

**Centre de Recherche en Economie Appliquée
pour le Développement-CREAD**

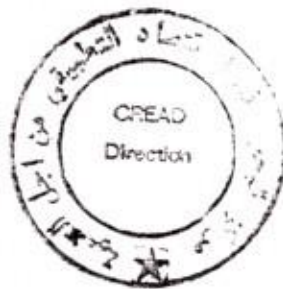
Amor KHELIF, Directeur de recherche

REÇU LE 24 MAI 2003

Projet ENERGIE

(Contrat de recherche n°204/001)

Avancement au 1^{er} mai 2003



Ce document présente l'état d'avancement de notre projet de recherche sur la problématique de l'industrie du gaz en Algérie financé par le PNR et lancé à la fin de l'année 2001

Il est placé sous la responsabilité de A.KHELIF

A.KHELIF, S. AISSANI, A. MEDFOUNI sont respectivement en charge du marché international du gaz, du traitement de l'offre locale du gaz, de la valorisation industrielle du gaz et de la modélisation de la demande domestique

I-Etat d'avancement du projet

1-Rappel de la problématique du projet de recherche

La libéralisation des marchés énergétiques et plus particulièrement la mise en œuvre de la Directive gaz de l'Union européenne (année 2000) tendant à libéraliser totalement le marché domestique du gaz naturel est de nature à entraîner des changements structurels considérables qui obligent les différents acteurs à revoir leurs stratégies.

Tel est le cas notamment de l'Algérie qui constitue un des principaux fournisseurs externes de gaz naturel de l'Union européenne.

Quelles sont les principales contraintes auxquelles les exportations algériennes devront faire face ? Quelles opportunités de conquête de nouveaux marchés pourraient leur offrir ces changements ? Quelles seront les conséquences sur les formes traditionnelles de concurrence entre fournisseurs ? Quels seront surtout les impacts sur le système actuel de contrats de long terme et sur le système des prix sur la base desquels les sociétés gazières européennes achètent le gaz à l'Algérie ? De quelles marges de manœuvre disposera t-elle dans l'avenir pour préserver ses marchés et les niveaux de ses prix ?....

En effet, pour l'Algérie, dont le marché de l'Union européenne absorbe actuellement 95% des exportations de gaz, et davantage probablement à l'avenir, 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 des autorités européennes, d'une concurrence gaz-gaz, ou doit-elle

plutôt rechercher à préserver, autant que peut se faire, 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 centralisation des négociations pour éviter les surenchères et la dérive des prix.

Cette question est d'autant plus importante que l'Algérie est membre, avec la Russie et la Norvège, de l'oligopole fournisseur principal de gaz aux marchés européens, et en tant que telle, sa politique d'offre de gaz et de prix de vente est observée de très près par ses partenaires, mais néanmoins concurrents, membres de l'oligopole.

C'est à partir de ce double constat—libéralisation du marché européen de gaz, offre oligopolistique —que nous tenterons d'identifier et d'interpréter les principales contraintes auxquelles est confrontée désormais la politique algérienne d'exportation de gaz sur le marché européen et la portée des tentatives récentes d'adaptation de sa la législation sur les investissements dans ce secteur.

Au titre de ces contraintes, nous avons retenu au moins quatre questions importantes que nous entendons approfondir : quels volumes de gaz exporter ? quel arbitrage entre prix et volumes à exporter ? quelles alliances industrielles internationales privilégier ? quel type d'organisation adopter pour assurer les meilleures conditions des ventes ?....

Pour éclairer les solutions possibles à ces dilemmes (volume des exportations ? prix de vente ? alliances industrielles ? organisation du secteur du gaz ?....), nous serons amenés à examiner tous les facteurs

constitutifs et influents sur l'évolution de l'industrie internationale du gaz naturel et leur potentiel d'évolution

Il s'agit , entre autres, de passer en revue les conséquences de la « Directive gaz » sur les pays fournisseurs, du retour massif des compagnies internationales en Algérie et leur implantation dans le secteur de gaz notamment, de la tendance à la concentration de l'industrie internationale de gaz et sa diversification multi-énergétique, de l'aiguinement de la concurrence sur le marché européen , etc...

Cette analyse du contexte international de l'industrie du gaz sera complétée par l'examen des perspectives de la demande de gaz sur le marché domestique algérien et du cadre institutionnel et législatif des investissements dans le secteur des hydrocarbures en Algérie.

L'Algérie vient en effet de clore un cycle de réflexion sur sa politique énergétique, le résultat de cette réflexion s'est exprimé dans un avant-projet de loi sur les hydrocarbures.

Les dispositions de cet avant-projet de loi (qui doit être transmis incessamment au Parlement), pourraient avoir d'importantes conséquences sur les exportations de gaz, le projet propose, en effet, une libéralisation très profonde du fonctionnement de l'industrie pétrolière et gazière en termes d'investissement, de concurrence et de commercialisation internationale, il propose également la transformation du statut de la compagnie nationale Sonatrach et sa conversion en société commerciale soumise aux mêmes règles de la concurrence que les opérateurs étrangers.

2-Le contenu des thèmes et le calendrier de leur développement

Ce choix de problématique a déterminé le contenu et le calendrier des thèmes à approfondir.

Il s'agit notamment de :

- l'offre de gaz en Algérie (ressources, réserves, infrastructures de production et de transport ...)**
- la demande domestique de gaz (analyse prospective des demandes sectorielles : secteur électrique, valorisation industrielle et pétrochimique, secteur résidentiel et tertiaire,...)**
- des programmes d'exportation (mécanismes, volumes exportables à différents horizons,...)**
- des mutations du contexte international de l'industrie du gaz (déréglementation, progrès des technologies, diversification des usages, jeux des acteurs : compagnies internationales, compagnies des pays fournisseurs, compagnies des pays importateurs, système de financement, enjeux géopolitiques des approvisionnements gaziers, etc....),**
- des tentatives d'adaptation de la législation algérienne sur les investissements dans le secteur des hydrocarbures, leur portée, leur signification ,**

3-La mise en œuvre du projet

Au cours de sa première réunion d'intronisation qui s'est tenue au CREAD le 26 septembre 2001, l'équipe de recherche devait discuter et approuver la problématique du projet, le plan de partage des thèmes (modules) et le calendrier d'avancement.

Une lettre de confirmation des missions a été adressée par le chef de projet à tous les membres de l'équipe

Depuis, l'équipe de recherche a adopté un mode de communication (création d'un site web) qui a facilité les échanges entre les membres et permis de suppléer les difficultés de tenir des réunions régulières

4-Les résultats d'étape

A la fin octobre 2002, une étape importante a été franchie avec l'achèvement des premières versions des modules concernant :

- l'offre de gaz (AISSANI Safoua et KHELIF Amor , ANNEXE I)
- la valorisation industrielle du gaz (MEDFOUNI Abdelhamid ANNEXE II)
- le contexte international de l'industrie du gaz (KHELIF Amor, ANNEXE III)
- l'évolution de la législation algérienne sur les investissements dans le secteur des hydrocarbures (KHELIF Amor, ANNEXE IV)

L'ensemble de ces travaux ont été déposés en novembre 2002 au Cread (Mr FERFARA) à titre de rapport intermédiaire de l'équipe « Energie »

5-Perspectives et développements

D'ici la fin du mois de novembre 2003, l'approfondissement de ces modules, parallèlement au développement du module relatif à la « Modélisation de la demande nationale à moyen et long terme (qui sera confié à Melle Nassima HAMIDOUCHE, chargé de recherche au cread) permettra de disposer d'un système complet de thèmes à partir duquel pourrait être produit le rapport final.

A partir de ce moment une nouvelle étape s'ouvrira avec des développements dans deux directions :

- rédaction du rapport final du projet (fevrier 2004), ce dernier sera disponible sous deux formes
 - ✓ une forme longue et
 - ✓ une forme abrégé diffusable à un grand nombre de lecteurs

- Trois mois après la diffusion de ce rapport (mai 2004) sera organisé un séminaire aux fins de diffuser les résultats du projet .

Ce séminaire qui sera ouvert à tous les chercheurs et responsables du secteur de l'énergie mettra à la disposition des participants un

ensemble de données cohérentes et les résultats de l'analyse stratégique

II-Production scientifique :

Parallèlement à l'avancement du projet de recherche (cf rapport intermédiaire)

- **KHELIF Amor a publié une série d'articles sur la problématique des réformes du secteur des hydrocarbures et participé avec contribution, à de nombreuses manifestations scientifiques nationales et internationales**
- **Mr MEDFOUNI a soutenu sa thèse de doctorat d'Etat (Université de Constantine, novembre 2002) sur la valorisation du gaz naturel et la problématique du développement**
- **Melle AISSANI a soutenu son mémoire de DEA (Université de Paris-8, octobre 2002) sur le jeu des acteurs et le marché international du gaz naturel**

III-Utilisation des ressources :

1-Ressources financières :

voir bilan des dépenses d'équipement chez Mr DIB

Appréciation : la gestion du budget d'équipement est très satisfaisante, par contre le retard dans le règlement des indemnités de

recherche aux membres de l'équipe est un motif très sensible de démotivation.

Il est très souhaitable que cette question soit réglée au plus vite.

2-Ressources humaines :

Au départ du projet, la composition de l'équipe était la suivante :

- **KHELIF Amor, directeur de recherche, chef de projet**
- **MEDFOUNI Abdelhamid, Maitre de recherche**
- **AISSANI Safoua, chargé de recherche**
- **BOUADI Mohand, chercheur associé (Sonatrach)**
- **ABDOUN Rachid, chercheur associé (Sonatrach)**

L'équipe a enregistré les défections de Mr BOUADI (janvier 2002) et Mr ABDOUN (octobre 2002), ces deux cadres de Sonatrach ont reçu d'importantes promotions dans leur entreprise avec des responsabilités élargies (responsabilités de deux directions importantes) qui leur laissent très peu de temps à consacrer à l'équipe.

Le départ de Mr ABDOUN a été particulièrement regretté, Très motivé, il a sensiblement avancé dans la modélisation de la demande (installation et traitement du modèle ENPEP)

Melle Nassima HAMADOUCHE, chargé de recherche au Cread est pressentie pour relayer cette mission.

SITUATION FINANCIERE 1^o ANNEE

(arrêtée au 30 Avril 2003)

Code de projet : 11/17/05/99

Nom du responsable du projet

Monsieur KHELIF Amor

INTITULE DES POSTES DE DEPENSES	CREDITS OUVERTS	DEPENSES ENGAGEES	SOLDE
PRODUITS CHIMIQUES	----	----	----
MATIERES CONSOMMABLES.	40.000,00	35.832,42	4.167,58
PRODUITS D'EXPERIMENTATION (ANIMAUX, VEGETAUX....)	----	----	----
PETIT OUTILLAGE ET PETITS EQUIPEMENTS SCIENTIFIQUES	180.000,00	375.913,98	- 195.913,98
FRET ET TRANSPORT DU MATERIEL	----	----	----
MAINTENANCE DES PETITS EQUIPEMENTS SCIENTIFIQUES	----	----	----
• SOUS TOTAL "PRODUITS ET EQUIPEMENTS"	220.000,00	411.746,40	- 191.746,40
PERIODIQUES	40.000,00	----	40.000,00
OUVRAGES	50.000,00	----	50.000,00
DOCUMENTATION TECHNIQUE	50.000,00	----	50.000,00
LOGICIELS	20.000,00	----	20.000,00
• SOUS TOTAL " DOCUMENTATION SCIENTIFIQUE"	160.000,00	----	160.000,00
ENQUETEURS	70.000,00	----	70.000,00
GUIDES	----	----	----
FRAPPE – IMPRESSION ET RELIURE	10.000,00	----	10.000,00
TRAVAUX ET FAÇONS EXECUTES A L'EXTERIEUR DEL'ETABLISSEMENT	----	----	----
• SOUS TOTAL "HONORAIRES"	80.000,00	----	80.000,00
FRAIS DE DEPLACEMENT EN ALGERIE ET A L'ETRANGER MANIFESTATIONS ET RENCONTRES SCIENTIFIQUES	160.000,00	91.682,40	68.317,60
FRAIS DE SEJOURS SCIENTIFIQUES	90.000,00	----	90.000,00
CARBURANT	5.000,00	4.917,00	83,00
• SOUS TOTAL "DEPLACEMENT-MANIFESTATION SCIENTIFIQUE"	255.000,00	96.599,40	158.400,60
AFFRANCHISSEMENTS POSTAUX	5.000,00	---	---
COMMUNICATIONS TELEPHONIQUES	10.000,00	---	---
FRAIS : FAX – TELEX – TELEGRAMME ET INTERNET	20.000,00	26.250,00	8.750,00
• SOUS TOTAL "FRAIS DE POSTE & TELECOMMUNICATION"	35.000,00	26.250,00	8.750,00
FRAIS DE REDEVANCES DOUANIERES	----	----	----
• SOUS TOTAL "ASSURANCES A L'IMPORTATION"	----	----	----
TOTAL DES CREDITS	750.000,00	534.595,80	215.404,20

TAUX DE CONSOMMATION

71 %

Visa du Responsable du Projet de Recherche

Date:

ANNEXE 1

**LE DOMAINE MINIER : RESERVES,
PRODUCTION ET EXPORTATION DE GAZ
NATUREL EN ALGERIE.**

Amor KHELIF

A. Bref historique de la recherche pétrolière et gazière⁽¹⁾

Les premiers travaux d'exploration en Algérie remontent à la fin des années 1890 dans le bassin du Chélif au Nord-Ouest du pays où plusieurs puits peu profonds révélèrent les premiers indices intéressants d'hydrocarbures.

Toutefois, ce n'est qu'en 1948 que la première découverte commerciale a été réalisée à Oued Guetirini à quelques 150 km au sud d'Alger. Un premier puits a mis en évidence une accumulation de pétrole sur deux niveaux situés entre 100 et 650 mètres de profondeur.

Vers les années 1950, les travaux d'exploration s'étendirent au Sahara, au Sud du pays, où plusieurs découvertes de pétrole et de gaz naturel allaient profondément bouleverser les connaissances du sous-sol algérien.

En effet, c'est entre 1953 et 1956 que furent découverts les champs super-géants de pétrole de Hassi-Messaoud ainsi que le champ super-géant de gaz Hassi R'Mel.

Ces découvertes permirent à la jeune compagnie publique Sonatrach (qui a hérité du secteur des hydrocarbures au lendemain de l'Indépendance) de développer une industrie des hydrocarbures importante et de porter l'effort d'exploration vers d'autres régions du pays. C'est ainsi qu'entre 1980 et 1985, des accumulations de gaz naturel et de pétrole furent découvertes au sud-ouest du pays. Par ailleurs, d'importantes réévaluations des réserves (cas notamment de Hassi R'mel) ont permis de donner la mesure de l'ampleur des potentialités du domaine minier algérien.

L'accroissement de l'effort de recherche est devenu, au cours des deux dernières décennies, l'un des soucis majeurs de l'Algérie.

Jusqu'au milieu des années quatre-vingts, l'entreprise publique Sonatrach opérait pratiquement seule sur un domaine minier de plus de 1.5 million de km².

Elle consacrait chaque année plus de 200 à 300 millions de dollars à la prospection et l'exploration de vastes bassins sédimentaires algériens. Ces efforts, bien que relativement importants, n'étaient pas suffisants au regard de l'étendue encore inexplorée ou insuffisamment explorée du domaine minier algérien qui comprend trois grandes régions pétrolières et gazières.

- l'offshore et le nord de l'Algérie (le nord de l'Algérie a produit du pétrole dans le passé dans la vallée du Chélif) mais ces deux régions ont été délaissées par la suite au profit des gisements découverts dans les grands bassins sédimentaires du sud algérien,
- le sud-ouest de l'Algérie, vaste région comprenant plus de 500 000 km² de bassins sédimentaires où l'on a découvert du gaz naturel dès 1953 (gisements de Berga),
- le sud-est de l'Algérie (Bassin de Berkine, ex-Ghadnnès notamment), région la plus explorée et renfermant l'essentiel des réserves actuelles d'hydrocarbures, où se trouvent les deux plus importants gisements d'Algérie, Hassi R'Mel pour le gaz naturel et Hassi Messaoud pour le pétrole.

¹ Ce rappel historique est reconstitué à partir de diverses publications de la Société Nationale de Production, Transport et Commercialisation des Hydrocarbures - SONATRACH

Si la richesse de la région est n'est plus à prouver, et son exploration loin d'être achevée, la recherche dans les autres régions du domaine minier algérien (ouest du Sahara et offshore/nord de l'Algérie notamment) est tout juste à ses débuts.

Devant l'importance des travaux de recherche à engager afin de connaître le volume des réserves potentielles du pays, les autorités algériennes tentent depuis trois décennies d'adapter la législation sur les investissements dans l'amont de la chaîne d'hydrocarbures.

Ainsi, dès le lendemain des nationalisations des gisements pétroliers et gaziers, le 24 février 1971, une série de lois sur les hydrocarbures ont été promulguées.

Le premier code pétrolier post-nationalisation a été adoptée en juin 1971. Ses résultats sont demeurés très modestes : en quinze ans (1971-1985), seulement 25 associations avec les compagnies pétrolières ont vu le jour (soit moins de deux associations par an) et n'ont concerné que 10% du domaine minier.

La modestie de l'engagement des compagnies pétrolières internationales, la faiblesse des découvertes qui en a résulté et la non-compétitivité des conditions offertes aux compagnies pétrolières ont conduit à la refonte de la législation pétrolière, d'abord en 1986 (Loi 86-14) et surtout en 1991 (Loi 1991-21).

Les grands axes de ces adaptations législatives sur lesquelles nous reviendrons plus loin (IIIème partie), visaient à mobiliser de nouvelles réserves par les moyens propres de la compagnie publique Sonatrach, seule et/ou en association avec des partenaires étrangers, à élargir la connaissance du domaine minier et intensifier les recherches dans les zones à haut potentiel.

Les résultats de la réforme de la législation sur les investissements dans le secteur ne se sont pas fait attendre. Entre l'année 1993 et l'année 2002, soit en 9 ans, pas moins de 28 contrats d'exploration ont été conclus par l'Algérie qui réussit ainsi à renverser la tendance et à faire du pays une destination attractive pour l'exploration grâce, en particulier, à la substitution de la technique de l'appel d'offres, qui a la faveur des compagnies internationales, parce qu'elle est considérée comme plus transparente, aux négociations bilatérales entre la Sonatrach et les compagnies étrangères et aux accords de gré à gré.

Mais ce bon résultat global cache le caractère irrégulier des investissements dans les activités d'exploration.

**Contrats d'exploration en Algérie
(janvier 1993- janvier 2002)**

Compagnie	Date	Superficie (km2)	Dépenses minima. (\$ millions)	Puits
- Veba, Wintershall, RWE-DEA, Saarbergwerke	Janv. 1993	874	24,5	3
- BP Exploration	Fév. 1993	6 000	45	5
- Petro-Canada	Avril 1993	8 195	34,5	9
- Repsol	Mai 1994	6 423	27	5
- Pluspetrol, YPF, Sasol	Juin 1994	4 406	26,5	3
- Pedco, Daewoo Samsung, Hanko Energy	Déc. 1994	5 583	22	3
- Agip	Mai 1995	2 181	25	5
- BP	Déc. 1995	23 000	100	5
- Agip	Juin 1996	591	21	3
- Petronas	Déc. 1996	8287	38	4
- Agip	Mai 1997		31,7	
- BHP, Woodside	Mai 1997		62	8
- Oryx Energy	Janv. 1998		28,8	3
- Monument	Janvier 1999			
- Agip	Mai 1999	n.d.	11	2
- Amerada Hess	Avril 2000	1460	28,5	4
- First Calgary Petroleum	Juin 2000	970	31	4
- Rosneft, Stroytransgaz	Fév. 2001	6412	n.d.	n.d.
- Gulf Keystone	Fév. 2001	8317	n.d.	n.d.
- Anadarko, Lasmø, Maersk	Mars 2001.	n.d.	55	6
- First Calgary Petroleum	Oct. 2001	1140	26,25	4
- Repsol-YPF	Oct. 2001	2317	17	3
- Burlington Ressources	Oct. 2001	3344	17	3
- TotalFinaElf	Oct. 2001	3079,8	12,5	2
- Anadarko Petroleum	Oct. 2001	2781	15	1
- Medex Petroleum	Déc. 2001	2842	23	5

Si l'on s'en tient à la période 1992-2001, on peut relever de très fortes disparités dans le nombre de contrats conclu annuellement.

Signature de contrats d'exploration

Année	Nombre de contrat	Année	Nombre de contrat
1992	8	1997	2
1993	3	1998	1
1994	3	1999	2
1995	2	2000	2
1996	2	2001	10

Source : Sonatrach, différents rapports annuels.

Après un très bon exercice 1992, - les amendements à la loi sur les hydrocarbures sont entrés en vigueur fin 1991 - le nombre d'accords avait chuté à trois par an en 1993- 1994, puis à deux par an entre 1995 et 1997 et un seul contrat avait été signé en 1998.

Sur la période 1999-2000, le rythme annuel n'avait pas dépassé deux accords. En 2001, dix contrats ont été signés selon la Sonatrach.

En fait les activités d'exploration sont sensiblement dépendantes de la conjoncture internationale des prix de pétrole brut et de gaz naturel.

Ainsi, la faiblesse du nombre d'accords conclu en 1998 (un accord seulement) a coïncidé avec l'effondrement des prix de vente de pétrole brut sur le marché international (8 dollars en moyenne par baril pour le panier de brut-OPEP). A l'autre bout, les excellents résultats enregistrés en 2001 (10 accords signés) ont sanctionné la très bonne tenue des prix en 2001 et surtout en 2000 (26 dollars en moyenne par baril pour le panier de brut-OPEP).

B. Les réserves de gaz naturel

a. Définition

Il existe à l'heure actuelle autant de définitions du concept de réserves que d'utilisateurs de ce concept : compagnies pétrolières, Etats, agences financières, ...

Il est donc important de préciser la définition exacte de ce concept afin d'éviter toute ambiguïté pour la suite de notre propos.

Estimer la quantité d'hydrocarbures présente dans un gisement revient à donner un chiffre à l'incertitude. En effet, les réserves d'un gisement seront connues de manière exacte que lorsque sa production sera définitivement clôturée. Pourtant, grâce aux études géologiques et géophysiques ainsi qu'aux méthodes d'estimation des réserves, les géologues peuvent fournir

une fourchette qui permet de connaître approximativement les quantités d'hydrocarbures en place dans ce champ. Il est très rare que cette fourchette, minimum-maximum soit connue de tous. Généralement, les organismes spécialisés ne diffusent qu'un seul chiffre, soit faible, soit élevé, soit moyen en fonction de leur but.

Pour un Etat producteur, publier le chiffre des réserves peut être considéré comme « un acte politique » puisqu'il fournit le potentiel en hydrocarbures du pays. Les compagnies pétrolières ont, chacune d'elles, leur propre définition des réserves.

Différents experts se sont attelés à clarifier et permettre une meilleure compréhension du concept. Mais, les recommandations obtenues sont loin d'être rigoureusement appliquées et il n'existe toujours pas de consensus sur les définitions. Pourtant, il devient de plus en plus impératif de s'en tenir à une définition commune pour faciliter les échanges et saisir les évolutions très rapides, dans ce domaine.

En ce qui nous concerne, nous retenons pour des raisons de commodité et de simplicité, la définition qu'en donne le Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux (CEDIGAZ), filiale de l'Institut Français du Pétrole (IFP).

Il existe en effet de nombreuses sources d'informations sur l'industrie du gaz en Algérie (Agence Internationale de l'Energie-AIE, Centre du Gaz des Nations-Unis – Genève, les compagnies internationales telles BP, Shell, ...)

Nous avons préféré privilégier systématiquement les sources algériennes (Ministère de l'Energie, Sonatrach, Sonelgaz, ...) ou à défaut, celles plus cohérentes publiées par Cedigaz.

Selon CEDIGAZ, les réserves sont classées en trois notions :

- **Les réserves prouvées** : elles correspondent aux découvertes qu'on est raisonnablement assuré de pouvoir produire dans les conditions économiques et techniques actuelles. Ces réserves sont situées dans des gisements bien explorés, déjà équipés pour produire ou en cours d'équipement.
- **Les réserves probables** : elles correspondent à des découvertes qui disposent de bonne probabilités d'être produites dans des conditions économiques et techniques voisines de celles des réserves prouvées. Elles sont sommairement mesurées. Leurs gisements ne sont pas équipés pour produire.
- **Les réserves possibles** : elles correspondent à des réservoirs identifiés, mais dont l'identification est douteuse, dans des zones non forées adjacentes à des volumes géologiques prouvés ou probables. L'évaluation de ces réserves s'appuie fatalement sur des hypothèses de géométrie et d'imprégnation de ces réservoirs.

A ces trois classes de réserves est ajoutée une classe de ressources potentielles plus hypothétiques, correspondant à des réservoirs non identifiés.

La figure suivante (CEDIGAZ, Ed. 1999) rassemble ces différentes catégories de réserves et ressources.

Dans notre approche, nous retenons surtout le concept de réserves prouvées. Toutefois, les définitions sont comme nous venons de le rappeler plus ou moins fidèlement appliquées selon les pays. De même, les informations disponibles sont rarement exhaustives et montrent des différences notables sur le plan des concepts et des définitions. En conséquence, les valeurs indiquées ne peuvent être considérées que comme des estimations.

b . les réserves prouvées de gaz naturel en Algérie

Au premier Janvier 2001, les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4250 milliards de mètres cubes (Gm³).

Les données du tableau suivant montrent l'évolution des réserves prouvées de gaz depuis 1990. Les réserves progressent régulièrement, elles ont augmenté de 1000 Gm³ en dix ans (passage de 3250 Gm³ en 1990 à 4250 Gm³ en 2001. Le ratio réserve/production s'établit en 2000 à 95 ans contre 62 ans en 1990.

Sans que l'on puisse estimer avec exactitude sa part dans l'augmentation des réserves, une partie des additions aux réserves enregistré au cours de la décennie provient de réévaluations des potentiels de gisements découverts.

Réserves prouvées de l'Algérie au 1^{er} Janvier de l'année (Gm3)

	Réserves (Gm3)	Production*	R/P (année)
1960	600		3000
1970	2875		355
1980	3200		89
1985	3087		68
1990	3250	62,36	52
1991	3300	64,94	51
1992	3626	66,37	55
1993	3650	65,79	55
1994	3700	63,1	59
1995	3690	70,42	52
1996	3690	74,18	50
1997	3680	81,48	45
1998	3700	86,1	43
1999	4077	94,15	43
2000	4100	95,58	43
2001	4250(e)		

Source : reconstruit à partir de différents rapports annuels de CEDIGAZ

C. Les régions gazières

A l'heure actuelle, on compte cinq grandes régions gazières en Italie :

- **Hassi R'Mel**

Classé Super-Géant selon les normes AAPG (American Association of Petroleum Geologists), sur ce champ a été découvert le 8 novembre 1956 dans le grès triasique à 280 km au nord-ouest d'Hassi Messaoud et à 100 km au sud/sud-est de Laghouat.

Avec ses 2415 milliards de m³ (5Gm³), Hassi R'Mel représente 57% des réserves algériennes de gaz. La couche « réservoir » se trouve à une profondeur moyenne de 2200 mètres. Avec une teneur condensat de 200 grammes par m³ et de GPL de 34 grammes par m³, Hassi R'Mel compte 483 millions de tonnes de réserves récupérables de condensats et un peu plus de 82 millions de tonnes de GPL.

- **Région de Rhourde Noss**

Situé au sud d'Hassi Messaoud, la région gazière de Rhourde Noss se compose de nombreux gisements : Rhourde Noss sud-est, Rhourde Adra, Rhourde Hamra et Rhourde Chooff et Hamra. Ces six champs totalisent 500 milliards de m³, soit un peu plus de 11% des réserves prouvées récupérables du pays.

Rhourde Noss, le plus important, a été découvert en mars 1962 dans une structure triasique comprenant une couche de gaz de 900 mètres située à une profondeur de 1800 mètres et à 2700 mètres au-dessus d'une couche d'huile de 35 mètres.

- **Alrar (région de Stah)**

Ce champ a été découvert en 1961 dans le bassin d'Illizi. Il se situe à 55 km au nord de Zarzaitine et à 45 km au sud-est de Tamadanet. La couche « réservoir », épaisse de 19,2 mètres, est à une profondeur moyenne de 2587 mètres. Les réserves prouvées récupérables sont estimées à 317 milliards de m³.

- **Région de Gassi Touil**

Ce champ a été découvert en 1961 dans le bassin triasique à 170 km au sud-est d'Hassi-Messaoud. Il renferme des hydrocarbures gazeux et de l'huile d'une densité moyenne de 44° API. La proportion condensat-gaz est de 152 m³ de condensats pour 1 million de m³ de gaz. Le plan de séparation gaz-huile est à une profondeur de 1685 mètres. Les réserves prouvées récupérables estimées font état de 195,3 milliards de m³.

- **Région d'In Salah**

Cette région gazière est située au sud/sud-ouest d'Hassi R'Mel. Elle regroupe plusieurs gisements de gaz sec dont les plus importants sont Reg, Tiguentour et Krechba. Les réserves prouvées récupérables sont de 300 milliards de m³ (estimation de 1996). Il est prévu de développer les gisements d'In Salah en association avec la compagnie BP afin d'alimenter les unités de liquéfaction.

D'autres gisements de moindre importance existent également, tels Nezla, Toual, Hassi Tonareg, etc.

C. La production de gaz naturel

Comme pour les réserves, il existe de nombreuses définitions du concept de production de gaz naturel. Nous nous en tenons, ici également, à la définition proposée par le Cedigaz² qui distingue production brute et production commercialisée.

a. Définition

- La production brute correspond à la totalité des productions de gaz naturel, sous leur forme brute, avant perte, brûlage, réinjections et traitement ;
- Trois soustractions sont effectuées sur les valeurs de production brute pour parvenir à la production commercialisée, elles se rapportent successivement :
 - ✓ à la réinjection du gaz dans les gisements,
 - ✓ aux pertes par brûlage à la torche et autres évacuations directes dans l'atmosphère,
 - ✓ enfin aux pertes ou « contraction en volume », résultant essentiellement des traitements éventuels du gaz naturel avant son entrée dans les réseaux, traitements d'épuration et/ou extraction de ses fractions liquéfiables (éthane, GPL, essence naturelle et condensats) ; cette contraction en volume peut comprendre les auto-consommations énergétiques correspondant aux opérations de traitement,
- La production commercialisée est le concept adopté au plan international pour évaluer la contribution de l'énergie primaire « gaz naturel » dans les bilans énergétiques. Ce concept est plus restrictif que celui de la production utilisée (production brute – réinjection – brûlage) retenu dans certaines statistiques officielles qui n'effectuent pas le décompte des différentes pertes résultant du traitement du gaz. Les valeurs de production commercialisée présentées dans notre mémoire correspondent finalement au gaz naturel utilisé en l'état comme combustible ou matière première, y compris les utilisations énergétiques sur champ ainsi que les pertes sur les réseaux de transport et de distribution.

b. La production brute de gaz naturel

La production de gaz naturel a commencé dès 1960, juste après la découverte du gisement d'Hassi R'Mel en 1956, à un rythme extrêmement modeste, 200 millions de m³, depuis le rythme de progression a été remarquable : 10 milliards de m³ (Gm³) en 1970, 43 milliards de m³ en 1980, 127 milliards de m³ en 1990 et 163 milliards de m³ en 2000.

² Cedigaz, "Le gaz naturel dans le monde" édition 1978 n 55

Bilan de la production brute de gaz naturel (milliards de m³)

	Production brute	Dont Hassi R'Mel	Production réinjectée	Production brûlée	Autres pertes	Production commercialisée
1960	0,20	n.d	0.00	0.19	0.00	0.01
1970	9.91	n.d	1.80	3.41	0.77	3.93
19975	20.95	n.d	3.73	7.69	1.05	8.48
1980	43.43	22.73	14.37	9.71	1.31	18.04
1985	90.67	73.87	41.77	7.59	4.39	37.52
1990	126.61	96.50	64.25	4.52	6.24	51.60
1995	136.10	n.d	66.06	6.98	4.96	58.10
1996	138.84	n.d	64.66	6.90	5.15	82.13
1997	142.24	n.d	59.50	6.80	5.90	70.04
1998	153.52	n.d	66.50	6.90	6.37	73.75
1999	152.75	n.d	58.60	6.65	5.50	82.00
2000	163.03	n.d	67.45	6.78	5.56	83.24

Source : Sonatrach, différents rapports annuels ; Cedigaz, différents rapports annuels

c. Les différentes régions de production

La production provient principalement des gisements d'Hassi R'Mel au centre-sud du pays, d'Alrar (important gisement de gaz humide) et de Rhourde Nouss/Gassi Touil, situés au sud-est du pays.

La production est évacuée par un réseau de gazoducs primaire dont la longueur totale est de 5000 km.

• Hassi R'Miel

Le champ a été mis en exploitation en Avril 1961. Un programme de développement du gisement, engagé en 1975 et terminé en Octobre 1980, a permis de porter la capacité de production de 10 milliards de m³/an de gaz sec à 100 milliards de m³/an, auxquels s'ajoutent 20 millions de tonnes/an de liquides dont 16 millions de condensats et 4 millions de tonnes de GPL. Le programme de forage de puits, terminé en 1979, comprenait 138 puits producteurs et 52 puits injecteurs. Les installations de surface (unités de traitement de 91 milliards de m³/an). La production actuelle de condensats est de 18,2 millions de tonnes par an et 3,84 millions de tonnes de GPL.

• Rhourde Nouss

Le programme de développement du gisement, d'un coût global de 450 millions de dollars, a été mené par un consortium italien (Snam, Saipem, Nuovo Pignone et Comerint), qui a commencé les travaux en février 1984 et les a achevés en 1987. Il comprend un réseau de

collecte et de distribution de près de 350 km reliant 41 puits producteurs et 25 puits d'injection, quatre unités de séparation (gaz/condensat) pouvant traiter 41 millions de m³/jour de gaz provenant des champs de Rhourde Nouss et Rhourde Adra, une station de compression de 39 millions de m³/jour et une autre de réinjection de 31 millions de m³/jour. Le site produit 7400 tonnes de condensats stabilisés par jour.

- **Hamra**

La compagnie Total a signé, le 12 mai 1991, un accord de partenariat avec la Sonatrach pour le développement du champ gazier d'Hamra, situé au sud-est d'Hassi Messaoud, dont on estime les réserves à 100 milliards de m³ de gaz, 10 millions de tonnes de condensats et 10.9 millions de tonnes de GPL. Les investissements s'élèveraient à 517 millions de dollars, dont 400 millions avancés par la société française. En contrepartie de ce financement et de sa contribution technique, Total aura accès à l'intégralité de la production de condensats et de GPL du champ pendant une période de 14 à 17 ans, à partir du démarrage prévu en 1994. Il s'agit d'une vente par anticipation de près de 10 millions de tonnes de condensats et de 6 millions de tonnes de GPL. L'objectif attendu est de produire 15 millions de m³/jour de gaz et 20 000 barils/jour de condensats.

A ces activités de production, il y a lieu d'ajouter d'autres opérations comme la réinjections, le torchage (brûlage).

La réinjection

L'Algérie s'est dotée d'unités de réinjection de gaz d'une capacité totale de 329 millions de m³ par jour dont 229 millions de m³ pour le seul gisement d'Hassi R'Mel. C'est ainsi qu'en 2000 près de 67 milliards de m³, soit 41% de la production gazière de l'année a été réinjectée, contre 50% en 1990.

La réinjection de gaz en Algérie a un double objectif :

Valoriser au mieux les ressources naturelles du pays d'une part et augmenter ses revenus en devises d'autre part. La Sonatrach extrait la fraction condensable ainsi que les GPL du gaz produit sur champ pour répondre à la demande de ces deux produits. Une partie du gaz sec obtenu après traitement est commercialisée, le reste est réinjecté.

La réinjection se fait, soit dans le gisement même où le gaz a été extrait ou dans les champs avoisinants afin de maintenir la pression, ou pour améliorer le taux de récupération des puits pétroliers.

La réinjection de gaz se fait essentiellement dans les gisements des zones de production d'Hassi R'Mel, d'Hassi Messaoud, Rhourde Nouss et Alrar.

La capacité de traitement du gaz sur champ est de près de 409 millions de m³ par jour dont 300 millions de m³ à Hassi R'Mel.

Le gaz produit à Gassi Touil sert essentiellement aux besoins de la réinjection à Hassi Messaoud. Celui produit à Alrar et Tin Fouye ainsi que le gaz associé du champ d'El Borna à la frontière algéro-tunisienne sont expédiés vers la Tunisie (STEG).

Unités de traitement du gaz naturel
(millions de m³/jour)

Région gazière	Capacité de Traitement	Capacité de réinjection
Hassi R'Mel	300.00	229.00
Rhourde Nouss	41.00	31.00
Gassi Touil	20.00	-
Alrar	21.30(*)	17.80
In Salah	-	-
Hassi Messaoud	8.50	50.00
Tin-Fouyé	4.50	1.40
Oued Noumer	9.00	-
In Amenas	4.30	-
TOTAL	408.60	329.20

- **La production brûlée (Torchage)**

Le torchage du gaz naturel est une opération plus ou moins fatale du processus de production du gaz, mais certains pays producteurs par manque d'infrastructures de réinjection, de stockage et très souvent de marchés, brûlent encore des quantités importantes de gaz.

Afin d'éviter ce gaspillage, l'Algérie s'est dotée, tout au long de ses 40 années d'expérience de production, d'unités de réinjection qui lui ont permis de réduire considérablement le volume de gaz torché. Ce dernier a atteint le plafond de 12.24 milliards de m³ en 1978, soit près de 38% de la production brute. Ce niveau a nettement baissé pour atteindre 6.78 milliards de m³ en 2000, soit 4% de la production brute

- **Les autres pertes**

Sous cette rubrique sont regroupés l'ensemble des pertes dues à la contraction en volume, résultant essentiellement des traitements du gaz naturel avant son entrée dans le réseau de transport, traitement d'épuration et/ou extraction de ses fractions liquéfiables (éthane, GPL, essence naturelle et condensats), mais hors autoconsommations énergétiques correspondant aux opérations de traitement sur champ.

Le volume des autres pertes a été multiplié par quater entre 1980 et 1990, passant de 1,31 à 6,24 milliards de m³, soit 5% de la production brute. Par ailleurs, les installations de

traitement du champ d'Hassi R'Mel consomment en moyenne 2,2% de la production brute du gisement (comptabilisé dans la production commercialisée).

b. La production Commercialisée

La production commercialisée a plus que quadruplé de 1980 à 2000 passant de 18,04 à 83,24 milliards de m³, soit 460 % de croissance cumulée sur la période. Cette importante progression de la production commercialisée s'explique par l'effet conjugué de l'augmentation des exportations de gaz qui sont passées de 6.67 à 62.68 milliards de m³, représentant un peu plus de 75% de la production commercialisée en 2000.

La consommation nationale (y compris l'autoconsommation des unités de liquéfaction) a progressé également passant de 11.37 en 1980 à 20.56 Gm³ en 2000.

Bilan de la production commercialisée

	Production commercialisée	Exportations			Consommation locale
		Gaz Naturel	GNL	Total	
1980	18,04	-	6,67	6,67	11,37
1985	37,52	8,90	12,64	20,44	17,50
1990	51,60	12,28	19,05	31,33	20,27
1995	58,10	19,18	17,91	37,09	21,01
1996	62,13	21,10	19,45	40,55	21,58
1997	68,90	24,55	24,19	48,74	20,16
1998	73,75	27,53	24,88	52,41	21,34
1999	82,00	34,10	25,70	59,80	22,20
2000	83,24	35,67	27,01	62,68	20,56

Sources : reconstruit d'après : Sonatrach : différents rapports annuels ; Cedigaz : le gaz naturel dans le monde, différentes éditions annuelles

D. Le réseau de transport de gaz

Il n'est pas inutile de compléter ce panorama des activités de l'industrie de gaz en Algérie par le rappel des grandes caractéristiques du réseau de transport du gaz destiné à l'exportation et au marché intérieur.

A fin 2000, la compagnie nationale Sonatrach disposait d'un réseau de 25 pipelines (oléoducs et gazoducs) d'une longueur de 12 904 km et d'une capacité annuelle de transport de 100 Gm³ et 71 Mt de pétrole et de condensats lui permettant de concrétiser un important programme d'exportation et d'alimenter le marché national.

A cela s'ajoute bien sûr tout le réseau de transport de la Sonelgaz qui permet d'alimenter le marché local algérien en gaz naturel. A fin 2000, sa longueur était de 4 397 km de réseau (diamètre entre 4'' et 28''). Un plan de développement de la Sonelgaz prévoit de construire 3000 km d'antennes nouvelles de transport pour faire face à l'évolution de la consommation de gaz naturel sur le marché local jusqu'à l'horizon 2010.

- *Le gazoduc transméditerranéen Transmed*

Le premier gazoduc transméditerranéen Transmed, baptisé gazoduc Enrico Mattei, a été mis en service en 1983 reliant l'Algérie et l'Italie via la Tunisie avec une capacité initiale de 12 Gm³/an, et a depuis transporté un total de plus de 240 Gm³ de gaz vers la Tunisie, l'Italie et la Slovénie. Depuis 1996, la capacité du Transmed a été doublée ; la capacité totale atteint maintenant 25 Gm³, avec encore une autre extension possible à 30 Gm³ avec l'installation de stations de compression additionnelles.

- *Le gazoduc Maghreb-Europe (GME)*

Le gazoduc Maghreb-Europe (GME), baptisé gazoduc Pedro Duran Farell, relie les gisements de gaz de Hassi R'Mel en Algérie au Maroc, à l'Espagne et au Portugal. Les premières livraisons vers le Maroc, l'Espagne et le Portugal ont commencé en Novembre 1996, près de 9 Gm³ ont été transportés en 2000 (6,2 Gm³ pour l'Espagne et 2,2 Gm³ pour le Portugal). La capacité du gazoduc s'élève à 11 Gm³/an et pourrait atteindre 20-25 Gm³/an avec l'installation de stations de compression additionnelles.

- *le projet de gazoduc Algérie-Europe via l'Espagne (Medgaz)*

Cinq groupes européens : ENI, Endesa, GDF, TotalFinaElf et BP participent à la nouvelle compagnie formée par Sonatrach et Cepsa pour réaliser une étude de faisabilité en vue de la construction d'un nouveau gazoduc sous-marin appelé Medgaz et devant relier l'Algérie aux marchés européens via l'Espagne. Sonatrach et Cepsa détiennent 20% de la compagnie et les autres partenaires 12% chacun. Ainsi, si l'étude démontre sa faisabilité technico-économique et si l'accord définitif était signé, il s'agirait du second gazoduc algérien vers l'Europe via l'Espagne (probablement Mostaganem à Carthagène) ; cette fois-ci sans transiter par le Maroc. Actuellement le gazoduc Maghreb-Europe fournit 10 Gm³ de gaz naturel à l'Espagne et au Portugal.

- *Le projet de gazoduc Algérie-Italie via Sardaigne*

Le projet de gazoduc Algérie-Italie via la Sardaigne comporte à la construction d'une canalisation sous-marine d'Annaba (est de l'Algérie) vers la Sardaigne et la Toscane (Italie) via la Corse (France). Une branche pourrait atteindre le sol français. Le gazoduc aura 26'' de diamètre et fait 930 km de long dont 630 km sous-marine (à 600 m de profondeur) et 300 km en on shore. Sa capacité sera d'environ 10 Gm³/an. Les premières estimations de l'investissement s'élèvent à 2 milliards de dollars dont 1,7 milliard pour le gazoduc et 0,3 pour les stations de compression. Les compagnies Sonatrach et Edison (Italie) ont signé un protocole de coopération en février 2001 couvrant le commerce du GNL et également les investissements futurs d'infrastructure gazière incluant l'étude de ce projet de gazoduc.

- *les usines GNL en Algérie*

La capacité nominale des cinq usines algériennes de GNL est de 31 Gm³/an. Ces cinq usines de GNL ont produit et exporté 26 Gm³ en 2000 à destination de la France, de la Belgique, de l'Espagne, de la Turquie, de l'Italie, de la Grèce et des Etats-Unis. Les usines algériennes de GNL ont été réhabilitées pour un coût total d'environ 2,2 G\$ pour augmenter les exportations de GNL. En phase finale, leur capacité de production atteindra 30 Gm³/an. Les cinq usines algériennes de GNL sont celles de GL4Z-Arzew (l'usine la plus ancienne mise en service en 1964) d'une capacité nominale de 10,7 Gm³/an, celle de GLZ2-Arzew (1981) d'une capacité nominale de 10,7 Gm³/an, celle de GLIK (1972) & GL2K-Skikda (1981) d'une capacité nominale de 7 Gm³/an.

E. La valorisation du gaz commercialisé

Deux usages se partagent la valorisation de la production gazière : les exportations et la couverture des besoins du marché intérieur.

a. Les exportations

Avant d'évoquer l'évolution passée des exportations (quantités, destinations, ...) et surtout les objectifs futurs d'exportations, tels qu'on peut les déduire des déclarations récentes des responsables algériens, il n'est pas sans intérêt de rappeler les grandes lignes de la stratégie algérienne en matière d'exportation de gaz.

b. La stratégie d'exportation

Depuis le début des années 80, l'Algérie fait preuve en effet d'une gestion très prudente de ses réserves gazières.

Cette prudence s'explique par le rôle dévolu au gaz naturel dans la politique énergétique du pays : celui de la couverture, en priorité, des besoins nationaux sur un horizon lointain (35 à 40 ans), seul peut être exporté, le reliquat disponible de gaz. D'où la fixation périodique de plafonds d'exportations gazières, dont le dernier en date est de 60 Gm³/an pour l'horizon 2000.

L'horizon retenu à la fin des années 80 dans le cadre de ce qu'on a convenu d'appeler le modèle national de consommation d'énergie (essentiellement défini par l'entreprise publique Sonelgaz) visait à assurer la couverture des besoins internes en gaz jusqu'en 2035, autrement dit, l'objectif était d'arriver en 2010, année d'échéance de la plupart des contrats de vente de gaz, avec une position réserves/demande interne de 25 ans.

Ainsi, le mécanisme d'affectation des réserves entre consommations internes et exportations se trouvait en théorie, très simplifié : une fois l'horizon de couverture de la demande du marché intérieur fixé, du bilan des réserves découle le volume de gaz disponible à l'exportation. Il est vrai que le bilan des réserves retenues au début des années 80 reposait sur des estimations très prudentes : n'ont été comptabilisées dans ce bilan que les réserves prouvées récupérables, sans aucune spéculation sur des réévaluations ou la découverte de réserves nouvelles.

Par contre, les prévisions de consommation nationale de gaz ont été, elles, très confortables, la Sonelgaz tablait dans les scénarios faits à l'époque sur un taux de croissance moyen élevé. de

4,6%/an jusqu'en 2035, ce qui s'est révélé, notamment au cours de la décennie 90, relativement optimiste.

Le redémarrage de l'exploration grâce aux contrats «partage de production» signés dans la foulée de l'adoption de la loi sur les hydrocarbures de 1986 et des amendements de 1991 a réintroduit une dynamique nouvelle des réserves d'hydrocarbures en Algérie.

Jusqu'au début de la décennie 90, les réserves prouvées initiales de pétrole et de gaz en Algérie étaient des quasi constantes, la reconstitution des réserves produites au cours d'une année n'était que partiellement assurée ; les réserves prouvées restantes étaient donc en baisse d'année en année.

Cette tendance a été inversée depuis une dizaine d'années, les découvertes réalisées par la Sonatrach et les sociétés étrangères ont permis une augmentation nette des réserves et une hausse de la production ; cette dernière est surtout sensible dans l'extraction pétrolière pour le moment.

On comprend dans ces conditions que l'Algérie commence à envisager des niveaux d'exportation supérieur au 60 Gm³/an actuellement retenus comme plafond officiel, on évoque maintenant des plafonds plus élevés d'exportation : 70 Gm³/an, 90 Gm³/an, voire 100 Gm³/an. Les dernières prévisions en date (Septembre 2001) évoquent le chiffre de 70 Gm³/an à l'horizon 2005.

Pour atteindre cet objectif, l'Algérie envisage diverses options.

Sonatrach et la société italienne Edison Gas ont ainsi conclu un accord de partenariat qui prévoit en particulier l'étude d'un nouveau gazoduc reliant l'Algérie à l'Italie, la capacité initiale du futur gazoduc serait de 10 Gm³/an.

En 2000, Sonatrach et la compagnie espagnole Cepsa avaient également décidé de joindre leurs efforts pour la réalisation d'une deuxième liaison fixe entre l'Algérie et l'Espagne et plusieurs grandes sociétés pétrolières et gazières ont ensuite été associées au projet pour piloter, aux côtés de Sonatrach et Cepsa, les études de faisabilité requises au sein du consortium Medgaz.

Si ces deux projets aboutissaient, l'Algérie serait reliée à l'Europe du Sud par quatre gazoducs d'ici quelques années (les deux autres étant le Transmed et le GME), la deuxième génération de gazoduc se distingue cependant de la précédente sur un point important : les liaisons seraient directes avec l'Italie et l'Espagne, sans transit par la Tunisie et le Maroc respectivement.

L'Algérie envisage aussi d'exporter de l'électricité produite sur place à partir du gaz, à plus long terme.

Une autre idée fait également son chemin actuellement consiste à créer des partenariats avec des sociétés internationales qui feraient tandem avec la Sonatrach non seulement pour l'exploration/production de gaz, mais aussi pour sa transformation et sa commercialisation sous forme de produits pétrochimiques.

Pour accompagner cette nouvelle dynamique, l'Algérie envisage de procéder à de profondes réformes des lois en vigueur sur les investissements dans le secteur des hydrocarbures. Ainsi, elle vient de clore un cycle de réflexion sur sa politique énergétique. le résultat de cette

réflexion s'est exprimé dans un avant-projet de loi sur les hydrocarbures (voir plus loin, dans la deuxième partie). Il s'agit du premier projet de nouvelle législation produit par le gouvernement algérien hors période de crise des prix, la dernière loi sur les hydrocarbures (1986) a été préparée dans un contexte de grave crise pétrolière.

Cet avant-projet de loi se veut une réflexion sereine sur les adaptations à introduire pour faire face à une évolution que les responsables du secteur énergétique définissent volontiers comme celle de la libéralisation et de l'internationalisation des marchés énergétiques.

Les dispositions de l'avant-projet de loi, s'il est adopté, pourraient avoir d'importantes conséquences sur les exportations de gaz ; ce dernier propose en effet, une libéralisation très profonde du fonctionnement de l'industrie pétrolière et gazière en terme d'investissement, de concurrence et de commercialisation internationale ; il propose également la transformation du statut de la compagnie nationale Sonatrach et sa conversion en société commerciale soumise aux mêmes règles de la concurrence que les opérateurs étrangers.

c. Quelques statistiques sur les exportations et les consommations locales

L'Algérie est l'un premiers pays exportateurs de gaz. Elle est pionnière non seulement dans l'exportation du GNL (Unité Camel, 1964), mais également dans la mise en service du premier gazoduc transcontinental (Transmed, 1983) en eau profonde, reliant le continent africain (Cap Bon en Tunisie) à l'Europe (Sicile). L'Algérie est, en fait, l'un des rare pays possédant des infrastructures d'exportations du gaz sous ses deux formes : gazeuse et liquéfiée.

Les premiers accords d'exportation datent de 1962. En 40 ans, l'Algérie a acquis une précieuse expérience dans ce domaine.

Au cours des dix dernières années (1990-2000), le pays a doublé le volume de ses exportations de gaz naturel qui sont passées de 31,33 Gm³ à 62,68 Gm³.

L'Italie et la France sont les plus gros importateurs de gaz algérien, ces deux pays représentent en 2000, 57% des exportations de la compagnie publique Sonatrach, soit respectivement 40% pour l'Italie (Snam) et 17% pour la France (GDF).

Depuis 1983, année de mise en service du gazoduc algéro-italien (Transmed), les exportations de gaz naturel par gazoduc ont été multipliées par près de 16 passant de 2,24 milliards de m³ en 1983 à 35,3 milliards de m³ en 2000. Cette croissance rapide s'explique bien sûr par la montée en puissance et le doublement de la capacité du Transmed mais également par la mise en service du gazoduc Maghreb-Europe (GME).

Sur la même période, la croissance des exportations de GNL n'a été que de 1,6 malgré le vaste programme de réhabilitation des unités de GNL qui vient de s'achever. Il faut, toutefois rappeler que cette période a été marquée par de nombreux contentieux entre la Sonatrach et certains de ses clients qui ont conduit à l'arrêt temporaire ou définitifs de certains contrats (avec les Etats-Unis par exemple).

Exportations de gaz par gazoducs et méthaniers (milliards de m³)

	GNL	Gazoducs	Total	Part de GNL (%)
1970	1,49	-	14,9	100
1975	3,77	-	3,77	100
1980	6,67	-	-	100
1983	15,67	2,24	6,67	87,5
1985	12,64	8,90	21,54	58,7
1990	19,05	12,28	31,33	60,8
1995	17,91	19,18	37,09	48
1996	19,55	21,14	40,59	48
1997	24,19	24,55	48,8	49
1998	24,88	27,53	52,6	47
1999	25,7	34,1	59,8	43
2000	26,3	35,3	62,68	42

Source : Sonatrach, différents rapports annuels

Exportations de gaz naturel par pays destinataires (milliards de m³)

Pays	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Turquie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	2,22	3,00	3,10		3,46
Belgique	0,00	0,00	0,00	2,40	3,90	3,80	3,9	4,30	4,30		4,20
Espagne	0,00	0,14	1,28	1,67	3,20	4,90	5,43	8,10	8,30		10,35
Etats-Unis	0,02	0,14	2,43	0,71	2,47	0,60	1,00	1,90	2,00		1,25
France	0,55	2,57	2,12	7,86	9,31	7,58	7,58	9,30	9,80		10,90
Italie	0,00	0,00	0,00	8,22	11,11	17,49	18,65	20,40	22,80		25,00
Royaume-Uni	0,92	0,92	0,84	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00		0,0
Slovénie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	0,46	0,40	0,40		0,36
Tunisie	0,00	0,00	0,00	0,68	1,20	1,30	1,40	0,90	1,00		1,20
Portugal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,80		2,35
Grèce	-	-	-	-	-	-	-	-	-		0,54

Source : Sonatrach, différents rapports annuels

Bilan des consommations d'énergie primaire (millions de tep³)

	1970	1980	1985	1990	1995	2000
Combustibles solides	0,21	0,37	0,52	0,66	0,10	0,10
Pétrole et produits pétroliers	2,70	5,34	8,45	8,31	8,85	9,40
Gaz naturel	1,75	6,61	10,68	14,66	16,10	20,00
Electricité (Hydraulique)	0,17	0,06	0,15	0,02	0,01	0,10
Total	4,83	12,38	19,78	23,64	25,06	29,60

Source : ministère de l'énergie, Bilan annuel 2000

En ce qui concerne l'évolution du marché local, depuis 1970 et plus spécialement depuis 1980, l'Algérie a concentré tous ses efforts sur le développement du gaz naturel comme énergie principale et de substitution dans les plus gros usages de consommation locale.

La part du gaz naturel dans les consommations locales d'énergie primaire est passé de 53% en 1998 à 70% en 2000.

Plus du quart de la production commercialisée de gaz naturel de l'Algérie est consommé sur place, soit 22Gm³ (20 Mtep). La consommation locale a presque triplé en vingt ans, passant de 6,61 Mtep en 1980 à 20 Mtep en 2000.

Répartition de la consommation de gaz en 2000 (milliard de m³)

Secteur	En volume	En %
• Secteur électrique (centrale)	7,57	34
• Auto-consommation du secteur énergétique	9,50	43
• Industrie (y compris pétrochimie)	2,44	11
• Ménages	2,43	11
TOTAL	22,00	1000

Source : Ministère de l'Énergie, Bilan annuel, 2001

L'auto consommation du secteur énergétique (unités de liquéfaction, stations de compression, raffineries,...) est de loin le plus important consommateur de gaz naturel en Algérie en 2000, ce secteur a consommé 43% de gaz destiné au marché intérieur, dont 32% consommé par les unités de liquéfaction.

³ 1 Mtep de gaz \cong 1,1 Gm³ de gaz

La distribution du gaz naturel sur le territoire national est du ressort de la compagnie publique d'électricité et de gaz – Sonelgaz. Exceptionnellement, les unités industrielles du secteur des hydrocarbures (raffineries et pétrochimie) sont alimentées directement par la compagnie publique Sonatrach (hors cet usage, sa compétence statutaire s'étend à la production, au grand transport de gaz et aux exportations).

La consommation du secteur électrique n'a cessé d'augmenter, elle atteint 7,57 Gm³ de gaz en 2000, soit 34% de la consommation totale de gaz.

La production d'électricité est maintenant réalisée presque exclusivement (98%) à partir du gaz (quelques petits centres de production, notamment dans les sites isolés du grand Sud consomment du diesel et moins de 1% provient de l'hydraulique, ...)

Le potentiel de croissance de la consommation intérieure de gaz naturel est très important, en particulier en substitution à la consommation des produits pétroliers.

Les évolutions faites par secteur⁴ montrent que la part du gaz naturel dans le bilan de consommation nationale d'énergie qui a évolué de 45% en 1976 à 61% en 1998 pourrait atteindre 70% en 2010.

En terme de volume ;, les prévisions de consommation nationale d'énergie pourrait, selon la Sonlegaz, évoluer comme suit à l'horizon 2010-2020.

	1998	2000	2010	2020
• Pétrole et produits pétroliers	9,00	11,00	12,00	12,50
• Gaz naturel	18,20	21,00	28,40	38,30
• GPL	2,10	3,30	4,40	4,00
• Autres	0,9	1,20	1,40	1,80
TOTAL	29,9	36,5	46,20	56,60

Ces prévisions de développement rapide du marché intérieur s'appuie sur l'identification du réseau de transport qui a été consolidé au cours des dernières années par notamment le doublement de la ligne Hassi R'Mel/Skikda, le doublement du tronçon intérieur du Transmed et la construction du gazoduc Maghreb-Europe.

Si l'auto-consommation du secteur énergétique et surtout l'expansion du secteur électrique (un projet de capacité de production électrique supplémentaire de 2000 MW est envisagé pour les quelques années à venir, dont 60% de la production sera réservée à l'exportation) devraient demeurer les deux principaux marchés d'utilisation du gaz en Algérie, il faut insister sur la faiblesse de la valorisation industrielle du gaz notamment dans le secteur de la

⁴ N. Boutarfa "l'expérience algérienne dans la maîtrise du développement de l'utilisation du gaz naturel par canalisation sur le marché intérieur", OME, Conférence du Caire sur « l'utilisation du gaz naturel en Méditerranée » - mars 1995

transformation pétrochimique où une demande très forte, enregistrée au cours des dernières années, est demeurée non satisfaite (la production locale de résines et de polymères n'a couvert, par exemple, que 30% de la demande intérieure au cours de la décennie 1990-2000).

F. Evolution du prix de vente de gaz à l'exportation⁵

Avant de clore cette première partie, il est utile de revenir sur l'évolution des formules de prix de vente de gaz algérien à l'exportation.

La politique algérienne de prix de vente du gaz a en effet beaucoup évolué depuis 1962, date de signature du premier contrat d'exportation de gaz algérien.

On peut distinguer, suivant la mutation du marché pétrolier, les périodes suivantes :

- Avant le 1^{er} choc pétrolier de 1973

Cette période caractérise la première génération de contrats d'exportation de GNL algérien. Le prix de base était équivalent au prix du brut sur une base f.o.b., indexé sur les prix des produits industriels dans le pays acheteur.

- Entre les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979

En 1973, avec le premier choc pétrolier, l'Algérie a adopté un système d'indexation basé sur les cotations des produits pétroliers dans les pays importateurs.

- entre 1979 et 1986

Ce système fut remis en cause après le second choc pétrolier (1979-1980) et l'Algérie adopta le principe de la parité (alignement) entre le prix du brut et celui du gaz, sur la base d'équivalence calorifique. Le prix était indexé à 100% sur les prix officiels d'un panier de huit bruts. Cette formule d'indexation devait se répercuter en termes absolus de manière à garantir l'évolution parallèle du prix du gaz avec celui du pétrole. Enfin, un facteur correctif (k) fut inclus pour s'assurer de la progression vers la parité du pétrole et du gaz sur une base d'équivalence calorifique. Cette dernière formule d'indexation est restée en vigueur jusqu'en 1986.

- entre 1986 et 1988-89

Après l'effondrement du prix du brut (1986), l'Algérie a adopté pour ses clients européens un système intérimaire de prix sujet à une révision mensuelle et basé sur la valeur net-back d'un panier de huit bruts de référence. Cette formule permettait d'aligner le prix du gaz algérien à parité avec les prix des gaz en provenance des sources européennes (Pays-Bas notamment).

⁵ Pour une relation détaillée de la discussion sur la problématique du prix du gaz et du système d'indexation, voir A. Khelif « L'évolution du prix du gaz, évolution et enjeux », « Révolution africaine - Alger, Février 1984 ; également revue de l'OAPEP « Pétrole et Développement » vol. VII N° 37, Koweït, Juin 1984.

- depuis 1988-1989

Après la décision de l'OPEP de revenir à la politique de défense d'une structure de prix fixe, l'Algérie a adopté deux méthodes différentes pour fixer le prix de vente du GNL pour les ventes aux Etats-Unis et en Europe.

Pour les contrats d'exportations signés avec les compagnies américaines, le prix de vente du GNL devait récupérer au minimum les coûts de la production, liquéfaction, transport maritime et regazéification. Une évolution importante a marqué ces derniers contrats, avec l'introduction d'une clause de partage des recettes des ventes du gaz aux Etats-Unis. Dans le contrat Sonatrach-Trunkline LNG, la première perçoit un paiement f.o.b. équivalent à 63% du prix de vente du GNL regazéifié, alors que la seconde reçoit 37% de ce prix. Dans le contrat Sonatrach-Distrigas (Boston), le partage se fait à 60-40%. Un autre point important à relever est l'élimination de la clause « take-or-pay ».

Pour ses clients européens, depuis le 12 janvier 1989, date de signature de l'accord qui mit fin au litige sur le prix du gaz algérien vendu à la France, la Sonatrach a généralisé la formule mise au point en septembre 1986 pour la vente du gaz à la Snam italienne. Le prix de base est indexé sur les prix netbacks à Rotterdam d'un panier de huit bruts du Moyen-Orient.

L'originalité de la formule du prix Snam-Sonatrach, dite « formule italienne », est qu'elle offre une réaction à géométrie variable aux évolutions du prix moyen d'un panier de huit bruts (Kuwait, Arabian Light, Iranian Light, Kirkuk, Murban, Brass River, Zueitina et Sahara Blend). A chaque fourchette de prix correspond une réaction différente (de la pente) de la formule. Celle-ci retient trois fourchettes de prix pour le panier : fourchette réduite, moyenne et élevée. Les références de prix des bruts sont les valeurs netback, c'est-à-dire sans marge de raffinage, déterminées par les prix spots des produits raffinés en Europe. Ce prix est révisé trimestriellement.

A l'avenir, l'Algérie est déterminée à développer une politique gazière destinée à lui assurer une place sur le marché croissant de la production d'électricité notamment sur le marché européen. Cette politique peut se traduire par de nouvelles formules de prix du gaz et par des associations amont/aval entre producteurs et consommateurs. Les futurs contractants vont devoir s'acheminer vers des formules de plus en plus complexes, incluant non seulement des termes de compétition, mais aussi des paramètres relatifs aux types d'utilisation du gaz naturel ainsi que des considérations de partenariats.

5^{ème} Journées Scientifiques et techniques de la SONATRACH

Alger, 16-18 Décembre 2002

**« Le régulateur face à la
libéralisation du marché du gaz naturel »**

Amor KHELIF

Observatoire Méditerranéen de l'Energie*

Septembre 2002

**L'OME n'entend donner aucune approbation ou improbation aux opinions émises dans cette communication, ces opinions devront être considérées comme propres à l'auteur.*

Comment réguler les marchés du gaz après sa libéralisation ? Telle est la grande interrogation en ces temps de déréglementation des marchés énergétiques.

Pour les plus fervents défenseurs du libre-échange, la réponse est évidente : il faut intervenir le moins possible puisque les forces du marché sont en mesure d'assurer spontanément un équilibre optimal. Pour les autres, la majorité, il est nécessaire d'encadrer le marché en raison d'un certain nombre de défaillances, les plus importantes étant la tendance à la collusion entre opérateurs, la concentration des activités dans le secteur et le déséquilibre entre concurrence et service public.

Si donc la régulation est présentée souvent comme la solution universelle à tous les problèmes issus de la déréglementation, réguler le marché du gaz représente toujours un acte d'arbitrage complexe entre différents intérêts et stratégies.

En dernière analyse, ce sont les questions du rôle de l'Etat, des politiques énergétiques de long terme, voire de la légitimité même du régulateur qui constituent les questions les plus sensibles.

1. Les missions du régulateur

Deux préoccupations majeures sont aujourd'hui au centre de la régulation du système énergétique, et plus spécialement de l'industrie du gaz naturel qui nous intéresse ici : le partage de la rente et la préservation du service public.

a. Le secteur du gaz est producteur de rentes

La caractéristique principale du secteur du gaz peut être résumée dans le fait qu'il est producteur de rentes.

Les économistes distinguent deux rentes principales : la rente de rareté et la rente différentielle.

La première, la rente de rareté, est le coût lié au caractère fini d'une ressource naturelle non renouvelable dont l'offre ultime est réputée fixe (stock fixe), c'est le cas du gaz naturel mais aussi du pétrole, du charbon et de l'uranium...

La deuxième, la rente différentielle, se confond avec l'avantage comparatif dont bénéficient certains gisements plus productifs et à coût d'exploitation plus faible par rapport à d'autres gisements moins productifs et à coût d'exploitation plus élevé, mais dont la mise en valeur est néanmoins indispensable pour l'équilibre du marché à un moment donné et à un prix de marché donné.

L'existence de cette rente différentielle est au centre de la problématique gazière, même si en théorie, la concurrence est censée la réduire progressivement.

Dans le court et moyen terme, cette rente continue donc d'exister, même si elle diminue. Il n'est pas superflu de considérer, dans ces conditions, que son appropriation représente l'enjeu principal des stratégies des différents acteurs dans le secteur.

Comment répartir la rente ?

La grande question qui surgit quand on raisonne en terme de répartition de la rente est la suivante : selon quels critères cette rente doit-elle être répartie ?

Deux positions extrêmes ont monopolisé jusqu'ici le débat sur cette question : la nationalisation de la rente, d'une part et la privatisation de la rente, d'autre part.

- pour les tenants de la nationalisation de la rente, l'Etat doit être considéré comme le seul dépositaire des intérêts de la société sur une ressource non renouvelable (l'énergie). Par conséquent, il lui revient, seul, de s'approprier la rente à sa source en confiant le monopole de la gestion de cette ressource (les gisements) à une entité publique à laquelle on adjoint souvent une mission de service public
- pour les tenants de la privatisation, la gestion de la ressource est, dès le départ, altérée par l'inefficacité du monopole parce que les actions de ce dernier ne sont pas soumises à la pression de la concurrence et aux lois du marché libre, seule l'entreprise privée est efficace et créatrice de richesse. Si rente il y a, elle doit donc en être le seul, sinon le principal bénéficiaire, l'appropriation de cette rente par l'entreprise privée compensant en quelque sorte le risque des investissements consentis par elle en allant découvrir le gisement.

Entre ces deux positions extrêmes : appropriation de la rente par l'Etat, appropriation de la rente par l'entreprise privée, l'industrie du pétrole et du gaz a toujours su développer des solutions de compromis qui tiennent compte des rapports de force du moment

La rente peut être donc répartie de plusieurs façons : une partie peut être allouée à l'entreprise (ou consortium d'entreprises) opératrice de manière à lui permettre de verser des dividendes à ses actionnaires (y compris l'Etat lorsque l'entreprise est publique...), de renouveler et étendre les infrastructures, d'améliorer les salaires de ses employés, ...une partie peut être capturée par les consommateurs sous forme de baisse de prix ou de services de meilleure qualité, une partie peut revenir à l'Etat sous forme de fiscalité ...

C'est au régulateur de proposer des clés de partage et de veiller à ce qu'aucune des parties en présence (Etat, entreprises de production, transporteurs, distributeurs, consommateurs...) ne soit lésée, le rôle du régulateur est donc de veiller à ce que tous les partenaires bénéficient d'une « récompense équitable » sans pour autant qu'une partie ou un groupe de parties ne s'approprie des rentes excessives.

A ce stade, le régulateur est confronté à trois questions principales :

- comment être bien informé sur les coûts de production et leur évolution dans le temps ? Cette condition ne peut être remplie correctement que si l'entreprise dévoile loyalement ses coûts réels et que ses concurrents acceptent aussi d'imiter son exemple, ce qui n'est pas une pratique courante ou facilement acceptable dans le milieu des affaires où le secret est la règle*.

* Pour optimiser son régime fiscal (impôts et taxes), l'Etat est également confronté à ce problème d'absence de transparence sur les coûts.

- Comment rendre cohérents des systèmes de prix fixés selon des logiques différentes en amont et en aval de la chaîne gazière dès lors que cette dernière est dé-intégrée (principe de séparation des activités) ?

En amont de la chaîne, au niveau de la production, la tendance est de recourir à la mise en valeur de gisements nouveaux et de plus en plus de petite taille, ce qui est de nature à accroître le coût marginal d'exploitation et rendre les prix plus fluctuants. Au niveau du transport et de la distribution du gaz, le prix est réglementé et surveillé par le régulateur (du moins lorsque l'accès des tiers au réseau est la règle). Plus en aval, au niveau du service rendu (livraison de gaz au consommateur final), le prix est soit, libre, donc variable, soit étroitement réglementé par le régulateur (plafonnement du prix par exemple) qui entend ainsi mettre à l'abri le consommateur final contre tout abus issu d'une position dominante d'un opérateur sur le marché.

Cette situation peut conduire au dysfonctionnement de tout le système de tarification : le prix rendu utilisateur final qui est réglementé pourrait se trouver inférieur au coût d'achat et de transport du gaz naturel contracté par le fournisseur. C'est un peu ce qui s'est produit récemment dans le secteur électrique en Californie : les distributeurs d'électricité dont les prix de vente étaient plafonnés par le régulateur, ont été contraints d'acheter leur électricité à des prix plus élevés en raison de problèmes de pratiques collusives observées sur le marché.

Dans ces conditions, une des questions les plus délicates que doit affronter régulateur est indiscutablement la détermination du tarif d'accès au réseau..

Trois formules de tarification sont théoriquement envisageables :

- une tarification « à la distance » fondée sur l'identification départ-arrivée d'un trajet à parcourir, ce type de tarification présente l'avantage de tenir compte, au moins approximativement, de la distance qui sépare le producteur du transporteur et du transporteur au distributeur.,
- une tarification « nodale » qui s'appuie sur l'existence de « nœuds » qui sont censés baliser le réseau de gaz, l'écart de prix entre le nœud précédent et le nœud suivant est censé correspondre au coût de transport,
- une tarification standard (dite « timbre poste ») qui fait appel à un tarif forfaitaire indépendant de la distance à parcourir par le gaz naturel

b. La préservation des missions de service public

On peut définir le service public comme étant la prise en charge par les pouvoirs publics (c'est à dire l'Etat) d'une activité économique qui, laissée aux forces du marché, ne peut répondre à des besoins jugés socialement nécessaires.

Les missions de service public, dont la notion d'intérêt général est au centre des préoccupations, renvoient à une série de principes, dont notamment :

l'accès de tous les citoyens à des services jugés essentiels (l'énergie en est un comme l'éducation, la santé, ...), y compris ceux qui sont en situation d'insolvabilité. Le cœur du

service public est constitué par ce qu'on appelle « le service universel » qui vise à assurer la fourniture d'un minimum d'énergie à des clients à revenus modestes ou en situation économique difficile. Dans ce cas d'espèce, il s'agit par exemple de mettre à disposition des usagers isolés géographiquement ou ceux dont les revenus sont modestes un minimum d'énergie dans des conditions de coût raisonnable afin d'éviter leur exclusion par les prix.

- La recherche d'un minimum de cohésion sociale au sein de la collectivité et du renforcement des liens d'appartenance à une communauté chez ses membres, ce qui implique une certaine solidarité entre eux,
- La recherche, enfin, d'une sage utilisation des ressources naturelles, énergétiques notamment.

Si l'identification des missions de service public (qui doit obéir à des principes tels que la continuité des approvisionnements, l'égalité de traitement des usagers, etc....) est du ressort du législateur et de lui seul, le régulateur doit veiller au respect des règles de leur bon fonctionnement : droit de la concurrence, respect des dispositions du cahier des charges, respect des normes techniques et environnementales, etc....

La question du financement des missions de service public (par le budget de l'Etat ? , par un fond spécial ? , par la solidarité entre consommateurs ? ...) n'en reste pas moins posée, d'autant que ces missions de service public cohabitent le plus souvent avec une activité commerciale classique chez le concessionnaire en charge de ces missions (généralement l'opérateur historique).

2. Les enjeux principaux de la régulation

La description très sommaire des principales missions du régulateur souligne déjà l'ampleur et la complexité des tâches dont il aura la charge, d'autant que les ententes entre opérateurs et leur tendance à la concentration est une tendance naturelle du marché de l'énergie.

Au-delà, trois questions fondamentales se posent : une politique énergétique à long terme est-elle encore nécessaire ou faut-il s'en remettre aux seuls mécanismes du marché ? quel rôle l'Etat doit jouer dans la perspective de l'abandon de politiques sectorielles volontaristes au profit de politiques générales d'encadrement ? Quel degré de légitimité doit on accorder à l'action du régulateur dès lors que sa mission s'étend à des questions essentielles telle que la répartition du surplus généré dans le secteur ?

a. Concentration et pratiques collusives

La mission principale du régulateur, on l'a vu, est de rendre le secteur gazier plus compétitif afin de permettre aux consommateurs d'en tirer un maximum de bénéfices et aux producteurs, transporteurs et distributeurs d'être assez efficaces pour répondre à cet objectif.

Face à cette perspective, la stratégie des opérateurs, du moins les plus importants d'entre eux, est de profiter de la libéralisation du marché pour se concentrer en vue d'occuper une place prépondérante sur le marché. Un des moyens pour réaliser cette stratégie est la reconstitution, directement ou indirectement, de l'intégration verticale que la libéralisation cherche précisément à combattre.

Si l'on accepte que la libéralisation du marché et l'instauration de la concurrence peuvent conduire après une période souvent courte, voire très courte, à une concentration (c'est bien connu : trop de concurrence tue la concurrence) qui ouvre le voie à la reconstitution d'oligopoles, voire de nouveaux monopoles, on mesure les difficultés qui guettent toute régulation qui cherche à combattre cette tendance quasi naturelle à la concentration afin de préserver le libre jeu de la concurrence.

Circonstances aggravantes, cette tendance à la concentration peut être précédée ou accompagnée par des pratiques collusives entre opérateurs, qui pourraient prendre la forme d'entente en vue de restreindre l'offre ou de limiter l'extension du réseau de transport pour faire monter les prix.

Malgré ces difficultés, le régulateur a en théorie à sa disposition divers leviers (des sanctions pécuniaires notamment), pour assurer l'encadrement du marché national et lutter contre les ententes et les positions dominantes, mais le processus de libéralisation et l'ouverture progressive à la concurrence a montré depuis une dizaine d'années la mise en œuvre en parallèle, à l'échelle internationale, d'un mouvement tendant à la constitution de groupes géants dans la multi-énergie qui est de nature à mettre en cause l'édifice concurrentiel construit à l'intérieur des frontières nationales.

La question se pose alors de savoir si à terme ce processus de concentration et d'entente, entre des grands groupes multinationaux et multi-énergétiques, n'est pas susceptible de pousser vers le retour à une situation oligopolistique et si les moyens, dérisoires, du régulateur national (faute de code de conduite respecté par les grands groupes multinationaux) pourrait empêcher les ententes et les abus de position dominante.

b Politique énergétique à long terme et rôle de l'Etat

La libéralisation du marché et l'ouverture à la concurrence pourraient avoir, indiscutablement, des conséquences positives sur les prix à la consommation, surtout si elles relaient, ce qui est souvent le cas, un secteur public défaillant. Cela ne doit cependant pas faire oublier que ce processus porte en lui ses propres limites, autrement dit, une politique énergétique à long terme, si indispensable pour favoriser les grands équilibres des approvisionnements, des consommations, des prix, ... doit-elle dépendre des seuls mécanismes du marché ? Si on dit souvent que le marché est « myope », on peut ajouter que sa myopie augmente au fur et à mesure que la concurrence s'intensifie, car si le marché reste, et restera, un lieu efficace d'ajustement de l'offre et la demande à court terme, le long terme, lui, est tout sauf l'addition de courts termes successifs.

Ce constat nous conduit à poser une question centrale : quel rôle l'Etat (en tant que représentant de l'intérêt général de la collectivité) doit jouer en dépit de la nouvelle place faite au marché ? doit-il abandonner les prérogatives régaliennes qui sont les siennes comme la définition de la politique énergétique à long terme, la politique de répartition du surplus et son affectation, la politique de préservation des ressources et de protection de l'environnement ... qui sont des problèmes que seul l'Etat peut maîtriser en longue période.

Si l'action de l'Etat doit s'adapter nécessairement au nouveau contexte et passer d'une conception « interventionniste » à une conception « régulatrice », son rôle et sa responsabilité sont aujourd'hui plus importantes que par le passé en raison précisément de la place importante de la concurrence et des forces du marché dont les effets pervers pourraient

pousser à l'abandon de politiques énergétiques globales, seules garantes de l'équilibre à long terme.

Conclusion :

Au terme de cet exposé, il est important de souligner les deux conclusions suivantes :

- la mission du régulateur est indiscutablement très complexe : préserver la concurrence, lutter contre l'abus de position dominante, maîtriser les coûts et leur variation dans le temps... le plus important étant cependant d'assurer ces missions sans détraquer les mécanismes économiques du système et sans décourager les investisseurs,
- le poids du régulateur et les conséquences importantes de ses différents arbitrages sur le plan économique, social et stratégique, ont parfois conduit à douter de sa «légitimité», certains considèrent en effet que le régulateur (ou le collège des régulateurs) ne peut prétendre à la légitimité dont jouit le gouvernement qui le désigne même s'il agit en son nom, dans la mesure où il n'est pas élu, par conséquent, ses choix et ses arbitrages doivent demeurer des choix publics, soumis à un contrôle politique.

Indépendance ou légitimité du régulateur ? la question semble vouée à un vif débat dans l'avenir.

BIBLIOGRAPHIE

- AYOUB Antoine :** « La libéralisation des marchés de l'énergie : utopie, théories et pragmatisme »
Revue de l'Energie, n° 499, 1998
- AYOUB Antoine** « Mondialisation, déficit démocratique et réglementations internationales dans le secteur de l'énergie »
Doc.dactylographié, GREEN 2001
- BOITEUX Marcel :** « Concurrence, régulation, service public »
Futuribles, 1996
- BOLDUC David :** « Privatisation et réglementation : bouleversements et enjeux dans le secteur mondial de l'énergie »
Document dactylographié, mai 2001
- FINON Dominique :** « La maîtrise de l'Energie, entre libéralisme et interventionnisme »
Liaison Energie-Francophone, mai 2000.
- DAUGER Jean-Marie/SONGLERAT Alain :**
« Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières : le gaz naturel »
Revue de l'Energie, n° 509, 2000
- KHELIF Amor :** « Les limites de la Libéralisation des exportations de gaz en Algérie »
Revue Medénergie n°2, Alger 2002
- PERCEBOIS Jacques :** « La dérégulation et la restauration de l'industrie électrique et gazière en Europe. De la concurrence au monopole ? »
Revue Medénergie n°3, Alger 2002

ANNEXE II

**LE NOUVEAU CONTEXTE DE L'INDUSTRIE
INTERNATIONALE DU GAZ NATUREL**

Amor KHELIF

L'industrie internationale du gaz naturel est en pleine mutation. Quatre phénomènes dominent aujourd'hui cette industrie :

- la libéralisation un peu partout, des marchés du gaz et notamment celui de l'Union européenne qui absorbe près de 95% des exportations algériennes de gaz,
- le retour des grandes compagnies internationales dans les pays producteurs exportateurs de pétrole et de gaz, après leur éviction dans les années 70 et la nationalisation de leur intérêts locaux,
- la restructuration de la stratégie des compagnies internationales avec pour effet la concentration de capital et sa diversification multi-énergétique,
- l'aiguïsement de la concurrence entre les pays exportateurs de gaz, notamment sur le marché européen, où la demande de gaz est en pleine expansion,

Ce chapitre vise à retracer les caractéristiques principales de ces tendances dont l'impact structurant sur l'industrie internationale du gaz est très fort et surtout examiner leur influence sur la politique et la stratégie d'exportation de gaz en Algérie.

A. La libéralisation du marché européen du gaz

L'approvisionnement énergétique de l'Union européenne constitue un enjeu important à l'horizon des prochaines décennies.

En effet, la dépendance énergétique extérieure, tant globale que par combustible, est appelée à croître au sein de l'Union, cependant la problématique de l'approvisionnement futur se situe principalement dans le secteur gazier, eu égard à l'ampleur de la demande attendue, les estimations de l'Agence Internationale de l'Energie¹ situent le déficit gazier de l'Union de l'Europe des quinze en 2010 à 150-190 milliards de mètres cubes.

Hausse de la demande et augmentation de la dépendance ont fait naître progressivement l'idée de réformer ce secteur, et de séparer ses différentes activités pour les ouvrir à la concurrence.

La Directive gaz² adoptée par les autorités européennes a pour objectif de promouvoir la libéralisation et l'homogénéisation des règles commerciales et tarifaires dans les pays membres.

Cette Directive est porteuse d'évolutions majeures du marché gazier européen sans que l'on puisse estimer, à l'heure actuelle, ni l'ampleur ni le rythme des changements structurels qui en découleront.

Pour l'Algérie, dont la zone de l'Union européenne absorbe actuellement 95% des exportations de gaz, et davantage probablement à l'avenir, 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 des autorités européennes, d'une concurrence gaz-gaz, ou doit-elle plutôt rechercher à préserver, autant que peut se faire, des contrats traditionnels de long terme et, surtout, sa politique prudente d'exportation, avec pour corollaire, la double nécessité de

¹ AIE « L'approvisionnement en gaz des pays de l'OCDE » Paris, 1997

² Voir le texte de la Directive gaz dans "Gaz d'Aujourd'hui", Mars 1989

contrôler les quantités de gaz exportables et la centralisation des négociations pour éviter les surenchères et la dérive des prix.

Cette question est d'autant plus importante que l'Algérie est membre, avec la Russie et la Norvège, de l'oligopole fournisseur principal de gaz aux marchés de l'Union européenne, et en tant que telle, sa politique d'offre de gaz et de prix de vente est observée de très près par ses partenaires, mais néanmoins concurrents, membres de l'oligopole.

C'est à partir de ce double constat-libéralisation du marché européen et offre oligopolistique de gaz qu'il faut comprendre et interpréter le projet de libéralisation des exportations de gaz en Algérie qui semble se dessiner depuis quelques temps.

Dans la synthèse qui suit, nous rappelons (I) brièvement les principales dispositions de la Directive gaz de l'Union européenne, les différents modes de sa mise en oeuvre et ses conséquences sur la stratégie et le jeu des acteurs de l'industrie du gaz en Europe et dans les pays exportateurs.

a. Les principales dispositions de la « Directive Gaz »

La Directive européenne sur le marché intérieur du gaz naturel, adoptée en juin 1998, devait être transposée dans les législations nationales des Etats membres le 10 août 2000.

Elle définit les clients éligibles, les conditions de l'accès des tiers au réseau, le rôle de l'Autorité de régulation, les conditions de la concurrence ; elle reconnaît également des obligations de service public et la nécessité de régimes transitoires (contrats « take or pay », marchés émergents etc.)

• Les clients éligibles

L'élément fondamental de la Directive est la liberté pour les « clients éligibles » de choisir leur fournisseur de gaz. La Directive permet aux Etats membres d'ouvrir progressivement le marché en trois phases :

Phase 1 : Au moins toutes les centrales électriques au gaz, quel que soit leur niveau de consommation annuel, et tous les autres utilisateurs finaux consommant plus de 25 millions de mètres cubes par an deviendront des clients éligibles à dater du 10 août 2000.

Pendant la phase 1, l'ouverture du marché sera de 20% au moins.

Phase 2 : Au moins toutes les centrales électriques au gaz, quel que soit leur niveau de consommation annuel, et tous les autres utilisateurs finaux consommant plus de 15 millions de mètres cubes par an deviendraient des clients éligibles à dater du 10 août 2005.

Pendant la phase 2, l'ouverture du marché sera de 28% au moins.

Phase 3 : Au moins, toutes les centrales électriques au gaz, quel que soit leur niveau de consommation annuel, et tous les autres utilisateurs finaux consommant plus de 5 millions de mètres cubes par an deviendront des clients éligibles à dater du 30 août 2008.

Pendant la phase 3, l'ouverture du marché sera de 33% au moins.

La Directive permet également aux Etats membres de « plafonner » l'ouverture du marché si la définition des clients éligibles sus mentionnés aboutit à une ouverture du marché supérieure à 30% dans la phase 1, à 38% dans la phase 2 et à 43% dans la phase 3. Les Etats membres peuvent dans ce cas limiter l'ouverture du marché de façon équilibrée à hauteur de ce plafond.

L'application de la Directive sera révisée à la lumière de l'expérience acquise, pour la période postérieure à août 2008.

- **L'accès des tiers au réseau**

Afin de permettre aux clients éligibles et aux fournisseurs de gaz de conclure et d'exécuter un contrat de fourniture, la Directive «gaz» offre aux Etats membres deux options sur les moyens d'organiser l'accès de tiers à ce réseau.

L'accès réglementé, où l'utilisation du réseau repose sur des tarifs publiés.

L'accès négocié, où l'utilisation repose sur des accords commerciaux entre les parties et la publication des principales conditions commerciales.

Les Etats membres peuvent aussi opter pour une combinaison de deux systèmes par exemple, l'accès réglementé pour la distribution et l'accès négocié pour le transport.

Le réseau de gaz couvert par la Directive et auquel un accès non discriminatoire sera accordé comprend en principe l'intégralité de la chaîne du gaz, depuis les installations de production en amont jusqu'au consommateur final.

La Directive prévoit l'accès en principe, sous une forme ou une autre, à tous les types d'installations dans la mesure des capacités disponibles. Néanmoins, l'accès lié au stockage peut être limité à l'accès à l'utilisation du réseau dans les cas où « cet accès est techniquement nécessaire pour permettre un accès efficace » aux gazoducs.

- **L'accès non discriminatoire ou le rôle de l'Autorité de régulation**

Le principe prépondérant de la Directive «gaz» est la non-discrimination.

Les Etats membres ne doivent pas faire de discrimination en faveur d'une entreprise de gaz par rapport à une autre.

De même, lors de l'octroi de l'accès au réseau, une entreprise de gaz ne doit pas faire de discrimination entre les usagers du réseau, et notamment en faveur de ses filiales.

Pour mettre en oeuvre la Directive, les Etats membres doivent adopter des mesures et mécanismes permettant de garantir la non-discrimination.

Ces mesures comprennent la désignation d'une autorité **compétente et indépendante chargée de régler les litiges** en cas de désaccord sur les conditions d'accès.