de la filtration),
- Les changements opérés sur les hypothèses de base concernant la température du gaz (issu des CPF) aux points d'injection sur le GR5 (45°C au lieu de 60°C).

Cette nouvelle consistance a permis de collecter et acheminer les quantités de gaz naturel provenant du sud-ouest de HASSI R'MEL Depuis le terminal de départ (TD) qui se situe à RAGGANE jusqu'au centre national de dispatching gaz (CNDG) à Hassi R'mel.

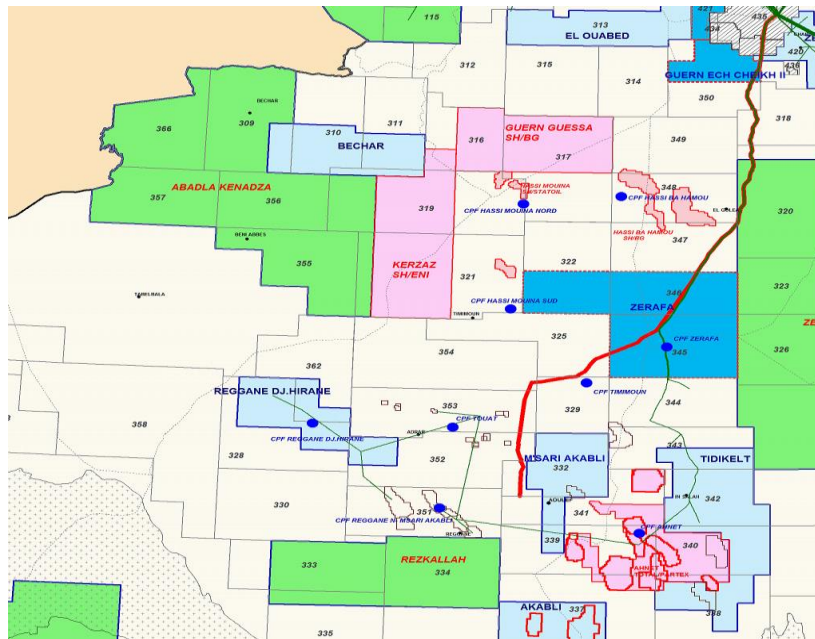


Figure 3.3 : Situation géographique des gisements du sud-ouest algérien
Source : Division Exploitation TRC– SONATRACH

3.2.2 Planning de mise en service des gisements

Ci-après, un tableau qui illustre les changements des dates de mise en service des gisements selon les différents profils prévisionnels du gaz de vente de la région du sud ouest.

Il est à noter que les dates de mises en service des différents gisements sont constamment en changements et très rapprochées les unes des autres.

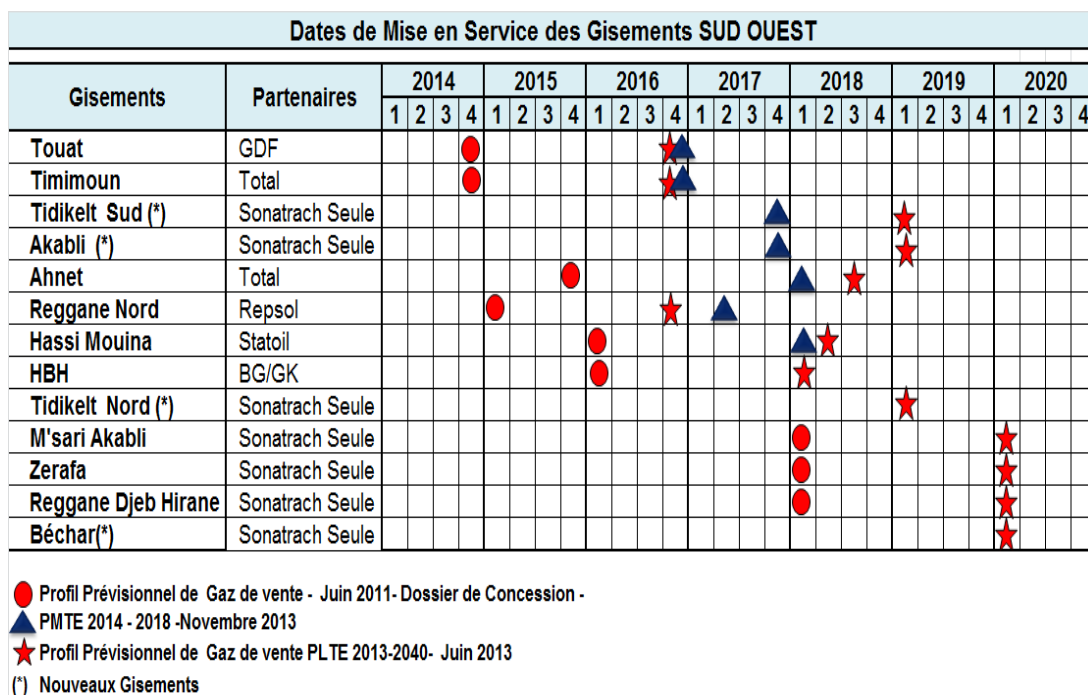


Figure 3.4 : Situation géographique des gisements du sud-ouest algérien
Source : Division Exploitation TRC– SONATRACH

3.2.3 Profils prévisionnels de gaz de vente du sud-ouest :

Ci-après, les profils prévisionnels de gaz de vente à moyen et long termes pris en compte dans l'élaboration des simulations des différentes configurations du développement du STC GR5.

Tableau 3.2 : Quantités prévisionnelles et dates de mise en service des gisements de gaz du sud-ouest.

10 ⁶ Sm ³ /an	2014	2015	2016	2017	2018
Touat	-	-	717	4 362	4 362
Timimoune	-	-	384	1 535	1 552
Reggane Nord	-	-		2 095	2 780
Ahnet	-	-	-	-	4 085
Hassi Mouna	-	-	-	-	1 820
Akabli	-	-	-	256	1 024
Tidikelt	-	-	-	243	1 778
Total Injection Dans Le Gr5	-	-	1 100	8 490	1 7401
Autoconsommation Trc	-	-		25.46	46.74
Total Sous Tirages	-	-		25	47

Arrivee Gaz Cndg	-	-	1 100	8 464	17 354
------------------	---	---	-------	-------	--------

Gisements	Mise en Service
Sonatrach en Association	
Ahnet	Janvier 2018
Touat	Novembre 2016
Timimoune	Octobre 2016
Reggane	Avril 2017
Hassi Mouna	Janvier 2018
Sonatrach Seule	
Tidikelt Sud	Octobre 2016
Akabli	Octobre 2016

Source : Division Exploitation TRC– SONATRACH

3.2.4 Caractéristiques du STC GR5

Tableau 3.3 : Caractéristiques du tracé du STC GR5.

	PK (Km)	Altitudes (m)
TD – PK 0 - Reggane	0	305
PS 01	20	337,3
PS 02	39,5	335
PS 03	58	352
PC 01	75	406
PS 04 – Injection Touat-	95	405
PS 05	115	406
PS 06	135	413
PS 07	156	424
PC 02	176	410,5
PS 08	198	411
PS 09– Injection Timimoun -	220	443
PS 10	242,5	444
PS 11	264,5	426

PS 12	287	444
PC 03 - Krechba	310	449
PS 13	331	466
PS 14	353	451
PS 15	375	467
PS 16	397	480
PC 04	418,5	425
PS 17	441,5	418
PS 18	464,5	384
PS 19	487,5	421
PS 20	510,5	460
PC 05	533,3	529
PS 21	553,7	509
PS 22	580	518
PS 23	603,5	496
PS 24	626,8	520
PC 06	650,63	544
PS 25	673,2	675
PS 26	696,2	680
PS 27	719,2	731
PS 28	742,2	740
PC 07 – SC Hassi R'Mel	764,84	750
CNDG - Hassi R'Mel -	769,5	752

Source : Division Exploitation TRC– SONATRACH

3.2.5 Coordonnées des points d'injections :

Les coordonnées des différents points d'injection des gisements sur le STC GR5 sont comme suit :

Tableau 3.4 : Coordonnées des points d'injection du tracé du STC GR5.

Gisements	Coordonnées du point d'injection		
	Ouvrages	PK (km)	Altitude (m)
Ahnet	TD	0	305
Reggane Nord			
M'sari Akabli			
Tidikelt sud			
Tidikelt nord			
Akabli			
Touat	PS 04	95	405
Reggane Dj Hiran			
Timimoun	PS 09	220	443
Zerafa	PC 03	310	449
Hassi Mouina			
Hassi Ba Hamou	PC 04	418,5	425
Béchar	PC 07	764,84	750

Source : Division Exploitation TRC– SONATRACH

3.2.6 Données du fluide

En première approche, les spécifications de la qualité du gaz sec de certains gisements sont comme suit :

Tableau 3.5 : Spécifications de la qualité du gaz sec des gisements sud-ouest.

		Touat	Timimoun	Reggane Nord	Hassi Mouina	Hassi Ba Hamou	Spéc. TRC	
							Min	Max
Composition Molaire (% mole)	Azote	0,03	2,07	0,38	0,261	3,08	0,37	5,50
	Gaz carbonique	2,00	1,57	1,74	2,00	0,03	/	2,00
	Méthane	90,02	87,58	96,06	95,49	88,18	83,80	98,00
	Ethane	3,85	6,76	1,57	1,97	5,87	0,50	10,70
	Propane	1,05	1,38	0,20	0,22	1,77	0,01	2,00
	I-Butane	0,14	0,19	0,02	0,02	0,27	0,01	1,00
	n-Butane	0,20	0,21	0,02	0,02	0,47	0,01	1,00
	i-Pentane	0,08	0,10	0,01	0,01	0,11	0,00	0,04
	n-Pentane	0,05	0,03	/	0,00	0,12	0,00	0,04
	Hexane et plus	0,09	0,09	/	0,00	0,09	0,00	0,00
Point de Rosée HC	° C	-5	-7	/	-5	0	-	0
Point de Rosée H2	° C	/	2	/	/	4	-	7
Teneur en H ₂ O	ppm	50	50	/	50	/	4	-
PCS	Kcal/Sm ³	9150/9600	8549,9/9600	8981	8907	9628	8700	9650
Teneur en H ₂ S	mg/Cm ³	0	2	0	0	/	-	2

Source : Division Exploitation TRC– SONATRACH

NB : Les spécifications des gaz des autres gisements (Tidikelt Sud et Tidikelt Nord, M'sari Akabli, Akabli, Zerafa, Reggane Djebel Hirane et Béchar) seront conformes aux exigences de la spécification de transport de Sonatrach/TRC.

3.2.7 Coût de la nouvelle consistance du STC GR5

Coût d'investissement de la nouvelle consistance du STC GR5 est le suivant :

- **Ligne :**

1\$=78 DA

Coûts	10 ⁶ DA	10 ⁶ \$
Construction	50 383,908	645,948
Fourniture Tube	38 743,00	496,705
Total	89 538,35	1142,653

- **Station :**

1\$=78 DA

Coûts	10 ⁶ DA	10 ⁶ \$
Station de compression de Hassi R'mel	18 419, 629	236,15
Base de vie à Hassi R'Mel	1 379,917	17,7

Tableau 3.6 : Coûts d'investissements
Source : PMT 2014-2018 de Sonatrach.

Figure 3.5 : Profil Altimétrique

Source : Division Exploitation TRC– Sonatrach

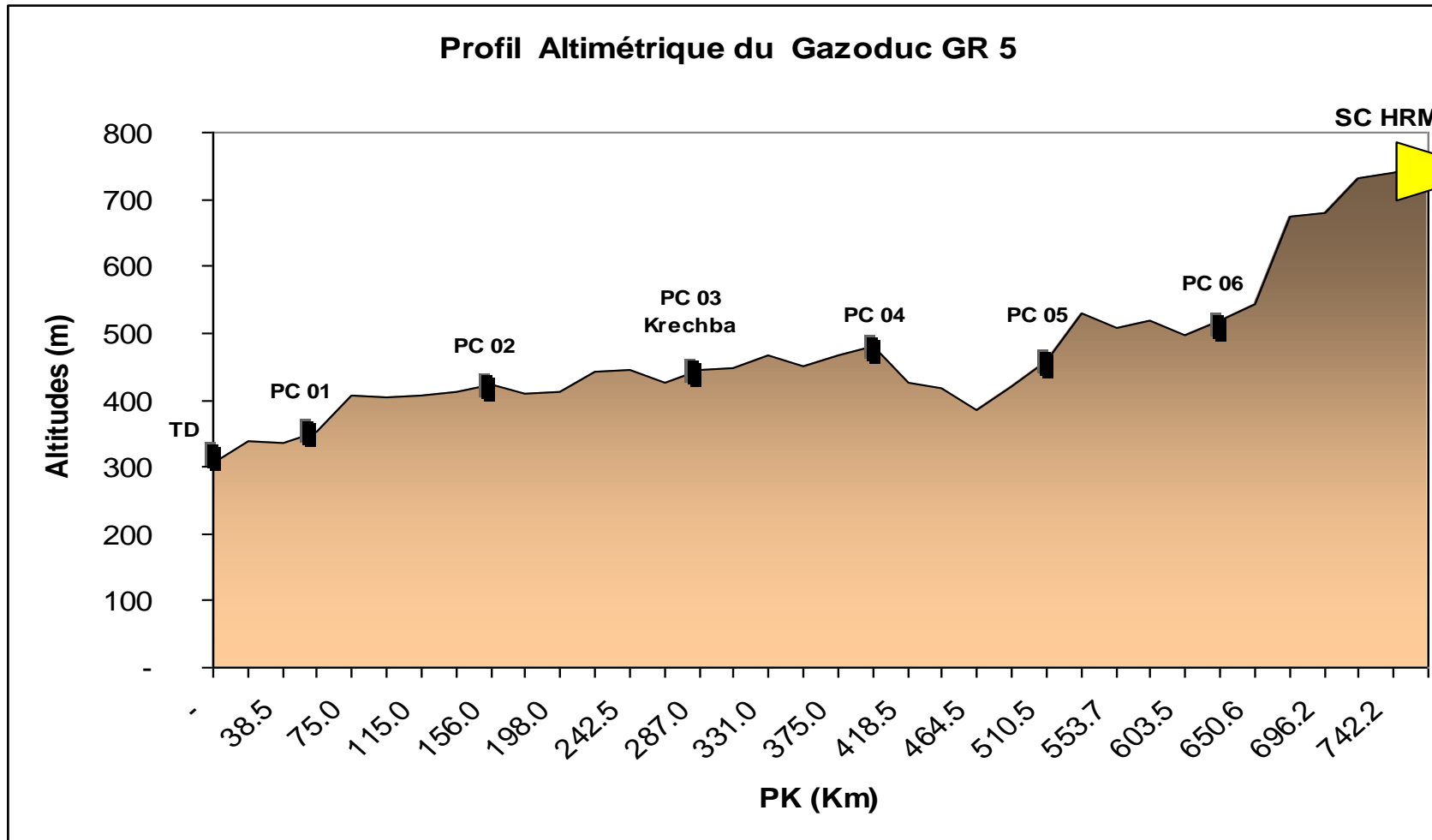


Figure 3.6 : Profils prévionels de gaz de vente des gisements du Sud-Ouest

Source : Division Exploitation TRC– Sonatrach

Gisements en Effort propre (Region Sud Ouest)										Gisements en Association							
Profil Previsionel de gaz de vente en milliard de Sm ³										Profils à long terme du gaz de vente du Sud Ouest (en millions de Sm ³)							
	MSARI AKABLI	ZERAFA	REG DJEB HIRANE	TIDEKELT NORD	TIDEKELT SUD		AKABLI	BECHAR	TOTAL	Total Gaz SW	Touat	Reggane Nord	Timimoun	Ahnet	Hassi Moul na	HBH	
					TIDEKELT SUD	DMS*											
2014						0,27			0,27	0	0	0	0	0	0	0	
2015						0,27			0,27	0	0	0	0	0	0	0	
2016						0,27			0,27	2 189	1 131	674	384	0	0	0	
2017						0,51			0,51	8 840	4 525	2 780	1 535	0	0	0	
2018						0,51			0,51	14 250	4 319	2 780	1 552	2 000	1 820	1 778	
2019				0,99	1,66	0,51	1,02		4,18	16 809	4 320	2 780	1 552	4 089	2 289	1 778	
2020	1,79	1,03	1,90	0,99	1,66	0,51	1,02	1,02	9,92	16 798	4 323	2 780	1 552	4 075	2 289	1 778	
2021	1,79	1,03	1,90	0,99	1,66	0,51	1,02	1,02	9,92	16 810	4 334	2 780	1 552	4 076	2 289	1 778	
2022	1,79	1,03	1,90	1,60	1,66	0,51	1,02	1,02	10,53	16 490	4 254	2 780	1 355	4 074	2 289	1 738	
2023	1,79	1,03	1,90	1,60	1,66	0,51	1,02	1,02	10,53	16 058	4 252	2 780	1 220	4 077	2 146	1 584	
2024	1,61	1,60	1,71	1,60	1,66	0,51	1,02	1,02	10,73	15 487	4 103	2 780	1 098	4 066	2 014	1 426	
2025	1,45	1,60	1,54	1,60	1,66	0,51	1,02	1,02	10,40	14 531	3 532	2 780	988	4 058	1 889	1 283	
2026	1,30	1,60	1,38	1,60	1,65	0,51	1,02	1,02	10,08	13 644	3 077	2 780	889	4 075	1 667	1 155	
2027	1,15	1,60	1,25	1,60	1,63	0,51	1,02	1,02	9,78	12 744	2 773	2 660	800	4 079	1 392	1 039	
2028	1,03	1,60	1,12	1,60	1,60	0,51	1,02	1,02	9,50	11 882	2 443	2 520	720	4 073	1 190	936	
2029	0,93	1,60	1,01	1,60	1,54	0,51	1,02	1,02	9,23	10 846	2 086	2 180	678	4 057	1 003	842	
2030	0,82	1,60	0,91	1,60	1,49	0,51	1,02	0,94	8,89	9 949	1 838	1 800	644	4 070	840	758	
2031	0,72	1,60	0,82	1,60	1,41	0,51	1,02	0,88	8,56	9 343	1 626	1 640	612	4 082	702	682	
2032	0,63	1,60	0,74	1,60	1,34	0,51	1,02	0,82	8,26	8 685	1 458	1 400	581	4 045	587	614	
2033	0,56	1,60	0,66	1,60	1,27	0,49	1,02	0,76	7,96	7 998	1 301	1 280	462	3 911	492	552	
2034	0,49	1,60	0,60	1,60	1,21	0,47	0,97	0,71	7,65	7 388	1 164	1 180	439	3 695	413	497	
2035	0,43	1,60	0,54	1,60	1,14	0,45	0,93	0,66	7,35	6 683	1 035	1 080	417	3 357	347	447	
2036	0,38	1,60	0,48	1,47	1,08	0,43	0,88	0,61	6,93	6 112	949	1 000	396	3 139	292	336	
2037	0,33	1,44	0,43	1,35	1,02	0,42	0,83	0,57	6,39	5 632	866	920	376	2 964	247	259	
2038	0,29	1,29	0,39	1,24	0,95	0,40	0,79	0,53	5,88	5 087	777	680	357	2 831	208	233	
2039	0,26	1,16	0,35	1,14	0,88	0,39	0,76	0,49	5,43	4 809	725	660	340	2 698	176	210	
2040	0,23	1,05	0,32	1,05	0,81	0,38	0,71	0,46	5,01	4 427	669	620	323	2 477	150	189	
Total	19,77	29,86	21,85	31,60	30,64	12,40	21,17	17,63	184,92	263 489	61 881	48 094	20 820	84 066	26 732	21 895	

* DMS : Djebel Mouina Sud situé dans Tidikelt Sud

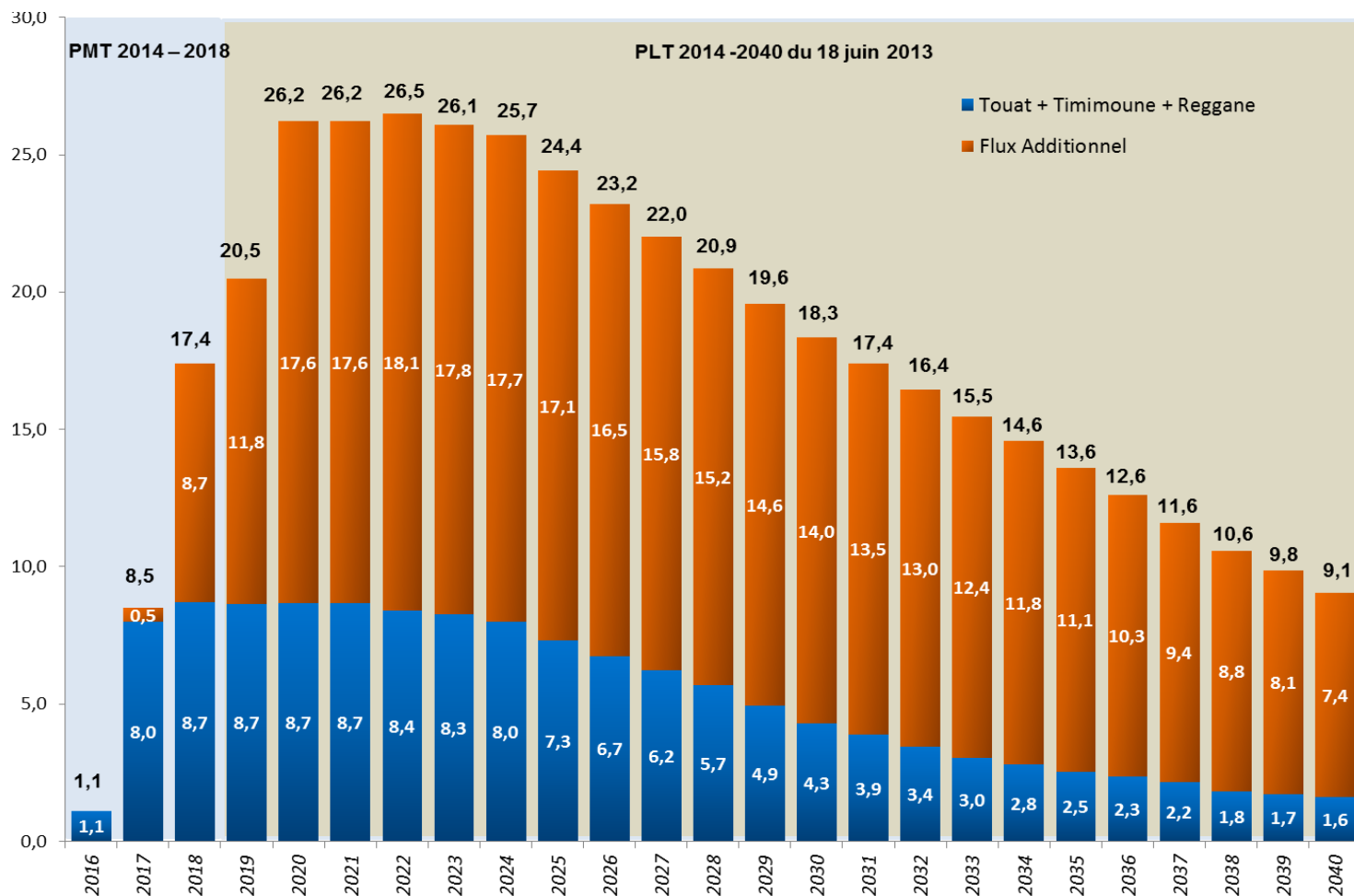


Figure 3.7 : Offre prévisionnelle de gaz naturel de la région Sud-Ouest
Source : Division Exploitation TRC– Sonatrach

3.3 Principales étapes de l'étude technico- économique :

Les principales phases de l'étude technico-économique sont les suivantes :

- Choix du tracé du STC,

Modélisation et simulations des différentes configurations techniques possibles répondant au besoin d'évacuer la production de ces gisements,

- Calcul économique de chacune des configurations techniques présentées,
- Choix de la configuration technique optimale (la plus avantageuse).

3.3.1 Calcul technique

Le calcul technique a pour objet, la modélisation et la simulation des différentes configurations techniques possibles, qui permettent d'évacuer la production des champs gaziers selon le profil de production affiché ci-dessus.

Chaque configuration correspond à une combinaison entre des longueurs de canalisations entre PC et un nombre de stations de compression intermédiaires.

Ce calcul technique doit tenir compte de plusieurs données, à savoir :

- Le tracé du STC, profils altimétrique (points kilométriques et altitudes).
- Les débits d'injections des différents gisements.
- Les paramètres d'exploitation (PMS, Pression à l'aspiration et au refoulement, Température) de la ligne et de la station de compression.
- La composition moyenne du gaz naturel.
- Les caractéristiques du tube (diamètre, rugosité, épaisseur).
- Les caractéristiques de la station de compression (Nombre de TC, Puissance Turbine, Compresseur,).

3.3.2 Estimation économique

Le coût de chaque solution technique est déterminé en fonction des données économiques à savoir :

- **Coût des investissements (CAPEX)**
- **Coût d'exploitation (OPEX)**
- **Conditions économiques générales**
 - ✓ Echancier des investissements,
 - ✓ Durée d'exploitation de l'ouvrage,
 - ✓ Durée d'amortissement des installations,
 - ✓ Taux d'actualisation,
 - ✓ Taux d'inflation,

La comparaison des solutions est basée sur le Coût de Revient Economique Unitaire (CREU).

Ce critère est très utilisé dans le domaine des entreprises du secteur public (d'intérêt commun) tel qu'entreprise du transport des produits pétroliers, d'électricité....

Les incertitudes sur les composantes du coût de revient sont souvent moins fortes que celles qui pèsent sur les prévisions du prix de vente. Il est alors utile de connaître le prix de vente min (dans notre projet c'est un tarif fixé par un organisme spécialisé) qui permet de rentabiliser l'investissement et c'est grâce la méthode du CREU qu'on pourra déterminer ce tarif min et d'obtenir les mêmes conclusions qu'un calcul de VAN.

3.4 Outil de modélisation et de simulation :

Les modèles et les simulations d'écoulements ont été établis en régime stationnaire à l'aide du logiciel PIPEPHASE 9.1. Le logiciel permet de déterminer les pertes de charge des écoulements des fluides dans les canalisations fermées en régime permanent avec la prise en compte des effets des transferts thermiques.

La corrélation utilisée pour le calcul des pertes de charge linéaires est celle de Panhandle B, adaptée aux écoulements monophasiques dans les longs gazoducs de diamètre supérieur à 24".

Tableau 3.7 : méthodes de corrélation pour le calcul des pertes de charge linéaires

Corrélations	Recommandations
Panhandle B	Utilisée pour les grandes distances et les grands diamètres
Weymouth	Utilisée pour les petites distances et les petits diamètres
Moody	Utilisée pour tous les diamètres et distances et spécialement pour les grandes vitesses d'écoulement
American Gas Association	Recommandée par American Gas Association

Source : Abdelkrim Liazid « Etude des écoulements de pétrole brut dans les pipelines » 2009.

3.4.1 Hypothèses retenues et résultats

3.4.1.1 Hypothèses techniques

- **Hypothèses sur les flux de la région Sud-Ouest :**
 - Les prévisions de production issues du PMT 2014 – 2018 ;
 - Les prévisions de production à long terme 2013 – 2040 transmises par la DCG SPE en Juin 2013 pour identifier les gisements prévus au-delà de 2018 et les expansions nécessaires à leur évacuation vers Hassi R'Mel ;
 - Treize (13) gisements ont été considérés pour le développement du STC GR5, y compris celui de Béchar malgré son éloignement (plus de 300 Km du gazoduc) ;
 - Les besoins en gaz naturel de la région de Tamanrasset ont été pris en considération.

- **Hypothèses sur les régimes de pression :**

- La PMS de la canalisation de transport est fixée à 70 Bar,
- La pression d'injection sur la ligne principale GR5 est de 70 Bar.

- **Hypothèses sur les calculs thermiques :**

Les profils de températures des produits transportés sont calculés en prenant en compte les pertes par conduction et convection :

- Convection forcée interne entre le fluide et la paroi.
- Conduction à travers les différentes couches de la paroi de la canalisation
- Conduction externe à travers le sol.

Le refroidissement dû à la détente (effet de joule - Thompson) est également pris en compte dans les simulations.

- La température du gaz aux points d'injection sur le GR5 est prise égale à 45°C.
- La température maximale du gaz à la sortie de la station de compression est fixée à 60°C après refroidissement.
- La conductivité thermique moyenne du sol est prise égale à 0,3 W.m-1.K-1
- L'étude hydraulique a été réalisée dans les conditions climatiques « Eté » considérées comme le cas le plus défavorable pour le transport des capacités sus-indiquées.

Température Ambiante : Eté.....45°

Température du Sol : Eté.....25°

- **Hypothèses sur les stations de compression :**

Afin d'approcher les paramètres de pression, température et de consommation de gaz carburant, les hypothèses suivantes ont été prises :

- La perte de charge entre l'entrée de la Station de Compression et l'aspiration du compresseur égal à 0,5 Bar
- La perte de charge entre le refoulement des compresseurs et la sortie Station de Compression égal à 0,8 Bar.
- La pression d'aspiration minimale de toutes les stations de compression est fixée à 45 Bar.
- La pression de refoulement des stations de compression sur la ligne principale (Krechba, Hassi R'Mel,) est prise égale à 70 Bar,
- Le Rendement adiabatique : 85 %.

- **Hypothèse sur les postes de coupure :**

Une perte de charge de 0,3 Bar est considérée pour chaque poste de coupure.

- **Hypothèse sur le facteur de marche :**

Aucune variation saisonnière n'est prise en compte. Le débit nominal est le volume de gaz annuel livré par chaque gisement divisé par un facteur de marche de 330 jours.

3.4.1.2 Résultats du calcul des épaisseurs

L'acier utilisé pour ce projet est un acier au carbone de nuance X70 PSL2 M Welded selon « Spécification for Line Pipe API 5L 44ème Edition 2007 ». Les épaisseurs des canalisations ont été calculées selon le « Règlement Algérien de Sécurité pour les Canalisations de Transport de Gaz Combustibles » et varient le long de la ligne selon les zones traversées, zone I, zone II et zone III.¹

Sur la base de ces données et hypothèses, il est procédé comme suit pour le calcul des épaisseurs :

- **Formule de Barlow :**

La formule de Barlow permet de calculer l'épaisseur minimale E_{min} , pour une pression de calcul donnée :

$$E_{cal} = \frac{P * D_{ext}}{2 * \sigma_{ad}}$$

Où

E_{cal} : Epaisseur calculée de la canalisation (mm)

D_{ext} : Diamètre Extérieur de la canalisation (mm) $D = 1.219,00$ mm

P : Pression Maximale de Service PMS = PC = 70 bar.

σ_{ad} : Contrainte admissible de l'acier (bars)

Calcul des contraintes admissibles :

$$\sigma_{ad} = \min(K_e \times \sigma_e, K_r \times \sigma_r)$$

$\sigma_e = 4.850$ bar : la contrainte élastique minimale de l'acier nuance API5L X70 PSL2

$\sigma_r = 5.700$ bar : la contrainte de rupture minimale de l'acier nuance API5L X70 PSL2

¹ LHADJ MOHAND Thanina, KORDJIDJ Fatma-Zohra, « Calcul thermo-Hydraulique et étude de stress du gazoduc GR5 sous CAESAR II », mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Génie mécanique Option : Transport et distribution des hydrocarbures. Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2016/2017.

Ke et Kr sont les coefficients de sécurité qui dépendent des zones traversées.

Zones	Ke	Kr
Zone I	0,60	0,36
Zone II	0,73	0,55
Zone III	0,80	0,60

Le résultat du calcul des épaisseurs calculées est résumé dans le tableau suivant :

Diamètre	Zones	Epaisseurs Calculées (mm)	Epaisseurs Commerciales (mm)
	I	20,79	21,97
	II	13,61	14,05
	III	12,48	12,95

3.4.1.3 Résultats des simulations hydrauliques

- **Opportunité de la demande d’expansion du STC GR5**

Selon le PMT 2014-2018 et le PLT 2014-2040, la mise en production des treize (13) gisements se présente comme suit :

Gisements	Date de mise en Service	Référence
Timimoun	4 ^{ème} Trimèstre 2016	PMT 2014-2018
Touat		
Reggane Nord	2 ^{ème} Trimèstre 2017	
Tidikelt sud	4 ^{ème} Trimèstre 2017	
Akabli		
Ahnet	1 ^{er} Trimèstre 2018	
Hassi Mouina		
Tidikelt nord	1 ^{er} Trimèstre 2019	PLT 2014- 2040
Hassi Ba Hamou		
MS’ari Akabli	1 ^{er} Trimèstre 2020	
Zerafa		
Reggane Djbel Hirane		
Béchar		

En effet, SH/TRC prévoit de demander une expansion du STC GR5 afin de satisfaire la demande de transport du gaz naturel des sept (07) gisements du sud-ouest vers Hassi R'Mel selon le PMT 2014-2018, à savoir :

Gisements	PMT 2014 - 2018	
	Flux	
	10 ⁹ Sm ³ /an	10 ⁶ Sm ³ /h
Timimoun	17,40	2,197
Touat		
Reggane Nord		
Tidikelt sud		
Akabli		
Ahnet		
Hassi Mouina		

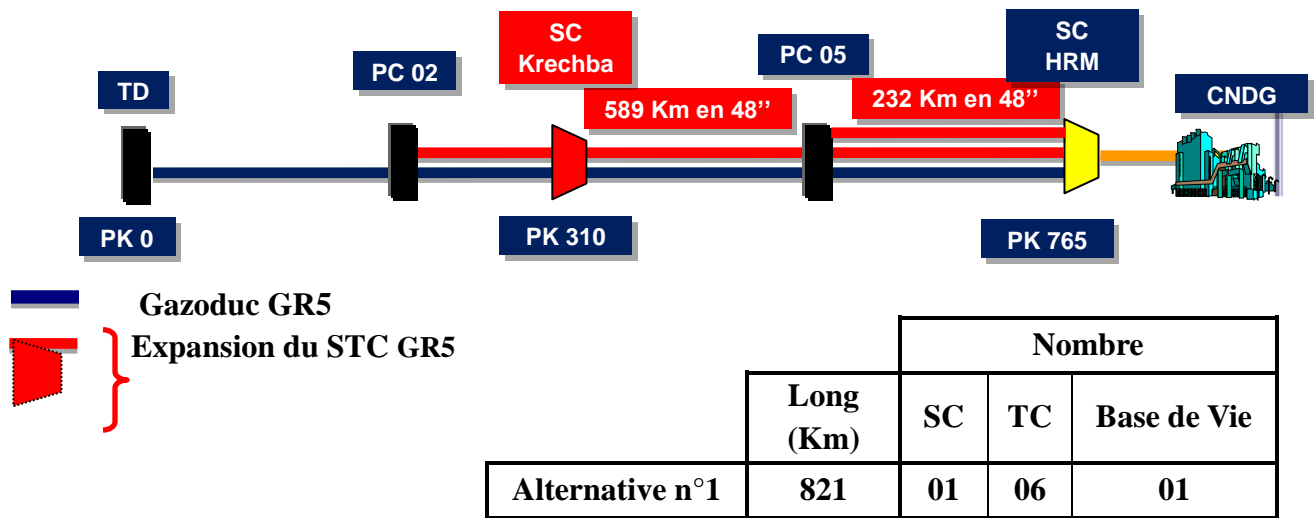
3.4.1.4 Alternatives techniques de calcul

Les alternatives techniques étudiées pour le STC GR5 sont au nombre de quatre (04) :

- **Alternative 1: Looping + Station de compression**

Cette alternative consiste à l'ajout de :

- Une (01) Canalisation de 589 Km en 48'' entre le PC 02 et la Station de Compression de Hassi R'Mel,
- Une (01) Canalisation de 232 Km en 48'' entre le PC 05 et la Station de Compression de Hassi R'Mel,
- Deux (02) Turbocompresseurs à la Station de compression de Hassi R'Mel, ce qui portera le nombre de TC à Cinq (05) dont un (01) en réserve,
- Une (01) Station de Compression au Poste de Coupure N° 03 (PK 310) à Krechba sur le GR5, équipée de (04) TC dont trois (03) en marche et Un (01) en réserve,
- Une (01) Base de vie à Krechba.



Résultats des Simulations Hydrauliques :

Station Compression	PK SC	Débit 10 ⁶ m ³ /h (S)	Press Asp Bar	Press Ref Bar	T Asp °C	T Ref °C	Puissance Totale sur l'arbre MW	Config SC
Krechba	310	2,593	45	70	38	58	44,3	3 +1
Hassi R'Mel	765	3,348	46	70	34	60	49,7	4 +1

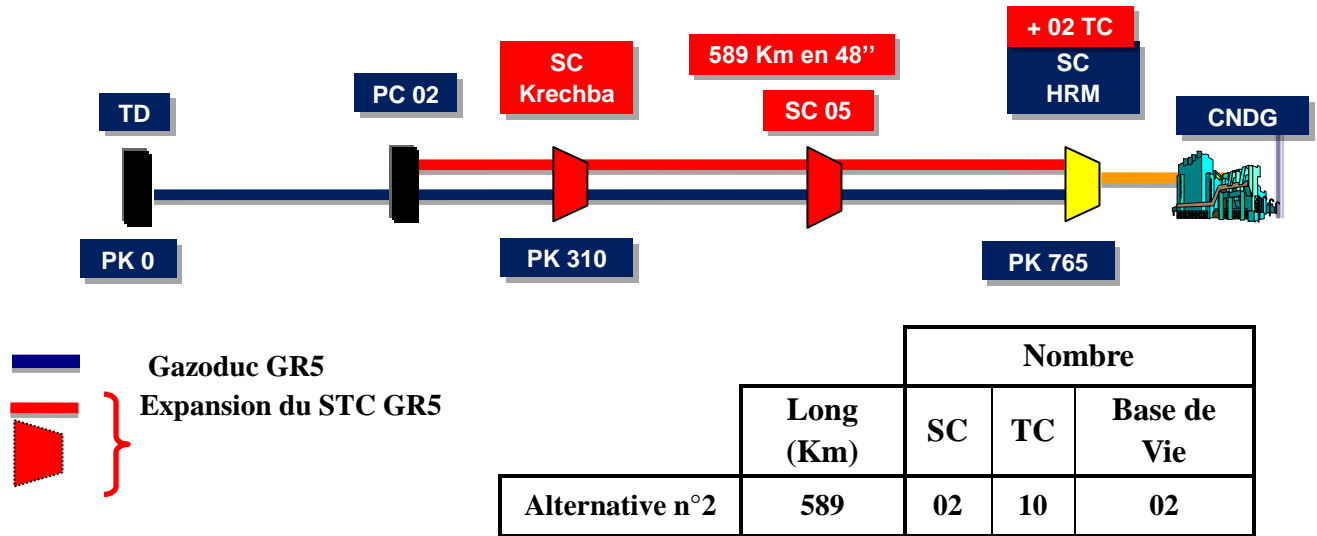
Figure 3.8 : Configuration techniques de l'alternative 1

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– Sonatrach.

• **Alternative 2 : Looping + Stations de compression**

Cette deuxième alternative consiste à l'ajout de :

- Une (01) canalisation de 589 Km en 48'' entre le PC 02 et la Station de Compression de Hassi R'Mel.
- Deux (02) Turbocompresseurs à la Station de compression de Hassi R'Mel, ce qui portera le nombre de TC à Cinq (05) dont 01 en réserve,
- Une (01) Station de Compression au Poste de Coupure N°03 (PK 310) à Krechba sur le GR5, équipée de Quatre (04) Turbocompresseurs dont Trois (03) en marche, Un (01) en réserve,
- Une (01) station de compression au niveau du PC 05 équipée de Quatre (04) Turbocompresseurs dont Trois (03) en marche et Un (01) en réserve,
- Deux (02) Bases de vie : Krechba et au PC05.



Résultats des simulations hydrauliques :

Station Compression	PK SC	Débit 10 ⁶ m ³ /h (S)	Press Asp Bar	Press Ref Bar	T Asp °C	T Ref °C	Puissance Totale sur l'arbre MW	Config SC
Krechba	310	2,577	45	66	35	58	40	3 + 1
SC05	533	3,220	51	68	45	60	32	3 + 1
Hassi R'Mel	765	3,331	50	70	45	60	35	4 + 1

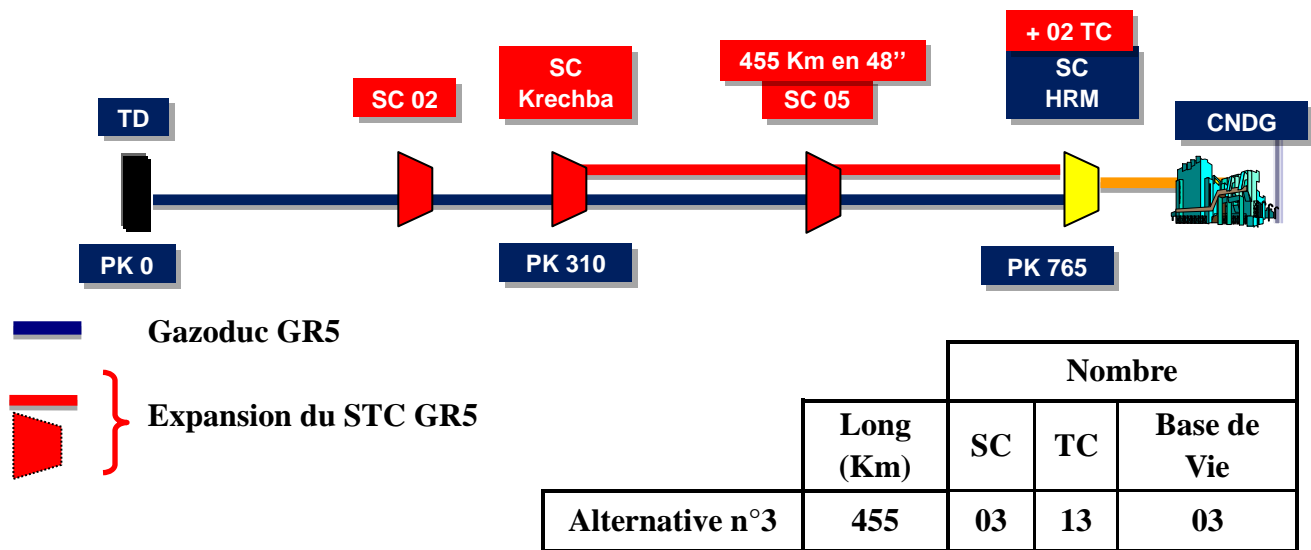
Figure 3.9 : Configuration techniques de l'alternative 2

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– Sonatrach.

• Alternative 3 : Loopings + Stations de compressions

La troisième alternative consiste à l'ajout de :

- Une (01) canalisation de 455 Km en 48'' entre la Station de compression de Krechba et la Station de Compression de Hassi R'Mel,
- Une (01) station de compression au niveau du PC 02 équipée de Trois (03) Turbocompresseurs dont deux (02) en marche et Un (01) en réserve,
- Une (01) Station de compression à Krechba au PK 310 équipée de Quatre (04) Turbocompresseurs dont Trois (03) en marche et Un (01) en réserve.
- Une (01) Station de compression au PC 05 au PK 533 équipée de Quatre (04) Turbocompresseurs dont trois (03) en marche et Un (01) en réserve.
- Deux (02) Turbocompresseurs à la Station de compression de Hassi R'Mel, ce qui portera le nombre des TC à cinq (05) dont Un (01) en réserve,
- Trois (03) Bases de Vie : Krechba, PC 02 et PC 05.



Résultats des Simulations Hydrauliques

Station Compression	PK SC	Débit 10 ⁶ m ³ /h (S)	Press Asp Bar	Press Ref. Bar	T Asp. °C	T Ref. °C	Puissance Totale sur l'arbre MW	Config. SC
SC02	176	2,397	51	70	44	60	26	2 + 1
Krechba	310	2,58	45,5	67	44	58	38	3 + 1
SC05	533	3,207	52	68	45	60	31	3 + 1
Hassi R'Mel	765	3,318	51	70	45	60	39	4 + 1

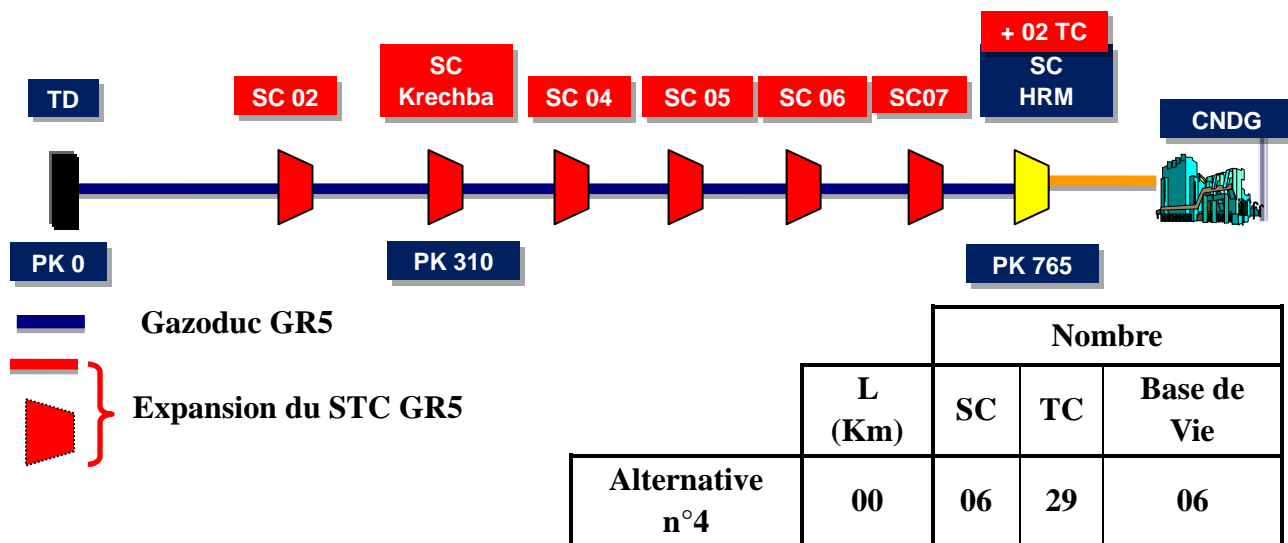
Figure 3.10 : Configuration techniques de l'alternative 2

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– Sonatrach.

• Alternative 4 : Stations de compression

La quatrième alternative consiste à l'ajout de :

- Une (01) Station de Compression au PC 02 équipée de Trois (03) TC dont Deux (02) en marche et Un (01) en réserve,
- Une (01) Station de Compression à Krechba au PK 310 équipée de Quatre (04) TC dont Trois (03) en marche et Un (01) en réserve.
- Quatre (04) Stations de Compressions Intermédiaires entre la Station de Compression de Krechba et la Station de Compression de Hassi R'Mel équipées chacune de Cinq (05) TC dont quatre (04) en marche et Un (01) en réserve,
- Deux (02) Turbo Compresseur à la Station de compression de Hassi R'Mel, ce qui portera le nombre des TC à Quatre (04) dont Un (01) en réserve,
- Six (06) Bases de vie.



Résultats des Simulations Hydrauliques :

Station Compression	PK SC	Débit 10 ⁶ m ³ /h (S)	Press Asp Bar	Press Ref Bar	T Asp °C	T Ref °C	Puissance Totale sur l'arbre MW	Config SC
SC02	176	2,397	45	70	44	60	26	2 + 1
Krechba	310	2,58	46	68	52	58	38	3 + 1
SC04	409	3,001	45,5	70	54	60	50	4 + 1
SC05	494	3,210	45,5	70	56	60	52	4 + 1
SC06	580	3,194	45	70	56	60	55	4 + 1
SC07	674	3,15	45	70	56	60	56	4 + 1
Hassi R'Mel	765	3,3	45	70	56	60	56	4 + 1

Figure 3.11 : Configuration techniques de l'alternative 2

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– Sonatrach.

Les quatre (04) Alternatives d'expansion du STC GR5 se présentent comme suit :

Alternatives	Longueur (Km)	Nombre de SC	Nombre de TC	Nombre de base de vie
Alternative n°1 – Canalisations + SC	821	01	06	01
Alternative n°2 – Canalisations + SC	589	02	10	02
Alternative n°3 – Canalisation + SC	455	03	13	03
Alternative n°4 – Stations de Compressions	0	06	29	06

3.4.2 Hypothèses économiques

Les hypothèses formulées pour l'élaboration de l'étude économique des quatre (04) alternatives techniques sont présentées ci-dessous :

La durée des investissements	03 ans
La durée d'exploitation	20 ans
Inflation moyenne annuelle	4%
Taux d'amortissement annuel de la ligne	7,5 %
Taux annuel d'amortissement de la Station de Compression	10 %
Taux annuel d'amortissement de la Base de vie	5 %
Taux d'actualisation	8 %
Taux d'imposition (taux d'IBS)	25 %
TAP	3 %
Taux de Change 1 US\$	135 DA

3.4.2.1 Evaluation des coûts d'investissements – CAPEX

Ces coûts sont basés sur les coûts de réalisation des derniers projets.

- **Partie ligne**

Coût tube prévisionnel en DDU (Delivery Duty Unpaid – Rendu sur site) : 1,545 \$/Tonne

Nota : Les longueurs de tubes sont majorées au maximum de 1 %.

Coût de pose de la canalisation : 16 \$ /''/ml (zone connue)

: 18 \$ /''/ml (zone inconnue)

➤ Autres coûts :

- Protection cathodique : 1,5% du coût de tube
- Les terminaux : 7% du coût de tube
- Vannes et accessoires : 8,5% du coût de tube

- **Partie station de compression et base de vie**

Le coût de la station de compression a été scindé en deux parties à savoir :

➤ **Partie Fixe**

Comprenant l'infrastructure générale de la station a savoir le bâtiment de contrôle, les matériels, ainsi que les auxiliaires, équipements mécaniques et électriques à l'exception des turbocompresseurs et leurs accessoires.

Cette partie est estimée à environ : 64 Millions de \$.

➤ **Partie variable**

- Turbocompresseur : 880 \$/Kw installé
- Aéro-réfrigérant : 4,5 Millions \$
- Turbogénérateur : 2,5 Millions \$

Pour une capacité de 100 personnes, le coût actualisé est évalué à 35,86 Millions \$ pour la base de vie

• **Coûts liés au fonctionnement du projet**

Les coûts indirects dont il est tenu compte dans la présente étude comprennent plusieurs éléments, à savoir : Charge du maître de l'ouvrage, surveillance des travaux et autre. Les coûts de l'ensemble de ces éléments sont estimés à 7 % des coûts directs hors tubes.

• **Coûts imprévus**

Pris sur les travaux de pose, ils ont pour objet de prendre en considération les frais exceptionnels relevant par exemple intempéries, de modifications dans la construction, des événements importants qui ne sont ni le fait de l'entrepreneur ni le fait de l'administration. Les imprévus constituent une marge d'erreur, nous permettant de ne pas sous-estimer le coût du projet, ils sont évalués à 10 % des coûts directs hors tubes.

• **Coûts d'abandon**

Ce coût est estimé à : 51 DA/Tep transportée (Tonne équivalent Pétrole).

3.4.2.2 Evaluation des Charges d'exploitation – OPEX

• **Frais de personnel :**

Les frais de personnel ont été estimés comme suit : 100 personnes /station à 25.000 \$/Personne/an.

▪ **Charges d'entretien de la station :**

- 3% des coûts des machines tournantes.
- 1% des coûts de la partie fixe.

- **Coût de l'énergie consommée**

Dans le but de déterminer les consommations des Turbocompresseurs, il a été envisagé une exploitation annuelle de 330 jours, à raison de 24 heures par jour, aux conditions nominales de débit, de température et de pression.

Les gisements du Sud-Ouest vont être exploités en association avec des partenaires étrangers, et le gaz naturel extraits est destinés à l'exportation, de ce fait le prix du fuel gaz est estimé à 6 \$/MMBTU sur la base du prix de cession a l'international.

L'autoconsommation moyenne est estimée sur la base de 0,5% du flux qui transite chaque station.

- **Charges d'entretien de la ligne :**

Le coût annuel d'entretien des canalisations est estimé à 1% du coût de tube.

- **Frais divers :**

25% des Frais du personnel.

3.4.3 Résultats économiques

Alternative 1 :

Coût d'investissement (CAPEX):	10⁶ \$
Tube en DDU	484,11
Protection cathodique	7,26
Vannes et accessoires	41,15
Coûts des terminaux	33,89
Pose	630,53
<u>Sous Total</u>	<u>1 196,94</u>
Imprévus	71,28
Indirects	49,90
Stations	287,55
Bases vie	35,86
Total CAPEX	1 641,53
Coût d'abandon (sur la durée d'exploitation)	224,36

Charges d'exploitation (OPEX)	10⁶ \$/An
Frais du personnel	2,50
Charges d'entretien machines tournantes	4,34
Charges d'entretien station de compression	1,58
Coût de l'énergie	27,68
Frais de gestion	0,63
Entretien ligne	4,84
Total OPEX	41,58

Résultat:		
CAPEX	1641,5	10⁶ \$
OPEX	41,6	10⁶ \$/an
CREU	0,687	\$/MMBTU
	25,67	\$/1000m³

Alternative 2 :

Coût d'investissement (CAPEX):	10⁶ \$
Tube en DDU	347,31
Protection cathodique	5,21
Vannes et accessoires	29,52
Coûts des terminaux	24,31
Pose	452,35
<u>Sous Total</u>	858,70
Imprévus	51,14
Indirects	35,80
Stations	528,57
Bases vie	71,72
Total CAPEX	1 545,93
Coût d'abandon (sur la durée d'exploitation)	224,36

Charges d'exploitation (OPEX)	10⁶ \$/An
Frais du personnel	4,38
Charges d'entretien machines tournantes	7,50
Charges d'entretien station de compression	3,17
Coût de l'énergie	50,29
Frais de gestion	1,09
Entretien ligne	3,47
Total OPEX	69,90

Résultat:		
CAPEX	1 545,9	10⁶ \$
OPEX	69,9	10⁶ \$/an
CREU	0,761	\$/MMBTU
	28,46	\$/1000m³

Alternative 3 :

Coût d'investissement (CAPEX):	10⁶ \$
Tube en DDU	268,29
Protection cathodique	4,02
Vannes et accessoires	22,81
Coûts des terminaux	18,78
Pose	349,44
<u>Sous Total</u>	663,34
Imprévus	39,51
Indirects	2,65
Stations	739,32
Bases vie	107,58
Total CAPEX	1 577,40
Coût d'abandon (sur la durée d'exploitation)	224,36

Charges d'exploitation (OPEX)	10⁶ \$/An
Frais du personnel	4,38
Charges d'entretien machines tournantes	9,84
Charges d'entretien station de compression	4,75
Coût de l'énergie	66,88
Frais de gestion	1,09
Entretien ligne	2,69
Total OPEX	89,62

Résultat:		
CAPEX	1 577,4	10⁶ \$
OPEX	89,6	10⁶ \$/an
CREU	0,843	\$/MMBTU
	31,51	\$/1000m³

Alternative 4 :

Coût d'investissement (CAPEX):	10⁶ \$
Tube en DDU	0,00
Protection cathodique	0,00
Vannes et accessoires	0,00
Coûts des terminaux	0,00
Pose	0,00
<u>Sous Total</u>	0,00
Imprévus	0,00
Indirects	0,00
Stations	1555,44
Bases vie	215,15
Total CAPEX	1770,59
Coût d'abandon (sur la durée d'exploitation)	224,36

Charges d'exploitation (OPEX)	10⁶ \$/An
Frais du personnel	10,0
Charges d'entretien machines tournantes	21,68
Charges d'entretien station de compression	9,50
Coût de l'énergie	182,72
Frais de gestion	2,50
Entretien ligne	0,00
Total OPEX	226,40

Résultat:		
CAPEX	1 770,6	10⁶ \$
OPEX	226,4	10⁶ \$/an
CREU	1,409	\$/MMBTU
	52,65	\$/1000m³

Les CAPEX, OPEX et CREU des quatre (04) Alternatives techniques étudiées sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Alternatives	Consistance technique	CAPEX (10 ⁶ \$)	OPEX (10 ⁶ \$/an)	CREU	
				\$/MMBTU	\$/10 ³ m ³
N°1 Canalisations + SC	821 km x 48'' + 01 SC (06TC) + 01 B.V	1641,5	41,6	0,687	25,67
N°2 Canalisations + SC	589 km x 48'' + 02 SC (10TC) + 02 B.V	1545,9	69,9	0,761	28,46
N°3 Canalisations + SC	455 km x 48'' + 03 SC (13TC) + 03 B.V	1577,4	89,6	0,843	31,51
N°4 Stations de Compression	06 SC (29TC) + 06 B.V	1770,6	226,4	1,409	52,65

3.4.4 Analyse et recommandations

L'étude technico-économique des différentes alternatives techniques retenues fait ressortir l'alternative n°1 comme étant l'alternative qui présente le coût de revient unitaire (CREU) de transport le plus faible, Elle consiste à l'ajout sur le STC GR 5 de :

- Une (01) Canalisation de 455 Km en 48'' entre la Station de Compression de Krechba et la Station de Compression de Hassi R'Mel,
- Une (01) Canalisation de 134 Km en 48'' entre le PC 02 et la Station de Compression de Krechba,
- Une (01) Canalisation de 232 Km en 48'' entre le PC 05 et la Station de Compression de Hassi R'Mel,
- Deux (02) Turbocompresseurs à la Station de compression de Hassi R'Mel, ce qui portera le nombre de T.C à cinq (05) dont 01 en réserve,
- Une (01) Station de Compression au Poste de Coupure N° 03 (PK 310) à Krechba sur le GR5, équipée de (04) Turbocompresseurs dont trois (03) en marche et Un (01) en réserve,
- Une (01) Base de vie à Krechba.

De ce qui précède, nous recommandons de construire le projet d'Expansion du STC GR5 selon l'Alternative 1 et en phasing.

1. Résultats par phase pour l'Alternative Retenue :

Phasing du Développement du STC GR5									
Dates de Mise en Production	Nbre de Gisements	Gisement	Consistance de la Phase	Flux arrivée HRM		Reggane - Krechba - Hassi R'Mel		Consistance Globale	
				10 ⁹ Sm ³ /an	10 ⁶ Sm ³ /h	Cconfiguration Technique			
Octobre / Novembre 2016	2	- Timimoun - Touat	765 Km Ø 48" : PK0 -Hassi R'Mel 01 SC à Hassi R'Mel (02 TC + 01) 01 Base de Vie à Hassi R'Mel	6,02	0,760	TD Reggane	PC 03 Krechba	TA HR'Mel	765 Km Ø 48" 01 SC à HRM 01 BV à HRM
Avril 2017	3	- Timimoun - Touat - Reggane Nord	Aucune Expansion	8,78	1,109	+ 2,78 10 ⁹ Sm ³ /an		SC HRM	765 Km Ø 48" 01 SC à HRM 01 BV à HRM
Octobre 2017	5	- Timimoun - Touat - Reggane Nord - Tidikelt Sud - Akabli	+ 346,34 Km x48" : PC 04 - PC 07	11,41	1,441	+ 2,8 10 ⁹ Sm ³ /an		SC HRM	1112 Km Ø 48" 01 SC à HRM 01 BV à HRM
Janvier 2018	7	- Timimoun - Touat - Reggane Nord - Tidikelt Sud - Akabli - Ahnet - Hassi Mouina	+ (01)SC à Krechba + 108.5 Km x48" PC 03 - PC 04 + (01) TC à la SC HRM + (01) Base de Vie à Krechba	17,30	2,18	+ 5,9 10 ⁹ Sm ³ /an		SC Krecht	1220 Km Ø 48" 01 SC à HRM 01 BV à HRM 01 SC à Krechba 01 BV à Krechba

Janvier 2019	9	<ul style="list-style-type: none"> - Timimoun - Touat - Reggane Nord - Tidikelt Sud - Akabli - Ahnet - Hassi Mouina - Tidikelt Nord - Hassi Ba Hamou 	+ 134 Km Km Ø 48" : PC 02 - PC 03	20,78	2,624		<p>+ 3,378 10⁹ Sm³/an</p> <p>1354 Km Ø 48"</p> <p>01 SC à HRM</p> <p>01 SC Krechba</p>
Janvier 2020	13	<ul style="list-style-type: none"> - Timimoun - Touat - Reggane Nord - Tidikelt Sud - Akabli - Ahnet - Hassi Mouina - Tidikelt Nord - Hassi Ba Hamou - Reg Dj Hirane - Zerafa - M'Sari Akabli - Béchar 	<p>+ 232 Km Km Ø 48" : PC 05 - PC 07</p> <p>+ (01) TC à la SC HRM</p>	26,52	3,348		<p>+ 5,74 10⁹ Sm³/an</p> <p>1586 Km Ø 48"</p> <p>01 SC à HRM</p> <p>01 SC Krechba</p>

3.5 Projet d'expansion du STC GR5

Les quantités supplémentaires de gaz naturel issus des gisements : Akabli, Tidikelt sud, Ahnet et Hassi Mouina, vont être pris en charge et transportées vers Hassi R'Mel via l'expansion du STC GR5.

Le flux additionnel est estimé à : 8,71 Gm³/an.

L'expansion du STC GR5 interviendra en deux (02) phases très rapprochées, elle se présente comme suit :

Phase 1 : Avant le 4^{ème} Trimestre 2017 date de la mise en service des gisements de :

- Tidikelt Sud 1,78 Gm³/an
- Akabli 1,02 Gm³/an Soit: 2,8 Gm³/an

Avec la consistance suivante :

- Une (01) Canalisation de 346,34 Km en 48'' entre le Poste de Coupure N°4 et la Station de Compression de Hassi R'mel du STC GR5.

Phase 2 : Avant le 1^{er} Trimestre 2018 date de la mise en service des gisements de :

- Ahnet 4,09 Gm³/an
- Hassi Mouina 1,82 Gm³/an Soit : 5,91 Gm³/an

Avec la consistance suivante :

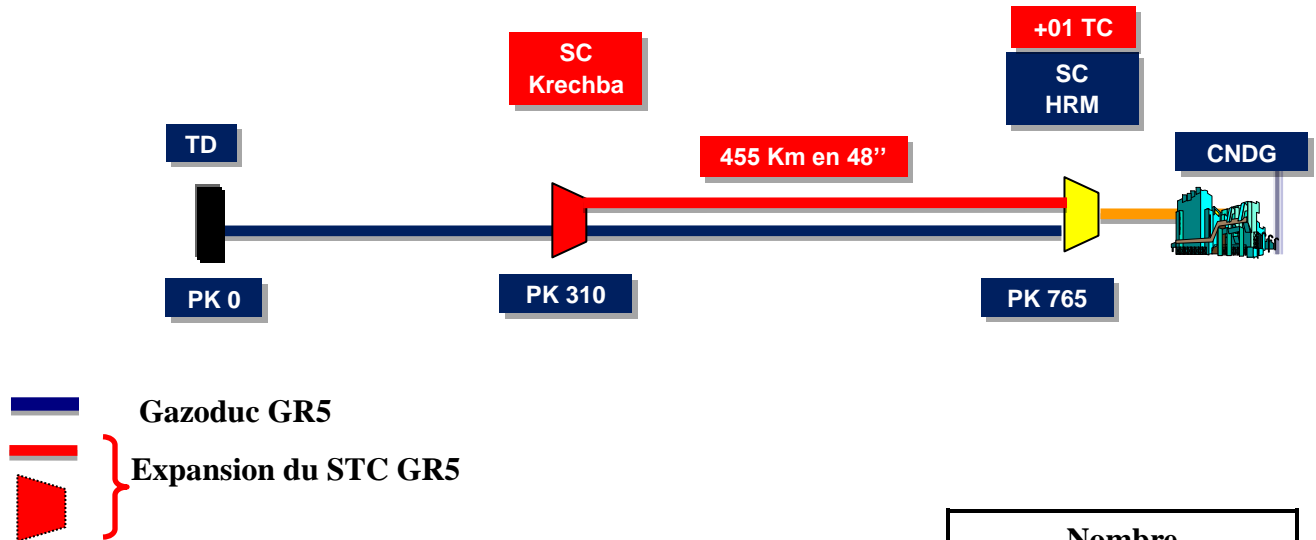
- Une (01) Station de Compression au Poste de Coupure N° 03 (PK 310) à Krechba sur le GR5 équipée de Quatre (04) Turbocompresseurs dont Trois (03) en marche et Un (01) en réserve,
- Une (01) Canalisation de 108,5 Km en 48'' entre la station de compression de Krechba et le Poste de Coupure N°4 du STC GR5,
- Rajout d'Un (01) Turbocompresseur à la Station de compression de Hassi R'Mel, ce qui portera le nombre des Turbocompresseurs à Quatre (04) dont 01 en réserve,
- Une (01) Base de Vie à Krechba.

3.5.1 Consistance globale de l'expansion du STC GR5

- Une (01) Station de Compression au Poste de Coupure N° 03 (PK 310) situé à Krechba sur le STC GR5 équipée de Quatre (04) Turbocompresseurs dont Trois (03) en marche et Un (01) en réserve,
- Une (01) Canalisation de 455 Km en 48'' entre la station de compression de Krechba et la station de compression de Hassi R'Mel,
- Rajout d'Un (01) Turbocompresseur à la Station de compression de Hassi R'Mel, ce

qui portera le nombre des Turbocompresseurs à Quatre (04) dont 01 en réserve,

- Une (01) Base de Vie à Krechba.



Résultats des Simulations
Hydrauliques :

	Long (Km)	Nombre		
		SC	TC	Base de Vie
Expansion	455	01	05	01

Station Compression	PK SC	Débit 10 ⁶ m ³ /h (S)	Press Asp Bar	Press Ref Bar	T Asp °C	T Ref °C	Puissance Totale sur l'arbre MW	Config SC
Krechba	310	2,58	45	67	36	59	30	3 +1
Hassi R'Mel	765	2,18	51,8	70	31	60	23	3 +1

Figure 3.12 : Configuration techniques du projet d'expansion du STC GR5

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– Sonatrach

La capacité de design de la nouvelle configuration du STC GR5 (Reggane – Krechba- Hassi R'Mel) est : 17,3 Gm³/an,

NB : configuration à flux tendu (aucune capacité de réserve n'est disponible sur la partie sud de Krechba).

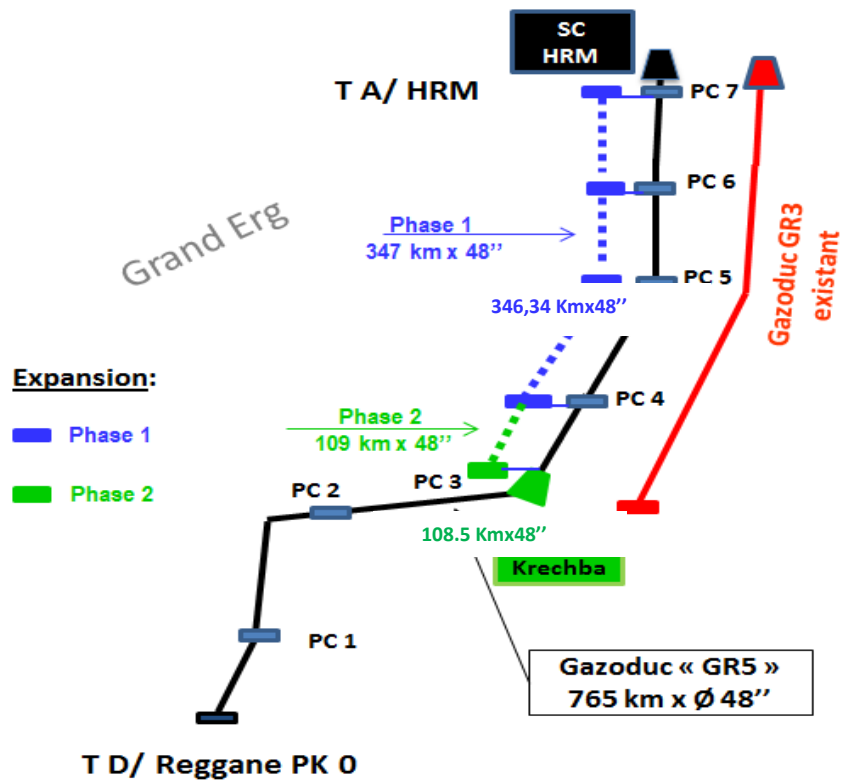


Figure 3.13 : Schéma synoptique de l'expansion du STC GR5

Source : Etablie par nos soins à partir des données de TRC– Sonatrach

Phasing du Développement du STC GR5 Selon le PMTE 2014-2018

Dates de Mise en Production	Nbre de Gisements	Gisement	Consistance de la Phase	Flux arrivée HRM		Reggane - Krechba - Hassi R'Mel			Consistance Globale
				10 ⁹ Sm ³ /an	10 ⁶ Sm ³ /h	Cconfiguration Technique			
Octobre / Novembre 2016	2	- Timimoun - Touat	765 Km Ø 48" : PK0 -Hassi R'Mel 01 SC à Hassi R'Mel (02 TC + 01) 01 Base de Vie à Hassi R'Mel	6,02	0,760	TD Reggane	PC 03 Krechba	TA HR'Mel	765 Km Ø 48" 01 SC à HRM 01 BV à HRM
Avril 2017	3	- Timimoun - Touat - Reggane Nord	Aucune Expansion	8,78	1,109	+ 2,78 10 ⁹ Sm ³ /an			765 Km Ø 48" 01 SC à HRM 01 BV à HRM
Octobre 2017	5	- Timimoun - Touat - Reggane Nord - Tidikelt Sud - Akabli	+ 346,34 Kmx48" : PC 04 - PC 07	11,41	1,441	+ 2,8 10 ⁹ Sm ³ /an			1112 Km Ø 48" 01 SC à HRM 01 BV à HRM
Janvier 2018	7	- Timimoun - Touat - Reggane Nord - Tidikelt Sud - Akabli - Ahnet - Hassi Mouina	+ SC à Krechba + 108.5 Kmx48" PC 03 - PC 04 + Un (01) TC à la SC /HRM + Une (01) Base de Vie à Krechba	17,27	2,18	+ 5,9 10 ⁹ Sm ³ /an			1220 Km Ø 48" 01 SC à HRM 01 BV à HRM 01 SC Krechba 01 BV à Krechba

3.5.2 Estimation économique

Les coûts du projet d'expansion sont comme suit :

- Phase 1 :

Coût d'investissement (CAPEX):	10⁶ \$
Tube en DDU	204,61
Protection cathodique	3,07
Vannes et accessoires	17,39
Coûts des terminaux	14,32
Pose	266,50
<u>Sous Total</u>	505,89
Imprévus	30,13
Indirects	21,09
Stations	0
Bases vie	0
Total CAPEX	557,11
Coût d'abandon (sur la durée d'exploitation)	224,36

Charges d'exploitation (OPEX)	10⁶ \$/An
Frais du personnel	0,63
Charges d'entretien machines tournantes	0,00
Charges d'entretien station de compression	0,00
Coût de l'énergie	0,00
Frais de gestion	0,16
Entretien ligne	2,05
Total OPEX	2,83

Résultat:		
CAPEX	557,1	10⁶ \$
OPEX	2,8	10⁶ \$/an

- Phase 2 :

Coût d'investissement (CAPEX):	10⁶ \$
Tube en DDU	64,27
Protection cathodique	0,96
Vannes et accessoires	5,46
Coûts des terminaux	4,50
Pose	83,71
<u>Sous Total</u>	158,91
Imprévus	9,46
Indirects	6,62
Stations	264,38
Bases vie	35,86
Total CAPEX	475,14
Coût d'abandon (sur la durée d'exploitation)	224,36

Charges d'exploitation (OPEX)	10⁶ \$/An
Frais du personnel	2,50
Charges d'entretien machines tournantes	3,75
Charges d'entretien station de compression	1,58
Coût de l'énergie	27,68
Frais de gestion	0,63
Entretien ligne	0,64
Total OPEX	36,78

Résultat:		
CAPEX	475,1	10⁶ \$
OPEX	36,8	10⁶ \$/an

- Tableau récapitulatif

	Montant (10⁶ \$)		
	Phase 1	Phase 2	Total
Ligne	557,1	175	732,1
Station de Compression	0	264,28	264,28
Base vie	0	35,86	35,86

Capex Total (10⁶ \$)	557,1	475,14	1 032,24
Opex Total (10⁶ \$/An)	2,83	36,78	39,61

Conclusion

L'expansion du STC GR5 s'inscrit dans une vision stratégique de long terme pour le développement du secteur gazier algérien. En investissant dans des infrastructures modernes et efficaces, l'Algérie peut non seulement répondre à la demande actuelle, mais aussi anticiper les besoins futurs. Le projet GR5 est un élément central de cette stratégie, symbolisant l'engagement du pays à exploiter ses ressources naturelles de manière durable et à maximiser leurs bénéfices économiques.

En conclusion, l'expansion du STC GR5 représente une opportunité majeure pour l'Algérie de renforcer son secteur énergétique, de stimuler son développement économique, et de consolider sa position sur le marché mondial du gaz naturel. Les analyses technico-économiques montrent que ce projet est faisable et bénéfique à long terme. En surmontant les défis et en capitalisant sur les opportunités offertes, l'Algérie peut assurer une croissance économique durable et inclusive, tout en affirmant son rôle de leader dans l'industrie gazière mondiale.

Conclusion générale

CONCLUSION

Conclusion générale

L'étude technico-économique du Système de Transport par Canalisation GR5 en Algérie a permis de répondre de manière exhaustive à la problématique initiale et aux questions secondaires posées. Notre objectif principal était d'optimiser la configuration technique et économique de ce projet stratégique afin de maximiser l'efficacité du transport de gaz naturel tout en minimisant les coûts et en assurant une rentabilité durable pour l'Algérie.

▪ Réponses aux questions et validation des hypothèses :

- 1. Configurations techniques :** Les configurations de profils de pression optimisées ont effectivement permis une gestion plus efficace du débit et de la pression du gaz, confirmant notre hypothèse que des profils bien ajustés réduiraient les pertes énergétiques et augmenteraient la capacité de transport.
- 2. Stations de compression :** Notre analyse a révélé que la variante avec un nombre optimal de stations de compression, situées stratégiquement, maximisait l'efficacité opérationnelle en minimisant les coûts énergétiques et en assurant une pression constante tout au long du pipeline, validant ainsi notre hypothèse initiale.
- 3. Analyse économique :** Les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance ont varié significativement entre les différentes configurations. Cette variation a confirmé que l'étude économique, basée sur le critère de coût de revient économique unitaire, était cruciale pour déterminer la variante la plus rentable.
- 4. Critère de coût de revient unitaire :** L'utilisation du critère de coût de revient économique unitaire a permis de comparer objectivement les différentes configurations. Cela a validé notre hypothèse que ce critère serait essentiel pour choisir la solution offrant le meilleur rapport coût-efficacité.
- 5. Contribution économique :** L'expansion du GR5 a le potentiel de contribuer de manière significative au développement économique national en augmentant les recettes d'exportation de gaz naturel et en créant des opportunités d'emploi, validant ainsi notre hypothèse sur son impact économique.

CONCLUSION

▪ Défis et stratégies

Les défis associés au système du transport par canalisation GR5, qu'ils soient techniques, économiques ou environnementaux, nécessitent une gestion rigoureuse et proactive. La mise en place de stratégies efficaces pour la maintenance et la sécurité des infrastructures est cruciale pour assurer leur durabilité et leur fiabilité. L'intégration de technologies de pointe pour la détection et la prévention des fuites, ainsi que pour la gestion de l'intégrité des pipelines, est essentielle pour minimiser les risques d'incidents.

L'intégration de considérations environnementales dans la planification et l'exécution du projet est également primordiale pour minimiser les impacts négatifs et promouvoir un développement durable. Les études d'impact environnemental et les mesures de compensation pour les écosystèmes affectés sont des éléments clés de cette stratégie, garantissant que le développement énergétique ne se fait pas au détriment de l'environnement.

▪ Vision à long terme

En surmontant les défis et en capitalisant sur les opportunités offertes par l'expansion du GR5, l'Algérie peut non seulement renforcer sa position en tant que leader mondial dans le secteur du gaz naturel, mais aussi assurer une croissance économique durable et inclusive. Ce projet symbolise une vision stratégique de l'avenir énergétique du pays, où l'exploitation responsable et efficace des ressources naturelles contribue à un développement économique équilibré et durable.

L'expansion du GR5 s'inscrit donc dans une dynamique de modernisation et de renforcement des infrastructures énergétiques algériennes. Elle représente une étape cruciale vers l'atteinte des objectifs nationaux de développement et de sécurité énergétique. À travers une gestion avisée et des investissements judicieux, le projet GR5 deviendra un pilier central de la stratégie énergétique de l'Algérie, soutenant son rôle stratégique sur la scène énergétique mondiale et contribuant à la prospérité économique de la nation.

En conclusion, le système du transport par canalisation GR5 représente un projet stratégique de grande envergure pour l'Algérie, avec des implications significatives pour son secteur énergétique et son développement économique. Les analyses techniques et économiques réalisées montrent que ce projet est non seulement faisable, mais aussi hautement bénéfique à long terme. En surmontant les défis et en capitalisant sur les opportunités offertes, l'Algérie

CONCLUSION

peut renforcer sa position en tant que leader mondial dans le secteur du gaz naturel, tout en assurant une croissance économique durable et inclusive.

Les résultats de cette étude fournissent une base solide pour les décisions futures concernant l'expansion et l'optimisation des infrastructures de transport de gaz naturel en Algérie, et démontrent clairement les avantages d'une approche intégrée et bien planifiée.

BIBLIOGRAPHIE

1. Ouvrages

- MASSERON, Jean; «L'économie des hydrocarbures» ; Editions Technip-Paris ; 1991.
- A. ROJEY, B. DURAND, C. JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS ; « Le gaz naturel : production, traitement, transport » ; Editions Technip-Paris ; 1994.
- Franck Olivier MEYE « Evaluation de la rentabilité des projets d'investissement » ; Editions l'Harmattan-Paris ; 2007.
- Nadine BRET-ROUZAUT, Jean-Pierre FAVENNEC « Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, coûts, contrats » ; Editions Technip-Paris ; 2011.
- MALTI Hocine « Histoire secrète du pétrole algérien » ; Editions la Découverte-Paris ; 2012.
- Alexandre ROJEY, Sylvie CORNOT-GANDOLPHE, Jean-Marie JOST, Bernard DURAND « Le gaz naturel : de la production aux marchés » ; Editions Technip-Paris ; 2013.
- BABUSIAUX (D), Recherche et production de pétrole et du gaz, réserves, coûts, contrats, Edition TECHNIP 2002.
- BOUALLOU Chakib «Le stockage d'énergie : conversion d'énergie en gaz combustible» ; Editions Presses des Mines-Paris ; 2015.
- KERBOUA Bachir « L'avenir de l'énergie en Algérie » ; Editions universitaires europeennes; 2022.

2. Thèses et Mémoires

- ADADA Dihane, KHIDER Mahdia, « Modèle d'aide à la décision à l'exploitation du gaz » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Recherche Opérationnelle, Université Saad DAHLAB, BLIDA, 2019/2020
- LHADJ MOHAND Thanina, KORDJIDJ Fatma-Zohra, « Calcul thermo-Hydraulique et étude de stress du gazoduc GR5 sous CAESAR II », mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Génie mécanique Option : Transport et distribution des hydrocarbures. Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2016/2017.

3. Publications et Revues

- Ministère de l'Énergie et des Mines. Evolution du secteur de l'énergie et des mines, 1962-2007, Edition 2008, Algérie.
- Rapport annuelle de SONATRACH 2022
- Sonatrach, commercialisation gaz & développement à l'international, Edition 2017, Algérie
- Ministère de l'Énergie et des Mines. Bilan énergétique national, Edition 2023, Algérie
- Wood Mackenzie. Algérie Gas Market Outlook, Edition 2021
- Rystad Energy. Algeria Gas Production Analysis, Edition 2022
- Banque mondiale. Rapport de suivi de la situation économique en Algérie, Edition Automne 2023

4. Articles de Presse

- Reuters, Bloomberg, Agence Algérienne de Presse (APS). (Années diverses). Articles de presse sur l'industrie pétrolière et gazière en Algérie.

5. Sites Web Officiels

- Sonatrach. (<https://www.sonatrach.com/>).
- Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT). (<https://www.alnaft.dz/>).

ANNEXES

Business plan

Alternative 1:

l'échéancier d'investissement			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Année		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Reference	Σ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
volume	219,9					0,00000000	8,60500000	11,676079318	17,404993225	17,416520722	17,707506095	17,276495261	16,905490593	15,618508983	14,411542631	13,211945904	12,069813275	10,765742900	9,528765651	8,592980998	7,634640350	6,668274702	5,767986120	4,783003730	3,811986735
Recettes						0,00	221,76	300,90	448,54	448,84	456,34	445,23	435,67	402,50	371,40	340,48	311,05	277,44	245,56	221,45	196,75	171,85	148,65	123,26	98,24
Tap						0,00	6,65	9,03	13,46	13,47	13,69	13,36	13,07	12,08	11,14	10,21	9,33	8,32	7,37	6,64	5,90	5,16	4,46	3,70	2,95
Investissement	1849,8	-	8,59	508,84	700,28	632,04																			
Ligne	1482,4	-	8,59	488,88	466,38	518,54																			
Station	327,1	-	-	9,35	212,65	105,13																			
base de vie	40,2	-	-	10,62	21,25	8,37																			
Investissement actualisé	1464,7	-	7,96	436,25	555,90	464,57																			
Amortissement	1849,8					145,93	145,93	145,93	145,93	145,93	145,93	145,93	145,93	145,93	145,93	113,22	113,22	113,22	38,71	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Ligne	1482,4					111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	111,21	36,70						
Station	327,1					32,71	32,71	32,71	32,71	32,71	32,71	32,71	32,71	32,71	32,71										
base de vie	40,2					2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
invest déflaté	1302,3	0,0	7,6	403,3	494,2	397,1																			
Dépenses d'exploitation	1440,3					48,6	50,6	52,6	54,7	56,9	59,2	61,5	64,0	66,6	69,2	72,0	74,9	77,9	81,0	84,2	87,6	91,1	94,7	98,5	102,5
Abandon	224,4					0,0	6,5	9,1	14,2	14,7	15,6	15,8	16,1	15,5	14,8	14,1	13,4	12,5	11,5	10,8	9,9	9,0	8,1	7,0	5,8
quantités déflatés	219,9					0,0	8,6	11,7	17,4	17,4	17,7	17,3	16,9	15,6	14,4	13,2	12,1	10,8	9,5	8,6	7,6	6,7	5,8	4,8	3,8
quantités actualisés	90,4					0,0	5,9	7,4	10,2	9,4	8,9	8,0	7,3	6,2	5,3	4,5	3,8	3,1	2,6	2,2	1,8	1,4	1,1	0,9	0,6
OPEX actualisées	581,4	0,0	0,0	0,0	0,0	35,8	39,0	38,8	39,8	38,0	36,5	34,7	33,1	31,2	29,6	28,0	26,5	25,2	23,9	22,7	21,7	20,7	19,7	18,8	18,0
Abandon actualisé	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	5,8	8,3	8,0	7,8	7,3	6,9	6,1	5,5	4,8	4,2	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9	1,6	1,3	1,0
opex+aband déflaté	426,3	0,0	0,0	0,0	0,0	30,6	35,6	35,2	36,5	33,6	31,1	28,4	26,0	23,3	21,0	18,9	17,1	15,4	13,9	12,6	11,4	10,3	9,4	8,5	7,7
amortiss déflaté		0,0	0,0	0,0	0,0	124,7	119,9	115,3	110,9	106,6	102,5	98,6	94,8	91,1	87,6	85,4	82,9	80,4	79,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
Amortissement actualisé	897,6	0,0	0,0	0,0	0,0	107,3	99,3	92,0	85,1	78,8	73,0	67,6	62,6	58,0	53,7	38,5	35,7	33,0	10,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
resultat imposable	1973,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-194,6	12,1	84,2	220,3	217,8	222,0	208,6	196,6	162,5	130,3	130,9	100,2	65,6	107,0	117,8	91,3	64,6	39,3	12,0	-15,0
Report	-475,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-194,6	-182,4	-98,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
benefice imposable	1498,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-194,6	-182,4	-98,2	122,1	217,8	222,0	208,6	196,6	162,5	130,3	130,9	100,2	65,6	107,0	117,8	91,3	64,6	39,3	12,0	-15,0
Impot	497,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,5	54,5	55,5	52,1	49,1	40,6	32,6	32,7	25,0	16,4	26,8	29,5	22,8	16,1	9,8	3,0	0,0
	0,0																								
Cash Flow	1476,4	0,0	-8,6	-508,8	-700,3	-680,7	158,1	230,1	335,7	309,3	312,4	302,4	293,4	267,8	243,6	211,4	188,4	162,4	119,0	90,4	70,5	50,4	31,5	11,0	-13,0
CF Actualisé	0,0	0,0	-8,0	-436,3	-555,9	-500,3	107,6	145,0	195,9	167,1	156,3	140,1	125,8	106,3	89,6	72,0	59,4	47,4	32,2	22,6	16,3	10,8	6,3	2,0	-2,2
Inflation		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,42	1,48	1,54	1,60	1,67	1,73	1,80	1,87	1,95	2,03	2,11	2,19	2,28	2,37	2,46
actualisation		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,7	5,0	5,4	5,9

Business plan

Alternative 2 :

l'échéancier d'investissement						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Année		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Reference	Σ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
volume	219,9					0,00000000	8,60500000	11,676079318	17,404982225	17,416520722	17,707506095	17,276495261	16,905490593	15,618508983	14,411542631	13,211946504	12,068813275	10,785742900	9,528785651	8,592980398	7,634640350	6,668274702	5,767986120	4,783003730	3,811986735
Recettes						0,00	246,54	334,53	498,68	499,01	507,34	494,99	484,36	447,49	412,91	378,54	345,82	308,45	273,01	246,20	218,74	191,05	165,26	137,04	109,22
Tap						0,00	7,40	10,04	14,96	14,97	15,22	14,85	14,53	13,42	12,39	11,36	10,37	9,25	8,19	7,39	6,56	5,73	4,96	4,11	3,28
Investissement	1745,3	-	6,16	399,15	767,97	581,99																			
Ligne	1063,5	-	6,16	350,73	334,59	372,01																			
Station	601,3	-	-	17,19	390,89	193,24																			
base de vie	80,5	-	-	21,23	42,49	16,74																			
Investissement actualisé	1376,8	-	5,71	333,63	609,64	427,78																			
Amortissement	1745,3					143,94	143,94	143,94	143,94	143,94	143,94	143,94	143,94	143,94	143,94	83,81	83,81	83,81	30,35	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
Ligne	1063,5					79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	79,78	26,33						
Station	601,3					60,13	60,13	60,13	60,13	60,13	60,13	60,13	60,13	60,13	60,13										
base de vie	80,5					4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
invest déflaté	1221,6	0,0	5,5	308,5	542,0	365,7																			
Dépenses d'exploitation	2434,9					81,8	85,0	88,4	92,0	95,7	99,5	103,5	107,6	111,9	116,4	121,0	125,9	130,9	136,1	141,6	147,3	153,2	159,3	165,6	172,3
Abandon	224,4					0,0	6,5	9,1	14,2	14,7	15,6	15,8	16,1	15,5	14,8	14,1	13,4	12,5	11,5	10,8	9,9	9,0	8,1	7,0	5,8
quantités déflatés	219,9					0,0	8,6	11,7	17,4	17,4	17,7	17,3	16,9	15,6	14,4	13,2	12,1	10,8	9,5	8,6	7,6	6,7	5,8	4,8	3,8
quantités actualisés	90,4					0,0	5,9	7,4	10,2	9,4	8,9	8,0	7,3	6,2	5,3	4,5	3,8	3,1	2,6	2,2	1,8	1,4	1,1	0,9	0,6
OPEX actualisées	937,6	0,0	0,0	0,0	0,0	60,1	62,9	62,1	62,4	58,8	57,4	54,8	52,4	49,8	47,3	45,1	43,0	40,9	39,0	37,3	35,6	34,1	32,6	31,2	29,9
Abandon actualisé	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	5,8	8,3	8,0	7,8	7,3	6,9	6,1	5,5	4,8	4,2	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9	1,6	1,3	1,0
opex+aband déflaté	652,2	0,0	0,0	0,0	0,0	51,4	55,3	53,6	53,7	49,5	45,8	42,0	38,5	34,9	31,7	28,8	26,2	23,8	21,6	19,7	18,0	16,4	15,0	13,7	12,5
amortiss déflaté		0,0	0,0	0,0	0,0	123,0	118,3	113,8	109,4	105,2	101,1	97,2	93,5	89,9	86,4	83,0	79,7	76,5	73,4	70,3	67,3	64,3	61,3	58,3	55,3
Amortissement actualisé	858,3	0,0	0,0	0,0	0,0	105,8	98,0	90,7	84,0	77,8	72,0	66,7	61,7	57,2	52,9	48,5	44,2	40,0	35,8	31,7	27,6	23,5	19,4	15,3	11,2
Ligne																									
Station																									
base de vie																									
invest déflaté																									
actualisé																									
resultat imposable	1705,7	0,0	0,0	0,0	0,0	-225,7	3,7	83,0	233,6	229,7	233,1	216,9	202,2	162,8	125,4	148,2	112,3	72,0	86,9	82,4	51,0	19,1	-11,1	-43,7	-76,2
Report	-652,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-225,7	-222,0	-139,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-11,1	-54,9
benifice imposable	1053,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-225,7	-222,0	-139,0	94,6	229,7	233,1	216,9	202,2	162,8	125,4	148,2	112,3	72,0	86,9	82,4	51,0	19,1	-11,1	-54,9	-131,0
Impot	459,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,7	57,4	58,3	54,2	50,6	40,7	31,3	28,1	18,0	21,7	20,6	12,7	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Ligne																									
Station																									
base de vie																									
invest déflaté																									
actualisé																									
Cash Flow	1246,5	0,0	-6,2	-389,1	-768,0	-863,8	147,6	226,9	353,9	316,2	318,8	306,6	295,6	298,0	238,0	195,0	168,1	137,8	95,5	65,9	42,2	18,4	-7,1	-39,7	-72,1
CF Actualisé	0,0	0,0	-5,7	-333,6	-609,6	-487,9	100,5	143,0	206,5	170,8	159,5	142,0	126,8	105,6	87,5	66,4	53,0	40,2	25,8	16,5	9,8	3,9	-1,4	-7,3	-12,3
Ligne																									
Station																									
base de vie																									
invest déflaté																									
actualisé																									
Inflation		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,42	1,48	1,54	1,60	1,67	1,73	1,80	1,87	1,95	2,03	2,11	2,19	2,28	2,37	2,46
actualisation		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,7	5,0	5,4	5,9

Business plan

Alternative 3:

l'échéancier d'investissement				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Année		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Reference	Σ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
volume	219,9					0,00000000	8,60500000	11,676073318	17,40493225	17,416520722	17,707506095	17,276495261	16,905490593	15,618508993	14,411542631	13,211945904	12,068913275	10,765742900	9,528765651	8,592980999	7,634640350	6,668274702	5,767986120	4,783003730	3,811986735
Recettes						0,00	273,65	371,32	553,51	553,88	563,13	549,42	537,62	496,70	458,31	420,16	383,84	342,37	303,03	273,27	242,80	212,06	183,43	152,11	121,23
Tap						0,00	8,21	11,14	16,61	16,62	16,89	16,48	16,13	14,90	13,75	12,60	11,52	10,27	9,09	8,20	7,28	6,36	5,50	4,56	3,64
Investissement	1783,3	-	4,76	326,83	668,94	582,78																			
Ligne	821,5	-	4,76	270,94	258,47	287,38																			
Station	841,1	-	-	24,04	546,74	270,29																			
base de vie	120,7	-	-	31,85	63,74	25,11																			
Investissement actualisé	1402,8	-	4,41	280,20	689,80	428,36																			
Amortissement	1783,3					151,77	151,77	151,77	151,77	151,77	151,77	151,77	151,77	151,77	151,77	67,67	67,67	67,67	26,37	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	
Ligne	821,5					61,63	61,63	61,63	61,63	61,63	61,63	61,63	61,63	61,63	61,63	61,63	61,63	20,34							
Station	841,1					84,11	84,11	84,11	84,11	84,11	84,11	84,11	84,11	84,11	84,11										
base de vie	120,7					6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04
invest déflaté	1242,7	0,0	4,2	259,1	613,2	366,2																			
Dépenses d'exploitation	3122,0					104,8	109,0	113,4	117,9	122,6	127,6	132,7	138,0	143,5	149,2	155,2	161,4	167,9	174,6	181,6	188,8	196,4	204,2	212,4	220,9
Abandon	224,4					0,0	6,5	9,1	14,2	14,7	15,6	15,8	16,1	15,5	14,8	14,1	13,4	12,5	11,5	10,8	9,9	9,0	8,1	7,0	5,8
quantités déflatées	219,9					0,0	8,6	11,7	17,4	17,4	17,7	17,3	16,9	15,6	14,4	13,2	12,1	10,8	9,5	8,6	7,6	6,7	5,8	4,8	3,8
quantités actualisées	90,4					0,0	5,9	7,4	10,2	9,4	8,9	8,0	7,3	6,2	5,3	4,5	3,8	3,1	2,6	2,2	1,8	1,4	1,1	0,9	0,6
OPEX actualisées	1188,8	0,0	0,0	0,0	0,0	77,1	79,8	78,5	78,5	75,2	72,3	69,1	66,1	62,9	59,9	57,1	54,5	52,0	49,6	47,5	45,4	43,5	41,7	39,9	38,2
Abandon actualisé	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	5,8	8,3	8,0	7,8	7,3	6,9	6,1	5,5	4,8	4,2	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9	1,6	1,3	1,0
opex+aband déflaté	811,6	0,0	0,0	0,0	0,0	65,9	69,2	66,6	65,9	60,8	56,2	51,6	47,4	43,1	39,3	35,8	32,6	29,7	27,1	24,8	22,7	20,7	19,0	17,4	15,9
amortiss déflaté		0,0	0,0	0,0	0,0	129,7	124,7	119,9	115,3	110,9	106,6	102,5	98,6	94,8	91,2	88,1	84,6	81,5	78,7	76,1	73,7	71,4	69,2	67,1	65,1
Amortissement actualisé	887,2	0,0	0,0	0,0	0,0	111,6	103,3	95,6	88,6	82,0	75,9	70,3	65,1	60,3	55,8	51,6	47,7	44,1	40,7	37,5	34,4	31,4	28,5	25,7	23,0
resultat imposable	1652,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-256,6	-1,8	85,9	253,0	248,1	251,3	232,7	215,7	171,1	128,7	170,6	129,8	84,1	81,5	66,7	30,7	-5,7	-40,4	-77,9	-115,1
Report	-863,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-256,6	-258,4	-172,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,7	-46,2	-124,1
benefice imposable	788,9	0,0	0,0	0,0	0,0	-256,6	-258,4	-172,6	80,5	248,1	251,3	232,7	215,7	171,1	128,7	170,6	129,8	84,1	81,5	66,7	30,7	-5,7	-46,2	-124,1	-238,2
Impot	472,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,1	62,0	62,8	58,2	53,9	42,8	32,2	42,6	32,5	21,0	20,4	16,7	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0																								
Cash Flow	1179,5	0,0	-4,8	-326,8	-668,9	-687,6	149,9	237,7	384,7	337,9	340,3	326,3	313,5	280,1	248,3	195,6	165,0	130,8	87,5	56,1	29,1	0,3	-34,4	-71,8	-108,1
CF Actualisé	0,0	0,0	-4,4	-280,2	-689,8	-505,4	102,0	149,8	224,5	182,5	170,2	151,1	134,5	111,2	91,3	66,6	52,0	38,2	23,7	14,0	6,7	0,1	-8,8	-13,2	-18,6
Inflation		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,42	1,48	1,54	1,60	1,67	1,73	1,80	1,87	1,95	2,03	2,11	2,19	2,28	2,37	2,46
actualisation		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	2,0	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,7	5,0	5,4	5,9

Business plan

Alternative 4:

l'échéancier d'investissement				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Année				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		
Reference	Σ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
volume	219,9					0,000000000	8,605000000	11,676079318	17,404993225	17,416520722	17,707506095	17,276485261	16,905490593	15,618508993	14,411542631	13,211945504	12,069813275	10,765742900	9,528765651	8,592980998	7,634640350	6,668274702	5,767986120	4,783003730	3,811986735
Recettes						0,00	462,61	627,71	935,70	936,32	951,96	928,79	908,84	839,65	774,77	710,28	648,88	578,77	512,27	461,36	410,44	368,49	310,09	257,14	204,93
Tap						0,00	13,88	18,83	28,07	28,09	28,56	27,86	27,27	25,19	23,24	21,31	19,47	17,36	15,37	13,86	12,31	10,75	9,30	7,71	6,15
Investissement	2010,9	-	-	114,28	1 277,75	618,88																			
Ligne	0,0	-	-	-	-	-																			
Station	1769,5	-	-	50,57	1 150,28	588,65																			
base de vie	241,4	-	-	63,70	127,47	50,22																			
Investissement actualisé	1567,2	-	-	97,97	1 014,32	454,89																			
Amortissement	2010,9					189,02	189,02	189,02	189,02	189,02	189,02	189,02	189,02	189,02	189,02	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07
Ligne	0,0					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Station	1769,5					176,95	176,95	176,95	176,95	176,95	176,95	176,95	176,95	176,95	176,95										
base de vie	241,4					12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07
invest déflaté	1381,2	0,0	0,0	90,6	901,7	388,8																			
Dépenses d'exploitation	7887,0					264,9	275,5	286,5	297,9	309,8	322,2	335,1	348,5	362,5	377,0	392,1	407,7	424,0	441,0	458,6	477,0	496,1	515,9	536,6	558,0
Abandon	224,4					0,0	6,5	9,1	14,2	14,7	15,6	15,8	16,1	15,5	14,8	14,1	13,4	12,5	11,5	10,8	9,9	9,0	8,1	7,0	5,8
quantités déflatés	219,9					0,0	8,6	11,7	17,4	17,4	17,7	17,3	16,9	15,6	14,4	13,2	12,1	10,8	9,5	8,6	7,6	6,7	5,8	4,8	3,8
quantités actualisés	90,4					0,0	5,9	7,4	10,2	9,4	8,9	8,0	7,3	6,2	5,3	4,5	3,8	3,1	2,6	2,2	1,8	1,4	1,1	0,9	0,6
OPEX actualisées	2931,2	0,0	0,0	0,0	0,0	194,7	196,9	192,4	190,2	182,6	175,5	168,1	161,2	153,9	147,2	140,7	134,7	128,8	123,3	118,2	113,4	108,7	104,3	100,1	96,1
Abandon actualisé	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	5,8	8,3	8,0	7,8	7,3	6,9	6,1	5,5	4,8	4,2	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9	1,6	1,3	1,0
opex+aband déflaté	1917,2	0,0	0,0	0,0	0,0	166,4	165,5	156,6	150,8	139,2	128,8	118,5	109,2	100,0	91,7	84,0	77,1	70,7	64,9	59,7	54,9	50,5	46,5	42,8	39,4
amortiss déflaté		0,0	0,0	0,0	0,0	161,6	155,4	149,4	143,6	138,1	132,8	127,7	122,8	118,1	113,5	7,0	6,7	6,4	6,2	6,0	5,7	5,5	5,3	5,1	4,9
Amortissement actualisé	1036,6	0,0	0,0	0,0	0,0	138,9	128,6	119,1	110,3	102,1	94,6	87,6	81,1	75,1	69,5	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8	2,6	2,4	2,2	2,1
resultat imposable	1342,8	0,0	0,0	0,0	0,0	-453,9	-22,2	124,3	406,5	394,6	396,6	361,0	327,9	247,5	170,7	270,7	196,2	112,8	32,4	-33,4	-100,9	-169,4	-235,3	-306,2	-377,1
Report	-3137,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-453,9	-476,1	-351,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-33,4	-134,2	-303,7	-539,0	-845,2	
benifice imposable	-1794,6	0,0	0,0	0,0	0,0	-453,9	-476,1	-351,8	54,7	394,6	396,6	361,0	327,9	247,5	170,7	270,7	196,2	112,8	32,4	-33,4	-134,2	-303,7	-539,0	-845,2	-1222,3
Impot	641,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,7	98,7	99,1	90,2	82,0	61,9	42,7	67,7	48,0	28,2	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0																								
Cash Flow	701,5	0,0	0,0	-114,3	-1277,8	-883,7	166,8	313,3	581,9	485,0	486,4	459,8	435,0	374,7	317,0	215,1	159,2	96,7	36,3	-21,3	-88,8	-157,4	-223,3	-294,1	-365,0
CF Actualisé	0,0	0,0	0,0	-98,0	-1014,3	-649,6	113,5	197,4	339,5	282,0	243,3	213,0	186,6	148,8	116,6	73,2	50,2	28,2	9,8	-5,3	-20,6	-33,8	-44,4	-54,1	-62,2
Inflation		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,42	1,48	1,54	1,60	1,67	1,73	1,80	1,87	1,95	2,03	2,11	2,19	2,28	2,37	2,46
actualisation		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,7	5,0	5,4	5,9

Business plan

Projet expansion d STC GR5 - Phase 1:

l'échéancier d'investissement				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Année		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Reference	Σ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
volume	219,9					0,00000000	8,60500000	11,676079318	17,404983225	17,416520722	17,707506095	17,276495261	16,905490593	15,610509983	14,411542631	13,211945904	12,069813275	10,765742900	9,528765661	8,592980998	7,634640350	6,668274702	5,767986120	4,783003730	3,811986735
Recettes						0,00	67,70	91,86	136,93	137,02	139,31	135,92	133,00	122,88	113,38	103,94	94,96	84,70	74,97	67,60	60,06	52,46	45,38	37,63	29,99
Tap						0,00	2,03	2,76	4,11	4,11	4,18	4,08	3,99	3,69	3,40	3,12	2,85	2,54	2,25	2,03	1,80	1,57	1,36	1,13	0,90
Investissement	624,4	-	4,26	247,38	166,53	206,19																			
Ligne	624,4	-	4,26	247,38	166,53	206,19																			
Station	0,0	-	-	-	-	-																			
base de vie	0,0	-	-	-	-	-																			
Investissement actualisé	499,8	-	3,94	212,09	132,20	151,55																			
Amortissement	624,4					46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	15,46	-	-	-	-	-	-
Ligne	624,4					46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	46,84	15,46						
Station	0,0					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
base de vie	0,0					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
invest déflaté	447,0	0,0	3,8	196,1	117,5	129,5																			
Dépenses d'exploitation	98,5					3,3	3,4	3,6	3,7	3,9	4,0	4,2	4,4	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	6,0	6,2	6,4	6,7	7,0
Abandon	224,4					0,0	6,5	9,1	14,2	14,7	15,6	15,8	16,1	15,5	14,8	14,1	13,4	12,5	11,5	10,8	9,9	9,0	8,1	7,0	5,8
quantités déflatés	219,9					0,0	8,6	11,7	17,4	17,4	17,7	17,3	16,9	15,6	14,4	13,2	12,1	10,8	9,5	8,6	7,6	6,7	5,8	4,8	3,8
quantités actualisés	90,4					0,0	5,9	7,4	10,2	9,4	8,9	8,0	7,3	6,2	5,3	4,5	3,8	3,1	2,6	2,2	1,8	1,4	1,1	0,9	0,6
OPEX actualisées	56,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	3,7	4,0	4,6	4,3	4,1	3,8	3,6	3,3	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3
Abandon actualisé	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	5,8	8,3	8,0	7,8	7,3	6,9	6,1	5,5	4,8	4,2	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9	1,6	1,3	1,0
opex+aband déflaté	92,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	6,7	7,7	9,7	9,0	8,4	7,5	6,8	5,9	5,1	4,4	3,7	3,2	2,7	2,3	1,9	1,6	1,4	1,2	0,9
amortiss déflaté		0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	38,5	37,0	35,6	34,2	32,9	31,6	30,4	29,3	28,1	27,0	26,0	25,0	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortissement actualisé	298,1	0,0	0,0	0,0	0,0	34,4	31,9	29,5	27,3	25,3	23,4	21,7	20,1	18,6	17,2	15,9	14,8	13,7	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
resultat imposable	730,6	0,0	0,0	0,0	0,0	-50,1	8,9	29,6	68,1	67,5	68,7	65,0	61,7	52,4	43,6	35,0	26,7	17,6	40,3	49,1	42,4	35,7	29,5	22,8	16,3
Report	-103,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-50,1	-41,2	-11,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
benefice imposable	627,6	0,0	0,0	0,0	0,0	-50,1	-41,2	-11,7	56,4	67,5	68,7	65,0	61,7	52,4	43,6	35,0	26,7	17,6	40,3	49,1	42,4	35,7	29,5	22,8	16,3
Impot	182,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,1	16,9	17,2	16,3	15,4	13,1	10,9	8,7	6,7	4,4	10,1	12,3	10,6	8,9	7,4	5,7	4,1
	0,0																								
Cash Flow	548,0	0,0	-4,3	-247,4	-166,5	-209,5	55,8	76,4	100,8	97,4	98,4	95,6	93,1	86,1	79,5	73,1	66,9	60,0	45,7	36,8	31,8	26,7	22,1	17,1	12,2
CF Actualisé	0,0	0,0	-3,9	-212,1	-132,2	-154,0	37,9	48,1	58,8	52,6	49,2	44,3	39,9	34,2	29,2	24,9	21,1	17,5	12,3	9,2	7,4	5,7	4,4	3,1	2,1
Inflation		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,42	1,48	1,54	1,60	1,67	1,73	1,80	1,87	1,95	2,03	2,11	2,19	2,28	2,37	2,46
actualisation		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,7	5,0	5,4	5,9

Business plan

Projet expansion d STC GR5 - Phase 2:

l'échéancier d'investissement			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Année			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Reference	Σ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
volume	219,9		0,000000000	8,605000000	11,676079318	17,404993225	17,416520722	17,707506095	17,276495261	16,905490593	15,618508983	14,411542631	13,211945904	12,069913275	10,765742900	9,528765665	8,592980999	7,634640360	6,668274702	5,767986120	4,783003730	3,811986735
Recettes			0,00	100,09	135,81	202,45	202,58	205,97	200,95	196,64	181,67	167,63	153,68	140,39	125,22	110,83	99,95	88,80	77,56	67,09	55,63	44,34
Tap			0,00	3,00	4,07	6,07	6,08	6,18	6,03	5,90	5,45	5,03	4,61	4,21	3,76	3,33	3,00	2,66	2,33	2,01	1,67	1,33
Investissement	541,7	-	-	19,21	313,90	208,62																
Ligne	200,8	-	-	-	97,21	103,63																
Station	300,7	-	-	8,59	195,44	96,62																
base de vie	40,2	-	-	10,62	21,25	8,37																
Investissement actualisé	419,0	-	-	16,47	249,18	153,34																
Amortissement	541,7					47,14	47,14	47,14	47,14	47,14	47,14	47,14	47,14	17,08	17,08	17,08	6,98	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Ligne	200,8					15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	4,97					
Station	300,7					30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07						
base de vie	40,2					2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
invest déflaté	367,8	0,0	0,0	15,2	221,5	131,1																
Dépenses d'exploitation	1281,3					43,0	44,7	46,5	48,4	50,3	52,4	54,4	56,6	58,9	61,2	63,7	66,2	68,9	71,6	74,5	77,5	80,6
Abandon	224,4					0,0	6,5	9,1	14,2	14,7	15,6	15,8	16,1	15,5	14,8	14,1	13,4	12,5	11,5	10,8	9,9	9,0
quantités déflatés	219,9					0,0	8,6	11,7	17,4	17,4	17,7	17,3	16,9	15,6	14,4	13,2	12,1	10,8	9,5	8,6	7,6	6,7
quantités actualisés	90,4					0,0	5,9	7,4	10,2	9,4	8,9	8,0	7,3	6,2	5,3	4,5	3,8	3,1	2,6	2,2	1,8	1,4
OPEX actualisées	484,1	0,0	0,0	0,0	0,0	31,6	32,5	31,9	31,8	30,5	29,3	28,0	26,8	25,5	24,4	23,3	22,2	21,2	20,3	19,4	18,6	17,8
Abandon actualisé	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	5,8	8,3	8,0	7,8	7,3	6,9	6,1	5,5	4,8	4,2	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9
opex+aband déflaté	363,5	0,0	0,0	0,0	0,0	27,0	30,3	29,8	30,4	28,1	26,0	23,9	21,9	19,8	17,9	16,2	14,7	13,3	12,0	10,9	9,9	9,0
amortiss déflaté		0,0	0,0	0,0	0,0	40,3	38,7	37,3	35,8	34,4	33,1	31,8	30,6	29,4	28,3	27,1	26,0	24,9	23,8	22,7	21,6	20,5
Amortissement actualisé	271,7	0,0	0,0	0,0	0,0	34,7	32,1	29,7	27,5	25,5	23,6	21,8	20,2	18,7	17,3	15,8	14,4	13,0	11,6	10,2	8,8	7,4
resultat imposable	433,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-90,2	-1,3	28,9	86,7	84,3	84,7	77,5	70,9	54,7	39,4	54,2	39,4	23,0	17,4	9,7	-3,3	-16,4
Report	-406,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-90,2	-91,4	-62,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-3,3	-19,7
benefice imposable	26,7	0,0	0,0	0,0	0,0	-90,2	-91,4	-62,5	24,2	84,3	84,7	77,5	70,9	54,7	39,4	54,2	39,4	23,0	17,4	9,7	-3,3	-19,7
Impot	144,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	21,1	21,2	19,4	17,7	13,7	9,8	13,5	9,9	5,8	4,4	2,4	0,0	0,0
	0,0																					
Cash Flow	288,3	0,0	0,0	-19,2	-313,9	-251,6	45,9	76,1	127,8	110,4	110,7	105,3	100,3	88,2	76,7	57,7	46,7	34,4	20,0	9,3	-1,3	-14,4
CF Actualisé	0,0	0,0	0,0	-16,5	-249,2	-185,0	31,2	47,9	74,6	59,6	55,4	48,8	43,0	35,0	28,2	19,6	14,7	10,0	5,4	2,3	-0,3	-3,1
Inflation		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,42	1,46	1,54	1,60	1,67	1,73	1,80	1,87	1,95	2,03	2,11	2,19
actualisation		1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,7

Résumé

Ce travail porte sur l'étude technico-économique du projet du Transport par Canalisation GR5 en Algérie, un projet stratégique visant à renforcer la capacité de transport du gaz naturel depuis les zones de production jusqu'aux centres de distribution et d'exportation. Pour atteindre cet objectif, nous avons étudié quatre variantes correspondant à différentes configurations d'évacuation des quantités additionnelles issues des profils de moyen et long terme de SONATRACH.

L'analyse technique de ces variantes a permis d'évaluer l'efficacité et la faisabilité de chaque configuration en termes de gestion de la pression et de débit de gaz. Ensuite, une étude économique a été réalisée pour déterminer la variante optimale. Cette évaluation économique repose sur le critère de coût de revient économique unitaire, permettant de comparer les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance associés à chaque configuration.

Le choix de la variante optimale se base donc sur une approche équilibrée entre les aspects techniques et économiques, garantissant ainsi une solution durable et rentable pour l'expansion du GR5. Cette étude met en évidence les implications significatives de ce projet pour le secteur énergétique algérien et son impact potentiel sur l'économie nationale.

Abstract

This work focuses on the technical-economic study of the GR5 Pipeline Transport project in Algeria, a strategic project aimed at strengthening the transport capacity of natural gas from production areas to distribution and export centers. To achieve this objective, we studied four variants corresponding to different configurations for evacuating additional quantities from the medium and long term profiles of SONATRACH.

The technical analysis of these variants made it possible to evaluate the effectiveness and feasibility of each configuration in terms of pressure management and gas flow. Then, an economic study was carried out to determine the optimal variant. This economic evaluation is based on the unit economic cost criterion, making it possible to compare the investment, operating and maintenance costs associated with each configuration.

The choice of the optimal variant is therefore based on a balanced approach between technical and economic aspects, thus guaranteeing a sustainable and profitable solution for the expansion of the GR5. This study highlights the significant implications of this project for the Algerian energy sector and its potential impact on the national economy.

ملخص

يركز هذا العمل على الدراسة الفنية والاقتصادية لمشروع النقل عبر خطوط الأنابيب GR5 في الجزائر، وهو مشروع استراتيجي يهدف إلى تعزيز قدرة نقل الغاز الطبيعي من مناطق الإنتاج إلى مراكز التوزيع والتصدير. ولتحقيق هذا الهدف، قمنا بدراسة أربعة متغيرات تتوافق مع عدة تكوينات مختلفة لإخلاء كميات إضافية من التشكيلات المتوسطة والطويلة المدى لسوناطراك.

وقد أتاح التحليل الفني لهذه المتغيرات تقييم فعالية وجدوى كل تكوين من حيث إدارة الضغط وتدفق الغاز. ومن ثم تم إجراء دراسة اقتصادية لتحديد الاختيار الأمثل. يعتمد هذا التقييم الاقتصادي على معيار التكلفة الاقتصادية للوحدة، مما يتيح مقارنة تكاليف الاستثمار والتشغيل والصيانة المرتبطة بكل تكوين.

وبالتالي فإن اختيار البديل الأمثل يعتمد على نهج متوازن بين الجوانب الفنية والاقتصادية، وبالتالي ضمان حل مستدام ومرجح لتوسيع GR5. وتسلط هذه الدراسة الضوء على الانعكاسات الكبيرة لهذا المشروع على قطاع الطاقة الجزائري وتأثيره المحتمل على الاقتصاد الوطني.