

**Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche
Scientifique**

Université d'Oum El Bouaghi

Faculté des sciences économiques

Sciences commerciales et sciences de gestion

Département : sciences économiques

***Libéralisation du marché gazier de l'Union
Européenne : Quelles conséquences sur
l'Algérie ?***

Thèse présentée pour l'obtention de doctorat sciences

Spécialité : économie pétrolière

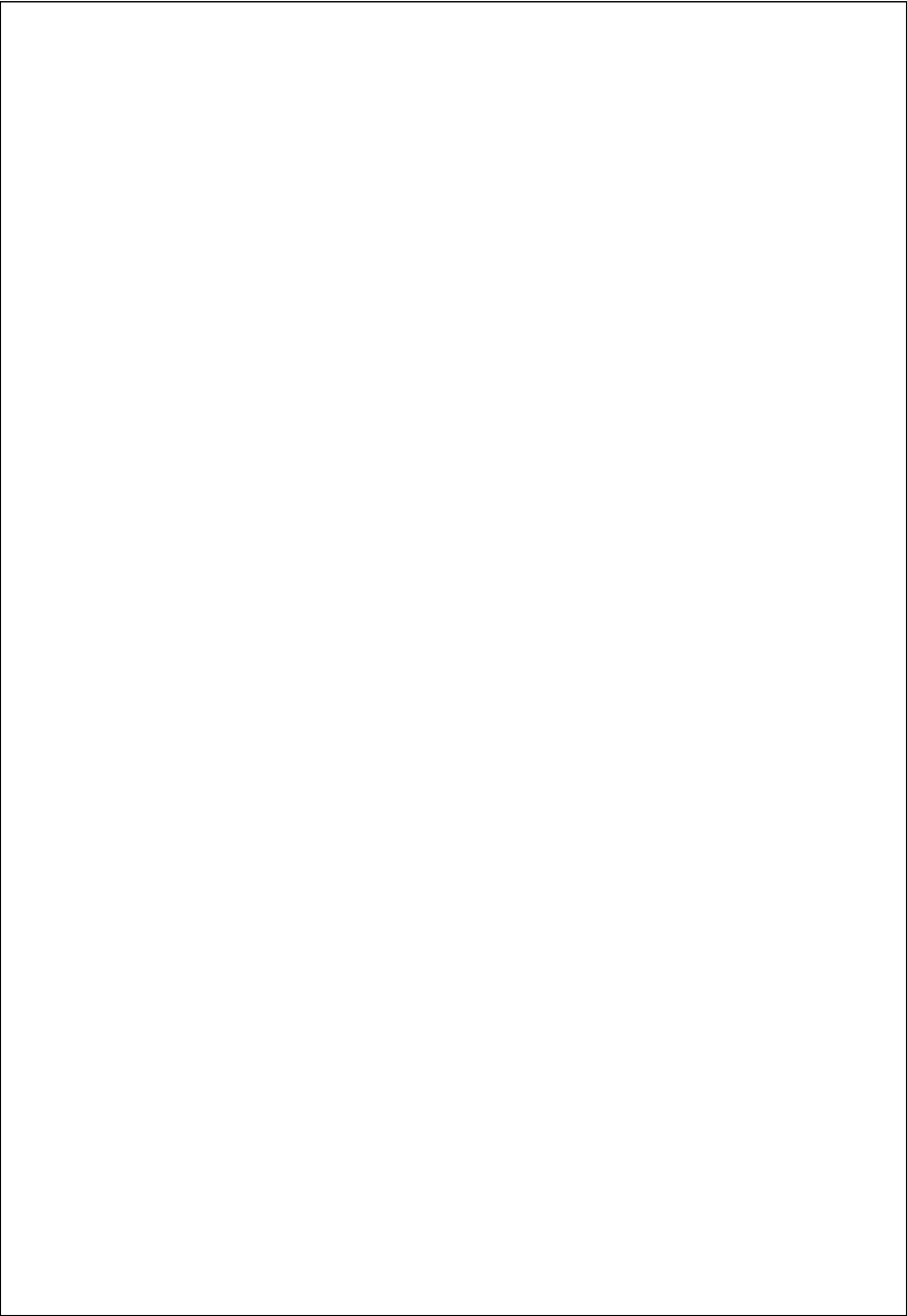
Présentée par :
Lamia Ati

Directeur de recherche :
Dr. Said Brika

Membres du jury:

Dr.Medfouni Abdelhamid	Maitre de conférences « A »	Université d'Oum El Bouaghi	Président
Dr.Said Brika	Maitre de conférences « A »	Université d'Oum El Bouaghi	Directeur de recherche
Pr.Ali Bentabet	Professeur	Université d'Annaba	Examineur
Dr.Ahmed Toufik Bourahli	Maitre de conférences « A »	Université d'Oum El Bouaghi	Examineur
Dr.Mohamed Salah Korichi	Maitre de conférences « A »	Université de Constantine 2	Examineur
Dr.Said Derradji	Maitre de conférences « A »	Université Emir Abdelkader Constantine	Examineur

Année: 2015/2016



Remerciements

Mes premiers remerciements iront à mon Directeur de thèse, le Docteur Saïd BRIKA, qui s'est dépensé sans compter en m'orientant pertinemment, en me Conseillant judicieusement et en m'écoutant patiemment. En dépit de ses multiples obligations, il a toujours fait preuve, avec sa modestie légendaire, d'une grande disponibilité et d'une rassurante bienveillance qui forcent notre admiration.

Je tiens à exprimer également ma profonde gratitude à :

- M. Toufik HAKKAR, directeur exécutif du Département «Stratégie Planification et Economie » à Sonatrach pour son aimable coopération et sa remarquable compréhension.*
- M. Mohamed KECIR de Boumerdès pour tous ses encouragements tout au long de la réalisation de cette thèse.*
- M. Nacer LABDOUNI pour son soutien permanent et indéfectible.*
- M. Youcef BERREBIB pour avoir eu l'amabilité de corriger mes textes.*

Enfin, je ne remercierai jamais assez tous mes collègues qui m'ont soutenue et encouragée quasi-quotidiennement avec leur incontournable question : « Où en es-tu avec ta thèse doctorat ? »

Dédicace

Je dédie ce travail à mes deux enfants chéris

IMA et DJAWED,

et à mes chers parents, à qui je dois tout, et sans qui

je ne serais certainement pas ici parmi cette

honorable assistance.



Table des matières

Remerciements	
Dédicace	
Liste des figures et tableaux	VII
INTRODUCTION	a-k
Chapitre 01 : les fondamentaux du gaz naturel	
Introduction	02
1. L’histoire du gaz naturel	02
1.1. Origine et composition du gaz naturel	04
1.1.1. Origine de gaz naturel	05
1.1.2. Composition du gaz naturel	06
1.2. Types de gaz	08
1.2.1. Selon le type de gisement	08
1.2.2. Selon son état	09
1.2.3. Selon son pouvoir calorifique	09
1.2.4. Selon sa formation	09
1.2.5. Selon la méthode de son extraction	10
1.3. Avantages et inconvénients du gaz naturel	12
1.3.1. Les avantages du gaz naturel	12
1.3.2. Les inconvénients du gaz naturel	15
1.4. Le marché du gaz naturel	16
1.4.1. La notion des réserves	16
1.4.2. Les acteurs	18
1.4.3. Le mécanisme de « pricing »	18
2. La chaîne gazière du gaz naturel et du GNL	19
2.1. La chaîne gazière du gaz naturel : l’amont, l’intermédiaire, et l’aval	19
2.1.1. Les activités de l’amont gazier	20
2.1.2. Le transport de gaz	23
2.1.3. Les activités de l’aval gazier	25
2.2. La chaîne gazière du GNL	25
2.2.1. La liquéfaction du gaz naturel	26
2.2.2. Le transport	28
2.2.3. La regazéification du gaz	29

3.	Le commerce du gaz naturel	31
3.1	Les contrats à long-terme : principes, clauses, avantages	31
3.1.1.	Définition	31
3.1.2.	Les principales clauses d'un contrat de long-terme	31
	Conclusion	33
Chapitre 02 : le marché gazier de l'Union Européenne : Etat des lieux et sécurité d'approvisionnement		
	Introduction	35
1.	Le marché gazier de l'Union Européenne: état des lieux	35
1.1.	Développement de gaz naturel en Europe	35
1.1.1.	Histoire du gaz naturel en Europe	35
1.1.2.	Histoire du développement du gaz naturel en Europe	38
1.2.	Réserves et productions de gaz naturel	40
1.2.1.	Les réserves	40
1.2.2.	La production du gaz naturel	42
1.3.	Bouquet énergétique : un outil de traçabilité de la consommation	44
1.3.1.	Avenir du bouquet énergétique mondial	45
1.3.2.	Bouquet ou bouquets énergétique de l'Union Européenne ?	47
1.4.	Segmentation du marché gazier	51
1.4.1.	Les principaux secteurs de consommation de gaz naturel	51
1.4.2.	Les déterminants de la répartition par secteurs	52
1.4.3.	Les secteurs de consommation de gaz naturel au sein de l'Union Européenne.	52
2.	Sécurité d'approvisionnement gazier de l'Union Européenne : problèmes & solutions	53
2.1.	Sécurité d'approvisionnement énergétique : une notion en évolution	53
2.1.1.	Histoire et définitions de la sécurité d'approvisionnement énergétique	54
2.1.2.	Les risques d'approvisionnement énergétique	57
2.2.	Sécurité d'approvisionnement gazier de l'Union Européenne : le dilemme	58
2.2.1.	La situation de l'Union Européenne	58
2.2.2.	Les vulnérabilités de l'Union Européenne	60
2.2.3.	Sources et modes d'acheminement de gaz naturel vers l'Union Européenne	62
2.3.	Analyse du potentiel /fiabilité des principaux fournisseurs de gaz à l'Union Européenne	66
2.3.1.	La Russie	66
2.3.2.	La Norvège	67

2.3.3. L'Algérie	68
2.4. Solutions pour pallier à la faiblesse gazière de l'Union Européenne	68
2.4.1. Maitriser la demande	69
2.4.2. Diversifier les sources et les ressources	69
2.4.3. Favoriser la concurrence	70
2.4.4. Valoriser les politiques extérieures	70
2.4.5. L'intégration en amont via « l'Equity Oil »	71
2.4.6. La constitution des réserves stratégiques	71
Conclusion	71
Chapitre 03: le marché gazier de l'Union Européenne en état de monopole	
Introduction	74
1. industrie gazière : industrie de réseau	74
1.1. Morphologie de réseau	74
1.1.1. La définition de l'industrie de réseau	74
1.1.2. Les composants de réseaux	75
1.2. Caractéristiques du réseau	78
1.2.1. Les caractéristiques techniques	78
1.2.2. Les caractéristiques économiques	78
1.3. Les déterminants de réseau	79
1.3.1. L'économie d'échelle et l'économie d'envergure	80
1.3.2. L'effet de club	81
1.3.3. Les Subventions croisées	82
1.3.4. La réglementation	83
1.4. Les types de réseaux	84
1.4.1. Les réseaux arborescents	84
1.4.2. Les réseaux maillés	85
2. L'industrie gazière en état de monopole	86
2.1. Définition et typologie de monopole	86
2.1.1. Définition de monopole	86
2.1.2. Typologie de monopoles	87
2.2. Les justifications du monopole	88
2.2.1. Les justifications économiques	88

2.2.2.	La gestion de l'incertitude	88
2.2.3.	Le caractère structurant	89
2.2.4.	La justification du service public	90
2.3.	La réglementation du monopole	90
2.3.1.	Les approches de la réglementation du monopole	91
2.3.2.	Les justifications de la réglementation du monopole	91
2.3.3.	Le rôle de réglementateur	96
2.3.4	Les modes de réglementation	96
2.4.	L'organisation industrielle du secteur gazier européen avant la libéralisation du marché	99
2.4.1.	L'organisation intégrée	99
2.4.2.	Les caractéristiques essentielles d'industrie gazière avant la libéralisation	102
2.5.	Les critiques sur le monopole	103
2.5.1.	La réglementation tarifaire inefficace	103
2.5.2.	Le monopole jugé inefficace	103
2.5.3.	Discrimination vis –à-vis les usagers	104
Conclusion		104
Chapitre 04: le marché gazier de l'Union Européenne en état de libéralisation		
Introduction		107
1.	La libéralisation du marché gazier : du monopole à la concurrence	107
1.1.	Les objectifs de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne	107
1.1.1.	La création d'un marché unique	108
1.1.2.	Pallier aux effets de protectionnisme	109
1.1.3.	Assurer la sécurité d'approvisionnement	110
1.1.4.	Faire accroître l'efficacité	110
1.2.	Les conditions de la libéralisation	110
1.2.1.	Les conditions liées au processus	110
1.2.2.	Les conditions liées à l'industrie	111
1.3.	Les contraintes de la libéralisation	111
1.3.1.	Les contraintes physico-économiques	112
1.3.2.	Les contraintes des clients éligibles	112
2.	Les fondements théoriques et empiriques de la libéralisation de l'Union Européenne	113
2.1.	Les fondements théoriques de la libéralisation fondements	113

2.1.1.	Les enseignements de la théorie des marchés contestables	113
2.1.2.	Les hypothèses de la théorie des marchés contestables	114
2.2.	Les fondements empiriques de la contestabilité du marché gazier Européen : vérification	115
2.2.1.	Les segments privilégiés à la concurrence	115
2.3.	La démarche de libéralisation : les processus législatifs	117
2.3.1.	La première directive (1998)	118
2.3.2.	La deuxième directive(2003)	122
2.3.3.	La troisième directive(2007)	126
3.	Les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne	128
3.1.	Des conséquences inspirées du paradigme de l'économie industrielle	128
3.2.	Les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'UE sur la structure de marché	129
3.2.1.	Conséquences sur la structure interne du marché	129
3.2.2.	Conséquences sur la structure externe	131
3.3.	Les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'UE sur le comportement stratégique des opérateurs gaziers	133
3.3.1.	Principales stratégies adoptées par les opérateurs gaziers aval	133
3.3.2.	Principales stratégies adoptées par les opérateurs gaziers amont	135
3.4.	Les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne sur la performance des firmes	136
3.4.1.	La révision des contrats d'approvisionnement	137
3.4.2.	Le développement des hubs gaziers et marché spot	140
	Conclusion	145
Chapitre 05: La réponse de l'Algérie à la libéralisation du marché gazier de l'UE		
	Introduction	147
1.	Etat de lieux de l'Algérie gazière	147
1.1.	Etat des lieux : réserves /production, consommation /exportation	147
1.1.1.	Etat des lieux des réserves //production	147
1.1.2.	Consommation interne versus exportation de gaz naturel	151
1.2.	Les principales infrastructures de l'industrie gazière Algérienne	158
1.2.1.	Les infrastructures générales	159
1.2.2.	Les infrastructures de transport	160
2.	Libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne : conséquences et défis pour le fournisseur algérien	163
2.1.	Conséquences sur le comportement stratégique du fournisseur algérien de gaz	163
2.1.1.	Comportement stratégique de Sonatrach envers la France	165

2.1.2. Comportement stratégique de Sonatrach envers l’Espagne	167
2.1.3. Comportement stratégique de Sonatrach envers le Royaume-Uni	170
2.1.4. Comportement stratégique de Sonatrach envers l’Allemagne	170
2.1.5. Les avantages tirés de la présence de Sonatrach sur l’aval gazier européen	171
2.2. Conséquences sur les performances en termes de mode contractuel	173
2.2.1. La révision des contrats de long-terme	176
2.2.2. La vente du gaz algérien sur les hubs gaziers	184
Conclusion	185
CONCLUSION	188
BIBLIOGRAPHIE	194
RESUME	

a) Liste des figures

N°	Titre	page
1.1	La composition du gaz selon les différentes régions d’approvisionnement	08
1.2	Emissions de CO2 selon ses origines	14
1.3	La chaine du gaz naturel	19
1.4	La chaine du GNL	26
1.5	Les principales opérations des usines de traitement de gaz	27
1.6	schéma classique d’opérations de regazéification	29
2.1	Distribution des réserves prouvées dans le monde fin 2013(%)	40
2.2	Evolution des réserves mondiales de gaz naturel (Tcm)	41
2.3	Répartition de la production de gaz naturel de l’UE-28(%)	44
2.4	Bouquet énergétique mondial selon BP (Mtoe)	46
2.5	Comparaison entre bouquet énergétique mondial de 1973 et 2011	46
2.6	Bouquet énergétique de l’UE-28 en 2011(%)	48
2.7	Bouquets énergétiques des pays de l’Union Européenne en 2011(%)	49
2.8	Segmentation du marché gazier de l’UE(%)	53
3.1	les externalités de l’offre et de la demande	81
3.2	Réseau gazier Français	85
3.3	Réseau gazier de l’Allemand	86
4.1	Politique énergétique de l’Union Européenne	108
4.2	Les trois directives de la création du marché intérieur européen de gaz naturel	118
4.3	La nouvelle architecture du réseau gazier	123
4.4	les parts de marché des principaux fournisseurs de gaz à l’UE(2011)	132
4.5	La concentration du marché gazier des pays de l’Union Européenne	132
4.6	La contraction de la durée des contrats de long-terme	137
4.7	Répartition au niveau européen des hubs gazier	142
4.8	volume et churn ratio dans les principaux hubs européen (2003-2008)	142
4.9	Evolution des prix spot &contrat de gaz naturel	144
5.1	Evolution de la consommation du gaz naturel (1990 à 2013)	154
5.2	Principales destinations du gaz Algérien en 2013(%)	156
5.3	Exportation par destination de gaz naturel Algérien via des gazoducs en 2013(%)	157
5.4	Exportation de GNL par destination en 2013(Bcm)	157

b) Liste des tableaux

N°	Titre	Page
1.1	les types de réserves	16
2.1	détails du développement du gaz naturel en Europe	39
2.2	Les principaux producteurs de gaz dans le monde	43
2.3	Importance du gaz naturel pour les pays de l'UE	51
3.1	Présentation de quelques réseaux selon les trois couches	77
4.1	progression de l'ouverture à la concurrence du marché gazier de l'Union Européenne	119
4.2	Nombre de compagnies chargées de la fourniture du gaz au niveau de l'UE en 2013	131
5.1	Les principaux complexes de traitement de gaz en Algérie	159
5.2	les gazoducs transcontinentaux en Algérie	161
5.3	Présence de Sonatrach dans le capital des activités en aval en Espagne	168
5.4	Grille des relations entre compagnies des pays de l'EU et Sonatrach 2006.	172
5.5	les principaux contrats de vente de GNL entre l'Algérie et les pays européens	174
5.6	contrat signé entre Sonatrach et Cepsa	175
5.7	contrat signé entre Sonatrach et Endesa	175
5.8	contrat signé entre Sonatrach et Iberdrola	176

Introduction

L'industrie gazière était une industrie presque exclusivement américaine concentrant près de 90% de la production et de la consommation mondiale aux seuls Etats-Unis. Depuis, l'utilisation du gaz naturel s'est largement diffusée à travers le monde, de sorte qu'en 2011, les États-Unis, qui restent cependant les leaders mondiaux en termes de production et de consommation de gaz, ne représentent respectivement plus que 21,5% et 20% des volumes mondiaux.

Le gaz naturel s'est progressivement imposé parmi les énergies de choix dans le bouquet énergétique mondial. En 1973, ce dernier représentait 14 % de la consommation en énergie primaire. Depuis lors, sa part n'a pas cessé d'augmenter au détriment du pétrole et du charbon qui eux, voient leur part se réduire. et si l'on en croit les estimations de l'Agence Internationale de l'Énergie(AIE), la part du gaz devrait dépasser celle du charbon peu avant 2030 et faire jeu égal avec le pétrole d'ici 2035.

À la différence du pétrole qui est échangé sur les marchés internationaux, le gaz naturel s'est construit autour de trois grands marchés régionaux : le marché américain, européen et asiatique. Le développement en parallèle de ces trois marchés trouve sa justification dans le fait que le transport maritime du gaz naturel était économiquement bien plus coûteux comparativement à celui du pétrole. En conséquence, le gaz naturel liquéfié (GNL) était jusqu'à très récemment peu développé et les échanges de gaz naturel se sont donc majoritairement construits autour des réseaux de gazoducs transfrontaliers.. Selon l'AIE (2011), le GNL devrait représenter 50% des échanges gaziers internationaux à l'horizon 2035, conduisant au rapprochement des prix sur les différents marchés.

En Europe, L'industrie du gaz naturel était quasi inexistante au lendemain de la Seconde Guerre mondiale. Il existait bien quelques gisements en Allemagne de l'Ouest, en France, en Italie et en Autriche. Cependant, la très modeste taille de ces exploitations ne permettait pas la création d'un réseau de transport national. La distribution du gaz se faisait donc à un niveau local ou au meilleur des cas à un niveau régional.

Le développement du gaz naturel en Europe commence réellement avec la découverte du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La taille de ce gisement justifiait pour la première fois le développement d'un réseau de transport en vue d'une exploitation internationale. Les premiers

gazoducs transeuropéens furent à destination de l'Allemagne de l'Ouest, de la Belgique et de la France. C'est d'ailleurs avec ce gisement que furent introduits les premiers contrats de long terme en Europe.

L'Algérie fut historiquement le premier pays non européen à alimenter l'Europe avec ses exportations de GNL à destination du Royaume-Uni qui ont débuté dès 1964. Cependant, l'opportunité d'alimenter le Royaume-Uni s'est très vite refermée avec la découverte, l'année suivante, d'un gisement dans la mer du Nord. Les exportations de l'Algérie vont être par la suite très limitées, avant de se développer dans le courant des années 80.

La Russie, qui était à l'époque l'URSS, est le second pays non européen à fournir ce marché. L'entrée de l'URSS en tant que fournisseur de l'Europe de l'Ouest n'a été possible qu'après la levée de l'embargo de l'OTAN en novembre 1966 qui interdisait l'échange gaz contre tuyaux avec l'URSS. Subséquemment à la fin de l'embargo, l'Union soviétique signe ses premiers contrats avec l'Europe de l'Ouest. En 1968, l'Union soviétique signe son premier contrat avec OMV (Autriche) ; ce dernier va être suivi de la signature avec Ruhrgas (Allemagne de l'Ouest), GDF (France) et la SNAM (Italie). Ces premiers contrats étaient fort avantageux pour les deux parties.

Les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 ont pour conséquence d'accroître la consommation gazière en Europe et donc de renforcer ses besoins d'importation en gaz. Entre les deux chocs pétroliers, la Norvège fait son apparition parmi les fournisseurs de l'Europe. Depuis 1977, date de l'achèvement du son premier gazoduc à destination du Royaume-Uni, la Norvège a élargi son réseau de gazoducs à l'Allemagne, la Belgique et la France. Elle est devenue un acteur incontournable de l'approvisionnement gazier de l'UE. L'Algérie va également profiter de ce regain d'intérêt pour le gaz pour assoir sa position sur le marché européen dans le courant des années 80. L'URSS a également cherché à profiter de cet engouement pour le gaz naturel en développant de nouvelles infrastructures et ainsi en renforçant sa position en Europe.

Pendant près de quarante ans, l'industrie gazière européenne s'est construite autour de relations stables et bien déterminées entre d'une part, les producteurs principalement extérieurs à l'Europe et les importateurs en monopole verticalement intégré sur leur territoire d'autre part. Depuis 1998, la Commission Européenne cherche à introduire une concurrence sur son marché intérieur, et mettre fin à un système basé sur des principes non-concurrentiels même s'il a permis d'assurer la sécurité gazière de l'UE pour des décennies.

Cette remise en cause est initiée d'une part par la volonté publique de libéraliser l'industrie gazière et d'autre part par les industriels qui souhaitent un accès plus libre et surtout moins onéreux aux ressources gazières. Les fondamentaux de l'industrie gazière, contrats à long terme, les stratégies des compagnies gazières sont donc longuement discutés et pourraient évoluer dans les années à venir. Ce qui va redessiner le paysage gazier de l'Union Européenne, ainsi de celui de ses fournisseurs, y compris l'Algérie.

1. Problématique

Cette thèse cherche à répondre à la question principale suivante :

- Quelles sont les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne sur l'Algérie ?

La question principale se décline en cinq sous-questions :

- Quels sont les principaux objectifs de la politique énergétique de l'Union Européenne? quels sont les défis ?
- Pourquoi et comment le marché gazier de l'Union Européen est transité d'un état de monopole en un état de concurrence ?
- Quelles sont les conséquences de la libéralisation sur la structure du marché de l'UE ?et celle de l'Algérie ?
- Quelles sont les conséquences de la libéralisation sur le comportement stratégique des opérateurs gaziers? Quelle(s) nouvelle(s) stratégie(s) pour Sonatrach ?
- Quelles sont les conséquences de la libéralisation sur les performances en termes de pouvoir de négociation ? En quoi la performance contractuelle de Sonatrach est altérée ?

2. Hypothèses

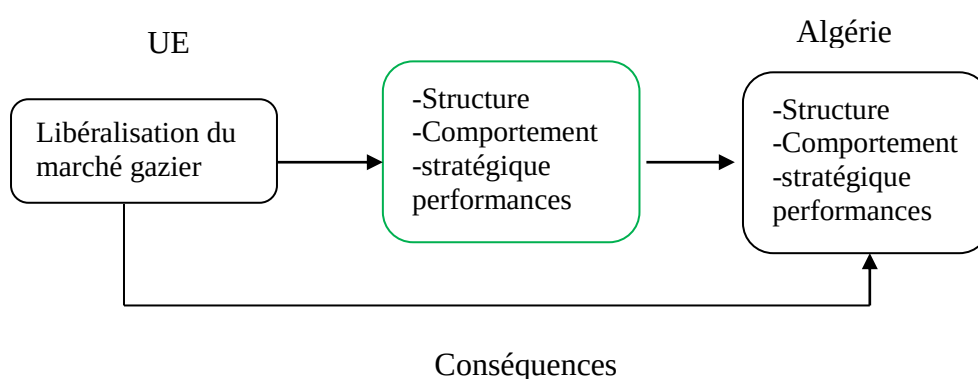
Pour répondre à ces questions, il nous semble indispensable de présenter les assertions suivantes :

- Le principal objectif de la politique énergétique de l'Union Européenne est d'assurer la sécurité d'approvisionnement gazier. Les pays de l'UE sont en mesure de lever ensemble ce défi.

- Le contexte actuel de la scène énergétique mondiale exige de la part de l'Union Européenne la transition d'une organisation verticalement intégrée en un état de concurrence,
- La libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne entraîne une modification de la structure du marché gazier européen par l'augmentation en nombre et en qualité des acteurs. donc d'un marché de moins en moins concentré .
- Les opérateurs gaziers traditionnellement structurés en organisation verticalement intégrée vont changer leurs comportements pour récompenser la perte de valeur sur la rente. La libéralisation pousse La compagnie Sonatrach à changer aussi son comportement stratégique en adoptant d'autres stratégies qui permettent la consolidation de sa présence sur le sol européen.
- La performance des acteurs gaziers concerne principalement le mode contractuel et détermine le pouvoir de négociation des opérateurs. Des changements sur les principes des contrats d'approvisionnement sont prévisibles. Sonatrach trouvera des difficultés à renforcer son pouvoir de négociation face aux nouveaux défis auxquels elle sera confrontée.

3. Méthodologie

Pour traiter ce sujet, nous allons adopter le modèle suivant :



L'application de ce modèle sera alimentée par des données collectées de tous types de références bibliographique : articles, rapport, colloque,...ect. L'analyse et l'exploitation répond à une approche analytique instantanément juste après le développement théorique, l'approche géopolitique sera utilisé pour présenter l'état des lieux du marché gazier de l'UE, ainsi celui de l'Algérie, et le réseau gazier.

4. Objectifs

- Déterminer les défis auxquels est confrontée l'UE afin de sécuriser son approvisionnement en gaz naturel.
- Comprendre les justifications de la démarche de transition d'un état de monopole à un état de d'ouverture à la concurrence.
- Déterminer les conséquences de la libéralisation.
- Déterminer les conséquences de la libéralisation sur l'Algérie en tant que fournisseur du gaz (autrement dit Sonatrach), dans ce nouveau contexte réglementaire.

5. L'art de la thèse

Nous avons sélectionné un ensemble d'études qui ont contribué à l'enrichissement de la réflexion sur la problématique de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne et ses conséquences sur l'Algérie. La littérature qui traite directement notre sujet étant peu abondante, nous avons puisé dans les travaux suivants et qui ont étudié quelques aspects de notre sujet d'une façon directe ou indirecte. Nous citons :

- a) FINON, Dominique, LOCATELLI, Catherine, *La libéralisation du marché gazier européen et ses conséquences pour la Russie*. Institut D'Economie Et De Politique De L'Energie (IEPE).France.Juillet 2002 .

- Principes

La Russie est le fournisseur majeur du gaz naturel de l'UE, ses exportations sont une variable essentielle de la politique économique de la Russie. En conséquence toute évolution institutionnelle de ses marchés d'exportation est un enjeu essentiel pour l'industrie gazière russe mais aussi pour l'économie de ce pays. L'étude conclut par :

- La libéralisation du marché gazier européen aura des conséquences importantes sur ses principaux fournisseurs.
- La libéralisation du marché gazier européen suppose entre autres, la suppression de la clause « final destination ». Dans ce cas les sociétés de gazoducs pourraient utiliser le gaz acheté dans le cadre des contrats à long terme pour participer à la concurrence dans

le négoce entre pays. La suppression de cette clause est largement rejetée par les fournisseurs.

- Les fournisseurs externes à l'UE entendent maintenir un certain contrôle sur leurs débouchés, mais surtout limiter les possibilités d'extraction de la valeur par les acheteurs initiaux qui revendraient le gaz sur d'autres marchés où les prix seraient plus élevés.

- **Contributions de notre étude**

Par rapport à l'étude de FINON& LOCATTELI, notre étude part du constat que la libéralisation du marché gazier aura des conséquences sur les fournisseurs en termes de changement du comportement stratégique et de performances. La libéralisation suppose certes la suppression de la clause « destination finale ». Mais d'autres clauses font l'objet de révisions entre les acheteurs européens et la compagnie Sonatrach. Notre étude montre que la valeur perdue en termes de performances contractuelles peut être compensée en adoptant principalement la stratégie d'intégration en aval, bien que demeurant limitée car débattue par les européens, par crainte d'une certaine prise de pouvoir qui menace la sécurité d'approvisionnement de l'UE.

- b) NEUMANN, Anne, VON HIRSCHHAUSEN, Christian, *Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts*. German Institute for Economic Research Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2004. Vol. 28, N°3.

- **Principe**

Cette étude part du principe que nombreuses sont les études qui ont traité la relation de la libéralisation du marché gazier aux USA et ses conséquences sur les contrats de long terme. Or, aucun travail n'a examiné le cas du continent Européen où la libéralisation a été entamée en 1998. Cette étude fournira la première analyse quantitative en la matière.

- **Résultats**

- La durée des contrats d'approvisionnement de gaz vers l'Europe s'est contractée de manière significative pendant les deux dernières décennies.
- La contraction de la durée des contrats est probablement une conséquence directe du mouvement de la libéralisation du marché gazier de l'UE.

- Bien que les contrats de long terme de gaz demeurent importants en Europe, leur nature va évoluer de manière significative.

- **Contributions de notre étude**

Nous partageons le résultat de NEUMANN&,VON HIRSCHHAUSEN qui porte sur la relation entre la libéralisation du marché gazier de l'UE et la contraction de la durée des contrats d'approvisionnement. Mais par rapport à l'étude précédemment citée, la nôtre, confirme la contraction de la durée des contrats de fourniture du gaz vers l'Europe, mais avec modération pour le cas du gaz Algérien, et qui demeure encore longue.

c) KHELIF, Amor, *La libéralisation du marché de l'énergie de l'Union européenne : Quelle doctrine commerciale pour les exportations algériennes de gaz naturel?* Revue Med Energie, Alger février 2005.

- **Principe**

La libéralisation des marchés énergétiques, et plus spécialement la mise en œuvre de la «Directive gaz» de l'Union européenne (année 2000) dont l'objectif est de libéraliser totalement, à terme, le marché domestique du gaz naturel, sont de nature à entraîner des changements structurels considérables qui obligent les différents acteurs à revoir leurs stratégies. Tel est le cas de l'Algérie qui constitue un des principaux fournisseurs externes de gaz naturel de l'Union européenne.

- **Résultats**

- l'Algérie, en tant que pays exportateur, est confrontée à une série de choix commerciaux et stratégiques dont l'issue devrait déterminer la place et les formes futures du déploiement des ventes de gaz algérien sur le marché européen.
- Pour l'Algérie en effet, toute évolution sur le marché de l'Union européenne, qui absorbe 90 % de ses exportations de gaz et davantage encore à l'avenir, suscite un intérêt particulier. La question est de savoir si elle doit accompagner la libéralisation de ce marché en participant, entre autres, à l'émergence, tant souhaitée du côté européen, d'une

concurrence gaz-gaz, ou doit-elle plutôt rechercher, autant que faire se peut, la préservation des contrats traditionnels de long terme et, surtout, sa politique prudente d'exportation, avec pour corollaire, la double nécessité de contrôler les quantités de gaz exportables et la coordination des négociations de vente pour éviter les surenchères sur les prix.

- La politique algérienne d'exportation de gaz est confrontée à un ensemble de choix différents et la détermination de la nature des arbitrages qui doivent les accompagner est une obligation.

- Contributions de notre étude

Nous adhérons totalement à la thèse de KHELIF sur l'importance que doit porter l'Algérie sur sa stratégie d'exportation et les arbitrages qu'elle doit prendre en considération. Néanmoins, la préservation des contrats de long terme n'est plus un choix possible pour l'Algérie : la révision à répétition de ses clauses dictée par les acheteurs européens montre le changement de la nature contractuelle d'autant plus que la position algérienne est affaiblie par l'augmentation de la consommation interne et par un contexte mondial et européen en perpétuel mouvement.

- d) Derbouche, Hakim, *Algeria's shifting gas export strategy: Between policy and market constraints*. Oxford Institute for Energy Studies..NG48.March.2011.

- Principe

Cette étude essaie de jeter la lumière sur les principaux paramètres du marché gazier de l'Algérie et de sa politique d'exportation de gaz naturel sous deux administrations : la première sous l'administration de Chakib KHELIL et la seconde sous celle de Yousfi Youssef.

- Résultats

- L'administration de Chakib KHELIL a apporté plus de confusion que de rassurance sur les perspectives de la réalisation des objectifs d'exportation de 100 Bcm/an. A partir de 2007, ces objectifs étaient définitivement hors de portée, suite à la chute de la demande de gaz européenne.

- Il était impossible sous l'administration de Chakib de concevoir une stratégie de commercialisation de gaz convaincante face à ces conditions changeantes du marché. Les incertitudes qui pèsent sur le gaz algérien justifiaient un changement de direction interne.
 - La nouvelle administration de Yousfi Yousef s'est occupée au déploiement des investissements, notamment dans les segments amont et intermédiaire qui nécessitaient une action politique urgente, en particulier par rapport aux objectifs d'exportation.
 - La performance des exportations de gaz de l'Algérie en 2010 a soulevé de nombreuses questions sur la stratégie d'exportation de gaz sur le court et moyen terme, et cela par rapport aux questions de : l'indexation sur les produits pétroliers, la part de marché de l'Algérie sur le continent Européen, sur les prix spot et la coopération, les ventes de GNL, l'utilisation des capacités.
 - La libéralisation envisagée de l'amont et d'autres segments de l'industrie gazière de l'Union Européenne va entraîner des changements radicaux à Sonatrach sur son rôle traditionnel « d'état-entité » .
- ***Contributions de notre étude***

Par rapport à l'étude de DERBOUCHE, notre étude analyse les faits qui ont marqué la stratégie d'exportation du gaz Algérien sans faire de la politique. Toutefois, nous avons conclu comme l'étude précédente que plusieurs aspects concourent pour que le statut de Sonatrach soit révisé dans les années à venir.

6. Structure de la thèse

La présente thèse est structurée autour de cinq chapitres :

Le premier chapitre se veut descriptif des fondamentaux du gaz. Nous les traiterons selon une logique accumulative. C'est pourquoi nous appréhenderons le gaz en tant que produit intrinsèque d'abord, intégré dans un marché ensuite.

Dans notre deuxième chapitre, nous proposerons un état des lieux du marché gazier européen. Nous mettrons en évidence l'inquiétude européenne pour sa sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et nous constaterons la dépendance gazière croissante de l'UE auprès de producteurs fortement concentrés. Nous analyserons le couple potentiel/ fiabilité de trois pays exportateurs dans le dispositif d'approvisionnement de l'UE.

Le troisième chapitre sera consacré à la présentation de l'industrie des réseaux. Nous expliquerons comment et pourquoi l'industrie gazière en fait partie ; nous déterminerons également les arguments qui ont sous-tendu la prédominance des monopoles gaziers.

Dans le quatrième chapitre, nous présenterons le fondement théorique et empirique de la libéralisation du marché gazier Européen. Nous traiterons également les conséquences de la libéralisation en nous référant au paradigme du SCP : structure, comportement stratégique et performance.

Enfin dans notre dernier chapitre, nous nous intéressons au potentiel gazier de l'Algérie en matière de réserves, de production, de consommation, et d'infrastructures. Nous explorerons les conséquences de la libéralisation pour l'Algérie et notamment pour sa compagnie gazière Sonatrach sur deux leviers : le comportement stratégique et les performances.

7. Difficultés de recherche

Afin de nous familiariser avec le sujet de notre thèse, il était indispensable pour nous de lire autant des ouvrages anciens que d'autres plus récents, et ce afin de mettre à jour nos acquis sur les questions énergétiques passées et actuelles, ce qui est bien évidemment une tâche difficile et exigeante car nécessitant du temps matériel. A cet effet, 70% du temps consacré à cette thèse était dédiée à ce travail de lectures multiples.

Pour ce faire, nous avons puisé dans des sources d'informations aussi nombreuses que diverses: ouvrages de format papier et numérique; articles en différentes langues (arabe, français et même italien); données statistiques provenant d'organismes spécialisés : Agence Internationale de l'Energie, Eurogas, BP, Cedigaz, etc. Un entretien avec un professeur renommé français (CHEVALIER, Jean-Marie), des correspondances par email avec des spécialistes. Des contacts officiels avec des cadres de Sonatrach; stages de courte durée effectués lors de la préparation de cette thèse. Toute cette matière imprimée et orale nous a permis de constituer une bibliographie dans laquelle nous avons puisé afin de réaliser notre thèse.

La préparation de nos 4 premiers chapitres s'est bien déroulée, hormis l'accès aux chiffres en termes de statistiques spécialisées. Très souvent, les données importantes et qui seraient intéressantes pour notre travail de recherche nous sont inaccessibles, cela en raison des procédures indispensables et complexes pour les avoir, ou bien encore en raison des tarifs exorbitants proposés par certains organismes.

La préparation du cinquième chapitre a été une tâche doublement difficile. Tout d'abord, de par l'insuffisance des sources académiques qui traitent des conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne sur l'Algérie en tant que fournisseur de gaz, nous avons été contrainte de nous focaliser pour notre collecte d'informations sur les articles spécialisés (rares) et les sources journalistiques, D'où l'importance de signaler que la pénurie de documents sur le thème de ce chapitre nous a obligée à orienter notre travail vers la presse algérienne et étrangère afin de combler le manque d'éléments d'informations nécessaires pour étayer cette recherche.

Ensuite, nous avons déposé une demande de stage au niveau de la Direction de Sonatrach. Malheureusement aucune suite ne nous a été accordée. Nous avons utilisé donc des liens personnels pour obtenir des données utiles à notre travail. La bureaucratie et la discrétion étaient la règle, aussi bien dans la partie des fournisseurs(Algérie) que chez les européens. Nous avons sollicité la Commission européenne pour qu'elle nous accorde une entrevue, mais jusqu'à la rédaction de cette thèse, aucune réponse ne nous est parvenue. Nous avons contacté également la Commission de régulation qui est un élément central de la gestion de la libéralisation. Celle-ci nous a recommandé quelques liens, peu utiles et ne touchant pas assez profondément les conséquences sur quoi nous avons désiré travailler. La structure du cinquième chapitre s'est faite grâce aux conseils et orientations de certains spécialistes. Nous étions dès le départ motivée pour l'emploi du paradigme SCP de l'économie industrielle. Nous avons été encouragée pour ce choix et nous sommes plus ou moins parvenue à l'exploiter.

L'achèvement de cette thèse a été un défi que nous avons pu et su relever à deux : mon Directeur de recherches que je remercie vivement pour ses encouragements constants et ses orientations judicieuses, et ma personne auteur de cette thèse.

Chapitre 01 : Les fondamentaux du gaz naturel

- L'histoire du gaz naturel
- La chaîne gazière

Introduction

Le gaz naturel, une énergie qui date des millions d'années, mais qui a pris de retard pour se développer à grand échelle mondiale par rapport aux énergies fossiles, comme le charbon ou le pétrole, la concentration des ressources gazières dans certaines régions a freiné son déploiement.

Il fallait attendre l'élaboration d'un système de transport qui facilité l'accès aux gisements gaziers pour que le gaz commence à être commercialisé par tout dans le monde, la chaîne gazière de gaz naturel ou de GNL a contribué au développement du gaz à travers le monde.

1. Histoire du gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible fossile piégé, comme le pétrole, dans des roches de nature perméable. Sa formation est due à un processus qui a duré des millions d'années. Le gaz naturel est ainsi issu de la pyrolyse de matières organiques sédimentaires soumises, en s'enfouissant, à des températures et à des pressions croissantes. C'est une ressource non renouvelable à l'échelle de temps humain, comme d'ailleurs toutes les énergies fossiles.

Le gaz naturel n'a ni couleur ni odeur dans l'air ambiant. Chimiquement, c'est le plus simple des hydrocarbures. Techniquement, il est extrait par forage. Le méthane est également produit à la surface de la terre lors de processus de fermentation dans des conditions anaérobiques, notamment dans les marais, les stations d'épuration ou les élevages d'animaux de rente¹.

Historiquement, ce sont les Chinois qui ont commencé à utiliser du gaz naturel comme combustible et source d'éclairage au 4ème siècle av. J-C. Le forage systématique de puits pour l'extraction de la saumure (solution aqueuse d'un certain sel) au 1er siècle av. J-C. (Dynastie Han) mena à la découverte de beaucoup de « puits à feu » au Sichuan qui produisaient du gaz naturel. Ainsi qu'il a été rapporté, cela entraîna dès le 2^{ème} siècle av. J.-C., une recherche systématique de gaz naturel. La saumure et le gaz naturel étaient conduits

¹ ASIG. *Qu'est ce que le gaz naturel ?*. Disponible sur ; <http://www.gaz-naturel.ch/gaz-naturel/quest-ce-que-le-gaz-naturel/> (Consulté : 12/03/2015).

simultanément par des tubes de bambous depuis les petits puits. Le gaz pouvait être acheminé directement jusqu'aux brûleurs où la saumure était versée dans des cuves d'évaporation en fonte pour bouillir et produire du sel. Mais le gaz dense et âcre puisé à des profondeurs d'environ 2 000 pieds (environ 600 m) devait tout d'abord être mélangé à l'air de crainte qu'une explosion se produise¹. Pour remédier à cela, les Chinois conduisaient d'abord le gaz dans un grand réservoir en bois de forme conique, placé trois mètres sous le niveau du sol, où un autre conduit amenait l'air. Ce qui transformait le réservoir en grand carburateur. Pour éviter les incendies à cause d'un soudain surplus de gaz, un « tuyau repoussant le ciel » supplémentaire était utilisé comme système d'échappement.²

Le développement de l'utilisation du gaz naturel a suivi celle du pétrole. L'utilisation du gaz naturel a commencé à la fin du XIX^{ème} siècle. Son essor a toutefois été beaucoup plus tardif à cause des contraintes spécifiques qu'impose le gaz naturel en termes de transport et de stockage. Au départ il a été progressivement utilisé pour l'éclairage urbain, la cuisson et éventuellement le chauffage, grâce à la mise en place des réseaux de distribution. À l'époque, le gaz naturel n'était pas purifié, et contenait d'importantes quantités de dioxyde de carbone et des autres composés mentionnés plus haut. Ce gaz n'était donc pas spécialement "propre", mais surtout, il avait un pouvoir calorifique assez faible.

Avec la mise en place de grands réseaux nationaux de distribution, qui desservent les zones à forte densité de population, les pays industrialisés ont massivement développé l'utilisation du gaz naturel. La mise en place de ces réseaux a sans doute été motivée par la présence de gisements gaziers importants dans les différentes régions du monde. Le gaz naturel a donc permis de remplacer le pétrole dans certaines applications, et donc de réduire la dépendance de certains pays industrialisés envers le pétrole³.

Jusqu' à une époque récente, le gaz naturel était découvert dans les opérations de prospection et de forage indistinctement de celles qui visaient la découverte de pétrole.

¹Etudier .histoire du gaz .Disponible sur : <http://www.etudier.com/dissertations/Histoire-Du-Gaz/70471426.html> (Consulté : 28/04/2013).

²Mémoire pour l'avenir. *Le gaz de ville*. Disponible sur :<http://www.memoirepourlavenir.com/documentations/> (Consulte :25/03/2014)

³BENOIT,Samuel. *Gaz naturel*. Disponible sur : <http://samuel.benoit.online.fr/dossiers/sources-energie/energies-fossiles/gaz-naturel/index.php> (Consulté:10/07/2013).

D'ailleurs lorsqu'on extrait du pétrole, on extrait presque toujours conjointement une quantité plus ou moins importante de gaz associés.

Lorsque cette quantité est trop faible pour justifier l'établissement d'un réseau de transport, ou faute de débouchés intérieurs ou à l'exportation, le gaz est envoyé à la torche où il est brûlé¹. Le torchage ou « brûlage des gaz » est « l'action de brûler, par des torchères, des rejets de gaz naturel à différentes étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel »², chaque année environ 140 milliards de mètres cubes de gaz naturel rejetés sont brûlés, donc gaspillés, à travers le monde. Cette pratique entraîne l'émission de plus de 300 millions de tonnes de CO₂ dans l'atmosphère.³ Il s'agit essentiellement de gaz associés, c'est-à-dire d'un sous-produit polluant généré lors de la production du pétrole. D'autres cas menant au torchage peuvent être causés par des manipulations liées à la sécurité, à l'arrêt de certains équipements (compresseurs de gaz), ou aux périodes exploratoires. La gravité de l'ampleur de cette pratique a poussé les dirigeants de grandes compagnies pétrolières à prendre un engagement sans précédent afin d'y mettre fin d'ici à 2030 lors de la réunion au Siège des Nations Unies le 17 Avril 2015⁴.

Le gaz peut aussi être réinjecté après traitement et décompression dans le gisement afin d'en maintenir la pression ; cette opération étant nécessaire pour produire le maximum de pétrole ; le bilan de cette réinjection, qui revient finalement à échanger du gaz contre du pétrole, est souvent positif.

1.1. Origine et composition du gaz naturel

Le gaz naturel que nous consommons aujourd'hui est originaire de différents gisements., sa composition varie dans les pourcentages de certains composants.

¹ GIRAUD, André, BOY DE LA TOUR Xavier. *Géopolitique du pétrole et du gaz*. Paris : Technip, 2000, P.327.

² Liste de mots. torchère. Disponible sur :

http://www.listedemots.be/mot_definition_et_sens.php?woordid=TORCHERE (Consulté : 12/03/2013) .

³ La banque mondiale. *Plusieurs pays et compagnies pétrolières décident de mettre fin au torchage de gaz systématique*. Disponible sur : <http://www.banquemondiale.org/fr/news/press-release/2015/04/17/countries-and-oil-companies-agree-to-end-routine-gas-flaring> (Consulté:11/11/2014).

⁴ Idem.

1.1.1. Origine de gaz naturel

Les gisements de gaz sont des espaces naturellement formés pour abriter le gaz, ces gisement étant composés soit de planctons, soit de végétations¹.

a) La formation à partir de plancton et d'algues

Le gaz naturel utilisé aujourd'hui est d'origine organique et s'est formé en même temps que le pétrole et le charbon à partir de planctons et d'algues décomposés. Ces matières d'origine organique se sont déposées au fond de mers peu profondes où, sous l'action des bactéries, elles ont fermenté et se sont transformées en vase putride.

Les sédiments formés de détritux continentaux à grains fins (argile, sable, chaux) ont constitué la roche-mère. Les matières organiques qui s'y trouvaient se sont transformées en une substance solide, apparentée au pétrole: le bitume. L'abaissement progressif du fond sous-marin et le dépôt croissant de sédiments plus récents ont entraîné une élévation de la pression et de la température, qui ont ensuite transformé le bitume en hydrocarbures liquides et gazeux: huile lourde, puis légère, et enfin gaz naturel. Ce dernier est très répandu dans les bassins d'hydrocarbures.

Cependant, La formation du gaz naturel n'est pas liée seulement à une période déterminée. Aujourd'hui également, le processus se poursuit. Le méthane est libéré par exemple lors de la dégradation des déchets, comme dans des dépôts d'immondices. On peut dire que le gaz naturel fait partie du cycle de vie de notre biosphère.

b) La formation d'origine végétale

L'autre origine du gaz naturel est liée au charbon, dont des plantes supérieures datant d'ères géologiques anciennes, notamment de l'ère carbonifère furent la matière de départ. L'affaissement rapide du sol a entraîné ces matières végétales dans des strates plus profondes, où a eu lieu un processus de carbonisation, les transformant dans l'ordre en tourbe, lignite, houille et anthracite. Les produits de ces réactions ont entraîné des dégagements de gaz, en particulier de

¹ ASIG. *Qu'est ce que le gaz naturel ?*.Op.cit.

méthane. On trouve des exemples de gisements de gaz liés à la formation du charbon aux Pays-Bas ou dans la partie sud de la mer du Nord¹.

Le poids des couches sédimentaires entassées a comprimé la roche-mère au fur et à mesure qu'elle s'enfonçait, ce qui en a fait sortir du pétrole et/ou du gaz naturel. En raison de leur faible poids et de la tension de surface, ces hydrocarbures remontent par des pores et des fissures dans des couches de roche poreuses plus proches de la surface. La migration s'est arrêtée là où la roche poreuse était couverte de couches imperméables (argile par exemple).

D'importants gisements n'ont toutefois pu se former qu'aux endroits où ces matériaux imperméables recouvraient une roche-magasin (grès, dolomite, chaux fissurée) d'une épaisseur suffisante, et où il existait un piège géologique.

1.1.2. Composition du gaz naturel

Le gaz naturel est surtout constitué de méthane. C'est un gaz qui est produit constamment par la nature, d'où également le nom de 'gaz naturel'. Le méthane se forme à partir des processus de digestion et de putréfaction de tous les organismes vivants, grands ou petits, plantes incluses². C'est l'un des hydrocarbures les plus simples au point du chimique, puisqu'il ne comporte qu'un atome de carbone par molécule.

Le gaz naturel contient aussi d'autres composés chimiques, présents en proportions plus ou moins importantes suivant les gisements. Utilisé comme source d'énergie, le gaz naturel est composé d'hydrocarbures légers : principalement (à 90%) du méthane (CH₄) mais aussi d'une certaine proportion de constituants « lourds »(propane, butane, pentane, etc.) qui se condensent dans certaines conditions : augmentation de la pression ou refroidissement. Lorsqu'il en est ainsi, on dit que l'on a à faire à du gaz humide et on le soumet généralement au voisinage des puits à une opération de « séparation » ou de dégasolinage (plus complète) destinée à extraire ces fractions liquides dont la valeur est d'ailleurs élevée, sous forme de constituants d'essence :

¹ Idem.

²Gaz naturel. *Le gaz naturel :origine et composition*. Disponible sur : <http://www.gaznaturel.be/professionnel/le-gaz-naturel/origine-et-composition>.(Consulté 11/04/2014).

pentane, hexane, éthane (C_2H_6), propane (C_3H_8), butane (C_4H_{10}), et pentane (C_5H_{12})¹. Le gaz naturel contient aussi de la vapeur d'eau et du gaz carbonique.

La composition du gaz naturel est soumise à des variations en fonction de son origine géographique. Il est composé essentiellement d'un mélange d'alcane (méthane, éthane, propane), et de gaz inertes (dioxyde de carbone, azote), avec une teneur en méthane d'au moins 80% quelle que soit la provenance du gaz². La composition de ce gaz détermine son pouvoir calorifique : plus la proportion d'alcane est élevée, plus le pouvoir calorifique du gaz est haut. Par contre, les proportions importantes d'azote, de gaz carbonique et d'hélium qui, non combustibles, réduisent le pouvoir calorifique du gaz. Ainsi, le gaz néerlandais est de moins bonne qualité que le gaz russe. Le cas du gaz algérien est particulier, car la partie « Autres » est composée de beaucoup d'alcane, ce qui explique son pouvoir calorifique relativement élevé.

Outre le méthane et les hydrocarbures supérieurs, il contient parfois de l'hydrogène sulfuré dont la présence exige des traitements et un matériel beaucoup plus sophistiqués pour la mise en production, mais qui, après extraction, constitue du soufre (cas de lacs). Ce gaz est naturellement inodore mais depuis un accident meurtrier en 1937 aux Etats-Unis, un odorant chimique est ajouté afin de le détecter en cas de fuite³

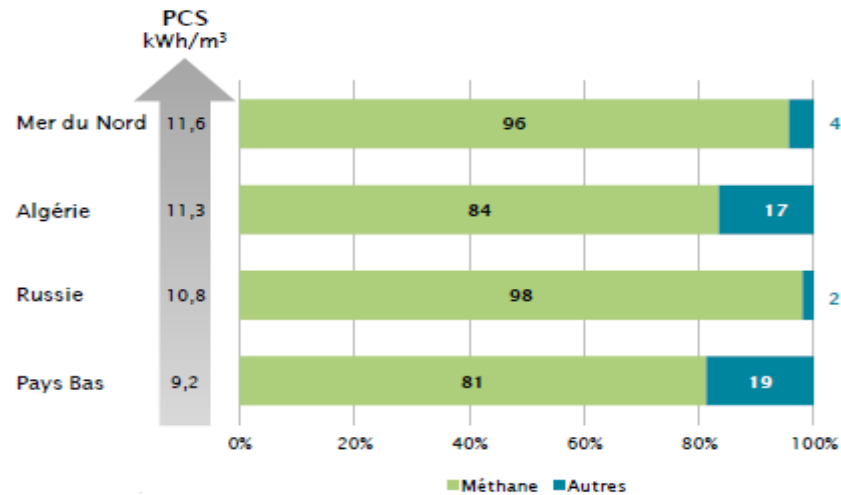
¹Connaissances des énergies. *Industrie du gaz naturel*. Disponible sur :

<http://www.connaissancesdesenergies.org/fiche-pedagogique/industrie-du-gaz-naturel> (Consulté : 13/06/2014).

²Gas in focus. *Composition du gaz naturel consommé en Europe*. Disponible sur :

<http://www.gasinfocus.com/indicator/composition-du-gaz-naturel-consomme-en-europe/> (Consulté: 13/05/2014).

³Connaissances des énergies. *Idem*.



Source : Gas in focus, *Composition du gaz naturel consommé en Europe*, Op.cit.,

Figure 1.1 : La composition du gaz selon les différentes régions d'approvisionnement

1.2. Types de gaz naturel

Nous pouvons classer les différents types de gaz naturel selon cinq critères : le type du gisement, son état, son pouvoir calorifique, sa formation et la méthode de son extraction.

1.2.1. Selon le type de gisement

Nous distinguons deux sortes de gaz naturel en fonction de la nature du gisement dont il est trouvé :

- Le gaz naturel sec se présente seul, dans des gisements distincts. Le méthane, la composante la plus importante du gaz naturel, se libère lors de la carbonisation des déchets végétaux. Le gaz naturel néerlandais de Slochteren est du type sec ;
- Le gaz naturel humide lui, est toujours associé au pétrole. Le gaz naturel britannique et norvégien de la Mer du Nord est du type humide.

Depuis quelques années, les progrès en matière de géochimie appliquée à la formation du gaz ont permis d'orienter des prospections destinées spécifiquement au gaz. Les zones favorables sont plus profondes que les zones pétrolières. Une partie des gisements de gaz proviendrait de la transformation des végétaux et serait donc voisine de celle du lignite et du

charbon (le gaz sec est d'ailleurs très comparable au grisou)¹. Il n'est pas surprenant que, dans un cas comme celui du gisement de Groningue, le gaz ait été trouvé sous les couches de charbon.

1.2.2. Selon son état

Le gaz naturel prend deux états :

- sous forme gazeuse :c'est la forme initiale du gaz dans la nature ,comme nous l'avons précédemment évoqué ,la grande partie est constituât du méthane
- sous forme liquide :(GNL) qui est la forme du gaz après qu'il subit des traitements appropriés.

1.2.3. Selon son pouvoir calorifique

Le gaz naturel ne possède pas le même pouvoir calorifique dans tous les gisements. Nous distinguons selon ce critère deux types de gaz² :

- Le gaz naturel de type B ;son pouvoir calorifique supérieur(PCS)est compris entre 9,5 et 10,5 KWh/m³ ,le gaz type est celui de Groninge.
- Le gaz naturel de type H ;son pouvoir calorifique supérieur (PCS) est compris entre 10,7 et 12,8 KWh/m³ gaz provenant de la mer du nord, de Russie et d'Algérie.

1.2.4. Selon sa formation

Le gaz naturel peut être de diverses natures : il est thermogénique lorsqu'il provient de la transformation de matière organique sous l'effet de la pression et de la chaleur et il est dit biogénique lorsqu'il est généré à partir de la fermentation de bactéries présentes dans les sédiments organiques.

¹ GIRAUD, André, BOY DE LA TOUR Xavier.Op.cit.,P.328.

²Acqualys, Disponible sur : <http://www.acqualys.fr/page/le-gaz-naturel-et-le-gaz-de-ville-definition-transport-stockage-pouvoir-calorifique-reserves-mondiales-avantage-inconvenients> (Consulté: 16/02/2015).

1.2.5. Selon la méthode de son extraction¹

Le gaz peut être conventionnel ou non conventionnel. Cela dépend de sa difficulté d'extraction et des techniques d'exploitation. A l'inverse des gaz conventionnels piégés dans un gisement facile d'accès, les gaz non conventionnels sont difficiles à extraire. Les producteurs de gaz ont historiquement privilégié l'exploitation du gaz conventionnel qui garantit un taux de récupération des ressources de 80% contre 20% en moyenne pour le gaz non conventionnel⁽¹⁾. La part de ce dernier a toutefois fortement augmenté ces dernières années, en particulier aux États-Unis.

a) Les gaz conventionnels

Nous recensons entre autres :

- Le gaz concentré dans les roches est naturellement piégé sous pression sous une couverture imperméable permettant l'existence d'un gisement.
- Le gaz non associé est présent dans les gisements de pétrole mais il n'est pas mélangé à ce dernier.
- Le gaz associé est présent en solution dans le pétrole et doit être séparé lors de l'extraction de ce dernier. Autrefois considéré comme un déchet, il est aujourd'hui, soit réinjecté dans les gisements de pétrole pour y maintenir la pression, soit valorisé.

b) Les gaz non conventionnels

Ils représentent d'importantes réserves souterraines dont l'exploitation demeure complexe et coûteuse. Parmi ces gaz, nous comptons :

- Le gaz de schiste qui est un gaz piégé dans une roche-mère très peu poreuse et très peu imperméable.
- Le gaz de charbon qui est naturellement présent dans les pores du charbon.

¹Connaissances des énergies. *Industrie du gaz naturel*. Op.cit.

- Le gaz compact qui est emprisonné dans des petits réservoirs souterrains difficiles d'accès.
- Les hydrates de méthane qui sont piégés sous haute pression et à basse température. Ils se trouvent sous les fonds océaniques et dans les zones de permafrost (Alaska, Russie). Aucune technique économiquement viable ne permet pour l'instant d'exploiter ces gisements.

Nous insistons tout particulièrement sur le gaz de schiste pour la polémique qu'il a suscitée depuis sa mise en exploitation. Nous rappellerons que le gaz de schiste est un gaz naturel accumulé dans des roches riches en matières organiques et à grains très fins comme le schiste, le mudstone ou la siltite feuilletée. Le gaz naturel est un mélange de gaz d'hydrocarbure, principalement de méthane et d'éthane, que l'on retrouve fermement enchâssé dans les pores de certains types de roches sédimentaires.

Le schiste se compose surtout d'argile et de fragments d'autres minéraux comme du quartz et de la calcite. Il peut servir à la fois de source, de réservoir et de matériau d'obturation du gaz naturel. En règle générale, les formations de schiste sont peu perméables (le gaz ou d'autres liquides peuvent difficilement s'écouler à travers la formation de schiste) et exigent généralement l'emploi de diverses méthodes de stimulation (comme la fracturation) pour produire de manière rentable le gaz de schiste¹.

Le gaz naturel est aussi produit par un enfouissement en profondeur, généralement à plusieurs kilomètres sous la surface terrestre, là où la chaleur et la pression provoquent des fissures dans la matière organique (ce qui comprend tout le pétrole déjà produit par cette chaleur et cette pression), formant ainsi de plus petits hydrocarbures, soit du méthane thermogène. Une partie du pétrole et du gaz parvient à s'échapper et se déplace vers la partie rocheuse plus poreuse d'un réservoir conventionnel. Et à vrai dire, la majeure partie des réserves conventionnelles de pétrole et de gaz dans le monde proviennent de schistes riches en matière organique d'où ils se sont échappés. Il arrive parfois que le pétrole et le gaz demeurent en place,

¹ Agnbvgnb . *Shale gas*, Disponible sur : <http://www.agnbvgnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/fr/GazSchiste.pdf> (Consulté: 03/04/2013).

et ils sont alors soit encaissés dans les alvéoles microporeuses, soit rattachés à la matière organique dans le schiste. Ce sont les réservoirs non conventionnels.

L'origine du gaz naturel prend toute son importance au moment de l'évaluation des zones prometteuses de gaz de schiste. Ainsi, les systèmes thermogènes produisent souvent du liquide de gaz naturel, de concert avec le méthane, ce qui peut ajouter de la valeur à la production, tandis que dans un système biogène, il n'y a que du méthane.

Un système thermogène peut aussi produire du dioxyde de carbone, sous forme d'impureté dans le gaz naturel, ce qui entraîne des coûts pour son extraction. Le cas échéant, il faut alors composer avec la possibilité d'une augmentation des émissions de gaz à effet de serre. Les zones de système thermogène ont en règle générale un débit élevé, mais leur exploitation se fait par le recours systématique au forage horizontal. Il s'ensuit que l'extraction de gaz ou de pétrole dans un système thermogène est plus onéreuse que pour un système biogène, dont le débit est plus faible. En outre, un réservoir dans un système biogène se trouve à une faible profondeur et le forage se fait au moyen de puits verticaux très rapprochés l'un de l'autre.

Dans la majeure partie des cas, les formations de schiste ont une épaisseur comprise entre quelques dizaines et plusieurs centaines de mètres (et jusqu'à quelques kilomètres) et peuvent s'étendre sur une très vaste zone. Elles sont donc souvent appelées zones d'hydrocarbures, car la ressource de gaz naturel est largement répartie sur un vaste territoire, et non pas concentrée à un endroit précis. Le volume de gaz naturel que peut renfermer une zone d'hydrocarbures gagne en importance parallèlement à l'accroissement de l'épaisseur et de la superficie du gisement ;

1.3. Avantages et inconvénients du gaz naturel

Le gaz naturel est une forme d'énergie dotée d'avantages mais également de certains inconvénients.

1.3.1. Les avantages du gaz naturel

Le gaz naturel est l'une des formes d'énergie les plus importantes pour de nombreuses raisons.

a) La propreté

Pour comparer les émissions produites par les différents agents énergétiques, il ne faut pas prendre en compte uniquement ceux qui sont générés lors de l'utilisation (combustion). Pour beaucoup de processus, la production, le conditionnement et le transport sont tout aussi importants, voire plus nuisibles pour l'environnement. L'utilisation de gaz naturel entraîne les émissions suivantes¹:

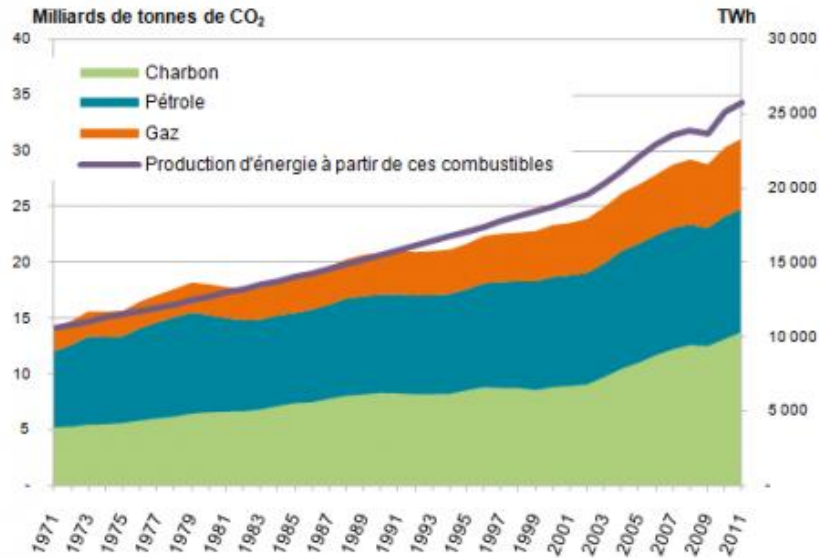
- Dioxyde de carbone (CO₂) ;
- Oxydes d'azote (NO_x) ;
- Dioxyde de soufre (SO₂) ;
- Méthane (CH₄).

En distinguant l'origine de ces émissions (ces émissions sont mises en parallèles avec l'énergie produite à partir des combustibles concernés), l'évolution des émissions de CO₂ mondiales montre que les émissions de CO₂ augmentent moins vite que la production d'énergie à partir de ressources fossiles. Ceci est dû aux efforts fournis par les pays développés en ce sens, et au progrès des technologies. Les émissions imputables au gaz naturel ne représentent qu'environ 10% des émissions totales². Comparé aux autres agents énergétiques fossiles, le gaz naturel est l'énergie la plus respectueuse de l'environnement car il produit 30 % moins de carbone que le pétrole et jusqu'à 60 % moins que le charbon³. Le remplacement des autres combustibles par le gaz naturel peut donc contribuer à réduire les émissions et à améliorer la qualité de l'air.

¹ASIG. *Qu'est ce que le gaz naturel ?*. Op.cit.

²Imperial oil. Disponible sur: http://www.imperialoil.ca/CanadaFrancais/operations_ngas_benefits.aspx (Consulté 19/09/2012).

³Idem.



Source : Gas in focus. *Composition du gaz naturel consommé en Europe*. Op.cit.

Figure 1.2 : émissions de CO2 selon ses origines

La propreté du gaz naturel s'explique par le fait qu'il ne dégage ni poussière, ni suie. Il ne contient pas non plus de métaux lourds et ne produit pas de déchets lors de sa combustion. Ce qui fait que le gaz naturel est l'énergie fossile la plus propre.

b) L'abondance

Il existe des ressources gazières dans différentes régions du monde. Selon des estimations datant de 2013, au rythme actuel de production, les réserves mondiales assureraient un approvisionnement en gaz durant près de 55 ans.¹ Le ratio R/P va se renforcer avec l'entrée en production du gaz de schiste dans plusieurs pays.

c) La fiabilité

L'accès au gaz naturel est assuré souvent au moment même de l'expression du besoin des consommateurs et cela grâce à des réseaux de gazoducs nationaux et internationaux. Le gaz naturel est acheminé donc d'une manière fiable et sûre jusqu'aux terminaux. Il est distribué au consommateur sans avoir subi de transformations majeures après son extraction. La chaîne gazière, du puits jusqu'au consommateur, présente une haute efficacité énergétique.

¹BP. Statistical review of the world energy. 2014, P.20. Disponible sur: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf> (Consulté: 22/09/2013).

d) La polyvalence

Le gaz naturel est un combustible de choix en raison de sa polyvalence. Il est utilisé par les ménages pour satisfaire les besoins quotidiens en chaleur et en froid. Tout comme industriels qui ont recours à cette source d'énergie sous forme de matière première ou bien sous forme de combustible. Il est utilisé également dans le transport comme carburant de substitution (Nous reviendrons sur les différentes utilisations du gaz naturel dans la section « segmentation du marché gazier »).

e) L'efficacité économique

L'utilisation du gaz naturel par rapport à d'autres formes d'énergies est plus économique pour les raisons suivantes¹ :

- Il assure des économies d'énergie grâce aux technologies de condensation et de modulation et à la récupération de la chaleur.
- Il est facile de le combiner avec des énergies renouvelables.
- Il exige peu de frais de maintenance et d'entretien grâce à une combustion propre.
- Il ne nécessite pas de frais de stockage ni de citerne.
- La facture de consommation est nettement moins élevée qu'avec les systèmes de chauffage à mazout, les granulés de bois et les pompes à chaleur. (cf. comparaison des coûts)
- Il permet un approvisionnement sûr grâce à des contrats à long terme avec des partenaires fiables.

1.3.2. Les inconvénients du gaz naturel

Le gaz a plusieurs inconvénients par rapport aux autres énergies. Prenons l'exemple du pétrole : pour un même volume, le contenu énergétique du gaz est très inférieur à celui du pétrole et son transport est sept à dix fois plus coûteux².

¹ ASIG, *qu'est ce que le gaz naturel* .,Op.cit.

² CHEVALIER ,Jean-Marie.*100 mots énergies* .Paris : Presses Universitaires de France, 2008, P.36

Un autre inconvénient du gaz : c'est la concentration du marché. La répartition de cette énergie dans le monde est moins inégale que celle du pétrole. On distingue trois marchés dans le monde : américain, asiatique et européen. L'approvisionnement en gaz naturel est souvent soumis aux événements politiques dans les régions productrices (essentiellement le Moyen-Orient) et peut être une source de pression sur le plan géopolitique. (exemple du gaz russe pour l'Europe).

1.4. Le marché du gaz naturel

Nous pouvons faire la description du marché du gaz naturel selon trois paramètres : les réserves, les acteurs, et le mécanisme de « pricing ».

1.4.1. La notion de réserves

La notion de réserves est vague, d'autant plus que les géologues ne sont plus les seuls concernés par la question, mais également les économistes, les financiers, des régulateurs et les futurologues. Toutes ces disciplines sont impliquées dans la définition des réserves. Afin de clarifier les choses et lever la confusion, nous allons nous référer au (tableau 1.1.)

Tableau 1.1 : les types de réserves

Total du pétrole/gaz initialement en place	Pétrole/gaz découvert initialement en place	PRODUCTION		
		Prouvée (1P)	Prouvée + Probable (2P)	Prouvée + Probable + Possible (3P)
Pétrole/gaz * initialement en place à découvrir	Commercial	RESSOURCES INCERTAINES		
		Estimation basse	Estimation moyenne	Estimation haute
		Non récupérable		
	Infra-commercial	RESSOURCES PROSPECTIVES		
		Estimation basse	Estimation moyenne	Estimation haute
		Non récupérable		

↑
Certitude géologique et
faisabilité économique croissante

Source : BOUSSENA, Sadek, et al. *Le défi pétrolier : Questions actuelles du pétrole et gaz*. Paris : Vuibert, 2006, P.72.

La compréhension de ce tableau exige tout d'abord de savoir faire la différence entre les réserves et les ressources.

- les ressources en hydrocarbures sont « toutes les quantités en place dans la croûte terrestre, identifiées ou non¹.
- les réserves, en revanche, sont les hydrocarbures récupérables et dont la production est commercialisable dans les conditions actuelles du marché..

En matière de réserves, plusieurs définitions sont à recenser, contentons-nous sur les définitions suivantes et qui ont été établies et officialisées en 1997 par la Society of Petroleum Engineers et le World Petroleum Congress² :

- les réserves prouvées dites (IP) sont celles dont la probabilité des volumes produits de façon rentable s'élève à 90% au minimum. La récupération de ce genre de réserves est tributaire de la réunion des conditions économiques et techniques.
- les réserves prouvées ajoutées aux réserves probables dites (2p) sont celles dont la probabilité d'extraction s'élève à 50% au minimum.
- les réserves prouvées, les réserves probables et les réserves possibles dites (3p) sont celles dont la probabilité d'extraction effective s'élève à 10% au minimum.

Ces définitions rigoureuses des différents types de réserves permettent de mettre fin à des confusions parfois soigneusement entretenues, tantôt pour des raisons géopolitiques par les producteurs, tantôt pour des raisons commerciales (détermination des quotas de production au sein des pays de l'OPEP entre autres).

Dans ce qui suit, par « réserves » nous entendons les « réserves prouvées », qui est une notion communément utilisée par les organismes pour présenter des statistiques ou des analyses sur le sujet du gaz.

¹BRET-ROUZAUT, Nadine, FAVENNEC, Jean-Pierre. *Recherche et production du pétrole et gaz : réserves, cout, contrats*. Paris : Technip, 2010, PP.94-95.

²BOUSSENA, Sadek. et al. Op.cit., P.73

1.4.2. Les acteurs

Les principaux acteurs de la scène gazière sont les opérateurs gaziers qui couvrent les activités entières ou partielles de la chaîne gazière, les pays producteurs et les pays consommateurs, les consommateurs industriels, les régulateurs.

1.4.3. Le mécanisme de « pricing »

Il existe trois systèmes de prix différents selon les trois marchés de gaz¹ : le prix en Asie, le prix en Amérique et le prix en Europe. En Asie, les prix du combustible sont liés à ceux du pétrole brut. Depuis, 10 ans, les prix sont généralement plus élevés dans la région du bassin pacifique que dans celle du bassin atlantique. Mais le prix de GNL est en hausse aux USA. Indexé sur celui du gaz naturel, il crée un marché très volatile. En Europe, exception faite pour le Royaume Uni, le prix est indexé sur les fuels résiduels à faible taux de soufre-notamment utilisés pour la production d'électricité².

En séparant l'approvisionnement en gaz des activités des terminaux et en ouvrant les terminaux à une tierce personne, l'introduction de l'accès à un tiers a facilité le transport de GNL. Depuis son introduction, on voit apparaître des carrefours commerciaux gaziers ou « gas hubs » qui proposent différentes gammes de services aux clients, que ce soit aux USA, en Belgique, ou au Royaume-Uni.

Il existe des hubs dits « locaux » où les transferts se font à partir de locations géographiques précises et des carrefours dits « virtuels » (notional hubs), par l'intermédiaire desquels les transferts peuvent se faire de n'importe quelle location sur une grille donnée, comme le National Balancing Point (NBP) britannique. Autrement dit, à partir de l'instant où les systèmes d'échanges de gaz sont localement interliés, avec des capacités de stockage, des facilités de transport, et des dispositifs qui permettent de remédier à des déséquilibres temporaires: le rééquilibrage ou le balancing - ou à faire passer des titres d'une main à une autre, les carrefours, ainsi dotés d'outils de transport ou de gestion, deviennent de véritables marchés.

¹LEGAULT, Albert .*Pétrole et gaz et les autres énergies*. Paris : Technip, 2007, P.235

²Idem, P.336

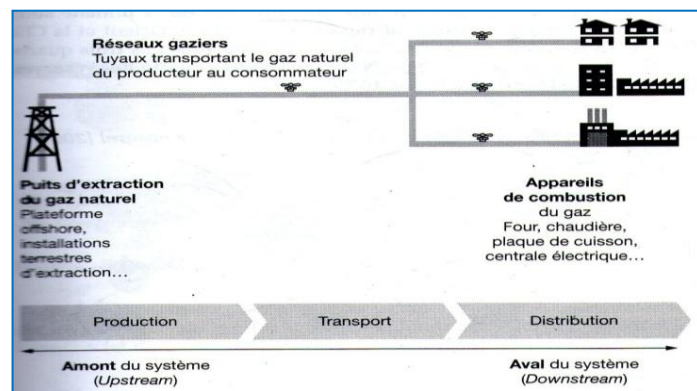
2. La chaîne gazière du gaz naturel et du GNL

Pour que le gaz soit acheminé aux consommateurs et prêt à être utilisé, un ensemble d'activités est indispensable en amont et en aval, ce qui constituerait la chaîne gazière, toutefois la chaîne gazière du gaz naturel est légèrement différente par rapport à celle de GNL.

2.1. La chaîne gazière du gaz naturel : l'amont, l'intermédiaire et l'aval

La chaîne technologique gazière s'organise pour extraire le gaz naturel du sous-sol où il est disponible, acheminer le gaz à travers de tuyaux (les réseaux gaziers) jusqu'au consommateur final et alimenter des appareils énergétiques¹.

Au sein des réseaux gaziers, il convient de distinguer les réseaux à haut débit ou réseaux de transport, des réseaux à bas débit ou réseaux de distribution. L'ensemble des installations gazières depuis les puits d'extraction jusqu'aux conduits apportant le gaz au consommateur final, forme le système gazier. Dans ce qui suit, nous allons porter une attention particulière à la chaîne gazière selon le flux du gaz de l'amont à l'aval, en passant par le niveau intermédiaire.



Source : Idem.P. 47.

Figure 1.3 : La chaîne du gaz naturel

¹GRAND, Emmanuel, VEYRENC Thomas, *L'Europe de l'électricité et du gaz: Acteurs, marchés, régulations*. Paris : Economica, 2011, P.46

2.1.1. Les activités de l'amont gazier

L'amont de la chaîne gazière est basé sur deux activités essentielles : l'exploration et la production.

a) L'exploration

L'exploration du gaz naturel est menée souvent par des compagnies multinationales et nationales, elle est réalisée en respectant six étapes essentielles¹ :

- La demande du Permis d'exploration et de concession d'exploitation

Avant toute prospection, une compagnie gazière et/ou pétrolière doit demander au pays hôte un permis d'exploration. En cas de découverte en phase d'exploration, un accord est conclu entre la compagnie et le gouvernement du pays. Il définit les parts respectives des profits tirés de l'exploitation du pétrole (autrefois la fameuse règle du 50/50, aujourd'hui révisée en faveur du pays hôte).

En règle générale, les pays décrètent que les ressources du sous-sol leur appartiennent. Pour les ressources offshore, sous la mer, les accords internationaux déterminent les règles de partage (ex : pays riverains jusqu'à 300 miles des côtes).

- La prospection

Cette phase se scinde en deux formes d'étude : l'étude géologique et l'étude détaillée géophysique. La première étude s'intéresse à la formation possible des gisements et aux caractéristiques des roches en tant que réservoirs (ou couvertures). L'étude géophysique s'intéresse aux structures internes des « pièges » ainsi qu'aux terrains à prospector. Elle utilise surtout la sismique, qui permet d'obtenir des informations précises sur la profondeur et la disposition des couches sédimentaires, à l'aide de mesures par réflexion ou par réfraction d'ondes de choc émises. Des mesures complémentaires de gravimétrie permettent de modéliser les densités des couches.

¹Connaissances des énergies. *Industrie du gaz naturel*. Op.cit.

A l'aide de diverses méthodes scientifiques, la structure du sous-coût est connue et la position de ces couches caractéristiques susceptibles de contenir du pétrole ou du gaz naturel est déterminée au cas où elle serait favorable. Les activités de prospection vont aboutir au « prospect », c'est-à-dire au gisement « putatif » qu'il faudra vérifier sur le terrain par des forages d'essai ou des forages d'exploitation.

Les principaux contracteurs de sismique mondiaux sont Western Geco (groupe Schlumberger), CGG Veritas, PGS, TGS ou encore Fugro.

- Le forage

Après la prospection, le forage est la seule méthode pour confirmer la présence d'hydrocarbures, cette activité permet de définir :

- la qualité de l'effluent du puits (huile saturée en gaz ? en eau?) ; la perméabilité du réservoir ; la production potentielle et la quantité de gaz.
- Le matériel de forage se compose principalement d'une plate-forme, un trépan, un liquide de rinçage¹ ;
- Une plate-forme est érigée afin de supporter tous les instruments de forage parmi lesquels une tour de forage métallique dont la hauteur peut atteindre 40 mètres.
- Un trépan, constitué de roues dentées en rotation, attaque la couche rocheuse et finit par l'user. Ce trépan est entraîné dans le sol à l'aide de tubes creux fixés les uns aux autres, à mesure que le burin creuse le sol.
- Un plateau tournant assure le mouvement de rotation nécessaire du trépan et des tubes.
- Un liquide de rinçage est injecté dans le trou de forage. Celui-ci renforce la paroi du trou de forage. De cette manière, la pression est maintenue en équilibre afin d'éviter l'effondrement du trou foré. Il assure également l'évacuation des débris de forage vers la surface, où ils peuvent être analysés. Le trou de forage est tubé en fonction de l'avancement en profondeur.

¹ Gaz naturel, le gaz naturel :origine et composition.Op.cit.

Dans le monde, il y a plus de 5 000 contracteurs de forage dans le monde. Citons entre autres Pride, Rowan Drilling, Ensco, Noble Drilling, ou Transocean, Seadrill, Diamond offshore pour les forages en mer. Parmi les milliers de fabricants d'équipements de forage : Smith, Vallourec, Cameron, Vetco-Gray, FMC, Continental Emsco, Ideco, Weatherford, Aker-Kvaerner.

- Evaluation

Techniquement l'évaluation s'effectue à travers l'insertion des sondes de mesure dans un trou non encore tubé, elles sont connectées à des câbles électriques et descendues dans le puits pour évaluer les possibilités des roches rencontrées : ces « diagraphies électriques » (wireline logging) permettent de confirmer la hauteur, la porosité et le contenu en fluides des zones productives. On peut alors mesurer les dimensions du réservoir, évaluer l'étendue des réserves et déterminer la meilleure méthode de production. Sur base des résultats, on décide alors de mettre le puits de forage en production ou non.

Les contracteurs principaux sont Schlumberger (leader mondial des services pétroliers), Beicip-Franlab, Baker-Hughes, Halliburton, Camco.

- Développement

Un plan de développement établit le nombre de puits à forer, le type de récupération envisagé, les débits de fluides ainsi que le coût des installations annexes (ex : séparation, traitement). Les recettes prévisionnelles sont évaluées selon les prix du baril estimés, les conditions de l'accord de partage avec le pays propriétaire, etc. L'équilibre financier entre ces aspects détermine la prise de décision d'exploitation du champ découvert.

0Parmi les grandes compagnies d'ingénierie, certaines proposent des contrats clefs en main, en particulier pour l'offshore. Citons Technip, Saipem, Acergy, Brown & Root, McDermott, SBM ou encore Halliburton. Les puits d'évaluation permettent de confirmer la présence de gaz naturel et de justifier la mise en production d'un gisement.

- b) La production

Une fois l'évaluation est vue fructueuse, la décision d'exploitation du champ et du traitement de gaz sera prise.

- l'exploitation

Plusieurs techniques sont utilisées, les plus modernes consistent à forer en déviation à partir d'un seul point, limitant ainsi le volume des installations de surface en concentrant les têtes de puits. Les forages peuvent être déviés jusqu'à l'horizontale et optimisent la surface de drainage entre le puits et la roche-réservoir. Les puits horizontaux peuvent ainsi atteindre des productivités cinq à dix fois supérieures que les puits verticaux pour les gisements de faible épaisseur et de grande étendue.

Lors de l'extraction, la détente à la tête de puits provoque la condensation des hydrocarbures les plus denses (pentane à octane). Les liquides récupérés, appelés « condensats de gaz naturel » correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de l'essence et du naphta). Les équipements nécessaires durant la phase d'exploitation sont multiples : séparateurs (notamment fournis par Natco, Prosernat), pompes immergées (Centrilift, Moineau, Framo) ou pompes de surface (KSB, Sulzer), compresseurs (Ingersoll-Rand, Atlas-Copco), etc.

- Traitement

Le gaz subit une déshydratation. Ses différents composants sont ensuite séparés, le méthane et l'éthane représentent l'essentiel des produits extraits du gaz naturel ; l'hélium est commercialisé s'il est présent en quantité suffisante. Les hydrocarbures C3 à C4 (propane, butane) sont vendus sous le nom de GPL (gaz de pétrole liquéfié)¹.

2.1.2. Le transport de gaz

Les activités de transport de gaz constituaient l'intermédiaire de la chaîne gazière. Des techniques perfectionnées permettent le transport intercontinental du gaz naturel et l'exploitation de gisements des centres de consommation qui sont souvent très éloignées des gisements. Le transport du gaz naturel à longue distance est donc nécessaire.

Une fois découvert, collecté, traité et stocké dans les terminaux de chargement, le gaz naturel est transporté vers les lieux de consommation. Le transport s'effectue soit par des

¹Connaissances des énergies. *Industrie du gaz naturel* .Op.cit.

gazoducs de plusieurs milliers de kilomètres, enterrés ou immergés, soit par des navires-citernes (méthaniers) qui acheminent le gaz sous forme liquéfiée (GNL). Lien vers la Carte du gaz naturel d'Eurogas.

Les gazoducs distribuent le gaz naturel aux différents pays situés sur leur parcours. Il s'agit du moyen le plus courant pour transporter le gaz naturel dans le monde. On distingue différents type de gazoducs pour acheminer le gaz naturel , Celui-ci y est transporté à haute pression (30 à 100 bars).à travers trois types de gazoduc :

- Gazoducs en acier épais en général, un gazoduc est constitué de tubes soudés entre eux. Ils sont fabriqués en acier particulièrement épais. Les épaisseurs varient de quelques millimètres à plus d'un centimètre et le diamètre de 20 cm à 1 m ou plus (1,40 m pour le plus grand gazoduc actuel). On applique souvent un revêtement de protection sur les tuyaux, avant de les souder les uns aux autres. Les zones des soudures sont contrôlées très sévèrement. Après ce contrôle et avant de déposer le tronçon dans la tranchée, on applique encore un revêtement de protection supplémentaire sur les soudures.
- Gazoducs terrestres : Il est important qu'un gazoduc puisse transporter une quantité de gaz suffisante et puisse donc garantir une vitesse de transport élevée. Pour cela, le gaz doit rester à une pression d'environ 70 bars. Ceci est assuré à l'aide de puissantes stations de compression situées le long du réseau (environ tous les 80 km).
- Gazoducs sous-marins : pour amener sur le continent le gaz naturel des champs sous-marins, nous utilisons des gazoducs sous-marins. Le gaz naturel exploité sur d'autres continents est également transporté via ces conduits. L'Italie et l'Espagne reçoivent ainsi le gaz d'Algérie par des canalisations de gaz qui relient l'Afrique et l'Europe à travers la Méditerranée.

Les gazoducs sont généralement construits par des consortiums associant compagnies exportatrices et importatrices comme le Russe Gazprom, les Allemands RWE et E.O.N., l'Autrichien OMV, les Français Total et GDF Suez, l'Italien ENI, le Norvégien Statoil, l'Algérien Sonatrach ou encore les Espagnols Endesa et Iberdrola.

2.1.3. Les activités de l'aval gazier

Le gaz naturel traité en vue d'être commercialisé est incolore et inodore. Il contient 97% de méthane. Sa densité est de 0,6 par rapport à l'air et sa masse volumique à 1 bar est d'environ 0,8 kg / m³. Il est gazeux au-dessus de -161°C à pression atmosphérique. Il produit 11,5 kWh thermique par m³/cubes ¹.

Pour des raisons de sécurité, un odorant chimique, à base de tétrahydrothiophène (THT) ou de mercaptan lui est ajouté. Il permet de détecter les fuites. En cet état, le gaz est prêt à être distribué à travers des réseaux de distribution qui doivent permettre d'atteindre le consommateur final. Il s'agit d'infrastructures lourdes qui représentent des investissements élevés dont l'importance peut freiner le développement du gaz dans les pays à faible tradition gazière².

2.2. La chaîne gazière du GNL

La liquéfaction du gaz naturel fait appel à des technologies complexes, mais cet aspect n'est pas l'élément isolé ou le maillon d'un processus qui s'étend depuis le gisement du gaz jusqu'à sa regazéification et que l'on nomme à juste à titre « chaîne de GNL », cette chaîne ressemble à celle de gaz naturel pour ce qui concerne les activités d'exploration et production et se diffère pour les activités intermédiaires.

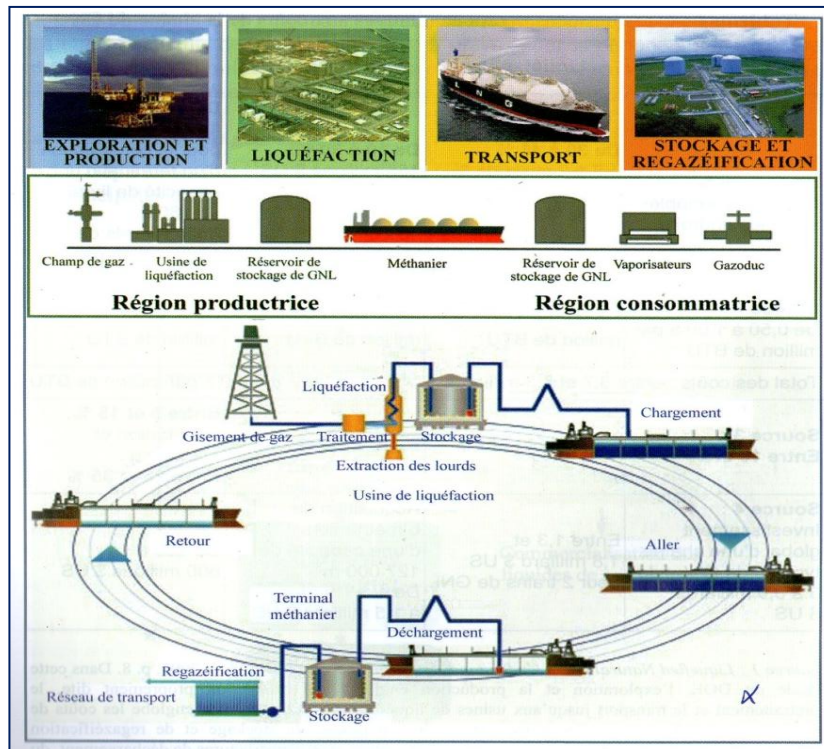
La première composante de la chaîne de GNL repose sur les installations et les infrastructures nécessaires pour liquéfier le gaz naturel. A l'autre bout de la chaîne, il faut également des installations et des infrastructures pour regazéifier ce qui a été liquéfié. Une fois vaporisé, le gaz naturel peut être distribué aux utilisateurs industriels, commerciaux ou aux particuliers. Entre ces 2 éléments fondamentaux vient s'intercaler un troisième élément tout aussi important, celui du transport.

La figure 1.4 illustre les principaux éléments du processus, depuis les installations et les infrastructures nécessaires à la liquéfaction et à la regazéification du gaz dans la partie supérieure de la figure en passant par les parties intermédiaire et inférieure, par une illustration de chemin à parcourir du début à la fin de la chaîne. Ces composantes sont interdépendantes, car

¹GIRAUD, André, BOY DE LA TOUR, Xavier. Op.cit, P.328.

² Idem.

pour honorer un contrat d'importation, il faut construire chacune de ces infrastructures à peu près dans le même laps de temps, soit environ en 3 ou 4ans.



Source: LEGAULT, Albert. Op. cit., P.217

Figure 1.4 : La chaîne du GNL

2.2.1. La liquéfaction du gaz naturel

Le gaz peut être liquéfié par pression ou réfrigération ou encore par une combinaison des deux procédés, pour une quantité d'un gaz à volume constant, la pression de ce gaz est directement proportionnelle à la température. Une masse de gaz voit donc sa température augmenter si la pression augmente et inversement. A pression atmosphérique normale, le gaz naturel peut être liquéfié à -162°C ¹ par refroidissement à -160°C et on l'embarque sur des navires isotherme ². Le gaz naturel liquéfié (GNL) est à la pression atmosphérique. Les calories qui arrivent à traverser les parois, quelque insolentes qu'elles soient, vaporisent une faible partie de gaz, laquelle est brûlée dans la turbine du navire ou exceptionnellement à la torche.

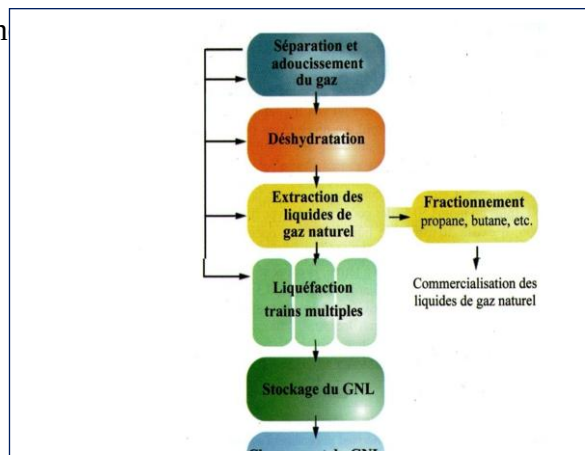
¹ LEGAUT, Albert. Op. cit., P.219.

² GIRAUD, André, BOY DE LA TOUR, Xavier. Op. cit., P.328.

La liquéfaction d'un gaz implique donc d'en extraire la chaleur, ce qui revient à produire du froid. Le procédé est similaire à celui utilisé pour un réfrigérateur. Une usine de liquéfaction consomme en moyenne 12% du gaz entrant pour son propre fonctionnement¹. La récupération des frigories, au cours de la regazéification, est loin d'être systématique et ne peut être que partielle.

Le stockage du gaz ne se fait plus en gazomètre. Ce serait trop coûteux pour les quantités considérées. Il se fait en injectant le gaz, soit dans un ancien gisement, soit dans des structures géologiques qui possèdent toutes les caractéristiques de géométrie, de perméabilité et d'étanchéité pour fonctionner comme un véritable gisement artificiel de gaz que l'on remplit et que l'on soutire selon les besoins. Dans ce cas, une partie du gaz injecté (le coussin) ne sera jamais récupérée pendant l'exploitation normale. Elle doit être considérée comme faisant partie de l'investissement.

Le département de l'énergie des USA (DOE) présente le schéma suivant des principales opérations liées à un



Source: LEGAULT, Albert. Idem., P.219.

Figure 1.5. :Les principales opérations des usines de traitement de gaz

Brièvement, à cette température, le méthane perd de son volume gazeux, un peu comme on réduisait un ballon de soccer à la taille d'une bulle de ping-pong. On peut ainsi le stocker et le transporter sur de longues distances².

¹ LEGAUT, Albert.Op.cit.,P.220

²Idem. P.220.

Le principe de liquéfaction du gaz naturel repose sur une succession de cycles frigorifiques, utilisant un ou plusieurs gaz de refroidissement alternant compressions, condensations à haute pression puis détente et vaporisations à basse pression.

2.2.2. Le Transport

La compression du gaz naturel sous forme liquide permet de transporter de plus grandes quantités plus facilement. Ceci rend le transport par la mer plus économique. Une fois liquéfié, le gaz est transporté donc dans des navires appelés méthaniers. En pratique, cette méthode est utilisée lorsque les gisements sont trop éloignés des marchés (plus de 4 000 km).

a) Les types de méthaniers

Les méthaniers peuvent être répartis en trois catégories différentes¹ :

- les méthaniers à membrane comprennent une cuve intégrée à la coque du navire et représentent en 2009 60% de la capacité de transport mondiale de gaz naturel liquéfié (GNL). Ce type de méthanier devrait continuer à voir sa part de marché croître, notamment parce qu'il permet la construction de méthaniers de très grande dimension.
- les méthaniers à sphères comprennent quatre à cinq cuves de forme sphérique, construites en aluminium recouvert d'un matériau isolant. Les méthaniers à sphères sont reconnaissables à leurs grandes sphères qui dépassent largement sur le dessus de la coque du navire. L'inconvénient des méthaniers à sphères réside dans leur volume et leur poids supérieurs aux méthaniers à membranes pour une même capacité de gaz naturel liquéfié (GNL) transporté.
- les méthaniers prismatiques transportent du gaz naturel liquéfié (GNL) à -163°C dans des conteneurs en aluminium indépendants de la coque du méthanier. Les méthaniers prismatiques ont l'avantage de réduire le besoin en matériaux isolants et sont issus de technologies japonaises et coréennes.

b) Caractéristiques des méthaniers

¹ Selectra. *gaz naturel liquéfié et méthaniers*. Disponible sur : <http://selectra.info/Gaz-naturel-liquefie-et-methaniers.html> (consulté: 12/01/2015).

Le commerce de GNL s'est fortement développé dans le monde entier depuis 1990. Il représente plus d'un quart du commerce mondial total de gaz naturel. Plus de la moitié du commerce se déroule en Asie, mais la technique des méthaniers a été en grande partie développée en Europe de l'Ouest. Pour transporter du gaz naturel liquéfié, il faut plus que les seuls méthaniers car le recours aux gazoducs est aussi envisageable

Grâce aux innovations technologiques, les coûts du transport de gaz naturel liquéfié ont sensiblement diminué. Et la même évolution est remarquable pour les gazoducs. De ce fait, de plus en plus de gisements de gaz deviennent exploitables. Avec le terminal de Zeebrugge, la Belgique dispose en 2009 d'une capacité de regazéification de 9 milliards de m³/an¹.

Les méthaniers sont principalement construits en Corée du Sud par Daewoo, Samsung ou Hyundai mais aussi en France aux Chantiers de l'Atlantique.

2.2.3. La regazéification

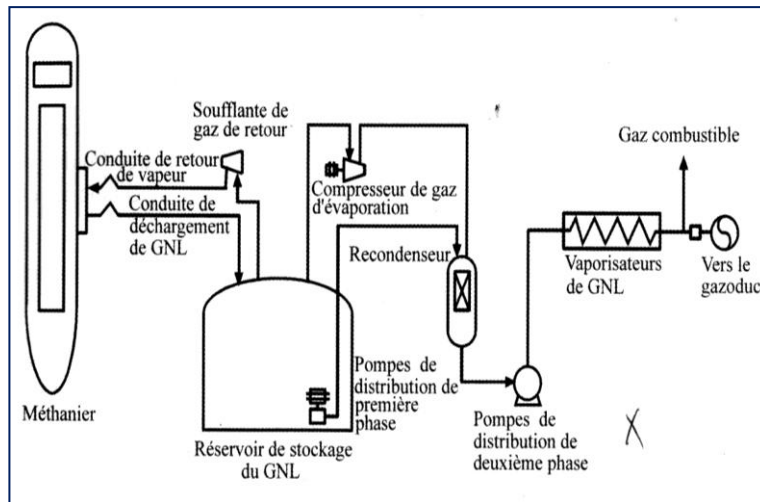
La regazéification du gaz naturel transféré du méthanier consiste à le remettre en son état initial, c'est-à-dire gazeux. Le GNL est stocké dans des réservoirs cryogéniques à double paroi ; entre ces deux enceintes se trouve un matériel isolant pouvant retenir les vapeurs de gaz. La première enceinte est constituée d'un métal d'alliage pouvant résister aux températures très froides du GNL. En cas de fuite, la deuxième enceinte en acier inoxydable et composite est conçue pour contenir la totalité du contenu du réservoir².

Pour convertir le GNL en gaz naturel, il faut le regazéifier ou le vaporiser, c'est-à-dire le faire passer de l'état liquide à l'état gazeux. Il s'agit donc de réchauffer le GNL pour le regazéifier. Les deux principaux processus utilisés sont la vaporisation par échange de chaleur avec l'eau de mer (Open Rack Vaporizer-ORV) et la vaporisation par combustion submergée (Submerged Combustion Vaporiser -SCV)³.

¹ Gaz naturel. *Le gaz naturel : origine et composition*, Op.cit.

² LEGAULT, Albert. Op.cit., P.221.

³ Idem.



Source: Idem. P.222.

Figure 1 .6 : schéma classique d'opérations de regazéification

En résumé, Les principales activités de la chaine gazière du GNL sont le traitement et le transport. Les composantes essentielles de la chaine sont :

- Un gazoduc qui relie le champ de gaz à la côte.
- Une usine de liquéfaction et des réservoirs de stockage dans le port de chargement. Des compressions et refroidissements successifs liquéfient le gaz.
- Un ou plusieurs méthaniers avec des cuves souvent intégrées dans la coque du bateau, dans lesquelles le gaz est maintenu à l'état liquide.
- Un port de déchargement où le gaz est déchargé, stocké et à nouveau gazéifié. Le gaz naturel liquéfié redevient gazeux suite à une mise sous pression suivie d'un réchauffement. Certains méthaniers peuvent regazéifier leur chargement à bord et le livrer via une conduite de gaz entre le bateau et la côte.
- Un ou plusieurs gazoducs relie le port aux zones de consommation.

Parmi ces infrastructures, la liquéfaction, la construction des méthaniers et le stockage représentent les plus gros investissements. Surtout du fait des alliages spéciaux exigés par ce type d'installations qui doivent en effet pouvoir supporter des différences de température importantes, comparables à celles rencontrées dans la navigation spatiale.

3. Le commerce du gaz naturel

En règle générale, le gaz naturel fait l'objet d'un commerce international réglé par des contrats à long terme. Les contrats de livraison sont souvent signés pour 20 à 25 ans, car ces durées sont nécessaires pour amortir les milliards investis dans la prospection, l'extraction, les installations de transport et de distribution. La convergence qui en résulte entre les intérêts des producteurs et des acquéreurs contribue énormément à la sécurité d'approvisionnement. L'accroissement de la demande mondiale, la découverte constante de nouveaux gisements partout dans le monde et l'extension des systèmes de transport entraînent une mondialisation du marché de plus en plus poussée.

3.1. Les contrats à long terme : principes, clauses, avantages

L'industrie gazière s'est développée à travers la généralisation des contrats à long terme, plusieurs autres nominations sont attribuées à ce genre de contrats, souvent inspirées de certaines clauses.

3.1.1. Définition

C'est une forme contractuelle, qui consiste à gérer la relation de fourniture de gaz entre d'une part les fournisseurs, et d'autre part les acheteurs. Leur durée est longue, et qui dépasse parfois les 25 ans, mis à part, la durée, plusieurs autres clauses sont déterminées.

3.1.2. Les principales clauses d'un contrat de long-terme

Ces contrats sont définis selon un ensemble de clauses : Les grandes lignes de la troisième directive sont les suivantes¹ :

- La clause **take-or-pay** : Selon cette clause, le fournisseur s'engage à livrer le gaz sur une période déterminée, et l'acheteur à la réceptionner et dans tous les cas à payer les quantités contractuelles ; autrement dit, l'acheteur est obligé de payer les volumes achetés, qu'ils les utilisent ou non. Nous pouvons dire que cette clause n'assure pas l'équilibre de transaction, pour deux raisons essentielles. D'une part, les bienfaits de cette clause est en faveur du vendeur puisqu'il transfère le risque de volume à l'acheteur ; c'est à dire qu'il ne s'occupe

¹Ifp énergies nouvelles. *Quel avenir pour le gaz naturel ?* Disponible sur: <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-grands-debats/Quel-avenir-pour-le-gaz-naturel/Le-marche-gazier> (consulté le 12/10/2014).

guère sur le sort de son gaz tant que le contrat est toujours honoré. Cette assurance encourage le producteur à se lancer dans l'activité d'exploration et d'exploitation, et d'assumer l'ampleur de ses investissements et de ceux des compagnies de transport qui assurent l'acheminement du gaz des lieux de production aux lieux de consommation.

- La clause **Final Destination** (destination finale) qui interdit aux clients de revendre le gaz en amont. De ce fait, il n'est pas attribuable à l'acheteur initial de revendre le gaz acquis par contrat pour servir des sous-acheteurs. Nous pensons que cette clause limite les échanges commerciaux entre l'acheteur et les autres pays demandeurs de gaz. Ce qui freine la compétitivité « gas to gas ». En effet, cela empêche la création d'un marché qui implique des échanges entre les opérateurs. Donc cette clause est bénéfique seulement pour le fournisseur, car elle empêche l'acheteur initial de l'acquisition d'une valeur supplémentaire en revendant le gaz vers d'autres marchés.
- La clause **Gas Price Indexation** : Le prix d'achat du gaz est lié à celui des produits pétroliers concurrents (clause de « *netback* »). Ce qui permet d'assurer la compétitivité du gaz, quel que soit le niveau du prix du pétrole, mais unifie les prix du gaz aux différentes frontières¹. Cet attachement était auparavant justifié du fait que le gaz était en compétition avec le pétrole. Par exemple dans l'industrie ou le secteur résidentiel. Pourtant, le pétrole était en situation de force : il peut systématiquement se substituer au gaz, alors que l'inverse n'est pas vrai. Par conséquent, son prix s'est vu indexé sur celui des produits pétroliers.
- La clause de **terme** : la durée du contrat gazier est longue. Elle s'étale de 20 à 25 ans. Ce qui a permis la pérennité et la stabilité des relations entre le bloc des fournisseurs et le bloc des consommateurs, traduite par une sécurité d'approvisionnement gazier.
- Le rôle des contrats TOP dans le partage des risques est avérant. Ceux-ci ont été considérés pendant longtemps comme garants de la répartition cohérente des risques de marché tout au long de la chaîne d'approvisionnement. L'indexation aux produits pétroliers a permis aux acheteurs de gaz à long terme une protection contre des prix supérieurs à ceux des

¹CUSSAGUET, Pierre-Marie. *Direction du gaz. L'ouverture du marché gazier européen. Commission de régulation de l'énergie. Annales des mines*, Aout, 2009, P.25.

principaux combustibles concurrents; les acheteurs supportent le risque de volume, et les vendeurs le risque de prix¹.

Conclusion

Une énergie dont l'origine est ancien, récente dans sa mise en considération et valeur, dotée de plusieurs avantages, c'est le cas du gaz naturel, naturel de formation puisque dans la nature, il est sans odeur ni couleur, historiquement, sa découverte est un acte accidentel, on a découvert du gaz en voulant du pétrole.

Après des années de négligence et recul face aux autres forme d'énergies, le gaz reprend une place sur la scène énergétique mondiales, il n'est pas une simple énergie, mais une énergie qui a plusieurs vocations, ce qui fait d'elle un vecteur très important de la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Le développement d' échanges à travers la mise en place des réseaux de connections régionaux, puis mondiales par l'entrée sur le marché mondial du GNL a permis l'expansion de l'utilisation du gaz ,la chaine gazière a servi cette expansion grâce aux différentes activités qu'elle gère et qui permettent d'assurer son extraction, production, transport et distribution .les investissements massifs indispensables au développement de la chaine gazière étaient assurés en grande partie par l'instauration d'un système contractuel fondée sur des clauses qui contribuent dans l'ensemble à pérenniser la relation entre le bloc des offreurs et des demandeurs.

¹NEUMANN, Anne ,VON HIRSCHHAUSE, Christian. *Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts*. German Institute for Economic Research Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2004. Vol. 28, N°3, P.02.

Chapitre 02: le marché gazier de l'Union Européenne : Etat des lieux et sécurité d'approvisionnement

- Le marché gazier de l'Union Européenne: état des lieux
- Sécurité d'approvisionnement gazier de l'Union Européenne : problèmes & solutions

Introduction

Les questions énergétiques faisaient et font toujours la Une des media, car l'énergie est l'essence de tout développement. Le gaz naturel est un combustible propre, à un prix abordable, avec de réserves abondantes et des qualités qui lui confèrent un rôle stratégique dans la transition énergétique.

Cependant cette mise en valeur n'était pas ancrée dans le passé, c'est-à-dire à l'époque où les exploitants des hydrocarbures préféraient sa réinjection ou brûlure à la place de son extraction. La situation aujourd'hui est très différente.

A l'indifférence passée au gaz naturel succède aujourd'hui un intérêt de plus en plus remarquable et qui se traduit par une exploitation et une utilisation grandissantes dans la consommation énergétique mondiale. Le bouquet énergétique permet de clarifier l'intérêt que porte un pays pour toute sorte d'énergie. L'UE est appelée donc à relever un grand défi, celui d'assurer la sécurité de ses approvisionnements gaziers.

1. Le marché gazier de l'Union Européenne : état des lieux

Le gaz naturel est une énergie fossile certes, mais il est doté de certaines qualités qui en font une énergie de choix dans le bouquet énergétique de plusieurs états et régions dans le monde. L'Union Européenne pour sa part est considérée comme une plate-forme abritant les flux de gaz naturel dans le monde. Avec quelle ampleur ? Des réponses seront trouvées dans les sections suivantes.

1.1. Développement de gaz naturel en Europe

Par rapport à d'autres régions du monde, le gaz naturel en Europe a pris du temps pour se développer.

1.1.1. Histoire du gaz naturel en Europe

Comme cela est souvent le cas d'ailleurs partout dans le monde, la découverte du gaz naturel en Europe est accidentelle, c'est-à-dire en voulant chercher soit du pétrole soit d'autres formes d'énergies.

a) En Europe

En 1776, Alessandro Volta découvre le méthane en s'intéressant au « gaz des marais » (l'ancien nom du méthane). Les premiers gaz combustibles utilisés en Europe, à partir de 1785, date de leur invention, seront des *gaz manufacturés*, c'est-à-dire des gaz fabriqués dans des *usines à gaz* et des *cokeries*, principalement à partir de la houille. Ils sont d'abord utilisés comme gaz d'éclairage, par la suite comme combustible pour les turbines et moteurs, pour le chauffage et la cuisson. L'appellation « gaz de ville » apparaît à cette dernière utilisation. Les gaz manufacturés seront essentiellement du gaz de houille, mais aussi du gaz d'huile et du gaz de pétrole, etc. La plupart des gaz manufacturés contiendront principalement du dihydrogène, du méthane et du monoxyde de carbone.

L'histoire du gaz manufacturé est liée à l'histoire de nos villes et des grands groupes énergétiques modernes, ceux-là même qui plus tard achemineront le gaz naturel. Le gaz de ville sera mêlé, lorsque la demande se fera plus importante à du gaz de couche et du grisou - qui a un pouvoir calorifique plus important, doit être « dilué » avant d'être injecté dans le réseau-, ainsi que du gaz de pétrole liquéfié¹.

Si le pétrole fait l'objet d'une exploitation industrielle appréciable à partir des années 1850, le gaz naturel devra attendre les années 1950 pour susciter un intérêt mondial. Ses réserves et ressources, voire sa production, sont mal connues en dehors des États-Unis jusqu'à la fin des années 1960. Le gaz naturel est apparu longtemps comme une source d'énergie difficile à mettre en œuvre. Son commerce sous forme liquéfiée (GNL) n'a commencé qu'en 1964 dans des volumes très modestes

À partir de la fin de Seconde Guerre mondiale, mais surtout à partir des années 1960, l'usage du gaz naturel se répand à travers le monde et supprime progressivement les gaz manufacturés. Le gaz naturel a de nombreuses qualités, dont l'absence de toxicité. Le pouvoir calorifique du gaz naturel est le double de celui du gaz de houille (9 000 cal/m³ contre 4 250)².

¹ Immobilis expertise .*Diagnostic gaz*. Disponible sur : <https://immobilisexpertise.wordpress.com/2011/09/21/diagnostic-gaz/> (Consulté :13/06/2013).

² Idem.

Le gaz naturel nécessitera des aménagements particuliers sur tout son réseau de distribution, appareils de chauffe et autres, méthode de stockage et de transport : canalisations, gazoducs, bateaux et port méthaniers.

- *En France*

En 1946, l'Assemblée nationale vote la loi de nationalisation des secteurs de l'énergie. Gaz de France (GDF) est créé. La première activité de Gaz de France durant ses premières années consiste à produire et distribuer du gaz de houille. La découverte et la mise en exploitation du gisement de gaz naturel de Lacq à la fin des années 1950 permet à l'entreprise de réorienter son activité vers celui-ci et d'abandonner progressivement le gaz de houille. Les Parisiens reçoivent le méthane juste dix ans plus tard.

- *Aux Pays-Bas*

Le gisement Slochteren dans la province néerlandaise de Groningue (29 mai 1959) (Champs de gaz de Slochteren est rapidement acheminé aux Pays-Bas et vers la Belgique (1966).

- *En Norvège*

Ekofisk (1969).

- *En Belgique*

En 1971, l'ensemble du réseau de distribution est converti au gaz naturel. Distrigaz s'alimente en Hollande (1965), en Norvège (1973), en Algérie (1975), en Allemagne et à Abou Dabi. En 1980, Distrigaz assure la totalité de l'approvisionnement, du transport et du stockage du gaz en Belgique mais également le Luxembourg (1993) et l'Angleterre (1995). En 2001, Distrigaz est scindée entre Suez (GDF Suez) et Ente Nazionale Idrocarburi.

1.1.2. Histoire du développement du gaz en Europe

L'industrie gazière en Europe s'est développée sur deux périodes bien distinctes¹. La première phase s'étale du début du XIX^{ème} siècle à la Seconde Guerre mondiale. La seconde phase commence dès la fin de la Seconde Guerre mondiale jusqu'à nos jours.

a) Du début du XIX siècle jusqu'à la Seconde Guerre mondiale

C'est l'ère du « gaz de ville », énergie des grandes métropoles et des industries. Le gaz de ville et le gaz naturel ayant une composition chimique comparable, leur distinction relève essentiellement de leur processus de production : le premier est fabriqué à partir de charbon (on parle également de gaz manufacturé) alors que le deuxième est extrait directement du sous-sol terrestre (d'où l'épithète « naturel »).

Le gaz de ville a d'abord été employé au début du XIX siècle pour l'éclairage dans les grandes villes : les usines dédiées produisent le gaz qui est ensuite acheminé aux consommateurs à travers un réseau de distribution. Au cours du siècle, la disponibilité mais également les usages du gaz de ville s'élargissent (notamment pour alimenter des appareils de chauffage et de cuisson). La deuxième moitié de XIX siècle voit ainsi apparaître les premières grandes compagnies gazières, alors que l'usage du gaz se répand de manière systématique dans la plupart des villes. Dépassé par l'électricité pour les usages d'éclairage à partir de la fin du XIX siècle, le gaz de ville se restreint alors progressivement au chauffage et la cuisson. Le gaz manufacturé reste ainsi en Europe une source significative d'énergie jusqu'à la Seconde Guerre mondiale, époque où le développement des produits pétroliers bon marché conduit alors à son déclin.

Parallèlement, les progrès technologiques permettent à partir des années 1920 d'envisager la construction de gazoducs (pipelines) sur de longues distances et de dissocier ainsi le lieu de production du lieu de consommation du gaz. Cette évolution va alors rendre possible l'exploitation de gisements de gaz naturel. Ces nouvelles possibilités seront initialement mises en œuvre aux Etats-Unis, avant d'être appliquées en Europe de l'Ouest dans les années 1960 avec la découverte de gisements gaziers majeurs économiquement exploitables.

¹ GRAND, Emmanuel, VEYRENC Thomas. Op.cit.,P.51.

b) Des années 1960 à aujourd'hui

Le gaz naturel remplace le « gaz de ville » déclinant et développe fortement ses usages. L'industrie de gaz naturel va alors connaître jusqu'au premier choc pétrolier un véritable « boom », avec des taux de croissance des consommations de l'ordre de 20%/an. Ce développement du gaz naturel s'appuie sur les grandes compagnies pétrolières pour ce qui concerne la production, et sur les entreprises (et les réseaux) du gaz de ville pour ce qui concerne l'acheminement et la vente au consommateur final. La part du gaz dans les consommations primaires des pays ouest-européens passe ainsi de 2% en 1960 à 13% en 1973, notamment au détriment du charbon.

Après le choc pétrolier, le gaz naturel poursuit sa croissance à un rythme soutenu (volumes en augmentation de 3 à 4 % par an sur la période 1973-2008), gagnant des parts de marché sur le charbon, puis sur le pétrole, notamment dans la production d'électricité.

A mesure que les consommations croissent, les productions des pays peu dotés en hydrocarbures (notamment l'Allemagne, la France et l'Italie) ne suffisent plus à satisfaire la demande nationale. C'est dans ce contexte que se développent dès la fin des années 1960 les échanges internationaux de gaz naturel, d'abord à partir des Pays-Bas (Groninge), puis dès le milieu des années 1970 à partir de l'URSS, de la Norvège et de l'Algérie. Enfin, la libéralisation et la mondialisation à partir des années 1990 conduisent à la multiplication des échanges internationaux aboutissant à la structure d'interdépendance.

Tableau n°2.1 : détails du développement du gaz naturel en Europe

Période	Taux de croissance des consommations de gaz naturel	Principales évolutions
1960-1975	+19%	-développement de gisements : Groninge (Pays-Bas), lacq (France), po (Italie) -remplacement progressif du gaz de ville par du gaz naturel -début des échanges internationaux depuis le Pays-Bas
1975-1990	+4%	-développement du commerce à partir d'autres pays -croissance de la dépendance européenne -déploiement des réseaux nationaux
1990-2008	°3%	-libéralisation progressive des structures industrielles -plafonnement et déclin de la production britannique et néerlandaises -développement spectaculaire du commerce de GNL

Source : Idem., P.53

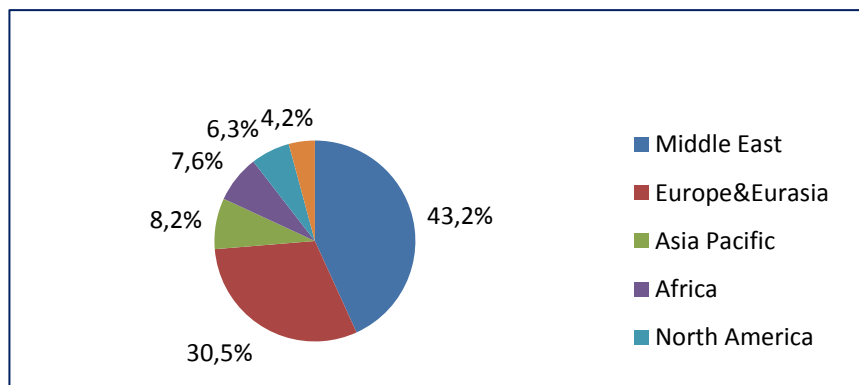
Le gaz naturel est ainsi amené par gazoducs vers les grandes zones urbaines de consommation où le gaz naturel remplace le gaz de charbon. & partir de 1963, l'Europe commence à remplacer le gaz de ville par le gaz liquéfié GNL importé d'Algérie. C'est le premier transport par méthanier. Les découvertes de gaz en Mer du Nord vont ensuite accélérer l'avènement du gaz naturel¹

1.2. Réserves et production de gaz naturel

Il n'existe pas de définition précise et unanimement acceptée de la notion de réserve, car le volume total des réserves d'un gisement n'est connu avec certitude que lorsque ce dernier est épuisé². Il existe plusieurs types de réserves : les réserves récupérables prouvées, les réserves possibles, et les réserves probables. Pour ce qui suit, par réserve on entend les réserves prouvées.

1.2.1. Les réserves

Les réserves mondiales de gaz naturel sont abondantes, mais probablement sous-estimées³. Cependant, elles sont inégalement réparties⁴. Comme le montre le graphe ci - dessous, Le Moyen-Orient et la CEI regroupent près des trois quarts des réserves mondiales.



Source: BP.Statistical Review Of World Energy.2014.P.20.

Figure n°2.1 : Distribution des réserves prouvées dans le monde fin 2013(%)

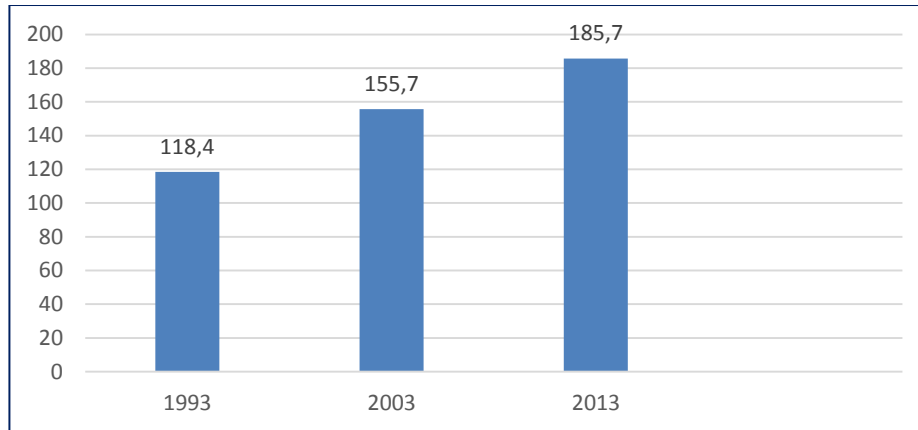
¹ CHEVALIER ,Jean –Marie. *Les 100 mots de l'énergie*. Op.cit., P.36 .

² Chevalier Jean- Marie.100 mots énergie. Op.cit.,p.04

³ Idem.P.37.

⁴ GRAND, Emmanuel, VEYRENC, Thomas. Op.cit.,P.44.

Les réserves de gaz naturel sont abondantes dans le monde. A la fin de l'année 2013, les réserves mondiales étaient de 185,7 Tcm, soit d'une durée d'exploitation de 55 ans. Aujourd'hui, la tendance est à la croissance avec une augmentation de 56,84 % par rapport à 1993¹.



Source : BP. Natural Gas Section. 2012, P..20²

Figure n°2.2: Evolution des réserves mondiales de gaz naturel (Tcm)

Un ensemble de facteurs explique cette croissance. Tout d'abord, l'usage de la technologie de pointe qui a rendu possible l'exploitation optimale des gisements existants et de faciliter l'accès à d'autres. Par la suite, l'augmentation des prix de pétrole au cours des vingt dernières années a rendu également l'exploitation du gaz économiquement possible. Et enfin, la propreté du gaz par rapport à d'autres énergies fossiles a laissé un aspect très positif qui plaide en sa faveur.

En Europe, le gaz est récent, ce n'est qu'après la Seconde Guerre mondiale, que les Européens commencent à découvrir leurs propres ressources de gaz naturel, citons pour exemples les grands gisements de Groningue, du Pô, de la Côte adriatique, etc.

90% de ces réserves sont localisées en Mer du Nord, donc plus chères à produire que celles situées sur terre. A la fin de l'année 2013, les réserves de l'Union Européenne atteignent seulement 1.6 Tcm, connaissant une chute de 56,75%³, essentiellement à la suite de l'épuisement rapide des gisements en Mer du Nord. Ainsi, les réserves de l'Union Européenne

¹ BP. Statistical Review of World Energy. June 2014.Op.cit.,P.21.

² Site : http://www.bp.com/.../bp/...2012/statistical_review_of_world_energy_2012.pdf (Consulté:09/10/2013)

³ BP, Natural Gas Section .2012. Op.cit.,P.20.

de ne dépasse pas 0,8% de l'ensemble des réserves mondiales et n'excèdent pas une durée de vie de 11 ans. Si nous prenons l'exemple du Royaume-Unis qui était producteur et exportateur de gaz naturel, il ne détient aujourd'hui que 0,1 % des réserves mondiales et 12,5 % des réserves de l'Union Européenne¹, devancée par l'Ukraine qui détient 37,5 % et les Pays-Bas avec 56,25% des réserves, restant ainsi des pays producteurs dominants en Europe.

Les experts pensent que la situation va s'inverser avec l'exploitation du gaz de schiste. Cependant, sur ce sujet l'Union Européenne est divisée : les pays qui utilisent déjà cette technique, ceux qui envisagent de le faire et enfin qui s'y opposent fermement.

Le premier groupe est mené par la Pologne et le Royaume-Uni. Ce dernier vient de démarrer une campagne de forages dans le Sud de l'Angleterre dès la levée du moratoire à la fin de décembre 2014. *"Le gaz de schiste fait partie de l'avenir"*, a même déclaré en mars dernier David Cameron, le Premier ministre britannique, qui a accordé des avantages fiscaux aux communes qui accueillent les forages². Ensuite, les pays qui sont sur le point de se lancer dans les travaux d'exploration, comme l'Ukraine, La Roumanie, la Lituanie, la Hongrie et même l'Espagne (sans fracturation hydraulique). Enfin, il y a ceux qui résistent à l'exploitation du gaz de schiste. C'est le cas de la Bulgarie et de la France qui s'opposent à toute exploitation du gaz de schiste par fracturation hydraulique.

1.2.2. La production du gaz naturel

La production mondiale de gaz naturel fin 2012 était de l'ordre de 3435 Bcm³, soit avec un taux de croissance qui dépasse les 30 % par rapport à 2001. Les principaux producteurs sont, les USA, la Russie et le Qatar (tableau n° 2.2).

¹BP. Statistical Review of World Energy .June 2014. Op.cit ., P.20.

² Gaétan Supertino. *Fracturation – La Commission européenne se dit favorable à l'exploitation du gaz controversé. Une exploitation qui divise les 27 Etats membres*. Disponible sur : <http://www.europe1.fr/environnement/gaz-de-schiste-ces-pays-n-ont-pas-attendu-bruxelles-1779469>, (Consulté: 01/01/2015).

³IEA.Key World Energy Statistics. 2013, p.13.Disponible sur: <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2013/october/key-world-energy-statistics-2013-now-available.html> (Consulté:13/11/2014).

En 2011, la production de la Russie a enregistré un taux de croissance de 3% par rapport à 2010¹. Fin 2012, elle s'est classée au deuxième rang des pays producteurs après les Etats-Unis avec une part de 19,1% du volume mondial de production.

Tableau n°2.2: les principaux producteurs de gaz dans le monde

Producteurs	Volume de production(Bcm)	%
USA	681	19.8
Russie	656	19,1
Qatar	160	4.7
Iran	158	4.6
Canada	157	4.6
Norvège	115	3.3
Chine	107	3.1
Arabie saoudite	95	2.8
Indonésie	77	2.2
Pays bas	80	2.3
Reste du monde	1 149	33.5
Monde	3 435	100.0

Source : Idem.

Les pays de la Carpienne, le Turkménistan en tête joueront également un rôle important. En 2011, la production Turkmène a bondi de manière spectaculaire de plus de 40 % pour satisfaire les besoins croissants de la Chine. Le Moyen-Orient joue quant à lui un rôle aussi grandissant sur la scène internationale surtout sous l'impulsion du Qatar qui est devenu un fournisseur de taille en 2012 avec un volume de production de 160 Bcm.

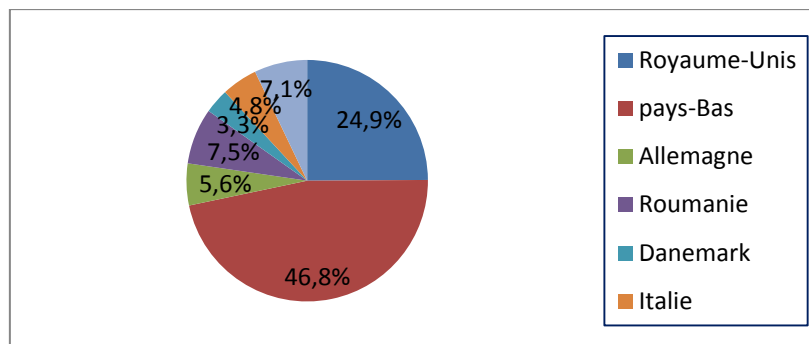
La croissance de la production mondiale, tout de même, s'est interrompue en 2009, suite à la récession économique, ce qui représente selon les experts, la plus forte baisse depuis 1970². Cependant le développement prodigieux du gaz de schiste aux USA et en Chine va soutenir de plus en plus la production mondiale de gaz naturel. Il n'est donc pas question de s'inquiéter sur le pic gazier sur le court et moyen terme.

La production de l'Union Européenne (l'Europe des 28) s'élève à 146,8 Bcm en 2013. Sa participation dans la production mondiale n'a pas dépassé les 4.3 %, accusant une régression de

¹Ifp énergies nouvelles. *Réserves, production et consommation* .2011 .Disponible sur : [www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-grands-debats/Quel-avenir-pour-le-gaz-naturel/Reserves-production-et-consommation/\(language\)/fre-FR](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-grands-debats/Quel-avenir-pour-le-gaz-naturel/Reserves-production-et-consommation/(language)/fre-FR) (Consulté le: 12/12/2012).

²DU CASTEL,Viviane. *Le gaz naturel : enjeu géoéconomique du xxie siècle :l'exemple de l'Europe*. Paris : l'HARMATTAN. 2011.P.28.

53 %¹. Les principaux producteurs européens sont la Norvège, le Pays -bas avec une production respective de 108 ,7 Bcm, et 68,7 Bcm en 2013.Ci-dessous, une représentation sur la part des pays de l'UE.



Source: BP. Statistical Review of World Energy. June, 2014. Op.cit, P.22.

Figure n°2.3 : Répartition de la production de gaz naturel de l'UE-28(%)

Hormis la Norvège qui n'est pas membre de l'Union Européenne, les Pays-Bas sont les plus grands producteurs avec une part de 46,8%. Selon toujours la figure précédente, la production du gaz naturel dans l'UE se montre inégale, comme nous l'avons évoqué précédemment, les Pays Bas et le Royaume Uni se montraient dominants au détriment des autres pays. A titre d'exemple, le Danemark ne participe que 3,3% ²de la production de l'Union Européenne. Mis à part le caractère non-équitable de la production au sein de l'UE, l'analyse de la situation révèle un autre caractère aussi important, à savoir celui de la dépendance aux autres pays non-européens, de surcroît de manière différente ; c'est-à-dire que les pays de l'U.E. achètent sur le marché mondial du gaz en ordre dispersé.

Le suivi de l'évolution de la production au sein de l'UE envisage une situation inconfortable, marquée par la régression de la production d'une année à l'autre³.et c'est contrairement à son état de consommation.

1.3.Bouquet énergétique : un outil de traçabilité de la consommation

Le bouquet énergétique (mix énergétique) s'avère comme un indicateur global précieux. Il retrace la consommation d'énergies primaires dans le monde ; donc c'est un outil de mesure et

¹ BP.Statistical Review of World Energy .June, 2014. Op.cit.,P.22.

² Idem. P.20.

³ BP, Natural Gas Section .2012,Op.Cit.,p.21.

de traçabilité reconnue dans le concert internationale car il indique la part de toute forme d'énergies (fossiles, nucléaire, renouvelables) dans la consommation primaire d'énergies.

1.3.1. Avenir du bouquet énergétique mondial

Selon l'AIE, la demande énergétique a augmenté de 48 % et dépassera ce chiffre dans les années qui viennent¹.

Pour ce qui concerne le gaz naturel, il n'est pas venu répondre à de nouveaux besoins ; donc il ne possède aucun débouché captif (la demande non-active). Par contre, selon la thèse de **Esnault Benoît** , le gaz naturel doit gagner des parts de marché sur ses concurrents² . Les concurrents du gaz sont les autres formes d'énergies, entre autres le pétrole et le charbon. Par le biais du bouquet énergétique, nous pouvons décortiquer la place de chaque énergie dans la satisfaction de la demande.

Depuis 30 ans estime l'AIE, la part de gaz naturel dans le mix énergétique mondial ne cesse de croître et le gaz couvre aujourd'hui plus de 21% de la demande d'énergie primaire³.

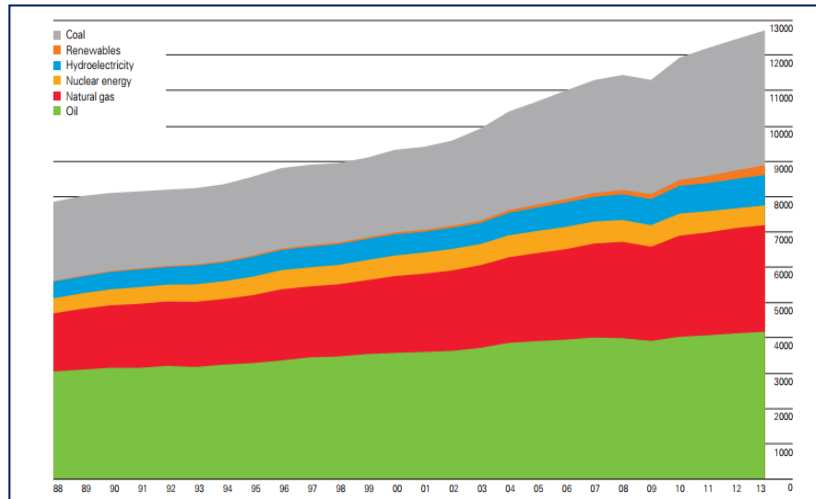
La demande mondiale de gaz naturel a augmenté de 2,8% par an en moyenne ces dix dernières années, mais il reste que le rythme de croissance est largement inférieur à celui du pétrole (4,6 %), compte tenu d'un regain d'intérêt pour cette énergie depuis 2003. Cette croissance s'explique aussi par la compétitivité du charbon et les besoins croissants des pays émergents (la Chine et l'Inde essentiellement). Mais la question qui suscite l'intérêt est la suivante : quel sera l'avenir du bouquet énergétique ?

Sur cette question, les organismes spécialisés avancent des scénaris de réponses parfois différents. Selon les prévisions de BP (figure n°2.4), la scène énergétique actuelle est encore pétrolière car elle reste dominée par la consommation du pétrole à 33%, même si cette part est la plus faible jamais enregistrée depuis des décennies

¹DU CASTEL, Viviane, Op.cit., P.17.

²ESNAULT , Benoît . *La Transition Du Monopole A La Concurrence Sur Les Marchés Du Gaz Naturel En Europe: L'importance Stratégique Du Stockage Souterrain*. Thèse de doctorat. Université de Bourgogne, soutenu Le 7 décembre 2000, P.17.

³Ifp énergies nouvelles, *Réserves, Production et Consommation*, Op.cit.



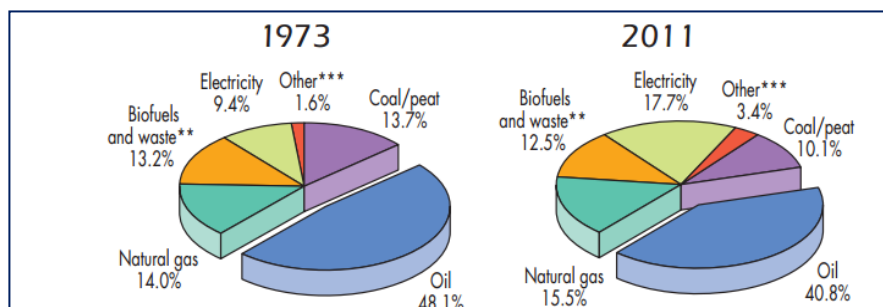
Source : BP. Statistical Review of World Energy. June, 2014.Op.cit.,P.42.

Figure n° 2.4 : Bouquet énergétique mondial selon BP (Mtoe)

La part de charbon (30,3 %) est en revanche est la plus forte depuis 1989, puisque soutenue par la production de la chine. Le gaz naturel quant à lui prend la troisième place avec une part de 25 %.

L'AIE de son côté présente un autre classement d'intérêt. Selon ses prévisions, la scène énergétique jusqu'au jour d'aujourd'hui est pétrolière à 41,2 % suivi par le gaz naturel (15%), , l'électricité et le charbon.

La comparaison entre le bouquet énergétique de 1973 et celui de 2011 (figure n° 2.5) laisse apparaitre une régression pour le charbon et le pétrole, et une croissance pour les autres types d'énergie, notamment pour le gaz naturel avec l'exploitation de gaz de schiste et de l'électricité encouragée par l'évolution technologique en matière de production.



Source: IEA. Key world energy statistic .2013.Op.cit.

Figure n°2.5 : Comparaison entre le bouquet énergétique mondial de 1973 et 2011

De nombreux facteurs du côté de l'offre comme de la demande laissent entrevoir un avenir brillant, voire « un âge d'or » pour le gaz naturel et cela dans les scénaris de l'AIE¹, La part de gaz dans le mix énergétique passe de 21 à 25%. il devient ainsi la deuxième énergie primaire demandée dans le monde après le pétrole à ce niveau.

Nous pensons qu'indépendamment des prévisions des différents organismes qui le classent au deuxième ou troisième rang mondial, le gaz naturel va rentrer dans la préférence de plusieurs pays dans les années à venir et va jouer un rôle majeur dans la phase de transition énergétique, d'abord pour ses atouts économiques et écologiques, ensuite pour les retards technologiques dans le développement d'autres formes d'énergies plus sûres et plus économiques.

1.3.2. Bouquet ou bouquet(s) énergétiques de l'Union Européenne ?

L'analyse du bouquet énergétique de l'UE de 2010 montre qu'environ 78% de l'énergie consommée dans l'UE provenait des combustibles fossiles : 35% du pétrole, 27% du gaz, et enfin 16% du charbon². Plus encore, selon le rapport publié en décembre 2011 par le Parlement Européen sur « une économie faible en Carbone à l'horizon 2050 », « les énergies fossiles vont continuer à faire partie de notre système énergétique au moins pendant le temps de notre transition vers un système faible en énergie Carbone »³. Ces déclarations confirment les prévisions de l'AIE qui prévoit une croissance dans la production du gaz naturel.

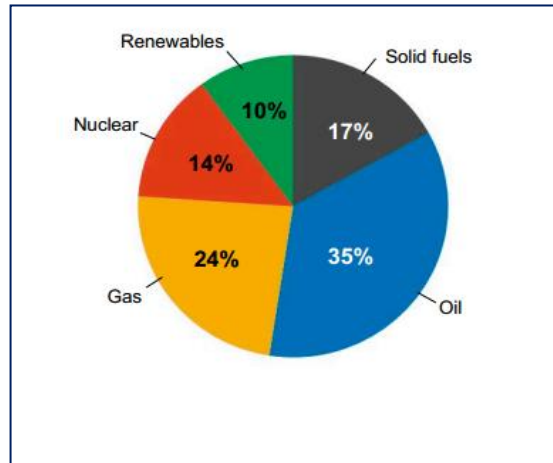
A la fin de l'année 2011, le gaz naturel était la deuxième source d'énergie consommée, avec un taux de 24% de la consommation d'énergie primaire de l'UE⁴.

¹ IEA .World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. *Golden rules for golden age of gas*, P.15.

²Ifp énergies nouvelles. *Réserves, production et consommation* .Op.cit.

³Europarl. *Quel sera le bouquet énergétique du futur dans l'Union européenne?* Disponible sur :<http://www.europarl.europa.eu/news/fr du 12/09/2014>(Consulté :19/03/2013) .

⁴European commission. *Energy challenges and policy*.Commission contribution to the European council.22may 2013.Disponible sur: http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/energy2_en.pdf (Consulté : 01/01/2015).



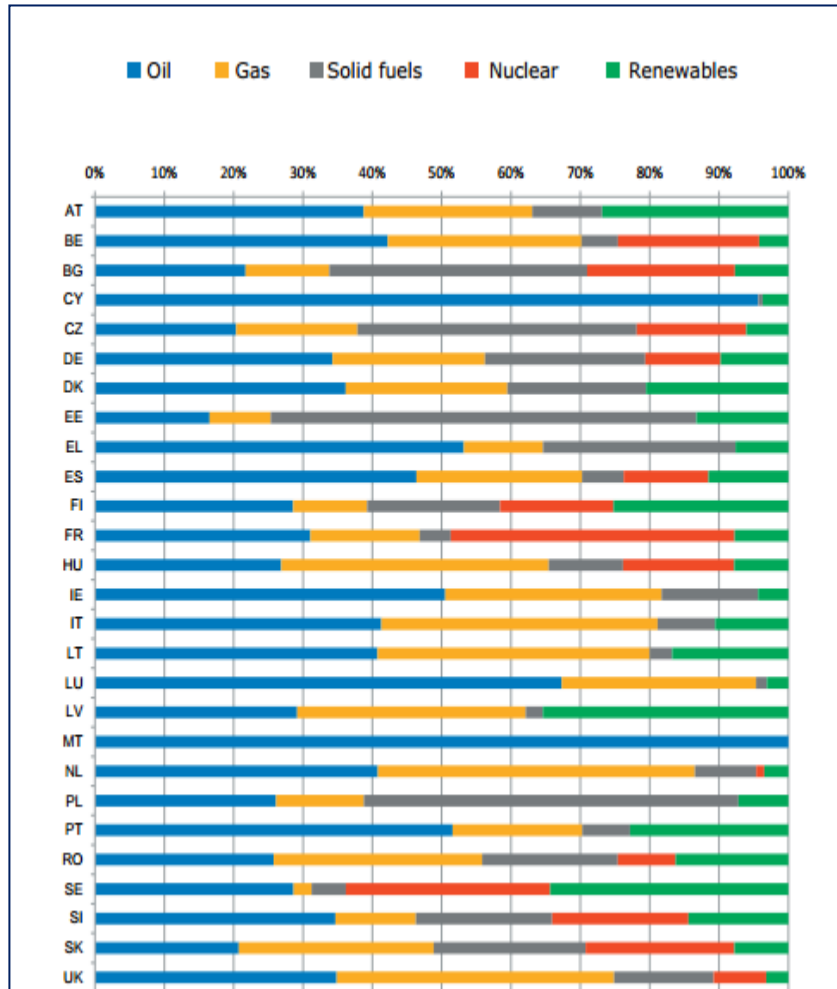
Source : Idem.

Figure n° 2.6: Bouquet énergétique de l'UE-28(2011)

En 2012 , le gaz naturel a préservé la seconde place avec un taux de 23 % derrière le pétrole 34 % ¹,et suivi des combustibles solides de 18,3 %. Selon toujours les prévisions de la Commission européenne, en 2030 le bouquet énergétique restera dominé par la consommation des énergies fossiles à 67%, avec tout de même un recul de 11,84% par rapport à 2011.

La demande gazière dans la majorité des pays de l'UE augmente, pour deux raisons : la première étant le caractère moins polluant du gaz naturel et la seconde la flexibilité de ce combustible tant sur le plan technique que celui économique .Néanmoins dans l'Union Européenne, nous ne pouvons pas parler d'un mix énergétique commun puisque chaque pays possède son propre bouquet dicté par une politique énergétique nationale, et non régionale.(figure n°2.7).

¹NAYMAN, Laurence, DE SAINT VAULRY, Alix. *Approvisionnement énergétique: le dilemme européen* ,CEPII, Disponible sur: <http://www.cepii.fr/BLOG/bi/post.asp?IDcommuniqué=291> (Consulté :19/03/2014).



Source : European commission, *Energy challenges and policy*, Op.cit.

Figure n°2.7 : Bouquets énergétiques des pays de l'Union Européenne(2011)

Pour illustrer nos propos sur la disparité du bouquet énergétique de l'Union Européenne, nous décrivons le bouquet énergétique de la France, l'Italie, la Pologne et l'Allemagne.

En France, le pétrole est l'énergie fossile la plus consommée car il satisfait 31% de la consommation d'énergie finale dans le pays en 2011, viennent ensuite le gaz naturel 15%, le charbon 5%, le nucléaire 41%, et enfin les énergies renouvelables de 8%. Nous pouvons constater que la France ne compte sur les énergies fossiles qu'à un taux de 51% de sa consommation énergétique. C'est l'un des taux les plus faibles au niveau de l'Union Européenne, devancé seulement par celle du suède (46%).

En Italie, 89 % des besoins en énergie sont satisfaits par les énergies fossiles : 41 % pour le pétrole, 40 % pour le gaz naturel et 8 % pour le charbon. Le mix énergétique italien est complété par les énergies renouvelables qui prennent une part de 11 % du besoin national.

En Pologne, 94 % du besoin d'énergie était satisfait par les énergies fossiles : 26 % pour le pétrole, 13 % pour le gaz naturel et 55% pour le charbon. Cette situation s'explique par le fait que la Pologne figure parmi les plus grands producteurs de charbon dans le monde .Le mix énergétique polonais est complété par les sources d'énergies renouvelables à hauteur de 7%.

En Allemagne, presque 80% du mix énergétique actuel est basé sur des énergies fossiles (pétrole 35 %, gaz 23%, charbon 22%). Mais depuis la catastrophe nucléaire de Fukushima et la décision du gouvernement allemand de fermer à moyen terme ses centrales nucléaires, la part de l'énergie nucléaire est en nette régression. Elle a atteint seulement 11% en 2011, suivi par les énergies renouvelables (10%). Reste que le gouvernement allemand s'est engagé davantage dans la recherche d'un substitut au nucléaire pour continuer d'assurer la production d'électricité.

Cette disparité peut être expliquée par l'adoption de politiques énergétiques différentes adaptées souvent à des situations institutionnelles et énergétiques (gisements) différentes.

Si nous insistons seulement sur la consommation du gaz naturel dans les pays de l'Union (tableau n°2.3) , nous constatons encore une fois des signes des disparités notables. En effet, des petits pays comme Malte ou Chypre ne consomment presque plus de gaz naturel. Le suède lui aussi n'est pas un gros consommateur de gaz, puisque sa part dans le bouquet énergétique suédois ne dépasse pas 4 %. Son bouquet est complété par les autres types d'énergie, particulièrement le nucléaire et les énergies renouvelables.

A contrario, le reste des pays de l'Union (24 Etats) consomment le gaz à hauteur de 10% au minimum. Parmi ces pays, quinze préfèrent intégrer le gaz naturel dans leur bouquet énergétique avec un pourcentage de 30% et plus. Enfin, le gaz est prédominant dans la consommation de 5 pays européens, vu que sa part dans le bouquet énergétique dépasse 40%.

Tableau n°2.3 : Importance du gaz naturel pour les pays de l'UE

Nombre de Pays	La part du gaz dans la consommation total d'énergies
24	$\geq 10\%$
15	$\geq 20\%$
9	$\geq 30\%$
5	$\geq 40\%$
Aucun pays	$\geq 50\%$

Source : travail de l'auteur, établi selon le bouquet énergétique de l'union européenne (figure n°2.7)

Nous ajouterons que sur les anciens marchés gaziers, la part de gaz dans la satisfaction de la demande d'énergie primaire est plus forte que dans les pays du nord ou du sud, puisque la majorité de ces pays n'ont consommé le gaz qu'à partir des années 80¹.

Ce qui peut enfin unir les pays de l'Union européenne, c'est le fait de s'accorder sur la nécessité d'introduire la consommation du gaz naturel à tous les secteurs de consommation.

1.4. Segmentation du marché gazier

Grâce à ses qualités de combustible et de matière première, à sa facilité de substitution aux autres combustibles fossiles, à sa propreté relative, le gaz naturel a pénétré tous les secteurs de la consommation énergétique.

1.4.1. Les principaux secteurs de consommation de gaz naturel

Nous pouvons distinguer trois secteurs de consommations : tertiaire-résidentiel, industriel et production de l'électricité.

a) Le secteur tertiaire résidentiel

Les principales utilisations dans ce secteur, sont :

¹IEA information paper .*Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe: How to achieve workable competition in European gas markets?*, PP.14-18. Disponible sur:
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/gas_trading.pdf (Consulté:19/08/214).

- Le chauffage de l'eau, la cuisson, le séchage, le lavage.
- Le chauffage et la climatisation (régulation thermique des bâtiments) , les entreprises gazières appelées à développer la climatisation en utilisant le gaz naturel¹. À noter que ces usages existent déjà au Japon, mais que leur diffusion est encore très limitée.

b) Le secteur industriel

Nombre d'industries utilisent le gaz naturel comme matière première ou source d'énergie. Le gaz naturel est considéré comme matière première en pétrochimie, essentiellement dans la synthèse de l'ammoniac et du méthanol. C'est une source d'énergie, dans certaines industries telles que la sidérurgie, la cimenterie ou la céramique.

c) La production de l'électricité

Le développement spectaculaire de la production d'électricité à partir de gaz naturel est dû à la conjonction de plusieurs phénomènes :

- l'abondance de gaz naturel.
- l'abandon progressif du nucléaire.
- le bas prix.
- le caractère peu polluant de son combustible.
- le progrès technique de la cogénération et les cycles combinés. Cette dernière représente plusieurs avantages techniques et économiques.

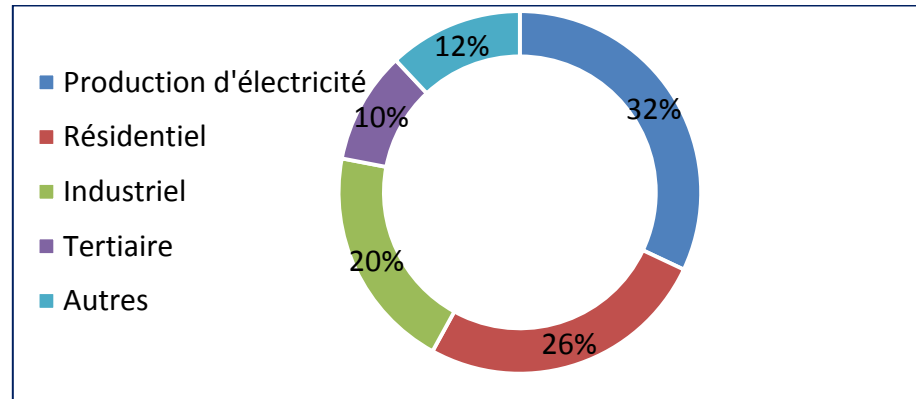
1.4.2. Les déterminants de la répartition par secteurs

La répartition dans les différents secteurs dépend de la situation économique, industrielle et énergétique, mais aussi des données démographiques et climatologiques des zones de consommation.

1.4.3. Les secteurs de consommation de gaz naturel au sein de l'Union Européenne

La segmentation du marché de gaz naturel au sein de l'UE se partage entre cinq secteurs (figure n°2.8).

¹ ESNAULT Benoît, Op.cit., P.17.



Source : GRAND, Emmanuel, VEYRENC Thomas,,Op.cit., P.54.
Figure n°2.8 : Segmentation du marché gazier de l'UE

La production d'électricité utilise 32% du total du gaz consommé par l'Union Européenne, surtout avec le développement technologique. En matière de cycle combiné, la part du secteur industriel dans la consommation est de 20% , suivi par le secteur tertiaire (20 %) avec une progression de (1,3%/an).La demande du secteur industriel elle, connaît également une forte progression (+1,4% /an) . Les particuliers enregistrent une diminution de la demande de (0,6% / an) suite à la baisse de la consommation qui est due essentiellement aux mesures d'efficacité énergétique initiées par les pays de l'UE.

Certes, le gaz naturel est une énergie importante pour les pays de l'UE, possédant plusieurs usages, mais cette diffusion est chevauchée par l'épuisement rapide des gisements actuels, ce qui affecte la sécurité d'approvisionnement gazier.

2. Sécurité d'approvisionnement gazier de l'Union Européenne : problèmes et solutions

L'état actuel de l'Union Européenne concernant le faible potentiel gazier qu'elle détient l'a conduite finalement à une situation inconfortable qui menace sa sécurité énergétique en général, et sa sécurité gazière en particulier.

2.1. Sécurité d'approvisionnement énergétique : une notion en évolution

La sécurité de l'approvisionnement gazier de l'Union Européenne s'inscrit dans le cadre plus large de la sécurité énergétique, qui essaie de répondre aux défis et menaces actuels.

2.1.1 Histoire et définitions de la sécurité d'approvisionnement énergétique

La notion de sécurité d'approvisionnement énergétique a considérablement évolué avec le temps, mais sa dimension géopolitique existe encore, plus au moins médiatisée à chaque évènement.

a) Histoire et définition de la sécurité d'approvisionnement énergétique

Le concept de sécurité d'approvisionnement énergétique a évolué. Son évolution se fait à travers une succession d'événements qui font que la préoccupation sécuritaire devient une question centrale pour l'Union européenne.

- Histoire de la sécurité d'approvisionnement énergétique

L'évolution de la sécurité d'approvisionnement énergétique est marquée par trois phases essentielles.

Première phase : les années 70

Après des décennies d'énergie abondante et bon marché, les tensions sur l'approvisionnement énergétique reviennent au premier plan de la politique publique dans de nombreux pays, notamment à la veille du premier choc pétrolier de 1973 et les menaces engendrées par cet évènement¹ marquant dans l'histoire énergétique mondiale. Ce souci conduit en 1974 à la création de l'agence internationale de l'énergie (AIE), institution chargée d'apporter assistance aux pays membres. Ces derniers sont prêts à céder une partie de leur souveraineté afin d'atteindre une meilleure sécurité à travers des engagements mutuels², et cela en prenant certaines mesures sécuritaires (le stock stratégique par exemple).

Cette phase est aujourd'hui dépassée avec le retour d'une énergie bon marché et de relations presque durablement stables entre les producteurs et les consommateurs.

¹FINON ,Dominique , JACQUET Pierre.Énergie, développement . Les cahiers de l'IFRI.2009,P .21.

²STASIAKOWSKA Agnieszka. *Le marché intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité* ;Mémoire présenté pour l'obtention du Diplôme d'études approfondies en études européennes . Institut européen de l'université de Geneve.2008,P.30.

Deuxième phase : à partir des années 86

Depuis le contre-choc pétrolier de 1986, on craint plus la hausse durable des prix de pétrole. La fin des années 90 quant à elle a vu un changement radical de la situation car plusieurs événements ont changé la donne. Entre autres la limite de la crise géopolitique survenue suite à l'invasion du Kuweit par l'Iraq et qui a montré la minimisation des risques de ruptures. Le progrès technique a ouvert une nouvelle ère d'abondance énergétique, suite à la diminution des coûts d'exploration et de production.

Troisième phase : à partir de 2001

L'attentat de septembre 2001, puis la guerre de l'Iraq ont remis sur le devant de la scène le débat sur la sécurité énergétique. Ces événements sont aussi importants que le développement accéléré de la Chine et de l'Inde, qui a renforcé le risque de pénurie et la résurgence des tensions autour des réserves et de l'envolement des prix. À côté des risques politiques et économiques s'ajoute des rapports de forces jusque-là ignorés¹. La question environnementale constitue un nouveau défi à la sécurité d'approvisionnement dans les années à venir.

Un observateur averti de l'évolution de la préoccupation de sécurité énergétique, aura remarqué sans doute que le souci de sécurité s'est clairement déplacé à partir d'une préoccupation ayant trait à la sécurité physique d'approvisionnement, il révèle désormais d'une attention accrue aux conditions économiques.

De nos jours : « la sécurité énergétique s'applique à toutes les sources d'énergie ; elle est finalement établie comme étant un problème mondial renforcé par le souci de l'environnement »²

b) Définition de la sécurité d'approvisionnement énergétique

Il n'existe pas une définition consensuelle de la sécurité d'approvisionnement énergétique car elle varie d'une région à l'autre, étant une conséquence directe du bilan énergétique de

¹ J.Adda et Al.*Europe et Sécurité Energétique*.Rapport du comité d'analyse et de réflexion sur l'actualité.Paris :Association des auditeurs de l'institut des haute études de la défense nationale .P .03.

²Von Anne Neumann. *Security of supply in liberalized European gas market*. Europa Universitat Viadrika, Frankfurt,p.11.

chaque acteur et de sa position dans le système énergétique international¹. Néanmoins, quelques définitions peuvent être proposées :

- La sécurité énergétique est « un terme qui s'applique à la disponibilité de l'énergie tout le temps sous diverses formes avec des quantités suffisantes et à des prix abordables, sans important impact sur l'environnement »². Les éléments qu'on peut tirer de cette définition sont la variété de formes d'énergies qui correspond à la diversification du bouquet énergétique et la recherche du « prix raisonnable », ce qui est difficile à obtenir vu la divergence d'intérêts entre producteurs et consommateurs. L'impact de la consommation d'énergie sur l'environnement, ce point fait référence à l'inclusion des coûts environnementaux dans les coûts réels de l'énergie. (mots-clés : disponibilité, prix, impact sur l'environnement)
- Certains pensent que la meilleure façon d'aborder la sécurité d'approvisionnement énergétique, c'est en s'appuyant sur « le processus de management de risques »³. Les partisans de cette idée pensent que chaque temps présente ses propres risques, leurs degrés d'importance, leurs implications, et aussi leurs propres manières de management.
- Pour d'autres, la sécurité d'approvisionnement énergétique est assurée lorsque les produits énergétiques nécessaires au bon fonctionnement de l'économie et au bien-être des citoyens, sont physiquement disponibles en continuité sur le marché à un prix accessible à tous les consommateurs, dans le respect des préoccupations environnementales, dans le présent et dans l'avenir prévisible ⁴. Selon cette définition la sécurité d'approvisionnement énergétique est indispensable au développement économique qui n'est possible que seulement si l'énergie est disponible à un prix acceptable, dans le respect l'environnement d'une façon durable.

¹ Daniel Yergin. *Ensuring energy security: old questions, new answers* .Foreign affairs, marsh/April 2006 ,P.07.

²Thomas Johansson, José Goldem. *World energy assessment. Overview* .2004. New York. United Nations Development Programme .2004, p.42. Disponible Sur: www.undp.org/energy/weaover-2004.Htm, (Consulté : 06/09/2009)

³NEUMANN VON Anne. Op.cit., p.11.

⁴FURFARI, Samuel. *Le Monde de l'Energie: Enjeux Géopolitiques .Tome 2(cartes en mains)*. Paris : Technip, 2007, P.07.

Selon nous, la sécurité d'approvisionnement énergétique : « c'est une préoccupation multifactorielle qui oppose des multi-intérêts de différents acteurs (consommateurs, producteurs et compagnies). L'objectif du « management de la sécurité », c'est d'assurer la disponibilité, la durabilité de l'approvisionnement, mais également d'honorer les engagements entre les acheteurs et les vendeurs à un prix raisonnable pour les deux parties ». Cependant, la quête du prix raisonnable une tâche sensible et qui alimente souvent les conflits entre acheteurs et vendeurs qui surenchérissent tous deux en matière de procès d'intention. Donc, l'absence de consensus sur la définition n'exclut pas l'existence des risques, ces derniers ne sont pas statiques mais se métamorphosent dans le temps et dans l'espace.

2.1.1. Les risques d'approvisionnement énergétique

Les risques peuvent être classés selon trois dimensions essentielles : la nature, le temps et l'espace.

a) Selon la nature du risque

- Interruption physique : il s'agit d'une interruption des livraisons physiques de l'énergie à long terme initiée par des décisions politiques (par exemple : un embargo), d'un épuisement d'une ressource pour une durée variable, pour des raisons internes dans un pays fournisseur (grève, guerre civile) à court terme ou pour des raisons politiques dans un conflit régional, ou un différend commercial (Ukraine, Biélorussie).
- Une flambée des prix suite à une entente des principaux acteurs du marché (monopole, cartel, spéculation).

b) Selon le temps

La dimension temps dans la sécurité d'approvisionnement énergétique est très importante.

- Dans le court terme : une perturbation soudaine et inattendue qui peut se produire sur l'approvisionnement en électricité, gaz naturel, pétrole, ou charbon. La perturbation est due principalement à des opérations de sabotage, à des grèves, à des

manifestations sociales¹, à des crises politiques, à des problèmes techniques, ou à des catastrophes naturelles.

- Dans le long terme : ce genre de risques est à la fois prévisible et durable en raison de l'écart entre la demande et l'offre², du manque de ressources ou d'investissement.

c) Selon l'espace³

L'impact de la perturbation d'approvisionnement peut s'étendre au niveau local, national ou international. Le choc pétrolier de 1973 et celui de 1979 nous ont permis de tirer des leçons en ce sujet.

2.2. Sécurité d'approvisionnement gazier de l'Union Européenne : le dilemme

L'Union Européenne ne possède pas suffisamment de gaz naturel pour subvenir à ses besoins, surtout avec l'épuisement de ses anciens gisements, ce qui fait qu'elle se tourne d'avantage vers l'importation des autres pays soit européens ou étrangers.

2.2.1. La situation de l'Union Européenne

Aujourd'hui les européens consomment plus de gaz par unité de Pib qu'il ya trente ans⁴.le gaz naturel est devenu donc une énergie de premier choix dans le bouquet énergétique de l'Union Européenne. Il constitue 24% de sa consommation en énergie primaire pour un volume de 492,5 milliards de mètres/cubes en 2010⁵. L'ensemble des scénarios proposés par les instances internationales et les experts des questions énergétiques s'accordent à penser que cette tendance va se poursuivre.

Cependant, La production de l'Union Européenne des 28 s'élève à 146,8 Bm³ en 2013 et sa participation dans la production mondiale n'a pas dépassée le 4.3%, soit avec une régression de 53%⁶.

Le fossé grandissant entre production et consommation se traduit par un niveau d'importation croissant et donc une dépendance de plus en plus élevée aux fournisseurs étrangers

¹CHEVALIER, J-M. *Security of energy supply for the European Union*.International journal of European sustainable energy market,2005, P.02.

²EGENHOFER,C.,LEGGET. *Security of energy supply: a question for policy or the markets?*CEPS Task Force Reports. Brussel, 2001,p.04.

³CHEVALIER, J-M, *security of energy supply for the European Union*,Idem. P.02.

⁴CHEVALIER, J-M. *Les nouveaux défis de l'énergie: climat-économie-géopolitique* , Op.cit.,P.222.

⁵commission européenne.*EU energy in figure and factsheets*(révision 2011), P.27.

⁶BP, *Statistics Review of the World* .2014,Op.cit., P.22.

principalement à la Russie, la Norvège et l'Algérie. Vu le caractère critique de la situation nous pensons que le recours à l'importation est moins un choix discutable qu'une nécessité.

En 2009, la dépendance de l'UE-27 aux pays-tiers producteurs est très marquée : 64% de la consommation communautaire est importée¹. Les taux d'importation de pétrole et de gaz se trouvent relativement au niveau des 80% et 60% de la consommation européenne. Ces pourcentages sont amenés à augmenter davantage en raison du déclin rapide des gisements de pétrole et gaz en mer du Nord. Certes, l'Europe possède d'abondantes réserves de charbon mais compte tenu de son ambitieux objectif de réduction des émissions de CO2 d'au moins 20% d'ici 2020, cette énergie n'est pas une option très attrayante du moins aussi longtemps que la capture du carbone et son stockage(CCS) demeurent trop coûteux pour pouvoir être adoptés à une échelle industrielle². Plus encore, 85% des importations de l'UE sont concentrées entre les mains de trois pays producteurs : la Russie, la Norvège et l'Algérie.

A première vue, ce taux inquiétant pour les européens cache une autre réalité : les pays importateurs se montrent aussi dépendants par leurs importations aux pays européens. D'où la discussion autour de la question de dépendance ou d'interdépendance, c'est à dire « qui dépend de qui ? » revient sur la scène énergétique.

L'Europe, ne possédant que des réserves propres limitées, manque relativement de ressources propres d'hydrocarbures. Ce handicap énergétique constitue le talon d'Achille de la puissance économique de l'Europe. En effet, les caractéristiques du marché du gaz naturel de l'Union Européenne mettent en évidence un bon nombre de points de faiblesse de l'Union vis-à-vis la sécurisation de son approvisionnement.

L'Europe possède des entreprises leaders dans pratiquement chaque segment du marché, tant dans la production d'électricité (EDF, EON), de pétrole ou de gaz (BP, Total, GDF Suez, Shell). Le gaz naturel est la source d'énergie qui attire le plus d'intérêt dans les débats sur la sécurité énergétique européenne. Le progrès de sa part de marché a été rapide compte tenu de son attractivité sur le plan économique et environnemental. Les turbines de gaz à cycle combiné

¹GRAND, Emmanuel, VEYRENC Thomas.Op.cit., P.48.

²CHEVALIER, J-M .*Les Nouveaux Défis de l'Energie: Climat-Economie-Géopolitique*. Op.cit., P .222.

(CCGT) sont devenues la technologie de choix pour les investissements privés face aux incertitudes des marchés de l'électricité en voie de libéralisation en Europe¹

Grâce à une infrastructure du transport routier, maritime et ferroviaire développée et des liens historiques avec les exportateurs de gaz naturel, les européens consomment plus de gaz par unité de PIB qu'il y a trente ans. Ceci entraîne évidemment quelques risques. Les nouvelles augmentations du prix du gaz (fortement probable notamment une fois que la Russie commencera à exporter du gaz vers l'Asie) ou des interruptions d'approvisionnement physiques pourraient avoir ainsi des impacts plus importants sur l'économie européenne.

En 2020, l'Europe consommera plus de gaz qu'aujourd'hui. Face à cette situation, l'Europe ne possédant que des réserves propres limitées, dispose toutefois de l'avantage géographique : les 2/3 des réserves mondiales sont situées à 3000 Kilomètres au plus du continent européen. Ce n'est pas un détail négligeable car cela signifie que l'Europe a la possibilité de diversifier ses fournisseurs et de s'alimenter par gazoducs ou GNL sans subir des surcoûts d'acheminement.

Les importations de GNL augmentent annuellement de 7,5% comparées aux 5,1% des importations par tuyaux et aux 2,1% de la consommation. Le commerce global de GNL sera alimenté par le champ gazier géant « North Stream » du Qatar estimé à environ 900 trillions de mètres/cubes et qui constitue ainsi, à lui seul, 14% des réserves de gaz mondiales².

2.2.2. Les vulnérabilités de l'Union Européenne

Nous pouvons classer les vulnérabilités auxquelles est exposée l'UE comme suit :

- L'absence de solidarité entre États membres pour des raisons techniques.

(Interconnexion des réseaux), économiques (industrie nationale et niveau des investissements) et politiques (volonté d'agir ensemble)³.

¹Idem. P.219.

²CHEVALIER Jean-Marie .*Les nouveaux défis de l'énergie: climat-économie-géopolitique* .Op.cit., P.222.

³CHEAR.L'union européenne face à la sécurisation ses approvisionnements stratégique. Comité 3, 45 session national. ,2009 ,pp.164 -165.Disponible sur :

www.ihedn.fr/userfiles/file/larecherche/rapports/45sn.../SN45_T1_3.pdf

- Le risque terroriste et/ou l'instabilité internationale : l'attentat commis en 2003 contre le superpétrolier français Limburg au large du Yémen¹, et récemment, l'attentat de Teguentourine en 2013. Ces deux événements révèlent le risque terroriste visant les artères du trafic énergétique.
- les crises à répétition entre la Russie et l'Ukraine en 2006 et 2009, et plus encore en 2014 annoncent le début d'un conflit qui risque de durer encore ; et les événements en Crimée, jusqu'à la rédaction de ce travail (février 2015), ne connaissent pas leur dénouement et laissent planer l'incertitude autour de l'avenir de la région et du marché gazier européen.
- L'alternative de remplacer le gazoduc provenant de Russie par le GNL des méthaniers est aujourd'hui incertaine en raison du nombre insuffisant d'infrastructures de gazéification et de liquéfaction².

La double faible diversité des sources et ressources d'approvisionnement en gaz. D'une part l'importation européenne provient de certains pays clefs comme la Russie la Norvège et l'Algérie. D'autre part, le poids du gaz naturel dans chaque bilan énergétique des pays de l'UE étant variable, les volumes importés peuvent être plus ou moins importants³. Cette faible diversification laisse l'UE soumise à deux contraintes pour le gaz : l'accroissement continu de sa dépendance aux importations et l'accroissement de la dépendance de l'économie européenne au gaz naturel⁴

Si nous ajoutons à ces vulnérabilités la nouvelle organisation du marché européen suite à la démarche de libéralisation de l'industrie gazière, la sécurité d'approvisionnement se voit pleinement bouleversée. Les experts parlent d'ores et déjà de l'ère de la transition énergétique.

¹BICHARA , Khadar. *Quelle sécurité énergétique pour l'UE?*.Le cas du pétrole et du gaz naturel . Géostratégiques n° 20, juillet 2008, P.01.

²CHEAR.Idem.P.158 .

³LOCATELLI ,Catherine.*Les enjeux de sécurité dans la relation gazière UE-Russie* . Manuscrit auteur. Publié dans Revue d'Economie Industrielle.n°143 .2013.

⁴Mouvement Européen France – Gironde *.L'énergie et l'Union Européenne* .Fiche EE17.Mars 2009,P.01 Disponible sur : www.mouvement-europeen.eu (consulté le 15/05/2008)

2.2.3. Sources et mode d'acheminement de gaz naturel à l'Union Européenne

L'approvisionnement du gaz peut se faire principalement par gazoducs sous forme de gaz comprimé ou bien grâce aux infrastructures d'importation de GNL. Mais il se fait souvent avec la combinaison de ces deux modes de transport.

La difficulté relative de transport du gaz naturel a longtemps représenté un frein au développement de son commerce international. Les progrès technologiques ont permis le développement des échanges et un nombre croissant de pays ont pu ainsi accéder au gaz naturel dans des conditions favorables. Ce qui a principalement profité au GNL. En 2011, les quantités de gaz échangé dans le monde atteignent 1030 Gm³, soit 31% de la production commercialisée. Le commerce par gazoduc s'établit à 707 Gm³, celui par GNL à 324 Gm³ ¹.

Pour ce qui concerne l'Union Européenne et en dépit d'une capacité d'accueil fortement accrue, ses importations gazières dépendent essentiellement des gazoducs en provenance de Russie, de Norvège et d'Algérie. Néanmoins, chaque mode d'acheminement possède des atouts et des inconvénients.

a) L'approvisionnement par gazoduc

Rappelons qu'un gazoduc est une canalisation assurant le transport d'un gaz sous haute pression et sur de longues distances. Qu'il soit terrestre ou sous-marin, il se raccorde à des réseaux internationaux et achemine le gaz en différents points du monde. ²

Ce moyen demeure le principal moyen d'acheminer le gaz naturel car le marché mondial répond encore aujourd'hui à une logique de proximité entre producteur et consommateur ³. Le réseau de gazoduc dans le monde dépasse 1 million de Km, dont le quart (250 000 Km) pour la seule Union Européenne ⁴.

L'Europe est la principale zone où les échanges par gazoduc ont une importance stratégique pour l'approvisionnement gazier, complétés par des importations toujours croissantes de GNL croissantes (91 Gm³ en 2011). 71% de la demande sont couverts grâce aux

¹ ROJEY et al. *Le gaz naturel : de la production aux marchés*. Paris :Technip, 2013, P.447.

² ENI. *Gazoduc*. Disponible sur : <http://fr.eni.com/lexique/terme/gazoduc-33.html> (Consulté: 23/03/2014).

³ CHEAR, Op.cit. P.162.

⁴ ROJEY, Idem. P.448.

importations par gazoduc : 129Gm³ depuis la Russie, 93 Gm³ de Norvège, 33 Gm³ d'Algérie, 2.3 Gm³ de Lybie.

La constitution d'un réseau de gazoducs interconnecté a commencé en Europe dès les années 70, suite à la signature des contrats internationaux de gaz naturel portant sur l'exportation du gaz de Groningue. Le développement s'est poursuivi avec les gazoducs sous-marins depuis la Norvège, l'Algérie et la Lybie, permettant la constitution d'un réseau européen nord-sud et est-ouest¹. Grâce aux contrats internationaux de gaz naturel, un réseau interconnecté de gazoducs s'est rapidement développé.

- Développement du réseau de gazoducs

Au début des années soixante, plusieurs gazoducs ont été posés entre l'Union européenne et l'ancien bloc de l'Est. Cela a été rendu possible grâce à l'évolution favorable de la situation politique en Europe Centrale et de l'Est. L'Union européenne a ainsi considérablement renforcé son approvisionnement.²

Prenons comme illustration la Belgique qui se considère comme un nœud essentiel du réseau de transport européen. Des gazoducs à haute pression amènent le gaz naturel dans ce pays depuis les Pays-Bas, la Norvège, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Des méthaniers livrent à Zeebrugge du GNL qui provient surtout du Qatar³.

Etant donné que la Belgique importe du gaz naturel de plusieurs pays, elle ne dépendra pas d'un seul fournisseur. Son approvisionnement en gaz naturel est de ce fait toujours garanti. Dans la mer du Nord, près de 2000 km de gazoducs - notamment les Norpipe, Statpipe et Europipe - relient les champs gaziers norvégiens avec Emden, sur la côte allemande.

Le Zeepipe assure depuis 1993 le transport du gaz naturel norvégien entre le champ de Troll (Norvège) et Zeebrugge. Plus tard, le Zeepipe a été dédoublé, de sorte qu'un gazoduc aboutit également à Dunkerque.

¹ Idem.P.449.

² Gaz naturel .Un réseau de pipeline.Disponible sur : <http://www.gaznaturel.be/professionnel/le-gaz-naturel/ou-trouve-t-on-le-gaz-naturel/un-reseau-de-pipeline> (Consulté:13/10/2012).

³ Idem.

L'Interconnector a été mis en service fin 1998, entre Bacton, sur la côte britannique, et Zeebrugge. Il assure le transport du gaz naturel britannique vers l'Europe continentale et inversement. Fin 2006, un deuxième pipeline (le BBL) a été mis en service entre Bacton et le continent.

Les plus importants gazoducs relient la Russie à l'Europe via l'Ukraine, l'Algérie à l'Espagne à travers le gazoduc Medgaz ou encore les projets Nord Stream reliant la Russie à l'Allemagne par la mer Baltique et Nabucco reliant le gaz de la mer Caspienne à l'Europe en passant notamment par la Turquie.

Les méthaniers déchargent leur cargaison dans des terminaux de regazéification (en France, sites de Fos-sur-Mer et Montoir-de-Bretagne, prochainement Antifer). Le GNL y est regazéifié avant d'être acheminé par gazoducs depuis le terminal jusqu'aux réseaux de distribution en fonction de la demande.

Plusieurs infrastructures de gazoducs ont vu le jour. D'autres resteront de simples projets, Nous citerons entre autres, South -stream¹, un projet de gazoduc géant ; c'est même le plus grand projet énergétique au monde à ce jour et repose ainsi sur un tracé de distribution qui évite soigneusement l'Ukraine. Lancée dès 2007, l'idée d'un gazoduc qui relie la Russie à la Bulgarie, la Serbie, la Hongrie et Italie en passant par la Turquie a mis du temps à se mettre en place et les travaux n'ont réellement débuté qu'à la fin de l'année 2012. South-stream devrait permettre de transporter 63 milliards de mètres cubes de gaz par an vers l'Europe, soit 10% de sa consommation en 2020, pour un coût estimé à 16,6 milliards d'euros.

b) L'approvisionnement de GNL (par méthanier)

Les importations de GNL présentent l'avantage de rompre le lien physique entre le producteur et le consommateur, matérialisé par un gazoduc. Ces importations permettent donc une plus grande flexibilité et la diversification des sources d'approvisionnement en gaz. Les

¹L'énergie en questions . *Les enjeux de l'acheminement du gaz vers l'Europe*. Disponible sur : www.lenergieenquestions.fr/les-enjeux-de-lacheminement-du-gaz-vers-leurope, (consulté: 17 /06/ 2013).

échanges mondiaux de GNL, qui constituent déjà 15% des importations et continuent à monter rapidement¹.

Le transport en GNL ne se justifie en général qu'au-delà d'une certaine distance. Pour un débit annuel de 10 milliards de m³, une équivalence économique entre gazoduc et chaîne GNL se dégage pour une distance de transport comprise entre 4000 ET 6000 Km².

Ce moyen de transport permettrait à l'Europe d'importer à partir d'autres pays, comme la Norvège et l'Algérie et de réduire ainsi ses importations venant de la Russie. et pourquoi pas du Moyen-Orient. Les ambitions (et la concrétisation) du Qatar dans l'augmentation des volumes de GNL est un signe avant-coureur du rôle que veut et va jouer ce pays du Golfe Persique dans les années à venir.

Au dernier trimestre de l'année 2011, huit pays de l'UE possèdent des terminaux de regazéification. Dans son ensemble, l'UE totalise 19 terminaux et une capacité de regazéification d'un peu plus de 130 Mtpe ; ce qui lui confère collectivement, avec 21% des capacités mondiales d'importation de GNL, la seconde place juste derrière le Japon ³.

En France, le chantier d'un terminal méthanier capable d'accueillir le transport et la transformation du GNL a été lancé à Dunkerque en octobre 2012, avec une mise en service prévue en 2015. Le terminal sera le plus important de l'Europe continentale (capacité annuelle de regazéification de 13 milliards de m³, soit 20% de la consommation annuelle française et belge⁴).

Cependant, selon certains experts l'Union européenne risque de perdre des milliards d'euros en construction d'infrastructures gazières pour diminuer sa dépendance vis-à-vis du gaz russe, alors que la demande en gaz va diminuer au cours des prochaines décennies⁵..

¹CHEVALIER Jean-Marie .*Les nouveaux défis de l'énergie: climat-économie-géopolitique* .Op.cit., P.222,

²ROJEY et al.Op.cit.,P.327.

³RIVIERE, Nicolas. *La libéralisation du marché gazier européen: un effet d'aubaine pour la Russie ?* Thèse présentée pour obtenir le grade de docteur de l'université Montpellier 1, Soutenue le 09/01/2013,P.92.

⁴Energie en question ,Op.cit.

⁵EURACTIV .*L'UE risque gros en misant sur des infrastructures gazières obsolètes*.Disponible sur : www.euractiv.fr/sections/energie/lue-risque-gros-en-misant-sur-des-infrastructures-gazieres-obsolètes-308642 (Consulté : 23 /09/2014).

Des objectifs (40 % de réduction d'émission de CO₂, 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen et 30 % d'augmentation d'efficacité énergétique d'ici à 2030) sont discutés lors d'une réunion sur le climat des chefs d'État à Bruxelles en octobre 2014¹.

L'Union Européenne est liée par plusieurs projets de gazoducs qui transporteront du gaz naturel venant de plusieurs pays ; d'autres sont reportés pour une raison ou une autre, souvent la rentabilité des projets est évoquée dans les négociations qui concernent l'achèvement des projets. La fiabilité des fournisseurs du gaz à l'UE influence la préoccupation sécuritaire des pays consommateurs. Or les principaux fournisseurs présentent un potentiel différent.

2.3. Analyse du couple : potentiel /fiabilité des principaux fournisseurs de gaz à l'Union Européenne

L'UE s'approvisionne essentiellement auprès de la Russie, de la Norvège et de l'Algérie. Le marché du gaz naturel de l'Union peut ainsi être qualifié de régional.

2.3.1. La Russie

La Russie est un véritable géant gazier car elle détient plus de 23,9 % des réserves mondiales. Concernant la production de gaz, la Russie s'est classée en 2012 au deuxième rang des pays producteurs après les Etats-Unis avec une part de 19,1% du volume mondial de production².

La Russie fournit 35% des besoins en gaz à l'Union Européenne. En 2013, l'entreprise Gazprom a exporté 146 milliards m³ de gaz vers l'UE³. Ce volume important de gaz importé est le résultat d'une combinaison : exploitation nationale + une importation des pays caspiens. En 2008, le volume total de ses importations en provenance des pays de la Caspienne s'élevait à 66,1 Gm³. Mais pourquoi l'Europe importe-t-elle autant si elle détient d'importantes réserves ?

¹Idem.

²IEA.Key World Energy Statistics .2013.Op.cit.,P.13.

³Oleg Oboukhov . *L'UE veut diversifier ses sources d'approvisionnement* .Disponible sur : http://french.ruvr.ru/2014_04_02/Diversification-des-livraisons-l-UE-attend-du-gaz-naturel-liquefie-les-USA-ne-se-depechent-pas-a-en-fournir-752(consulté : 02/04 / 2014).

La réponse réside d'abord dans la volonté des russes de prolonger l'exploitation de leurs gisements qui nécessitent des moyens de financement indispensables à l'investissement dans l'industrie des hydrocarbures. En outre, l'exportation vers du gaz caspien russe peut être interprétée comme une stratégie agressive qui vise à minimiser la possibilité chez les européens de diversifier leurs importations de gaz caspien en s'adressant aux autres pays de la région.

Il est évident que le géant gazier russe, en dépit de son potentiel actuel et futur, ne se présente pas pour plusieurs pays européens comme un fournisseur idéal. Le manque de fiabilité de la Russie est redouté. Les crises à répétitions avec les pays de transit comme l'Ukraine, la Géorgie, la Biélorussie en sont la preuve et confortent les européens dans leur obligation à penser à la diversification de leur approvisionnement gazier.

Une autre partie des pays européens avance qu'il est presque impensable aujourd'hui de se passer de la Russie tant que l'Europe ne trouve pas un partenaire commercial de même importance énergétique. Quoique, la Russie de son côté cherche aussi la diversification d'approvisionnement en misant sur de lourds projets qui détournent les pays à risques (du point de vue Russe). L'analyse du potentiel ainsi que celle de la fiabilité de la Russie comme fournisseur principal de gaz nous révèle que ce voisin de l'Europe est un producteur de taille mais peu fiable.

2.3.2. La Norvège

La Norvège est l'un des plus gros pays fournisseurs d'hydrocarbures en Europe. Il a quelques années, les européens ont beaucoup compté sur sa fiabilité pour alléger les risques d'approvisionnement, notamment du gaz russe. Malheureusement, cette fiabilité s'est lézardée avec l'annonce par le ministre norvégien du Pétrole et de l'énergie **Tord Lien** en 2014 d'une augmentation insignifiante à court terme de la production nationale de gaz naturel.

La Norvège est soucieuse aujourd'hui de la stabilisation de l'extraction à 20 milliards de mètres cubes de gaz par an et ce pendant six ans¹. Selon toujours le ministre norvégien, « ... Le problème est qu'il n'y a pas de moyens pour augmenter la production à court terme. Les

¹ETWAREEA,Ram. *L'UE demande à la Norvège de lui exporter davantage de gaz*.Disponible sur : <http://app.letemps.ch> (consulté : 26 /09/2014).

gazoducs qui relient nos marchés fonctionnent déjà à un niveau optimal.»¹. La Norvège est ainsi décrite comme un fournisseur de taille et fiable à court terme.

2.3.3. L'Algérie

En 2012 et 2013, approximativement 90% des exportations du gaz naturel Algérien est destiné à l'Europe, principalement à l'Espagne, l'Italie et la France². Ce volume est transporté à 70% par gazoduc, et le reste par méthanier (GNL). De ce fait l'Algérie est considérée comme le deuxième plus grand fournisseur du gaz naturel de l'Europe en dehors de la région.

Néanmoins, les exportations du gaz naturel de l'Algérie ont graduellement diminué au cours de la dernière décennie, du fait de la régression de la production et de l'augmentation de la consommation intérieure.³

Cette situation inconfortable pour l'Algérie peut être remédiable car selon une étude de IEA (U.S Energy Information Administration), l'Algérie détiendra la troisième place au niveau mondial pour les réserves de gaz de schiste avec 707 Tcf⁴. Mais cette perspective d'exploiter le gaz de schiste suscite une polémique et une grogne sociale qui se sont exprimées à travers des manifestations à Ain Salah (Sud Algérien) en janvier 2015. Le gouvernement répond par un discours d'apaisement en avançant qu'il ne s'agit que des simples études exploratrices. Nous pensons vivement que l'Algérie en état actuel des choses se focalisera sur le schiste, les estimations montrent que ses exportations vont être consolidées.

2.4. Les solutions pour pallier à la faiblesse gazière de l'Union Européenne

Des solutions comme la maîtrise de la demande, la diversification des sources et ressources, la valorisation de la concurrence, la promotion des relations externes, le maintien du stock stratégique, et l'adoption de la stratégie « down stream » sont censées apporter assurance à l'UE pour ses approvisionnements en gaz naturel.

¹ Idem.

² BP .Statistical Review of the World Energy.2014.Op.cit.P.21.

³ EIA.Analysis Algeria. Disponible sur : www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ag (Consulté le 08 Octobre 2014).

⁴ Idem.

2.4.1. Maitriser la demande

Les marges de manœuvre sur un accroissement de l'offre communautaire sont faibles au regard des besoins alors que celles sur la demande apparaissent plus prometteuses. L'amélioration de l'efficacité énergétique est tolérée, la manière la plus courante pour apprécier cette amélioration est de mesurer la quantité d'énergie utilisée pour produire un dollar de PIB. L'Asie en développement est peu performante et dispose donc d'un potentiel de progression très important. Dans ce domaine, le Japon est en revanche au meilleur rang mondial.

Loin des grandes nations, la Banque Asiatique de Développement a décidé de lancer un projet sur l'amélioration de l'efficacité énergétique, sous forme de programmes d'assistance financières ou techniques¹, Une telle initiative peut être une source d'inspiration pour l'Union Européenne

Dans ce cadre, La Commission européenne a complété mercredi 23 juillet 2014 le Plan d'action de l'Union européenne contre le changement climatique, avec un objectif de 30 % pour les économies d'énergie à réaliser d'ici 2030²

2.4.2. Diversifier les sources et les ressources

La diversification des sources consiste à ne plus compter sur une offre concentrée dans la main d'un petit nombre de fournisseurs, mais de trouver ailleurs de nouveaux fournisseurs. Par exemple au Moyen-Orient (principalement auprès du Qatar) et aux USA. D'autant plus que les estimations avancent que les USA seront dans les années à venir un exportateur net de gaz naturel .

La diversification des ressources consiste quant à elle à accélérer le développement des énergies renouvelables en adoptant une stratégie intégrée à long terme pour promouvoir les

¹ CHEVALIER Jean-Marie .*Les nouveaux défis de l'énergie: climat-économie-géopolitique* .Op.cit. P.217.

²Le monde. *Bruxelles appelle l'UE à réaliser 30 % d'économies sur l'énergie pour 2030* . Disponible sur : www.lemonde.fr/planete/article/2014/07/23/ue-bruxelles-fixe-un-objectif-de-30-d-economies-d-energie-pour-2030_4461774_3244.html (consulté: 23.07.2014)

énergies renouvelables à l'échelle européenne¹. Elle devrait prendre en compte la variété appréciable des mécanismes de promotion existant à l'heure actuelle dans les différents États membres, ainsi que les divergences régionales et géographiques. Augmenter la part des énergies renouvelables dans la satisfaction de la demande, étudier la possibilité d'utiliser le gaz de schiste se trouvant sur le territoire européen. Certains gouvernements et parlements ont déjà commencé à lever les moratoires sur son exploration².

2.4.3. Favoriser la concurrence

L'encouragement de la concurrence dans le secteur gazier par le biais de la libéralisation du marché gazier va permettre de revoir la durée et les clauses des contrats, de penser à valoriser les centrales d'achats, et enfin parler d'une seule voix face aux fournisseurs externes.

2.4.4. Valoriser les politiques extérieures

L'Union européenne est appelée à mettre sur pied une politique extérieure cohérente et ciblée en matière énergétique et avec un double objectif :

- Renforcer la sécurité collective de l'UE en matière énergétique.
- Contrecarrer efficacement d'éventuelles stratégies menées par les principaux fournisseurs externes.

Cependant, la réalisation de ces objectifs est conditionnée par la création d'un marché intérieur de l'énergie. Chose qui est difficile à réaliser, du moins dans un avenir proche, selon les experts³.

L'UE doit engager un dialogue franc et mutuellement bénéfique selon le rapport gagnant /gagnant, même si cette équation n'est pas toujours facile à résoudre. la diplomatie aura sans doute son mot à dire.

¹Groupe solution énergie, *Vers un mécanisme européen de soutien intégré*, Disponible : <http://www.groupesolutionenergie.com/mix-energetique-lue-a-besoin-dun-objectif-contrainant-pour-2030> (consulté :10/05/2013)

² TV5 monde. *Gaz de schiste quels avantages ? Quels risques ?* Emission hebdomadaire Géopolitis.TV5 monde Diffusée le : 04/04/2013

³Entretien avec Jean -Marie Chevalier, professeur .Université Paris Dauphine. Domaines de recherches : économie industrielle, économie énergétique, lieu :Université Paris Dauphine .date :09/02/ 2014.

2.4.5. L'intégration en amont via « l'Equity Oil »

A la fin de l'année 1980, la Chine a lancé sa politique de « going-out » par l'acquisition de participations dans l'exploration et la production à l'étranger, c'est-à-dire sur des territoires non-chinois, et ce afin à la fois de sécuriser ses approvisionnements (en ayant des droits sur les réserves), et de créer des acteurs gaziers compétitifs à l'échelle internationale.

Cette entrée en amont permet ainsi, par une intégration verticale, de réacheminer éventuellement les flux physiques en cas de difficulté, quelle qu'en soit la nature, à un niveau ou un autre de la chaîne d'approvisionnement. Cette politique ne fait cependant consensus, l'AIE doutant de son efficacité et invitant à privilégier des « solutions de marché ».

2.4.6. La constitution de réserves stratégiques

Les réserves stratégiques sont un outil essentiel pour parer aux effets des ruptures d'approvisionnement en gaz. D'ailleurs historiquement, c'est le premier outil le adopté par les pays importateurs pour atténuer les risques d'approvisionnement engendré lors du premier et deuxième choc pétrolier. A cet égard, l'AIE exige de ses membres un stock de réserve équivalent 90 jours d'importations nettes de pétrole.

Conclusion

L'UE est paradoxalement un géant « gazivore » avec une part de consommation de 13,1 % et un nain gazier puisqu'elle ne produit que 4,3 % de la production mondiale de gaz naturel. Cette faible participation s'explique par le fait que ses réserves n'ont pas dépassé 1,6 (Tcm) à la fin de l'année 2013, c'est-à-dire pas plus de 0,8% des réserves mondiales.

Face à cette faiblesse, l'U.E. se trouve en situation de dépendance vis-à-vis des pays fournisseurs externes et s'évertue constamment à trouver des mécanismes pour garantir sa sécurité énergétique en matière d'approvisionnement gazier.

Elle s'approvisionne essentiellement de la Russie, la Norvège et l'Algérie, toutefois le poids de ces trois fournisseurs en terme de volumes et de fiabilité est différents, l'analyse du couple taille/fiabilité de ces trois fournisseurs, nous a révélé que ça n'existe pas le fournisseur de taille et fiable à la fois, personne ne peut nier le poids gazier de la Russie, seulement sa relation avec l'UE, est souvent mise en loupe à chaque événement géopolitique, les expériences du passé

montrent la sensibilité européenne vis-à-vis la Russie. L'Algérie de sa part, a tissé des liens forts avec l'Europe, mais le point noir dans est la capacité d'exportation de l'Algérie, enfin la Norvège, possède un grand potentiel, sa fiabilité n'est pas à discuter, malheureusement pour les européens, elle s'est engagée dans une politique de rationalisation de sa production pour assurer sa longévité gazière.

Chapitre 03: le marché gazier de l'Union Européenne en état de monopole

- L'industrie gazière : industrie de réseau
- L'industrie gazière en état de monopole

Introduction

Plusieurs pays ont été abrités pour longtemps des industries pas comme les autres, ce sont les industries de réseaux, comme la télécommunication, le transport ferroviaire, l'électricité et le gaz. Ils présentent presque les mêmes caractéristiques et conditions et visent à atteindre des objectifs similaires, et encore une fois leur organisation répond à la même logique. La réorganisation s'est apparue soutenue par le vent idéologique de « libéralisme ».

L'époque de la pré-libéralisation du marché gazier de l'UE est marquée par la présence d'industries de réseau car la plupart des marchés gaziers Européens sont contrôlés par des monopoles nationaux ou régionaux, généralement publics. La prééminence de ces monopoles est justifiée à l'époque par plusieurs arguments, la réglementation des réseaux étant alors indispensable pour veiller à l'établissement des bonnes pratiques. Ainsi, plusieurs méthodes ont trouvé usage

1. L'industrie gazière : une industrie de réseau

Certaines industries ont tendance à échapper aux règles de la concurrence et sont organisées, gérées ou surveillées de près par les pouvoirs publics ; ce sont les industries de réseaux.

1.1. Morphologie de réseau

Nous allons analyser dans ce qui suit la morphologie d'un réseau à travers la présentation de ses composants, et avant tout cela, de préciser le sens de réseau selon plusieurs points de vue.

1.1.1. Définition de l'industrie de réseau

Selon **Percebois**¹, « une industrie de réseau est une activité organisée autour d'une infrastructure lourde, c'est-à-dire pour laquelle le montant des coûts fixes est relativement élevé par rapport aux coûts variables ». Cette définition met en avant l'importance de l'infrastructure pour désigner une activité de réseau. Le transport et la distribution de gaz naturel par exemple, nécessitent la présence des moyens de transport comme les gazoducs et les méthaniers

¹ PERCEBOIS, Jacques. *Énergie et théorie économique : un survol*. Revue d'économie politique. Vol 111. novembre-Décembre. 2001, P. 814.

Pour **Piroveska**¹, « un réseau est une forme économique entre le marché et la hiérarchie, le réseau étant par nature associé à la concurrence imparfaite, il est générateur ou modérateur des coûts des transactions entre les partenaires économiques. Il contribue à façonner les structures du marché ». La définition de **Piroveska** insiste sur le rôle qu'un réseau est censé jouer pour modeler les structures de marché. C'est donc une pièce maitresse dans le puzzle économique car il oriente et organise les relations entre les agents .

D'après **Curien**², « l'industrie de réseau constitue un mode de coordination particulier distinct de la firme et du marché ». Il ajoute : « ce sont des objets technico-économiques complexes dont la fonction est de mettre en rapport des fournisseurs et consommateurs de certains biens et services ». La précédente définition fait la distinction entre deux approches qui portent sur les caractéristiques essentielles du réseau, le technique et l'économique (nous allons détailler ce point ci-après). Mais avant de développer les caractéristiques d'un réseau, il est important de comprendre de quoi il est composé.

De notre côté, nous pensons que le réseau est une combinaison d'une forme économique et technique, qui met en relations différents acteurs pour satisfaire les besoins des consommateurs.

1.1.2. Les composants de réseaux

Un réseau est composé généralement de trois couches, étroitement et verticalement liées : l'infrastructure, l'infostructure et les services.

a) L'infrastructure

C'est le support qui permet le déplacement des biens et des services offerts par le réseau. En quelque sorte, c'est la composante physique du réseau. Les infrastructures peuvent être matérielles (routes, voies ferrées) ou immatérielles (couloirs aériens, ondes hertziennes)³. Cependant, la composante matérielle est toujours présente : émetteurs et récepteurs par exemple.

¹ PIROVSKA, Margarita. *Liberalisation et élargissement: impacts sur l'organisation industrielle des marchés du gaz naturel en Europe de l'est*. Thèse de doctorat en Sciences Economiques .Université Paris Dauphine. Soutenue 25 avril 2002. P.52.

² CURIEN, P. *Economie et management des entreprises de réseaux : énergie et concurrence* . Paris :Economica .1992, p.13.

³ ANGELIER, Jean-Pierre, *Economie des industries de réseaux*. Grenoble :presses universitaires de Grenoble ,P.17.

On distingue également l'infrastructure longue distance généralement mailée et les infrastructures locales, le plus souvent arborescentes¹.

b) L'infostructure.

On la nomme également les services intermédiaires de maintenance de réseau. C'est en quelque sorte son système d'exploitation. Il s'agit donc de la structure fonctionnelle du réseau ; ses activités essentielles sont l'optimisation de l'utilisation de réseau, la coordination des flux. C'est le « dispatching » dans le cadre d'un réseau électrique, l'intelligence de communication (un système électronique qui permet la liaison entre l'appelleur et l'appelé) dans un réseau de télécommunication. Une des caractéristiques majeures de l'infostructure, c'est son autoconsommation. L'existence des services intermédiaires n'a de raison d'être qu'à l'intérieur d'un réseau précis².

c) Les services

C'est l'objet du réseau, c'est-à-dire les prestations fournies aux consommateurs. Il s'agit de la diffusion des programmes radio, des transmissions d'informations sur la météo, du transport de passagers et de fret, etc. Les prestataires des services finaux sont les utilisateurs de l'infrastructure de réseau. La nature des services offerts par les réseaux est particulière : elle correspond à des biens et services considérés comme essentiels. En France, on les appelle services publics. Dans les pays anglo-saxons, on parle d'« utilities ». Cette couche de réseau s'appuie sur l'infrastructure de réseau, et particulièrement sur les installations locales, qui se situent au contact direct de la demande³. Ci-dessous quelques exemples d'industries de réseaux

¹ ANGELIER, Jean-Pierre. *Economie de réseau : éléments et méthodes*. ,Grenoble :presses universitaires de grenoble PUG .P.09.

² ANGELIER, Jean-Pierre. *Economie des industries de réseaux*,Op.cit.,P.19.

³ ANGELIER, Jean-Pierre. *Economie de réseau : éléments et méthodes*. Idem.,P.09.

Tableau n° 3.1 : Présentation de quelques réseaux selon les trois couches

Les couches de réseau	Télécommunication	Transport aérien	Electricité
Infrastructure	Equipements de transmission interurbaine et de distribution locale	Aéroport et couloirs aériens	réseau très haute, haute, moyenne et base tension
Infostructure	Communication, signalisation : procédures d'acheminement des flux de communication au sein du réseau interurbain	Aiguillage du trafic	Dispatching(RTE)
Services finals	Téléphone, téléconférence, télécopie, transmission des données, accès internet	- Services finals rendus aux compagnies : des couloirs de circulation, des droits de décollage, atterrissage, etc.	Fourniture du courant électrique

Source : MIRABEL , François. La déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz
Paris :presses des mines,2012 .Op.Cit.,P.20.

Vérifions maintenant si l'industrie gazière correspond à une industrie de réseau, selon la morphologie des trois couches présentées ci-dessus.

- **L'infrastructure gazière :** les éléments matériels de l'infrastructure sont les installations qui permettent le transport du gaz. Il s'agit des canalisations (gazoducs) , des flottes maritimes (méthaniers), des stations de liquéfaction et de regazéification, des terminaux d'exportations, des compteurs de consommateurs.
- **L'infostructure :** elle correspond aux organes de gestion de flux, l'optimisation de l'allocation des quantités produites ou importées en fonction de la demande et des prix .
- **Les service finaux :** c'est-à-dire la satisfaction en gaz de la demande exprimée par les consommateurs selon leur nature (résidentiel ou industriel ou encore électricien) et aussi leur besoins. Ces services font souvent recours à une assistance technique, à une évaluation de la qualité des installations chez les clients.

Cette analyse nous a permis de prouver que l'industrie gazière est une industrie de réseau étant donné qu'elle représente la même morphologie, étalée essentiellement sur trois couches interdépendantes et complémentaires.

1.2. Caractéristiques du réseau

L'industrie de réseau est marquée par deux caractéristiques : l'une technique et l'autre économique, toutes deux permettant la création d'une forte dépendance entre la demande et l'offre sur le réseau.

1.2.1. Les caractéristiques techniques

D'un point de vue purement technique, on peut considérer le réseau comme une « interconnexion spatiale d'équipements compatibles »¹. Ainsi, plus il existe de liens entre deux point d'un réseau, plus celui-ci est interconnecté, moins les chemins individuels qui les relient ont un caractère stratégique puisqu'ils sont substituables.

Le caractère technique d'un réseau repose sur deux déterminants. D'une part, l'idée d'ubiquité : c'est le fait de bénéficier d'un bien ou service sans avoir à se déplacer. D'autre part, l'idée de la compatibilité : lorsque le processus de mise en conformité technique est laissé au marché, ce n'est pas la norme la plus efficace qui s'impose mais la mieux implantée à priori².

1.2.2. Caractéristiques économiques

D'un point de vue économique, le réseau est une forme d'organisation industrielle particulière, le support d'un mode de coordination spécifique d'activités économiques³. La spécificité ici se réfère aux actifs que l'on peut difficilement affecter à un usage autre que celui pour lequel ils ont été conçus. Dans l'industrie gazière, nous ne pouvons utiliser les gazoducs que pour le transport du gaz, et c'est également le cas pour les installations de liquéfaction et regazéification.

Le concept de coordination quant à lui, s'inscrit dans le cadre de l'économie néo-institutionnelle et trouve son origine dans les travaux de Ronald COASE, selon lesquels la firme existe dans la mesure où les coûts de transactions (coordination des activités productives) sont inférieurs aux coûts des transactions sur le marché.

¹ ANGELIER, Jean-Pierre, économie des industries de réseaux. Op.cit., P. 13.

² Idem. P.14.

³ Idem. .15.

Puisque les investissements nécessaires pour établir un réseau sont trop lourds, la mise en place de coordination, de rails, de câbles sur des milliers de kilomètres représentent des sommes colossales. Les activités de réseau sont donc très capitalistiques¹. Les coûts d'investissements dans l'industrie gazière sont astronomiques. Ainsi, un projet comme le gazoduc South Stream qui compte acheminer le gaz russe et casaque jusqu'en Autriche en contournant l'Ukraine pour desservir notamment l'Italie coûtera environ 25 milliards d'euro. Pour l'heure, l'Union investit dans l'infrastructure énergétique transeuropéenne (9,1 milliard d'euros en 2011), favorisant les interconnexions, la création de hubs gaziers et in fine l'émergence d'un marché pluraliste².

A ces caractéristiques, nous pouvons ajouter :

- le réseau est souvent un domaine privilégié aux activités porteuses de services publics : transport, télécommunication, énergie, etc. Donc la fourniture en gaz est une des missions du service public sous le contrôle de l'Etat.
- le réseau n'est pas statique, mais il évolue dans le temps et dans l'espace. Cette évolution se traduit par la **maturité** du réseau qui est atteinte lorsque la croissance de la demande peut être satisfaite par les infrastructures déjà existantes. La maturité de réseau gazier est réalisée lorsque celui-ci est à la mesure de satisfaire un niveau maximal de demande. Sur le marché gazier européen, le marché du nord-ouest est plus mature que celui de l'est.

1.3. Les déterminants de réseau

D'une manière concrète, procéder à l'évaluation d'une activité selon une batterie de critères permet de vérifier si elle constitue un réseau ou non. Ces critères sont majoritairement issus des externalités de réseau. A noter qu'on parle d'externalités lorsque les actions d'un agent économique ont des conséquences sur les coûts ou les prix supportés par d'autres agents ou sur le bien-être sans qu'il y ait transaction entre eux³.

En d'autres termes, on parle d'externalités lorsque les décisions de consommation ou de production d'un agent affectent directement la satisfaction ou le profit d'autres agents, sans que le marché évalue ou fasse payer ou rétribue l'agent pour cette interaction.

¹ESNAULT ,Benoit.Op.cit.,P.80.

² Gas in focus, *Les projets concurrents de gazoduc offrent à l'Europe divers moyens d'assurer son approvisionnement en gaz*. Disponible sur : www.gasinfocus.com ,(consulté :01/01/2014)

³ ANGELIER,Jean-Pierre. Economie industrielle : une méthode d'analyse sectorielles.Op.cit.,P.87.

Les quatre critères suivants apparaissent particulièrement intéressants pour déterminer un réseau : économie d'échelle et d'envergure, effet de club, subventions croisées, et enfin réglementation.

1.3.1. L'économie d'échelle et l'économie d'envergure

On parle d'économie d'échelle lorsque l'accroissement de la capacité de production s'accompagne d'une diminution du coût unitaire. On rappelle que les économies d'échelle surviennent si le coût moyen de l'activité décroît lorsque les quantités produites augmentent

L'économie d'échelle est engendrée suite à la synergie réalisée entre les opérations au sein d'un réseau. Elle peut résulter des décisions stratégiques ou des choix techniques. Ainsi les économies d'échelle dépendent de la taille des réseaux mais aussi de leur structure institutionnelle qui influe sur le choix des techniques.

Concernant l'économie d'envergure, on en parle lorsqu'à mesure qu'un réseau se développe, l'offre de services liés à ce réseau s'étoffe, ce qui contribue à l'amélioration de la satisfaction que l'utilisateur retire de son adhésion sans qu'il ait à payer plus cher pour autant¹, puisque ces améliorations proviennent de la décision d'autres agents de rentrer dans le réseau².

A titre d'exemple les économies d'envergure dans un réseau de télécommunication, ce sont les économies permises par l'acheminement simultané de la voix et de données sur une même infrastructure. Ce n'est pas rare de voir apparaître des économies d'envergure dans la production ; c'est le cas d'une firme qui produit plusieurs biens ou services (multi-produits), son coût unitaire de fabrication de ces biens est inférieur par rapport à plusieurs firmes.

D'un point de vue économique, les économies d'envergure désignent la possibilité des firmes de produire plusieurs biens ou services à un coût total inférieur à la somme des coûts si chacune des activités était produite isolément par des entreprises différentes.

La présence d'économies d'envergure et la diminution induite des coûts de production peut être un argument utilisé par la firme pour justifier un mouvement d'intégration verticale avec un contrôle des opérations successives jusqu'au consommateur final.

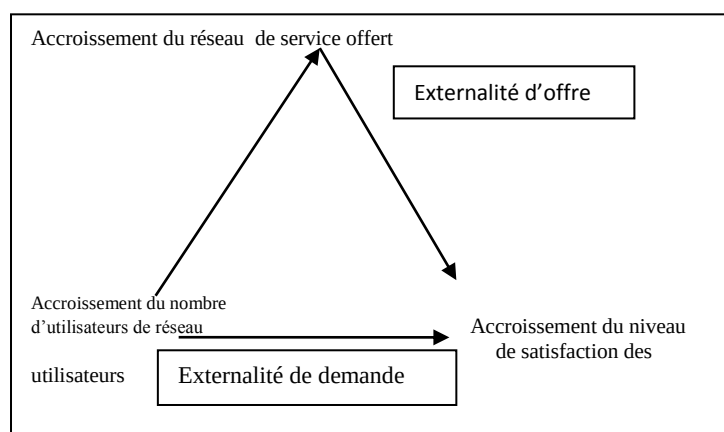
¹ ANGELIER Jean-Pierre. *Economie des industries de réseaux*. Op.cit., P.25 .

² ANGELIER, Jean-Pierre. *Economie industrielle : une méthode d'analyse sectorielles*. Op.cit., P.88.

1.3.2. L'effet de club

James Buchanan présente les effets de club comme « le fait que l'utilisateur d'un réseau voit sa satisfaction augmenter à mesure que le nombre d'adhérents au réseau s'élève, sans qu'il ait à payer plus cher »¹.

Les réseaux créent donc une communauté ou club de leurs utilisateurs, et en-deçà d'un éventuel seuil de congestion, chaque utilisateur voit sa satisfaction augmenter directement avec l'augmentation du nombre d'utilisateurs du même bien. Par exemple, la satisfaction d'un réseau téléphonique est plus forte si le nombre d'adhérents est grand. De ce fait, l'effet de club apparaît comme une externalité de demande (figure n°) qui s'exerce entre les usagers d'un ensemble de produits ou services compatibles²



Source : Idem.P.33.

Figure n°3.1 : les externalités de l'offre et de la demande

Le prix d'accès quant à lui s'abaissera à mesure que le nombre d'utilisateurs s'élève dans la mesure où les coûts de réseaux sont essentiellement des coûts fixes³.

Au-delà d'effets externes positifs, les industries de réseau connaissent parfois de fortes externalités négatives ; c'est le cas notamment lorsque le nombre d'adhérents au réseau s'accroît et que les investissements de l'opérateur en capacités ne sont pas suffisants. A titre d'exemple, les effets de club trouvent des limites dans la composante matérielle de l'infrastructure lorsque

¹ BUCHANAN James. *An economic theory of club*, *Economica*, n°32, February, p.1-14.

² MIRABEL, François. *Op.cit.*, P.32.

³ ANGELIER, Jean-Pierre, *Economie industrielle : une méthode d'analyse sectorielles*. *Op.cit.*, P.88.

les capacités arrivent à saturation. Donc, les risques de dysfonctionnement deviennent importants (black-out électrique, embouteillage). Pour y remédier, un rationnement sur l'usage du service quantitatif et qualitatif s'avère nécessaire dans la mesure où « même s'il y a non-rivalité sur le plan du nombre de bénéficiaires, la qualité du service s'en trouve souvent dégradée lorsque ce nombre progresse »¹.

1.3.3. Les Subventions croisées

Au sens strictement économique, un segment de marché est la source d'une subvention croisée s'il paye davantage que son coût de fourniture isolée (stand alone cost) ; c'est-à-dire le coût de service seul à l'exclusion de reste du marché. La firme utilise la possibilité de transférer une partie de ses coûts communs d'une activité vers une autre afin de procéder à certains rééquilibrages des prix entre les différents types de clientèles desservies.

D'une manière plus précise, on distingue deux grands types de subventions croisées² : Les subventions peuvent être instaurées pour financer les missions de service public avec des transferts de coûts d'une activité rentable qui financeront des segments d'activité non rentables, comme c'était le cas d'EDF avec la péréquation spatiale des tarifs avant l'ouverture à la concurrence. Généralement, il est plus judicieux de définir et d'éliminer les subventions croisées lorsqu'elles ne correspondent pas à des obligations de service public. La firme peut instaurer des subventions croisées pour évincer les firmes des marchés ouverts à la concurrence en reportant une partie des coûts non attribuables sur les segments d'activités en situation de monopole régulé.

Lorsqu'une firme fournit un bien sur deux marchés, un marché ouvert à la concurrence(S) et un marché réglementé (M-S) où les prix sont fixés par le régulateur en référence au coût de fourniture du bien, la tentation peut être grande de faire glisser une partie des coûts de l'activité concurrentielle vers l'activité réglementée pour baisser les prix et être compétitif sur le marché ouvert à la concurrence tout en gonflant les coûts de l'activité réglementée afin d'obtenir de la tutelle une augmentation des prix réglementés calés sur les coûts.

¹ Weber L. *l'état :acteur économique*,Economica. Paris,1988 , P.304.

² ANGELIER, Jean-Pierre. *Economie de réseau : éléments et méthodes*.Op.cit., P.17.

1.3.4. La réglementation

Enfin un quatrième critère d'identification d'une industrie de réseau, c'est le degré de l'intervention étatique. Un réseau suscite l'intervention publique puisqu'il est généralement le siège d'une concurrence imparfaite ; il utilise également des ressources rares¹.

Examinons maintenant, si l'industrie gazière est réellement une industrie de réseau selon les quatre critères précédemment cités:

a) Les économies d'échelle et d'envergure

Les économies d'échelle et d'envergure sont présentes dans l'industrie gazière. C'est même une très bonne illustration du phénomène. Une canalisation de 30 pouces de diamètre peut transporter six milliards de mètres cubes par an. Une conduite de 56 pouces permet d'acheminer cinq fois plus : le coût de transport d'un mètre/cube de gaz est alors trois fois moindre². L'abaissement du coût unitaire résulte simplement des lois physiques, des rapports entre volume transporté et quantité du métal utilisée pour construire la canalisation³.

b) L'effet de club

Dans l'industrie gazière, l'effet de club fait référence au service de fourniture effectué par l'opérateur qui lie par contrat les clients avec leurs fournisseurs et constitue dans ses termes d'approvisionnement un service d'intérêt public. L'effet de club apparaît également dans les contrats à long terme et en amont qui lient les opérateurs nationaux aux fournisseurs étrangers de la ressource gazière.

c) les subventions croisées dans l'industrie gazière

L'industrie gazière européenne comme partout ailleurs se caractérise par la présence de subventions initiées par les pratiques des entreprises en situation de monopole dominant. Nous pouvons évoquer par exemple l'affaire de GDF et sa filiale Calliance⁴ : Cette affaire de 2003

¹ Idem.

² Idem.

³ ANGELIER Jean-Pierre, *Economie des industries de réseaux*. Op.cit., P.23.

⁴ Economag, Abus de position dominantes des anciens monopoles, Disponible sur : <http://www.economag.com/droit-de-la-concurrence/abus-de-position-dominante-2/anciens-monopoles>, (consulté : 01/01/2015)

concernait les pratiques de subventions croisées opérées par GDF, en position dominante sur le marché national du gaz en France, à l'égard de sa filiale Calliance, fournisseur d'une prestation globale de chaleur à partir de gaz naturel. Il a été conclu à l'existence de subventions croisées sous la forme de diverses prestations réalisées sans contrepartie financière suffisante : l'achat et l'installation de matériel, la prise en charge de coûts de formation, la fourniture de listes de prospects et certaines prestations commerciales et de marketing. En outre, Calliance était rémunérée de façon erratique et non transparente pour certaines prestations de marketing qu'elle effectuait pour le compte de GDF.

d) l'intervention étatique

L'industrie gazière est soumise à une forte intervention étatique pour assurer, soit la mission du service public étant donné que le gaz est une énergie stratégique. Donc, le réglementateur intervient pour contrôler les monopoles historiques afin d'éviter tout abus de pouvoir.

L'analyse du réseau gazier à travers les quatre critères nous affirme sans le moindre doute que réellement, l'industrie gazière est une industrie de réseau.

1.4. Les types de réseaux

D'une manière générale, un réseau peut être représenté par des graphes composés d'arcs qui relient des nœuds. Chaque point de réseau peut être un nœud initial d'où le flux est émis, un nœud terminal qui reçoit le flux ou un nœud qui joue un rôle d'intermédiaire comme la transmission, le stockage, le dispatching, etc. De cette schématisation du réseau, nous pouvons faire la distinction entre deux grands types de réseaux : les réseaux arborescents et les réseaux maillés¹.

1.4.1. Les réseaux arborescents

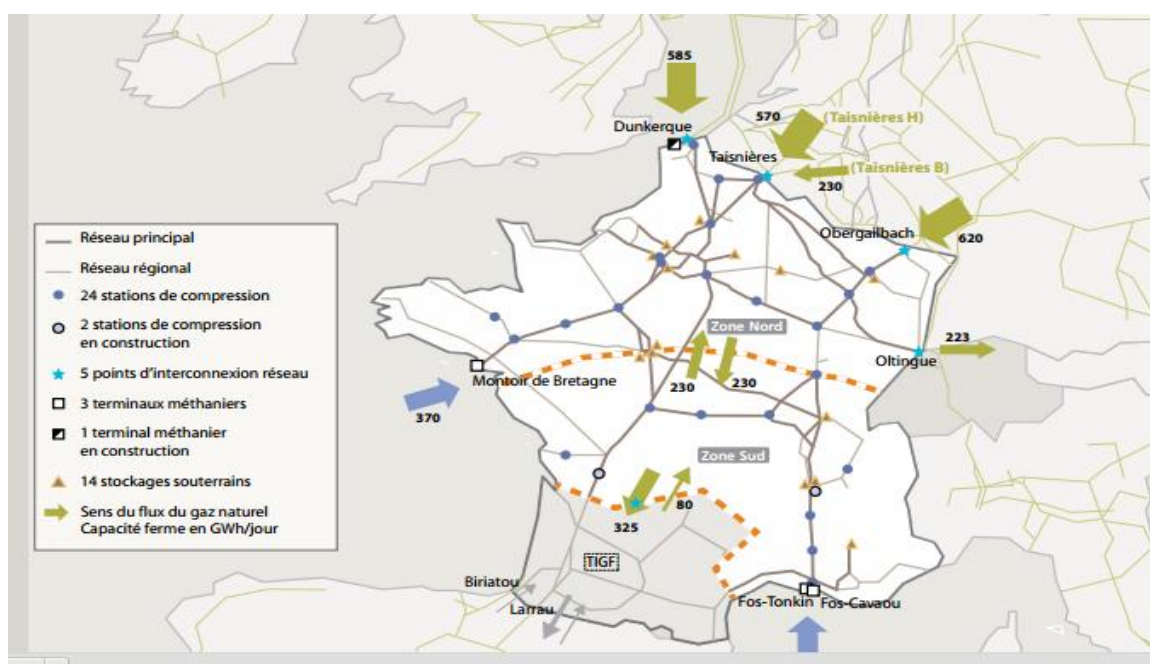
Le réseau est dit arborescent lorsque le nombre d'arcs qui relient les nœuds est inférieur au nombre de nœuds. Dans ce cas, il n'existe qu'un chemin possible pour relier deux nœuds.

¹ MIRABEL, François.Op.cit.,P.18.

1.4.2. Les réseaux maillés

Le réseau est dit maillé lorsque le nombre d'arcs est supérieur ou égal au nombre de nœuds. Il existe dans ce cas plusieurs chemins possibles pour relier deux nœuds différents. Cette structure en réseau maillée présente un avantage important en termes d'organisation puisqu'il devient possible de contourner certains chemins congestionnés (ou à risque) du réseau et éviter la panne généralisée.

Concernant le réseau gazier européen, Le transport de gaz par gazoducs est très développé et très maillé. Le gaz acheminé peut emprunter une multitude de tracés bien différents qui sécurisent l'arrivée des volumes garantis¹. Prenons deux exemples : la France et l'Allemagne. La France présente la même image d'un réseau maillé (figure n° 3.2), si nous prenons simplement les régions desservies par GRT.

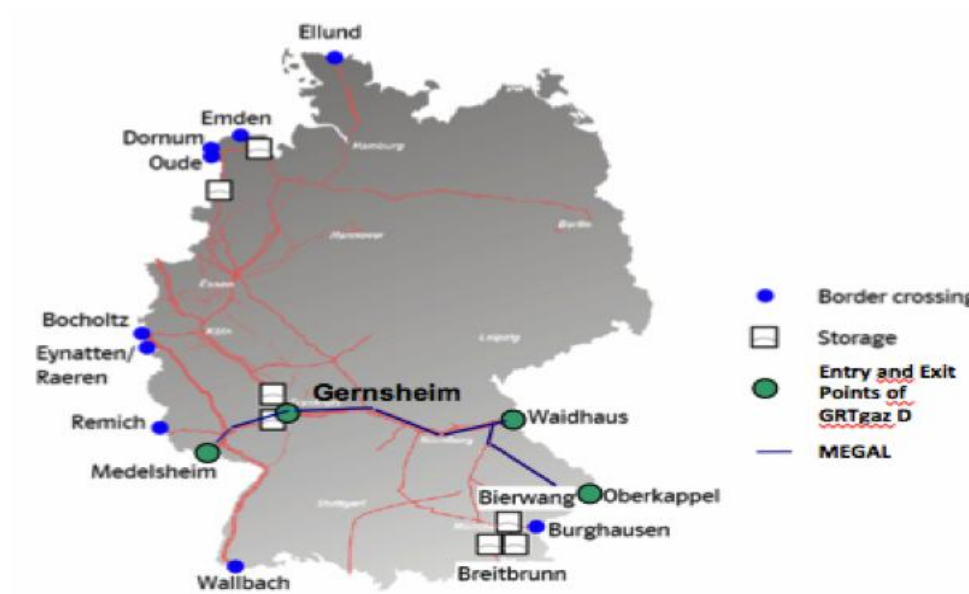


Source : GRT GAZ .Plan decennal. Disponible sur : www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/Plan_decennal_2012_2021_08102012. (consulté :12/01/2015)

Figure n°3.2 : réseau gazier Français

L'Allemagne quant à elle, est marquée par un réseau maillé mais moins dense (plutôt plus organisé) que celui de la France, avec seulement 4 grands points d'entrée, sept de stockage et neuf de « border crossing » (figure 3.3)

¹ GRDF. Le gaz naturel :une énergie de réseau disponible en continu .Disponible sur :<http://www.grdf.fr/entreprises/gaz-naturel/une-energie-de-reseau-disponible-en-continu>, (consulté : 24/03/2015)



Source : The golden trotters.Disponible sur : www.the-golden-trotters.com/le-transport-du-gaz-en-allemande-en-5-points.html (consulté :03/03/2015)

Figure n°3 .3: Réseau gazier Allemand

Cette architecture maillée est imposée de force ou de gré, afin de contourner par exemple la Russie, classée comme pays à risque ; ce qui est traduit techniquement par la maturité du réseau. Cependant, cette représentation maillée est l'œuvre de la présence des monopoles.

2. l'industrie gazière en état de monopole

La situation dans laquelle la firme activant sur le marché gazier se trouve en situation de monopole ne fait pas l'exception mais au contraire cette forme a marqué pour longtemps le marché. Néanmoins, au fil du temps le monopole connaît beaucoup de contradictions. Tantôt ce monopole est justifié et exigé, tantôt il est remis en cause et écarté.

2.1. Définition et typologie de monopole

En effet, les monopoles sont nombreux, mais quelques différences peuvent être remarquées.

2.1.1. Définition de monopole

On peut définir le monopole comme une structure de marché caractérisée par la présence d'une seule firme en un temps donné pour offrir un produit ou un service.

2.1.2. Typologie des monopoles

Il existe plusieurs formes de monopoles : classique, de fait, légal ou naturel.

a) Le monopole classique

C'est la situation d'une firme qui détient à elle seule les compétences techniques pour produire un bien. Le prix ne sera élevé qu'en situation de concurrence. Il est classique en raison d'une structure du coût similaire à celle de la concurrence. Ce monopole ne pouvant pas faire d'économies d'échelle produira dans la partie croissante de sa courbe de coût moyen.

b) Le monopole légal

Ce type de monopole se particularise par la présence de l'intervention des pouvoirs publics, soit par nationalisation de l'entreprise (ou des entreprises) privée(s), soit par octroi du monopole d'exploitation à une entreprise privée.

c) Le monopole naturel

C'est la situation d'une entreprise dont les coûts moyens sont décroissants pour tout niveau de production. Une seule firme satisfaisant naturellement et efficacement toute la demande aura ainsi des coûts inférieurs par rapport à deux firmes et plus¹ car la dernière unité produite sera moins onéreuse que la précédente. D'où l'intérêt de ce type de monopole car il permet une baisse des coûts moyens et partant, une augmentation des profits². Ainsi, on parlera de monopole naturel lorsque les facteurs techniques tendent à montrer qu'une seule firme est plus efficace que plusieurs mises en concurrence.

Pour simplifier, supposons que la technique de production la plus efficace soit représentée par une fonction de coût C ; alors le secteur est un monopole naturel si et seulement si cette fonction de coût est sous-additive. Quel monopole a marqué pour longtemps l'industrie gazière européenne ?

En Europe, il existait des barrières à l'entrée d'ordre légal : seule une entreprise mandatée par l'Etat est en droit et en état de transporter, de stocker, de distribuer ou de vendre du gaz

¹ LEVEQUE, François. *Economie de la réglementation*. Paris : la découverte (collection repères), 2008, P.08.

² MEDAN, Pierre, WARIN, Thierry. *Economie industrielle : une perspective Européenne*. P.06.

naturel. Il s'agit par conséquent d'une situation de monopole légal. Cependant cette structure ne nie pas la présence de caractère naturel du monopole, mais au contraire, comme nous l'avons déjà précisé, les coûts fixes dans l'industrie gazière sont trop lourds, notamment pour les infrastructures permettant le transport du gaz naturel. Donc, les firmes s'abstiendront de ces segments pour des raisons de rentabilité, et finalement le marché sera dominé par les firmes étatiques, comme GDF en France, ENI en Italie, etc.

2.2. Les justifications du monopole

Dans ce qui suit, nous nous intéresserons aux principales justifications qui ont longtemps soutenu la présence de monopole naturel dans l'industrie de réseau.

2.2.1. Les justifications économiques

La première justification concerne la «sous-additivité» de coûts. Le monopole naturel est instauré si la fonction de coût est sous-additive sur l'ensemble des quantités d'outputs pertinents¹.

2.2.2. La gestion de l'incertitude

La qualité des opérateurs qui se chargent de la production et de la distribution des biens publics peut être évaluée à leur capacité à faire face aux incertitudes, liées particulièrement à la fluctuation de la demande, aux incidences techniques, etc.

Puisque le monopole dans sa démarche de fourniture de services publics peut donner moins d'importance à la notion de rentabilité à court terme, et ce afin s'assurer la continuité de service public, il peut aussi se révéler plus efficace en raison de sa capacité à engager des investissements supplémentaires, notamment en capacité de pointe pour la télécommunication ou l'énergie.

¹ Idem. P.13.

2.2.3. Le caractère structurant

Ce caractère n'est pas attribué de la même manière à toutes les activités de réseau, y compris lorsqu'on leur reconnaît des missions de service public. C'est le cas des domaines où il existe une concurrence intermodale, c'est-à-dire des alternatives aux réseaux.

2.2.4. La justification du service public

Les industries de réseau ont souvent un caractère d'intérêt général et de ce fait sont investies de missions de service public. Selon **Claude Henry**, « il faut le caractère essentiel et la défaillance de marché »¹. De ce fait, chaque Etat doit déterminer si le bien ou service est sujet de « biens collectif » ou non, s'il a un caractère stratégique et vital pour le pays. Concernant le réseau gazier européen, les arguments suivants tenteraient d'expliquer l'état de monopole naturel sur le réseau gazier au niveau de l'Union Européenne.

Primo, le gaz est associé à un service de fourniture par l'opérateur gazier aux consommateurs (le gaz acheminé par conduite jusqu'au client final), et en cela l'industrie gazière a un statut particulier par rapport à celui des autres commodités énergétiques.

Secundo, la présence de fortes économies d'échelles sur le transport et sur la production a favorisé la mise en place de monopoles verticalement intégrés dans les industries de réseaux énergétiques. Ce qui fait que les firmes gazières nationales au niveau de l'Europe sont plus ou moins intégrées verticalement. Souvent, les fonctions d'achat-d'importation et de transport sont confiées à une seule entreprise qui se trouve donc en situation de monopole.

La distribution est souvent régionalisée, et les entreprises qui en sont chargées bénéficient de monopoles locaux sur le segment de leur activité. Prenons comme exemple la construction d'un réseau de gazoducs qui est une activité à rendements croissants et à coûts fixes très importants. Le coût unitaire du transport de gaz est décroissant. En effet, plus la conduite est longue, plus le tarif de couverture des coûts est faible. La présence centrale du réseau de gazoducs détermine par ailleurs la sous-additivité des coûts dans l'industrie gazière : il est plus avantageux de faire construire le réseau par une seule firme. Plus encore, l'organisation

¹ HENRY C. *Concurrence et services publics dans l'Union Européenne*. Op.cit., P.240.

monopolistique du secteur gazier est accompagnée souvent d'une structure contractuelle spécifique.

Tertio, comme nous l'avons déjà évoqué dans le deuxième chapitre, l'Union Européenne est pauvre en ressource gazière et se trouve donc dans la nécessité d'en importer de régions différentes et souvent lointaines. L'inégalité de la répartition de cette matière première au niveau mondial reste encore géopolitiquement sensible. Voilà des raisons qui expliquent l'implication des états européens dans cette industrie dans toute sa chaîne, de son extraction jusqu'à sa consommation, dans sa mise en forme comme dans sa gestion. Comment ? En s'appuyant sur les grands monopoles nationaux pour assurer l'approvisionnement. En concluant des contrats à long terme. Le gaz naturel est considéré par les experts comme une énergie éminemment politique. Souvent, les diplomaties étrangères de l'état fournisseur et de l'état producteur entrent en action pour conclure des partenariats bilatéraux.

Enfin, l'utilisation du gaz naturel comme source d'énergie rentre dans une logique de service public, voire d'intérêt général, servant à la fois au bien-être des citoyens et à la compétitivité des entreprises nationales. Le gaz, au même titre que l'électricité, ne pourrait en aucun cas être considéré comme une simple marchandise. Ce principe justifie l'implication des Etats au niveau national dans l'organisation de l'industrie. Ainsi, l'Etat préfère garder son contrôle sur ce genre d'activité. A titre d'exemple, la firme française **EDF** dispose d'un monopole de la production à la distribution. Tandis que, **GDF** jouit d'un monopole à l'importation et d'un quasi-monopole sur le transport et la distribution.

Ainsi, bien que **GDF** ne soit pas le seul opérateur sur la scène gazière hexagonale, sa position est largement dominante en fait un quasi-monopole intégré qui gère l'ensemble des maillons de la chaîne gazière de l'importation à la distribution, à quelques exceptions sur le plan régional. **EDF** quant à elle jouit du monopole du transport et du commerce international de l'électricité, mais pas celui de la production ni de la distribution¹.

2.3. La réglementation du monopole

Le problème d'inefficience d'un monopole naît du fonctionnement non-concurrentiel du marché. Le pouvoir de monopole a conduit à un bien-être social non-optimal. Donc, l'objectif

¹ ANGELER, Jean-Pierre. *Economie des industries de réseaux*, Op.cit., P.52.

principal de la réglementation consiste à réduire ou à corriger l'écart existant entre le prix et le coût marginal car la maximisation du profit est abandonnée au profit de stratégies moins malthusiennes (les quantités proposées sont faibles et vendues à un prix élevé)¹.

2.3.1. Les approches de la réglementation du monopole

Deux grands courants ²sont à l'origine de la réglementation du monopole :le courant américain, et le courant européen.

a) L'approche américaine

Dans cette approche, les monopoles naturels restent aux mains des firmes privées mais subissent certaines contraintes quant à leur comportement économique.

b) L'approche européenne

C'est une approche qui a été aussi adoptée dans d'autres parties du monde. Elle consiste pour les pouvoirs publics à prendre en charge la gestion de ces firmes, généralement après les avoir nationalisées.

2.3.2. Les justifications de la réglementation du monopole

Pour éviter le gaspillage (duplication inutile d'investissement), les pouvoirs publics ont érigé des barrières à l'entrée dans les industries de réseau où se sont donc développés des monopoles naturels publics bien à l'abri de la concurrence.

Le défaut de marché associé au monopole naturel est celui des rendements d'échelle croissants. Dans cette conjoncture, « la main invisible » est mise en échec car la fixation du prix au coût marginal qui maximise la richesse collective entraîne un profit négatif pour l'entrepreneur. C'est en cela que la réglementation est justifiée.

¹ ANGELIER, Jean-PIERRE. *Economie industrielle : une méthode d'analyse sectorielle*. P.23.

² DE BORNIER J.M. *Les monopoles naturels*. p.13. Disponible sur : <http://junon.univ-cezanne.fr/bornier/MonNt.pdf>,
(Consulté:12/09/2014)

Selon la nouvelle économie publique, l'intervention de réglementer est une affaire de compromis entre objectifs contradictoires : en rapprochant le prix du coût marginal, le réglementateur cherche à atteindre une allocation efficace des ressources. Il s'attèle aussi à ce que l'entreprise réalise les meilleures performances productives afin de parvenir à un coût de produit plus faible ; c'est l'objectif d'efficacité productive. Enfin, en minimisant la rente d'information laissée aux monopoles, il vise à minimiser les effets distributifs.

Les réseaux sont des biens publics dits « impurs », ce qui fait que le marché sera porteur de défaillances. Pour cette raison, l'intervention de l'état qui contrôle, à la fois par la mise de barrières d'entrée, et aussi en agissant sur les comportements des acteurs¹ est indispensable pour le bon fonctionnement du marché. L'intervention de l'Etat est justifiée puisque le marché ne permet pas toujours de fournir un service pourtant essentiel pour les usagers ; autrement dit, il intervient lorsque le marché, essentiellement guidé par des critères de rentabilité, ne conduit pas à assurer la fourniture d'un bien essentiel à des populations géographiquement isolées ou socialement défavorisées².

La question de la délimitation du monopole naturel est essentielle. En effet, pour des raisons tout à fait étrangères à la technologie, le périmètre de l'entreprise peut largement déborder celui d'activités à rendements d'échelle croissants. Par exemple, les économies liées à la taille du réseau ferroviaire justifiaient l'existence en France de cinq entreprises régionales, mais sans le monopole d'une seule sur le territoire³.

Avec la réglementation par l'instauration d'une entreprise publique en état de monopole, c'est-à-dire lorsque le capital est public, l'industrie va prendre en considération d'autres valeurs que la seule recherche du profit (engagement en faveur du service public, contribution aux objectifs de la politique économique et sociale). La propriété publique facilite aussi les collectes des capitaux⁴.

Un principe de spécifié s'applique à ces monopoles : leur statut leur confère la responsabilité exclusive de la production de biens publics ou de services particuliers. Ils ne

¹ ESNAULT, Benoit. Op.cit, P. 102.

² MIRABEL, François. Op.cit .P.34.

³ PRESTON A. *The economics of rail privatization: an assessment* .Working paper .University of Leeds. Institute for transport studies. Leeds. 1994.

⁴ ANGELIER, Jean-Pierre. *Economie des industries de réseaux*, Op.cit., P.52.

peuvent se diversifier en dehors de leur compétence d'origine, l'idée étant de planifier l'ensemble du secteur public, d'éviter les doubles emplois.

La théorie des groupes de pression considère qu'une part non négligeable de la réglementation provient des pressions exercées par les entreprises ou par leur association sur les pouvoirs publics¹.

Quelles sont maintenant les justifications qui expliquent la réglementation du monopole sur les marchés gaziers ?

La prééminence des monopoles sur les marchés gaziers est justifiée par des raisons d'ordre économique, géopolitique ou de service public .Cependant les pouvoirs publics mettront en place une réglementation visant à éliminer les effets pervers du monopole si bien que les marchés gaziers seront souvent soumis à une intervention étatique. L'encadrement réglementaire pose un ensemble de contraintes en termes de tarification, de qualité de service et d'étendue de la desserte. Il peut également définir des obligations de moyens – comme des stocks de sûreté- . Au centre de ces réglementations figure généralement la notion de service public

Concernant l'Union Européenne, par le rôle moteur qu'ils jouent dans le développement économique, les biens énergétiques sont des biens économiques considérés comme stratégiques par la plupart des Etats. Les marchés gaziers sont donc généralement soumis à un contrôle des pouvoirs publics, notamment pour s'assurer de la pérennité des approvisionnements, et pour veiller à ce que les consommateurs devenus captifs ne subissent un abus de par la position dominante du monopole.

Pourtant, la question qui se pose à ce niveau de réflexion est la suivante : En considérant que la chaîne gazière est composée principalement de la production, du transport et de la distribution, quelle activité suscite-t-elle l'intervention étatique ?

Premièrement, la production est théoriquement exclue de la réglementation. Jusqu'à aujourd'hui, il n'existe aucun argument qui justifie une intervention étatique à ce niveau, et c'est le cas notamment pour la plupart des produits énergétiques. **Chevalier** considère que la production est par nature ouverte à la concurrence. Les monopoles sont donc rares.

¹ STIGLER J. *The theory of economic regulation. The bell journal of economics*, n°02, 1971, pp.3-21

Généralement, les pays producteurs réglementent l'accès aux champs de production par l'attribution de concessions. Ces réglementations sont l'expression d'une volonté des Etats de garder le contrôle de leurs réserves en énergie, et surtout d'une importante source de revenus. C'est le cas notamment de la Norvège et des Pays-Bas.

Dans les pays où la production domestique ne suffit pas à couvrir les besoins, les importations sont souvent confiées à un monopole public. C'est le cas notamment de la France et de la Belgique. Les Etats entendent par-là, garder le contrôle de leurs approvisionnements en énergie, afin d'en assurer la continuité, le contrôle des prix, la diversification des sources de gaz naturel. Car plus la pénétration du gaz dans le bilan énergétique s'est accentuée, plus une interruption de la fourniture ou une augmentation brutale des prix seraient préjudiciables pour l'indépendance et la prospérité économique des pays concernés.

Deuxièmement, le transport par les réseaux gaziers est représenté par une succession de maillons interdépendants. A ce titre, les canalisations de transport, qui assurent la jonction entre les producteurs et les distributeurs, bénéficient d'une position stratégique. En outre, le transport est très capitalistique, les barrières à la mobilité sont considérables, et le nombre de canalisations est limité pour des raisons environnementales.

Les réglementations ont pour but d'éviter les abus de pouvoir économique des transporteurs : lorsque transport et distribution ne sont pas intégrés, le transporteur peut, soit jouer un rôle d'intermédiaire – assimilable à une fonction de grossiste – par lequel il achète des quantités aux producteurs ou aux importateurs pour les revendre aux distributeurs, soit n'assumer que la fonction de transport, le distributeur traitant directement avec producteurs et importateurs.

La nature de la réglementation du transport dépend du degré d'intégration verticale des firmes gazières et du nombre d'opérateurs susceptibles d'utiliser les infrastructures. Elle consiste d'une part en la gestion des installations à long terme et la définition de l'étendue de la desserte, et d'autre part en la fixation de tarifs d'accès ou de contrôle des coûts. Ainsi les réglementations du transport par canalisation dans le monde comportent généralement trois caractéristiques :

- Etablissement de normes techniques afin de garantir la sécurité des approvisionnements et la protection de l'environnement.
- Régulation structurelle visant à désigner les opérateurs devant s'engager dans telle ou telle activité. Ces opérateurs peuvent être publics ou privés. Ils détiennent des licences, par exemple pour l'approvisionnement de nouvelles zones.
- Contrôle des entreprises soumises à la réglementation et mise en place d'un système de coercition.

Il existe deux visions de la réglementation du transport de gaz dans le monde. La première, surtout propre aux pays européens, consiste à mettre le réseau directement sous le contrôle de l'Etat en en confiant la gestion à une entreprise publique. La seconde, en Amérique du nord, confie les canalisations à des monopoles – régionaux – privés placés sous le contrôle des pouvoirs publics, afin d'éviter les abus. On retrouve les deux cas le souci d'empêcher les monopoles nationaux ou régionaux, publics ou privés, de capter des surprofits.

Le contrôle des coûts est au centre de tout choix réglementaire. En effet, les décisions de desserte sont fondées sur les dépenses d'approvisionnement, tout comme sur la rémunération des transporteurs monopolistiques et la tarification de l'accès dans un cadre concurrentiel. Mais cette connaissance par le régulateur se heurte à un problème d'asymétrie d'information qui motive la séparation comptable des différentes activités des compagnies intégrées afin d'éviter la discrimination entre opérateurs dans le cadre d'un accès des tiers au réseau.

Troisièmement, la distribution, en tant qu'interlocuteur direct avec le consommateur final, est dans la position la plus fragile. A contrario du transporteur et du producteur, le distributeur ne bénéficie pas de débouché alternatif à sa zone d'influence. C'est donc lui qui doit assumer l'impératif de compétitivité du gaz naturel face aux énergies concurrentes. Le distributeur, lorsqu'il est indépendant, est donc discipliné par la concurrence inter- modale ; ce qui n'est pas le cas du transporteur, lorsque transport et distribution ne sont pas intégrés. Remarquons cependant que l'efficience de la filière est favorable au transporteur. Il est simplement en mesure de capter une part importante de la rente gazière.

La réglementation à laquelle le distributeur est soumis dépend du contexte dans lequel il évolue. Selon les pays, il peut s'agir :

- de compagnies municipales, comme en Allemagne ou aux Pays-Bas ;
- de compagnies locales, entreprises privées à qui la gestion de la distribution a été confiée sur appel d'offre, comme en Italie ou en Belgique ;
- du transporteur ou d'une de ses filiales lorsque le marché est géré par un monopole intégré, comme en France.

En général, les distributeurs prennent la forme de monopoles locaux. Techniquement, la distribution est le maillon de la chaîne gazière où un régime concurrentiel serait le plus difficile à instaurer en raison des économies d'échelle et des problèmes d'encombrement du sous-sol. Il peut cependant exister une compétition entre les opérateurs lors de l'attribution des licences d'exploitation sur les réseaux locaux gérés par des entreprises privées.

2.3.3. Le rôle de réglementateur

Le rôle de réglementateur (régulateur) est triple¹ :

- Protéger l'investisseur contre une concurrence destructive. Cela revient à accorder des « droits exclusifs » au concessionnaire du service public et à éviter ce faisant que des prédateurs potentiels ne viennent écremer les segments les plus rentables de l'activité (logique de hit and run).
- Protéger l'utilisateur contre les abus de position dominante du concessionnaire (tout monopole ayant tendance « naturellement » à abuser de sa position dominante).
- Sauvegarder l'intérêt collectif, lequel exige de prendre en considération des préoccupations comme l'indépendance nationale, l'aménagement du territoire, la redistribution des revenus, la sauvegarde de l'environnement ou celle de l'emploi.

2.3.4. Les modes de la réglementation

Nous pouvons examiner deux principaux modes de réglementation selon sa nature : la réglementation tarifaire et non-tarifaire.

¹ PERCEBOIS , Jacques .Op.cit.,P.819.

a) La réglementation non-tarifaire

L'état peut influencer les marchés en nationalisant ou en créant une entreprise publique qui lui permet d'être un acteur direct sur le marché en question. Les exemples dans ce cadre sont nombreux : En 1870 aux USA, l'expérience des transports ferroviaires montre que l'entreprise privée en concurrence mène à la constitution de monopoles inefficaces: les lignes parallèles se concurrencent pour relier les grandes villes alors que les agglomérations de moindre importance sont délaissées. En France 1946, EDF voit le jour par nationalisation de quelques 1500 entreprises privées, et tisse le réseau électrique maillé qui dessert l'ensemble du territoire et que les entreprises privées n'avaient pas su réaliser.

b) La réglementation tarifaire

La tarification se passe en deux situations : la première en information complète et la deuxième en information asymétrique.

- La tarification en information complète

Cette tarification s'applique dans le cas où le régulateur détient toute l'information pertinente. A ce stade deux modes sont envisageables : la tarification au premier rang, et la tarification au second rang.

La tarification au premier rang

Au niveau théorique, si l'on veut que les ressources soient allouées de manière optimale (optimum du premier rang), la tarification doit être fixée au coût marginal (C_m) de l'activité, c'est-à-dire au coût de la dernière unité fournie, dès lors que l'on cherche l'efficacité au sens de Pareto, c'est-à-dire le maximum du bien-être collectif¹. Cependant, la tarification au coût marginal ne permet pas de recouvrer les coûts fixes et conduit au déficit du monopole lorsque celui-ci opère dans la zone de rendements croissants où le coût marginal est inférieur au coût moyen.

Si l'on veut appliquer ce type de tarification, il faut opter pour l'une des deux solutions suivantes : La première solution consiste à maintenir le prix d'utilisation égal au coût marginal et

¹ ANGELIER, Jean-Pierre. *Economie de réseau : éléments et méthodes*. Op.cit.,P.51.

à facturer un abonnement permettant de couvrir le restant des coûts, toutefois, le montant d'abonnement réalisant l'équilibre budgétaire est susceptible d'exclure les petits clients et la tarification ne permet pas alors d'atteindre l'optimum collectif. La deuxième solution, c'est de subventionner chaque unité produite à hauteur de la différence entre le coût moyen et le coût marginal. Cette solution est financée par voie fiscale, c'est-à-dire qu'on organise un transfert de revenus non tarifaires, des usagers contribuables vers l'entreprise. L'inconvénient de cette solution, c'est de créer des problèmes d'équité.

Le véritable problème issu de la tarification au coût marginal d'une façon générale, c'est qu'elle ne permet pas toujours d'assurer un profit positif au monopole, cette politique n'est pas toujours directement applicable¹.

La tarification au second rang

La tarification au coût moyen permet d'annuler les profits du monopole sur un bien donné, tout en réduisant la distorsion de prix sur ce bien au minimum permettant ainsi la survie du monopole. Le défaut majeur de cette pratique tarifaire réside dans les inefficacités engendrées sur la production².

- La tarification en information asymétrique

En effet, la tarification en information asymétrique désigne la pratique tarifaire où le régulateur se trouve en état d'incapacité de se procurer des informations sur les coûts de l'entreprise. Dans la pratique, deux modèles sont souvent utilisés : le modèle de Baron-Myerson et celui de Laffont-Tirole. Ces deux modèles supposent que le régulateur ignore une caractéristique de l'entreprise qui n'est connue que d'elle, et/ou dans le cas où les coûts sont reconnaissables mais les efforts déployés pour les réduire sont méconnus du régulateur.

En pratique, deux types de contrats de réglementation peuvent être envisagés pour exercer un tel contrôle³ : un cost-plus où l'entreprise est assurée du remboursement de ses coûts, remboursement majoré d'une juste rémunération du capital engagé ou un "price-cap", il s'agit

¹ PERROT, Anne, Op.cit., PP.11-12

² Idem .P.15.

³ Kiambu Jacques .*Monopole et déréglementation des télécommunications : concurrence et organisation industrielle*. Document de travail, n°97, Mars 2005 . Disponible : <http://rii.fr.univ-littoral.fr/wp-content/uploads/2007/04/doc97.pdf>, (consulté : 28/01/2014).

d'un contrat qui plafonne les tarifs sur une période donnée et encourage une baisse des coûts. Ainsi, ces contrats peuvent être des instruments d'une telle incitation. Par contre, dans la pratique le "cost-plus" est moins incitatif en termes d'effort de minimisation des dépenses, puisque le profit réalisé est indépendant de ces dernières, tandis que le price-cap est plus incitatif, puisqu'il conduit la firme à une réduction de ses dépenses afin d'augmenter son profit.

2.4. L'organisation industrielle du secteur gazier européen avant la libéralisation du marché

Le secteur gazier européen s'est bâti majoritairement par des firmes qui s'en chargent presque de la totalité des activités du réseau gazier .or certaines différences peuvent être recensées d'un pays à un autre.

2.4.1. L'organisation intégrée

Nous pouvons caractériser les principaux traits de l'organisation industrielle du marché gazier européen selon deux dimensions¹ :

- le degré d'intégration horizontale, c'est-à-dire celui de l'exercice par une même firme de la totalité d'une activité industrielle spécifique sur un territoire donné.
- le degré d'intégration verticale, c'est –à-dire celui du regroupement de la propriété ou du contrôle des différentes composantes industrielles du système gazier sous une seule autorité.

Les modalités d'exercices de cette responsabilité varient largement d'un pays à l'autre, et deux formes distinctes peuvent être dégagées ²:

- le régime concessif où la responsabilité d'exercer l'activité de distribution du gaz est déléguée par l'autorité publique à un ou plusieurs opérateurs privés (France).
- l'exercice direct de la responsabilité de distribuer le gaz par les collectivités locales constituées en régies municipales ou en entreprises (Allemagne).

¹ GRAND, Emmanuel, Veyrenc , Thomas Op.cit., P.68.

² Idem.P.75.

Jusqu'aux années 1900 avec le déploiement des politiques européennes de libéralisation, l'organisation du secteur électrique et gazier relevait de la responsabilité de chaque Etat. Fortement hétérogènes à première vue, les structures industrielles et les formes de régulation en vigueur en Europe présentaient pourtant des traits structuraux communs. Fruit d'une dynamique d'intégration de l'industrie enclenchée dès la première moitié de XXème siècle et parachevée durant les « Trente Glorieuses », elles constituent le modèle intégré.

Le secteur de la production de gaz naturel, notamment offshore a dès l'origine été contrôlé par un oligopole de grandes compagnies internationales. L'activité d'exploration nécessite en effet l'utilisation de techniques de forage complexes mais voisines de celles utilisées pour le pétrole. Et c'est aux majors pétroliers que l'on doit la découverte des gisements de gaz européens. La structure du marché de pétrole a ainsi profondément influencé celle du gaz : dans les principaux pays producteurs, l'exploration/production n'a pas été confiée à un monopole d'Etat, mais organisée selon un système de concessions attribuées à différents opérateurs. En aval du cycle, la distribution de gaz naturel s'est basée sur des monopoles statutaires assis sur des droits exclusifs, la dimension nationale étant de nouveau pertinente.

Le développement du système gazier européen a été construit sur la base d'arrangements institutionnels qui favorisent la coordination des investissements en production et transport par l'intégration verticale. Cette coordination permet d'assurer un débouché aux gisements de gaz naturel nouvellement identifiés, condition nécessaire à la mise en œuvre de politiques énergétiques nationales d'exploitation des ressources locales.

L'industrie gazière européenne est ainsi marquée par un fort degré d'intégration verticale par l'intermédiaire de contrats à long terme liant l'amont (producteurs en situation de concurrence) à son aval (transport-distribution en situation monopolistiques). Toutefois, certaines particularités sont remarquables d'un pays à l'autre. Nous suivrons le développement de l'industrie gazière européenne selon deux groupes qui sont des références en la matière : le premier regroupera les pays producteurs (le Royaume Uni, les Pays-Bas) ; le second groupe rassemble les consommateurs du gaz (la France, l'Espagne et l'Allemagne).

Enfin, le gaz naturel ayant historiquement été considéré comme un substitut au pétrole sur certains usages, sa tarification a d'emblée pris des formes spécifiques (netback), inscrites dans les grands contrats gaziers. Ces formes de tarification lient de manière étroite l'évolution des prix du gaz à ceux du pétrole.

a) Au Royaume-Uni

L'organisation du secteur gazier a d'abord été nationalisée par le Gas Act of 1948. Environ un millier de sociétés d'exploitation et de distribution du gaz de ville sont rassemblées en 12 sociétés régionales dont la coordination est assurée par un « Gas Council » doté de la fonction de conseil auprès du gouvernement et d'assistance auprès des compagnies régionales. La découverte des gisements de gaz du nord entraîne deux évolutions¹ :

- Une première évolution du secteur à travers le Continental Shelf Act 1964 ET GAS ACT 1965 qui confèrent à Gas Council le droit exclusif d'acquérir du gaz issu des gisements britanniques ou étrangers.
- une nouvelle réorganisation du secteur est opérée avec Gas Act de 1972 qui institue la British Gas Corporation et l'investit de missions monopolistiques exclusives.

b) Aux Pays-Bas

La politique gazière se développe largement autour des décisions relatives à l'exploitation du gisement géant de Groninge découvert en 1956. La demande de concession, déposée par NAM (Nederlandse-Ardolie Maatschappij) et contrôlée par Shell et Exxon, conduit à la mise en place d'un régime hybride laissant l'initiative de la prospection-extraction aux acteurs privés tout en maintenant des contrôles publics directs ou indirects. La société Gasunie s'est chargée de conclure des contrats d'achat avec les producteurs, de transporter le gaz naturel et de le commercialiser auprès des compagnie étrangères et des consommateurs néerlandais par l'intermédiaire des sociétés de distribution.

En l'absence de ressources domestiques, les pays consommateurs de gaz naturel ont vu un développement plus limité de leur industrie, d'abord basée sur le gaz de ville déclinant, puis organisée pour permettre l'import du gaz naturel depuis les pays exportateurs.

c) En France

La Loi du 08 mai 1946 nationalise le secteur du gaz et crée Gaz De France. Le développement du gaz naturel s'est inscrit dans le cadre d'un équilibre complexe entre GDF et

¹ Idem.

les compagnies pétrolières françaises. C'est l'identification d'un gisement de gaz naturel à Lacq en 1952 dans le cadre de prospections pétrolières réalisées par la société nationale des pétroles d'Aquitaine (SNPA renommée Elf-Aquitaine) et sa mise en exploitation en 1957 qui donnera lieu à la création d'un premier réseau de transport-distribution de gaz naturel.

Dans un second temps, devant la pauvreté des ressources nationales en gaz, GDF s'emploie à développer les imports, d'abord sous forme liquéfiée. Les infrastructures sont adaptées en conséquence : construction des terminaux de GNL à Fos-sur-mer (Bouches du Rhône) et Montoir-de-Bretagne (Loire-Atlantique). Parallèlement, une politique de négociation des approvisionnements auprès des compagnies nationales européennes est engagée et concrétisée par la signature des contrats Take or Pay de longue durée indexés sur le prix du pétrole (netback). Jusqu'en 1994, GDF est ainsi totalement absent du secteur de l'exploration-production.^{6p94}

d) En Espagne

Le développement de l'industrie gazière espagnole se passe autour du réseau de transport construit à partir de l'année 1970 par Enagas, d'abord dans le cadre public par l'intermédiaire de l'Instituto Nacional de Hidrocarburos (créé en 1981 pour superviser le secteur des hydrocarbures), puis dans un cadre privé à partir de 1994 autour du pétrolier Repsol et sa filiale Gas Natural.

e) En Allemagne

Le modèle allemand de développement de l'industrie gazière s'avère être une exception. N'ayant pas adopté d'organisation monopolistique, ni pour la production locale, ni pour son approvisionnement (ce qui a conduit les réseaux gaziers à se superposer partiellement), son industrie gazière a ainsi conservé une structure fragmentée laissant toutefois apparaître des relations verticales de nature contractuelle.

2.4.2. Les caractéristiques essentielles de l'industrie gazière européenne avant la libéralisation

Il est possible de dégager les caractéristiques communes aux différentes organisations industrielles gazières qui, s'étant stabilisées au cours des « Trente Glorieuses » en Europe, préexistaient à la libéralisation.

Le degré élevé de l'intégration verticale est la principale caractéristique du modèle. Cette intégration a pris deux formes essentielles : juridique et commerciale ; le système intégré reposant sur l'octroi aux opérateurs de droits exclusifs de distribution

Ensuite, l'industrie évolue sous un contrôle public étroit, pouvant se traduire par l'insertion des opérateurs et de leurs pratiques commerciales dans des politiques plus vastes. Dans ce cas, le comportement des opérateurs obéit à une logique qui dépasse la stricte finalité de commercialisation du gaz à un prix compétitif.

2.5. Les critiques sur le monopole

Bien que la situation de la firme en monopole dans le marché gazier existe dans le passé, son avenir est repensé et revu pour trois raisons essentielles.

2.5.1. La réglementation tarifaire inefficace

Les firmes gazières ou électriques verticalement intégrées, organisées en monopoles publics, ont été soumises depuis pratiquement un demi- siècle à des réglementations tarifaires. La réglementation au coût de service ou au coût de rendement (« cost of service » ou « rate of return ») consiste à procéder à une évaluation précise des coûts de fonctionnement du monopole sur une période de référence et à estimer son niveau de stock de capital.

Par la suite, le régulateur détermine le niveau de recettes qui permet au monopole de couvrir ses coûts et qui intègre de plus en plus un taux de rendement juste et raisonnable sur le capital. La tutelle fixe alors le prix du bien fourni par le monopole pour la période réglementaire. Ces mécanismes ont été pendant longtemps le mode réglementaire de référence dans les industries de réseaux. Cette pratique réglementaire est inefficace pour les raisons suivantes :

- Tout d'abord, un problème d'équité se pose dès que la firme est censée produire plusieurs biens ou fournir différents clients (problèmes de discrimination par les prix et de subventions croisées) ;
- De plus, le monopole n'a aucune incitation à compresser puisque le moindre effort pour diminuer ses charges est répercuté sur les prix à la fin de chaque période réglementaire ;

- Enfin, l'existence d'un taux de rendements sur le capital fixé par la tutelle induit à une distorsion dans l'utilisation des facteurs de production et entraîne une incitation à la surcapitalisation au sein de la firme¹.

2.5.2. Le monopole jugé inefficace

La présence de l'Etat dans les marchés énergétiques a très largement été perçue comme étant à l'origine de nombreuses inefficacités dans l'allocation des ressources. Tout d'abord, les dirigeants des firmes énergétiques qui appartenaient à l'état n'ont pas prouvé un réel intérêt pour minimiser les coûts de production puisqu'ils n'en sont pas les propriétaires. Ensuite, les choix stratégiques des dirigeants des grandes entreprises publiques étaient souvent guidés par des objectifs politiques qui n'ont rien à voir avec les critères d'efficacité économique. C'est plutôt la maximisation du nombre de votes qui est l'objectif le plus important dans la stratégie adoptée

2.5.3. Discrimination vis –à-vis les usagers

Les monopoles sont accusés de favoriser les usagers potentiellement mobiles au détriment des usagers captifs à cause des subventions croisées qui se créent. Selon **Laffont et Tirole**, ces subventions croisées peuvent prendre deux formes ²:

En termes de prix, la subvention croisée consiste à pratiquer un prix bas sur un segment du marché et un prix élevé sur un autre segment. En termes de coût, elle consiste à répartir les coûts comptables de manière inégale sur les différents segments du marché. La présence d'une tutelle publique sur ces entreprises ne suffit pas à éliminer tous ces inconvénients d'autant que la « théorie de capture » et l'existence d'asymétrie informationnelles entre la tutelle et l'agent nous renseigne que ces monopoles tendent à influencer le régulateur et à faire prévaloir leur propre intérêt sous couvert de l'intérêt général.

Conclusion

La prééminence des monopoles s'explique essentiellement par des arguments techniques. Elle est également due à une tradition de contrôle des approvisionnements énergétiques par les

¹ AVERCH J. et Johnson I. *Behavior of the firm under regulatory constraint*. American Economic Review, LII, 5, December, pp1052-1069.

² PERCEBOIS, Jacques. Op.cit., P.828.

pouvoirs publics. Ceux-ci ont donc mis en place un ensemble de règles visant à assurer le développement du gaz et l'accomplissement de missions de service public.

Cependant la situation a beaucoup évolué avec le temps. Les défaillances et carences de ces monopoles publics sont devenues insupportables tant pour les opérateurs gaziers que pour les consommateurs, l'allocation non-optimal des ressources, la dépendance des dirigeants aux dictassions politiques, et plusieurs autres motifs font de sorte que l'organisation verticalement intégrée sous contrôle des gouvernements se désiste pour laisser place aux manœuvres concurrentielles initiées principalement par la démarche de la libéralisation du marché gazier vers la fin des années 98.

Chapitre 04: le marché gazier de l'Union Européenne en état de libéralisation

- La libéralisation du marché gazier : du monopole à la concurrence
- Les fondements théoriques et empiriques de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne
- Conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne

Introduction

L'Union Européenne s'est engagée dans une politique de stimulation des forces concurrentielles par le décloisonnement des marchés des Etats membres et la remise en cause progressive de toutes les structures de marché anticoncurrentielles, dont les monopoles publics.

Considérée comme relevant de la compétence des Etats, la politique énergétique a longtemps échappé à cette logique. Mais, depuis une quinzaine d'années, la Commission européenne souhaite mettre fin au régime particulier des biens énergétiques et les intégrer au marché unique, c'est-à-dire les soumettre à la politique de concurrence, c'est dans ce contexte que l'UE procède à la libéralisation de son marché gazier.

1. La libéralisation du marché gazier : du monopole à la concurrence

Depuis les années 70, un mouvement de libéralisation des marchés s'est installé. Plusieurs pays ont vu leur marché entrer dans ce courant dont l'inspiration essentielle trouve ses origines dans l'idéologie libérale initiée tout d'abord aux Etats-Unis, puis transposée aux différents marchés mondiaux. Au début, ce mouvement est soutenu par la théorie de la concurrence pure et parfaite et l'équilibre pareto-efficace. L'objectif principal de la libéralisation des marchés, entre autres ceux déclinés en réseaux, est de mettre fin aux inefficacités des monopoles en améliorant la productivité, en accélérant le progrès technique et en faisant baisser les prix à la consommation.

1.1. Les objectifs de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne

L'Europe à l'instar des autres pays occidentaux a entamé au milieu des années 80 une profonde réforme de ses marchés. Ainsi, la déréglementation des industries de réseaux est à l'ordre du jour dans la politique européenne de libéralisation et de la construction du marché intérieur de l'Union Européenne. Mais ce mouvement réformateur est antérieur à 1980. En fait, il est né avec le Traité de Rome et en particulier dans son Article 90, Section 2¹, l'ouverture à la concurrence des industries des réseaux était programmée : « les entreprises chargées de la

¹SAUVÉ, Jean-Marc . *La notion de service d'intérêt économique général cadre européen et régimes nationaux allocation d'ouverture*. communication présentée au colloque : les services d'intérêt économique général et le marché intérieur : régimes nationaux et cadre juridique européen. Paris, 14 octobre 2011, P.15. récupérée du site : http://www.legiscompare.fr/site-web/IMG/pdf/Colloques_vol_16_sommaire_avant-propos_et_introduction.pdf

gestion des services d'intérêt économiques général [...] sont soumises [...] aux règles de la concurrence, dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement [...] de la mission particulière qui leur a été impartie »¹. En ce qui concerne le marché gazier européen, depuis 1996, les institutions de l'Union Européenne considèrent que la libéralisation du marché de cette source d'énergie constitue un élément fondamental dans la consolidation de sa compétitivité économique dans un monde globalisé. La bataille idéologique entre les partisans de l'interventionnisme et ceux du « laissez faire » tournera finalement à l'avantage des derniers qui obtiendront la libéralisation du marché gazier européen. Même si le processus de libéralisation effective s'est avéré une démarche longue et difficile à réaliser (elle a pris plus de 10 ans pour qu'elle soit achevée). Les objectifs attendus de la libéralisation sont nombreux.

1.1.1. La création d'un marché unique

La création d'un marché unique de l'énergie marque l'agenda de la création de l'Union Européenne. Dès le début, la première institution commune des six pays fondateurs de l'Union Européenne a été la communauté du charbon et d'acier (CECA) en 1951. « L'Union Européenne serait une union d'énergie ou elle ne serait pas »². La question de l'énergie est à nouveau au cœur du débat européen.

La libéralisation du marché gazier est une pierre angulaire de la politique énergétique de l'Union Européenne. Comme le souligne J.H. Keepler, « la politique énergétique de l'Union se base sur trois piliers : la sécurité d'approvisionnement, la concurrence par le biais de la libéralisation, et enfin la protection de l'environnement ».



Source : Idem.

Figure n°4.1: Politique énergétique de l'Union Européenne

¹ MIRABEL, François. Op.cit., P.44.

² CHEVALIER Jean-Marie .Les nouveaux défis de l'énergie: climat-économie-géopolitique .Op.cit.,P.215.

Donc, la volonté de libéraliser le marché gazier est une partie intégrante de la politique énergétique par la déréglementation des industries de réseaux, notamment celui de l'industrie gazière. L'Union vise les bienfaits de la libéralisation en apportant une modification incontournable du cadre institutionnel – des conditions de base et des barrières réglementaires de l'industrie du gaz naturel. Dans ce cadre, l'UE entreprend de construire à terme un marché unique du gaz («facteur important de l'achèvement d'un marché intérieur de l'énergie») ¹, et d'y introduire plus de concurrence, notamment en favorisant l'inter-opérabilité des réseaux et le développement des échanges entre pays membres.

La création d'un marché unifié devra être un stimulant important pour la création d'une Europe politique. Elle exigera à terme la mise en place d'une politique énergétique commune avec la nécessité de planifier les investissements européens dans des centrales de production électriques et des infrastructures de transport de manière à optimiser le fonctionnement des marchés et à diversifier le bouquet énergétique européen en tenant compte des contraintes de sécurité d'approvisionnement et des contraintes environnementales.²

1.1.2. Pallier aux effets de protectionnisme

La Commission européenne justifie ces projets de déréglementation et d'intégration de marchés nationaux du gaz naturel en soulignant les dangers du protectionnisme. En effet, selon la Commission, l'absence de concurrence peut conduire à une stagnation technologique et opérationnelle, à une mauvaise évaluation des risques commerciaux et à un excès de dépendance et de rigidité des contrats d'approvisionnement.

Du point de vue de la gestion du réseau, le secteur de l'offre risque de s'orienter en priorité vers les problèmes d'infrastructure, donc de conduire à des surinvestissements et une sous-utilisation des installations. Les entreprises protégées ont tendance à se rapprocher des gouvernements et à répercuter sur les consommateurs leurs éventuelles erreurs de gestion. Cette dictature de fait sur les clients ainsi dénoncée va à l'encontre du droit fondamental qu'ont les consommateurs à choisir leur fournisseur. Par contre, la libéralisation des marchés gaziers en

¹ DEFEUILLEY, Christophe .*Le gaz naturel en Europe : entre libéralisation des marchés et géopolitique*. Revue Flux, Janvier-mars 2009,n° 75 ,P.17.

² MIRABEL, François. Op.cit.,P.45.

Europe vise à créer une concurrence interne et externe fondée sur un marché gazier unifié concurrentiel en intégrant producteurs traditionnels et nouveaux fournisseurs.¹

1.1.3. Assurer la sécurité d'approvisionnement

L'objectif est d'obtenir un approvisionnement à moindre prix des consommateurs de toutes catégories. Il s'agit d'obtenir du gaz au moindre coût en éliminant les « rentes » à tous les niveaux de la chaîne gazière sous la pression concurrentielle. Il s'agit également de « sécuriser » l'approvisionnement gazier de l'Europe en renforçant les liens techniques et marchands entre les marchés nationaux, étant donné son degré de dépendance.

1.1.4. Faire accroître l'efficacité

L'objectif principal de la libéralisation du marché gazier européen c'est d'accroître l'efficacité sur le marché en permettant aux nouveaux entrants comme aux anciens opérants à avoir accès au marché². Comme le souligne l'AIE : « *Introducing competition in the gas sector was aimed particularly at creating a more appropriate competitive framework, notably more gas-to-gas competition* ». ³

1.2. Les conditions de la libéralisation

Pour que la libéralisation soit fiable, elle doit dépendre de deux types de conditions: des conditions liées au processus de libéralisation et de celles liées à l'industrie gazière.

1.2.1. Les conditions liées au processus

- En termes de prix, la subvention croisée consiste à pratiquer un prix bas sur un segment du marché et un prix élevé sur un autre segment.
- Le passage à une structure concurrentielle doit être progressif.

¹LOCATELLI , Catherine ,FINON, Dominique. *La libéralisation du marché gazier européen et ses conséquences pour la Russie* .Juillet.2002.

²KJERSTI Hegde,EIRIK Fjeldstad .Op.cit.,P.26.

³CRONSHAW ,Ian, MARSTRAND Jacob, et al. *Development of competitive gas trading in continental Europe how to achieve workable competition in European gas markets?* IEA Information Paper ,2008,P.24.Disponible sur : https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/gas_trading.pdf (Consulté:12/09/2014)

- Il est indispensable de fixer clairement les règles du jeu : transparence des prix, discriminations interdites.
- Plus les compagnies initialement présentes sur le marché sont puissantes, plus l'entrée de concurrents est difficile, à la fois pour des raisons de pouvoir de marché et par peur de l'échec.

1.2.2. Les conditions liées à l'industrie

Ainsi le réseau doit-il posséder certaines caractéristiques, afin que la compétition soit possible et qu'elle ne mette pas en péril la qualité des services finaux proposés aux utilisateurs. Parmi ces conditions, nous citerons :

a) La maturité

La maturité du réseau est donc la première condition d'une dérégulation efficace. Le réseau est considéré comme mature lorsque le marché est saturé en équipements au regard des besoins. La concurrence est alors rendue possible par une forte densité du réseau de transports – qui offre des alternatives à la fois aux consommateurs et aux producteurs – et par l'amortissement des installations. On peut cependant opposer une vision dynamique de la compétition à ces conclusions : la discrimination, si elle conduit à des pertes de profit à court terme, peut au contraire donner lieu à des rentes issues de l'affaiblissement, voire de l'élimination des concurrents à long terme.

b) Absence de restrictions physiques ou économiques

Les conditions préalables à une concurrence efficace est d'abord, la disponibilité du gaz, c'est-à-dire qu'il ne soit pas bloqué par des contrats à long terme entre producteurs et opérateurs historiques, ensuite le commerce ne doit être pas limité par des restrictions de capacité¹.

1.3. Les contraintes de la libéralisation

La libéralisation des activités de réseaux est restreinte par un ensemble de contraintes, de types physico- économiques, et des contraintes qui concernent les clients éligibles.

¹ KJERSTI Hegde, EIRIK Fjeldstad. Op.cit., P.26.

1.3.1. Les contraintes physico-économiques

Le premier type de contrainte est d'ordre physico-économique, c'est-à-dire qu'il touche à la fois le double aspect physique et économique de la chaîne gazière.

a) L'intégration verticale des activités sur les réseaux

Cette intégration est un obstacle à l'introduction de la concurrence car le gestionnaire de réseau détient une ressource rare qui lui permet de discriminer ses concurrents dans les activités de services finaux aux utilisateurs. Ainsi, l'ATR n'est pas une fin en soi, mais le moyen d'introduire de nouvelles pressions concurrentielles sur les réseaux. Couramment, la littérature développe des arguments selon lesquels, dans le cadre d'une relation verticale, la firme qui détient la ressource rare n'a pas intérêt à discriminer les opérateurs en aval, y compris si elle en fait partie, et ce en raison de la baisse de profit.

b) Les pratiques discriminatoires

Ces pratiques sont susceptibles de décourager les entrants potentiels. En outre, lorsqu'un processus de dérégulation est engagé, il ne suffit pas de décréter l'ouverture à la concurrence pour que celle-ci devienne effective. En effet, si les entrants potentiels subissent des coûts irrécupérables, alors l'ancien monopole, qu'il soit privatisé ou non, pourra conserver sa position dominante initiale et continuer à maximiser son profit.

1.3.2. Les contraintes des clients éligibles

Les contraintes de la libéralisation sont liées en grande partie à la taille des clients éligibles qui diffèrent d'un pays à l'autre, notamment concernant le segment de la production d'électricité utilisant du gaz et dont le développement est important dans certains pays (UK, Italie, Espagne) et faible dans d'autres (France) et aussi au processus de libéralisation qui comme prévu se devait d'être progressif faute de contrats « Take or Pay » déjà existants.

En 2010, les contrats actuels ne laissent qu'une place de 10% par rapport aux besoins prévisibles, ce qui offre une faible marge de manœuvre aux entrants sur le marché gazier européen¹.

2. Les fondements théoriques et empiriques de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne

La libéralisation du marché gazier s'est fondée théoriquement sur l'idéologie capitaliste et libérale, alimentée par plusieurs idées plus au moins applicables à l'industrie gazière. La Commission européenne s'en est inspirée pour enclencher le mouvement de la libéralisation de certaines industries de réseau, entre autres l'électricité et le gaz naturel.

2.1. Les fondements théoriques de la libéralisation

Dans le jargon économique, la libéralisation est traitée par plusieurs courants et théories : l'école néo-classique, la théorie de bien-être, et récemment par la théorie des marchés contestable, cette dernière sera au centre de notre analyse théorique qui suit.

2.1.1. Les enseignements de la théorie des marchés contestables

En 1982, W. Baumol, J. Panzar et R. Willig publiaient un ouvrage de référence en la matière « *contestable markets and the theory of industry structure* », destiné à la base d'argumenter la déréglementation de l'industrie des transports aériens. Cette analyse donne également l'impulsion à un mouvement généralisé de retrait de l'Etat de la gestion directe des entreprises en situation de monopole naturel. La théorie insiste sur la nécessité de réintroduire plus de compétition dans les industries de réseau.²

Baumol et ses collègues voulaient montrer qu'un marché concentré n'est pas forcément contraire à la concurrence car l'intensité de la rivalité concurrentielle n'est pas fondamentalement liée au nombre de participants pour que la menace soit crédible.³. Plus encore, l'allocation optimale des ressources n'est absolument pas atypique d'un marché caractérisé par un nombre limité de firmes.

¹ LOCATELLI, Catherine, FINON, Dominique. Op.cit., P.16.

² PERCEBOIS, Jacques. Op.cit., P.821.

³ ESNAULT, Benoit, Op.cit. P.264.

De ce fait, les auteurs évoquent le caractère « potentiel » des concurrents. Ce n'est pas étrange qu'un marché composé d'un petit nombre d'offreurs agisse comme s'il était proche de l'optimum car il reste en situation expectative. Par exemple dans une possible guerre des prix que pourraient mener des concurrents potentiels en mesure de pénétrer rapidement sur ce marché, d'y réaliser des profits si les prix sont plus élevés que les coûts marginaux et de se retirer tout aussi rapidement « sans pertes » dès que les prix baissent, et où les firmes en place agacées par cette concurrence, commencent à contre-attaquer. La possibilité d'une telle guerre (Hit and Run Entry) doit suffire pour inciter les entreprises en place à se comporter comme des opérateurs en situation de concurrence et à ne pas fixer un prix plus élevé que le coût marginal.

En outre, sur un marché parfaitement contestable, les phénomènes d'inefficiences si souvent évoqués pour justifier l'intervention des autorités concurrentielles sur les marchés concentrés et dominés par quelques firmes de grande taille, ne peuvent être présents que dans le très court terme. Dès lors, l'existence d'un taux de concentration élevé peut alors constituer plutôt des signes de bon que de mauvais fonctionnement du processus concurrentiel. Il en sera ainsi si les coûts d'entrée sur ce marché sont négligeables. Dans ces conditions, tout effort pour changer la structure du marché peut s'avérer totalement inapproprié.

2.1.2. Les hypothèses de la théorie des marchés contestables

Un marché est contestable et soumis au jeu de concurrence si les principales hypothèses suivantes sont vérifiées :

a) L'entrée sur le marché est libre

Un marché libre est un marché sans barrières à l'entrée. Les firmes qui tentent d'y opérer ne sont pas désavantagées par rapport à celles qui existaient déjà. De ce fait, la technologie par exemple ne favorise pas les firmes existantes car disponible également pour les firmes qui comptent œuvrer sur le même marché. La simple menace d'entrée de nouvelles firmes suffisait de discipliner celles existantes et va conduire à des comportements adaptés à une véritable concurrence. Par contre, en présence d'attribution des droits exclusifs (barrières à l'entrée), la concurrence potentielle ne pourra influencer sur le comportement des firmes déjà en place. C'est pourquoi la libéralisation refuse toute restriction légale à l'entrée.

b) La sortie du marché est libre

C'est un marché sans barrières à la sortie, voire sans coût, en termes de coût irrécupérables (sunk cost). Une firme qui décide de se retirer du marché ne supportera que les coûts liés à la dépréciation normale de l'équipement utilisé, et dans ce cas, la sortie sans coût est possible si l'équipement peut être réutilisé à d'autres fins. Par contre, les coûts irrécupérables concernent non seulement les coûts fixes de l'infrastructure difficile à revendre, mais aussi les coûts liés à la formation, au savoir-faire, aux brevets, etc. La libre sortie rend également crédible l'entrée des concurrents potentiels. En effet, il est souvent risqué pour une firme de pénétrer sur un marché si la sortie lui coûter cher, quand bien même elle aurait une meilleure production que son prédécesseur.

2.2. Les fondements empiriques de la contestabilité du marché gazier Européen : vérification

Par où faut-il introduire de la concurrence ? Voilà une question qui occupait la réflexion des stratèges européens une fois le mouvement de libéralisation décidé et appliqué à d'autres industries de réseaux auparavant.

2.2.1. Les segments privilégiés à la concurrence

Rappelons que le réseau peut être décliné sous forme de trois couches : l'infrastructure, l'infostructure et enfin les services ; de ce fait, quelle couche sera la plus sollicitée par la concurrence ?

Sur cette question, Le Traité de Rome reconnaissait aux réseaux un statut de biens économiques impurs en raison des rendements croissants et des externalités, positives ou négatives qui leur sont propres. L'introduction de la concurrence est basée sur la séparation des infrastructures et des services. Elle vise à redéfinir les frontières du monopole pour le limiter aux infrastructures et ouvrir les services, segments considérés comme potentiellement contestables, à la concurrence,

La libéralisation des activités à valeur ajoutée et le maintien du monopole sur les segments fonctionnels doivent permettre de dissiper la menace d'entrée. La question se pose alors autour de l'organisation en vue d'un accès équitable aux infrastructures d'une part, et du

statut de l'ancien monopole d'autre part. Ce dernier doit-il être morcelé ou privatisé ? La commission européenne répond par des projets de libéralisation qui s'articulent sur le maintien du monopole sur les infrastructures et l'ouverture à la concurrence des autres activités, c'est à dire la production et les services finaux.

Tout d'abord, dans le cas du gaz naturel, les services constituent une activité à forte logique commerciale, où la concurrence peut être introduite, accompagnée par une régulation destinée à gérer les externalités. Ensuite, l'infrastructure et l'infostructure présentent des spécificités propres à chacune. Ces deux éléments renvoient au réseau complexe et coûteux du transport. L'essentiel alors serait d'agir sur les structures du marché, afin d'éviter que celles-ci ne se transforment en une version privée du monopole public historique. Rendre le marché contestable pour le gaz naturel n'est pourtant pas aisément réalisable. Les barrières réglementaires ne sont à priori pas les seules qui pourraient empêcher une concurrence de se développer.

Un élément clé de l'évolution de l'organisation industrielle réside dans le comportement des firmes. Ceux-ci peuvent influencer sur la contestabilité, par essence limitée à des marchés gaziers européens. Une dimension anti-trust s'avère alors nécessaire dans la nouvelle régulation des marchés gaziers libéralisés. Cette mesure ou d'autres doivent être prises par une entité indépendante pour assurer le bon fonctionnement du marché. Elle veille à repérer puis à sanctionner les pratiques discriminatoires et anti-concurrentielles des firmes. Sur l'identité de la « garantie » de la concurrence, les pays de l'Union Européenne diffèrent.

La France par exemple a préféré à l'installation d'une commission de régulation, dite CRE ; contrairement à ce pays cité, l'Allemagne n'a pas mis en place cette commission, mais elle a considéré que les tribunaux sont parfaitement compétents pour garantir le droit à la concurrence. Enfin en Europe, c'est la Cour européenne de justice qui arbitrera les litiges. A noter que Bruxelles a déjà mis en place un club de régulateurs (Club de Florence pour l'électricité, Club de Madrid pour le gaz)¹.

Cependant, un ensemble de barrières entrave la contestabilité du marché gazier européen. Les barrières de l'entrée constituent la plus grande portion de l'ensemble des barrières auxquelles sont confrontées les firmes qui désirent servir le marché gazier. Tout d'abord, les

¹ PERCEBOIS ,Jacques.Op.cit.,P.832.

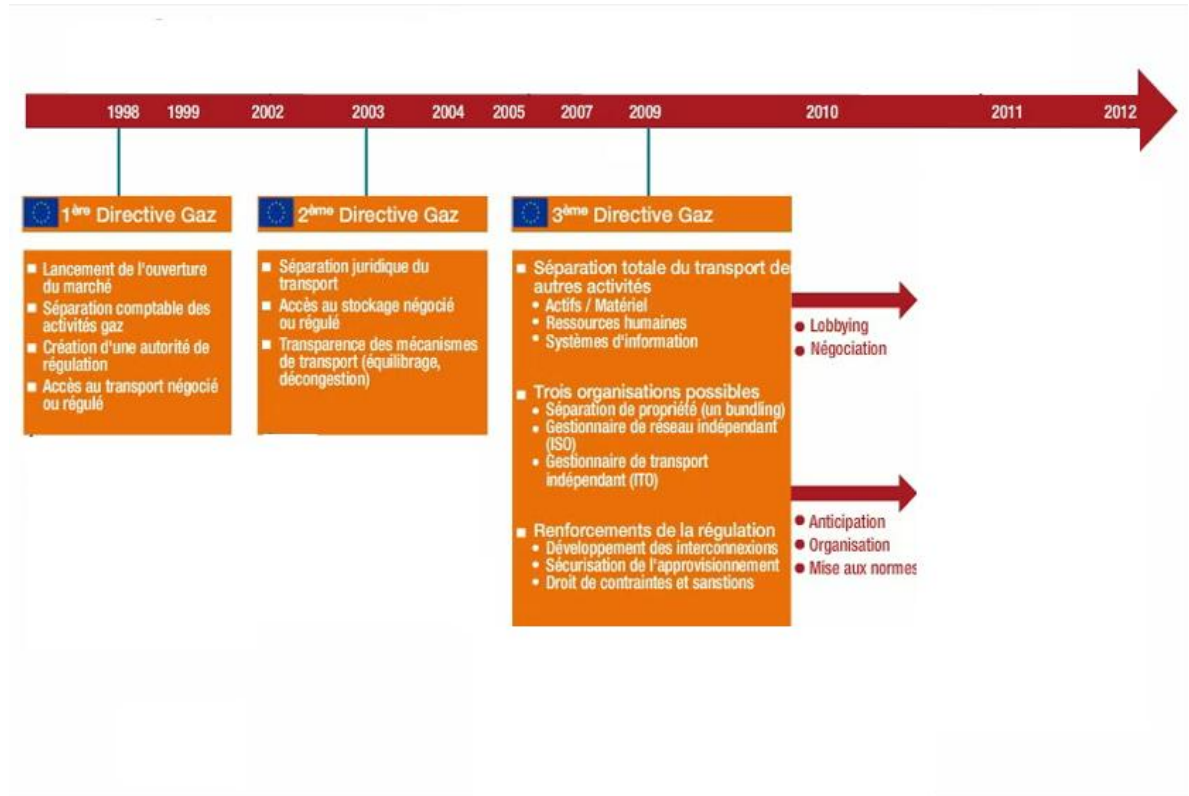
nouveaux futurs entrants craignent la puissance des monopoles en matière d'avantages acquis dans la période de pré- libéralisation. Nous citerons entre autres avantages l'image, l'expérience, et celui octroyé en tant que « first mover » par rapport aux nouveaux entrants. Ces derniers craignent aussi la puissance de réaction des opérateurs historiques par rapport à l'offre globale, tant pour la qualité des services, la couverture que pour les prix pratiqués (tendance à la baisse de prix). En outre, les nouveaux entrants vont se trouver en situation de défi et pour cette raison, leur offre doit être crédible.

2.3. La démarche de libéralisation : les processus législatifs

Dans le cadre du respect des dispositions du Droit européen de la concurrence et du principe de libre circulation des marchandises, le marché intérieur de gaz naturel est organisé à travers une succession de directives établies par Bruxelles. Trois paquets législatifs (figure n°4.2) se sont succédés depuis la fin des années 90 œuvrent pour l'établissement d'un marché intérieur commun.

Les directives ne sont pas directement applicables sauf si elles sont transposées dans le droit national de chaque pays membre de l'Union Européenne. Auparavant seul le marché britannique, autarcique avec le gaz de la Mer du Nord, avait été libéralisé en plusieurs étapes¹.

¹ LOCATELLI ,Catherine, FINON.,Dominique.Op.cit.,P.24.



Source : Gas in focus. <http://www.gasinfocus.com/focus/le-3eme-paquet-energie>, (consulté :01/03/2015)

Figure 4.2: les trois directives de la création du marché intérieur européen de gaz naturel

Chacune de ces directives présente les objectifs considérés indispensables aux circonstances du moment et qui aboutissent à la création du marché commun.

2.3.1. La première directive (1998)

La démarche de la libéralisation a conduit le Parlement européen à la signature de la 1^{ère} directive européenne le 22 juin 1998 (directive 98/30/EC) qui introduit une première série de règles communes en matière d'organisation du secteur gazier, transposables par la suite à l'ensemble des pays-membres. Elle vise l'ouverture à la concurrence potentielle des nouveaux entrants de l'ensemble de l'aval gazier¹. Nous pouvons regrouper les objectifs essentiels ou escomptés de cette directive en quatre sections:

¹BAZART, Cécile. *La libéralisation des marchés européens du gaz: conséquences et restructuration*. Communication au Colloque International du Réseau MONDER. Buenos Aires, Argentine. 26 Novembre 2003.

a) Lancement de l'ouverture du marché gazier

L'Article 5 prévoit un niveau suffisant d'ouverture de l'accès au réseau, mais ce taux ne doit en aucun cas perturber les positions concurrentielles des entreprises. D'où est venue l'idée s'instaurer une ouverture progressif du marché gazier de l'Union Européenne (tableau n°03).

Tableau n°4.1 : progression de l'ouverture à la concurrence du marché gazier de l'Union Européenne

	Taux d'ouverture légale ^(a) avril 2003	Marché éligible ^(b) (Gm3)
Royaume-Uni	100 %	93.8
Allemagne	100 %	77
Italie	100 %	72
Pays-Bas	60 %	22.3
Espagne	100 %	22.1
France	30 %	12.5
Belgique	59 %	8.5
Autriche	100 %	7
Irlande	82 %	3
Danemark	35 %	1.7
Luxembourg	72 %	0.5
Suède	47 %	0.4
Finlande	(c)	(c)
Grèce	Dérogation	
Portugal	Dérogation	

Source: CUSSAGUET, Pierre-Marie, *Direction du gaz, L'ouverture du marché gazier européen. Commission de régulation de l'énergie. Annales des mines. Aout.2009, P.09.*

L'Article 3 impose les obligations de service public. La directive insiste sur le fait que l'ouverture à la concurrence n'est pas forcément une ouverture sans limites ou veille, les entreprises gazières sont tenues de garantir le service public. Selon le même article, l'Etat a le droit d'imposer aux entreprises gazières des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix des fournitures et la protection de l'environnement. Ces obligations sont valorisées par la réalisation d'une planification à long terme, en tenant compte du fait que des tiers pourraient vouloir accéder au réseau.

L'article 4 insiste sur la nécessaire transparence des décisions, sur le respect de la non-discrimination et la définition de règles selon des critères objectifs rendus publics. Ainsi les refus d'autorisation de construction ou d'exploitation d'installations doivent-ils être clairement motivés, et leurs raisons communiquées au demandeur.

L'article 5 reconnaît le statut du monopole naturel de l'activité de transport. De ce fait l'Etat a le droit de redéfinir les exigences techniques d'installations en termes de conception et de fonctionnement, comme il a le droit d'interdire la construction d'installations sur des zones équipées récemment, où l'exploitation serait efficace et les canalisations ne seraient pas menacées de saturation.

b) La séparabilité des activités

Afin de contrôler les abus de position dominante et prévenir les risques encourus séparément pour les différentes activités, ainsi que les risques de discriminations, de subventions croisées et autres distorsions de la concurrence, la directive exige aux entreprises la réalisation d'une double séparation des activités. L'une concerne la séparation comptable (accounting unbundling), l'autre s'intéresse à la séparation managériale. Selon l'Article 13, Paragraphe 3 : « Les entreprises insérées tiennent dans leur comptabilité interne des comptes séparés pour leurs activités de production, de transport, et de distribution.

Les entreprises auparavant verticalement intégrés sont appelées donc à tenir une comptabilité séparée pour les activités régulées (les réseaux) et leurs activités dérégulées (achat et vente de gaz aux clients éligibles)¹. La mesure de séparation vise à éviter les comportements discriminatoires des entreprises existantes vis-à-vis des nouveaux entrants ou même des entrants potentiels.

c) La création d'une autorité de régulation

La directive suggère la création d'une autorité de régulation qui veillera au bon fonctionnement du processus de libéralisation au niveau de chaque pays.

d) L'organisation de l'accès au réseau

La directive (98/30/EC) prévoit en particulier la mise en œuvre d'un accès libre et non discriminatoire des tiers aux réseaux de transport et de distribution et l'ouverture de la concurrence pour la vente de gaz à destination des grands consommateurs (industriels).²

¹ Idem

² Idem

A noter qu'économiquement et sous la présence de certaines conditions, l'accès des tiers au réseau est indispensable¹. La ressource est difficilement reproductible pour des raisons techniques ou économiques (surcapacité de transport gazoducs par exemple), L'accès des concurrents à cette ressource est nécessaire pour que la concurrence puisse s'exercer. L'entreprise qui la possède est présente à plusieurs stades du processus de production et se retrouve donc en concurrence avec les firmes qui souhaitent accéder à sa ressource.

La directive précise également que chaque Etat est libre de choisir entre deux modes d'accès des tiers aux réseaux : l'accès négocié ou l'accès réglementé.

- L'accès négocié : La directive attend que les Etats « prennent les mesures nécessaires pour que les entreprises de gaz naturel et les clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau interconnecté, puissent négocier un accès au réseau et conclure des contrats de fourniture entre eux sur la base d'accords commerciaux volontaires »².
- L'accès réglementé : La directive recommande aux Etats de « donner aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau interconnecté, un droit d'accès au réseau, sur la base de tarifs et/ou d'autres clauses et obligations publiés pour l'utilisation de ce réseau »³.

Au début des années 2000, les Etats membres ont veillé au respect des règles de transparence par les entreprises de transport et de distribution. Les tarifs d'accès ont rapidement été réglementés et non négociés dans la plupart des états membres et les grilles tarifaires de type « timbre-poste » ont été communiquées de manière transparente à tous les acteurs par les autorités de réglementation⁴.

De ce fait, l'accès des tiers au réseau (ATR) est instauré avec des modalités différentes selon le pays. Les clients éligibles peuvent ainsi acheter du gaz chez un fournisseur différent de l'exploitant du réseau de transport et de distribution car ils utilisent cette infrastructure contre

¹ MIABEL, François.Op.cit., P.62.

²Lexinter. Oorganisation de l'accès au réseau. Disponible sur : http://www.lexinter.net/UE/organisation_de_l'accès_au_reseau.htm (consulté:10/10/2014)

³ Idem.

⁴I MIABEL, François.Idem.P.55.

rémunération¹. Pour qu'ils soient éligibles, les clients doivent consommer au moins 273 GWh, et cela à partir d'Aout 2000. Cette éligibilité est revue en Août 2003 pour les clients qui ne consomment pas moins de 83GWh/an et par site.

2.3.2. La deuxième directive (2003)

La deuxième directive de gaz (2003/55/EC) est entrée en vigueur le 4 Aout 2003. La Commission européenne a estimé sa transposition aux pays membres au 1^{er} juillet 2004. L'idée principale de cette directive est «d'introduire de la concurrence partout où cela est possible»².

La directive 2003/55/CE aménage l'ouverture totale à la concurrence des marchés nationaux du gaz et contribue ainsi à réaliser un véritable marché intérieur du gaz au sein de l'Union européenne (UE)³. Il est attendu de l'achèvement du marché intérieur du gaz qu'il puisse améliorer la compétitivité et la qualité du service, de faire bénéficier aux consommateurs des prix équitables, de faire maintenir par les opérateurs gaziers les obligations de service public, enfin d'améliorer l'interconnexion et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement. Les principaux objectifs de la deuxième directive sont :

a) Renforcer de l'indépendance des gestionnaires de réseaux

Comme nous l'avons vu au chapitre précédent, les activités liées à la gestion des réseaux de gazoducs appartiennent au statut de monopole. Puisque, il est économiquement inefficace (et même illogiquement) de construire plusieurs réseaux parallèles de conduites de gaz, une entité de gestion doit assurer ces activités et reste contrôlée par une autorité de régulation.

Différents acteurs peuvent produire de l'énergie, voire l'acheter de l'extérieur, et ensuite la vendre aux consommateurs, au travers des infrastructures gérées par le gestionnaire d'un

¹BAZART, Cécile.Op.cit.

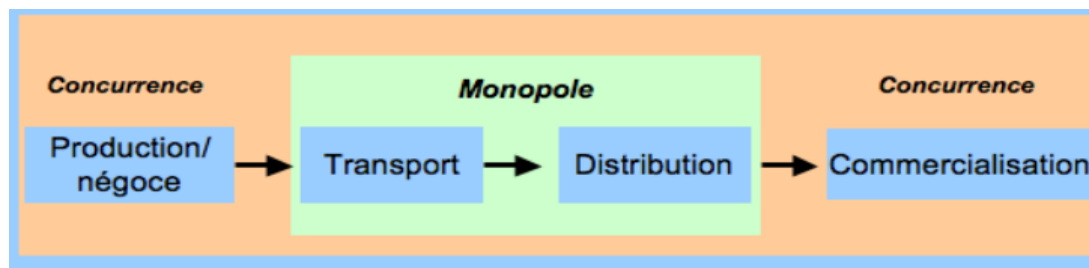
²CHEVALIER Jean-Marie. *Les grandes batailles de l'énergie. Petit traité d'une économie violente*, Paris : Gallimard, 2004, P. 152.

³Europa. *Marché intérieur de l'énergie* .Disponible sur :

http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/127077_fr.htm, (Consulté:13/12/2014).

réseau unique. Dans ces circonstances, ces activités sont soumises aux autorités de concurrence nationales européennes¹.

La deuxième directive prévoit la création de filiales. De ce fait, la séparation juridique remplace la séparation comptable notamment en ce qui concerne le transport. Nous pouvons remarquer que suite à l'adoption des deux premiers paquets législatifs, des GRT et des GRD doivent être établis. Dès lors, les entreprises verticalement intégrées sont contraintes de constituer des filiales assurant la gestion monopolistique des activités de transport et de distribution afin de garantir son indépendance à l'égard de la maison-mère². Prenons comme exemple la création de GDF, en Italie en Allemagne, en Pologne.



Source : commission de régulation de l'énergie, la lettre de la commission, n°06, Juillet, 2007, P.03.

Figure n°4.3/ La nouvelle architecture du réseau gazier

b) Accélérer l'ouverture du marché du gaz à la concurrence sans la biaiser

La commission européenne établit chaque année un rapport «d'étalonnage», qui évalue les progrès accomplis dans la mise en place de marchés concurrentiels de l'électricité et du gaz, sur la base des informations communiquées par les gouvernements et les autorités réglementaires nationales³.

Cinq ans après le vote de la directive de 1998 et trois ans après le délai limite pour son introduction en droit interne (août 2000)⁴, force est de constater que l'ouverture reste plus formelle que réelle et que les niveaux d'ouverture réels varient fortement entre les pays membres. Dans ce cadre, la troisième directive vise donc à revoir à la hausse le calendrier

¹CHEVALIER ,Jean-Marie, PERCEBOIS Jacques.*Gaz et électricité: un défi pour l'Europe et pour la France*.La documentation Française. Conseil d'analyse économique.Paris, 2008, pp. 20 -21.

²DEFUILLÉY ,Christophe .*Le gaz naturel en Europe : entre libéralisation des marchés et géopolitique*. Revue FLUX, Janvier-mars 2009,n° 75 , P.14.

³ Europa, *Marché intérieur de l'énergie* .Op.cit .

⁴ CUSSAGUET, Pierre-Marie . Op.cit., P.09.

d'ouverture à la concurrence éditée lors de l'adoption de la première directive. Elle prévoit d'accélérer à la fois l'ouverture légale et l'ouverture complète du marché du gaz.

Toutefois, une approche progressive a été retenue pour que les entreprises puissent s'adapter tout en garantissant la protection des intérêts des consommateurs. À partir du 1^{er} juillet 2004, les consommateurs industriels ont la possibilité de choisir leur fournisseur. Les consommateurs domestiques bénéficient de cette opportunité depuis le 1^{er} juillet 2007.

c) Garantir l'accès des tiers aux réseaux (ATR)

Dans chaque État membre sont nommés des gestionnaires de réseau de transport, des gestionnaires de stockage, des gestionnaires de gaz naturel liquéfié (GNL) et des gestionnaires de réseau de distribution. Ils ont pour mission l'exploitation, l'entretien et le développement des installations de transport et de distribution, ainsi que le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL). Ils sont tenus de garantir la sûreté, la fiabilité, l'efficacité et l'interconnexion des installations dans le respect de l'environnement¹.

Les gestionnaires de réseaux doivent garantir à tous les utilisateurs l'accès non discriminatoire et transparent au réseau. L'accès doit ainsi être fixé sur des tarifs objectifs et équitables.

Les gestionnaires de réseaux ne peuvent favoriser certaines entreprises, notamment les leurs. Afin d'éviter toute discrimination relative à l'accès au réseau et permettre un accès égal aux nouveaux entrants, lorsque les entreprises sont intégrées verticalement, les activités de transport et de distribution doivent être distinctes sur le plan juridique et fonctionnel des autres activités, telles que la production et la fourniture. Cette séparation n'implique néanmoins pas de découplage de la propriété. Les gestionnaires de réseau sont par ailleurs tenus de fournir aux autres gestionnaires les informations nécessaires à un fonctionnement sûr et efficace du réseau interconnecté.

La directive 2003/55/CE pose des normes minimales communes pour assurer un niveau élevé de protection des consommateurs (droit de changer de fournisseur, transparence des

¹ Europa, *Marché intérieur de l'énergie*, Idem.

conditions contractuelles, informations générales, mécanismes de règlement des litiges, etc.) et veille en particulier à garantir une protection adéquate des consommateurs vulnérables (par exemple, en prenant les mesures appropriées pour permettre d'éviter l'interruption de la fourniture de gaz).

La fourniture de gaz est considérée comme un service d'intérêt général auquel les citoyens ont le droit d'avoir accès contre paiement. Dès lors, la directive organise la possibilité pour les États membres d'imposer des obligations de service public pour garantir la sécurité d'approvisionnement, les objectifs de cohésion économique et sociale, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture de gaz et la protection de l'environnement. La directive 2003/55/CE énonce le droit d'accès non discriminatoire des tiers aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié (GNL). Par conséquent, de nouveaux fournisseurs peuvent désormais pénétrer le marché et les consommateurs peuvent librement choisir leur fournisseur de gaz.

Pour le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz, toutes les entreprises, même les plus petites, comme celles qui investissent dans les sources d'énergie renouvelables, doivent pouvoir accéder au marché. Des conditions de concurrence équitables doivent être mises en place pour prévenir les risques de positions dominantes, notamment des opérateurs historiques, ainsi que les comportements prédateurs.

d) Suivi et sécurité de l'approvisionnement

Selon la deuxième directive, il est indispensable de renforcer la sécurité de l'approvisionnement en garantissant des investissements suffisants dans les réseaux de transport, permettant ainsi d'éviter des interruptions d'approvisionnement en gaz, en surveillant l'équilibre entre l'offre et la demande dans les différents États membres, les capacités d'interconnexion ainsi que la qualité et le niveau d'entretien des réseaux. Une telle surveillance permettra d'anticiper les mesures appropriées en cas de difficultés d'approvisionnement.

e) Mettre en place d'autorités de régulation nationales ARN

Suite à la décision 2003/796/CE, le groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz –EREGG a été créé. Il est composé par les régulateurs nationaux nommés dans chaque Etat membre. Il veille à l'application des dispositions de la deuxième directive en

s'assurant que le marché agit dans le cadre d'une concurrence transparente et de l'absence des pratiques discriminatoires, en contrôlant les méthodes de calcul des tarifs. Enfin il arbitre les litiges éventuels entre les opérateurs. Toutes ces attributions du groupe des régulateurs vont contribuer à l'achèvement du marché intérieur du gaz.

2.3.3. La troisième directive (2007)

Bien que la première et la deuxième directive aient fixé les règles de conduite à adopter par les Etats membres et les opérateurs gaziers, les pratiques discriminatoires persisteraient. La réaction de la Commission européenne est prompte avec la promulgation de 3^{ème} directive

Andris Piebalgs présente le 19 Septembre 2007 des propositions qui visent à pallier aux dysfonctionnements du marché gazier européen concernant en particulier la séparation de la propriété des actifs de réseau. C'est ainsi que le troisième paquet législatif « Energie » a été adopté le 13 juillet 2009 ; il est composé de cinq textes, dont deux directives¹ :

- Le règlement instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (713/2009) ;
- Le règlement des conditions d'accès au réseau pour l'échange transfrontalier d'électricité (714/2009) ;
- Le règlement concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (715/2009) et abrogeant le règlement précédent ;
- La 3^{ème} Directive Electricité (2009/72/CE) ;
- La 3^{ème} Directive Gaz (2009/73/CE).

La 3^{ème} directive vient ainsi approfondir les dispositions de la 1^{ère} directive du 22 juin 1998 et de la 2^{ème} directive du 26 juin 2003 sur l'ouverture du marché du gaz naturel en Europe. L'objectif essentiel de la 3^{ème} Directive Gaz vise donc à instaurer des règles communes en matière de transport, de distribution, de fourniture et de stockage de gaz naturel. Les règles apportées vont clarifier les droits et obligations des entreprises de production et de fourniture de gaz naturel, ainsi que ceux (droits et obligations) du Gestionnaire du Réseau Transport, et ce afin de préserver les intérêts de chaque partie.

¹ Idem.

Une des nouveautés prise en considération lors de l'élaboration de cette directive est son application pour toute forme de gaz ; c'est-à-dire du gaz naturel au gaz naturel liquéfié (GNL), au biogaz, et au gaz issu de la biomasse. Les grandes lignes de la troisième directive sont les suivantes¹ :

- L'harmonisation progressive des cadres techniques et juridiques en vigueur dans les différents Etats membres;
- Le développement de marchés régionaux interconnectés;
- Une coopération accrue entre les opérateurs de réseaux de transport (création de l'ENTSOG : European Network of Transmission System Operator of Gas);
- La création d'une Agence européenne visant à coordonner les régulateurs nationaux (ACER);
- Des dispositions précisant les règles minimales devant être mises en œuvre par les Etats en matière de protection des consommateurs

Les objectifs fonctionnels de la 3^{ème} directive sont ² :

- La séparation totale du transport des autres activités : Pour cela, trois organisations sont possibles - la séparation de propriété (unbundling), le gestionnaire de réseau indépendant (ISO) et enfin le gestionnaire de transport indépendant (TTO) -.
- Le renforcement de la régulation.
- Le développement des interconnexions.
- La sécurisation de l'approvisionnement.
- L'établissement de droits, de contraintes et de sanctions.

De ce fait, le parlement Européen considère que la séparation patrimoniale est : « le moyen le plus efficace de promouvoir de façon non discriminatoire l'investissement dans les

¹Ifp énergies nouvelles.Op.cit.

²Gas in focus. *Le 3^{ème} paquet énergie*. Disponible sur : <http://www.gasinfocus.com/focus/le-3eme-paquet-energie/>, (Consulté : 01/03/2015)

infrastructures, un accès équitable au réseau pour les nouveaux arrivants et la transparence du marché »¹.

3. Les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne

Une fois le marché européen libéralisé ou même un peu avant, les effets de cette démarche se sont ressentis. Pour les détecter nous allons nous inspirer du paradigme SCP.

3.1. Des conséquences inspirées du paradigme de l'économie industrielle

L'économie industrielle repose sur une chaîne de raisonnement souvent qualifiée de paradigme de base-structure-comportement-performance fréquemment énoncé sous l'abréviation SCP.

On appellera structures de l'industrie cet ensemble de relations stables. D'autres relations concrétisent l'espace concurrentiel des firmes : les liens qu'elles nouent avec leur environnement, qu'il s'agisse de l'environnement le plus large constitué par l'état de développement économique et social de l'économie dans laquelle elles fonctionnent ou d'un environnement plus immédiat défini par les techniques de production, ou encore par les déterminants de la demande propres aux biens ou services offerts par l'industrie considérée. Ces caractéristiques environnementales constituent les conditions de base.

Dans ce contexte, la stratégie des firmes dominantes sera tributaire des structures de l'industrie à laquelle elles appartiennent, des particularités de leur environnement et de leurs caractéristiques internes spécifiques. La firme cherchera à modifier son positionnement concurrentiel afin d'éviter les rapports de forces nés de la concurrence et à améliorer ainsi ses performances. Pour ce faire, elle s'engagera à transformer les conditions de base ou les structures de l'industrie.

La conception systémique semble à nos yeux concilier les deux approches (empirique et théorique) caractéristiques de l'économie industrielle. Pour déterminer les conséquences de la

¹ Contexte. *Les députés en faveur du démantèlement des géants énergétiques*. Disponible sur : [https://www.contexte.com/article/article/energiearticledeputes-faveur-demantelement-geants-energetiques_524.html\(consulté](https://www.contexte.com/article/article/energiearticledeputes-faveur-demantelement-geants-energetiques_524.html(consulté) (Consulté :13/03/2011)

libéralisation du marché gazier de l'Union européenne, nous avons retracé la chaîne de raisonnement de l'économie industrielle en adoptant partiellement la démarche suivante :

Dans un premier temps, nous étudierons les structures considérées comme facteurs influents dans les relations concurrentielles et reliant entre elles les firmes d'une même industrie, mais également ces mêmes firmes avec leurs concurrents potentiels, les fournisseurs et les clients. Nous focaliserons notre travail sur l'étude de la concentration du marché gazier dans un milieu libéralisé. Puis nous consacrerons le deuxième type de conséquences aux comportements stratégiques mis en œuvre par les firmes en vue de s'isoler du jeu des forces concurrentielles et de transformer les lois de fonctionnement du système à leur avantage. Enfin, nous appréhenderons le troisième type des conséquences relatives aux performances des firmes en termes de pouvoir de négociation. Nous avons choisi le mode contractuel comme interprétation de ce pouvoir.

En s'inspirant du paradigme SCP, trois types de conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'U.E. peuvent être recensés. Tout d'abord les conséquences sur la structure du marché : celle du marché gazier européen interne et celle en rapport avec les fournisseurs externes. Ensuite les effets du comportement des acteurs gaziers, c'est-à-dire les opérateurs œuvrant en amont et en aval de l'industrie gazière. Enfin l'impact de cette libéralisation sur les performances. Nous avons choisi le traitement des contrats de vente de gaz naturel car ils révèlent les rapports de puissance et aussi l'une des finalités la libéralisation.

3.2. Les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'UE sur la structure de marché

Une des conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Union européenne, est la transition vers une structure de marché moins concentrée par rapport à ce qui était le cas auparavant. Une fois le marché gazier ouvert à la concurrence (et même en anticipation), le comportement stratégique des opérateurs gaziers se trouve face à un ensemble de stratégies qui marquent tantôt l'aval, tantôt l'amont de l'industrie.

3.2.1. Conséquences sur la structure interne du marché

En ce qui concerne les mesures visant à limiter les parts de marché des firmes en place en amont de la chaîne gazière, les exemples anglais, espagnol et italien sont très significatifs. Ainsi

dans le secteur gazier de ces états membres, les opérateurs historiques ont dû rétrocéder aux concurrents une partie de leurs contrats d'approvisionnement de long terme (procédures dites *release gas*)¹. British Gas a dû rétrocéder 10% de tous les volumes de gaz achetés dans le cadre des contrats *take-or-pay* pour permettre aux concurrents un meilleur accès à la ressource essentielle .

De même, sur le marché gazier italien, la SNAM a dû rétrocéder 25% (2002) à 39% (2010) des volumes contractés à l'importation. Dans le secteur gazier espagnol, ENAGAS a dû céder en 2004 25% des importations de gaz algérien. Enfin en septembre 2004, dans le sud-est de la France, les entreprises Gaz de France et Total ont mis à disposition une partie des contrats d'approvisionnement de long terme dont le volume représentait 15% des consommations de la zone concernée.

Cette mesure était destinée à réduire le coût d'approvisionnement des concurrents dans le sud-est dont le tarif de transit était particulièrement élevé pour acheminer le gaz des points d'entrée du nord de la France vers le sud-est². Nous pensons que ces exemples et autres montrent la volonté (de gré ou de force) des opérateurs de l'industrie gazière de rompre avec l'ancien modèle où un petit nombre d'acteurs trustait l'action de l'industrie gazière.

Plus encore, le nombre des compagnies chargées de fournir le gaz aux Etats membres de l'Union européenne est très élevé en Italie (77), en Allemagne (39), en République Tchèque et en Pologne (30). Nous pouvons qualifier le marché de ces pays de « non-concentré ». Par contre, des pays comme la Suède, la Lettonie et la Finlande sont alimentés par une seule entreprise. Dans ce genre de cas, nous pensons que la qualification de « marché concentré » est appropriée. (tableau n° 4.2)

¹ MIRABEL , François , POUDOU, Jean-Christophe, BARANES ,Edmond.*une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne*, Cahier N° 03.11.39. Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie (CREDEN).Université de Montpellier I,P.08.Disponible sur : <http://www.creden.univ-montp1.fr/downloads/cahiers/CC-03-11-39.pdf> (consulté:08/08/2012)

² MIRABEL,François.Idem. P.60.

Tableau n°4.2 : Nombre de compagnies chargées de la fourniture du gaz au niveau de l'UE en 2013

Nombre d'entreprises	Pays
2	1(Estonie)
3	1(Luxembourg)
5	2(Croatie, Lituanie)
6	2 (Bulgarie, Autriche)
7	2(Portugal,Slovénie)
8	1 (Slovaquie)
17	2(Irland, Hongrie)
19	2(Belgique, Roumanie)
25	1(Espagne)
27	1 (UK)
29	1(France)
30	2(Republique Tchèque,Pologne)
39	1(Allemagne)
77	1(Italie)

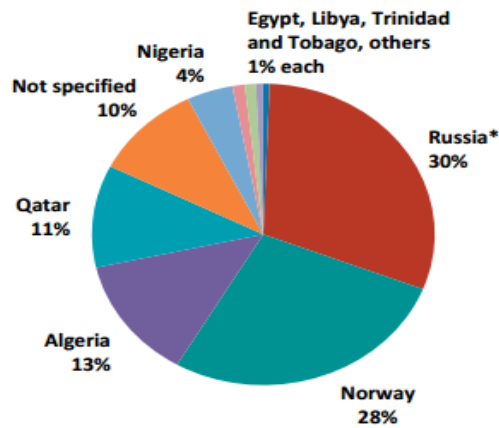
Source: tableau établi par l'auteure selon les statistiques de la Commission Européenne, Disponible sur : http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Number_of_entities_bringing_natural_gas_into_the_country_in_year_2013.png

Nous pensons que La déconcentration du marché des pays européens s'explique en grande partie par l'adoption de la libéralisation du marché gazier. Le fait marquant est l'augmentation du nombre des entreprises : on est passé pour l'ensemble des pays de l'Union de 174 en 2003 à 381 en 2013. Sinon comment pouvons-nous interpréter le fait qu'un pays comme l'Italie n'avait en 2003 que 23 entreprises qui fournissaient du gaz ? Et la Pologne qui était alimentée seulement par 19 entreprises à cette même période ?

3.2.2. Conséquences sur la structure externe

Tout d'abord, il faut préciser encore une fois qu'un marché concentré se traduit par un petit nombre d'opérateurs. Les économistes et les praticiens de l'économie industrielle ont développé un indicateur qui vise à mesurer la concentration du marché : le HHI (Herfindahl-Hirschman Index) dont nous allons faire usage lors de notre analyse.

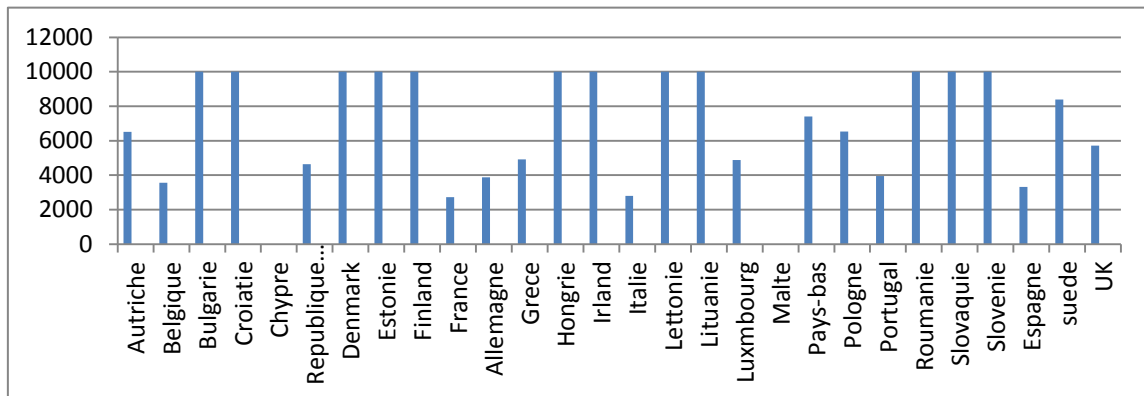
Le marché gazier européen est servi par un petit nombre de fournisseurs, majoritairement externes à l'Union.



Source : European commission. *Energy challenges and policy*, commission contribution to the European council. Op.cit., P.40.

Figure n° 4.4: les parts de marché des principaux fournisseurs de gaz à l'UE(2011)

En 2011, l'Union Européenne a importé 30% de son gaz naturel de la Russie, 28% de la Norvège, 13% de l'Algérie, 11% du Qatar. 18% sont partagés entre d'autres petits fournisseurs. Et si nous faisons référence aux statistiques d'**Eurogas** publié en 2015, nous constatons un HHI plus au moins différent d'un pays à un autre.



Source: figure établie selon Eurogas, *statistical report 2014*, disponible sur : http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Statistical_Report_2014.pdf (Consulté:12/01/2015)

Figure n°4.5 : la concentration du marché gazier des pays de l'Union Européenne

Sur les 28 pays présentés dans la figure ci-dessus, deux pays (Malte et Chypre) n'importent presque pas de gaz. Nous considérons ces pays « non-importateurs de gaz ». Dès lors la question de la diversité des approvisionnements perd son sens, c'est pourquoi nous leur attribuons un HHI nul correspondant à une absence de concentration de l'approvisionnement

extérieur. L'Espagne, la France et l'Italie sont, au regard de la figure, les pays qui bénéficient de la meilleure diversification tout en étant au dessous du seuil préconisé par le HHI.

En revanche, tous les autres pays ont recours aux importations massives pour répondre à leurs besoins gaziers et présentent un HHI supérieur à 2000, preuve d'une relative concentration des approvisionnements. Plus encore, douze de ces pays présentent un HHI supérieur ou égal à 10000. Neuf d'entre eux n'utilisent qu'un seul fournisseur, la Russie, pour subvenir à leurs besoins d'importation (HHI=10000).

Hormis la Finlande, ces pays ont tous en commun d'être d'anciens pays satellites de l'ex-bloc soviétique. Durant des décennies, ils ont profité du système de gazoducs en provenance de Russie, bénéficiant ainsi d'un système de troc ou de tarifs amis pour l'approvisionnement en gaz. Depuis l'éclatement de l'Union soviétique en 1991, ces pays se sont progressivement détachés de la zone d'influence russe pour finalement rejoindre l'Union Européenne.

Cependant, ils ont conservé en héritage les infrastructures gazières en provenance de Russie et n'ont pas eu, jusqu'à présent, les moyens de diversifier leur approvisionnement. Ce qui était un avantage à l'époque se révèle aujourd'hui une source d'inquiétude au regard de leur sécurité d'approvisionnement et plus largement de celle de l'UE dans son ensemble.

3.3. Les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'UE sur le comportement stratégique des opérateurs gaziers

La libéralisation du marché gazier a obligé les opérateurs gaziers à changer leurs comportements stratégiques en adoptant d'autres plus adaptables à la nouvelle situation du marché. Ces comportements sont traduits par le choix de certaines stratégies.

3.3.1. Principales stratégies adoptées par les opérateurs gaziers aval

Les acteurs gaziers en aval développent sur l'ensemble de la chaîne gazière quatre stratégies principales ¹ :

¹ BAZART ,Cécile. Op.Cit.,P.13.

a) La stratégie de spécialisation

Les opérateurs gaziers se spécialisent davantage dans les activités liées aux infrastructures de regazéification ou de transport. Ils se lancent également dans le commerce (trading) de gaz naturel en choisissant en particulier le négoce.

Les compagnies gazières ont été amenées à renforcer leurs positions dans l'amont de la chaîne notamment dans la production du gaz afin de renforcer leur position de négociation vis à vis des pays exportateurs, de gérer plus activement leurs portefeuilles d'approvisionnement en s'implantant dans le négoce du gaz, et de mieux répondre à l'évolution de la demande des clients en s'impliquant davantage dans des activités de services.¹

b) La stratégie de prises de participation amont

Cette stratégie suscite principalement l'intérêt des opérateurs gaziers historiques qui activent initialement sur l'aval gazier. Le changement de cap se marque par une remontée vers l'amont en prenant des participations dans les gisements gaziers ou par le lancement dans les activités d'exploration, de forage, .etc. Par le biais de cette stratégie, les opérateurs historiques visent à assurer une certaine indépendance vis-à-vis des producteurs, ce qui va aboutir à sécuriser leurs approvisionnements gaziers.

La firme Gaz de France par exemple s'est fixée un objectif ambitieux en termes de maîtrise de sa dépendance, donc de son approvisionnement (15% pour 2005), et elle s'est livrée à ce type de prises de participation. En fait cette stratégie semble concerner principalement Gaz De France, Gas Natural et Centrica. Gaz De France multiplie donc ses engagements dans la production. L'acquisition des permis se fait à un rythme soutenu en Algérie, mais aussi et surtout en mer du Nord. Récemment l'entreprise a noué des relations importantes avec l'Egypte. GDF a en effet pris 5% du capital de Egyptian LNG aux côtés de BG, Edison, EGAS et EGPC. Ceci Fait Suite A La Signature D'un Accord En Novembre 2001.

Plus encore, lors de la dé-intégration verticale de British Gas en 1997, les actifs d'exploration/production ont été rassemblés au sein de BG Plc., l'entité qui rassemblait les

¹ KHELIF, Amor. *La libéralisation du marché de l'énergie de l'Union européenne :Quelle doctrine commerciale pour les exportations algériennes de gaz naturel?*. Revue MedEnergie.Alger , Février 2005,P.08.

activités amont et le transport (via Transco). CENTRICA, l'entité séparée et chargée du négoce a été, de son côté, autorisée à conserver un champ pour disposer d'une certaine flexibilité dans ses approvisionnements face à la dégradation de sa part du marché provoquée par la diminution de la part des industriels dans son portefeuille de clientèle. Par la suite, CENTRICA a décidé de développer ses activités de production en Europe, surtout en mer du Nord, mais aussi au Canada pour faire face à la croissance de sa clientèle dans la région. Enfin, GAS NATURAL et REPSOL-YP vont créer une *joint venture* (RY GAS) qui regroupe les activités de commercialisation de GNL hors Espagne.

c) La stratégie d'internationalisation des compagnies de l'aval gazier

Le mouvement d'internationalisation touche en particulier les opérateurs historiques. La libéralisation du marché gazier de l'Union européenne fait perdre à ceux-ci d'importantes parts de marché. Une façon d'y compenser réside dans l'accentuation de la présence sur la scène étrangère : le dynamisme de GDF et de CENTRICA dans ce domaine est remarquable.

d) La stratégie de diversification

La diversification est réalisée ou bien par le biais du service gazier (révision de la politique commerciale), ou bien encore en devenant un acteur multi-énergie (électricité), ou bien enfin en multipliant les activités de réseau (télécoms, eau). L'électricité s'impose comme la possibilité la plus logique, l'offre conjointe des deux énergies constituant un atout important au niveau commercial. En l'occurrence en mai 2001, CENTRICA rachète 60% des actions de Humber Power Ltd (opérateur de centrale électrique). Le problème pour les acteurs gaziers est qu'il leur faut affronter des entreprises d'une taille bien supérieure à la leur. Tout comme dans les négociations avec les producteurs de gaz, le rapport de force n'est pas en leur faveur ; c'est ce qui explique le faible nombre d'opérations réalisées dans ce sens.

3.3.2. Principales stratégies adoptées par les opérateurs gaziers amont

De leur côté, les acteurs de l'amont gaziers optent pour trois stratégies :

a) La stratégie d'alliance et de partenariat

Cette stratégie vise à partager les coûts et les risques liés aux activités d'exploration, de production. Les stratégies d'alliance et de partenariat pour l'exploitation des réserves sont nombreuses et certains acteurs privilégient ce type de coopération (BP, EXXON MOBIL).

b) La stratégie de croissance externe

Cette stratégie consiste à acquérir par une croissance externe des parts dans les distributeurs. ENI et SHELL se sont livrés à ce type d'acquisitions. Outre ces participations dans des distributeurs, les producteurs ont des participations dans des infrastructures de transport internationales comme en témoigne la répartition du capital P7 de l'Interconnector qui lie Bacton (au Royaume-Uni) à Zeebrugge (en Belgique).

c) La stratégie de prises de participation

Les grands fournisseurs de l'Europe (GAZPROM, SONATRACH et STATOIL) bénéficient de par leur rôle dans l'offre de gaz européenne de rapports privilégiés avec les gaziers (transporteurs/distributeurs) européens. Ces mouvements montrent la nature des menaces qu'encourent les compagnies de l'aval gazier. Les compagnies impliquées dans la commercialisation de la molécule risquent de perdre une partie des clients éligibles au profit des pétro-gaziers.

En ce qui concerne la gestion des infrastructures de transport et de distribution (les réseaux), une certaine forme de concurrence n'est pas exclue non plus car le caractère de monopole naturel de cette activité n'est pas aussi fort que celui pour la gestion des réseaux électriques. Historiquement, les marchés nationaux du gaz naturel se sont organisés autour d'opérateurs (qualifiés aujourd'hui d'« historiques ») qui bénéficiaient d'un monopole (*de jure* ou *de facto*) pour la gestion des réseaux de transport et de distribution et la fourniture en gaz naturel des utilisateurs finaux.

3.4. Les conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne sur la performance des firmes

Nous pensons que la meilleure interprétation de la performance dans le domaine gazier, c'est d'abord les contrats de vente de gaz naturel.

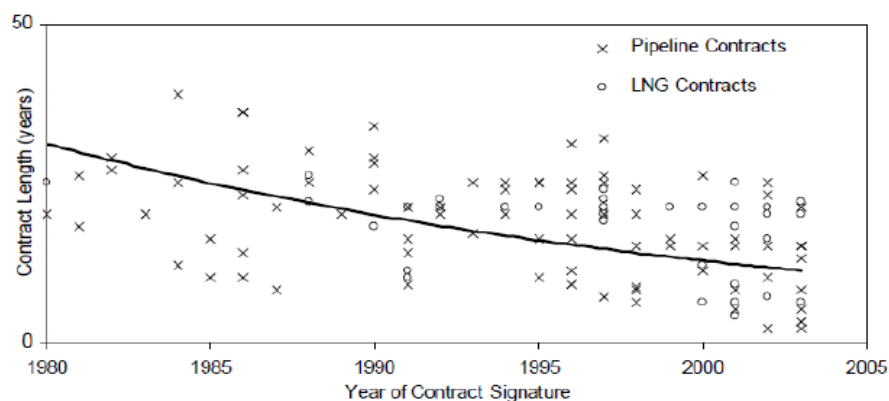
3.4.1. La révision des contrats d'approvisionnement

L'industrie gazière européenne s'est développée à partir d'une généralisation de Contrats de long-terme¹. Cette forme a institué des liens rigides entre les importateurs et exportateurs de gaz naturel. Or, la libéralisation du marché gazier européen a entraîné une révision des principales clauses qui encadrent ces contrats.

La durée des contrats est en diminution et l'indexation sur les produits pétroliers suit le même sort. Une certaine adaptation aux mesures de la libéralisation est ressentie à travers la révision de certaines clauses, comme le take-or-pay². Ces modifications sont signalées par deux études importantes de l'AIE. La première publiée en 2004, sous le thème de « La sécurité d'approvisionnement en gaz dans des marchés ouverts », et la seconde en 2008 intitulée « Development of competitive gas trading in continental Europe how to achieve workable competition in european gas markets ? ». Les deux études montrent que plus les importations européennes de gaz augmentent régulièrement, moins le gaz sera livré via des contrats traditionnels².

a) Révision de la durée des contrats

Le marché international du gaz s'est développé et les types de contrats sont de plus en plus diversifiés. Des contrats à court terme sur les marchés spots « spot » ont fait leur apparition dans le marché en plus des contrats à long terme existants déjà.



Source : KJERSTI Hegde, EIRIK Fjeldstad .Op.cit.,P.13.

Figure n°4.6: La contraction de la durée des contrats de long-terme

¹ CUSSAGUET , Pierre-Marie . Op.cit.,P.22.

² Idem.

La durée des contrats TOP de livraison de gaz aux pays européens a en moyenne diminué et est passée de 30 à 15 ans à partir de 1980 et jusqu'en 2003¹. Cependant à partir de la fin des années 90, les européens se tournent davantage vers les contrats de GNL et cela s'explique par le fait que son mode d'acheminement est plus flexible que celui acheminé par les gazoducs.

b) Révision de la clause « gas price indexation »

Depuis quelques années, le vent a tourné. De nouveaux marchés gaziers se sont développés avec un vrai prix de gaz² (à revoir ci-après). L'argument principal avancé pour expliquer l'abandon de l'indexation aux produits pétroliers pour la variante des mécanismes de tarification est que les producteurs/exportateurs et les opérateurs importateurs (historiques) confrontés par cette indexation préfèrent la maintenir car ils craignent que tout nouveau mécanisme ne vienne réduire leurs revenus.

Or, dans la situation actuelle, les prix du gaz ont nettement chuté en dessous de la parité avec les prix des produits du pétrole, ce qui est une préoccupation énorme pour les intermédiaires et les intervenants en aval. Cela peut modifier la composition des partis dominants, et de mettre plus de pression sur les méthodes de fixation des prix alternatifs³.

La philosophie de l'indexation sur les produits pétroliers est en train d'éclater face au développement des places de marchés pour le gaz naturel « hubs », où le prix est déterminé par rapport à l'offre et la demande de gaz ; ainsi deux prix coexistent encore en Europe : des prix liés au pétrole et des prix de marché (hub price).

Les grands exportateurs de gaz vers l'Europe (Russie, Norvège, Algérie, Qatar) affichent leur volonté de maintenir une indexation liée aux produits pétroliers. Or, la hausse du prix de pétrole limite la compétitivité du gaz face au pétrole, face à cette situation, les pays exportateurs ont consenti quelques arrangements avec leurs plus gros clients, incluant une part d'indexation des prix sur les prix de hub. En 2012, la part des prix spot dans les prix européens atteint un taux

¹ KJERSTI Hegde, EIRIK Fjeldstad .Op.cit.,P.46.

² DESBOI, Baptiste. *Le marché de gaz en France*. P.66. Disponible sur : www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdfvue/chapitre_5_le_marche_du_gros_panorama_le_marche_du_gaz_en_france_par_baptiste_desboi (consulté le 01/05/2015)

³ KJERSTI Hegde, EIRIK Fjeldstad .Idem.,P.37.

de 45%. Nous pensons que désormais, l'avènement d'un prix de marché revendiqué par les grands consommateurs va se heurter à la volonté des pays exportateurs de maintenir le lien avec le prix du pétrole. Donc, nous allons probablement assister à un conflit d'intérêts mené cette fois-ci par le bloc des consommateurs et non de celui des producteurs.

Le cas le plus médiatisé sur ce sujet est celui du différend entre Gazprom et l'Union Européenne¹. La Commission a ouvert une enquête. Elle souhaite vérifier si l'entreprise russe n'est pas en situation de violation des règles antitrust européennes. Parmi les pratiques remises en question, la Commission affirme que Gazprom pourrait avoir imposé des prix déloyaux à ses clients via cette indexation sur le pétrole. Sans surprise, Gazprom n'est pas favorable à l'indexation hub dans ses contrats. Vladimir Poutine indique que l'indexation pétrolière est la plus juste.

Un basculement vers les marchés hubs induirait un risque sur les futurs, nécessaires au développement des infrastructures gazières et nuirait à la sécurité énergétique. Certains producteurs ou compagnies commerciales tels que l'hollandais GasTerra, le norvégien Statoil sont en revanche plus enclins que d'autres à diminuer l'indexation sur les produits pétroliers pour accroître l'indexation sur les marchés hubs.

L'allemand Wintershall a par exemple signé un contrat d'approvisionnement de long terme (sur 10 ans) avec Statoil, dont le prix est principalement connecté aux hubs allemands (Gaspool et NCG). Statoil a effectivement bien anticipé cette dynamique, et ses ventes ont atteint des records en 2012.

Gazprom se voit donc contraint de prendre le train en marche, et prévoit d'augmenter davantage son indexation sur les hubs qui est de l'ordre de 7%. Il est très difficile d'avoir une idée précise des proportions d'indexation à l'échelle européenne, car cela relève du secret des affaires. Les chiffres varient selon les études. Il semble que l'indexation sur les produits pétroliers reste majoritaire même si nous ne sommes plus très loin du point de basculement.

¹ DESBOI, Baptiste .Op.cit.,P.66.

3.4.2. Le développement des hubs gaziers et marché spot

Un « hub » gazier, c'est un nœud de rencontre (physique ou virtuel) qui regroupe à la fois les vendeurs, les acheteurs et les spéculateurs de l'industrie gazière. Les marchés spot ont commencé à émerger aux hubs gaziers où vendeurs et acheteurs peuvent s'adonner au commerce standardisé des produits de gaz naturel avec une variété de volumes et de dates de livraison, mais aussi de placements.

Les hubs gaziers autorisent des arbitrages de prix¹. L'arbitrage est une pratique qui consiste à « commercialiser le même titre, la même monnaie ou la même marchandise sur au moins deux marchés afin de profiter de la différence de prix. En clair, la destination des cargos de GNL est déterminée par le prix du marché spot lui-même déterminé en temps réel. La marchandise est donc vendue au plus offrant selon un système d'enchères jouant sur les différences entre les prix. Ces arbitrages vont permettre d'aboutir sur le long terme à une convergence des prix entre les différents bassins.

a) histoire des premiers hubs dans le monde

La création de "Henry Hub" figure comme l'une des conséquences de la libéralisation du marché gazier de l'Amérique du nord dans les années 1970. Depuis 1988, Henry Hub a servi de référence pour le New York Mercantile Exchange (NYMEX), mais également pour tous les contrats d'exportation de gaz vers le Mexique.

Le Royaume-Uni a vu l'émergence de son premier hub gazier lorsque le monopole détenu par British Gas a été rompu en 1986, marquant le commencement de l'ère de la concurrence. Le National Balancing Point(**NBP**) a pris à ses débuts la forme d'un cadre informel du marché. Par la suite en 1994, il a été le principal lieu des activités du commerce de gaz. À partir de 1996, ce hub est considéré comme le plus « turnover » en volume de tous les hubs européens, à la fois physiquement et financièrement. Le NBP est également utilisé comme point de référence pour les prix en contrats à long terme, ce qui a de surcroît renforcé son rôle (Neumann,2007)².

¹ LEGAULT, Albert.Op.cit.,P.337.

² KJERSTI Hegde,EIRIK Fjeldstad .Op.cit.,P.35.

b) Les conditions d'un fonctionnement efficace d'un hub gazier

Nous pensons que trois conditions principales sont requises pour qu'un hub fonctionne efficacement. Tout d'abord, il doit permettre d'assurer une fluidité d'échange, c'est-à-dire que la plate-forme ne serait pas le point final du gaz livré mais au contraire, en quelque sorte, elle doit jouer le rôle d'un point de dispatching. Ensuite, il doit y avoir une utilisation pour le gaz, soit par l'existence d'une base de clientèle importante (dite souvent éligible) ou à travers la demande des autres marchés qui peuvent être atteints à partir du hub négociés. Enfin, le hub doit pouvoir œuvrer dans deux sens inverses de la demande, c'est-à-dire en période de croissance ou de baisse.

c) Les caractéristiques d'un hub fiable

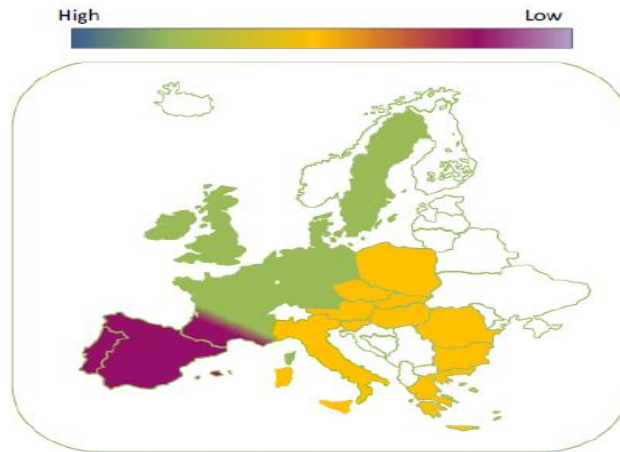
Les caractéristiques essentielles d'un hub sont le nombre des parties en transaction et le niveau de détail d'informations du réseau¹. Nous ajouterons une autre caractéristique tout aussi importante : c'est la liquidité de hub mesurée souvent par le « *churn ratio* », un indicateur qui évalue le nombre de fois où une molécule de gaz a changé de main entre son propriétaire initial et final. Il est défini comme étant le rapport entre la quantité échangée et la quantité nette².

En Europe, nous comptons huit principaux hubs : NBP (Royaume Uni), Zeebrugge (Belgique), TTF (Pays-Bas), NCG et Gaspool (Allemagne), PEG (France), PSV (Italie) et CEGH(Autriche).

Le nombre et la qualité d'échanges effectués sur ces hubs font de la sorte que l'Europe est divisée en trois zones (figure n°4.7.). La zone « Centre » est la plus active, l'emplacement géographique et la longue expérience de la NBP ont largement soutenu cette place. La zone « Est » est moins active que la précédente et les principaux pays qui la fréquentent viennent de l'ex-bloc soviétique. Vient enfin la zone « Ouest ». Moins active également, cette zone est constituée principalement par des pays qui ont privilégié les contrats à long-terme, comme l'Espagne ou le Portugal.

¹ Idem.,P.28.

²GRT gaz. Toutes les données sur l'activité du transport du gaz naturel. P.12 .Disponible sur :http://www.grtgaz.com/fileadmin/analyses/documentation/notice_SmartGRTgaz_fr_v1.4.pdf,(consulté :01/05. 2015)

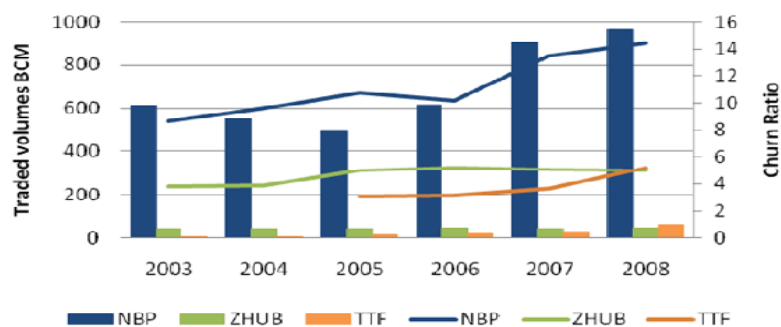


Source: KJERSTI Hegde, EIRIK Fjeldstad .Op.cit., P.38.

Figure n° 4.7: Répartition au niveau européen des hubs gaziers

Bien que les hubs soient relativement récents et encore inégalement actifs en Europe, ils se développent rapidement offrant ainsi aux opérateurs une référence de prix de plus en plus fiable et transparente. Le commerce du gaz sur ces hubs a porté sur 1600 Gm³ et le *churn ratio* varie de 2,5 à 14 (figure 4.8).

Depuis l'instauration de la deuxième directive européenne de gaz en 2003, les volumes traités par les hubs connaissent une croissance sur le NBP et passent de 600 bcm à presque 900 bcm en 2008. Le même rythme est noté sur le hub des Pays-Bas qui atteint un volume de 60 bcm échangés en 2008. Le rythme de croissance le plus stable est celui constaté sur le hub belge.



Source :Idem.P.23.

Figure n°4.8 : volume et churn ratio dans les principaux hubs européen (2003-2008)

En 2011, nous avons observé une hausse très significative des volumes échangés sur tous les hubs gaziers. Avec un écart nettement remarquable sur le NBP qui est en quelque sorte la locomotive des hubs gaziers européens.

Historiquement les volumes échangés dans ces hubs sont en nette progression. Nous pensons que le rôle des hubs devrait continuer à se développer fortement dans un horizon proche et à terme, les prix de marché spot pourraient constituer la référence principale des contrats gaziers européens.

En raison de cette libéralisation, les places commerciales de Zeebrugge (Belgique) et Bunde-Oude (frontière germano-belge) se sont spécialisées pour le gaz naturel négocié à court terme. Elles font office de bourse pour les achats quotidiens, hebdomadaires, trimestriels ou annuels¹.

d) Prix spot et prix contrat

Dans un contrat type avec balançoire, l'acheteur a un droit de prélèvement quotidien dans les limites quotidiennes minimales et maximales prévues par le contrat, en se référant à la quantité contractuelle moyenne quotidienne.

Les limites d'augmentation ou de réduction de la fourniture en gaz naturel sont étroites et estimées à plus ou moins 10% de la quantité à fournir et stipulée dans le contrat. Ainsi le vendeur fournira un volume de gaz maximal à + 10% pour satisfaire une demande conjoncturelle en hausse. Tout comme il pourra fournir un volume minimal à – 10% lorsque cette demande est en baisse. Un acheteur rationnel avec un seul contrat pourrait optimiser le contrat en prenant les quantités maximales au moment où l'écart entre le prix du contrat et le prix d'autres sources d'approvisionnement (généralement le marché spot) est plus favorable. Ceci est indiqué sur le graphique ci-dessous.

Les cercles indiquent les périodes où l'acheteur rationnel maximise la quantité journalière. Pour le vendeur, cela représente une occasion perdue de vendre le gaz au prix de marché élevé, et donc un manque à gagner non négligeable. Mais ce flux de trésorerie négatif

¹Gaz naturel.Op.cit.

sera compensé lorsque l'acheteur doit prélever du gaz en raison de la quantité minimale quotidienne.



Source : Ibid.,P.39.

Figure n° 4.9 : Evolution des prix spot et contrat

Cependant, très peu de clients se contentent seulement d'un seul contrat, et doivent donc optimiser un portefeuille de contrats. Vendeurs de gaz doivent garantir leur capacité à toujours livrer du gaz exigé en vertu de contrats à long terme. La demande peut facilement augmenter de 30% sur le total portefeuille d'un jour à l'autre. Il est donc vital pour les vendeurs de garder un tampon « buffer » de gaz pour être en mesure de fournir la demande croissante dans le cadre des accords à long terme.

La demande peut aussi aller dans l'autre sens, baissant subitement de 30% d'un jour à l'autre. Cette variation de la demande impose des défis de taille pour les vendeurs, et limite la capacité de vendre du gaz sur le marché spot. S'ajoute à ce défi le souci de nombreux vendeurs confrontés au comportement des clients qui ont tendance à suivre les fluctuations de la demande, cet effet se trouvant donc accentué avec le nombre de contrats¹.

¹ Idem,P.43.

Conclusion

Le mouvement de désengagement des Etats sur les activités industrielles et des services est commun à la plupart des pays industrialisés. Sensibles aux théories tendant à montrer la supériorité de la concurrence sur l'organisation monopolistique des marchés, les gouvernements ont privatisé un grand nombre d'entreprises publiques et démantelé un nombre croissant de monopoles, y compris dans des domaines relevant du service public.

Les conséquences tirées de la libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne sont inspirées dans ce chapitre du paradigme de l'économie industrielle, nous avons conclu que :

- une fois libéralisé, le marché gazier reste encore concentré ; donc les bienfaits de libéralisation ne sont pas immédiats, du moins à l'heure de la rédaction de cette thèse.
- la libéralisation a contraint les opérateurs gaziers à adopter de nouvelles stratégies qui ne régnaient pas à une époque de pré-libéralisation.
- enfin, le mode contractuel a considérablement évolué d'une pérennisation de relations par l'adoption des contrats de long-terme à la vente sur les différents hubs européen. qui prospèrent au fil des ans. Ces hubs traduisent le prix réel du gaz, celui issu du mécanisme du marché, c'est-à-dire de l'offre et de la demande.

Chapitre 05: la réponse de l'Algérie à la libéralisation du marché gazier de l'UE

- Etat de lieux de l'Algérie gazière
- Libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne : conséquences défis pour le fournisseur Algérien de gaz

Introduction

En 2012 et 2013, environ 90% d'exportations du gaz naturel algérien sont destinées à l'Europe, principalement à l'Espagne, l'Italie et la France. Ce volume est transporté à 70% par gazoduc, et le reste par méthanier (GNL). De ce fait l'Algérie est considérée comme le deuxième plus grand fournisseur du gaz naturel de l'Europe en dehors de la région. L'importance de l'Algérie en tant que fournisseur historique de gaz fait en sorte que tout changement sur la scène gazière européenne aura de fortes répercussions sur l'Algérie en tant que fournisseur gazier.

En s'inspirant du paradigme SCP, La libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne affecte l'Algérie en tant que fournisseur sur deux grands points : D'abord, des conséquences sont repérables sur le comportement stratégique de la compagnie nationale Sonatrach. Ensuite, le mode contractuel qui a permis le développement de l'industrie gazière algérienne à travers des contrats à long terme a vu la révision de certaines clauses contractuelles.

1. Etat des lieux de l'Algérie gazière

L'Algérie est souvent qualifiée de pays gazier. A-t-elle conservé ce statut dans le contexte de libéralisation du marché gazier de l'U.E. ? C'est ce à quoi nous allons tenter de répondre dans ce qui suit.

1.1. Etat des lieux : réserves/production, consommation/exportation

Les réserves de gaz algérien font débat entre une crainte fondée sur l'épuisement des gisements actuels de gaz, une consommation interne de plus en plus croissante, un retard évident du développement des énergies renouvelables, et la montée de la polémique autour du « gaz de schiste ».

1.1.1. Etat des lieux des réserves/production

Les réserves mondiales de gaz naturel sont importantes. Ici et là, on continue à explorer et à découvrir de nouveaux gisements gaziers, notamment off-shore. Qu'en est-il des réserves en gaz algériennes ?

a) Les réserves algériennes de gaz

Selon les statistiques de BP publiées en juin 2014, l'Algérie détient 2,4% des réserves mondiales prouvées de gaz naturel contre 0,7% pour le pétrole. A la fin de 2013, le volume de réserves prouvées atteint 4,5 Tcm¹. Le Département Américain de l'Energie² (se référant au « Oil&Gas Journal ») confirme ce volume, précisant que l'Algérie compte pas moins de 159 Tcf (4500 Bcm). Ce volume quasiment stable depuis 1999 classe l'Algérie au dixième rang mondial, bien loin de la Russie, classée première et qui détient pas moins de 16,8% des réserves mondiales, soit 31,3 Tcm de mètres cubes, l'Iran (15%), le Qatar (10%). En Afrique, l'Algérie est devancée seulement par le Nigéria.

Concernant l'évolution du volume des réserves de gaz naturel algérien, elles étaient de 3,3 Bcm à la fin de l'année 1990, puis ont connu une hausse importante dès le début de la décennie pour atteindre approximativement 4,5Tcm en 1999. Depuis, ce volume est quasiment stable.

Selon **Darbouche Hakim**, expert en question énergétique à University of Oxford, «*no significant new reserves of gas had been discovered and developed in Algeria since the 1990s*»³. Selon l'ancien **PDG de Sonatach** Abdelhamid Zerguine (en date du 24 février 2013), les réserves pétrolières algériennes sont estimées à plus de 4 milliards de Tep. Plus de 50% de ce potentiel que recèle le pays sont des réserves gazières. 1,3 Tep brut et le reste sont du GPL et du condensat⁴. Il faut savoir que 1 Tep c'est environ 1 000 M3 de gaz ; ce qui revient à dire que les réserves algériennes de gaz ne sont plus que de 2000 milliards de mètres cubes gazeux et non pas de 4500 (estimation de BP depuis 1999).

Ces deux déclarations complémentaires sont d'une extrême importance car elles ouvrent le débat sur le potentiel réel gazier de l'Algérie, ainsi que sur les principaux facteurs qui le déterminent.

¹ BP.Statistical Review of World Energy .2014.Op.cit.,P.30.

² EIA .Op.cit.

³ Darbouche, Hakim. *Algeria's shifting gas export strategy: Between policy and market constraints*. Oxford Institute for Energy Studies.NG48.March,2011 , P.3.

⁴ Le matin dz. *Graves déclarations du PDG de Sonatrach sur les réserves pétrolières*.Disponible sur : <http://www.lematin.dz.net/news/11149-graves-declarations-du-pdg-de-sonatrach-sur-les-reserves-petrolieres.html> (consulté:19/09/2014)

Le plus grand gisement du gaz naturel de l'Algérie se situe à Hassi R'Mel. Découvert en 1956, ce gisement détient environ 50% des réserves prouvées de gaz naturel algérien. Le reste est réparti dans le sud-est du pays, soit dans des puits associés ou non-associés. D'autres gisements plus petits¹, notamment ceux de Berkine (14% des réserves de gaz et 8% des réserves de pétrole) et d'Illizi (14% des réserves de gaz et de pétrole) ont été mis en exploitation depuis. Tandis que d'autres (Regane, Ahnet/Timimoun, etc.) sont actuellement en phase de développement.

L'Algérie est dotée également de vastes ressources inexploitées de gaz de schiste. Selon une étude de l'EIA publiée en juin 2013², l'Algérie contient 707 Tcf des ressources techniquement récupérables de gaz de schiste ; ce qui correspond à quatre fois le niveau de ses réserves gazières conventionnelles actuelles. Elle est de ce fait le troisième pays le plus riche en gaz de schiste dans le monde après la Chine et de l'Argentine. En effet, ce gisement du bassin de Ghadamès s'étend sur trois pays : à l'est de l'Algérie, au sud de la Tunisie et à l'Ouest de la Libye. Il est reconnu comme étant l'un des plus grands bassins de gaz de schiste dans le monde.

En mai 2014, le gouvernement algérien a donné son approbation pour permettre le développement de l'exploitation du pétrole et du gaz de schiste. Le Conseil des ministres a estimé que cela prendrait 7 à 13 ans pour confirmer les ressources potentielles du schiste de l'Algérie. Cependant, nous pensons que le développement de ces réserves non-conventionnelles ne peut se contenter uniquement d'une approbation officielle, mais il exige aussi une adhésion populaire de l'opinion nationale. Par ailleurs, l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste nécessite d'importants investissements étant donné que ce genre de gaz est piégé dans des roches poreuses à l'accès difficile.

Ces estimations de réserves, présentées par différents organismes, cachent une réalité sur les déterminants qui influent les volumes de gaz. Si nous revenons aux principaux déterminants, nous apercevons que le calcul de la valeur des réserves est fonction de l'évolution de la concurrence des énergies fossiles substituables (le pétrole et le charbon surtout), du coût d'exploration et d'exploitation et également du prix du marché international. Cette valeur ne dépend donc pas seulement du volume physique du gisement qui pourrait s'avérer non rentable.

¹ Trésor Français. Direction Générale. *Les hydrocarbures en Algérie : chiffres clefs*. Novembre 2013. Disponible sur : <https://www.tresor.economie.gouv.fr/File/392576>, (Consulté : 21/04/2015)

² EIA. Op.cit.

De ce fait, les réserves à exploiter sont dépendantes du niveau du prix du gaz sur le marché. Plus le prix du gaz est bas et plus on assistera à une exploitation intensive des réserves gazières afin de rentabiliser les capitaux investis, ce qui conduira inévitablement à un épuisement rapide des ressources énergétiques. A l'opposé, plus le prix est élevé sur le marché, moins l'exploitation des réserves est intensive, ce qui permettra une durée de vie plus longue là on assistera à une durée de vie plus grande du gisement exploité¹.

A titre d'exemple, la durée de vie des réserves sera moins longue si les prévisions du Ministère de l'Energie d'exporter plus de 100 milliards de mètres cubes de gaz à l'horizon 2020 se réalisent et si la consommation intérieure, compte tenu du prix bas de cession du gaz, est plus importante que celle qui était prévue.

Depuis le début de la décennie 2000, les réserves gazières algériennes ont toujours été consolidées selon la revue internationale Gasoil à 4500 milliards de mètres cubes jusqu'au 1er janvier 2010, et ce malgré les volumes énormes consommés (à revoir ci-après) sur le marché national et ceux exportés depuis 1970. Les réserves gazières Algériennes sont consolidées, les baisses actuelles en volume sont voilées par l'envolée des prix internationaux. Mais la donne sera différente avec la baisse des prix ; ce qui revient à dire que finalement, le niveau des réserves est variable et presque imprédictible.

Escomptons le fait que l'Algérie restera, du moins à court terme, l'un des fournisseurs majeurs de l'Europe. En revanche, le long terme est déterminé par la valorisation de son potentiel de gaz conventionnel et non-conventionnel. A moins de substantielles découvertes en off-shore ou même dans le Sahara, la politique énergétique européenne en matière de développement des énergies renouvelables ou de redistribution des parts de marchés se tournera vers le Moyen-Orient.

b) La production du gaz naturel en Algérie

Selon les statistiques de BP², la production du gaz naturel de l'Algérie était 78,6 Bcm en 2013, avec une baisse de 1.4% par rapport à l'année précédente. Le fait marquant qui se manifeste pour la production de l'Algérie est une baisse régulière et depuis le pic de 85,8 Bcm

¹Algérie1, Quelle est la durée des réserves de gaz algérien ? .Disponible sur : <http://www.algerie1.com/affaires/quelle-est-la-duree-des-reserves-de-gaz-algerien-2/> (consulté:15/12/2013)

² BP. Statistical Review of the World Energy,2014(version excel).Op.cit.

en 2008. Le volume important produit en 2012 reflète la baisse des volumes de gaz naturel employés pour améliorer la récupération d'huile en le réinjectant dans des puits car 42% de l'ensemble de gaz produit a été réinjecté dans les puits pour augmenter la récupération de pétrole. En dépit de la diminution de la production brute, le volume lancé sur le marché a augmenté en 2012 de 4% par rapport à l'année précédente. Source :bp 2014

L'Algérie avait prévu de mettre en service plusieurs nouveaux gisements de gaz naturel pour compenser la perte de production à partir des gisements matures, mais plusieurs de ces projets ont été retardés de plusieurs années, et cela en grande partie en raison de l'approbation retardée de gouvernement (gaz de schistes par exemple) , des difficultés des associés à l'investissement , des lacunes d'infrastructures et des problèmes techniques divers.

Selon le gouvernement algérien, la production de gaz naturel de l'Algérie devrait croître nettement d'ici 2014 avec l'entrée en production de nouveaux gisements gaziers¹. Nous pensons vivement que la tendance à la hausse prévue pour la production de gaz annoncée par le gouvernement algérien n'est pas basée sur les volumes produits par de nouveaux gisements, mais plutôt sur son gaz de schiste, afin d'atteindre 10 Bcm² de gaz vendu sur le marché.

Nous pensons également que l'Algérie tentera de réactiver l'exploration et la production de gaz conventionnel tout en développant le gaz de schiste en s'associant à des compagnies étrangères qui maîtrisent mieux les techniques d'extraction. Sonatrach s'est lancée d'ores et déjà avec Total par exemple dans la région de Timimoun pour le développement de 37 puits pour un plateau de production de 5 millions de m³ par jour en début de 2017 (Sonatrach 51 %, Total 37,5 %, Cepsa 11,25%)³.

1.1.2. Consommation interne versus exportation de gaz naturel

L'Algérie est appelée à gérer un objectif contradictoire : celui d'honorer ses engagements d'exportation du gaz naturel, et de satisfaire en même temps les besoins du marché interne.

¹ Idem.

² Sonatrach.Documentation interne

³ Total .Total se développe sur les gaz non conventionnels. Disponible sur : www.total.fr (consulté : 05/02/2015)

a) Consommation interne de gaz naturel

Lors du déroulement d'un colloque international sur « les Marchés mondiaux de gaz naturel: enjeux, stratégies d'acteurs et impacts »(Oran, décembre 2014) Plusieurs aspects liés à la consommation nationale de gaz naturel et aux rapports de l'Algérie avec les marchés internationaux ont été discutés par les spécialistes, notamment des universitaires qui ont abordé la consommation domestique du gaz naturel et les prévisions de consommation à moyen et long termes, ainsi que d'autres sujets concernant les hydrocarbures non conventionnels dans le Droit algérien et l'impact environnemental dans l'exploitation et la valorisation des ressources gazières de l'Algérie.

La consommation nationale de gaz naturel représente 34% de la production totale en Algérie et cette demande interne est en forte croissance (12,4% de 2011 à 2012). Soulignons que la progression de la consommation interne est en rapport avec la croissance de l'activité économique du pays, passant ainsi de 14 milliards de mètres cubes en 2003 à 24 milliards m3 en 2013 (les centrales électriques ont consommé 14 milliards m3 en 2013 contre 9 milliards de m3 2003)¹.

Mme Amina Seghali, responsable à Sonelgaz, a indiqué, dans sa communication intitulée *"Prévisions de la demande en gaz pour le marché intérieur à l'horizon 2030 et l'impact de l'introduction des énergies renouvelables"*, que les besoins globaux en gaz naturel pour l'Algérie seront de 75 milliards de mètres cubes en 2030, soit un cumul de 843 Md m3 (2014-2030). Ils sont actuellement (2014) de 27 Milliard m3².

- Segmentation du marché gazier national

Concernant les besoins en gaz naturel pour la production d'électricité pour la période 2014-2030, les prévisions tablent sur un cumul de 429 Md m3. Ils sont actuellement de 14 Md m3 et seront de 37 Md de m3 en 2030. Les besoins en rapport avec les autres usages de gaz naturel, notamment pour l'industrie, ont atteint 12 Md m3 en 2013. Selon Mme Seghali, les prévisions pour ces usages tablent sur 40 Md m3.

¹Baosem ,N°1127 du 14/12/2014.Disponible sur : <http://www.baosem.com/v4/fr/article.php?id=3177>
(consulté :17/02/2015)

² Idem.

Le bilan du ministère de l'Energie montre que la consommation de gaz naturel connaît un accroissement de 8,8%. La structure de la consommation finale fait ressortir la prépondérance des produits pétroliers 38,4%, essentiellement les carburants automobiles. En revanche, la consommation du GPL a diminué de 3,1% (2 millions de tonnes en 2013), ce qui explique sans doute la récente décision gouvernementale d'imposer aux concessionnaires un quota de véhicules équipés de GPL/c.

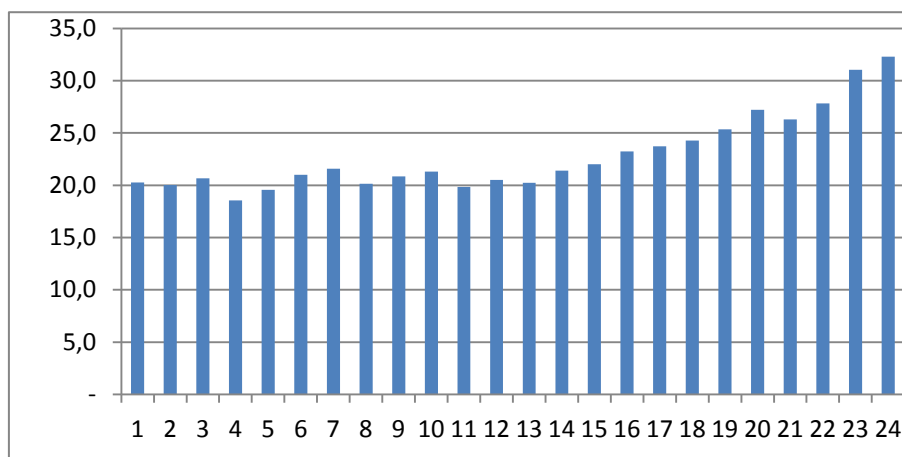
La consommation du secteur «Industries et BTP» se présente comme suit¹ : elle a connu une hausse de (+ 3,7%) pour atteindre 8,2 Mtep, tirée par la consommation des industries manufacturières (+7,0%) et des matériaux de construction (+5,3%). La consommation du secteur des "transports" s'est accrue de 3,9% en 2013, pour atteindre 13,9 Mtep, due essentiellement à la croissance de la consommation du transport routier (+4%). La consommation des ménages et autres a été évaluée dans ce rapport à 16,4 Mtep en 2013, soit une hausse de 9%. La consommation du secteur agricole a connu en 2013 une forte baisse de (-33,6%) passant à 248 mtep. Plus de 90% des produits pétroliers sont consommés par le secteur du transport et 62% de l'électricité par le secteur des ménages.

La consommation du gaz naturel par le secteur des « ménages et autres » représente 67%. Pour la consommation d'énergie par origine, selon le produit primaire, nous avons la prédominance du gaz naturel dans la consommation nationale, qui représente une part de plus de 65%. La part du gaz naturel dans la consommation énergétique finale représente 58%. Néanmoins, elle est en baisse par rapport à 2012.

L'augmentation de la consommation en gaz naturel est un fait marquant. Le document du ministère de l'Energie publié en 2014 a fait part d'une hausse soutenue de la demande nationale en gaz naturel portée par une nette croissance de l'économie algérienne ainsi qu'une hausse du taux de raccordement des foyers en gaz naturel. Ainsi, la consommation de gaz en Algérie est passée de 20 milliards m³ en 2000 à 25 milliards m³ en 2008, en progression moyenne de 3,1 % par an. En même temps, le nombre d'abonnés est passé de 1,39 million il y a neuf ans à 2,64 millions l'année dernière, soit un accroissement annuel de 155 600 abonnés, précise le même document. La couverture des besoins des clients particuliers en Algérie se fait par le biais d'un

¹Maghreb emergent. *Algérie : bilan énergétique 2013*. Disponible sur : <http://www.maghrebemergent.com/energie/hydrocarbures/item/40704-algerie-bilan-energetique-2013-la-production-d-energie-primaire-reste-dominee-par-le-gaz.html> (Consulté:29/09/2014)

réseau national de distribution d'une longueur de 42 428 km. Le rapport de BP 2015 confirme cette tendance à la hausse de la consommation de gaz au niveau national.



Source : établi par l'auteure selon BP Statistical Review of the World Energy.2014.

Figure n°5.1: Evolution de la consommation du gaz naturel (1990-2013)

Selon la même source, La consommation de gaz naturel en Algérie à la fin 2014 a considérablement augmenté pour atteindre 37,5 Bcm. Le graphe nous révèle qu'à partir de 2003, la consommation nationale n'a pas baissé, contrairement à l'époque précédente où nous avons pu constater une consommation peu stable.

La demande nationale de gaz est en forte croissance, elle était en 2013 de l'ordre de 20,45 Gm³, contre 10,91 Gm³. La pénétration du gaz naturel dans le bouquet énergétique algérien s'est accrue ces dernières années. Il faut noter que la consommation de gaz reste subventionnée par l'Etat, ce qui a entravé les efforts de toute recherche d'une efficacité énergétique.

La continuation de cette tendance à la hausse comprime les volumes à exporter. Nous pensons qu'il serait plus sage de penser à maintenir un volume destiné à la consommation nationale sans altérer celui de l'exportation. Pour atteindre cet objectif, un travail est à mener et doit comporter entre autres :

- Le développement des énergies renouvelables

L'Algérie est engagée dans une dynamique d'énergie non polluante en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables axé sur l'énergie solaire. Ce programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de 12.000 mégawatts à l'horizon 2030 pour couvrir la demande nationale en électricité.

Il en résultera une réduction de la consommation gaz, qui commencera à être sensible à partir de 2020, en raison de l'intégration conséquente des énergies renouvelable. Les besoins cumulés en gaz à l'horizon 2030 pour la production d'électricité, avec l'introduction des énergies renouvelables seraient d'environ 366 Milliards m³, engendrant ainsi un gain en gaz de 63 milliards m³. Le potentiel des ressources, qui reste important, est conforté par l'importance des ressources non conventionnelles (3ème ressource mondiale).

L'exploitation de l'énergie solaire a connu en 2014 la réalisation de projets pilotes et le test des filières. La période 2015-2016 constituera la phase de déploiement et de fabrication des équipements. Entre 2020 et 2030, l'Algérie entrera dans la phase de développement à grande échelle. L'Etat devra consentir un investissement de 100 milliards de dollars pour son programme de développement des énergies renouvelables, selon les experts.

- L'option de l'efficacité énergétique

La rationalisation de la consommation et la quête d'efficacité énergétique - ceci concerne la vulgarisation sur l'importance d'une consommation rationnelle - , l'apprentissage de bonnes manières de consommation, mais également la contribution d'autres secteurs – celui de l'habitat par exemple aura son mot à dire dans ce sujet avec l'adaptation des mesures, des méthodes et même des matériaux concourant à la réduction de la consommation -, tous ces facteurs vont ensemble contribuer à la réalisation de cet objectif.

- La suppression graduelle de la subvention tarifaire

Il ne serait pas juste que toutes les catégories sociales puissent continuer de payer le gaz à un prix faible. Ces tarifs faibles en Algérie, gelés depuis 2005 entre 2 et 3 centimes d'euro le Kw/h - contre plus de 11 centimes au Maroc ou entre 8 et 17 centimes d'euro en Tunisie par exemple - . L'ancien ministre de l'Énergie, Youcef Yousfi, a exclu la possibilité d'une augmentation des prix du gaz. Pourtant, une hausse des tarifs est souhaitable, selon un rapport de la Sonelgaz (Société nationale de l'électricité et du gaz) ; ce qui devrait correspondre à une revalorisation de 11% par an pour pouvoir financer les investissements induits par l'augmentation de la capacité de production.

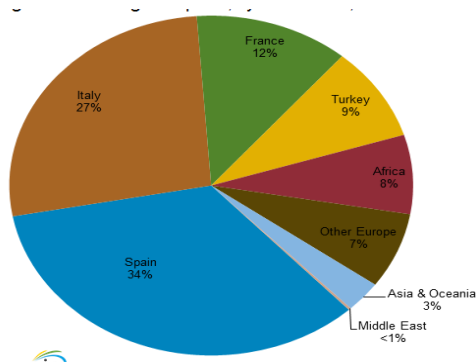
b) Exportation de gaz naturel

Selon les statistiques de BP publié en 2014, l'Algérie a exporté 42,9 Bcm de gaz naturel en 2013, contre 49,5 Bcm en 2012. L'exportation a donc diminué de 13,33 %. Cette baisse est expliquée principalement par une séquence d'événements simultanés : la baisse de la production, l'augmentation de la consommation interne, et la baisse de la demande extérieure, surtout Européenne.

- Exportation par destination.

Le gaz Algérien est consommé un peu partout dans le monde. Mais il reste que la quantité majeure de ce gaz est destinée à l'Europe, principalement à l'Espagne avec une part de 34%, à l'Italie (27%) et à la France (12%). Le reste de l'Europe se partage 7% du gaz exporté. Cela s'explique puisque les pays de l'Est européen sont surtout des clients historiques à la Russie, vu le rapprochement géographique et idéologique durant la période soviétique. Les pays africains quant à eux ne consomment que 8% du gaz Algérien exporté.

Figure n°5.2 : principales destinations du gaz Algérien en 2013(%)



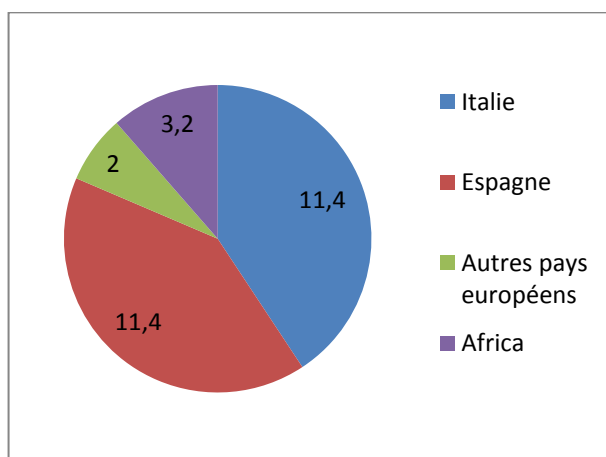
Source : BP. Statistical Review of the World Energy.Op.cit.,P.40.

Figure n° 5.2:Principales destinations du gaz Algérien en 2013(%)

- Exportations du gaz naturel selon les moyens de transport.

Pour exporter son gaz, l'Algérie opte pour deux modes de transport : à travers un parc de méthaniers sous forme de GNL et à travers des gazoducs

En se référant aux chiffres de BP, l'Algérie a exporté en 2013 , 28 Bcm de gaz naturel par gazoducs contre 34,2 en 2012, soit d'un taux de régression de 22,14%, ceci s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs ; tout d'abord la chute de la demande mondiale et en particulier la demande Européenne, ensuite à l'épuisement des gisements actuels, enfin la régression du taux et volumes de découvertes.

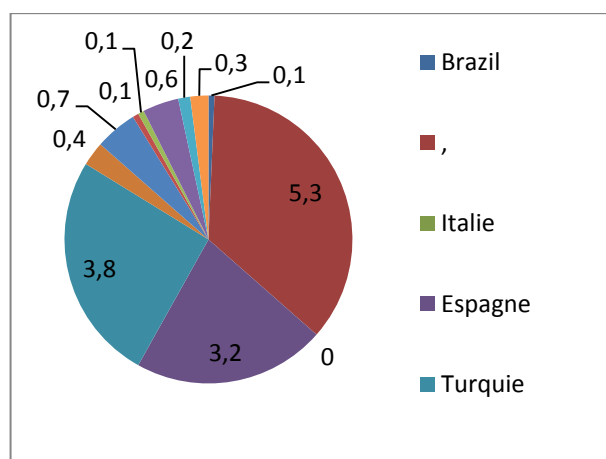


Source : établi par l'auteur selon BP, Statistics Review of the World Energy, 2014.

Figure n°5.3: Exportation par destination de gaz naturel Algérien via les gazoducs en 2013(%)

- Les exportations par méthanier en 2013

Sous forme de GNL, l'Algérie a exporté en 2013 14,9 Bcm de gaz contre 15,3 Bcm en 2012 ; soit un taux de régression de 2,68%. Nous pouvons avancer presque la même explication que celle de l'exportation par gazoducs, avec une indication nouvelle et importante qui est l'avènement spectaculaire du gaz qatari sur le marché européen.



Source : établi par l'auteur selon BP, Statistics Review of the World Energy, 2014.

Figure n° 5.4 : Exportation de GNL par destination en 2013 (Bcm)

Le GNL prend une part de plus en plus importante dans les exportations algériennes, environ 20,9 milliards des 52,67 milliards de mètres cubes exportés (40%) sont transportés par bateau après avoir été liquéfiés. Mais, se pose le problème de rentabilité : le prix du gaz avait

dépassé les 12 dollars par millions de British Thermal Units (MBTU), unité anglo-saxonne utilisée dans le secteur, pour atteindre un pic de 14 dollars/MBTU. Mais ce prix est désormais redescendu en dessous des 4 dollars, et complètement découplé du prix de pétrole.

- L'avenir des exportations de gaz naturel Algérien.

Les exportations peuvent en effet être renforcées par la mise en production de nouveaux gisements qui devraient renforcer les capacités de production de gaz naturel de près de 25 milliards de mètres cubes d'ici à 2014, ce qui nous donnerait 80 milliards de mètres cubes gazeux pour 2014¹. Cependant, jusqu'à la rédaction de cette thèse, un tel objectif est selon nous difficile à atteindre dans les circonstances actuelles, du moins dans le court et le moyen terme car d'autres facteurs se manifestent depuis quelques années : une récession économique de longue durée, une faible demande, et enfin l'arrivée sur le marché international du gaz américain et qatari. Ces facteurs nous laissent penser que la question de niveau de gaz à exporter ne se discute pas dans le contexte présent, mais que le sujet suscitera plus d'attention et de vigilance en cas d'inversion de la tendance actuelle.

Pour synthétiser les chiffres et les données qui ont précédé, nous dirons que l'Algérie est le premier exportateur de GNL dans le monde, le dixième détenteur de réserves dans le monde et le deuxième en Afrique. Cependant ces avantages sont fragilisés par une diminution de la production pour des raisons techniques et/ou géopolitiques, une consommation interne subventionnée et croissante. Nous pouvons ainsi affirmer que l'Algérien est un géant gazier au talon d'Achille.

1.2. Les principales infrastructures de l'industrie gazière Algérienne

L'industrie gazière en Algérie se compose principalement d'un produit et d'un ensemble d'infrastructures qui assurent principalement la production et la transportation du gaz.

¹ Algérie 1., *Quelle est la durée des réserves de gaz algérien ?*.Op.cit.

1.2.1. Les infrastructures générales

Vu l'importance du GNL sur la scène internationale, nous porterons une attention particulière à aux infrastructures du pays. L'Algérie étant une pionnière dans cette industrie, disposant de trois complexes GNL à Arzew et un à Skikda. Ces deux régions sont aujourd'hui comme deux grandes plateformes de traitement des hydrocarbures en Algérie. Elle prévoit ainsi la réhabilitation de ces trois complexes de GNL pour répondre à ses engagements d'approvisionnements à très long terme, notamment avec la mise en valeur du gaz de schiste.

La capacité de production de l'ensemble des quatre complexes s'élève à 44 milliards de mètres cube de GNL et va connaître une nette augmentation à partir de 2014.

Tableau n°5.1 : Les principaux complexes de traitement de gaz en Algérie

Nom	Date de mise en service	Capacité Technique (nombre trains de liquéfaction)	Capacité de contractualisation	Destination
Complexe GL1 Z/ARZEW	1975	06	17,6 millions de m3 GNL/an	la France, l'Italie, la Turquie et les USA
Complexe GL2 Z/ARZEW	1981	06	17,8 millions de m3 GNL/an	la France, la Belgique et les USA
Complexe GL4 Z/ARZEW	1964(fermé en 2010)	03	2,7 millions de m3 GNL/an puis déclassé a 2 millions de m3 GNL/an en 1994	la France
Complexe GL4 /Z Z/ARZ EW(Bethioua)¹	2014	01	4,7 millions de tonnes métriques de GNL, 58.000 tonnes de butane, 275.000 tonnes de propane, 300.000 tonnes d'éthane, 47.000 tonnes de gazoline et 115,5 normal mètres cubes (Nm3) de gaz enrichi en hélium	
Complexe GL1 Z/SKIKDA	1981	Pole 01 : 03 trains et pole 02 :03 trains	11 ,3 millions de m3 GNL/an et 13,7 millions de m3 GNL/an après rénovation	

Source : établi par l'auteure selon le rapport annuel de Sonatrach, 2013.Disponible sur :

¹Aps. Sellal inaugure une nouvelle unité de production du GNL à Béthioua (Oran).Disponible sur : http://www.aps.dz/regions/13610-sellal-inaugure-une-nouvelle-unit%C3%A9-de-production-du-gnl-%C3%A0-b%C3%A9thioua-oran_, (Consulté :16/06/2015)

1.2.2. Les infrastructures de transport

Comme nous l'avons évoqué, le gaz est transporté par gazoducs, par méthaniers ou par le biais d'une combinaison de ces deux modes de transport.

a) Projet de gazoducs

L'Algérie compte sur trois gazoducs transcontinentaux pour acheminer le gaz aux acheteurs étrangers : Enrico Mattei, Pedro Duran Farrell, et enfin, Medgaz. Deux projets sont en cours de réalisation : le gazoduc Galsi et le Transaharian (tableau n°5.2). Citons ces gazoducs selon leur destination et les pays par lesquels ils transitent, et non pas sur leurs capacités de transport. Selon ce critère, l'Algérie dispose de :

- Gazoduc Enrico Mattei qui transporte le gaz algérien vers l'Italie en transitant la Tunisie.
- Gazoduc Pedro Duran Farrell qui transporte le gaz de l'Algérie vers l'Espagne en transitant par le Maroc.
- Gazoduc Medgaz transporte le gaz de l'Algérie vers l'Espagne en transitant par le Maroc.
- Gazoduc Galsi : transporte le gaz de l'Algérie directement vers l'Italie.
- Gazoduc Transaharian : transporte le gaz du Nigéria. En arrivant en Algérie, il se connecte à Medgaz.

Tableau n°5.2 : les gazoducs transcontinentaux en Algérie

Pipeline name	Start year	Route	Length (miles)	Capacity (Bcf/yr)
Pipeline Enrico Mattei (GEM)	1983	Algeria to Italy via Tunisia	1,025	1,340
Pedro Duran Farell pipeline (GPDF)	1996	Algeria to Spain via Morocco	325	390
MEDGAZ Pipeline	2011	Algeria to Spain via the Mediterranean Sea	125	280
Total export pipeline design capacity				2,010
Planned pipelines				
GALSI Pipeline	—	Algeria to Italy	534	282
Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP)	—	Nigeria to Algeria via Niger (link to MEDGAZ)	2,602	706-1,059

Source :AIE,Op.cit.p.55

Cependant, la rentabilité de ces projets est un objet d'inquiétude. Prenons comme illustration le gazoduc Galsi qui est jugé auparavant comme stratégique pour l'approvisionnement à long terme du marché italien en gaz sans passer par un pays de transit. Ce projet est détenu par Sonatrach à 41,6%, le reste étant partagé entre les groupes italiens Edison et Enel. A ses débuts, il assurera le transport de 8 milliards de m³.

Malheureusement il n'a pu voir encore le jour car sa réalisation a été différée à plusieurs reprises (juillet 2012, décembre 2012 et fin mai 2013) pour "*des raisons techniques*", selon le PDG de Sonatrach de l'époque. En réalité, le projet a été retardé en raison de formules de prix que les associés voulaient imposer à leur partenaire algérien. "*Nous ne pouvons l'engager que si nous avons des contrats ferme ; les quantités de gaz dédiées (axu Galsi) sont là*", avait- indiqué

le PDG de Sonatrach (Zerguine Abd El Hamid) demandant la fin de "la pression actuelle sur les prix à long terme"¹.

L'achèvement du gazoduc Galsi est pénalisé par le prix bas de gaz, par la pression pratiquée par les pays consommateurs, mais aussi par celle de la population et des élus sardes qui s'opposent à ce projet pour des raisons écologiques. Nous avons confirmé ce dernier point à travers la lecture d'articles de presse italiens. Récemment en février 2015, lors d'une conférence de presse présentée conjointement par le ministre des affaires étrangères algérien Ramdane Lamamra et son homologue italien Di Gentiloni, ce dernier a déclaré que « l'Italie s'intéresse au projet et en général à une diversification des sources énergétiques »². Nous pensons que cette déclaration assez diplomatique ne change en rien la situation de blocage du projet. De toute évidence, la chute des prix du gaz naturel qui sévit depuis déjà des mois ne semble pas pousser ce projet vers l'avant.

b) Les méthaniers

La filiale Hyproc Shipping de Sonatrach dispose d'une flotte de 16 méthaniers³ : huit navires de transport de GNL chargeant à partir des terminaux d'Arzew et de Skikda à destination de ses clients, six autres transporteurs de GPL assurant des livraisons aussi bien en cabotage national qu'en trafic international, et enfin deux bitumiers pour le transport du bitume. Il s'agit, entre autres, de Lalla Fatma N'soumer (145 445 m3), Bachir Chihani (129 700 m3), Larbi Ben M'hidi (129 700 m3), Mourad Didouche (126 132 m3), Ramdane Abane (126 132 m3), Mostefa Ben Boulaid (125 260 m3) et de deux petits navires, Cheikh Bouamama et Cheikh El Mokrani, d'une capacité de 75 500 m3 chacun.

Dans le cadre d'un programme de modernisation et de rajeunissement de sa flotte, la Compagnie Sonatrach via sa filiale Hyproc vient de signer avec le Sud-Coréen Hyundai Heavy Industries, un contrat pour l'acquisition de deux navires sistership destinés au transport de GNL d'une capacité de 171 800 m3.chacun. Les deux navires seront réceptionnés à la fin de l'année

¹ Belkessam, *Le sort du gazoduc Galsi connu en mai 2013*. Mercredi 5 Décembre 2012.

² Lindro, ANDRIOLO, *Giovanni. Articolista Economia e Politica . Progetto GALSI : Gasdotto Algeria-Italia, la volta buona? Giovedì 19 febbraio 2015*, Disponible sur : www.lindro.it, (Consulté: 13/03/2015).

³ El watan. *Hyproc Shipping, filiale de Sonatrach : Prochaine acquisition de trois gros méthaniers*, http://www.elwatan.com/sso/inscription/inscription_payant.php, (Consulté : 05/09/2014).

2016. Ces deux méthaniers seront suivis par d'autres qui devraient .capacités de transport du GNL.

Cependant, nous pensons que la mise en service de ces deux méthaniers ou d'autres prévus est corolaire principalement au prix du gaz. La tendance à la baisse des prix, le reprise de la production iranienne du gaz après la levée des sanctions économiques et la commercialisation internationale du gaz américain laisse planer un doute quant à l'efficacité de ce renouvellement de la flotte gazière. Dans cette conjoncture politique et économique, rajeunir et renforcer la parc de transport gazier algérien ne serait-t-il pas un second mauvais pari après la projet bloqué de Galsi ?

2. Libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne : conséquences et défis pour le fournisseur algérien

La libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne ne passe pas inaperçue pour ses principaux fournisseurs de gaz naturel, et c'est le cas de l'Algérie. D'autant plus que la relation entre l'Algérie entretient des relations particulières et étroites avec les importateurs européens.

Nous pensons que les conséquences de la libéralisation peuvent être démontrées sur deux points essentiels : le comportement stratégique de l'interlocuteur Algérien, c'est-à-dire Sonatrach et sa performance économique, en termes de pouvoir de négociation. Ces deux conséquences sont inspirées du paradigme de l'économie industrielle (traité dans le chapitre précédent). Concernant la structure du marché, l'aborder maintenant nous paraît quelque peu prématuré, étant donné que le seul interlocuteur de la partie algérienne reste la Compagnie nationale Sonatrach .

2.1. Conséquences sur le comportement stratégique du fournisseur algérien de gaz

Rappelons d'abord que Sonatrach est la société nationale publique algérienne qui gère à travers ses filiales toutes les activités de la chaîne gazière, de l'amont jusqu'à l'aval. Autrement dit, le statut stratégique de la société répond à une intégration verticale totale. Pour cette raison et jusqu'à aujourd'hui, « Sonatrach » renvoie systématiquement à l'Algérie pour le monde des hydrocarbures.

Sonatrach est créée en décembre 1963. La création d'une entreprise de transport des hydrocarbures (c'était sa mission initiale) est un acte politique dont les intentions et les ambitions sont importantes jusqu'à l'heure actuelle. Fondée par l'État pour le servir, nul ne peut ignorer le fait que l'entreprise n'est pas maîtresse de son destin et que sa vocation est de satisfaire un besoin à la fois politique et économique national post indépendance. Sonatrach a connu une mutation constante passant successivement du rôle d'observateur à celui d'acteur, d'initiateur et de porteur de technologies. L'entreprise est restée sous le contrôle total de l'Etat jusqu'en 2005, puis elle s'est dotée d'une autonomie relative lui permettant d'accéder aux marchés internationaux.

Cependant, ce statut va être remis en cause à long terme pour s'adapter au contexte actuel de la scène énergétique et gazière mondiale. D'ailleurs des signes de changement sont déjà apparus depuis quelques années déjà. Cette évolution n'est pas sans dangers. En effet, l'entreprise est soumise à des risques et menaces exogènes et endogènes qui pourraient être liés à une situation sécuritaire incertaine dans la région, à une mauvaise gestion ou à des incidents techniques qui prendraient en otage tout le secteur gazier.

La libéralisation du marché gazier Européen qui a débuté en 1998 et s'est achevée en 2011 a contraint Sonatrach à adopter de nouveaux comportements stratégiques. En effet, la libéralisation est susceptible de favoriser une stratégie de conquête de nouvelles parts de marché pour l'entreprise et de lui offrir de nouveaux débouchés. Ceci se concrétisera avec l'émergence de nouveaux acteurs sur la scène gazière comme les professionnels de l'énergie électrique, les gros consommateurs (éligibles) qui cherchent d'une part à sécuriser leurs approvisionnements et d'autre part à s'adresser directement auprès des fournisseurs sans passer par des intermédiaires.

Les mesures prises par les législateurs dans certains pays européens et qui fixent la limite de détention de parts de marché présentent une opportunité pour la Compagnie algérienne qui pourrait saisir cette opportunité en pénétrant ces marchés.

Quant à l'aspect commercial, le marché international semble apprécier cette évolution qui se traduit par un début d'implication de Sonatrach dans l'aval. Cette dernière adoptait une attitude assez pragmatique, c'est à dire en fonction des opportunités offertes par le marché. Ainsi, le passage d'un cadre de garanties contractuelles à celui de garanties opérationnelles se

manifestera par une présence active sur toute la chaîne gazière, et impliquera pour Sonatrach l'acquisition de nouveaux profils exigeant :

- des prises de participation dans les joint-ventures de commercialisation du gaz naturel.
- Une intégration de la génération électrique dans son portefeuille d'activités.
- Un renforcement de sa présence au niveau des points d'entrée du gaz en Europe, en se constituant partie prenante dans les nouveaux projets de terminaux de réception ;
- l'internationalisation de ses activités : elle devra disposer en portefeuilles d'un volume substantiel d'activités internationales sur tous les segments de la chaîne.

Nous analyserons à ce stade de notre travail le comportement stratégique de Sonatrach, en choisissant la France, l'Espagne, le Royaume-Uni et l'Italie comme pays européens concernés par cette mutation étant donné qu'ils constituent les principaux clients.

2.1.1. Comportement stratégique de Sonatrach envers la France

En 2006, à titre d'exemple¹, Sonatrach porte sur la réservation d'une capacité de regazéification sur le terminal de Montoir. Si aucun chiffre n'a été communiqué sur le volume de gaz qui sera vendu, on croit savoir que la quantité serait supérieure à 800 millions de mètres cubes.

Il s'agit en l'occurrence du premier contrat de vente de gaz à la Compagnie française GDF à travers un gazoduc réalisé de la connexion du réseau de gazoducs espagnol à son équivalent français. Depuis 1964, les ventes de gaz à GDF par Sonatrach se font par la voie maritime (GNL). En 2004, Sonatrach a vendu 8 milliards de mètres cubes à GDF. Le gaz est liquéfié à Arzew ou à Skikda et transporté par méthanier jusqu'au terminal de regazéification pour reprendre son aspect gazeux et être mis sur le marché. Un retard de la signature du contrat de gaz qui avait été annoncé il y a plusieurs mois, est dû probablement aux négociations et aux procédures de finalisation qui demandent du temps. Grâce à ce contrat, nous pouvons affirmer que la Compagnie nationale a obtenu de ses principaux clients d'avoir accès aux marchés

¹ Presse dz. *Un important accord gazier sera signé aujourd'hui : Sonatrach s'implante sur le marché français.* Disponible sur : <http://www.presse-dz.com/revue-de-presse/sonatrach-simplante-sur-le-marche-francais>, (Consulté: 10/11/2103)

européens, en plus de son statut de fournisseur. Cette option qui a été défendue depuis plusieurs années a finalement abouti à travers un partenariat.

Les contrats de vente de gaz qui lient Sonatrach à Gaz de France portent sur un volume de plus de 10 milliards de mètres cubes. Le terminal de Montoir est la plus grande installation de regazéification de gaz naturel en Europe avec une capacité de stockage de GNL estimée à 360 000 m³, selon GDF. Le terminal de Montoir-de-Bretagne reçoit plus de 15% du gaz naturel importé en France, essentiellement en provenance d'Algérie, du Nigeria et d'Egypte. Sa capacité annuelle serait de 10 milliards de mètres cubes.

La compagnie française Total pour sa part a annoncé également qu'elle venait de céder à Sonatrach en 2008 une participation de 20 % dans le permis d'exploration qu'elle détenait à 100% dans le bassin de Taoudenni en Mauritanie¹.

La cession de cette participation illustre l'engagement de Total à établir un partenariat stratégique avec la compagnie pétrolière nationale Sonatrach, aussi bien en Algérie qu'à l'étranger. Présent en Algérie depuis 1946, Total est associé à Sonatrach sur les gisements gaziers de Hamra et de Tin Fouye Tabankort, sur le bloc d'exploration de Timimoun et sur les champs pétrolifères de Rhourde El Krouf et de Ourhoud via sa participation dans Cepsa. La compagnie française est également associée à Sonatrach pour le développement d'un important projet pétrochimique à Arzew en Algérie.

Mais à notre humble avis, cette cession n'est pas sans retour. En 2013, c'est-à-dire cinq ans après, l'image bienveillante de Total est remise en cause lorsque celle-ci a divulgué sa présence en Algérie pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste.

¹Total. *Total cède à Sonatrach 20% du permis de TAoudenni en Mauritanie*. Disponible sur : <http://www.total.com/fr/medias/actualite/communiqués/20080318-total-cede-sonatrach-20-pour-cent-permistaoudennimaauritanie?xtmc=total%20c%C3%A9de%20%C3%A0%20sonatrach&xtnp=1&xtr=1> (Consulté : 20/08/2009)

2.1.2. Comportement stratégique de Sonatrach envers l'Espagne

Des alliances stratégiques entre l'Algérie et l'Espagne sont établies via Sonatrach et les opérateurs gaziers espagnols. Le tableau ci-dessous nous présente une partie de ces segments où les alliances apparaissent plus clairement et concernent la présence de Sonatrach dans l'activité aval (commercialisation et raffinage) en Espagne. Ce qui ressort tout d'abord de ce tableau, c'est que toutes les entreprises associées à l'activité de transport signent un accord en échange des contrats de fourniture. Dans le cas des gazoducs, c'est là une condition stipulée dans les accords d'association. Pour le GNL, la situation est différente.

S'agissant des compagnies d'électricité Iberdrola et Endesa, ces contrats ont pour contrepartie une association avec Sonatrach qui peut être formulée en ces termes : « gaz algérien contre présence en Espagne et dans l'Union européenne ». Pour l'heure, ces projets ne sont pas majoritaires, mais en l'état actuel des choses, cela signifie que Sonatrach détiendra une participation, indirecte certes, dans les complexes de Sagunto, Murgados et Bilbao (10% dans le cas de Reganosa).

Dans le cas de Cepsa, il s'agit d'une association avec des sociétés de transport, de cogénération et de commercialisation sur le territoire européen, qui s'accompagne d'une participation de Sonatrach à hauteur de 30% dans Cepsa Gas Comercializadora et Gepesa et de 50% dans Sonacep.

En ce qui concerne Gas Natural, les informations sont contradictoires car, malgré son contrat portant sur 3,8 mds de m³/an, il n'est pas sûr que cette entreprise maintienne ce type d'activité GNL. De même, on ne sait pas encore ce qu'il adviendra des contrats que Sonatrach avaient conclus avec Unión Fenosa et qui, après le rachat de la compagnie espagnole, devraient la lier à Gas Natural.

Tableau n°5.3 : Présence de Sonatrach dans le capital des activités en aval en Espagne

REGANOSA (10 %)	CEPSA Gas Comercializadora (30 %)	GEPEGA (30 %)	SONACEP (50 %)	SONATRACH Gas Comercializadora (100 %)	BASF SONATRACH PROPANCHEM S.A (49 %)
Endesa (21 %)					
Unión Fenosa (Gas Natural)					
	Cepsa (35 %)	filiale de Cepsa	Cepsa (50 %)		
					BASF España (51 %)
Autres (48%)	Autres (35 %)				

Source :Aurèlia Mane Estrada .Confluences Méditerranée.Éditeur :L'Harmattan ,2009/4 (N°71) ,Disponible sur :
http://www.cairn.info/zen.php?ID_ARTICLE=COME_071_0135#re5no140.(consulté 13/01/2013)

Ce tableau met également en évidence la présence de Sonatrach dans le secteur pétrochimique à Tarragone, aux côtés de Basf. Il s'agit là du premier investissement de Sonatrach en Espagne qui, à l'époque, a laissé penser que telle serait la forme d'internationalisation privilégiée par la compagnie algérienne. Toutefois, compte tenu de l'importance acquise par le gaz dans les hydrocarbures algériens et dans le système de génération d'électricité en Espagne, il semble que Sonatrach s'oriente maintenant vers la commercialisation ou la cogénération avec des partenaires locaux.

Enfin, de ce tableau transparaît une question largement débattue dans les pays consommateurs, qui est celle de savoir si les pays producteurs cherchent à maintenir leur part de revenu national en investissant et en intervenant sur d'autres segments de la chaîne énergétique sur le sol même de ces pays consommateurs. Le nouveau type de contrat présenté dans le tableau s'inscrirait dans cette stratégie, de même que les propos tenus par l'ex- ministre algérien de l'Énergie et des Mines Chakib Khelil, à l'occasion de l'annonce d'une série d'appels d'offres, et selon lesquels les concessions seront accordées en échange d'accords sur l'activité aval. Ce n'est qu'à contrecœur, et après plusieurs mois de conflit, que la Commission nationale de l'énergie (CNE) espagnole a autorisé Sonatrach Gas Comercializadora à commercialiser 1 milliard de m³ en Espagne. La première cargaison de 30000 m³ est arrivée à Barcelone le 7 avril 2009.

Si nous revenons quelques années en arrière, nous mettrons en lumière trois importants contrats ¹ qui venaient renforcer les relations privilégiées entre l'Algérie et l'Espagne dans le domaine énergétique et constituaient un pas important pour l'intégration algérienne dans le marché européen de l'énergie. Les contrats en question ont été signés entre la société espagnole Cepsa et Sonatrach au siège de cette dernière en présence des P-DG des deux entreprises.

Le premier accord porte sur la prise de participations de Sonatrach à hauteur de 30 % dans le holding regroupant quatre unités industrielles de cogénération ET inclut un contrat de vente et d'achat de GNL destiné aux besoins de ces unités. La capacité totale de ces dernières étant de 200 MW avec une production annuelle de 1600 GW.

Le deuxième accord porte sur l'entrée de Sonatrach à hauteur de 30 %, dans le capital de Cepsa Gas Comercializadora, une société de commercialisation de gaz naturel en Espagne détenue jusqu'ici à parts égales par Cepsa et Total Fina Elf. Les deux contrats de vente et d'achat de GNL associés aux prises de participations de Sonatrach dans les deux sociétés portent sur un volume total de 600 millions m³/an et une valeur de 60 millions de dollars/an.

Le dernier accord concerne enfin la constitution d'une société conjointe de « trading » chargée essentiellement de la gestion des options de « pricing » sur les marchés à terme d'un certain nombre de cargaisons de pétrole brut. Qualifiant ces contrats de « modèle d'implication dans toute la chaîne du gaz et de l'électricité », le P-DG de Sonatrach, également ministre de l'Energie et des Mines, Chakib Khelil, a déclaré que cette nouvelle phase de coopération n'effraie aucunement l'Algérie. Cela étant, il a tenu à clarifier les attentes et les conditions posées pour ce faire : « Nous voulons un marché européen transparent, ouvert et compétitif ; ce qui n'est pas encore le cas. Il faut créer ce marché à travers des actions qui prendront du temps. Avec Cepsa, nous deviendrons un petit acteur dans ce grand marché du gaz mais nous ne voulons pas perdre en termes économiques dans les contrats .

A notre avis, la Commission européenne a montré de bonnes intentions en soumettant de faibles cours aux consommateurs, mais il faut faire attention à l'effet contraire dans le sens d'un manque en approvisionnement car des pays comme l'Algérie n'arriveront pas à financer de

¹ Algeria watch, MEKIOUSSA ,Chekir ,*Sonatrach signe trois contrats avec la compagnie espagnole Cepsa ; Un pas vers le marché européen de l'énergie* ,(journal quotidien Le Matin, 11 septembre 2002). Disponible sur : http://www.algeria-watch.org/farticle/economie/sonatrach_cepsa.htm

grands projets. » Le ministre de l'Energie évoque aussi, à ce propos, le rôle des agences de régulation qui « vont souvent au-delà de leurs prérogatives en planifiant le marché alors que les opérateurs doivent être libres ». Présent à la cérémonie de signature, l'ambassadeur d'Espagne a émis le souhait de voir tout le Maghreb intégré dans la sphère européenne et n'a pas omis de relever l'importance de ces contrats à la veille de la visite du Président Bouteflika en Espagne.

2.1.3. Comportement stratégique de Sonatrach envers le Royaume-Uni

Dans le but de maintenir une place sur le marché britannique, Sonatrach avait signé avec BP un contrat portant sur la création d'une joint-venture en charge de l'approvisionnement conjoint en GNL à destination du marché britannique à travers le terminal de Isle of Grain.

2.1.4. Comportement stratégique de Sonatrach envers l'Allemagne

Nous citons comme illustration aux stratégies adoptées par Sonatrach la création d'une co-entreprise entre celle-ci et son homologue allemande Linde. Le 20 Novembre 2002, la Commission a reçu notification d'un projet de concentration conformément à l'article 4 du règlement (CEE) n ° 4064/891 par lequel l'entreprise allemande Linde International AG (Linde) et Sonatrach, acquièrent, au sens de l'article 3 (1) (b) du contrôle en commun des entreprises communes nouvellement créées SociÉTÈ de Production et SociÉTÈ Commercialisation par voie de transfert d'actifs. 2. Après examen de la notification, la Commission a conclu que l'opération notifiée entre dans le champ d'application du règlement (CEE) n ° 4064/89 et ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le Marché Commun.

L'opération proposée consiste à créer deux coentreprises, contrôlées conjointement par les deux parties : la Société de production et la Société de commercialisation. La société allemande sera responsable de la construction et l'exploitation d'une installation de production d'hélium liquide du gaz fourni par Sonatrach. À son tour, la Société de Commercialisation agira comme un fournisseur de gros de l'hélium. Elle vendra 50% de sa production à Linde et le reste à d'autres fournisseurs de gaz, des concurrents de Linde. Ce partenariat effectuera donc, sur une base durable, toutes les fonctions d'une entité économique autonome. 6. Linde détiendra 51% des actions dans ces deux sociétés et la Sonatrach les 49% restants. Le groupe se félicite de disposer ainsi de son propre site de production d'hélium, alors qu'il devait jusqu'ici importer ce gaz des Etats-Unis.

Plus encore, _au troisième trimestre de 2013, Linde a ouvert la plus grande usine de séparation d'air en Afrique du Nord, située à Alger en Algérie. Le groupe y produit de l'oxygène liquéfié pour des clients dans le secteur de la santé, et de l'argon pour de nombreuses industries de la région. Linde fournit également de l'azote liquéfié à la compagnie pétrolière Sonatrach. Le montant investi dans ce projet était de 28 millions d'euros (NB: Aux fins de déclaration, l'Algérie est inclus dans le RBU Continental et Europe du Nord).¹

2.1.5. L'avantage de la présence de Sonatrach sur l'aval gazier européen

L'avantage principal que peut tirer Sonatrach de sa pénétration sur l'aval gazier européen est l'accomplissement d'une présence qui couvre toute la chaîne gazière jusqu'au client final et de capter une autre partie de la rente gazière. Sur un autre plan, les pays européens, clients traditionnels tels que l'Espagne, l'Italie ou la France, augmentent la part du gaz algérien en volume et diversifient ainsi leur approvisionnement.

Cet aspect a été surtout remarqué depuis la crise entre la Russie et l'Ukraine, lorsque Moscou a fermé les robinets à l'Ukraine à cause d'un conflit sur le prix du gaz. Une mesure qui a eu des répercussions sur l'approvisionnement de plusieurs pays européens, vu que les quantités de gaz qu'ils achetaient passaient par gazoduc via l'Ukraine. Depuis, malgré la place importante du gaz russe pour le marché européen, les pays européens cherchent toutes les opportunités pour diversifier leur approvisionnement par gazoduc et par méthanier pour contourner dans la mesure du possible la problématique russe.

Dans ce contexte, Sonatrach vient de créer récemment deux nouvelles filiales pour commercialiser le gaz naturel en Espagne et en Italie. Pour l'Espagne, la filiale est dénommée Sonatrach Gas Comercializadora S.A, et pour l'Italie Sonatrach Gas Italia SPA. Ces deux nouvelles sociétés s'ajoutent à Sonatrach Gas Marketing UK Ltd créée au début de l'année 2006 pour vendre du gaz directement aux clients sur le marché britannique. Elle permettra à Sonatrach de débiter ses activités de commercialisation de gaz issu de la regazéification du GNL à travers le terminal de Isle of Grain, directement aux clients sur le marché britannique. Le même principe a prévalu pour son implantation en Espagne et en Italie.

¹ The Linde group. *Gases division*. Disponible sur : <http://annual-report.linde.com/financial-report-2013/servicepages/search.php?q=SONATRACH&pageID=54103> (Consulté 10/05/2014)

Par ces comportements stratégiques, Sonatrach arrivait à concrétiser le principe de développement d'une présence sur les marchés de proximité les plus valorisants ainsi que l'intégration de l'aval gazier à travers des ventes directes sur le marché final. Pour l'Italie, la compagnie nationale a déjà prévu de vendre 2 milliards de mètres cubes directement sur le marché italien par le Galsi. Pour l'Espagne, le même principe prévaudra avec une quantité de gaz qui passera par Medgaz et qui sera vendue directement sur le marché espagnol, en plus des intérêts détenus par la compagnie sur le terminal de Reganosa en Galicie. Malheureusement, l'objectif visé sur le marché italien n'a pas été atteint à cause du blocage du projet du gazoduc Galsi. Par ailleurs, l'intégration de l'aval gazier en Espagne reste modeste et ne correspond pas aux attentes de Sonatrach du point de vue des opportunités attendues de la part des partenaires de l'aval espagnols.

Nous pouvons résumer les relations liées entre Sonatrach et ses partenaires européens dans le tableau suivant.

Tableau n° 5.4 :Grille des relations entre compagnies des pays de l'EU et Sonatrach .2006

	Amont	Transport	Aval	Génération électrique et marché à l'EUR4	
Compagnie françaises	Total GDF	Total GDF	Total	CEPSA et Total GDF MED LNG and Gas (GDF)	Commercialisation de gaz Regazéification (Bretagne) Commercialisation de gaz
Compagnie espagnoles	Repsol YPF CEPSA	Repsol YPF CEPSA Endesa Iberdrola Gas Natural	Repsol YPF	GEPESA - CEPSA Endesa Iberdrola Gas Natural Unión Fenosa Propanchem, Basf	Cogénération Projet Reganosa + Regazéification (Livorno) Cogénération (Bizkaia & Sagunto) Commercialisation de gaz Projet Reganosa Pétrochimie (Tarragona)
Compagnie italiennes	Eni	Eni Edison Enel		TMPC (Sonatrach - Eni) Gov. Sardaigne	Commercialisation de gaz Commercialisation de gaz
Compagnies portugaises		Transgas		EDP	Commercialisation de gaz Cogénération + Commercialisation

Source : Aurèlia Mañé-Estrada, *Sécurité énergétique en Méditerranée occidentale : nouveaux facteurs, nouvelles politiques. Un regard espagnol*, Octobre 2008, p.19, Disponible sur :

, (consulté 10/06/2015) <https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/noteestrada.pdf>

Par rapport à ce qui a été déjà expliqué, la présence de Sonatrach en 2006 sur l'aval gazier européen était limitée aux seules activités de commercialisation du gaz en Italie,

contrairement à GDF ou CEPSA qui sont entremêlées dans la cogénération. Depuis, la situation n'a pas vraiment évolué.

2.2. Conséquences de la libéralisation sur les performances en termes de mode contractuel

Pour l'Algérie comme pour les autres fournisseurs traditionnels du marché gazier européen, la libéralisation est porteuse de conséquences importantes et relatives aux performances. Nous pensons que la meilleure interprétation de la performance sur le marché gazier est le mode contractuel, celui du contrat de long terme. Rappelons que c'est la forme contractuelle qui a perduré pendant des décennies, mais le contexte actuel voudrait qu'une transposition vers un autre mode devienne indispensable.

L'Algérie est le premier pays dans le monde à avoir exporté du GNL. Sonatrach a conclu son premier contrat de GNL avec le français GDF SUEZ en 1972 et assurait l'exportation jusqu'à 2013. Le contrat a été révisé en 2007 et prolongé jusqu'à 2019 avec un volume d'exportation total de 2,5 mtep. En outre GDF a signé avec Sonatrach deux autres contrats en 1979 et 1992 pour importer 5 mtep jusqu'en 2013. Ces deux contrats ont aussi été prolongés jusqu'au 2019.

En 1994 et 1997, Sonatrach a signé deux contrats avec la Turquie et l'Italie. Le premier prévoit d'exporter le GNL à partir de Bethioua GL2Z Terminal, et le second à partir du terminal de Bethioua GL1Z. Le volume total à exporter pour ces deux contrats s'élève respectivement à 2,92 et 1,4 Mtep jusqu'à 2014. Tandis que le contrat avec l'Italie a expiré, celui de la Turquie est sur le point d'être prolongé de 10 ans encore. Ce prolongement permettra à la Turquie d'importer 3,2 Mtep de GNL jusqu'à 2024. A la fin de 2012, la capacité contractuelle totale algérienne a atteint 14,77 Mtep.

Tableau n° 5.5: les principaux contrats de vente de GNL entre l'Algérie et les pays européens

Import Country	Import Company	Export Company	Contracted Quantity (mtpa)	Contract Duration (Years)
Italy	Enel	Sonatrach	0.9	23
Spain	Cepsa	Sonatrach	0.77	20
Greece	DEPA S.A.	Sonatrach	0.5	21
Spain	Iberdrola SA	Sonatrach	1.15	19
France	GDF SUEZ	Sonatrach	1.3	27
France	GDF SUEZ	Sonatrach	2.5	47
France	GDF SUEZ	Sonatrach	3.7	43
Spain	Endesa, S.A.	Sonatrach	0.75	15
Turkey	Botas Petroleum Pipeline Corporation	Sonatrach	2.92	30

Source : Sonatrach .Documentation interne, Février 2015

Avant de commenter les volumes, nous observerons les forces en présence dans les négociations. Pour la partie algérienne, Sonatrach est l'unique interlocuteur. Pour la partie européenne, chaque pays est représenté par différents opérateurs qui négocient les contrats de d'achat-vente et de transport. Ainsi en Espagne, deux compagnies - Cepsa(1929) et Endesa (1992) S.A ,Iberdrola S.A (1992) - négocient l'exportation du GNL algérien. La question que suscite un tel rapport de forces à ce stade de notre analyse est la suivante : Dans un tel contexte, la partie algérienne est-elle en position de force ou de faiblesse en termes de pouvoir de négociation ? Autrement dit, comment saura-t-elle tirer avantage de son univocité face à la multiplicité des négociants de la partie européenne ?

Nous pensons que la réponse dépend des clauses discutées lors de l'établissement des contrats. La question étant de savoir si l'Algérie vend son gaz au même prix à tous ses clients ou si elle négocie ce prix au cas par cas. En l'absence d'une réponse officielle, nous nous permettrons d'avancer notre propre analyse pour tenter d'y répondre.

L'Algérie a opté pour la diversification de ses partenaires fournisseurs sur le marché européen. Cette démarche n'est pas forcément positive pour elle tant que ces entreprises sont souvent européennes et subissent les mêmes conjonctures : en cas de récession économique, c'est la demande globale de ces entreprises réunies qui sera touchée et pas une seule ne sera

épargnée. Donc l'Algérie ne tirera pas l'avantage escompté de la diversification, et longtemps souhaité par l'Etat.

Dans ce qui suit, nous allons détailler les différents types de contrats qui ont été signés entre Sonatrach et les autres compagnies européennes représentant respectivement la France, l'Italie, l'Espagne, et la Grèce.

- Contrats signés entre Sonatrach et l'Espagne

Tableau n°5.6 : contrat signé entre Sonatrach et Cepsa

Import Company	Cepsa
Import Terminals	Barcelona Catalonia LNG
	Huelva LNG
	Cartagena LNG
	Bilbao Bahia de Bizkaia LNG
Export Company	Sonatrach
Export Terminal	Bethioua GLZZ
Contract Capacity (mtpa)	0.77
Contract Starts(year)	2002
Contract Ends(year)	2022

Source : Sonatrach .Documentation interne .Op.cit.

n.b. : La durée de ce contrat est de 20 ans.

Tableau n°5.7 :contrats signés entre Sonatrach et Endesa

Import Company	Endesa, S.A.
Import Terminals	Barcelona Catalonia LNG
	Huelva LNG
	Cartagena LNG
	Bilbao Bahia de Bizkaia LNG
Export Company	Sonatrach
Export Terminal	Bethioua GLZZ
Contract Capacity (mtpa)	0.75
Contract Starts(year)	2002
Contract Ends(year)	2017
Source: LNGAnalysis	

Source : Sonatrach ,Documentation interne .Op.cit.

n.b. : La durée de ce contrat est de 15 ans

Tableau n° 5.8 :contrat signé entre Sonatrach et Iberdrola

Import Company	Iberdrola SA
Import Terminals	Barcelona Catalonia LNG
	Huelva LNG
	Cartagena LNG
	Bilbao Bahia de Bizkaia LNG
Export Company	Sonatrach
Export Terminal	Bethioua GLZ
Contract Capacity (mtpa)	1.15
Contract Starts(year)	2002
Contract Ends(year)	2021
Source : LNGAnalysis	

Source : Sonatrach .Documentation interne.Op.cit.

Deux remarques sont à dégager de ces tableaux. Tout d'abord, la durée du contrat est plus longue pour l'importateur historique : Cepsa. Contrairement aux deux autres compagnies, et qui ne sont que deux électriciens. La durée moyenne de ces trois contrats est passée à 20,33 ans ; soit de 5 ans de moins par rapport à ce qu'il en était dans le passé. Une telle réduction de la durée des contrats pourrait s'amplifier dans les années à venir : l'instabilité de l'environnement dans lequel évoluent les opérateurs gaziers, y compris Sonatrach, concourt à la confirmation de cette situation, laquelle va peser sans doute sur la politique d'investissement de la compagnie Algérienne, d'autant plus que la signature auparavant des contrats à long terme a permis d'assurer le financement des investissements de Sonatrach en matière d'exploration, de production et de transport.

Outre la contraction modérée de la durée des nouveaux contrats, les contractants qui ont signé des contrats tentent de proposer leur renégociation avec Sonatrach et ses partenaires.

2.2.1

La libéralisation du marché gazier conduira à terme à une modification de certaines clauses contractuelles des contrats existants concernant l'indexation des prix et les multiples

aspects de formules de prix qui organisent les ventes entre Sonatrach et les consommateurs de gaz.

La libéralisation conduira donc probablement à des modifications dans la formation des prix à court et moyen terme. Les prix du gaz non contractualisé seront tirés vers le bas du fait d'une surcapacité de production, par la concurrence gaz-gaz sur les marchés de court terme, ce qui influencera la redéfinition des prix contractuels.

La libéralisation du marché gazier gaz peut aussi déboucher sur une modification des volumes exportés : volumes de gaz déjà placés, mais aussi opportunités de ventes supplémentaires par accroissement de la flexibilité de la clause « take or pay ».

Nous estimons de manière générale que la libéralisation du marché gazier de l'Union européenne accroîtra l'explosion au « risque prix » et au « risque volumes » des fournisseurs traditionnels. Il importe toutefois de différencier les enjeux à court terme et ceux à long terme dans la mesure où la libéralisation du marché gazier européen risque d'être progressive.

Cependant, dans les deux cas de figure, Sonatrach sera contrainte à gérer ses relations avec les acheteurs du gaz dans le cadre d'une nouvelle approche basée sur le principe d'adaptation des clauses contractuelles. La révision des contrats est souvent exigée de la part des acheteurs pour certaines clauses comme le « take-or-pay », la clause « destination finale », la clause « oil-indexation », etc.

Nous allons dans ce qui suit analyser les changements qui ont été apportés sur les principales clauses définissant des contrats à long terme. Dans la mesure du possible, une analyse comparative sera faite avec les principaux concurrents de Sonatrach sur le marché européen : le Russe Gazprom et le norvégien Statoil.

a) Révision de la clause « destination finale »

Rappelons que la clause « destination finale », veut que le gaz ne soit consommé que par l'acheteur dans d'une zone géographique déterminée (en principe un État membre). Les mécanismes de partage des bénéfices obligent quant à eux l'acheteur-importateur à partager une partie de ses bénéfices avec le fournisseur-producteur si l'importateur revend le gaz à un client

établi en dehors du territoire convenu ou à un client qui utilise ce gaz à une autre fin que celle qui a été convenue. Ces mécanismes ont été substitués aux clauses restrictives territoriales¹.

Or, cette clause est remise en cause pour la première fois entre l'Algérie et l'Union en 2007. Les deux parties se mettent d'accord pour la suppression de cette clause lors de la réunion qui s'est tenue entre M^{me} Neelie Kroes, Commissaire européenne chargée de la concurrence et M. Chakib Khelil, ancien ministre algérien de l'Energie et des Mines.

La Commission européenne et l'Algérie trouvent donc un accord sur les clauses territoriales restrictives et les mécanismes de partage des bénéfices contenus dans les accords de fourniture de gaz conclus avec le producteur de gaz algérien Sonatrach pour satisfaire les besoins en gaz des pays européens. Les deux parties saluent cet accord, qu'elles considèrent comme une nouvelle étape dans le renforcement des relations stratégiques entre l'Algérie et l'UE. A cette occasion, M^{me} Kroes a émis le commentaire suivant: «L'accord qui vient d'être conclu représente une avancée majeure dans nos relations avec l'un des plus importants fournisseurs de gaz naturel de l'Europe et il élimine un obstacle considérable en vue de la création d'un marché communautaire unique du gaz»².

L'accord négocié peut se résumer comme suit³:

- suppression des clauses territoriales restrictives dans tous les contrats en cours et absence de telles clauses dans les futurs contrats;
- application des mécanismes de partage des bénéfices uniquement dans le cas de contrats GNL dans lesquels le vendeur reste propriétaire du gaz jusqu'au déchargement du navire (ce qui correspond, dans la pratique, à des ventes soumises à des conditions RND). Sonatrach a donc l'intention de transformer les contrats GNL actuels encore soumis à des conditions FOB et CAF en contrats à des conditions RND .
- pas de mécanismes de partage des bénéfices dans les futurs contrats GNL dans lesquels l'acheteur devient propriétaire du gaz au port de chargement (ce qui correspond, dans la pratique, à des ventes FOB et CAF);

¹ Algeria watch, MEKIOUSSA , Chekir , *Sonatrach signe trois contrats avec la compagnie espagnole Cepsa ; Un pas vers le marché européen de l'énergie* .Op.cit.

² Europe.press release, Disponible sur : http://europa.eu/rapid/press-release_IP-07-1074_fr.htm,
(Consulté :15/04/2013)

³ Idem.

- pas de mécanismes de partage des bénéfices dans les contrats actuels ou futurs de fourniture de gaz par gazoduc.

Cette révision des contrats à travers la suppression de la clause « destination finale » est une conséquence directe de la libéralisation du marché gazier de l'Union européenne par le biais de sa Commission de régulation qui veille au bon déroulement des négociations et s'assure qu'aucune action en défaveur de la concurrence n'a été entreprise par les deux parties d'un contrat..

b) Révision de La clause « take or pay» versus «no take no pay»¹

Dans les cas de l'Espagne et du Portugal, Sonatrach a permis à ses clients Natural et Transgas (contrats à long terme) à prendre des volumes de gaz en dessous du minimum stipulé dans le contrat.

Ainsi, le contrat Quantité (ACQ) dans les ventes de Sonatrach et des accords d'achat (SPA) avec l'Espagnol Natural prévoit une levée de 9 Bcm. Or, seuls 6,94 milliards ont été pris, soit 77% de l'ACQ. En d'autres termes, la levée de la quantité de gaz est bien en dessous des 85% de volume minimum take-or-pay stipulés par le contrat². Pour le Portugais Transgas le volume de 1,33 Bcm importé représente un peu plus de 56% de l'ACQ stipulé dans son SPA avec Sonatrach en 1997. Ces deux exemples illustrent parfaitement la réponse donnée par Sonatrach suite à l'évolution des conditions du marché du gaz dans ces pays.

Ce que nous pouvons retenir de ce changement d'attitude de Sonatrach envers ses deux consommateurs de gaz Espagnol et Portugais, c'est qu'elle opte pour une plus grande flexibilité, vis-à-vis de la clause ToP dans ce cas, et aussi en ce qui concerne d'autres clauses que nous verrons ci-après. Cette souplesse est justifiée par une nouvelle conjoncture et est perçue comme une réponse à la récession économique que connaît l'Europe, laquelle réponse se traduit par des concessions dont l'objectif premier est de maintenir les prix du gaz et sauvegarder ses parts de marché.

¹ Proposition de l'auteure

² Derbouche, Hakim.Op.cit.p .06.

c) Renégociation de la Clause « indexation sur les produits pétroliers »

En avril 2010 s'est tenu à Oran (Algérie) le forum des pays exportateurs de gaz. L'Algérie, à travers son représentant Sonatrach, a exprimé son inquiétude – tout comme ses concurrents d'ailleurs - concernant la tendance à la baisse des prix de gaz, l'écart entre les prix des contrats déjà conclus et les prix spot étant l'indice de référence le plus significatif.

Des appels ont été lancés pour repenser l'indexation sur les produits pétroliers et pour encourager un mécanisme qui reflète au mieux les changements radicaux qu'a connus le marché gazier européen avec l'achèvement de l'ouverture à la concurrence et le développement spectaculaire du gaz de schiste, notamment aux USA . Cependant, ces appels n'étaient pas bien accueillis par Gazprom, Statoil, Sonatrach et Qatar Petroleum qui restent opposées aux mesures de restructuration radicale des prix de gaz.

En 2014 , le directeur d'exportation Omar Maaliou a déclaré aux journalistes lors de déroulement de « the World National Oil Companies Congress in London 2014 », que Sonatrach allait « *maintenir l'indexation sur les produits pétroliers dans sa stratégie d'exportation de gaz, et ce malgré le nombre croissant de fournisseurs de l'Europe qui entrent déjà dans le mouvement de tarification basé sur les hubs.* »¹ Sonatrach était mise sous pression pour augmenter de manière significative la production de gaz domestique, non seulement afin de maintenir sa position d'exportateur privilégié vers l'Europe, mais aussi afin de répondre à la croissance de la consommation nationale de gaz.

Puisque la Commission européenne accélère ses plans de diversification des importations de gaz en réponse à la crise en Ukraine, « *l'expédition de gaz supplémentaire au marché européen deviendrait possible, étant donné l'intérêt de la région à investir dans des terminaux de réception* », a-t-il ajouté. Toutefois, les producteurs finiront par vendre les volumes qu'ils détiennent sur les marchés les mieux rémunérés².

- Sonatrach/Espagne et l'indexation aux produits pétroliers

Il semble peu probable que l'espagnol Natural Gas ait exigé dans la période 2008-2010 une réduction dans le prix du gaz qu'elle reçoit de Sonatrach en raison de son différend sur les

¹ Leigh Elston Posted. *Sonatrach keeps its contracts oil-indexed*, Publié 14 mai 2014. Disponible sur: <http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/8156/sonatrach-keeps-its-contracts-oil-indexed> (Consulté:01/09/2014)

² Idem.

prix avec la société algérienne à partir de 2007. Il est certain par contre que Sonatrach a renforcé sa position de négociation après qu'elle a obtenu par arbitrage en 2010 le droit d'augmenter le prix de gaz.

Rappelons que le différend a surgi en 2007 lorsque Sonatrach a invoqué la clause de price-review dans son contrat d'approvisionnement avec Gas Natural. La recherche d'une augmentation de 20% environ dans le prix de son gaz vendu par gazoduc est motivée par les conditions de marché en vigueur à l'époque (les prix élevés du pétrole conduisant à des prix plus élevés du gaz). Mais les deux compagnies ne sont pas parvenues à un accord. Ce différend sur les prix du gaz n'est pas particulièrement instructif de l'attitude de Sonatrach vis-à-vis du débat plus large sur l'indexation aux produits pétroliers dans les contrats d'approvisionnement de long terme, étant donné les différents contextes dans lesquels ces questions distinctes ont émergé.

En avril 2015, d'après Bloomberg¹, l'Algérie renforce aussi ses flux de gaz à l'Espagne en exportant 88% de gaz supplémentaire en un mois seulement par les points d'entrée d'Almeria et de Tarifa. Selon les informations données par European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), à travers les points d'entrée Almeria et Tarifa, le flux de gaz a grimpé jusqu'à 537 gigawatts-heures lundi le 06 Avril, alors qu'il était à 286 gigawatts-heures le 31 Mars.

- Sonatrach/Italie et l'indexation aux produits pétroliers

L'italien Eni a déclaré qu'un accord a été conclu avec Sonatrach et qu'il permettra la réduction de quantité de gaz importé de l'Algérie en 2013-2014². Eni a renégocié l'ensemble de ses contrats à long terme et espère adapter les prix des contrats en conformité avec ceux de hubs européens. Au final, elle verrait la réduction des obligations « take-or-pay » de l'entreprise comme l'issue la plus probable. La cohésion et l'unité de la société italienne (fournisseur de gaz et d'électricité) ont été mises en difficultés ces douze derniers mois, principalement en raison de la baisse des prix du gaz à la plaque tournante du PSV de l'Italie. La baisse de la demande italienne combinée à une abondance de l'approvisionnement du pipeline et de la capacité de

¹ ALMEIDA, Isis. *Italy Doubles Algerian Gas Imports on Tumbling Oil Prices*. April 8, 2015 — 8:24. Disponible: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-04-08/italy-doubles-algerian-gas-imports-as-oil-s-drop-filters-through>. (Consulté: 12/06/2015)

² Eni. *Sonatrach reach deal on gas supply contracts*. Disponible sur: <http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=848890&menu=yes>. (Consulté : 15/05/2014)

stockage a lourdement pesé sur les prix au niveau du hub gazier Italien pendant l'hiver de 2013. Mais Eni pensait toutefois que l'écart croissant entre les prix de ses contrats et ceux du PSV allait également renforcer l'entreprise dans le processus de renégociation.

Les exportations de gaz algérien vers l'Italie ont considérablement ralenti au début de cet été : en moyenne seulement 19.9 mn m³ / j depuis le 1er Avril, comparativement à 65.4 mn m³ / j au cours de la même période en 2012. Certains commerçants disent que le gaz est détourné en vertu d'un swap accord nouvellement mis en application vers le train de GNL de Skikda en Algérie ; tandis que d'autres ont suggéré qu'il soit détourné par pipeline vers l'Espagne en vertu d'un accord similaire.

L'offre d'Eni à Sonatrach est la première tentative de la firme italienne renégociant des accords avec les fournisseurs. La société est également en discussions avec la société néerlandaise Gastera, avec la norvégienne Statoil et avec la russe Gazprom en vue d'une révision de ses contrats d'approvisionnement à long terme. Les livraisons en provenance de Russie ont représenté la plus grande part des importations de gaz de l'Italie puisque les livraisons en provenance d'Algérie ont ralenti.

Les négociations avec Gazprom sont susceptibles d'avoir un résultat similaire à celles avec Sonatrach. Certains experts affirment que Eni est plus susceptible d'obtenir une réduction de ses obligations take-or-pay que d'aligner ses prix des contrats russes avec ceux des hubs européens.

Dès le mardi 7Avril 2015, l'Italie a doublé le volume de ses importations de gaz naturel algérien, profitant de la faiblesse des niveaux de prix de pétrole sur lesquels celui du gaz est indexé. Le flux de gaz algérien qui transite par le point d'entrée de Mazara del Vallo est passé à 23,5 millions de mètres cubes, en hausse de 10,7 millions depuis la fin du mois de mars, selon les données du réseau italien de distribution Snam Rete Gas, cité par le magazine économique new-yorkais Bloomberg¹.

En revanche, les importations italiennes de brut sont réduites de 46%, atteignant leur plus bas niveau au moins depuis 2010. Aussi, la dégringolade de 50% des prix du pétrole depuis juin 2014 commence à déteindre sur la valeur des contrats gaziers à long terme vu que leurs prix se négocient à partir de ceux des cours du brut. Dans ce chapitre, l'Algérie, la Norvège et la

¹ ALMEIDA ,Isis .Op.cit.

Russie risquent de revoir à la baisse leurs contrats gaziers avec l'Europe dans les six à neuf mois à venir. « Jusqu'à il y a quelques semaines, l'Italie tirait toujours les prix des contrats du gaz algérien vers le bas, mais maintenant, avec la baisse des prix qui pèse sur la valeur des contrats gaziers, l'Italie prend plus de gaz avec un même prix », explique Moïse Rahnama, analyste chez Aspects énergétiques à Londres, (dit par e-mail mardi) . Il ajoute que « c'est la même histoire pour le gaz russe »¹.

L'Algérie exporte plus de gaz vers l'Europe sans pour autant gagner plus, d'autant que le gaz russe s'achète à des volumes plus importants (de plus de 81%) comparativement à quelques mois seulement. En parallèle, l'Italie a importé pas moins de 20 millions de mètres cubes de gaz algérien par jour du 10 février au 31 mars, selon les données de Snam Rete Gas, faisant du pays le troisième consommateur de l'Union européenne qui a importé depuis l'Algérie environ 160 millions de mètres cubes de gaz durant les sept premiers jours d'avril 2015, par rapport aux 98 millions au cours des sept premiers jours de mars.

D'ailleurs, la compagnie italienne Eni a très vite fini de renégocier son contrat avec Sonatrach qui, de son côté, a tenté de rapprocher les prix à des niveaux moyens. Mais dans l'ensemble, les importations en provenance des pays de l'Afrique du Nord continueront à être "nettement inférieures" au niveau du contrat de 20 milliards de mètres cubes par an d'ici à Octobre 2015, lorsque l'accord de fourniture expirera. C'est qu'a déclaré Marco Alvera, vice-président senior du Midstream, dans une présentation de la stratégie d'Eni en mois de Mars 2015.

- d) Les principaux concurrents de Sonatrach sur le marché européen et les renégociations des contrats à long terme

A l'image des autres fournisseurs de l'Union européenne comme la Russie , la clause « take or pay » et celle d'indexation des prix sur celui du pétrole assurent à Sonatrach une stabilité financière dont elle a incontestablement besoin pour s'engager dans des investissements de grande ampleur et dans le renouvellement de ses capacités de production .

L'Algérie a suivi une ligne similaire à celle de la Russie : en 2002, le président algérien a déclaré que l'UE envisageait une libéralisation de ses marchés du gaz qui saperait

¹ Idem

l'investissement et irait contre les intérêts des producteurs, ces plans étant réellement conçus sans les consulter.

La proposition algérienne de l'époque était basée sur des accords de partage des bénéfices en remplaçant la logique des clauses de destination. En 2003, Sonatrach a décidé de mettre fin aux clauses de destination, et comme Gazprom, a proposé de remplacer celles dont le point de livraison est fixe, ce afin d'assurer la visibilité pour les producteurs sur la valeur ajoutée des ventes de gaz sur le marché européen.

Ces arguments critiques ont été étayés au cours des années suivantes conjointement par la Russie et l'Algérie qui jugeaient négatives les conséquences de la libéralisation sur leurs garanties de revenus à long terme, se tournant ainsi vers de nouveaux marchés pour réduire l'interdépendance avec les marchés européens, tout en préconisant le développement du GNL et l'exploration de nouvelles routes vers d'autres régions consommatrices de gaz d'alimentation.

Il reste à voir si, en fait, l'effet de la «libéralisation» en Europe sera effectivement positif ou négatif pour les producteurs. Certes, les premiers signes indiquent que ces derniers ont atteint un accès sans précédent au marché intérieur de l'UE, et à des prix-record. Mais qu'en sera-t-il à moyen et long terme ?

2.2.2. La vente sur les hubs gaziers

L'Algérie vend de temps à autre des quantités de GNL. Par exemple, dans la seconde moitié de 2010, Sonatrach a vendu seulement six cargaisons sur le marché spot : l'envoi de trois cargaisons au terminal britannique de Isle Grain - par rapport à une moyenne de 2-3 / mois dans la première moitié de l'année ainsi que dans la période correspondante de 2009 - et trois autres pour la première fois au Chili. Un seul fret spot a été envoyé en Extrême-Orient (Japon) sur toute l'année. En plus de cela, à l'exception de la Grèce et de l'Italie, les ventes de GNL sur le long terme avec des acheteurs européens (France, Turquie et Espagne) ont également diminué par rapport aux niveaux de 2009, même si elles ne vont pas au-dessous des niveaux minimaux take-or-pay.

D'autres observateurs se sont interrogés sur la viabilité de ces diminutions divulgués par Hached Ali, Conseiller du ministre de l'Energie, en se référant aux rentrées nettes saines en Asie et au Royaume-Uni dans la troisième trimestre de 2010 (6-8 \$ / MBTU), ainsi qu'au fait que Sonatrach avait montré sa volonté dans le passé de se repositionner dans le commerce de

GNL sur d'autres marchés aux conditions similaires et qu'elle avait effectivement envoyé une cargaison à Isle of Grain en Décembre 2010 (c'est-à-dire deux mois après la déclaration de Hached)¹.

Hached n'a pas déclaré que toutes les ventes spot de GNL ont été suspendues, mais son affirmation a soulevé les questions suivantes : quel est le prix seuil en-dessous duquel Sonatrach ne vendrait pas de cargaisons spot ? Compte tenu de l'arrivée du gaz qatari avec de grosses capacités de production et la présence d'une quantité excédentaire de gaz sur le marché, ce prix seuil devra-t-il être appliqué à tous les marchés ou bien au seul marché européen ?

Ce nouveau paysage gazier permettra aussi à Sonatrach de développer des transactions à court terme (au travers par exemple du hub Zeebrugge, notamment vers le marché anglais). Toutefois, pour que cette stratégie soit mise en œuvre efficacement, il faudrait que les diverses incertitudes sur la demande non engagée par les contrats restent limitées pendant les prochaines années.

Compte tenu des pratiques de Sonatrach en vue d'une maximisation des exportations, les arbitrages entre une stratégie par les quantités et une stratégie de défense des prix risquent d'être extrêmement difficiles.

Conclusion

Avec l'entrée en vigueur de la directive sur le gaz, l'ensemble des marchés énergétiques européens sont en cours de libéralisation. Les groupes pétroliers, les compagnies gazières et électriques, mais également les gros consommateurs se sont donc lancés dans de nouvelles manœuvres stratégiques d'intégration verticale ou horizontale, de diversification afin, pour les uns de profiter des opportunités qui s'offriront à l'avenir, pour les autres d'avoir accès à une énergie moins chère et en meilleure adéquation avec leurs besoins.

Sonatrach réagit de la même manière en adoptant des stratégies d'intégration en aval sur le marché européen. Seulement cette stratégie s'avère encore modérée par rapport à ses concurrents : le Russe gazprom et le norvégien statoil.

¹ Sonatrach, revue n°64, Décembre, 2014, Disponible sur : http://www.sonatrach.com/Revue_Sonatrach_2013/Revue_Sonatrach_N64.pdf (consulté:06/04/2015)

Le mode contractuel quant à lui, a sensiblement changé. Les pays importateurs, par le biais des opérateurs gaziers et des industriels se sont lancés dans une phase de renégociation de leurs contrats. Les ventes sur les hubs gaziers européens symbolisent la pression exercée par les pays importateurs pour changer le mode contractuel, c'est-à-dire accélérer le passage d'une quasi « contractualisation » de long terme basée sur un prix de gaz indexé sur celui des produits pétroliers vers un nouveau mécanisme de « pricing » qui interprète le prix réel du gaz qui fait débat dans le milieu gazier européen.

Conclusion

Conclusion

Les marchés du gaz naturel de l'Union européenne sont traditionnellement monopolistiques. Cette prédominance des monopoles s'explique par la présence de contraintes techniques qui pèsent sur le transport et la distribution du gaz. Une entreprise seule est – dans la culture industrielle traditionnelle – plus efficace que plusieurs autres moins complexes et mises en concurrence en raison de la sous-additivité des coûts de transport et des économies réalisées. Suite à la coordination verticale des différentes activités de la chaîne gazière, l'engagement en faveur d'une telle organisation industrielle a bien servi l'Europe pendant plusieurs décennies. Aujourd'hui, elle menace l'avenir gazier et l'économie du Vieux continent.

Les marchés gaziers de l'Union européenne sont donc entrés dans une phase de mutation structurelle sans précédent. A l'image du mouvement observé dans les pays anglo-saxons, les instances européennes se sont engagées dans un processus de libéralisation conforme à la politique de concurrence communautaire et qui couvre presque toutes les industries de réseaux y compris celle du gaz naturel.

Les objectifs escomptés de la libéralisation du marché gazier de l'UE sont multiples. Il s'agit entre autres, de créer un marché unique dans tous les secteurs économiques, de pallier aux effets du protectionnisme par l'élimination des lourdeurs dans la gestion des opérateurs historiques, d'assurer la sécurité d'approvisionnement, de garantir et développer l'efficacité du marché grâce à une meilleure allocation géographique des ressources gazières, d'aboutir à des baisses de prix pour le consommateur final.

La démarche de la libéralisation repose sur l'adoption de trois directives successives (1998, 2003, 2007). L'introduction de la concurrence définie par la directive 98/30/CE est progressive. Elle préconise la désignation de consommateurs éligibles habilités à choisir leur fournisseur en fonction du niveau de leur demande, les seuils devant être abaissés progressivement.

Face à l'hétérogénéité de la scène gazière européenne, la directive ne pouvait être qu'un compromis fixant des règles communes pour tous les pays, comme les taux d'ouverture et les principes d'accès au réseau. Ainsi, l'accès peut être soit « réglementé » – les tarifs sont les mêmes pour tous les utilisateurs et sont publiés –, soit « négocié » – les prix sont établis par contrat entre le transporteur et les tiers, sous contrôle du régulateur. Les deux autres directives

sont venues pour pallier aux insuffisances de la première. Précisons tout de même que les débats autour de ces directives ont été longs et politiquement sensibles car elles remettaient en question des organisations traditionnelles qui étaient considérées par certains pays comme étant des modèles d'excellence. Ce fut le cas pour la France, l'Italie, l'Espagne historiquement attachés aux monopoles publics verticalement intégrés.

Dans l'ensemble, les grands principes de la libéralisation des industries de réseau y compris celle de l'industrie gazière sont : la séparation des activités (unbundling), l'accès des tiers aux réseaux-la régulation, l'ouverture complète du marché.

La séparation des activités vise à décomposer les chaînes de valeur verticalement intégrées pour opérer une séparation entre les activités concurrentielles et celles qui doivent rester en monopole. Pour le gaz naturel en Europe, le transport à haute et basse pression est considéré comme un monopole naturel.

L'accès des tiers aux réseaux suppose que les segments de la chaîne de valeur sous monopole sont considérés comme des « facilités essentielles » ; ce qui signifie que les tiers, techniquement qualifiés, peuvent utiliser ces installations, sous certaines conditions et avec le paiement d'une redevance. Les conditions d'accès doivent être transparentes et non-discriminatoires.

La régulation quant à elle, est assurée par le régulateur qui est souvent une entité indépendante veillant principalement au respect des bonnes pratiques concurrentielles. Mais cette solution est imparfaite parce qu'elle laisse à l'ancien monopole le pouvoir de biaiser la concurrence en jouant sur la ventilation des coûts partagés. L'ouverture complète du marché permet à chaque consommateur de choisir librement son fournisseur.

L'ouverture totale du marché gazier de l'Union Européenne est légalement entrée en vigueur depuis 1er juillet 2009. Elle a profondément modifié l'organisation traditionnelle de l'industrie gazière. L'objectif de l'Union européenne est la construction d'un marché unique régi par la concurrence et au sein duquel les obstacles à la libre circulation des personnes, des biens, des capitaux et des services doivent être supprimés. La concurrence en est la règle : le monopole devient une exception qui doit être clairement justifiée. L'idée directrice fondée sur la théorie des marchés contestables consiste à briser les chaînes verticalement intégrées et à introduire la concurrence partout où cela est possible - c'est-à-dire là où les barrières à la

mobilité sont les plus basses - et à isoler les segments de la chaîne qui peuvent être considérés comme des monopoles naturels.

La libéralisation du marché gazier de l'Union Européenne n'est pas sans conséquences tant pour les européens que pour ses partenaires commerciaux. A l'instar de l'Algérie, les pays gaziers fournisseurs sont concernés de près par ce mouvement. L'Algérie, via son unique interlocuteur Sonatrach, est contrainte à plus de flexibilité en présentant parfois même des soumissions justifiées par l'évolution du contexte de la scène gazière internationale.

Résultats

- Plus de flexibilité, de souplesse, d'efficacité, et une diversification plus importante des sources et des ressources d'approvisionnement : telles sont les évolutions majeures recherchées par la politique énergétique de l'Union Européenne afin s'assurer sa sécurité d'approvisionnement gazier. (ce qui confirme la première partie de la première hypothèse)
- Les efforts européens à forger une politique énergétique commune sont crucialement entravés par le manque de consensus interne sur la nature des arbitrages entre les différents objectifs de la politique énergétique (ce qui infirme la deuxième partie de la première hypothèse).
- La situation inconfortable de l'UE vis-à-vis sa sécurité s'est apaisée avec l'inversion du pouvoir de négociation pour deux raisons essentielles : tout d'abord, les fournisseurs gaziers se focalisent principalement leurs offres sur l'Europe, ce qui fait, qu'il sont devenus des dépendants, la dépendance s'est inversée en « interdépendance », ensuite, la chute des prix du pétrole, et par conséquent ceux du gaz, va renforcer la position européenne.
- La transition sur le marché de l'UE d'un état de monopole en un état de concurrence n'est pas un acte accidentel, mais plutôt c'est une réponse à un contexte bien déterminé et qui submerge les critiques fondées sur la résistance des entreprises monopolistiques dans l'environnement en mouvement (ce qui confirme la deuxième hypothèse).
- Le HHI des importations nous a apporté un éclairage sur la concentration du marché de l'Union Européenne, l'approvisionnement extérieur de l'Union reste encore

concentré. (Ce qui infirme la première partie de la troisième hypothèse). La structure du marché Algérien n'est pas concerné par le mouvement de la libéralisation du marché gazier européen tant que l'univocité particularise la position algérienne dans le marché gazier international l'Etat algérien et Sonatrach parlent d'une seule voix. (ce qui infirme la deuxième partie de la troisième hypothèse).

- La libéralisation des marchés de l'énergie conduit les anciens monopoles à élargir leur champ d'intervention pour compenser les pertes de marché qu'ils subissent sur leur propre marché traditionnel. Ainsi, dans un contexte de développement international et de diversification des grandes compagnies gazières, les stratégies d'achats et de fusions se multiplient. Les producteurs cherchent à développer leurs activités dans l'aval, et ce afin de s'assurer des débouchés, tandis que les opérateurs aval cherchent à progresser vers l'amont, notamment vers la production, afin d'avoir directement accès au gaz (ce qui confirme la quatrième hypothèse). Sonatrach de son côté optait pour le changement de son comportement stratégique en adoptant des stratégies d'alliances et d'intégration vers l'aval européen, mais qui réside encore insignifiante (ce qui confirme partiellement la deuxième partie de la quatrième hypothèse).
- La libéralisation des marchés de l'énergie en Europe se traduit par la remise en cause non seulement de l'organisation monopolistique des marchés nationaux, mais encore des contrats de long terme sur lesquels étaient fondées les relations entre importateurs et producteurs. Cette remise en cause se traduira à terme par une modification de certaines clauses contractuelles des contrats existantes. (Ce qui confirme notre cinquième hypothèse). Sonatrach a suivi ce mouvement, le mode contractuel historique des contrats de long-terme s'est déstabilisé en continu par des révisions plus ou moins tolérées par la compagnie Algérienne.. vers la vente sur les hubs gaziers européen de quantités de plus en plus importantes de GNL.
- En tant que fournisseur gazier, l'Algérie s'est soumise volontairement aux préférences et exigences des européens. nous pensons que le rapport gagnant /gagnant souvent évoqué par la diplomatie n'est qu'une illusion, le rapport est dynamique
- L'importance amoindrie des contrats traditionnels ne signifie pas toutefois le règne absolu du court terme : des contrats de long terme peuvent exister même sur des marchés libéralisés, en particulier pour la réservation des capacités de transport. Ce

ne sera pas non plus la fin de l'influence des cours de brut ; les interactions entre énergies permettront de réguler des écarts temporaires excessifs.

Les perspectives de recherche

- Le marché gazier de l'Union Européenne continue d'être concentré à moins que les pays exportateurs de gaz naturel ne suivent le mouvement européen de libéralisation.
- L'importance croissante des hubs gaziers européens à l'image du britannique NBP ou de Zeebrugge en Belgique, nous laisse penser qu'il y a de bonnes raisons qu'un prix spécifique du gaz émergera et sera le prix directeur des contrats de long terme. Des formules d'indexation sophistiquées pourraient naître, voir remplacer les indexations sur le pétrole. Des indexations sur l'électricité seront également de plus en plus courantes en raison de l'importance de ce secteur dans la demande gazière européenne et mondiale.
- Sonatrach est contrainte à réviser ses contrats de long terme au risque de perdre davantage de parts de marché sur le marché gazier européen, surtout avec l'avènement inéluctable du gaz qatari et probablement dans un horizon peu lointain du gaz iranien.
- Le développement du gaz de schiste (en cas de non-nocivité écologique) pourrait replacer l'Algérie au niveau mondial qui était le sien. En effet, Sonatrach compte beaucoup sur le gaz non-conventionnel pour maintenir ses engagements d'exportations.
- l'Algérie est ainsi confrontée à un ensemble de défis qui lui imposent de repenser sa stratégie de consommation interne et d'exportation externe en prenant en considération les événements sur le marché national, européen et celui mondial du gaz. Nous citerons :

a) L'exportation des USA du gaz et pétrole de schiste.

b) La croissance de la part du Qatar dans le marché européen.

c) La production chinoise du schiste.

d) La levée des sanctions économiques sur l'Iran.

e) La croissance de la consommation interne.

f) Le maintien de ses engagements d'exportations (au cas où la demande européenne serait relancée).

BIBLIOGRAPHIE

OUVRAGES

- ANGELIER, Jean-Pierre. *Economie de réseau : éléments et méthodes*. Grenoble :PUG(Presses Universitaires de Grenoble). Janvier.1991.
- ANGELIER, Jean-Pierre .*Economie industrielle : Une méthode d'analyse sectorielle*. Grenoble :PUG.2002
- ANGELIER Jean-Pierre. *Economie des industries de réseaux* .Grenoble :PUG.Octobre 2007.
- ARENA,R et Al..*Traité d'économie industrielle*. Paris :Economica,1991.
- AYOUB, Antoine. *Le pétrole : économie et politique* .Paris : Economica, 1996.
- BAUMOL,William.*Contestable market and theory of industry. Structure*.USA: Saunders College Publishing/Harcourt Brace, 1982.
- BAUQUIS, Pierre René, BAUQUIS, Emmanuelle. *Pétrole et gaz naturel comprendre l'avenir*.2^e éd .Paris : Ronald Hirle, 2005.
- BOUSSENA, Sadek, PAUWELS, J.P.et al. *Le défi pétrolier : Questions actuelles du pétrole et gaz* .Paris : Vuibert, 2006.
- BOY DE LA TOUR, Xavier. *Le pétrole au de-là du mythe* .Paris : Technip, 2004.
- BRET-ROUZAUT ,Nadine ,FAVENNEC, Jean-Pierre. *Recherche et production du pétrole et gaz :réserves, cout, contrats* .Paris : Technip,2010.
- CHAUTARD Sophie .*Géopolitique et pétrole* .Paris : Jeune éditions, 2006 .
- CHEVALIER Jean-Marie.*Les grandes batailles de l'énergie. Petit traité d'une économie violente*. Paris :Gallimard,2004.
- CHEVALIER, Jean-Marie.*Les 100 mots de l'énergie* .Paris : Presses Universitaires de France, 2008.
- CHEVALIER, Jean-Marie. *Les nouveaux défis de l'énergie: climat-économie-géopolitique*. Paris : Economica, 2009.
- COASE,.,*La firme le marché et le droit* . Diderot éditeur, Arts et Sciences .1997.
- CURIEN,Nicolas.*Economie et management des entreprises de réseaux : énergie et concurrence* .Paris :Economica,1992.
- DE LESTRANGE, Cédric, PAILLARD, Christophe Alexandre, et al. . *Géopolitique de pétrole : un nouveau marché, de nouveaux risques, des nouveaux mondes*. Paris : Technip, 2005.
- DERDEVET, Michel. *L'Europe en panne d'énergie : pour une politique énergétique commune*. Paris : Descartes & Cie, 2009.
- DU CASTEL, Viviane. *Le gaz, enjeu géoéconomique du xxie siècle : l'exemple de l'Europe* .Paris :l'Harmattan, 2011.

- ENDERLIN, Serge. *L'après pétrole a commencé*. Paris : Seuil, 2009.
- FAVENNEC, Jean Pierre .*Géopolitique de l'énergie*. Paris : Technip,2007.
- FURFARI, Samuel. *Le monde de l'énergie: enjeux géopolitiques* (cartes en mains). vol.2 : les cartes en mains Paris : Technip,.2007.
- GLAIS,Michel.*Economie industrielle : les stratégies concurrentielles des firmes*.Ed :Lexis Nexis.Decembre,1994.
- GIRAN, Jean Pierre,et Al. .*La déréglementation*. Paris :Economica, 1985.
- GIRAUD, , André, BOY DE LA TOUR, Xavier. *Géopolitique du pétrole et du gaz* .Paris : Technip, 2000.
- GRAND, Emmanuel,Veyrenc Thomas. *L'Europe de l'électricité et du gaz : Acteurs, marchés, régulations*.Paris :Economica, 2011.
- HENRY ,Claude,QUINET,Emile.*Concurrence et services publics dans l'Union Européenne*. Paris :PUF,1998.
- KHAMAS, Kamal .*Le défi énergétique en méditerranée*. Paris : l'Harmattan, 1991.
- KHELIF, Amor, et al.. *Dynamique des marchés et valorisation des hydrocarbures*.Alger : CREAD,2005.
- LAURANT, Eric. *La face cachée du pétrole*, Paris : Plon, 2006.
- LEGAULT, Albert .*Pétrole et gaz et les autres énergies*. Paris : Technip, 2007.
- LESOURNES, Jacques. *Gouvernance Européenne et géopolitique : The externalenergy Policy of the European Union*. Tome 3 .Paris: IFRI, 2009.
- LEVEQUE,François. *Economie de la réglementation*.Paris : la découverte.2004.
- MEDAN,Pierre,WARIN,Thiery.Economie industrielle :une perspective Européenne .Paris :Lavoisier,2000.
- MIRABEL, François. *La déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz* .Paris : presses des mines, 2012.
- MONS, Ludovis.*Les enjeux de l'énergie: pétrole, nucléaire et après* .3e éd, Paris : Larousse, 2008.
- PAUWELS, jean pierre et al.. *Géopolitique de l'approvisionnement énergétique de l'union européenne au XXIe siècle*. Vol.1.Bruxelles : Emilie Bruylant.1998.
- PERCEBOIS Jacques. *Économie de l'énergie*. Paris : Economica, 1989.
- PERROT,Anne.*Réglementation et concurrence*.Paris :Economica,1997.
- SERGE, pierre. *Libéralisation des marchés de l'énergie : pourquoi payer plus cher*. Paris ::L'Harmattan, 2007.
- STERN, Jonathan p..*Competition and liberalization In European gas markets: a diversity of models*. London: the Royal Institute International Affairs, 1998.
- THIRION Nicolas.*Libéralisation et privatisation*.Ed : Larcier.Novembre.2006.
- VANESE ,Marc. *L'Europe et l'énergie*. Paris : Actes Sud, 1999.

THESES ET MEMOIRES

- BENMERIDJA, Mehdi. *Planification stratégique pour la commercialisation du gaz Algerien a long terme* . Mémoire de Magister .Université M'hamedBougara-Boumerdes, 2014.
- ESNAULT Benoît .*La Transition Du Monopole A La Concurrence Sur Les Marchés Du Gaz Naturel En Europe : L'importance Stratégique Du Stockage Souterrain*.Thèse de doctorat. Université Dijon,2000.
- PIROVSKA , Margarita. *Liberalisation et elargissement: impacts sur l'organisation industrielle des marchés du gaz naturel en Europe de l'est*.Thèse de doctorat en Sciences Economiques. Université Paris Dauphine,2002.
- RIVIERE Nicolas. *La libéralisation du marché gazier européen : un effet d'aubaine pour la Russie ?* Thèse de doctorat .Université Montpellier 1 .2013.
- STASIAKOWSKA Agnieszka. *Le marché intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité* . Mémoire présenté pour l'obtention du Diplôme d'études approfondies en études européennes,2008 .
- VON Anne Neumann.*Security of supply in liberalized European gas market*. Europa UniversitatViadrina, Frankfurt,2005.

REVUES

Annale des mines

- CUSSAGUET , Pierre-Marie . *L'ouverture du marché gazier européen. Commission de régulation de l'énergie*. Annales des mines. Aout,2009.

Confluences Méditerranée

- MANE ESTRADA,Aurèlia.*L'intégration du gaz algérien dans le système énergétique espagnol*.Éditeur :L'Harmattan ,2009/4 (N°71) ,Disponible sur : http://www.cairn.info/zen.php?ID_ARTICLE=COME_071_0135#re5no140, (consulté 13/01/2013)

Economica

- BUCHANAN ,James. *An economic theory of club*.Paris :Economica ,n°32,February
- WEBER ,L.*L'état, acteur économique* .Paris :Economica, n°32,1988 .

Economie Industrielle

- LOCATELLI ,Catherine. *Les enjeux de sécurité dans la relation gazière UE-Russie* .Manuscrit d'auteur.Revue d'Economie Industrielle,2013, n° 143

Economie politique

- PERCEBOIS ,Jacques . *Énergie et théorie économique : un survol*.Revue d'économie politique .Vol111.novembre-Décembre,2001.

Economie et Société

- BAUQUIS, Pierre-René. *La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en pétrole*, Economies et sociétés., janvier-février 2001, n°8
- MICHALET, Charles-Albert. *Les fusions-acquisitions dans le secteur énergétique : l'impact de la globalisation*, Economies et sociétés, Janvier-février 2001, n°8.

Flux

- DEFEUILLEYChristophe .*Le gaz naturel en Europe : entre libéralisation des marchés et géopolitique*. Revue FLUX, Janvier-mars 2009. n° 75.

ForeignAffairs

- YERGIN, Daniel. *Ensuring Energy Security : Old questions, new answers*. Foreign Affairs ,March April 2006.Volume 85, N°2.

Gaz d'Aujourd'hui

- DE CONBRET, Bernard.*L'ouverture des marchés : un atout pour le gaz*.Gaz d'Aujourd'hui, 2001,n°6 .
- ROMIEU, Michel. *L'ouverture du marché français du gaz et les enjeux de la régulation*. Gaz d'Aujourd'hui, 2001, n°6.
- SYROTA, Jean .*Ouverture du marché gazier Français*. Gaz d'Aujourd'hui, Novembre et Décembre 2002. n°6.

Géopolitique

- MANDIL, Claude. *Principales menaces sur sécurité énergétique* .Géopolitique, Mars-Mai 2004,n°93.
- SARKIS, Nicolas. *L'accroissement des besoins pétrolier augment le risque des conflits*. Géopolitique, Mars-Mai 2006, n°93.

Géostratégique

- BICHARA ,Khadar.*Quelles sécurité énergétique pour l'UE? :Le cas du pétrole et du gaz naturel* . Géostratégiques.Juillet 2008. n° 20.

La Revue Internationale et Stratégique

- PAUWELS, Jean-Pierre ,SWARTENBROECKX ,Carine .*Union européenne et approvisionnement énergétique : perspectives d'avenir*.La Revue Internationale et Stratégique, printemps 1998, n°29.

Medénergies

- KHELIF, Amor. *La libéralisation du marché de l'énergie de l'Union européenne. Quelle doctrine commerciale pour les exportations algériennes de gaz naturel?* Revue MedEnergie, Alger février 2005

Questions internationales

- PAILLARD, Christophe Alexandre. *Fragilités et incertitudes Européennes*. Questions Internationales, Mars-Avril 2007. n°24.

Reflets et perspectives de la vie économique

- KEPPLER, JanHorst. *Energy Interdependence in a Multi-polar World: Towards a Market-based Strategy for Safeguarding European Energy Supplies*. Reflets et perspectives de la vie économique 4/2007 (Tome XLVI). P.06. Disponible sur: https://www.cairn.info/revue-reflets-et-perspectives-de-la-vie-economique-2007-4-page-31.htm#anchor_citation (consulté:10/04/2012)

Texas journal of oil, gaz and energy law

- MARCINEKEVICIUTE, Emilija. *Texas journal of oil, gaz and energy law*. Vol 5.12/08/2009.

The Bell journal of economics

- STIGLER J. *The theory of economic regulation*. The bell journal of economics. 1971. n°02.

RAPPORTS ET PUBLICATIONS OFFICIELLES

Centres et Instituts de recherche

Association des Auditeurs de l'Institut Des Hautes Etudes De Défense Nationale (AA - IHEDN)

- Adda, J. et Al. *Europe et sécurité énergétique*. Rapport établi par un groupe de travail du comité d'analyse et de réflexion sur l'actualité. AA-IHEDN, Paris. Mai. 2006.

BI School of management

- KJERSTI Hegde, EIRIK Fjeldstad. *The future of European long-term natural gas contracts*. BI School of management. IFP. 01/09/ 2010. Disponiblesur: http://bergen-energi.com/arch_img/9548380.pdf (consulté :12/03/2014)

Centre d'Etudes Diplomatiques et Stratégiques

- BONOCORI, Daniel. *Pétrole et sécurité : vulnérabilités, enjeux, stratégies*. Paris : centre de d'études diplomatiques et stratégiques, 1997.

Centre de Géopolitique Et Matières Premières (CGEMP), Université Paris Dauphine

- CHEVALIER, Jean Marie .*Security of energy supply for the European Union*. Paris :CGEMP, Septembre 2005.
- CHEVALIER, Jean Marie .*Enjeux énergétiques en méditerranée*. Paris : CGEMP.Université Paris Dauphine, Octobre 2001.

Center for Security Studies (CSS)

- *Sécurité énergétique: les marchés du gaz naturel en mutation*. Analyse du CSS,Zurich: Juin, 2010,n°76.Disponible sur :<http://www.css.ethz.ch/publications/pdfs/CSS-Analysen-76-FR.pdf> (consulté :11/09/2013)

Centre de Recherche Et Droit de l'Énergie(CREDEN)

- MIRABEL , François , POUDOU, Jean-Christophe, BARANES ,Edmond.*Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne*.Cahier N° 03.11.39. Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie (CREDEN).Université de Montpellier I,P.08.Disponible sur : <http://www.creden.univ-montp1.fr/downloads/cahiers/CC-03-11-39.pdf> (consulté:08/08/2012)

European Energy institute and contributors

- CHEVALIER ,Jean-Marie.*Security of energy supply for the European Union, Volume 1, issue 3, November 2006* European Energy Institute and contributors

German Institute for Economic Research

- NEUMANN,Anne ,VON HIRSCHHAUSE, Christian. *Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts*. German Institute for Economic Research Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2004. Vol. 28, N°3.Disponible sur:https://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/daten/ordner_publicationen/wp_gg_07_hirschhausen_neumann.pdf(consulté :14/02/201)

German Institute for International and Security Affairs

- GODEMENT, F., NICOLAS, Françoise, YAKUSHIJI T. .*Asia and Europe: cooperating for energy security*.Japan Center For International Exchange, 2004.

Institut d'Economie et Politique et d'Énergie, Université Pierre Mendès France (IEPE,UPMF)

- LOCATELLI ,Catherine,FINON,Dominique.*La libéralisation du marché gazier européen et ses conséquences pour la Russie* .Juillet.2002.Disponible

sur :http://edden.upmfgrenoble.fr/IMG/pdf/CL_DF_GazRusse_02.pdf(consulté :08/07/2011)

- NOEL, Pierre. *Pétrole et sécurité internationale : de nouveaux enjeux*. Publications d'Institut d'Economie et Politique d'Energie(IEPE), Université Pierre Mendès France (UPMF), septembre 1998.

Institut Français Relations Internationales

- FINON, Dominique, JAQUET Pierre. *Énergie, développement et sécurité*. Paris : IFRI, 1999 . n° 28. (Cahiers **de l'IFRI**)
- MAÑE-ESTRADA, Aurèlia *Sécurité énergétique en Méditerranée occidentale : nouveaux facteurs, nouvelles politiques. Un regard espagnol*, Octobre 2008, p.19, Disponible sur :

<https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/noteeestrada.pdf>, (consulté 10/06/2015)

- MITCHELL, John. *Energy Policy in an Interdependent World*. Cahiers de l'IFRI, 1999, n°28
- NIES, Susan. *Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie : Gaz et pétrole vers l'Europe:-perspectives pour les infrastructures*. Paris : IFRI, 2009. tome 4. (les études IFRI).
- KEPLER, J .H . *La sécurité d'approvisionnement énergétique en Europe : principes et mesures. Note de l'IFRI*, Avril 2007.

Laboratoire d'Economie Politique et d'Intégration Internationale(LEPPI), Université Pierre Mendès France

- CRIQUI, Patrick, NOEL, Pierre. *Marchés énergétiques et géopolitique pétrolières 1990-2030*. IEPE. UPMF, Septembre ,1998.
- LOCATELLI C., et CLASTRES, Cédric. *Sécurité d'approvisionnement énergétique : les enjeux de la libéralisation dans un environnement international risqué*. Documentation LEPPI .UPMF : Avril, 2009 .cahier de recherche n°19,28p.
- LOCATELLI C., FINON,D.*L'interdépendance gazière de la Russie et de l'Union européenne : Quel équilibre entre le marché et la géopolitique ?*documentation LEPPI.UPMF série EPE, 2006, n°41.

National Conferences Of Legislatures (USA)

- BELKIN, Paul. *The European Union's Energy Security Challenges*. Congressional Research Service. Washington: January, 2008.

Oxford Institute for Energy Studies

- Darbouche, Hakim, *Algeria's shifting gas export strategy: Between policy and market constraints*. Oxford Institute for Energy Studies..NG48.March 2011.Disponiblesur:<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/03/NG48.pdf> (consulté:12/05/2014)

StiftungWissenschaft und Politik (SWP)

- GEDEN, Oliver, MARCELIS, Clemence, MAURER, Andrea. *Perspectives for European Union's External Energy Policy*. Working papers. Berlin: SWP, December 2006.

Université Cezanne

- DE BORNIER J.M. *Les monopoles naturels*. Disponible sur : <http://junon.univ-cezanne.fr/bornier/MonNt.pdf>, (consulté:12/09/2014)

University of Leeds

- PRESTON A. *The economics of rail privatization: an assessment*. working paper. Institute for transport studies. Leeds. 1994.

Université Littoral Content

- KIAMBU ,jacques . *monopole et déréglementation des télécommunications : concurrence et organisation industrielle*. Document de travail .n°97.mars 2005. Disponible sur: <http://riifr.univ-littoral.fr/wp-content/uploads/2007/04/doc97.pdf> (consulté : 28/01/2014)

Colloques, séminaires et conférences

- BAZART Cécile. *La libéralisation des marchés européens du gaz: conséquences et restructuration*. Communication au Colloque International du Réseau MONDER. Buenos Aires, Argentine. 26 Novembre 2003. Disponible sur : http://www.iae.org.ar/archivos/monder_bazart.pdf (consulté:19/09/2012)
- SAUVÉ, Jean-Marc . *Allocution d'ouverture*. Communication présentée au colloque : les services d'intérêt économique général et le marché intérieur : régimes nationaux et cadre juridique européen. Paris, 14 octobre 2011, P.15. récupérée du site : http://www.legiscompare.fr/site-web/IMG/pdf/Colloques_vol_16_sommaire_avant-propos_et_introduction.pdf (consulté 28/10/2013)

Algeriawatch

- MEKIOUSSA ,Chekir , *Sonatrach signe trois contrats avec la compagnie espagnole Cepsa ; Un pas vers le marché européen de l'énergie*. Journal quotidien Le Matin, 11 septembre 2002). Disponible sur : http://www.algeriawatch.org/farticle/economie/sonatrach_cepsa.htm (consulté:16/03/2012)

Algérie1

- *Quelle est la durée des réserves de gaz algérien ?*. Disponible sur : <http://www.algerie1.com/affaires/quelle-est-la-duree-des-reserves-de-gaz-algerien-2/> (consulté:15/12/2013)

Acqualys

- *Le gaz naturel et le gaz de ville.* Disponible sur : <http://www.acqualys.fr/page/le-gaz-naturel-et-le-gaz-de-ville-definition-transport-stockage-pouvoir-calorifique-reserves-mondiales-avantage-inconvenients> (consulté:16/02/2015)

Agnbvgnb

- *Shalegas,.*Disponible sur : <http://www.agnbvgnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/fr/GazSchiste.pdf> (consulté:03/04/2013)

Aps

- *Sellal inaugure une nouvelle unité de production du GNL à Béthioua (Oran).*Disponible sur :

<http://www.aps.dz/regions/13610-sellal-inaugure-une-nouvelle-unit%C3%A9-de-production-du-gnl-%C3%A0-b%C3%A9thioua-oran>, (consulté :16/06/2015)

Argusmedia

- *Eni. Sonatrach reach deal on gas supply contracts.*Disponiblesur: <http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=848890&menu=yes>
- [consulté](#) :15/05/2014)

ASIG.

- *Qu'est ce que le gaz naturel ?.* Disponible sur ;<http://www.gaz-naturel.ch/gaz-naturel/quest-ce-que-le-gaz-naturel/> (consulté 12/03./2015)

Baosem

- N°1127 du 14/12/2014.Disponible sur : <http://www.baosem.com/v4/fr/article.php?id=3177> (consulté :17/02/2015)

Bloomberg

- ALMEIDA ,Isis .*Italy Doubles Algerian Gas Imports on Tumbling Oil Prices.*April 8, 2015 .Disponible:<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-04-08/italy-doubles-algerian-gas-imports-as-oil-s-drop-filters-through>, (consulté:12/06/2015)

CEPS Task Force Reports

- Egenhofer,C.;Legge.*Security of energy supply: a question for policy or the markets?* Brussel, 2001.

CHEAR

- *L'union européenne face à la sécurisation ses approvisionnements stratégiques* . comité 3, 45 session national, de, 2009. Disponible sur : www.ihedn.fr/userfiles/file/larecherche/rapports/45sn.../SN45_T1_3.pdf (consulté:13/05/2014)

Connaissances des énergies

- *Industrie du gaz naturel*. Disponible sur : <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/industrie-du-gaz-naturel>, (consulté :13/06/2014)

Contexte

- *Les députés en faveur du démantèlement des géants énergétiques*. Disponible sur : https://www.contexte.com/article/article/energiearticledeputes-faveur-demantelement-geants-energetiques_524.htm (consulté :13/03/2011)

CPII

- NAYMAN ,Laurence, DE SAINT VAULRY, Alix. *Approvisionnement énergétique : le dilemme européen* .Disponible sur: <http://www.cepii.fr/BLOG/bi/post.asp?IDcommuniqu=291> (consulté :19/03/2014)

Economag

- *Abus de position dominantes des anciens monopoles* .Disponible sur : <http://www.economag.com/droit-de-la-concurrence/abus-de-position-dominante-2/anciens-monopoles>, consulté : 01/01/2015

Elwatan

- BELKESSAM.*Le sort du gazoduc Galsi connu en mai 2013* . El Watan Mercredi 5 Décembre 2012.
- *Hyproc Shipping, filiale de Sonatrach : Prochaine acquisition de trois gros méthaniers* .Disponible sur : www.elwatan.com (consulté :05/09/2014)
- PREURE ,Mourad. *Sonatrach doit accéder à l'aval gazier européen*. El Watan, 4 décembre 2012.

Énergie siapartners

- *Les projets concurrents de gazoduc offrent à l'Europe divers moyens d'assurer son approvisionnement en gaz*. Disponible sur : <http://www.energie.sia-partners.com/20111123/les-projets-concurrents-de-gazoduc-offrent-a-leurope-divers-moyens-dassurer-son-approvisionnement-en-gaz> (consulté :01/01/2014)

ENI

- ENI, disponible sur : <http://fr.eni.com/lexique/terme/gazoduc-33.html> (consulté :23/03/2014)

Etudier

- Etudier *Histoire du gaz* .Disponible sur : <http://www.etudier.com/dissertations/Histoire-Du-Gaz/70471426.html> (consulté : 28/04/2013)

Euractiv

- *L'UE risque gros en misant sur des infrastructures gazières obsolètes* .Disponible sur : www.euractiv.fr/sections/energie/lue-risque-gros-en-misant-sur-des-infrastructures-gazieres-obsolètes-308642(consulté : 23 /09/2014)

Europa

- *Europa. Marché intérieur de l'énergie* .Disponible sur : http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/l27077_fr.htm (consulté:13/12/2014)
- European commission.*Energy challenges and policy*.Commission contribution to the European council,22may 2013.Disponible sur: http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/energy2_en.pdf(consulté le 01/01/2015)
- Europe press release.. Disponible sur : http://europa.eu/rapid/press-release_IP-07-1074_fr.htm, (consulté :15/04/2013)

Europe1

- SUPERTINO ,Gaétan.*Fracturation – La Commission européenne se dit favorable à l'exploitation du gaz controversé. Une exploitation qui divise les 27 Etats membres* .Disponible sur : <http://www.europe1.fr/environnement/gaz-de-schiste-ces-pays-n-ont-pas-attendu-bruxelles-1779469>(consulté : 01/01/2015)

French ruvr

- OBOUKHOV ,Oleg. *L'UE veut diversifier ses sources d'approvisionnement* . Disponible sur :http://french.ruvr.ru/2014_04_02/Diversification-des-livraisons-l-UE-attend-du-gaz-naturel-liquefie-les-USA-ne-se-depechent-pas-a-en-fournir-752(consulté le : 02/04 / 2014)

Gas in focus

- *Le 3em paquet energie*.Disponible sur ; <http://www.gasinfocus.com/focus/le-3eme-paquet-energie/>(consulté : 01/03/2015)

- *Composition du gaz naturel consommé en Europe*. Disponible sur : <http://www.gasinfofocus.com/indicator/composition-du-gaz-naturel-consomme-en-europe/>(consulté:13/05/2014)

Gaz naturel

- *Un réseau de pipeline*.Disponible sur :<http://www.gaznaturel.be/professionnel/le-gaz-naturel/ou-trouve-t-on-le-gaz-naturel/un-reseau-de-pipeline> (consulté:13/10/2012).
- *Le gaz naturel :origine et composition*. Disponible sur : <http://www.gaznaturel.be/professionnel/le-gaz-naturel/origine-et-composition>,(consulté 11/04/2014)

GRDF

- *Gaz naturel :une énergie de réseau disponible en continu* .Disponible sur :<http://www.grdf.fr/entreprises/gaz-naturel/une-energie-de-reseau-disponible-en-continu>(consulté : 24/03/2015)

Groupe solution énergie

- *Vers un mécanisme européen de soutien intégré*, sur : <http://www.groupe-solution-energie.com/mix-energetique-lue-a-besoin-dun-objectif-contraignant-pour-2030> (consulté :10/05/2013)

GRT gaz

- *Smart gaz*.Disponible sur :http://www.grtgaz.com/fileadmin/analyses/documentation/notice_SmartGRTgaz_fr_v1.4.pdf(consulté : 01/05.2015)
- *Plan decennal 2012-2021*.Disponible sur : www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/Plan_decennal_2012_2021_08102012 (consulté :12/01/2015)

IEA

- CRONSHAW ,Ian, MARSTRAND ,Jacob,etal..*Development of competitive gas trading in continental Europe how to achieve workable competition in European gas markets?* IEA INFORMATION PAPER,2008.Disponible sur: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/gas_trading.pdf, (consulté :10/05/2015)

Ifpénergiesnouvelles (Institut Français de Pétrole)

- *Réserves, production et consommation* .2011 .Disponible sur : [www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-grands-debats/Quel-avenir-pour-le-gaz-naturel/Reserves-production-et-consommation/\(language\)/fre-](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-grands-debats/Quel-avenir-pour-le-gaz-naturel/Reserves-production-et-consommation/(language)/fre-)
- (consulté le: 12/12/2012).

- *Quel avenir pour le gaz naturel.* : <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-grands-debats/Quel-avenir-pour-le-gaz-naturel/Le-marche-gazier>, (consulté le 12/10/2014)

Immobilis expertise

- *Diagnostic gaz.* Disponible sur : <https://immobilisexpertise.wordpress.com/2011/09/21/diagnostic-gaz/> (consulté :13/06/2013).

Imperial oil.

- *Opérations de gaz naturel.* Disponible sur : http://www.imperialoil.ca/CanadaFrancais/operations_ngas_benefits.aspx (consulté 19/09/2012)

Interfaxenergy

- Leigh Elston. *Sonatrach keeps its contracts oil-indexed*, Publié 14 mai 2014. Disponible sur:
- <http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/8156/sonatrach-keeps-its-contracts-oil-indexed> (consulté:01/09/2014)

La banque mondiale

- *Plusieurs pays et compagnies pétrolières décident de mettre fin au torchage de gaz systématique.* Disponible sur : <http://www.banquemonddiale.org/fr/news/press-release/2015/04/17/countries-and-oil-companies-agree-to-end-routine-gas-flaring> (consulté:11/11/2014).

Le matin dz

- MEHTOUL, Abderrahmene, *Quelle est la durée des réserves de gaz algérien* ?19/08/2011.
- Le matin dz. *Graves déclarations du PDG de Sonatrach sur les réserves pétrolières.* Disponible sur : <http://www.lematindz.net/news/11149-graves-declarations-du-pdg-de-sonatrach-sur-les-reserves-petrolieres.html> (consulté:19/09/2014)

L'énergie en questions

- *Les enjeux de l'acheminement du gaz vers l'Europe.* Disponible sur : www.lenergieenquestions.fr/les-enjeux-de-lacheminement-du-gaz-vers-leurope (consulté: 17 /06/ 2013).

Le monde

- Bruxelles appelle l'UE à réaliser 30 % d'économies sur l'énergie pour 2030 . Disponible sur : www.lemonde.fr/planete/article/2014/07/23/ue-bruxelles-fixe-un-objectif-de-30-d-economies-d-energie-pour-2030_4461774_3244.html (consulté: 23.07.2014)

Le temps

- ETWAREEA, Ram. *L'UE demande à la Norvège de lui exporter davantage de gaz* . Disponible sur : www.letemps.ch/monde/2014/09/26/ue-demande-norvege-lui-exporter-davantage-gaz (consulté : 26 /09/2014)

Lindo

- GIOVANNI Andriolo, ArticolistaEconomiæ Politica .Progetto GALSI : *GasdottoAlgeria-Italia, la volta buona?* Giovedì 19 Febbraio 2015 .Disponible sur: www.lindro.it (consulté 13.03/2015)
- Mémoire pour l'avenir. *Le gaz de ville*. Disponible sur : <http://www.memoirepoulavenir.com/documentations/> (consulte :25/03/2014)

Liste de mots

- Torchère. Disponible sur : http://www.listedemots.be/mot_definition_et_sens.php?woordid=TORCHERE (consulté (12/03/2013)

Maghreb émergent.

- Algérie : bilan énergétique 2013. Disponible sur : <http://www.maghrebemergent.com/energie/hydrocarbures/item/40704-algerie-bilan-energetique-2013-la-production-d-energie-primaire-reste-dominee-par-le-gaz.html> (consulté:29/09/2014)

Mouvement Européen France- Gironde

- *L'énergie et l'Union Européenne* .Fiche EE17 -, - mars 2009 .Disponible sur : www.mouvement-europeen.eu (consulté le 15/05/2008)

Poly finances

- *Etude de cas de l'exploration pétrolière*, PP.10-13.Disponible sur : <http://www.polyfinances.ca/wp-content/uploads/2012/10/Etude-de-cas-CGG-HD.pdf> (consulté :13/02/2013)

Presse dz

- *Un important accord gazier sera signé aujourd'hui : Sonatrach s'implante sur le marché français.* Disponibles sur : <http://www.presse-dz.com/revue-de-presse/sonatrach-simplante-sur-le-marche-francais>, (consulté:10/11/2103)

Samuel Benoit

- *Gaz naturel.* Disponible sur : <http://samuel.benoit.online.fr/dossiers/sources-energie/energies-fossiles/gaz-naturel/index.php> (consulté:10/07/2013)

Selctra.

- *gaz naturel liquéfié et méthaniers.* Disponible sur : <http://selectra.info/Gaz-naturel-liquefie-et-methaniers.html> (consulté:12/01/2015)

Sonatrach

- *documentation interne*
- *Rapport annuel de 2013*
- *Sonatrach, revue n°64, Décembre, 2014,* Disponible sur : http://www.sonatrach.com/Revue_Sonatrach_2013/Revue_Sonatrach_N64.pdf (consulté:06/04/2015)

The golden trotters

- *Le transport du gaz naturel en Allemagne.* Disponible sur : www.the-golden-trotters.com/le-transport-du-gaz-en-allemande-en-5-points.html (consulté :03/03/2015)

The Linde

- *Group. Gases division.* Disponible sur : <http://annual-report.linde.com/financialreport2013/servicepages/search.php?q=SONATRACH&pageID=54103>

Total

- *Total se développe sur les gaz non conventionnels.* Disponible sur : <http://www.total.com/fr/energies-savoir-faire/petrole-gaz/exploration-production/secteurs-strategiques/gaz-non-conventionnels/total-acteur-de-reference/total-se-developpe-sur-les-gaz-non-conventionnels> (consulté : 05/02/2015)
- *Total. Total cède à Sonatrach 20% du permis de TAoudenni en Mauritanie.* Disponible sur : <http://www.total.com/fr/medias/actualite/communiqués/20080318-total-cede-sonatrach-20-pour-cent-permistaoudennimaauritanie?xtmc=total%20c%C3%A9de%20%C3%A0%20sonatrach&xtnp=1&xtcr=1>, (consulté :20/08/2009)

Trésor Français

- Trésor Direction General. *Les hydrocarbures en Algérie : chiffres clefs*. Novembre 2013. Disponible sur : [https://www.tresor.economie.gouv.fr/File/392576\(consulté:11/10/2014\)](https://www.tresor.economie.gouv.fr/File/392576(consulté:11/10/2014))

TV5 monde

- *Gaz de schiste quels avantages ? Quels risques ? Emission hebdomadaire Géopolitis*. TV5 monde Diffusée le : 04/04/2013.

United Nations

- JOHANSSON, Thomas, GOLDEM, José. *World energy assessment. overview 2004 update*. New York, United Nations Development Programme 2004, P.42. Disponiblesur: www.undp.org/energy/weaover-2004.Htm (consulté : 02/02.2010)

STATISTIQUES

BP

- *Statistical review of the world energy*. 2015. Disponible sur: [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy\(consulté://2015\)](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy(consulté://2015))
- *Statistical review of the world energy*. 2014. Disponible sur: [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-natural-gas-section.pdf\(consulté:01/05/2015](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-natural-gas-section.pdf(consulté:01/05/2015)
- *Statistical gas section* .2012. Disponible sur www.bp.com

EIA

- *Analysis: Algeria* Disponible sur: [http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=DZA,\(consulté:01/02/2015\)](http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=DZA,(consulté:01/02/2015))

European commission.

- *Energy challenges and policy, commission contribution to the European council*. 22may 2013. Disponible sur: [http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/energy2_en.pdf\(consulté le 01/01/2015\)](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/energy2_en.pdf(consulté le 01/01/2015))
- *Number of entities bringing natural gas into country in year*. 2013. Disponible sur: http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Number_of_entities_bringing_natural_gas_into_the_country_in_year_2013.png
- *Europe*. press release, Disponible sur : [http://europa.eu/rapid/press-release_IP-07-1074_fr.htm, \(consulté :15/04/2013\)](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-07-1074_fr.htm, (consulté :15/04/2013))

Eurogas

- Statistical report 2014.Disponible sur:
http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Statistical_Report_2014.pdf

IEA

- Key World Energy Statistics.
2013.Disponiblesur:<http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2013/october/key-world-energy-statistics-2013-now-available.html> (consulté:13//11/2014).
- *World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas, "golden rules for golden age of gas.*

VI .ENTRETIENS

- CHEVALIER Jean-Marie. Professeur d'université et spécialiste en questions énergétiques.Université Paris Dauphine, Février 2014.
- HAKKAR Toufik. Directeur exécutif de SPE(Stratégie Plannification Economie) Direction Générale de Sonatrach.Mai 2015.

Résumé

L'organisation traditionnelle de l'industrie gazière européenne dominée par des monopoles intégrés, et des contrats de long-terme, est de plus en plus critiquée. L'Union Européenne s'est donc engagée dans une démarche de libéralisation de son marché en espérant la création d'un marché unique, de pallier aux effets du protectionnisme, d'assurer la sécurité d'approvisionnement, et de faire accroître l'efficacité.

L'objet de cette thèse est de mettre en évidence la démarche de libéralisation d'une industrie de réseau, tel est le cas de l'industrie gazière de l'Union Européenne, ainsi de déterminer ses conséquences en termes de : structure du marché, de comportement stratégique des opérateurs gaziers, de performance contractuelle. Une application au cas de l'Algérie, en tant que fournisseur gazier, fait l'objet de la dernière partie de cette thèse, elle nous a révélé : 1-un changement du comportement stratégique de la compagnie nationale SONATRACH avec l'adoption d'une intégration en aval sur le marché gazier européen, mais qui reste encore modeste, 2- des modifications sur le fond et la forme contractuelle.

Mots clefs : industrie de réseau, marché gazier de l'Union Européenne, comportement

Abstract

The traditional organization of the European gas industry dominated by integrated monopolies, and long-term contracts, is increasingly criticized. European Union has therefore engaged in a liberalization of its market hoping to create a single market, to alleviate the effects of protectionism, to ensure security of supply, and to increase efficiency.

The purpose of this thesis is to highlight the process of liberalization of a network industry; such as a gas industry of the European Union, and to determine its impact in terms of: market structure, strategic behavior of gas operators, contract performance. An application to the case of Algeria, as the gas supplier, is the subject of the last part of this thesis, it revealed: 1- a change in the strategic behavior of the national company Sonatrach by adopting a downstream integration in the European gas market, but remain modest, 2-substantive changes in contractual form.

Key-words:

network industry, European Union gas market, strategic behavior, contractual performance, market structure, Algeria.

ملخص

أصبح التنظيم التقليدي لصناعة الغاز الأوروبية والذي تهيمن عليه الاحتكارات والعقود طويلة الأجل، محل انتقاد. مم دفع الاتحاد الأوروبي إلى نهج تحرير سوق غازها على أمل خلق سوق واحدة، والتخفيف من آثار الحماية بالإضافة إلى تحقيق أمن الإمدادات، وزيادة الكفاءة.

تهدف هذه الرسالة إلى تسليط الضوء على عملية تحرير صناعة شبكية، ألا وهي صناعة الغاز في الاتحاد الأوروبي وتحديد نتائج التحرير من حيث - هيكل السوق، السلوك الاستراتيجي لشركات الغاز، والأداء التعاقدية. إسقاط نتائج هذا التحرير على الجزائر باعتبارها مورد للغاز، سيشتغل موضوع الجزء الأخير من هذه الأطروحة حيث كشف: 1- تغيير في السلوك الاستراتيجي للشركة الوطنية سوناطراك باعتماد التكامل الأمامي في السوق الأوروبية، والذي لا يزال متواضع، 2- تغييرات جوهرية في الشكل و المحتوى التعاقدية.

كلمات البحث: الصناعة الشبكية، سوق الغاز في الاتحاد الأوروبي، السلوك الاستراتيجي، الأداء التعاقدية، هيكل السوق.الجزائر