

# ETUDES

**Problèmes  
et  
perspectives  
du  
gaz  
naturel  
dans  
la**

**CEE**

série  
économie  
et finances

**3**

COMMUNAUTÉ  
ÉCONOMIQUE EUROPÉENNE  
EUROPÄISCHE  
WIRTSCHAFTSGEMEINSCHAFT  
COMUNITÀ  
ECONOMICA EUROPEA  
EUROPESE  
ECONOMISCHE GEMEENSCHAP

**BRUXELLES  
1965**

**Problèmes  
et perspectives  
du gaz naturel  
dans la  
Communauté  
économique  
européenne**

**COLLECTION ÉTUDES**

**SÉRIE ÉCONOMIE ET FINANCES n° 3**

**BRUXELLES 1965**

Cette étude a été préparée par les services de la Commission de la Communauté économique européenne. Elle est publiée sous l'autorité de la Commission. Elle a été portée à la connaissance des hauts fonctionnaires nationaux responsables des secteurs du pétrole et du gaz naturel lors de leur réunion du 27 juillet 1964.

## SOMMAIRE

	Pages
RÉSUMÉ	7
INTRODUCTION	11
Première partie : <i>L'ÉCONOMIE GAZIÈRE DE LA COMMUNAUTÉ</i>	13
CHAPITRE 1 L'économie énergétique de la Communauté et ses perspectives de développement	13
CHAPITRE 2 Le gaz dans l'économie énergétique	14
CHAPITRE 3 Le gaz des cokeries industrielles	16
A. Caractéristiques	16
B. Perspectives d'avenir	16
CHAPITRE 4 Le gaz de haut fourneau	17
A. Caractéristiques	17
B. Perspectives d'avenir	17
CHAPITRE 5 Le gaz d'usine	18
A. Caractéristiques	18
B. Perspectives d'avenir	18
CHAPITRE 6 Les nouveaux types de gaz manufacturés	18
A. Le gaz de raffinerie	18
1. Caractéristiques	18
2. Perspectives d'avenir	19
B. Le gaz produit à partir de produits pétroliers liquides	19
1. Caractéristiques	19
2. Perspectives d'avenir	20
3. Les gaz de pétrole liquéfiés	20
Deuxième partie : <i>LE GAZ NATUREL DANS LA COMMUNAUTÉ</i>	21
CHAPITRE 1 Place du gaz naturel dans l'économie gazière	21
CHAPITRE 2 Les ressources de gaz naturel en France	23
A. Le gisement de Saint-Marcet	24
B. Le gisement de Lacq	24
1. Découverte	24
2. Programme d'exploitation et de production	24
3. Transport et stockage	25
4. Commercialisation et consommation	25
5. Affectation des ressources	25
C. Perspectives d'avenir	25
CHAPITRE 3 Les ressources de gaz naturel en Italie	26
A. Les gisements de la vallée du Pô	26
B. Les gisements du Centre-Midi	26
C. Les gisements de Sicile	26
D. Utilisation	27
E. Perspectives d'avenir	27

	Pages
CHAPITRE 4 Les ressources de gaz naturel en république fédérale d'Allemagne	28
A. Ressources actuelles	28
B. Mise en valeur	29
C. Perspectives d'avenir	29
CHAPITRE 5 Les ressources de gaz naturel aux Pays-Bas	30
A. Les premières découvertes	30
B. Le gisement de Groningue	30
C. Mise en valeur des ressources	31
D. Le régime actuel de l'industrie du gaz naturel	32
1. L'extraction	32
2. Le transport et la vente	32
E. Politique de vente	33
F. Exportations de gaz	35
1. Possibilités globales	35
2. Organisation commerciale	35
3. Marchés potentiels	36
 Troisième partie : <i>LES RESSOURCES EXTÉRIEURES DE GAZ NATUREL</i>	 37
CHAPITRE 1 Le gaz naturel d'Afrique du Nord	37
A. Les gisements du Sahara algérien	37
B. Le gisement d'Hassi er R'Mel	39
C. Débouchés du gaz d'Hassi er R'Mel	39
D. Installations de traitement et de transport	39
E. Prix de vente du gaz en Algérie	40
CHAPITRE 2 Possibilités d'adduction du gaz naturel du Sahara en Europe occidentale	40
A. Considérations préliminaires	40
B. Réalisations en cours ou en projet	41
1. Transport par méthaniers	41
2. Transport par conduites	41
C. Organisation technique et commerciale	42
CHAPITRE 3 Le gaz naturel du Moyen-Orient	43
A. Projet de transport par méthaniers	43
B. Projets de transport par pipe-line	43
 Quatrième partie : <i>L'ÉCONOMIE DU GAZ NATUREL</i>	 45
CHAPITRE 1 Les conditions économiques du transport de gaz naturel à longue distance	45
A. Le transport par canalisations	45
B. Le transport par navires méthaniers	47
C. Comparaison des deux modes de transport	49
CHAPITRE 2 Les caractéristiques du marché du gaz naturel	50
A. Facteurs géographiques	50
B. Contraintes financières et techniques — prix de référence	52

	Pages
C. Réglementations des prix et formation des prix	52
1. République fédérale d'Allemagne	53
2. Belgique	53
3. France	54
a) Transport	54
b) Distribution	55
4. Italie	55
5. Pays-Bas	56
CHAPITRE 3 Position concurrentielle du gaz naturel	56
A. Rigidité de l'économie du gaz naturel	56
B. L'introduction du gaz naturel dans l'économie gazière	57
C. Le problème des prix	58
D. La concurrence entre le gaz naturel et les autres formes d'énergie primaire	59
CHAPITRE 4 Les problèmes de la régularité et de la sécurité des approvisionnements	60
A. Sécurité physique	60
1. Le stockage	60
a) Stockage de régulation	60
b) Stockage de sécurité	61
2. L'interconnexion et la multiplication des sources d'approvisionnement	61
B. Sécurité politique et juridique des conditions de livraison	62
Conclusions : <i>L'AVENIR DU GAZ NATUREL DANS LE MARCHÉ EUROPÉEN</i>	63
A. Le problème des transports	63
B. Le problème des quantités	63
C. Les secteurs de consommation	65
1. Secteur domestique	65
2. Industrie	65
3. Centrales électriques	66
D. Les effets de la pénétration sur les autres formes d'énergie	68
1. Charbon communautaire	68
2. Pétrole	68
BIBLIOGRAPHIE	69

#### *LISTE DES TABLEAUX*

Tableau n° 1	Évolution des besoins en énergie de la CEE	13
Tableau n° 2	Évolution comparée de la consommation globale d'énergie et de la consommation de gaz	14
Tableau n° 3	Production de gaz en 1962	15
Tableau n° 4	Utilisation des disponibilités totales de gaz en 1962	15
Tableau n° 5	Évolution comparée de la production de gaz de cokerie et de coke de four dans la CEE	16
Tableau n° 6	Bilan du gaz des cokeries industrielles en 1962	17
Tableau n° 7	Bilan du gaz de raffineries en 1962	19
Tableau n° 8	Bilan des gaz de pétrole liquéfiés en 1962	20

	Pages	
Tableau n° 9	Production de gaz naturel de 1958 à 1962	21
Tableau n° 10	Place des différentes énergies primaires dans la consommation en 1962	22
Tableau n° 11	Structure de la production gazière en 1962	22
Tableau n° 12	Bilan du gaz naturel pour 1962	23
Tableau n° 13	Prix indicatifs du gaz hors taxe pour les gros consommateurs, fin 1963	58
Tableau n° 14	Importance de la consommation domestique de gaz naturel et manufacturé en 1962	65
Tableau n° 15	Évolution de la consommation d'énergie non électrique des « autres industries » de 1950 à 1960	66

### *LISTE DES GRAPHIQUES*

Graphique n° 1	Le gaz en Afrique du Nord	38
Graphique n° 2	Conditions économiques du transport de gaz naturel par canalisations	46
Graphique n° 3	Courbes d'égalité des coûts de transport et des coûts d'investissement	48
Graphique n° 4	Gaz saharien et gaz hollandais	51
Carte	Le gaz naturel en Europe (gisements - réseaux de transport) (dans la pochette de couverture)	

## RÉSUMÉ

1. La présente étude a pour objet de décrire les ressources de gaz naturel qui s'offrent aux pays membres de la Communauté économique européenne, de rechercher les lignes suivant lesquelles l'utilisation de ces ressources se développera, et d'indiquer les problèmes économiques qui découleront de l'apparition de ces ressources sur le marché énergétique.

Ainsi, un complément est apporté à certains aspects de l'« Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté » publiée en décembre 1962, en même temps qu'une réponse est donnée aux vœux exprimés par le Parlement européen dans la résolution adoptée le 6 février 1963, à la suite du rapport sur l'industrie européenne du gaz présenté par M. Philipp.

2. L'industrie gazière s'est efforcée depuis plusieurs années de se rendre plus indépendante des contraintes de la production classique de gaz d'usine et de la cokéfaction. Elle l'a fait par des mesures qui lui confèrent une plus grande souplesse, et qui lui permettent de profiter des avantages techniques et économiques d'un nombre croissant de procédés de fabrication.

Les principales modifications intervenues au cours des vingt dernières années sont l'emploi accru de produits pétroliers comme matière première de l'industrie gazière et l'apparition du gaz naturel.

La production de gaz naturel dans la Communauté a augmenté de plus de quinze fois son volume de 1950 à 1962 et sensiblement doublé de 1958 à 1962.

En 1962, le gaz naturel représentait 3,5 % de la consommation globale d'énergie primaire de la Communauté. Dix pour cent de la production étaient cédés à l'industrie gazière pour être insérés dans le flux de gaz manufacturé. Des quantités disponibles pour la consommation intérieure en l'état, 21 % étaient cédés aux centrales électriques, 10 % à la sidérurgie métallurgie, 28 % à l'industrie chimique, 27 % aux autres industries et 14 % aux autres consommateurs finals dont, notamment, le secteur domestique.

3. Suivant une évaluation prudente, les réserves prouvées de gaz naturel dans la Communauté s'élevaient, à la fin de 1963, à 1 500 milliards de mètres cubes environ (1), ce qui représente près de trois fois et demie

la consommation d'énergie primaire de 1962, et 7,5 fois la production de charbon de la même année. Aucun chiffre de réserves probables n'a été jusqu'à présent diffusé de source officielle, mais les informations sur les recherches effectuées aux Pays-Bas et en Allemagne, et notamment sur le plateau continental en mer du Nord, permettent de penser que leur montant pourrait être assez élevé.

Les réserves connues comportent des gisements de toutes dimensions, dont l'importance économique diffère profondément :

— les gisements d'importance locale : entrent dans cette catégorie, les gisements de Bavière et de la vallée du Rhin; leur faible débit les fait réserver aux usages domestiques d'une région peu étendue, ou à la consommation de quelques entreprises industrielles; ils constituent parfois un facteur de développement économique local; là où existent des disponibilités de gaz manufacturé, ils éliminent les petites unités de production situées à proximité; leur effet sur l'écoulement du gaz manufacturé provenant de grandes unités de production (cokeries, raffineries) est faible, d'autant plus que leur souplesse de production leur confère fréquemment un rôle complémentaire;

— les gisements d'importance régionale : ceux-ci permettent de créer des pôles de développement dans des régions économiquement défavorisées; c'est le cas des gisements de l'Italie du Sud, ou de celui de Saint-Marcet en France; ils permettent aussi de remplacer les énergies traditionnelles par une énergie à bon marché, spécialement dans des régions industrielles obligées de recourir à des énergies importées; leur exploitation ne pose en général pas de grands problèmes de politique économique, puisqu'elle permet

(1) Réserves de gaz naturel (en milliards de m<sup>3</sup>) :

Pays	Réserves prouvées
Allemagne	105
France	148
Italie	130
Pays-Bas	1 100
CEE	1 483

Les réserves prouvées équivalent, sur base des pouvoirs calorifiques réels, à environ 1,75 milliard de t de charbon.



de toute façon, soit le développement de régions défavorisées, soit une économie de frais d'énergie qui ne porte pas préjudice à d'autres industries énergétiques nationales;

— les gisements d'importance nationale moyenne : c'est le cas de la vallée du Pô, de Lacq, des gisements d'Allemagne du Nord, et c'était initialement le cas de Groningue (tant que les réserves connues ne dépassaient pas quelques centaines de milliards de mètres cubes); des gisements de ce type sont assez importants pour que leur production puisse être transportée jusqu'à des marchés où elle peut concurrencer d'autres formes d'énergie; cette production est toutefois insuffisante pour se substituer entièrement à ces autres énergies; ces gisements trouvent les débouchés les plus intéressants dans les usages pour lesquels le gaz présente des avantages spécifiques ainsi que dans ceux qui en permettent la meilleure valorisation : usages chimiques, usages thermiques spéciaux, usages domestiques; la nécessité de transporter le gaz sur une relativement grande distance oblige toutefois à conclure des conditions spéciales de vente pour assurer le remplissage initial de la conduite ou la régularité de son débit;

— les gisements de grande importance nationale ou d'importance internationale : c'est le cas actuel du gisement de Groningue dont les réserves dépassent la capacité d'absorption du marché hollandais; leur mise en valeur pose en principe les mêmes problèmes que celle des gisements d'importance nationale moyenne, mais sur une plus vaste échelle, et avec cette particularité qu'une assez large substitution aux autres formes d'énergie peut être avantageuse à long terme pour l'ensemble de l'économie, pour des raisons de prix et de sécurité d'approvisionnement.

4. La description des ressources européennes de gaz naturel ne suffit pas à définir les perspectives qui s'ouvrent à cette forme d'énergie. Il existe aussi dans des pays tiers des gisements susceptibles de livrer du gaz à la Communauté. Les plus proches sont situés en Afrique du Nord et au Moyen-Orient.

Dans l'immédiat, seules les ressources du gisement algérien de Hassi er R'Mel sont disponibles à des conditions économiquement avantageuses. La Grande-Bretagne dès 1964 et la France en 1965 seront approvisionnées en gaz d'Hassi er R'Mel, transporté à l'état liquide par navires méthaniers. A moyen terme, la construction d'une canalisation sous-marine qui alimenterait l'Espagne, la France et l'Italie est envisagée. Un volume annuel de 20 à 30 milliards de mètres cubes pourrait être livré en Europe à échéance de dix ou quinze ans.

Le transport de gaz naturel du Moyen-Orient vers l'Europe par canalisation a fait l'objet de plusieurs études. La plus grande proximité du Sahara et la découverte récente de grandes réserves de gaz en Europe renforcent le caractère aléatoire de ces projets.

Le transport de gaz par navires, notamment à partir du golfe Persique, de la côte orientale de la Méditerranée ou du Vénézuéla, est également envisagé, de même que la possibilité d'un recours à des sources alternatives d'approvisionnement en gaz liquéfié. L'importance des investissements nécessaires pour l'édification des usines de liquéfaction semble toutefois limiter l'intérêt actuel de ces projets.

5. Le transport de gaz naturel par canalisations n'est rentable que pour l'approvisionnement de marchés relativement concentrés, dont la demande présente une certaine régularité. Des pratiques commerciales ou tarifaires doivent permettre d'assurer une charge constante du réseau.

Le transport par navires méthaniers semble en revanche mieux adapté au cas des livraisons d'appoint, lorsqu'un parcours maritime est à franchir.

La rapidité de l'évolution des techniques ne permet pas de prévoir lequel de ces deux modes de transport sera le plus avantageux pour les transports à longue distance de gaz naturel. Une solution économique pourrait résulter, dans certains cas, de leur combinaison.

6. Les débouchés naturels du gaz du Nord de la Communauté et du gaz saharien répondent à des caractéristiques très différentes. Le gaz de Groningue est situé à proximité des principales régions industrielles d'Europe, qui sont habitées par une population dense et dont le niveau de vie est généralement élevé. Ces régions sont en outre celles qui produisent la quasi-totalité du charbon communautaire. Les régions que pourra atteindre le gaz saharien comprennent en grande partie des zones de peuplement plus faible et dont le développement économique est moins élevé.

7. L'ampleur des disponibilités et des caractéristiques du marché du gaz naturel permettront aux vendeurs de fixer leurs prix en fonction des capacités d'absorption de l'aire de marché du gisement.

Les autorités publiques de certains États membres ont pris les dispositions assurant un contrôle plus ou moins large de la formation et du niveau des prix du gaz, alors que, dans d'autres, les entreprises de production, de transport et de distribution agissent avec une plus grande liberté.

8. L'introduction du gaz naturel dans les marchés posera des problèmes d'adaptation aux industries du gaz manufacturé, et particulièrement aux cokeries. Sans doute le gaz naturel sera-t-il en premier lieu intégré dans les réseaux de distribution publique, en association avec les gaz manufacturés, là où il existe d'importantes disponibilités de ceux-ci. Mais, dans de nombreux cas, les réseaux seront aménagés pour transporter uniquement du gaz naturel, dont le pouvoir calorifique est presque double de celui du gaz manufacturé, ce qui permet d'améliorer la rentabilité des équipements.

Certains gaz manufacturés dont la production est « fatale », puisque liée à celle d'autres produits, devront alors rechercher des débouchés dans des industries locales ayant d'importants besoins en énergie, mais leur prix de vente risque de s'en trouver sérieusement affecté.

9. La sécurité des approvisionnements revêt une importance particulière pour le gaz naturel, sa pénétration dans le marché de l'énergie pouvant entraîner des modifications irréversibles. S'agissant plus spécialement de gaz importé de pays tiers, ceux-ci devraient pouvoir octroyer des garanties concernant la stabilité de leurs fournitures. Des études ont été entreprises dans le cadre d'organisations internationales auxquelles participent les États membres de la Communauté, en vue de donner une forme juridique à de semblables garanties.

10. Sur la base des réserves actuellement connues et dont l'exploitation est envisagée, on peut prévoir que les pays de la Communauté pourront disposer dans une dizaine d'années d'un minimum de 70 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an, représentant environ 85 millions de TEC <sup>(1)</sup>.

En supposant, pour fixer les idées, que cette quantité soit disponible dès 1975, le gaz naturel pourrait couvrir à cette époque au moins 10 % des besoins totaux d'énergie primaire de la Communauté. Cette hypothèse ne semble déraisonnable ni sur le plan de l'expansion de la production ni sur celui des substitutions dans la consommation d'énergie, compte tenu de l'expérience observée dans d'autres régions.

L'incertitude qui recouvre encore le montant des ressources totales de gaz disponibles dans la

Communauté, et notamment les résultats à attendre des recherches effectuées en mer du Nord, ne permet pas de formuler d'hypothèse raisonnable sur la limite supérieure qui pourrait être atteinte.

11. Les effets de la pénétration du gaz naturel sur les marchés du charbon et du pétrole dépendront dans une large mesure de la politique de prix qu'adopteront les vendeurs de gaz. On peut néanmoins s'attendre à ce que ceux-ci pratiquent très généralement une politique d'alignement des prix, le gaz naturel offrant suffisamment d'avantages à l'utilisation pour s'imposer là où il peut être substitué à ses concurrents même à égalité de prix avec eux.

Dans le secteur domestique, le gaz permettra de réduire l'importation de qualités de charbon de plus en plus rares dans la Communauté. Dans le secteur industriel, les produits pétroliers, et notamment le fuel-oil, seront affectés par la concurrence du gaz naturel, de même que le charbon.

La concurrence du gaz naturel vis-à-vis du charbon s'étendra même à deux domaines considérés jusqu'ici comme refuges pour la production communautaire : la sidérurgie et les centrales électriques, encore que, pour ce dernier marché, la protection géographique dont bénéficient les charbonnages puisse jouer un rôle important.

L'existence de gisements de gaz naturel dans une région économiquement peu développée ne suffit pas pour stimuler l'expansion de celle-ci. Elle ne peut constituer un facteur de développement que par l'application d'une politique de prix adaptée. Dans ce cas, le gaz naturel tend à favoriser l'implantation d'industries nouvelles dans les régions proches des gisements, ce qui peut conduire à une modification profonde de la structure industrielle de ces régions.

12. L'expansion du gaz naturel dans la Communauté pose donc des problèmes de politique économique qui ne pourront pas être résolus dans un cadre limité à ce seul secteur : son développement devra notamment tenir compte de la politique énergétique et de la politique régionale.

---

(1) Tonnes d'équivalent charbon à 7 000 kcal/kg.



## INTRODUCTION

Depuis quelques années, le gaz naturel prend une place grandissante dans l'économie énergétique des pays membres de la Communauté. Les découvertes de la plaine du Pô à partir de 1946, de Lacq en 1951, et de Groningue en 1960 sont les étapes d'un intérêt croissant. Elles ont suscité de nouveaux espoirs au moment même où l'Europe apparaît de plus en plus démunie de ressources énergétiques. En même temps s'offraient à la Communauté diverses possibilités d'importer du gaz de provenance extérieure.

Des mesures sont actuellement prises dans différents pays pour mettre en valeur le gaz naturel ou pour assurer son importation. La question se pose de savoir si l'évolution qui se dessine amènera une modification profonde de la structure du marché de l'énergie, et notamment si le gaz naturel est appelé à prendre en Europe une importance comparable à celle qu'il occupe aux États-Unis et en URSS.

La présente étude a pour objet de décrire les ressources de gaz naturel qui s'offrent à la Communauté, de rechercher les lignes suivant lesquelles leur utilisation se développera, et d'examiner les problèmes qui découleront de leur apparition sur le marché de l'énergie. Elle permettra notamment de compléter certains aspects de l'« Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté » publiée en décembre 1962.

Cette étude répond également aux vœux exprimés par le Parlement européen, dans la résolution adoptée le 6 février 1963, à la suite du rapport sur l'industrie européenne du gaz présenté par M. Philipp au nom de la commission de l'énergie. Elle ne répond pas directement à chacun des points de la résolution, mais essaie plutôt de donner une vue globale des problèmes économiques que pose le gaz naturel.

L'étude est elle-même divisée en cinq parties. La première partie décrit l'économie gazière de la Communauté, en la replaçant dans le cadre de la

consommation énergétique globale. Les caractéristiques propres à chaque type de gaz sont ensuite brièvement indiquées, ainsi que les tendances internes prévisibles de leur évolution.

La deuxième partie est consacrée au gaz naturel dans la Communauté et à la place qu'il occupe actuellement dans l'économie gazière. Un inventaire des ressources de chaque pays est dressé, décrivant les moyens mis en œuvre pour les exploiter, leur mode d'utilisation et l'évolution future qui peut être prévue. Le cas des Pays-Bas est examiné de manière plus détaillée, en raison de l'ampleur des découvertes récentes.

Les ressources extérieures les plus proches de la Communauté font l'objet de la troisième partie : il s'agit principalement du gaz d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient. Les différentes initiatives qui ont été prises pour mettre ces ressources à la disposition des consommateurs européens sont signalées.

La quatrième partie quitte le niveau descriptif suivi jusqu'alors et définit les conditions économiques propres au gaz naturel dans le marché de l'énergie. Les principes régissant le transport de gaz à longue distance sont tout d'abord examinés, puis les caractéristiques du marché du gaz naturel : facteurs géographiques, formation et réglementation des prix. L'étude de la position concurrentielle du gaz naturel vis-à-vis des gaz manufacturés et des autres formes d'énergie, et des moyens permettant d'assurer, sur les plans technique et juridique, la régularité et la sécurité de l'approvisionnement achève cette quatrième partie.

Les conclusions sont consacrées aux perspectives d'avenir du gaz naturel dans la Communauté : après un essai de détermination des quantités qui pourraient être disponibles à échéance d'une dizaine d'années, les effets de la pénétration du gaz naturel sur les principaux secteurs de consommation et les principales énergies concurrentes sont recherchés.



## PREMIÈRE PARTIE

### L'ÉCONOMIE GAZIÈRE DE LA COMMUNAUTÉ

Les chapitres suivants décrivent le cadre dans lequel se place l'apparition du gaz naturel dans l'Europe des Six : cadre général de l'économie énergétique actuelle

et de ses perspectives globales de développement, cadre plus spécifique de l'économie gazière avec ses multiples composantes.

#### CHAPITRE 1

### L'ÉCONOMIE ÉNERGÉTIQUE DE LA COMMUNAUTÉ ET SES PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT (1)

L'économie de l'énergie dans les pays du Marché commun se caractérise, depuis une quinzaine d'années, par un accroissement rapide des besoins : ceux-ci sont passés de 289 millions de TEC en 1950 à 461 millions en 1960. Simultanément, la structure des besoins se modifiait profondément.

Le charbon a perdu la place prépondérante qu'il occupait dans l'approvisionnement en énergie primaire, passant de 75 % du total en 1950 à 54 % en 1960. Une part croissante des ressources de combustibles primaires de la Communauté provient de l'extérieur : 36 % en 1960 contre 14 % en 1950. Enfin la demande des consommateurs finals se porte de plus en plus vers les formes d'énergie secondaires : électricité, gaz, produits pétroliers raffinés.

On prévoit que ces diverses tendances se maintiendront dans l'avenir. En 1970, les besoins totaux devraient s'élever à 700 millions de TEC, dans lesquels le charbon ne représentera plus que le tiers; la part de l'énergie primaire importée s'élèvera à 45 ou même 60 % du total. L'élévation du niveau de vie et le perfectionnement des techniques industrielles tendront à favoriser l'accroissement de la consommation d'énergie sous une forme élaborée.

Le problème de la sécurité des approvisionnements forme la toile de fond de ce schéma d'avenir : nécessité de garantir un approvisionnement régulier et abondant bien que dépendant de plus en plus de sources extérieures, nécessité de stabiliser les prix à un niveau compatible avec le développement économique général de la Communauté, nécessité enfin de ne pas compromettre l'avenir des énergies communautaires.

TABLEAU n° 1

Évolution des besoins en énergie de la CEE

	1950	1960	1970
Besoins totaux d'énergie primaire (en millions de TEC)	289	461	700
Part du charbon dans les besoins totaux (en %)	75	54	33 à 36
Part de l'énergie importée dans les ressources totales de combustibles primaires (en %)	14	36	45 à 60
Utilisation finale sous forme de gaz (en %)	9,2	11	.

Sources : Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté et Statistiques de l'énergie 1950-1960 de Paretto et Bloch.

Le gaz naturel aura un rôle important à jouer dans l'approvisionnement énergétique de la Communauté. A l'inverse des gaz manufacturés, il est une source d'énergie primaire, ne nécessitant en général aucune élaboration avant d'être livré à la consommation. Du point de vue technique, il répond aux exigences croissantes de processus industriels de plus en plus délicats et il satisfait aux besoins qui découlent de l'élévation des niveaux de vie.

Les chapitres qui suivent examineront successivement quelle est l'importance actuelle du gaz considéré dans son ensemble pour l'économie énergétique des différents pays de la Communauté, et quelle est la place de chaque type de gaz dans cet ensemble.

(1) Voir « Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté », préparée par le groupe interexécutifs de l'énergie, décembre 1962.

## LE GAZ DANS L'ÉCONOMIE ÉNERGÉTIQUE

L'utilisation du gaz en Europe remonte au début du XIX<sup>e</sup> siècle. Il s'agissait à l'origine uniquement de gaz de houille produit en usine à gaz, auquel se sont progressivement joints le gaz de cokerie, le gaz de haut fourneau, le gaz de raffinerie, le gaz naturel, le gaz produit en usine à partir de dérivés du pétrole. Tous ces types de gaz ont une composition chimique et des caractéristiques calorifiques différentes <sup>(1)</sup>.

Comme l'indique le tableau n° 2, la consommation de gaz s'est développée à un rythme plus rapide que la consommation globale d'énergie entre 1950 et 1960.

TABLEAU n° 2

*Évolution comparée de la consommation globale d'énergie et de la consommation du gaz*

Consommation	(1950 = 100)	
	1950	1960
Consommation globale d'énergie	100,0	161,3
Consommation de gaz	100,0	182,4

Cet accroissement est en grande partie imputable au gaz naturel. Les régions disposant de ressources charbonnières abondantes (Belgique, Allemagne, France) ont, dès le début de l'ère industrielle, utilisé des quantités importantes de gaz de houille sous ses diverses formes, alors que son emploi restait relativement limité dans les contrées ne disposant pas de charbon. Par la suite, la découverte de gisements de gaz naturel en Italie et dans le Sud-Ouest de la France a suscité un développement rapide de l'emploi du gaz dans ces pays, alors que la consommation croissait moins vite dans les autres.

En 1962, la production totale de gaz dans la Communauté s'élevait à 441 402 téralcalories, gaz de raffinerie et gaz de pétrole liquéfiés non compris. De ce total, les cokeries industrielles représentent 33,5 %, les

hauts fourneaux 32,5 %, le gaz naturel et le grisou 28 %, l'industrie gazière 6 %.

Si l'on ajoute à ces quantités la production de gaz de raffineries et de gaz de pétrole liquéfiés, on atteint 496 170 téralcalories, dont les gaz dérivés de la houille représentent 59 % (cokeries et hauts fourneaux), les gaz naturels 25 % (gaz naturel et grisou), les gaz dérivés du pétrole 11 % (raffinerie et GPL); les 5 % produits par l'industrie gazière proviennent de matières premières diverses (houille et produits pétroliers).

La répartition des livraisons totales de gaz dans la Communauté en 1962 qui figure au tableau n° 4 montre que l'industrie est le principal consommateur de gaz avec près de 45 % du total. La consommation propre des producteurs et les pertes de distribution absorbent près du tiers des disponibilités. Les centrales électriques et les autres utilisateurs se partagent le restant, le secteur domestique ne représentant que 10 % du total.

Les chapitres qui suivent exposent de façon plus détaillée l'apport de chaque branche de l'économie gazière, leurs caractéristiques propres et les tendances de leur évolution prévisible, sans toutefois tenir compte des effets de l'apparition du gaz naturel. Ceux-ci seront examinés dans la quatrième partie de cette étude.

Les relations complexes existant entre les différentes branches seront seulement mentionnées dans la mesure où elles intéressent directement l'industrie du gaz naturel.

<sup>(1)</sup> Les statistiques figurant dans la présente étude ont été établies d'après des bilans du gaz dressés sur une base harmonisée pour tous les pays membres, par l'Office statistique des Communautés européennes. Les nécessités de l'harmonisation des données expliquent des discordances que les chiffres présentés peuvent offrir avec les sources nationales. Les quantités sont exprimées en téralcalories; toutefois lorsqu'il s'agit uniquement de gaz naturel le mètre cube est utilisé. L'emploi du mètre cube au pouvoir calorifique réel permet de mieux préciser les ordres de grandeur relatifs en matière de réserves et de transports.

1 téralcalorie = 1 tcal = 10<sup>12</sup> calories = 10<sup>9</sup> kilocalories = 10<sup>6</sup> mégacalories (anciennement appelées thermies) = 238 095 m<sup>3</sup> à 4 200 kcal/m<sup>3</sup>.

**TABLEAU n° 3**  
**Production de gaz <sup>(1)</sup> en 1962**

(en tcal)

Pays	Gaz de l'industrie gazière	Gaz de cokeries industrielles	Gaz de hauts fourneaux	Gaz naturel	Grisou	Gaz de <sup>(2)</sup> raffinerie	Gaz de pétrole liquéfié <sup>(3)</sup>	Total
Allemagne	14 854	91 405	58 028	8 165	2 092	4 680	11 880	191 104
Belgique	207	13 931	16 950	—	607	1 140	2 112	34 947
France	3 936	24 833	44 320	43 475	514	3 135	14 784	134 997
Italie	3 402	7 771	6 490	65 070	—	630 <sup>(4)</sup>	9 528	92 891
Luxembourg	98	—	14 482	—	—	—	—	14 580
Pays-Bas	2 388	10 064	3 688	4 460	224	2 895	3 984	27 651
<b>CEE</b>	<b>24 885</b>	<b>148 004</b>	<b>143 958</b>	<b>121 170</b>	<b>3 437</b>	<b>12 480</b>	<b>42 288</b>	<b>496 170</b>

Source : Office statistique des Communautés européennes.

<sup>(1)</sup> Production nette, c'est-à-dire production brute moins pertes de production; voir toutefois note <sup>(4)</sup> pour le gaz de raffinerie.

<sup>(2)</sup> Il s'agit de la production nette, consommation propre des raffineries déduite. Sur la source de ces chiffres et leur cohérence avec ceux des autres colonnes, voir notes <sup>(1)</sup> et <sup>(3)</sup> du tableau n° 7.

<sup>(3)</sup> Sur la source de ces chiffres et leur cohérence avec ceux des autres colonnes, voir note <sup>(1)</sup> du tableau n° 8.

<sup>(4)</sup> Sur la signification de ce chiffre, voir notes <sup>(3)</sup> et <sup>(2)</sup> du tableau n° 7.

**TABLEAU n° 4**

**Utilisation des disponibilités totales de gaz dans la CEE en 1962**

Disponibilités et utilisation	En tcal	En pourcentage
Disponibilités totales <sup>(1)</sup>	451 259	100
Consommation des producteurs et pertes de distribution	136 848	30
Centrales électriques	58 462	13
Industrie <sup>(2)</sup> dont :	196 668	43
— sidérurgie-métallurgie	88 757	20
— chimie	51 931	11
— autres	55 980	12
Autres consommateurs finals dont :	59 281	14
— secteur domestique	46 245	10

Source : Office statistique des Communautés européennes.

<sup>(1)</sup> Production nette + achats de gaz de raffinerie ± solde du commerce extérieur ± mouvements des stocks. Pour le gaz de raffineries et les gaz de pétrole liquéfiés, sont donc seules comprises les quantités achetées par les autres producteurs de gaz pour la production de gaz.

<sup>(2)</sup> Comprend éventuellement certaines quantités affectées à la production d'électricité pour l'autoconsommation des industries.



## LE GAZ DES COKERIES INDUSTRIELLES

## A. CARACTÉRISTIQUES

La production nette de gaz des cokeries industrielles <sup>(1)</sup> dans la Communauté s'élevait en 1962 à 148 000 tcal soit 33,5 % de la production totale (gaz de pétrole non compris), dépassant en importance tous les autres types de gaz. La proportion n'est toutefois pas identique dans tous les pays : elle est plus forte en Allemagne (52,4 %), aux Pays-Bas (48,4 %), en Belgique (43,8 %), et plus faible en France (21,2 %) et en Italie (9,4 %) <sup>(2)</sup>.

Le gaz de cokerie est un sous-produit de la fabrication du coke et sa production est intimement liée aux fluctuations de celle-ci. Cette sujétion fait classer le gaz de cokerie parmi les « énergies fatales ». Elle n'est toutefois pas absolue, dans la mesure où le chauffage des fours à coke peut être effectué par d'autres moyens que l'autoconsommation : gaz de gazogène <sup>(3)</sup>, gaz de haut-fourneau, etc.

Le tableau n° 5 illustre cette sujétion en montrant que la production de gaz varie dans le même sens que celle de coke, mais avec une amplitude différente.

TABLEAU n° 5

*Évolution comparée de la production de gaz de cokerie et de coke de four dans la CEE*

(indice 1950 = 100)

Année	Gaz	Coke
1950	100	100
1951	121	122
1952	133	134
1953	134	132
1954	135	129
1955	154	149
1956	167	161
1957	176	166
1958	172	160
1959	166	151
1960	175	159

Source : D'après Paretti et Bloch, op. cit.

La demande de coke est déterminée principalement par les besoins de la sidérurgie, tandis que la demande

de gaz est relativement indépendante de l'évolution conjonctuelle de ce secteur industriel. Il peut en résulter parfois une discordance entre les possibilités de placement du produit principal et du sous-produit, qui conduit à un excédent de disponibilités de l'un ou de l'autre.

Lorsqu'une récession se produit dans la sidérurgie, le coke peut être stocké tandis que le gaz doit continuer à être régulièrement écoulé. Il pourra ainsi arriver un moment où il ne sera plus possible de stocker le coke, et la production de gaz devra être ralentie bien qu'une demande continue à exister pour celui-ci.

Une grande partie du gaz de cokerie est utilisée par les cokeries elles-mêmes, pour le chauffage des fours. Cette autoconsommation, qui représente 45 % environ de la production, constitue une réserve potentielle importante, susceptible d'être libérée au profit d'autres usagers, dans la mesure où elle peut être remplacée par un apport d'autres combustibles, notamment des gaz de hauts fourneaux. L'emploi de ces derniers est toutefois limité en raison du coût élevé de leur transport.

Une partie de la production (18,1 % en 1962) est cédée à l'industrie gazière pour les réseaux de distribution publique. Le reste est directement vendu, pour l'essentiel, aux industries sidérurgique et chimique. Cette dernière utilise notamment le gaz pour la fabrication d'ammoniaque et d'engrais azotés.

## B. PERSPECTIVES D'AVENIR

La production du gaz de cokerie dépendant en ordre principal de l'activité de la sidérurgie, il est possible de dégager une série de facteurs qui peuvent tendre soit à son expansion, soit à sa stabilisation.

Il s'agit d'abord de l'accroissement prévu de la production d'acier, qui devrait normalement entraîner un renforcement de la demande de coke, et par conséquent de la production de gaz.

Les efforts actuellement entrepris pour élargir la gamme de charbons cokéfiables, et les améliorations

<sup>(1)</sup> C'est-à-dire cokeries gazières non comprises.

<sup>(2)</sup> Voir tableau n° 3.

<sup>(3)</sup> La production de gaz de gazogène, assez importante dans certains pays, tend à être remplacée par des gaz dérivés du pétrole.

techniques apportées aux cokeries pourraient permettre d'obtenir une plus grande quantité de gaz.

Il semble également que le chauffage des fours à coke sera de plus en plus assuré par le gaz pauvre de haut fourneau, ainsi que par des produits pétroliers, ce qui devrait permettre de réduire de façon appréciable l'autoconsommation et d'affecter le gaz produit à la satisfaction d'autres besoins.

D'autres facteurs sont cependant susceptibles d'agir en sens inverse, comme la réduction de la mise au mille ou l'injection d'hydrocarbures dans le haut fourneau.

En conclusion, on peut prévoir que les disponibilités en gaz de cokerie devraient continuer à progresser dans la décennie 1960-1970, mais à un rythme qui sera sensiblement inférieur à celui de l'ensemble des besoins en gaz de toute nature.

TABLEAU n° 6  
Bilan du gaz de cokeries industrielles en 1962

	(en tcal)					
Production et ventilation	Allemagne	Belgique	France	Italie	Pays-Bas	CEE
Production nette	91 405	13 931	24 833	7 771	10 064	148 004
Échanges et divers (1)	8 273	1 938	2 670	592	1 140	14 613
Vente à l'industrie gazière (2)	— 14 877	— 4 110	— 4 653 (3)	— 245	— 2 948	— 26 833
Usages internes des producteurs et pertes de distribution	— 41 717	— 6 463	— 12 300	— 3 379	— 3 516	— 67 375
Total disponible pour la consommation	43 084	5 296	10 838	4 739	4 740	68 697
dont :						
— centrales électriques	1 671	81	931	512	60	3 255
— sidérurgie-métallurgie	22 453	3 380	5 233	1 894	—	32 960
— chimie	9 557	1 563	4 514	1 892 (4)	3 928	21 454
— autres industries	9 351	272	160	441	752	10 976
— autres consommateurs finals	52	—	—	—	—	52

Source : Office statistique des Communautés européennes — Statistiques nationales.

(1) Réceptions de gaz d'autre provenance; solde du commerce extérieur; variations de stocks.

(2) Ce poste comprend les achats de l'industrie gazière pour production de gaz ainsi que le gaz redistribué en l'état, qui n'a pu être isolé du montant total; de ce fait, le bilan du gaz des cokeries industrielles n'est pas entièrement homogène vis-à-vis de ceux des autres gaz.

(3) Entièrement distribué en l'état.

(4) Ce poste comprend probablement certaines quantités revendues à d'autres consommateurs finals sous forme de gaz de synthèse.

## CHAPITRE 4

### LE GAZ DE HAUT FOURNEAU

#### A. CARACTÉRISTIQUES

En 1962 la production nette de gaz de haut fourneau s'est élevée à 143 938 tcal, soit 32,5 % de la production de gaz (gaz dérivés du pétrole non compris) (1).

Au Luxembourg, il représentait 99,5 % de la production, en Belgique 54 %, en France et en Allemagne 38 % et 33 %, aux Pays-Bas 18 %, et en Italie 8 %.

Le pouvoir calorifique peu élevé du gaz de haut fourneau (1 000 kcal/m<sup>3</sup> environ), constitue un obstacle à son transport à longue distance. Ce gaz, dont la production est « fatale » comme celle du gaz de cokerie, est donc une énergie d'appoint, utilisable dans des conditions limitées.

Les disponibilités sont affectées à raison d'un tiers environ à chacun des secteurs suivants : consommation propre de la sidérurgie, chauffage des fours à coke, production d'électricité.

#### B. PERSPECTIVES D'AVENIR

On prévoit que, dans l'avenir, les disponibilités tendront à diminuer, en raison surtout de la réduction de la mise au mille de coke dans les hauts fourneaux. Cette tendance sera légèrement compensée par une diminution de l'autoconsommation et des pertes.

(1) Voir tableau n° 3.

## CHAPITRE 5

### LE GAZ D'USINE

#### A. CARACTÉRISTIQUES

La production de gaz d'usine <sup>(1)</sup> dans la CEE s'élevait en 1962 à 24 885 tcal, soit 5 % de la production totale (gaz de pétrole non compris).

Le médiocre rendement des installations de faible capacité et la difficulté pour elles de faire face aux pointes de consommation ont amené la disparition progressive des petites usines à gaz classiques, traitant la houille. Suivant les cas, elles ont été converties à l'emploi des produits pétroliers, ou bien les réseaux qu'elles alimentaient ont été raccordés à des usines disposant de moyens modernes de production de grande capacité, ou à des conduites de transport de gaz de cokerie ou de gaz naturel. Dans l'ensemble, le nombre d'usines à gaz en activité dans la Communauté a baissé de moitié environ en dix ans.

D'autre part, on tend à une coordination plus poussée entre les grands centres de production par l'établissement de réseaux de transport interconnectés et par la création de vastes réservoirs souterrains permettant l'adaptation de l'offre aux fluctuations saisonnières de la demande.

Cette disparition de l'usine à gaz traditionnelle d'intérêt local témoigne de l'évolution fondamentale de l'économie gazière européenne dans laquelle, depuis quelques années, les fonctions de transport prennent une importance croissante. Les conditions de production des gaz, soit comme sous-produit soit comme produit principal, sont telles que seul leur écoulement sur des marchés de plus en plus étendus permet d'en assurer la rentabilité.

#### B. PERSPECTIVES D'AVENIR

Abstraction faite des effets de l'arrivée du gaz naturel, les seules usines à gaz classiques qui pourront subsister dans l'avenir sont les grandes unités de production disposant d'un approvisionnement favorable en charbon.

L'usine à gaz traditionnelle fera donc peu à peu place à la centrale gazière qui recevra des gaz de différentes provenances (productions « fatales » de gaz de cokerie, de raffinerie ou de hauts fourneaux) pour les conditionner en vue de la distribution, ou qui transformera en gaz des dérivés du pétrole.

## CHAPITRE 6

### LES NOUVEAUX TYPES DE GAZ MANUFACTURÉS

Depuis une quinzaine d'années, de nouveaux types de gaz sont apparus sur le marché. On étudiera principalement ceux qui peuvent faire l'objet d'une distribution publique, mais on ne peut négliger les gaz liquéfiés livrés en l'état au consommateur qui, sans relever de l'économie gazière proprement dite, la concurrencent cependant directement.

#### A. LE GAZ DE RAFFINERIE

##### 1. CARACTÉRISTIQUES

Le raffinage du pétrole entraîne la production d'une certaine quantité de gaz incondensables, dont la plus

grande partie est utilisée pour les besoins propres des raffineries. Dans beaucoup de cas, une partie de ce gaz est cédée aux transporteurs ou distributeurs publics qui le livrent aux consommateurs, soit en l'état, soit après craquage ou mélange.

En 1962, la production totale de gaz de raffinerie, non comprise la consommation des raffineries, s'élevait dans la CEE à 12 480 tcal, dont 6 795 tcal étaient cédées à l'industrie gazière.

---

(1) Y compris la production des cokeries gazières.

TABLEAU n° 7  
Bilan du gaz de raffineries (1) en 1962

	(en tcal)					
Production et ventilation	Allemagne	Belgique	France	Italie (2)	Pays-Bas	CEE
Production (3)	4 680	1 140	3 135	630	2 895	12 480
Variations de stocks et divers (4)	— 420	— 195	+ 15	+ 330	— 90	— 360
Ventes à l'industrie gazière (5)	— 1 425	—	— 2 250	— 495	— 2 625	— 6 795
<b>Total disponible pour la consommation</b>	<b>2 835</b>	<b>945</b>	<b>900</b>	<b>465</b>	<b>180</b>	<b>5 325</b>
<i>dont :</i>						
— centrales électriques	270	765	—	—	—	1 035
— autres industries	2 565	180	900	465	180	4 290

Source : Office statistique des Communautés européennes.

(1) Étant basé sur des données de l'industrie pétrolière, ce bilan n'est pas entièrement cohérent avec ceux présentés pour les autres types de gaz; les données en tonnes ont été converties en téralories sur la base moyenne estimée de 1 kg = 15 000 tcal.

(2) Pertes de production et consommation des producteurs exclus.

(3) A l'exception de l'Italie, il s'agit de production brute; malgré leur caractère hétérogène, ces chiffres ont dû être maintenus, faute d'informations plus précises.

(4) Comprend certaines erreurs statistiques.

(5) Pour production de gaz et usages internes.

## 2. PERSPECTIVES D'AVENIR

On prévoit que la capacité de raffinage de pétrole dans la Communauté progressera de 1962 à 1966 à raison de 12 % par an (1). Les disponibilités en gaz de raffinerie pour l'industrie gazière ne croîtront sans doute pas au même rythme, en raison de l'augmentation des besoins propres des raffineries, compensée dans une certaine mesure par la diminution de leur consommation spécifique. En outre, l'industrie chimique utilisera des quantités croissantes de gaz de raffineries. Néanmoins l'implantation de nouveaux équipements créera des disponibilités abondantes dans des régions qui étaient jusqu'ici dépourvues d'usines de traitement du pétrole, par exemple la Bavière et l'Alsace.

### B. LE GAZ PRODUIT À PARTIR DE PRODUITS PÉTROLIERS LIQUIDES (2)

#### 1. CARACTÉRISTIQUES

Depuis un certain nombre d'années, différents procédés ont été mis au point qui permettent d'utiliser pour la gazéification une très large gamme de produits pétroliers liquides (3).

Les procédés en service utilisent les dérivés du pétrole, soit pour améliorer le rendement des installations de carbonisation de houille (4), soit pour

enrichir du gaz à l'eau (5), soit enfin pour produire du gaz qui soit directement utilisable par les consommateurs finals.

Les principaux avantages reconnus à ces procédés sont l'économie de main-d'œuvre, la relative modicité des investissements, l'absence de sous-produits dont l'écoulement pose des problèmes commerciaux, et enfin une grande souplesse d'utilisation. Toutes ces caractéristiques les rendent particulièrement bien adaptés à la satisfaction des pointes de consommation.

En 1961, l'utilisation de produits pétroliers liquides pour la production de gaz de pointe représentait en

(1) Investissements dans l'industrie pétrolière de la Communauté (situation au 1<sup>er</sup> janvier 1963) — rapport adopté par les hauts fonctionnaires nationaux responsables des secteurs du pétrole et du gaz naturel, le 22-7-1963.

(2) Voir : Économie de l'emploi des distillats légers et d'autres produits pétroliers liquides, comme matière première de l'industrie du gaz; Nations unies, Genève, ST/ÉCE/GAS/9, 1963.

(3) Bien que les distillats légers conviennent le mieux à cet usage, tous les produits raffinés et même le pétrole brut peuvent être utilisés. Les gaz liquéfiés sont également employés. Depuis 1962 le Japon importe par mer du butane et du propane liquéfiés, en provenance d'une raffinerie du golfe Persique. En Belgique, la société Distrigaz a construit à Anvers un réservoir souterrain pour le gaz de pétrole liquéfié provenant de raffineries voisines.

(4) Enrichissement de la charge ou chauffage des fours.

(5) Le gaz à l'eau, de faible pouvoir calorifique, est produit par insufflation de vapeur sur du coke incandescent.

France 48 % de la consommation totale de ces produits par l'industrie gazière, et 24 % en Allemagne.

## 2. PERSPECTIVES D'AVENIR

L'utilisation des produits pétroliers liquides dans l'industrie gazière de la Communauté se développera encore dans une mesure importante au cours des années à venir.

Elle deviendra peu à peu prépondérante dans les réseaux de distribution régionaux situés à trop grande distance des artères de transport de gaz manufacturé pour pouvoir s'y raccorder dans des conditions économiques.

Dans les régions qui possèdent actuellement d'importantes disponibilités en gaz de houille, les produits pétroliers serviront à compenser la rigidité de la production en fournissant du gaz de pointe, d'appoint ou d'enrichissement. La tendance à une stabilisation

de la production de gaz de cokerie, qui a été évoquée plus haut, laisserait même une place de plus en plus importante aux produits pétroliers pour la charge de base.

## 3. LES GAZ DE PÉTROLE LIQUÉFIÉS

Le marché des gaz de pétrole liquéfiés livrés directement au consommateur, en bouteilles ou en réservoirs mobiles, est en rapide expansion, notamment dans le secteur domestique.

La distribution publique de gaz est plus avantageuse dès que la densité de consommation lui permet d'offrir des prix compétitifs avec ceux du gaz en bouteilles. Mais en dehors des régions à peuplement dense, et pour les entreprises industrielles petites et moyennes, situées relativement plus près d'une raffinerie que d'une artère de transport de gaz, les gaz « portatifs » conserveront une position favorable.

TABLEAU n° 8

Bilan des gaz de pétrole liquéfiés <sup>(1)</sup> en 1962

(en tcal)

Production et ventilation	Allemagne	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas	CEE
Production <sup>(2)</sup>	11 880	2 112	14 784	9 528	—	3 984	42 288
Échanges et divers <sup>(3)</sup>	— 1 920	2 148	— 2 124	— 192	132	— 1 404	— 3 360
Ventes à l'industrie gazière <sup>(4)</sup>	— 1 488	— 1 188	— 888	— 24	—	— 480	— 4 068
<b>Total disponible pour la consommation</b>	<b>8 472</b>	<b>3 072</b>	<b>11 772</b>	<b>9 312</b>	<b>132</b>	<b>2 100</b>	<b>34 860</b>
<i>dont :</i>							
— sidérurgie	—	24	—	—	—	48	72
— autres industries	5 628	696	—	1 116	12	216	7 668
— transports	468	336	—	—	36	600	1 440
— autres consommateurs finals	2 376	2 016	11 772	8 196	84	1 236	25 680

Source : Office statistique des Communautés européennes.

<sup>(1)</sup> Étant basé sur des données de l'industrie pétrolière, ce bilan n'est pas entièrement cohérent avec ceux présentés pour les autres types de gaz; les données en tonnes ont été converties en téralories sur la base moyenne de 1 kg = 12 000 kcal.

<sup>(2)</sup> Pertes de production et consommation des producteurs exclues.

<sup>(3)</sup> Solde du commerce extérieur; mouvements de stocks; corrections statistiques.

<sup>(4)</sup> Pour production de gaz; pour distribution en l'état ou mélangé avec de l'air; pour usages internes.

DEUXIÈME PARTIE

LE GAZ NATUREL DANS LA COMMUNAUTÉ

Les chapitres qui suivent ont pour objet de décrire la place qu'occupe actuellement le gaz naturel dans le cadre général de l'économie gazière des pays du Marché commun. Les ressources de chacun des pays

seront ensuite étudiées <sup>(1)</sup>, en même temps que les mesures prises ou envisagées en vue de leur mise en valeur. En raison de leur importance, les ressources des Pays-Bas seront examinées de façon plus détaillée.

CHAPITRE 1

PLACE DU GAZ NATUREL DANS L'ÉCONOMIE GAZIÈRE

L'apparition du gaz naturel en Europe est relativement récente, mais sa production s'est rapidement

développée en France, en Italie, en Allemagne et aux Pays-Bas, comme l'indique le tableau n° 9 <sup>(2)</sup>.

TABLEAU n° 9  
Production de gaz naturel <sup>(1)</sup> de 1958 à 1962

Pays	1958	1959	1960	1961	1962
en tcal					
Allemagne	3 926	4 588	5 263	6 008	8 165
France	6 242	14 944	27 234	37 528	43 475
Italie	47 116	55 671	58 670	62 175	65 070
Pays-Bas	1 652	2 008	3 008	4 088	4 460
CEE	58 936	77 271	94 175	109 799	121 170
en pourcentage					
Allemagne	100	117	131	153	208
France	100	239	436	601	697
Italie	100	128	125	132	139
Pays-Bas	100	122	182	248	268
CEE	100	131	160	186	206

Source : Office statistique des Communautés européennes.  
<sup>(1)</sup> Il s'agit de la production nette de gaz commercial.

Le tableau n° 10 montre que, en 1962, le gaz naturel n'occupait cependant qu'une place modeste dans l'ensemble de l'approvisionnement en énergie primaire de la Communauté, avec 3,5 %.

En Allemagne et aux Pays-Bas la part du gaz naturel était très faible avec 0,6 % et 2 % alors qu'en France et en Italie les pourcentages atteignent respectivement 4,8 et 11,7 %.

<sup>(1)</sup> A l'exception de la Belgique et du Luxembourg, où aucune découverte n'a été faite jusqu'à présent.

<sup>(2)</sup> Dans certains bassins charbonniers, le méthane dégagé par l'exploitation des mines de houille (grisou) est capté et, soit utilisé pour les besoins internes des charbonnages, soit vendu aux distributeurs publics qui l'envoient dans les réseaux après craquage.

Les émissions de grisou ne sont pas comptées dans les chiffres de production de gaz naturel figurant au tableau n° 9. L'évolution de la production de grisou au cours des dernières années, a été la suivante :

(en tcal)					
Pays	1958	1959	1960	1961	1962
Allemagne	1 948	1 975	2 025	1 920	2 092
Belgique	832	723	596	594	607
France	444	408	540	600	514
Pays-Bas	124	108	140	176	224
CEE	3 348	3 214	3 301	3 290	3 437

Source : Office statistique des Communautés européennes.

TABLEAU n° 10

Place des différentes énergies primaires dans la consommation en 1962

(en %)

Energie primaire	Allemagne	France	Italie	Pays-Bas	CEE (*)
Combustibles solides	70,2	51,8	15,5	46,2	55,2
Pétrole	26,6	32,7	51,3	51,8	34,1
Hydroélectricité et géothermie, énergie nucléaire	2,6	10,7	21,5	—	7,2
Gaz naturel	0,6	4,8	11,7	2,0	3,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : La conjoncture énergétique dans la Communauté — Situation à la fin de 1963, perspectives 1964.

(\*) Belgique et Luxembourg compris.

L'importance relative du gaz naturel dans la production totale de gaz, qui est illustrée au tableau n° 11, diffère également suivant les pays. Si l'on exclut la Belgique et le Luxembourg qui ne disposent pas de gaz naturel, sa part est la moins

forte en Allemagne avec 4,3 %, où la houille conserve encore une place prépondérante comme matière première de l'industrie gazière; viennent ensuite les Pays-Bas, avec 16 %, la France avec 32 % et enfin l'Italie avec 70 %.

TABLEAU n° 11

Structure de la production gazière en 1962

(en %)

Catégorie	Allemagne	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas	CEE
Gaz naturel	4,3	—	32,2	70,0	—	16,0	24,4
Grisou	1,1	1,7	0,4	—	—	0,8	0,7
Gaz d'usines	7,8	0,6	2,9	3,7	0,7	8,6	5,0
Gaz de cokeries industrielles	47,8	39,9	18,4	8,4	—	36,4	29,8
Gaz de hauts fourneaux	30,4	48,5	32,8	7,0	99,3	13,3	29,1
Gaz de raffineries	2,4	3,3	2,3	0,7	—	10,5	2,5
Gaz de pétrole liquifié	6,2	6,0	11,0	10,2	—	14,4	8,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Remarque : Les calculs sont faits sur la base du tableau n° 3.

La répartition des disponibilités entre les différentes catégories de consommateurs répond à des caractéristiques particulières suivant les pays (voir tableau n° 12).

Les ventes à l'industrie gazière pour la production de gaz (craquage, enrichissement, etc.) absorbent une part relativement plus grande de la production dans les pays qui produisent peu de gaz naturel, c'est-à-dire

l'Allemagne et les Pays-Bas. En Italie, le gaz naturel est en majeure partie vendu en dehors des réseaux de distribution de l'industrie gazière proprement dite, ou bien il est revendu en l'état par celle-ci.

Les livraisons aux centrales électriques représentaient 11 % des disponibilités pour la consommation en Allemagne et en Italie, 18 % aux Pays-Bas et 38 % en France. Ce pourcentage traduit l'importance du débouché constitué par les centrales thermiques dans la phase de démarrage de l'exploitation d'un gisement et d'un réseau de transport de la taille de celui du gaz de Lacq. Le développement rapide de la demande des secteurs domestique et industriel a déjà conduit à revoir les conditions d'alimentation des centrales.

La chimie est, pour l'ensemble de la Communauté, le

consommateur le plus important avec 28 % environ du disponible. L'industrie chimique italienne avec 28 %, et celle de la France avec 30 %, occupent chacune une place de premier plan comme utilisateur de gaz naturel.

La sidérurgie et la métallurgie ne sont des consommateurs importants de gaz naturel qu'en Italie (12 %) et en Allemagne (26 %). Les autres industries consomment respectivement aux Pays-Bas 52 %, en Italie 33 %, en Allemagne 21 % et en France 14 % du total disponible pour la consommation.

Le tableau n° 12 montre les différences que présente de pays à pays la répartition du gaz naturel entre les principaux secteurs de consommation.

TABLEAU n° 12  
Bilan du gaz naturel pour 1962 (1)

(en tcal)

Production et ventilation	Allemagne	France	Italie	Pays-Bas	CEE
Production nette	8 165	43 475	65 070	4 460	121 170
Variations de stocks et divers	—	380	—	—	380
Ventes à l'industrie gazière pour production de gaz	— (2 605) (2)	— 6 882	— 2 130	— 1 260	— 12 877
Usages internes des producteurs et pertes de distribution	1 050	— 1 655	— 358	— 1 019	— 4 082
<b>Total disponible pour la consommation</b>	<b>4 510</b>	<b>35 318</b>	<b>62 582</b>	<b>2 181</b>	<b>104 591</b>
<i>dont :</i>					
— centrales électriques	576	13 887	6 586	403	21 452
— sidérurgie-métallurgie	1 247	1 938	7 467	—	10 652
— chimie	1 656	10 488	17 739	—	29 883
— autres industries	1 019	5 000	20 961	1 140	28 120
— autres consommateurs finals	12	(4 005) (2)	9 829	38	14 484

Sources : Office statistique des Communautés européennes — Statistiques nationales.

(1) Les chiffres entre parenthèses reposent en partie sur des estimations.

(2) Comprend une part indéterminée de gaz naturel distribué en l'état par l'industrie gazière.

(3) Comprend notamment le gaz distribué en l'état par l'industrie gazière, pertes déduites.

## CHAPITRE 2

### LES RESSOURCES DE GAZ NATUREL EN FRANCE

Le développement du gaz naturel en France a été très rapide : de 1956 à 1962, sa part dans l'approvisionnement en énergie primaire est passée de 0,5 à 5 %. Les principaux gisements sont le gisement de Saint-Marcet et le gisement de Lacq.

La production du gaz naturel est exclue de la nationalisation du gaz, en vertu de l'article 8, alinéa 4, 1°, de la loi du 8 avril 1946. Elle est assurée par des entreprises commerciales privées. L'État détient toutefois une participation importante dans les



sociétés qui produisent actuellement du gaz naturel en France.

#### A. LE GISEMENT DE SAINT-MARCET

Ce gisement a été découvert en 1939, par la Régie autonome des pétroles (RAP), à 70 kilomètres de Toulouse, non loin de la frontière espagnole.

Une première usine de dégazolinage fut installée en 1942, à Peyrouzet (capacité : 300 000 m<sup>3</sup>/j). En 1949, une nouvelle usine, d'une capacité de traitement de 1 200 000 m<sup>3</sup>/jour, fut construite à Boussens. Pour une production de 250 millions de mètres cubes de gaz épuré par an, l'extraction du gaz de Saint-Marcet laisse environ 12 000 tonnes d'essence, 7 000 tonnes de butane et 4 000 tonnes de propane. L'exploitation ne présente aucune difficulté particulière.

La distribution du gaz s'est bornée au début à alimenter Peyrouzet-Toulouse; le réseau créé par la RAP atteignait, en 1949, 800 kilomètres, desservant Pau, Toulouse et Bordeaux. La consommation s'est élevée progressivement de 46 millions de mètres cubes en 1943 à 250 millions de mètres cubes à partir de 1950. La production s'est maintenue depuis lors au rythme de 300 millions de m<sup>3</sup>/an avec douze puits, ce qui porte la production cumulée à la fin de 1961 à 4,4 milliards de mètres cubes.

Les réserves de Saint-Marcet sont estimées à 2,7 milliards de mètres cubes; ce gisement ne présente donc qu'un intérêt régional limité au sud-ouest de la France.

#### B. LE GISEMENT DE LACQ

Contrairement à Saint-Marcet, le gisement de Lacq présente un intérêt national, en raison de son ampleur.

##### 1. DÉCOUVERTE

A la fin de 1949, la Société des pétroles d'Aquitaine (1) découvrit, près du village de Lacq, à une vingtaine de kilomètres à l'ouest de Pau, un gisement de pétrole situé à 650 mètres de profondeur qui reçut ultérieurement le nom de « Lacq supérieur ». Ses réserves n'étaient pas considérables et son exploitation cessera bientôt.

Le terrain paraissant favorable, un forage fut poussé plus profondément et, en décembre 1951, alors que l'abandon des recherches était décidé, il se produisit à 3 550 mètres une violente éruption de gaz. Débité à la cadence de 300 000 m<sup>3</sup>/jour, à une pression de départ de 670 kilogrammes et à la température

initiale de 130 degrés, ce gaz contenait 70 % de méthane et 15 % d'hydrogène sulfuré, ce qui amena des experts américains à déclarer que le gisement était sans valeur (2). Malgré le danger et les inconvénients économiques résultant de la teneur exceptionnellement forte du gaz en soufre, les techniciens français acquièrent la certitude, après quatre ans d'études, de pouvoir tirer parti de cet important gisement, qui représentait près de la moitié des réserves de gaz naturel alors trouvées en Europe.

Il est actuellement envisagé d'effectuer des forages de recherche à plus grande profondeur.

Au 1<sup>er</sup> janvier 1964, les réserves récupérables sont évaluées à 148 milliards de mètres cubes de gaz brut, soit 100 milliards de mètres cubes de gaz épuré (3).

Les difficultés techniques à résoudre furent grandes et grevèrent d'autant le prix du gaz, puisque le gisement découvert fin 1951 n'a été mis en production qu'en avril 1957, soit cinq ans après.

##### 2. PROGRAMME D'EXPLOITATION ET DE PRODUCTION

Le gisement de Lacq produit actuellement 20 millions de m<sup>3</sup>/jour, soit 6,9 milliards de m<sup>3</sup>/an. Ce rythme sera maintenu jusqu'en 1977, puis il décroîtra progressivement pour se maintenir à 5 millions de m<sup>3</sup>/jour.

L'usine de traitement du gaz brut a une capacité de production annuelle de 4,75 milliards de mètres cubes de gaz épuré, 1,4 million de tonnes de soufre, 260 000 tonnes d'essence et 124 000 tonnes de propane et de butane.

La production annuelle de gaz épuré équivaut à 7 millions de TEC, ou 4,15 millions de tonnes de fuel lourd, ce qui représente 5 % environ de la consommation d'énergie de la France en 1962.

(1) SNPA C'est une société anonyme dont l'État possède 53 % du capital.

(2) Il existe, aux États-Unis, des gisements de gaz naturel qui restent inexploités parce que la teneur en hydrogène sulfuré est à la fois trop forte pour autoriser l'emploi du gaz sans désulfuration, et trop faible pour que cette désulfuration soit rentable.

(3) Les principales caractéristiques du gisement de « Lacq profond » sont les suivantes :

— étendue : approximativement 15 × 7 km;  
— grande profondeur : la moyenne des puits dépasse 4 000 mètres, alors que Saint-Marcet est à 1 600 mètres;  
— température du gaz : 140°C (65°C à Saint-Marcet);  
— le gaz contient environ 15 % d'acide sulfurique, et 10 % d'anhydride carbonique qui, en raison de l'humidité du gaz, exercent sur l'acier une forte action de corrosion fissurante;  
— composition du gaz brut (en %) :

CH <sub>4</sub> S méthane	69,6	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> propane	1,1
H <sub>2</sub> S acide sulfhydrique	15,3	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> butane	0,6
CO <sub>2</sub> anhydride carbonique	9,6	Autres hydro-	
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,1	carbures	0,7

— PCS du gaz épuré à 15°C - 760 mm Hg : 9 180 kcal/m<sup>3</sup>.

La production de soufre, équivalant à près de 10 % de la production mondiale, permet de satisfaire les besoins intérieurs et d'exporter annuellement 1 million de tonnes; elle donne à la France le deuxième rang, comme pays producteur dans le monde.

### 3. TRANSPORT ET STOCKAGE

Comme la production, le transport de gaz naturel est exclu du régime de nationalisation. Aux termes de la loi, il ne peut toutefois être assuré que par un établissement public ou une société nationale dans laquelle la majorité du capital serait détenue par l'État ou par des établissements publics (1).

a) Dans la région Sud-Ouest, le gaz de Lacq est transporté en partie par le réseau construit antérieurement par la RAP pour le gaz de Saint-Marcet et pour le restant par de nouvelles canalisations construites spécialement en 1957 (2). Ces deux réseaux, dont la longueur totale dépasse 1 600 kilomètres, sont interconnectés, ce qui permettra de continuer à approvisionner en gaz naturel les consommateurs de la région lorsque la production de Saint-Marcet commencera à décliner.

b) Les régions situées au nord de la Garonne sont alimentées par un autre réseau partant du réservoir de Lussagnet (3). Celui-ci, situé à 60 kilomètres de Lacq, a une capacité de 600 millions de mètres cubes environ. Il permet à la fois de régulariser la production de l'usine de Lacq et de garantir l'approvisionnement des consommateurs. Trois conduites régionales sont branchées sur l'artère principale qui joint Lussagnet à Saint-Benoît-du-Sault. La première aboutit à Nantes et a été prolongée en 1963 jusqu'à Rennes; la deuxième dessert Lyon et Saint-Étienne; la troisième alimente la région parisienne. Avec les artères de desserte, le réseau situé au nord de la Garonne atteint 3 000 kilomètres.

### 4. COMMERCIALISATION ET CONSOMMATION

Le gaz de Lacq produit par la SNPA est vendu directement aux industries implantées à Lacq, et commercialisé dans le reste de la France par l'intermédiaire de deux filiales :

— la Société nationale du gaz du Sud-Ouest (SNGSO), filiale commune de la SNPA (35 %), de Gaz de France (30 %) et de la RAP (35 %), a construit les canalisations nouvelles du réseau du Sud-Ouest et vend aux consommateurs de cette région le gaz de Saint-Marcet et de Lacq;

— au nord de la Garonne, le gaz est commercialisé par la Compagnie française du méthane (= CeFeM :

50 % du capital à la SNPA et 50 % à Gaz de France). La CeFeM approvisionne directement les consommateurs industriels importants et cède à Gaz de France les quantités nécessaires pour alimenter la clientèle domestique et les consommateurs industriels petits et moyens reliés à ses réseaux de distribution publique. Dès 1963, il y avait un million de consommateurs abonnés au gaz naturel, sur les six millions que compte Gaz de France. Le réseau hors du Sud-Ouest a été construit par Gaz de France, qui l'affecte à la CeFeM; 44 % de la production sont placés dans le Sud-Ouest, 20 % dans la région Lyon-Dijon, 27 % dans la région parisienne et 8 % dans la région Nantes-Angoulême.

### 5. AFFECTATION DES RESSOURCES

Les principales utilisations du gaz commercial produit par Lacq sont les suivantes :

— gaz cédé à l'industrie gazière (GDF) pour production de gaz :	16 %
— gaz distribué en l'état par l'industrie gazière (GDF) :	10 %
— production d'électricité :	31 %
— industrie chimique :	24 %
— autres industries :	10 %

Électricité de France consommait en 1962 près du tiers de la production de Lacq, dans ses centrales thermiques. Les livraisons sont faites sous contrat interruptible, ce qui constitue un second volant de régularisation de l'offre, après le stockage souterrain de Lussagnet. En raison de l'accroissement rapide de la demande des autres secteurs, un accord est intervenu à la fin de 1961 entre la CeFeM et EDF, aux termes duquel celle-ci réduira sa consommation pour libérer progressivement une tranche de 870 millions de mètres cubes par an. Dès 1965, seule la centrale de Lacq Artix fonctionnera encore au gaz naturel et son effacement est, à son tour, envisagé pour permettre de faire face à l'accroissement de la demande en 1966 et 1967.

### C. PERSPECTIVES D'AVENIR

Les réserves récupérables de gaz naturel en France sont évaluées à 200 milliards de mètres cubes, soit 130 milliards de mètres cubes de gaz épuré. Leurs dimensions et leur localisation leur confèrent un intérêt qui ne dépasse pas les frontières de la France

(1) Art. 8, al. 4, 2°, de la loi du 8-4-1946.

(2) Voir carte dans la pochette de couverture.

et qui ne s'étend, de toute manière, pas au-delà de la région parisienne.

La découverte de Lacq a profondément transformé l'économie gazière de la France, mais le programme d'exploitation a été établi de façon que le gaz naturel

ne bouleverse pas le marché des autres formes d'énergie nationales. Il s'agit notamment de l'approvisionnement des régions du Sud-Ouest, jadis défavorisées du point de vue énergétique, pour lesquelles cette nouvelle forme d'énergie a été le point de départ d'un essor industriel.

### CHAPITRE 3

## LES RESSOURCES DE GAZ NATUREL EN ITALIE

L'Italie, pays traditionnellement réputé pauvre en ressources énergétiques, a entamé dès 1926 la recherche d'hydrocarbures, mais sans grand succès à l'origine. Ce n'est qu'à partir de 1946 que d'importants gisements ont été mis à jour, dans la vallée du Pô tout d'abord, en Italie méridionale ensuite.

L'Ente nazionale idrocarburi (ENI) a pris une part essentielle dans ce développement : ses nombreuses filiales assurent la recherche, l'exploitation, le transport, la distribution et même l'utilisation du gaz naturel.

#### A. LES GISEMENTS DE LA VALLÉE DU PÔ

Le premier gisement important découvert en Italie fut, en 1946, celui de Caviaga, près de Milan. Par la suite, d'autres ressources furent mises à jour dans la vallée du Pô et un réseau de transport et de distribution a été créé pour alimenter les principaux centres industriels du Nord (1).

La loi n° 136 de 1953 a attribué à l'ENI l'exclusivité de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures, ainsi que de la construction et de l'exploitation des moyens de transport du gaz naturel dans la vallée du Pô. Les recherches ont été poursuivies non seulement sur terre mais également dans la zone maritime, notamment près de Ravenne où un important gisement a été découvert.

En 1962, les gisements de l'ENI dans la vallée du Pô ont produit 6,9 milliards de mètres cubes sur un total de 7,2 milliards extraits de l'ensemble du pays.

Les gisements de la vallée du Pô sont desservis par un réseau de transport très dense, d'une longueur de plus de 4 500 kilomètres (2). Les réseaux de distribution urbaine du groupe ENI s'étendaient à la fin de 1961 sur 1 400 kilomètres.

#### B. LES GISEMENTS DU CENTRE-MIDI

Trois importants gisements ont été découverts par l'ENI en 1959 et en 1960 dans la région du Centre-Midi : Grottolo-Ferrandina, Pisticci et San Salvo-Cupello.

Le montant des réserves de ces trois gisements n'est pas connu.

Plus récemment, un gisement dont la réserve est estimée à 10 milliards de mètres cubes a été découvert à Foggia par une entreprise de produits chimiques.

Le gisement de San Salvo est desservi depuis peu par une conduite qui, partant de Vasto, longe la côte jusqu'à Chieti, puis rejoint Rieti, d'où partent deux embranchements allant vers Rome et Terni. Celui de Ferrandina est relié à Bari par une conduite qui est en cours d'extension vers Monopoli, et il est projeté d'opérer la jonction entre le gisement de Pisticci et celui de Ferrandina.

Les gazoducs de l'Italie centrale (San Salvo) sont prévus pour un débit d'environ 700 millions de m<sup>3</sup>/an, ceux de l'Italie méridionale (Ferrandina) pour 600 millions environ.

#### C. LES GISEMENTS DE SICILE

Situé au centre de la Sicile, le gisement de gaz de Gagliano qui appartient à l'ENI (10 milliards de m<sup>3</sup> environ) alimente depuis 1963 une usine pétrochimique située près du gisement de pétrole de Gela, sur la côte sud de l'île. Une production annuelle de 250 millions de mètres cubes est envisagée. On

(1) Voir carte dans la pochette de couverture.

(2) Le réseau pour l'ensemble de l'Italie comprenait au 31-12-1961 : le groupe ENI : 4 558 km ; autres sociétés : 346 km.

étudie notamment la possibilité d'alimenter en gaz de Gagliano les villes de Palerme, Catane et Syracuse.

L'ENI ne bénéficie pas, en Sicile, du monopole dont elle jouit dans la vallée du Pô, et se trouve en concurrence avec d'autres sociétés. Toutefois, celles-ci n'ont pas, jusqu'à présent, mis en exploitation de gisement de gaz comparable à celui de Gagliano.

#### D. UTILISATION

Les principales utilisations du gaz naturel produit en Italie étaient en 1962 les suivantes :

— cession à l'industrie gazière pour la production de gaz :	3 %
— centrales électriques :	11 %
— sidérurgie-métallurgie :	11 %
— chimie :	27 %
— autres industries :	32 %
— secteur domestique :	13 %

Dans le développement de la production et de l'utilisation du gaz naturel en Italie, on peut distinguer deux phases qui se sont succédé en l'espace de peu d'années. Une troisième phase se dessine actuellement.

La première, qui a débuté en 1945 et s'est terminée en 1955, est caractérisée par la nécessité de mettre au plus tôt sur le marché la quantité maximum de la nouvelle source d'énergie, pour accélérer le processus de la reprise industrielle de l'après-guerre dans un pays qui devait importer plus de 60 % de son énergie.

La seconde phase est caractérisée par la prise en considération de la qualité des emplois afin de diriger le gaz naturel vers les utilisations dans lesquelles il a une plus grande valeur d'usage.

La troisième, qui concerne plus spécialement les gisements du Midi et de Sicile dont l'exploitation ne fait que débiter, est basée sur l'emploi du gaz naturel à bon marché comme facteur de développement économique et régional.

Dans la première phase, l'analyse des formes d'emploi (usage thermique industriel, public et domestique, transformation chimique et transports) a permis d'identifier celles qui paraissaient susceptibles d'absorber d'importantes quantités de gaz. Le projet de réseau qui en est résulté prévoyait la construction de lignes dorsales pour relier les gisements de méthane aux centres industriels de Milan, Turin, Gênes, Bologne et Venise, ce qui comportait un développement de canalisations principales de 2 à 3 000 kilomètres.

Ce projet, légèrement modifié, est aujourd'hui entièrement réalisé.

Le prix du gaz a été lié au prix du fuel-oil au dépôt côtier, sur la base de l'équivalence thermique des deux combustibles, pondérés de manière à tenir compte du rendement plus élevé du gaz naturel.

La tarification négligeait toute différenciation de prix basée sur les distances, les gisements n'étant pas concentrés en un point déterminé, mais échelonnés dans la vallée du Pô entre Milan et la côte Adriatique, une telle différenciation aurait été extrêmement difficile à appliquer. De même, l'abondance initiale de gaz et le besoin de favoriser le développement industriel d'une manière générale ont conduit à ne pas instaurer de préférence tarifaire pour des utilisations importantes et régulières.

Depuis quelques années, de nouveaux problèmes se posent : celui de l'amélioration de l'utilisation des installations de production et de transport, et celui d'un ordre de priorité à établir entre les différentes formes d'utilisation du méthane. L'emploi du gaz comme matière première de l'industrie chimique est considéré comme prioritaire. La seconde place a été assignée aux usages thermiques dans les traitements où, du point de vue technique, la nature du combustible employé représente une condition essentielle : c'est le cas de certaines productions métallurgiques et de la verrerie.

L'introduction d'un tarif binôme pour le gaz naturel est envisagée, afin de mieux refléter la réalité des coûts.

La troisième phase s'oppose assez directement aux deux premières. Il s'agit en effet, dans le Sud de l'Italie et en Sicile, de susciter un développement industriel rapide, tout en réservant l'énergie disponible aux usages spécifiques préférentiels. C'est pourquoi il n'est pas envisagé pour le moment d'affecter les ressources de gaz naturel à la distribution publique.

Différentes industries consommatrices de gaz seront créées pour donner l'impulsion initiale à ce processus d'industrialisation, notamment une usine pétrochimique à Gela pour utiliser le gaz de Gagliano, et plusieurs usines dans la vallée de Basento pour celui de Ferrandina; une verrerie sera construite à Vasto pour consommer du gaz de San Salvo.

#### E. PERSPECTIVES D'AVENIR

Les réserves prouvées de gaz naturel de l'Italie sont évaluées à 130 milliards de mètres cubes, auxquels

s'ajoutent 70 milliards de mètres cubes de réserves probable (1).

L'importance relative des livraisons de gaz des gisements de la vallée du Pô tendra à décroître au cours des prochaines années, et l'on peut même envisager qu'en 1975 elles n'atteindraient plus que 2,5 milliards de mètres cubes contre 6,5 en 1960. Par contre, les fournitures de l'Italie centrale, du Midi et de la Sicile pourraient s'élever à 3 milliards de mètres cubes par an en 1975 (4).

Le problème se posera donc à brève échéance de fournir aux régions industrielles du Nord des sources d'énergie nouvelles, à des prix comparables à ceux du gaz qu'elles utilisent actuellement. L'existence d'un réseau de transport et de distribution fait que l'Italie du Nord sera naturellement disposée à importer du gaz naturel dans les prochaines années, s'il peut lui être offert à des conditions favorables. Il n'est pas exclu que les quantités à importer soient au moins aussi élevées que la production nationale.

#### CHAPITRE 4

### LES RESSOURCES DE GAZ NATUREL EN RÉPUBLIQUE FÉDÉRALE D'ALLEMAGNE

La recherche systématique de gaz naturel a débuté en Allemagne en 1938, avec la découverte du gisement de Bentheim. Ce n'est toutefois qu'à partir de 1955 que la production a pris un développement important. Elle a successivement atteint 67 millions de mètres cubes en 1950, 643 millions de mètres cubes en 1960, et 926 millions de mètres cubes en 1962. Le milliard de mètres cubes a été dépassé en 1963 (2).

Le gaz naturel ne représentait en 1962 que 4 % de la production totale de gaz. Les recherches en cours permettent toutefois d'espérer que sa contribution augmentera dans les années à venir.

#### A. RESSOURCES ACTUELLES

Suivant les plus récentes estimations, les réserves de gaz naturel de la République fédérale s'élèveraient au 1<sup>er</sup> janvier 1964 à 135,6 milliards de mètres cubes, dont 105,4 de réserves prouvées et 30,2 de réserves probables. En outre, les réserves de gaz associées aux gisements de pétrole peuvent être évaluées à 5 ou 10 milliards de mètres cubes.

Des recherches sont en cours en Allemagne, notamment sur le plateau continental de la mer du Nord. Un forage effectué par un consortium d'entreprises pétrolières à 55 kilomètres au nord de l'île de Juist, en juin 1964, a confirmé l'espoir que cette région renferme des quantités importantes de gaz, sans qu'il soit toutefois possible de préciser actuellement leur ordre de grandeur (3).

Les ressources allemandes de gaz naturel sont très dispersées et proviennent de nombreux gisements de débit assez faible : le plus important de ceux qui

ont été exploités jusqu'à présent, celui de Rehden, a produit 132 millions de mètres cubes en 1962, le champ suivant par ordre d'importance, celui d'Itterbeck, n'atteignait que 61 millions de mètres cubes. En 1962, près du tiers du gaz produit était associé, à titre subsidiaire, à l'extraction du pétrole. Enfin, les gaz des différentes provenances présentent des caractéristiques chimiques assez dissemblables (4).

On distingue trois régions renfermant des gisements de gaz :

#### 1) Bavière

Bien que ses gisements aient représenté seulement 4 % des réserves connues au 1<sup>er</sup> janvier 1964, la Bavière produisait en 1962 le tiers du gaz sec extrait

(1) D'après Demino : Il metano africano ed il bilancio energetico italiano nei prossimi 20 anni — Notiziario petrolifero, mai 1964.

(2) Y compris le gaz associé au pétrole.

(3) Le professeur Burgbacher a déclaré, en novembre 1963, qu'on pourrait compter sur des réserves totales de 200 à 300 milliards de m<sup>3</sup> dans un proche avenir. En octobre 1963, le Dr Bentz, ancien président de la Bundesanstalt für Bodenforschung, a cité le chiffre de 600 milliards de m<sup>3</sup>.

(4) Pouvoir calorifique supérieur des gaz naturels allemands par provenance :

Région	Pouvoir calorifique supérieur en tcal/m <sup>3</sup>
Elbe-Weser	10 520
Weser-Ems	7 010 à 8 856
Ouest de l'Ems	9 820
Oberrheintal	12 670
Bavière	12 800

Source : Ruhrgas.

Les gaz allemands contiennent généralement peu de soufre.

en République fédérale et le sixième du gaz associé au pétrole. Plus de la moitié de la production est absorbée par la ville de Munich, à proximité de laquelle sont situés les principaux gisements; l'industrie chimique est un autre consommateur important.

### 2) Région du Rhin

Les gisements de cette région, qui s'étend de Karlsruhe au sud à Darmstadt au nord, sont groupés surtout autour de cette dernière ville. Leur importance est assez limitée : 0,3 % des réserves au 1<sup>er</sup> janvier 1964 et 7 % de la production de 1962.

### 3) Région du Nord

Cette région, qui renferme les ressources les plus importantes (96 % des réserves prouvées au 1<sup>er</sup> janvier 1964), s'étend sur tout le territoire fédéral, de la frontière hollandaise à la frontière de la zone orientale, au nord d'une ligne joignant approximativement Bentheim, Hanovre et Wolfsburg.

En partant de l'est, on observe quatre groupes de gisements :

- les gisements situés entre la Weser et l'Elbe;
- les gisements situés entre la Weser et l'Ems; il s'agit notamment du champ de Rehden, le plus important gisement actuellement en production;
- les gisements situés à l'ouest de l'Ems; cette région est contiguë à la frontière hollandaise, à proximité des gisements de la province de Groningue;
- les gisements de l'estuaire de l'Ems; du côté hollandais de l'estuaire, à Bierum, un gisement évalué à 90 milliards de mètres cubes a été découvert en 1963; en application de l'accord « Ems-Dollart » intervenu le 8 avril 1960 entre la République fédérale et les Pays-Bas, ce gisement fera l'objet d'une exploitation en commun par des entreprises des deux pays; la part initialement attribuée à l'Allemagne dans le gisement de Bierum représentait à peu près autant que l'ensemble des réserves jusqu'alors connues dans le pays, au 1<sup>er</sup> janvier 1964, les réserves de l'embouchure de l'Ems constituaient la moitié des ressources de gaz naturel de la République fédérale.

## B. MISE EN VALEUR

La production de gaz naturel est, en Allemagne, assurée par des sociétés pétrolières. Dans la plupart des cas, celles-ci confient aux sociétés spécialisées dans le transport du gaz le soin de le livrer aux services de distribution ou aux gros consommateurs.

Dans les régions Nord et Ouest de l'Allemagne, le gaz naturel sert fréquemment à enrichir du gaz d'autres provenances.

Le gaz produit était utilisé par les principaux secteurs de consommation suivants en 1962 :

— cession à l'industrie gazière :	31 %
— centrales électriques :	7 %
— sidérurgie-métallurgie :	15 %
— chimie :	20 %
— autres industries :	12 %

Il existe dans chacune des régions productrices un ou plusieurs réseaux de collecte qui rassemblent le gaz de gisements voisins pour l'amener soit directement aux gros consommateurs, soit au point de départ d'une canalisation de transport. La longueur de la plus importante de ces canalisations de gaz naturel, qui relie le point de rassemblement de Bentheim à Dorsten, atteint seulement 75 kilomètres. La construction d'un gazoduc de 200 kilomètres environ qui fournirait annuellement à Hambourg 1 milliard de mètres cubes en provenance de l'embouchure de l'Ems est projetée pour 1966. D'autres conduites sont projetées, dont certaines de longueur assez importante.

## C. PERSPECTIVES D'AVENIR

Des recherches sont activement menées dans le Nord de l'Allemagne et vers le plateau continental adjacent. Si l'existence de réserves de 200 à 300 milliards de mètres cubes était confirmée, cela signifierait que d'ici quelques années, l'Allemagne disposerait annuellement de près de 10 milliards de mètres cubes de gaz naturel : les ressources allemandes de gaz naturel présenteraient donc un intérêt économique assez semblable à celui de Lacq pour la France.

Deux zones importantes de débouchés s'offrent aux principaux gisements actuellement connues et plus spécialement à ceux du Nord, situés à proximité de grands centres industriels desservis par un réseau très dense de transport et de distribution de gaz manufacturé. Ce sont, d'une part, les régions industrielles côtières autour de Brême et Hambourg, d'autre part, le bassin de la Ruhr et, éventuellement, dans le prolongement d'une artère de transport qui alimenterait cette zone, l'Allemagne du Sud.

Les quantités qui seront respectivement écoulées dans chaque zone dépendront de la politique qu'adop-

teront les entreprises de transport de gaz, soit que certaines d'entre elles tendent à protéger par des prix élevés le gaz de cokerie fourni par leurs adhérents, soit que d'autres préfèrent développer les ventes aux consommateurs domestiques, conduisant à des débits relativement faibles, ou les ventes aux gros consommateurs permettant des débits importants.

Il faut en effet tenir compte du fait que certaines des régions susceptibles d'être approvisionnées sont actuellement alimentées en gaz dont la production est fatale (gaz de cokerie, gaz de haut fourneau), disponibles au cœur même des régions consommatrices, alors que les champs de gaz naturel en sont relativement éloignés.

## CHAPITRE 5

### LES RESSOURCES DE GAZ NATUREL AUX PAYS-BAS

A la différence des autres pays de la Communauté, le territoire des Pays-Bas est presque entièrement recouvert de formations sédimentaires et de dépôts quaternaires présentant généralement des indices favorables à la présence d'hydrocarbures, et un tiers au moins de la superficie du pays offre des perspectives intéressantes.

#### A. LES PREMIÈRES DÉCOUVERTES

Entreprises assez modestement dès 1930, les recherches pétrolières furent renforcées après la guerre et amenèrent à la découverte de plusieurs gisements de gaz, entre 1948 et 1956. Ces gisements sont concentrés à l'Est, près de la frontière allemande (Coevorden, De Wijk, Tubbergen, Wanneperveen, etc.), et à l'Ouest aux environs de la Haye et de Rotterdam; un gisement a été découvert près de Groningue, à Ten Boer, en 1956<sup>(1)</sup>. Divers gisements d'huile ont également été mis à jour.

La production de gaz naturel est passée, de 1 248 tcal en 1955, à 3 168 tcal en 1960, et 4 687 tcal en 1962<sup>(2)</sup>.

En 1962, les gaz produits étaient affectés aux principales utilisations suivantes :

— cession à l'industrie gazière pour production de gaz :	28 %
— centrales électriques :	29 %
— industries diverses :	26 %
— secteur domestique :	13 %
— autres consommateurs :	2 %

#### B. LE GISEMENT DE GRONINGUE

C'est en 1960 que fut découvert le gisement de la province de Groningue dont l'importance modifie

complètement les perspectives du gaz naturel aux Pays-Bas et même dans les pays voisins.

Le gaz a été trouvé vers 3 000 mètres de profondeur en plusieurs endroits de la province : Delfzijl, Slochteren, Noordbroek et plus récemment à Schildmeer et Bierum<sup>(3)</sup>. Un autre gisement dont l'importance n'est pas connue a été repéré à Annerveen. L'exploration continue dans la province de Groningue et dans les provinces contiguës de Friesland et de Drenthe, et la possibilité d'autres découvertes n'est pas exclue; des gisements de faible importance ont été relevés à Sonnega et Blija (Friesland), ainsi qu'à Egmond, dans la province de Noord-Holland.

Les réserves exploitables du gisement de la province de Groningue ont été successivement estimées à 60, 150, 400 puis 470 milliards de mètres cubes; une déclaration officielle d'octobre 1963 les fixe à 1 100 milliards de mètres cubes. Ceci place les Pays-Bas en cinquième position mondiale quant à l'importance des ressources de gaz naturel, avec des réserves supérieures à celles de tout le Canada<sup>(4)</sup>.

La concession pour l'exploitation dans la province de Groningue et dans les eaux territoriales adjacentes a été accordée à la Nederlandsche Aardolimaatschappij (NAM), qui exploitait déjà des puits de gaz et de pétrole situés à l'est et à l'ouest du pays<sup>(5)</sup>.

(1) Voir carte dans la pochette de couverture.

(2) Source : Nations unies — Production nette.

(3) Comme on l'a déjà indiqué, l'exploitation de cette dernière découverte est régie par l'accord germano-hollandais Ems-Dollart. Elle sera menée en association par la NAM du côté hollandais et par la Gewerkschaft Brigitta du côté allemand. Ces deux sociétés sont filiales de Shell et Esso à parts égales.

(4) Réserves de gaz naturel (en milliards de m<sup>3</sup>) : États-Unis 7 800, Moyen-Orient 5 160, URSS 2 500, Algérie 1 500, dont Hassi er R'Mel 1 000, Pays-Bas 1 100, et Canada 1 000.

(5) Aux Pays-Bas, la prospection des hydrocarbures est libre, mais de ce fait, les prospecteurs n'ont aucun droit ferme à se voir accorder une concession en cas de réussite.

La NAM a également demandé une concession pour les provinces de Friesland et Drenthe.

Le gaz de Slochteren, contrairement à celui de Lacq, ne contient pas de soufre <sup>(1)</sup>. Il renferme par contre 14 % d'azote. Ceci ne constitue pas un obstacle à son utilisation thermique, mais réduit son pouvoir calorifique.

### C. MISE EN VALEUR DES RESSOURCES

Les réserves de gaz naturel découvertes avant 1960 ne laissent prévoir qu'un modeste appoint de cette source d'énergie dans l'ensemble des besoins nationaux. Le volume de gaz naturel commercialisable en 1954 (400 000 m<sup>3</sup>/jour) représentait moins de 1 % de la consommation nationale d'énergie. L'emploi de ces ressources permet de concentrer la production de gaz de houille là où elle était la plus rentable.

Aux termes d'un accord intervenu en 1954 entre l'État et la NAM, société concessionnaire des gisements <sup>(2)</sup>, le gaz naturel qu'extrayait celle-ci sur le territoire des Pays-Bas était cédé à un prix raisonnable à l'État, sur la base de la quantité journalière probable en fonction d'une durée d'exploitation de vingt ans. Cette convention offrait pour l'exploitant l'avantage d'une garantie d'écoulement et, pour l'État, la possibilité d'appliquer une politique d'introduction progressive du gaz dans le réseau.

L'État payait à la NAM une redevance mensuelle proportionnelle aux quantités convenues, mais se réservait le droit de modifier les quantités effectivement enlevées, en fonction des besoins exprimés. Au cours des premières années, l'État a pris livraison de moins de gaz qu'il n'avait été prévu, mais il était convenu qu'il rattraperait ultérieurement cette différence, à mesure de l'augmentation des besoins. Aux termes de l'accord, l'État possédait donc une créance sur la NAM pour marchandises payées mais non encore enlevées <sup>(3)</sup>.

Les activités commerciales de l'État pour le transport et la vente de gaz furent transférées en 1957 à une entreprise publique, la Staatsgasbedrijf. Celle-ci, qui a disparu lors de la réorganisation de l'économie gazière en 1963, transportait le gaz par son réseau propre de pipe-lines sur une vaste étendue des Pays-Bas et le vendait en gros aux sociétés municipales de distribution. Environ 120 millions de florins ont été investis dans la construction de ce réseau, qui atteignait 2 000 kilomètres de développement à la fin de 1962.

Les disponibilités officielles de gaz naturel de la NAM étaient de un million de m<sup>3</sup>/jour, dont la moitié était effectivement enlevée par la Staatsgasbedrijf. Il y avait en outre un demi million de m<sup>3</sup>/jour de gaz naturel « humide », obtenu en tant que sous-produit de la production de pétrole et qui, contrairement au gaz « sec », ne pouvait être stocké que pendant une période assez courte et devait être commercialisé dans les plus brefs délais. La Staatsgasbedrijf achetait également ce gaz et absorbait ainsi au total un million de m<sup>3</sup>/jour environ de gaz naturel, ce qui correspondait environ à 30 % des besoins nationaux de gaz.

La récente découverte des nappes de gaz de Slochteren a créé une situation qui rendait souhaitable l'élaboration d'une réglementation nouvelle, pour les raisons suivantes.

En premier lieu, l'application du contrat de 1954 à l'exploitation du gisement de Groningue était financièrement et économiquement impraticable. Suivant les premières estimations, la NAM aurait dû faire une offre de 8 milliards de m<sup>3</sup>/an environ <sup>(4)</sup>. En raison de l'impossibilité d'écouler immédiatement une si grande quantité, la Staatsgasbedrijf aurait dû engager des montants considérables au titre d'avances pour « réserves souterraines », ou bien pratiquer une politique de vente à tout prix qui aurait conduit à un gaspillage injustifié.

En second lieu, l'accroissement considérable des quantités disponibles rendait indispensable une coordination directe et étroite entre l'extraction et l'écoulement du gaz, afin de permettre l'élaboration et la poursuite de politiques d'investissements et de ventes rationnelles.

<sup>(1)</sup> Composition du gaz (en %) :

CH <sub>4</sub>	méthane	81,90
N <sub>2</sub>	azote	14,00
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	éthane	2,71
CO <sub>2</sub>	anhydride carbonique	0,80
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	propane	0,38
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	butane	0,13
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	pentane	0,04
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	hydrocarbures supérieurs	0,04

Densité : 0,641 ; pouvoir calorifique supérieur : 7 980 kcal/m<sup>3</sup>.

<sup>(2)</sup> NV Nederlandse Aardoliemaatschappij — Son capital est formé par Standard Oil (Esso) : 50 % et Bataafsche petroleum-maatschappij (BPM : société du groupe Royal Dutch-Shell) : 50 %.

<sup>(3)</sup> A fin 1961, les avances ainsi payées à la NAM pour « réserves souterraines de gaz naturel » s'élevaient à 36 millions de florins. Par suite de l'établissement d'un nouveau régime d'exploitation, la NAM a restitué à l'État, le 1<sup>er</sup> mai 1963, une somme de 30,5 millions de florins, représentant le solde du prix de ces réserves.

<sup>(4)</sup> Réserves de 150 milliards de m<sup>3</sup>. Au niveau actuellement déclaré de 1 100 milliards, l'offre annuelle aurait dû s'élever à 55 milliards de m<sup>3</sup>/an.



La NAM, de son côté, était prête à accueillir favorablement tout amendement lui permettant, à elle ou à ses actionnaires, d'entreprendre la vente directe du gaz naturel sur une grande échelle, estimant qu'il n'y avait aucune raison de considérer que la commercialisation de ce produit dût recevoir un statut différent de celui du pétrole. Le ministre des affaires économiques estimait en revanche qu'il n'était pas souhaitable que l'approvisionnement public en gaz devienne trop largement dépendant d'un fournisseur privé. C'est pourquoi il désirait associer à l'exploitation du gisement les Staatsmijnen au Limburg <sup>(1)</sup>, qu'il considérait comme l'organisme public financièrement et techniquement le plus capable de prendre part à une opération de cette envergure.

#### D. LE RÉGIME ACTUEL DE L'INDUSTRIE DU GAZ NATUREL

Les négociations menées au cours des années 1961 et 1962 par les parties intéressées ont abouti à l'instauration d'un nouveau régime de l'industrie du gaz naturel.

##### 1. L'EXTRACTION

La NAM est concessionnaire pour la recherche et l'extraction des hydrocarbures sur tout le territoire de la province de Groningue. Toutefois, en ce qui concerne le gaz naturel, elle opère en association avec les Staatsmijnen, qui participent à raison de 40 % aux frais d'exploration et d'exploitation et aux recettes de la concession. L'association NAM-Staatsmijnen paie à l'État une redevance conventionnelle de 10 % sur les bénéfices nets, après déduction des impôts sur les sociétés. Les bénéfices nets seront donc finalement répartis de la façon suivante : 36 % aux Staatsmijnen, 27 % à chacune des deux sociétés Esso et Shell, et 10 % à l'État <sup>(2)</sup>.

Les premières installations de production ont été inaugurées à Slochteren, le 25 juillet 1963, et la distribution effective du gaz aux consommateurs a commencé le 9 décembre de la même année.

##### 2. LE TRANSPORT ET LA VENTE

Le transport et la vente du gaz naturel sont assurés par la Nederlandse Gasunie, société anonyme fondée le 6 avril 1963 <sup>(3)</sup>, qui a pour objet social l'acquisition, le stockage, le transport et la vente de gaz sous toutes ses formes <sup>(4)</sup>. Son capital social est de 400 millions de florins, répartis en 40 000 parts nominatives de 10 000 florins. Deux cents millions de florins ont été souscrits et cent cinquante versés à la fondation à raison de 10 % par l'État néerlandais, 40 % par les

Staatsmijnen au Limburg, et 25 % respectivement par la Standard Oil of New-Jersey (Esso) et la Bataafsche Petroleummaatschappij (Royal Dutch-Shell).

<sup>(1)</sup> Cette entreprise, propriété de l'État, contrôle les deux tiers de la production charbonnière des Pays-Bas, ainsi qu'un ensemble d'activités annexes.

<sup>(2)</sup> Pour 100 florins de bénéfice brut, la répartition sera la suivante :

Impôt sur les sociétés	45,0
Royalty 10 % sur le solde	5,5
Part de bénéfices NAM	29,7
Part de bénéfices Staatsmijnen	19,8
	100,0

L'État touche donc directement 50,5 % (impôt + royalty) et finalement 70,3 % du bénéfice de l'exploitation (impôt + royalty + part Staatsmijnen).

Pour le transport et la vente (voir point 2), la part directe de l'État dans le bénéfice brut est de 45 % (impôt), sa part finale est de 72,5 % (impôt + participation État + participation Staatsmijnen).

<sup>(3)</sup> « Nederlandse Staatscourant » du 4-6-1963, n° 105 (Octavo Bijvoegeel), p. 1749.

La Gasunie est administrée par un Conseil des commissaires de huit ou douze membres dont un ou deux sont nommés par le ministre des affaires économiques, les autres étant élus par l'assemblée générale des actionnaires. Le Conseil nommé à la création, comporte huit membres (un désigné par l'État, trois représentants des Staatsmijnen, deux représentants de chaque compagnie pétrolière).

Le ministre des affaires économiques s'est réservé, par convention avec la Gasunie, le droit d'approuver les prix de vente et conditions de livraison pour les fournitures aux distributeurs publics des Pays-Bas. Pour les autres fournitures l'approbation se limite au niveau de prix. Le ministre s'est également réservé le droit d'approuver les investissements en conduites et autres moyens de transport et de stockage, de même que le plan d'écoulement du gaz. Il est projeté de reprendre ces dispositions contractuelles dans le cadre d'une législation d'ensemble sur le gaz, qui est en cours d'élaboration.

L'approbation du Conseil est exigée, notamment pour la fixation des prix, des conditions de fourniture au réseau public néerlandais et du niveau de prix des livraisons à l'industrie néerlandaise; il en est de même pour l'établissement du réseau de transport ainsi que pour le plan annuel de livraison de gaz.

Le Conseil choisit en son sein un collège de cinq commissaires délégués, chargés de la gestion journalière. L'un de ces commissaires délégués doit être le ou l'un des membres du Conseil nommés par le ministre des affaires économiques. Le directeur est choisi par l'assemblée générale sur une liste double proposée par le Conseil et approuvée par le ministre des affaires économiques.

<sup>(4)</sup> Il s'agit en fait de gaz des différentes provenances suivantes :

— gaz naturel provenant de la nouvelle concession de Groningue;

— gaz naturel de la NAM provenant des concessions déjà en exploitation dans l'Est et dans l'Ouest des Pays-Bas (dont la Staatgasbedrijf assurait l'achat, le transport et la vente en gros);

— gaz de fours à coke dans l'Ouest du pays pour autant que la Staatgasbedrijf en assurait l'achat, le transport et la vente en gros;

— gaz de fours à coke des Staatsmijnen, dans le Sud du pays (dont la société de distribution de gaz des Staatsmijnen assurait le transport et la vente en gros);

— gaz de raffinerie des entreprises pétrolières près de Rotterdam (dont une collectivité publique, la société municipale des gaz de Hollande méridionale, assurait le transport et la vente en gros).

Les souscriptions ont été entièrement libérées en espèces, sauf en ce qui concerne les Staatsmijnen qui, pour les trois quarts de leur souscription (45 millions de florins), ont fait apport de leurs installations de distribution de gaz.

En vertu des conventions intervenues, la Gasunie a le monopole de la vente du gaz aux Pays-Bas, la NAM ne pouvant disposer que de ce qui est nécessaire aux besoins de ses installations.

La Gasunie vendra le gaz en gros aux entreprises provinciales et communales, et assurera la livraison directe aux industries dans les conditions suivantes. Tous les nouveaux consommateurs de un million de m<sup>3</sup>/an ou plus seront directement raccordés au réseau de la Gasunie; la clientèle des utilisateurs industriels de moins d'un million de m<sup>3</sup>/an sera réservée aux distributeurs publics qui pourront en outre continuer à alimenter leurs clients qui consomment actuellement déjà plus que cette quantité de gaz (1).

Le ministre des affaires économiques a déclaré qu'un certain volume de gaz (le chiffre de 25 milliards de m<sup>3</sup> a été cité à l'origine, et il n'est pas exclu qu'il soit relevé) serait réservé pour être mis à la disposition d'établissements industriels à créer dans le Nord du pays. Les conditions de cette fourniture devront permettre le développement d'entreprises nouvelles, sans créer une discrimination déraisonnable à l'égard d'autres entreprises déjà installées aux Pays-Bas.

Lorsque le gaz naturel sera disponible en quantités suffisantes dans les diverses parties du pays, la Gasunie cessera progressivement de vendre le gaz de cokerie des Staatsmijnen et le gaz de raffinerie. Les Staatsmijnen devront alors soit consommer elles-mêmes le gaz de cokerie, soit l'exporter en partie (2). Le gaz de raffinerie, plus riche que le gaz naturel, pourra sans doute être utilisé par la pétrochimie.

Outre les 800 kilomètres de conduites qui lui ont été apportés par les Staatsmijnen, la Gasunie dispose des réseaux de transport de gaz naturel de la Staatsgasbedrijf, d'une longueur de 2 000 kilomètres, qu'elle a rachetés pour 120 millions de florins environ.

Le programme de construction de nouvelles conduites de transport établi par la Gasunie, qui prévoit la construction de 1 000 kilomètres de canalisations à brève échéance, a été approuvé par le ministre des affaires économiques, et son exécution est en cours (3). Ce nouveau réseau aura pour fonction, d'une part, de fournir le gaz de Groningue aux réseaux de distribution actuellement alimentés en gaz naturel d'autres provenances, d'autre part, d'approvisionner les régions non encore desservies en gaz naturel.

Dès 1964, 485 kilomètres de conduites seront posés. La conduite principale, de 90 centimètres de diamètre, se divisera en deux à hauteur de Zwolle, une branche se dirigeant vers Utrecht, pour alimenter les régions industrielles de l'ouest, l'autre se dirigeant vers le sud et se divisant à son tour en deux bretelles. L'une de celles-ci rejoint l'ancien réseau des Staatsmijnen; elle constitue sans doute aussi l'amorce d'une éventuelle conduite vers la Belgique et la France (4); l'autre, de 60 centimètres de diamètre, aboutit à Geleen, dans le bassin charbonnier du Limbourg, où les Staatsmijnen édifient une nouvelle usine d'ammoniaque synthétique qui entrera en service à la fin 1964.

La construction de six nouvelles artères est prévue pour les années 1965 et suivantes afin d'alimenter d'autres régions : au nord, Leeuwarden (5), à l'est Hengelo et Enschede (6) (à proximité de la frontière allemande), au sud Maastricht, (6) au sud-ouest la Zélande, à l'ouest Rotterdam et La Haye; une dernière conduite partant, comme la précédente, du tronçon aboutissant à Utrecht alimenterait la province de Noord-Holland.

Le montant total des investissements de transport projetés dans l'immédiat s'élève à 6 ou 700 millions de florins; une somme du même ordre de grandeur sera nécessaire pour les extensions ultérieures.

#### E. POLITIQUE DE VENTE

L'exploitation des premières nappes de gaz naturel découvertes aux Pays-Bas a été menée de façon à obtenir le plus haut rendement net possible, c'est-à-dire le meilleur prix pour la plus grande quantité qu'il était raisonnable de vendre.

L'abondance des ressources rendues disponibles par les découvertes récentes et la multiplicité des emplois auxquels le gaz peut être affecté font que ce principe ne peut être appliqué sans discernement. Parmi les

(1) Ceci représente, dans certains cas, une part importante des recettes des entreprises de distribution. Un exemple est celui de la ville d'Arnhem, qui vend 30 millions de m<sup>3</sup>/an dont un tiers à une seule usine.

(2) Déclaration du gouvernement à la commission des affaires économiques de la Chambre, concernant le budget 1964 des Staatsmijnen.

(3) Voir carte dans la pochette de couverture. La carte tient compte de certaines modifications dans les projets, intervenues depuis la rédaction du texte.

(4) La prolongation jusqu'à la frontière belge pourrait être effectuée dès 1965.

(5) Probablement en 1966.

(6) Probablement dès 1965.

facteurs actuels, il convient en effet de considérer la structure de l'économie gazière hollandaise, les ressources charbonnières nationales et l'importante industrie de raffinage du pétrole installée à l'ouest du pays. Parmi les éléments d'avenir, il faut supputer le développement de la demande d'énergie aux Pays-Bas et dans les pays voisins, ainsi que l'évolution relative des prix des différentes formes d'énergie.

Compte tenu du montant de 1 100 milliards de mètres cubes de réserves récupérables, les perspectives d'écoulement intérieur ont été fixées à environ 15 milliards de mètres cubes par an en 1975, dont la moitié serait affectée aux usages domestiques et de chauffage des locaux, le solde étant destiné à l'industrie. Le gaz naturel satisferait alors de 25 à 30 % des besoins d'énergie primaire.

Les conséquences de cette expansion pour les autres sources d'énergie seraient les suivantes, compte tenu du fait que le gaz serait affecté en priorité au chauffage des locaux :

— la diminution de la demande de charbons domestiques ne créera pas de difficultés, car la production nationale pourra aisément être exportée;

— les possibilités d'écouler le charbon national pour la production d'électricité devront être développées, afin de permettre aux mines de compenser la perte de débouchés qu'elles subiront dans le secteur des cokeries et dans le secteur industriel (1);

— l'exportation de charbon national devra être encouragée;

— les huiles combustibles rendues disponibles par l'arrivée du gaz sur le marché du chauffage domestique pourront être placées sans difficulté sur d'autres marchés, étant donné l'accroissement de la demande de ces produits en Europe occidentale.

Les prix de vente aux distributeurs ont été fixés par accord entre la Gasunie et un organisme de coordination créé par les pouvoirs locaux pour négocier en leur nom, la Commission SROG (2).

Le ministre des affaires économiques est intervenu pour faciliter un accord et, suivant ses propres déclarations (3), il a veillé à ce que la politique de prix se conforme au principe du rendement économique et social optimum, ce qui entraîne les conséquences suivantes :

— le prix du gaz naturel doit rendre possible une baisse immédiate et réelle du prix pour tous les consommateurs;

— le rapport entre le prix du gaz naturel et celui des autres sources d'énergie, notamment le charbon, doit être justifié;

— il faut éviter que le prix intérieur n'exerce sur les prix à l'exportation une pression trop forte qui empêcherait l'économie nationale de tirer le maximum de profit de l'exploitation du gisement de Groningue.

En outre, les parties avaient le souci de conserver aux communes, après conversion de leur réseau de distribution au gaz naturel et adaptation des tarifs de vente aux consommateurs, un bénéfice raisonnable.

En application de ces principes, le prix de vente de la Gasunie aux distributeurs a été fixé entre 6 et 6,5 cents par mètres cubes à 7 980 kcal (= 1,7 à 1,9 US cent, soit \$ 15 à 16,5 par TEC), selon la modulation des enlèvements (4). D'autre part, la Gasunie accorde aux communes une indemnité forfaitaire de 50 florins par raccordement existant, afin d'alléger les réductions temporaires de recettes qu'elles pourraient subir au cours des premières années d'emploi du gaz (5).

La Gasunie et la Commission SROG recommandent aux distributeurs la fixation des tarifs provisoires suivants pour consommateurs domestiques :

Consommation (mètres <sup>3</sup> /mois)	Redevance fixe (Fl./mois)	Taxe variable (cents/m <sup>3</sup> )
0 — 25	1,00	25
25 — 50	2,25	20
50 — 175	7,25	10
175 — ...	9,00	9

La Gasunie et les représentants des distributeurs semblent donc avoir opté pour une politique de prix relativement élevés, qui ne favorise l'emploi du gaz dans le secteur domestique que pour les grosses consommations, c'est-à-dire pour les utilisations qui

(1) Les centrales électriques néerlandaises ont consommé en 1962 : 4,7 millions de TEC de houille et 1,1 million de TEC de produits pétroliers. D'un point de vue purement quantitatif, si le rythme de croissance habituel des besoins d'électricité de 7 % par an se poursuit, la majeure partie de la production houillère pourrait être absorbée par les centrales électriques en 1975. Il ne s'agit toutefois que d'un exemple destiné à indiquer l'ordre de grandeur des problèmes soulevés.

(2) Samenwerking regionale organen gasvoorziening.

(3) Déclaration du gouvernement à la commission des affaires économiques lors de l'examen du budget 1964 — 12-11-1963.

(4) Le prix est de 5 % plus bas dans les provinces de Groningue, de Frise et de Drenthe.

(5) Certaines communes ont opéré la conversion au gaz naturel depuis un certain nombre d'années, dès avant la mise en exploitation du gisement de Groningue. Elles avaient alors bénéficié d'une allocation pour frais de conversion octroyée par la Staatsgasbedrijf. Le montant de cette allocation est, le cas échéant, déduit de l'indemnité forfaitaire de 50 florins. Le montant total des indemnités à payer est évalué à 125 millions de florins (\$ 32,5 millions).

ne sont pas encore couvertes par le gaz <sup>(1)</sup>. Le consommateur « cuisine », « chauffage par poêles » ou « chauffe-eau » ne bénéficiera donc pas, dans l'immédiat, d'une réduction très sensible de prix, comme conséquence du remplacement du gaz manufacturé par le gaz naturel. On ne doit toutefois pas perdre de vue qu'il ne s'agit que de tarifs de départ, établis dans l'hypothèse d'entreprises de distribution de gaz manufacturé opérant la conversion au gaz naturel. Il est à prévoir que les prix du gaz tendront à baisser à l'avenir, alors que l'évolution du marché des autres combustibles ne présentera pas nécessairement une évolution aussi favorable.

A l'origine, lorsque le montant des réserves connues ne dépassait pas 150 milliards de mètres cubes, l'intention était d'établir les tarifs pour usages industriels de manière à réserver le gaz aux applications de haute valeur. Depuis lors, l'augmentation des réserves a imposé l'abandon de cette politique, dans la mesure où il est souhaitable d'atteindre un niveau de production en rapport avec les quantités disponibles. On prévoit d'arriver à une production annuelle d'environ 30 milliards de mètres cubes, dont, si possible, la moitié serait écoulée à l'intérieur du pays.

Dans la perspective de cette politique de production, il est inévitable qu'une partie du gaz soit vendue sur le marché industriel, où l'on utilise actuellement du fuel-oil. Ainsi, les centrales électriques entrent en principe aussi en considération comme débouché pour le gaz naturel <sup>(2)</sup>.

Dans l'immédiat, l'installation de différentes industries à Delfzijl sur la côte nord-est de la province de Groningue est en cours de réalisation ou en projet : aluminium, pétrochimie, fabrication d'ammoniaque, verrerie.

## F. EXPORTATIONS DE GAZ

### 1. POSSIBILITÉS GLOBALES

L'intérêt des découvertes de gaz sur le territoire des Pays-Bas dépasse largement le cadre de l'économie néerlandaise.

Suivant les déclarations du gouvernement hollandais, l'exploitation du gisement de Groningue est prévue sur une période de 35 à 40 ans au moins, ce qui représente des disponibilités annuelles de 30 à 35 milliards de mètres cubes, soit 30 à 40 millions de TEC.

Une substitution totale du gaz aux autres formes d'énergie primaire consommées au Pays-Bas est à

exclure à cause, d'une part, des limites techniques de l'emploi du gaz et, d'autre part, des intérêts du pays dans les domaines du charbon et du pétrole.

Sur la base de la situation des États-Unis, qui sont le plus important consommateur de gaz naturel du monde, on peut prévoir que la part de gaz naturel aux Pays-Bas ne dépassera pas 30 %. D'après les déclarations officielles, ce niveau — qui n'est cité qu'à titre d'exemple — pourrait être atteint dès 1975, avec 15 milliards de mètres cubes.

On peut prévoir que les quantités destinées à l'exportation seront sensiblement égales à celles vendues aux Pays-Bas, et qu'en moyenne 15 milliards de mètres cubes seront disponibles annuellement à partir de 1975 pour la vente aux pays voisins.

Pour autant que les prix offerts soient compétitifs, les débouchés seraient pratiquement illimités. Le gisement de Slochteren est en effet situé au centre d'une zone de 300 kilomètres de rayon qui réunit une population de près de 50 millions de personnes. Si l'on augmente le rayon de la zone jusqu'à 500 kilomètres, c'est d'une population de 90 millions de personnes qu'il s'agit et, dans un rayon de 800 kilomètres, de 160 millions de personnes <sup>(3)</sup>.

## 2. ORGANISATION COMMERCIALE

La vente du gaz naturel à l'étranger s'effectuera par les soins du département « Gaz Export » de la

<sup>(1)</sup> On observera que les coûts de distribution sont en majeure partie des coûts fixes, et que leur niveau n'est que partiellement dépendant de la consommation de l'abonné. Les coûts spécifiques de distribution pour le petit consommateur sont donc beaucoup plus élevés que pour une forte demande, et la fixation des tarifs tient compte de cette situation.

<sup>(2)</sup> Les tarifs pour usages industriels ont été publiés au moment où cet ouvrage était mis sous presse. Ils ont été fixés aux niveaux suivants, sans distinction entre les fournitures effectuées directement par la Gasunie et les livraisons par l'intermédiaire des distributeurs :

a) Pour les consommations inférieures ou égales à 1 080 000 m<sup>3</sup> par an : une redevance annuelle de 4 800 florins et un prix de 4,75 cents par m<sup>3</sup> consommé;

b) Pour les consommations supérieures à 1 080 000 m<sup>3</sup> par an, une redevance annuelle de 7 500 florins et un prix de 4,50 cents par m<sup>3</sup>.

Les prix résultant de l'application de ces tarifs sont, à pouvoir calorifique équivalent, à parité avec ceux du fuel-oil à usage industriel.

Une majoration est prévue lorsque la durée d'utilisation (= consommation de l'année écoulée divisée par la consommation journalière maximum) est inférieure à 150. En outre, les prix de 4,75 et 4,5 cents sont indexés sur le niveau moyen des prix effectivement payés par les gros consommateurs industriels pour le fuel-oil. Les consommateurs des provinces de Groningue, Frise et Drenthe bénéficient d'une réduction de 0,2 cent par m<sup>3</sup>.

<sup>(3)</sup> Voir graphique n° 4 et quatrième partie, chap. 3.

NAM qui devra se conformer à la politique de vente qui lui sera tracée par la Gasunie.

D'autre part, les groupes Esso et Schell ont formé à parts égales une société anonyme au capital de 350 000 florins, la « Internationale Gastransportmaatschappij », qui a pour objet d'effectuer le transport du gaz hors des Pays-Bas. Cette société a établi une filiale en République fédérale allemande et des bureaux d'études dans d'autres pays.

### 3. MARCHÉS POTENTIELS

Aucun contrat de vente n'a jusqu'à présent été conclu avec des acheteurs étrangers. Il est cependant possible d'indiquer quels marchés pourraient offrir des débouchés intéressants.

Ce problème sera examiné de façon plus approfondie dans le chapitre 3 de la quatrième partie, compte tenu de l'ensemble des ressources de gaz naturel qui s'offrent à l'Europe occidentale. La position du gaz néerlandais semble en tous cas favorisée par la proximité de régions très peuplées et très industrialisées et par le fait que les canalisations à destination des consommateurs plus éloignés n'auraient pas de zones mortes à traverser.

On se bornera ici à signaler quelques informations :

En *Grande-Bretagne*, les Gas Boards recourent de plus en plus aux énergies autres que la houille et le gaz néerlandais, amené par navires méthaniers, ou par conduites sous-marines<sup>(1)</sup>, présenterait une plus grande sécurité d'approvisionnement que le gaz saharien dont la livraison commencera en 1964.

En *Belgique*, on estime que le marché serait susceptible, sous certaines conditions, d'absorber de 7 à 8 milliards de mètres cubes de gaz naturel en 1975, dont la moitié environ pour les usages domestiques et le chauffage des locaux.

Un accord de principe est intervenu entre la NAM et la principale entreprise belge de transport de gaz, Distrigaz, pour la livraison annuelle de 3 milliards de mètres cubes, destinés aux distributeurs publics. Ce niveau de fournitures pourrait être atteint vers 1975. L'importation de 3 milliards de mètres cubes destinés aux usages industriels est d'autre part envisagée.

Le gaz serait transporté jusqu'à la frontière par la prolongation du réseau hollandais, à partir de Boxtel. Des artères se dirigeraient alors vers Anvers, Gand, Bruges, d'une part, et vers Bruxelles et Mons, Charleroi, d'autre part. Cette dernière conduite servirait éventuellement d'amorce à une canalisation dirigée vers la France. Le bassin mosan pourrait être relié à la canalisation qui approvisionne le Limbourg hollandais.

L'*Allemagne* achète du gaz naturel aux Pays-Bas, mais ces livraisons n'ont qu'un caractère local. De grandes quantités de gaz de Groningue pourraient être écoulées, notamment dans le bassin de la Ruhr, mais elles devraient concurrencer une forte production de gaz de houille. Des demandes d'autorisations pour la construction de canalisations auraient été récemment déposées par des entreprises allemandes intéressées au transport du gaz néerlandais. Le tracé envisagé longerait le Rhin via Francfort jusqu'à Karlsruhe et se diviserait à partir de cette ville en deux branches dirigées l'une vers Bâle, l'autre vers Munich et l'Autriche.

Il faut toutefois tenir compte des ressources du Nord de l'Allemagne, dont l'ampleur actuelle suffit déjà à fermer au gaz hollandais les débouchés de la région de Hambourg — Brême — Hanovre. Si de nouvelles découvertes importantes venaient à être faites soit en République fédérale soit sur le plateau continental adjacent, les marchés potentiels du gaz hollandais dans ce pays seraient diminués.

La *France* serait susceptible d'acheter du gaz néerlandais pour approvisionner le Nord et même la région parisienne. Des négociations ont été menées à la fin de 1963 entre Gaz de France et la NAM, pour l'achat de 5 milliards de mètres cubes de gaz par an.

La *Suisse* pourrait également constituer un débouché pour des quantités limitées de même que l'*Autriche*, dont les disponibilités intérieures de gaz naturel sont inférieures à la demande qui est prévue. Dans ce dernier pays il n'est pas impossible que du gaz en provenance des pays d'Europe orientale puisse être offert à des conditions favorables.

(1) Deux itinéraires de conduite sous-marine sont envisagés : l'un le plus probable direct de Scheveningen à la côte britannique; l'autre à partir de la côte belge; le trajet maritime serait ainsi écourté, en même temps que la canalisation desservirait une partie du marché belge.

LES RESSOURCES EXTÉRIEURES DE GAZ NATUREL

L'accroissement continu des besoins d'énergie de la Communauté a attiré l'attention, depuis quelques années, sur des gisements de gaz naturel situés en dehors des États membres et jusqu'ici non exploités. Les techniques de transport et le niveau de la demande se développent actuellement de manière telle qu'il est raisonnable d'envisager que le gaz de ces gisements puisse être offert à des conditions de prix satisfaisantes, dans certaines régions de l'Europe.

Les chapitres qui suivent décrivent les ressources du Sahara et plus spécialement le gisement d'Hassi er

R'Mel. Un chapitre est consacré à l'examen des mesures qui ont été ou qui pourraient être prises pour l'adduction du gaz du Sahara en Europe. Le dernier chapitre a pour but d'étudier plus précisément les ressources du Moyen-Orient.

Pour être complet, ce tableau devrait englober également les ressources des pays d'Europe orientale, notamment de l'URSS. Il n'en a toutefois pas été tenu compte, faute d'informations détaillées à leur sujet.

CHAPITRE 1

LE GAZ NATUREL D'AFRIQUE DU NORD

Les découvertes d'hydrocarbures au Sahara sont relativement récentes, mais de très grande ampleur. Une partie seulement est exploitable dans l'immédiat et des réalisations sont déjà en cours pour mettre du gaz saharien à la disposition des consommateurs européens.

A. LES GISEMENTS DU SAHARA ALGÉRIEN (\*)

La plus grande partie des gisements de gaz naturel, connus en Afrique du Nord et présentant un intérêt pour l'Europe, se trouvent en Algérie. Les ressources de la Lybie ne sont pas connues de façon précise (\*\*), mais il semble que l'exportation de gaz liquéfié vers la France et l'Italie soit envisagée.

Le Sahara algérien, sur un territoire quatre fois plus étendu que la France, comprend un immense bassin sédimentaire de 1 200 000 kilomètres carrés, qui n'est comparable en superficie qu'à ceux de l'Amazone et du Congo.

On y distingue quatre régions qui renferment des ressources notables de gaz :

— une zone occidentale moyenne où l'on a découvert en 1954, dans les environs d'In Salah, Berga, etc. une

série de gisements de gaz sec, évalués à plusieurs dizaines de milliards de mètres cubes, mais trop éloignés de la côte pour être exploités (plus de 1 000 km d'Alger à vol d'oiseau);

— une zone située au nord du Sahara, celle précisément où ont été relevés les premiers indices d'hydrocarbures dans le Sahara, renferme le gisement d'Hassi er R'Mel, découvert en 1956; c'est actuellement le seul qui présente un intérêt économique immédiat; ses réserves récupérables sont estimées à 1 000 milliards de mètres cubes;

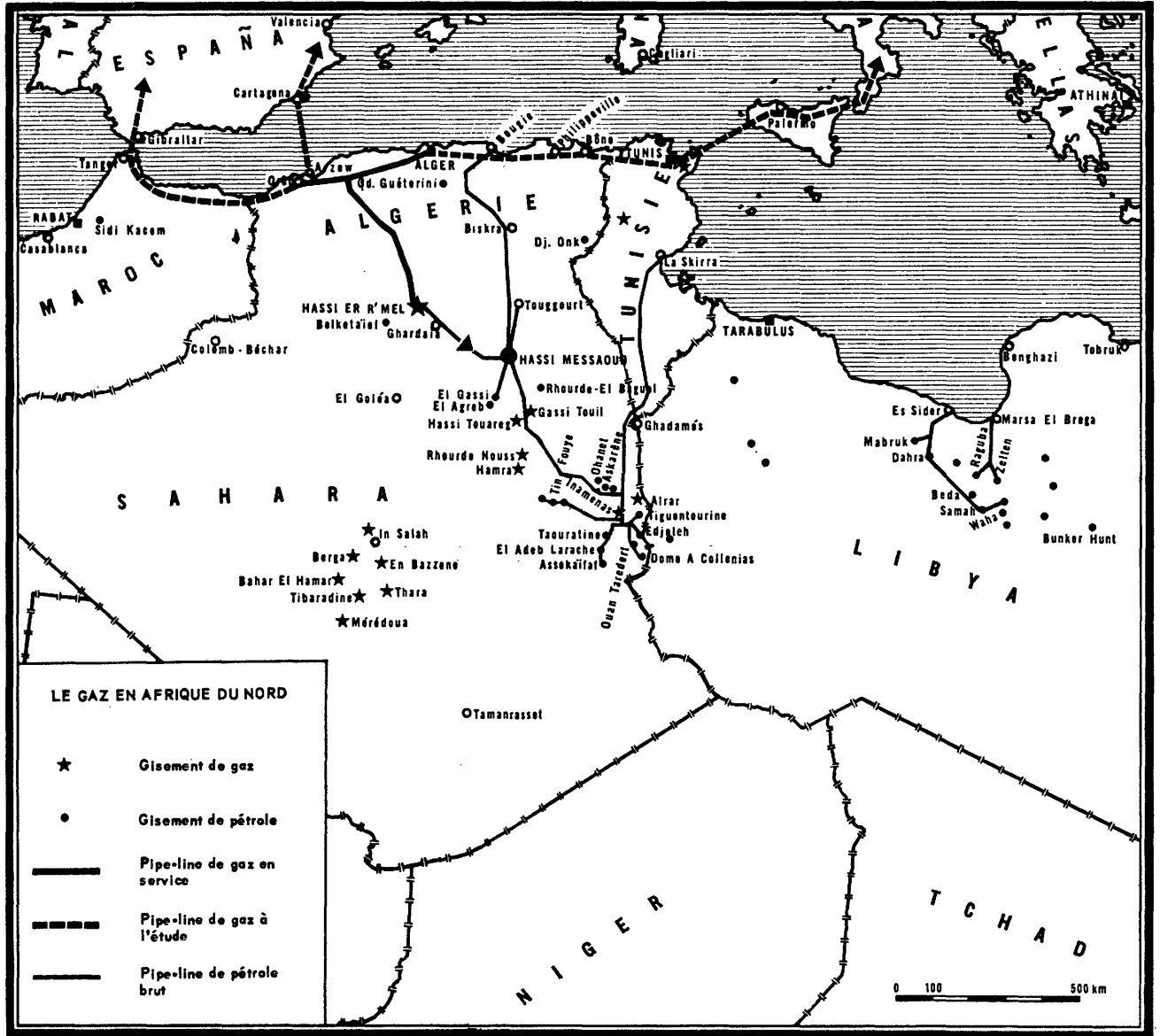
— au sud-est d'Hassi er R'Mel se trouvent les principaux gisements pétroliers, concentrés autour d'Hassi Messaoud; celui-ci, outre un minimum de 350 millions de tonnes d'huile, contient au moins 70 milliards de mètres cubes de gaz associé au pétrole; à une centaine de kilomètres au sud-est d'Hassi Messaoud, se trouvent les gisements de Gassi Touil (150 milliards de m<sup>3</sup>), d'Hassi Touareg (50 milliards de m<sup>3</sup>), et de Rhourde Nouss (300 milliards de m<sup>3</sup>);

(\*) Voir graphique n° 1.

(\*\*) Suivant Demino: Il metano africano ed il bilancio energetico italiano nei prossimi 20 anni — Notiziario petrolifero, mai 1964, — les réserves prouvées sont de 85 milliards de m<sup>3</sup> et les réserves probables de 200 milliards de m<sup>3</sup>.

GRAPHIQUE n° 1

Le gaz en Afrique du Nord



— plus au sud-est encore, et tout près de la frontière libyenne, il existe encore des gisements de gaz soit sec, soit humide; les réserves de gaz s'élevaient à 200 milliards de mètres cubes à Alrar, et 100 milliards à Tiguentourine.

L'ensemble des réserves récupérables de gaz du Sahara atteint près de 1 500 milliards de mètres cubes. Les deux tiers seulement de ces réserves peuvent être considérés comme disponibles, la production des gisements autres que celui d'Hassi er R'Mel ne pouvant être économiquement utilisée dans les conditions actuelles que pour la réinjection dans les puits de pétrole. Les producteurs des régions orientales ont toutefois créé la « Société d'études des méthanes liquides » (SEM), qui a pour objet de rechercher la possibilité de commercialiser sous forme liquide les gaz dont ils disposent.

#### B. LE GISEMENT D'HASSI ER R'MEL

Le gisement d'Hassi er R'Mel est la plus importante réserve de gaz commercialement exploitable au Sahara. Situé à 500 kilomètres au sud d'Alger, il a été découvert en 1956.

Le gaz est du type humide et ne contient pas de soufre <sup>(1)</sup>. Son traitement fournit, d'une part, du gaz commercial, d'autre part, du condensat. Le gaz commercial a un pouvoir calorifique de 9 300 kcal/m<sup>3</sup>, dans les conditions de traitement actuel.

Les réserves récupérables, sans que l'on ait à recompresser le gaz pour le traiter et l'expédier, sont de 1 000 milliards de mètres cubes environ, c'est-à-dire, en équivalent calorifique, à peu près autant que le gisement de Groningue. Les réserves probables en place sont estimées à environ 2 000 milliards de mètres cubes, soit le quart des réserves de gaz naturel des États-Unis.

#### C. DÉBOUCHÉS DU GAZ D'HASSI ER R'MEL

Eu égard à l'ampleur des réserves et compte tenu d'un rythme d'exploitation de trente ans, le gisement d'Hassi er R'Mel pourrait livrer annuellement de 30 à 40 milliards de mètres cubes.

Cette quantité dépasse largement les besoins actuels de l'Algérie et excédera même pendant de nombreuses années encore les possibilités d'absorption des marchés d'Afrique du Nord.

En 1963, l'Algérie a consommé 300 millions de mètres cubes de gaz, dont « Électricité et Gaz d'Algérie »

absorbait les neuf dixièmes. Les seuls autres consommateurs importants sont deux cimenteries situées à Alger et en Oranie.

Dans l'avenir immédiat, la production d'électricité constituera un débouché essentiel pour le gaz naturel, et l'on peut prévoir que cette partie de la demande croîtra au même rythme que la consommation d'électricité, c'est-à-dire qu'elle doublera en dix ans. D'un autre côté, la consommation industrielle ne se développera probablement que très lentement. On estime en effet que, pour utiliser un milliard de mètres cubes par an de gaz naturel, il faut investir près de 200 millions de dollars en industries lourdes ou de 4 à 600 millions de dollars en industries de transformation. Enfin, la consommation domestique ne représentera de toute manière qu'une faible partie de la demande, en raison du climat et du niveau de vie des populations.

Bien que Hassi er R'Mel bénéficie d'une situation géographique privilégiée par rapport aux autres gisements de gaz d'Afrique du Nord, on estime que, dans la perspective la plus optimiste, ses débouchés locaux n'atteindraient que de 1 à 2 milliards de mètres cubes en 1965 et 5 à 10 milliards en 1970. Il resterait donc de toute façon une tranche, de 20 à 30 milliards de mètres cubes, disponible pour l'exportation.

Compte tenu de ces perspectives, les autorités françaises ont, dès 1959, pris des mesures permettant d'amener le gaz d'Hassi er R'Mel à la côte en vue, d'une part, de le distribuer aux consommateurs algériens et, d'autre part, de permettre son expédition outre-mer par navires méthaniers.

#### D. INSTALLATIONS DE TRAITEMENT ET DE TRANSPORT

Le programme initial d'équipement est destiné à la satisfaction des besoins en Algérie. Il tient cependant compte des dispositions qui ont déjà été prises pour exporter le gaz et qui seront examinées plus loin.

Ce programme comporte les installations suivantes :

— l'équipement de quatre puits de production; pour atteindre ultérieurement une production de 10 mil-

(1) Composition du gaz (en %) :

		Gaz brut	Gaz commercial
CH <sub>4</sub>	méthane	79,5	83,5
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	éthane	7,5	7,0
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	propane	2,5	2,1
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	butane et + lourd	5,5	0,21
CO <sub>2</sub> et N <sub>2</sub>	anhydride carbonique et azote	5,5	5,79



liards de m<sup>3</sup>/an, il faudrait équiper environ vingt puits;

— la construction d'une usine de dégazolinage; elle comporte trois unités parallèles qui fonctionnent suivant un procédé simple, avec une capacité totale de traitement de l'ordre de 6 millions de m<sup>3</sup>/jour <sup>(1)</sup>; l'édification d'une quatrième tranche, portant la capacité à 8 millions de m<sup>3</sup>/jour, est envisagée;

— la construction, entre les puits et l'usine de traitement, d'un réseau de collecte de 45 kilomètres de long; ce réseau offre la particularité d'être à très haute pression, ce qui permet d'avoir dans l'usine une détente aussi élevée que possible;

— l'installation d'une canalisation pour le condensat, de 300 kilomètres de long, qui aboutit à Haoud el Hamra, d'où la production est évacuée vers Bougie par le pipe-line qui dessert le gisement d'Hassi Mes-saoud <sup>(2)</sup>;

— l'installation d'un gazoduc de 505 kilomètres qui, passant par Laghouat et Relizane, se dirige vers Arzew <sup>(3)</sup>; deux transversales construites par « Électricité et Gaz d'Algérie » (EGA), sont branchées sur la conduite respectivement à Relizane en direction d'Alger, et à Damesme en direction d'Oran; dans la première phase d'exploitation la ligne a été construite pour une capacité de transport de 1,6 milliard de mètres cubes par an sans recompression; sa capacité optima est de 2,8 milliards de mètres cubes (pour une utilisation à 80 %), et elle pourrait débiter

jusqu'à 4 milliards au moyen d'équipements complémentaires.

#### E. PRIX DE VENTE DU GAZ EN ALGÉRIE

Un arbitrage rendu le 20 mars 1959 par le gouvernement a fixé les prix à la sortie des canalisations d'Oran et d'Alger comme suit :

— Pour les industries privilégiées désignées par le gouvernement le prix est de 0,65 cent US le mètre cube, soit 0,07 cent US la mégacalorie.

Sont notamment considérés comme clients privilégiés : les installations appartenant aux producteurs de gaz, les établissements effectuant la séparation des hydrocarbures et certaines entreprises industrielles grosses consommatrices.

Le chiffre de 0,65 cent US est un prix moyen, qui pourra être abaissé dans certains cas (électro-métallurgie p. ex.) ou relevé dans d'autres (chimie). Ce prix est l'un des plus bas du monde (à titre de comparaison, le gaz de Lacq est vendu entre 2 et 2,2 cents US le mètre<sup>3</sup> rendu).

— Pour les autres industries le prix est de 1 cent US le mètre cube ou 0,11 cent la mégacalorie, ce qui équivaut à abaisser de 50 % le prix de la mégacalorie fuel.

— Le prix du gaz vendu aux particuliers et aux petites entreprises sera sensiblement plus élevé car il supportera les charges de la distribution urbaine.

## CHAPITRE 2

### POSSIBILITÉS D'ADDUCTION DU GAZ NATUREL DU SAHARA EN EUROPE OCCIDENTALE

#### A. CONSIDÉRATIONS PRÉLIMINAIRES

Même si la consommation en Afrique du Nord se développait rapidement, elle laisserait disponibles de grandes quantités de gaz naturel. En se bornant au seul gisement d'Hassi er R'mel, les quantités qui pourraient être exportées s'élèvent à 30 milliards de mètres cubes par an, soit l'équivalent de 39 millions de tonnes de charbon.

Indépendamment de considérations techniques ou commerciales qui seront examinées plus loin, il semble que ces disponibilités trouveraient aisément des débouchés en Europe occidentale. Rien que pour les pays de la CEE, on prévoit que les besoins d'énergie primaire s'élèveront de 460 millions de TEC en 1960,

à 850 millions en 1975. Comme le Sahara constitue le producteur d'hydrocarbures le plus proche de l'Europe, il est évident que le gaz saharien pourrait contribuer de façon importante à son approvisionnement.

Le principal problème à résoudre est celui du transport à travers la Méditerranée. D'Hassi er R'Mel

<sup>(1)</sup> Le procédé de traitement consiste, en principe, à profiter de la haute pression dont on dispose, en tête de puits (252 kg/cm<sup>2</sup>) pour détendre le gaz jusqu'à une pression de 70 kg/cm<sup>2</sup>. Cette détente produit un refroidissement atteignant — 16°, qui entraîne la condensation des éléments les plus lourds.

<sup>(2)</sup> Voir graphique n° 1.

à Strasbourg, il y a 1 800 kilomètres à vol d'oiseau et 3 000 par voie terrestre en passant par Gibraltar, l'Espagne, le Midi de la France et la vallée du Rhône. Sur cette distance le transport du gaz naturel par canalisations à haute pression est techniquement et économiquement viable, à condition que le débit soit suffisamment important et continu : les exemples des États-Unis, du Canada et de l'URSS le prouvent à suffisance. La difficulté réside dans la traversée de la Méditerranée, et jamais jusqu'à présent des conduites sous-marines n'ont été posées sur des distances et à des profondeurs telles que celles qu'il faudrait franchir.

## B. RÉALISATIONS EN COURS OU EN PROJET (1)

### 1. TRANSPORT PAR MÉTHANIERES

Dès à présent le transport du gaz naturel d'Hassi er R'Mel vers l'Europe entre dans l'ère des réalisations. Des études et essais, poursuivis depuis 1954, ont permis de mettre au point la construction de navires destinés à transporter le gaz liquéfié dont les premiers entreront en service en 1964. Une usine de liquéfaction d'une capacité annuelle de 1,5 milliard de mètres cubes a été installée à Arzew et pourra fonctionner dès la fin de 1964.

Gaz de France a conclu un contrat portant sur l'achat de 500 millions de mètres cubes de gaz naturel par an. Le gaz liquide sera livré au Havre, regazéifié sur place et envoyé vers Paris par une canalisation dont la construction sera achevée en 1964; les premières livraisons par le navire méthanier « Jules Verne », de 25 000 mètres cubes de capacité utile, en gaz liquéfié sont attendues pour janvier 1955. Des structures susceptibles de servir de réservoir souterrain ont été reconnues; l'une d'entre elles pourrait, si la campagne de forages entreprise à l'automne 1964 donne des résultats positifs, être équipée pour entrer en service en 1966. Sa capacité utile serait comparable à celle de Lussagnet.

Le British Gas Council a souscrit, pour une durée de quinze ans, un contrat d'achat d'un milliard de mètres cubes de gaz par an. Deux navires feront la navette entre Arzew et l'île de Canvey, d'où le méthane regazéifié sera distribué par un réseau de canalisation aux différents organismes de distribution, les Gas Boards.

Le British Gas Council estime que le gaz pourra être livré aux différents Boards à raison de 7½ pence par « therm » (0,345 cent US par mégacalorie) (2), tandis que le « reforming » portera le coût à 8½, 8¾ pence par « therm » (environ 0,4 cent US par mégacalorie).

### 2. TRANSPORT PAR CONDUITES

Les études menées par Gaz de France et par la SEGANS, avec la collaboration des constructeurs de matériel ont permis de conclure à la possibilité d'effectuer la traversée de la Méditerranée par gazoduc.

Deux itinéraires ont été reconnus, un troisième n'ayant fait que l'objet d'études préliminaires (3) :

— l'un par Gibraltar, avec un peu plus de 40 kilomètres de traversée sur des fonds de 200 à 400 mètres, joignant le Maroc à l'Espagne, à l'ouest du détroit;

— l'autre itinéraire joint Mostaganem à Carthagène en 200 kilomètres de traversée maritime sur des fonds allant jusqu'à 2 700 mètres; si, par Gibraltar, la distance d'Hassi er R'Mel à la Ruhr est de 3 200 kilomètres, le second tracé a le mérite de raccourcir de 850 kilomètres la longueur totale de la conduite;

— le troisième projet, qui n'a jusqu'à présent pas été l'objet de reconnaissances approfondies, prévoit de relier la côte tunisienne à l'Italie, par la Sicile et le détroit de Messine. Ce trajet intéresserait également les gisements de l'Est du Sahara (4).

Du point de vue technique, différentes solutions sont examinées :

a) Gaz de France a expérimenté de 1960 à 1963 une méthode originale qui consiste à assembler en mer, puis à immerger, des éléments de conduites flottants, le mécanisme de l'opération reposant sur le jeu de bouées à flottabilité variable.

Ce procédé permettrait de suivre l'itinéraire de Mostaganem à Carthagène à une profondeur de 2 600 mètres, ce qui nécessite l'emploi de tuyaux susceptibles de résister à des pressions extérieures de 270 bars.

La pose de conduites serait rendue plus aisée par l'emploi de tubes de faible diamètre (22 cm). Le nombre des canalisations à poser serait donc plus important, pour un débit donné, que pour un transport de type classique sur terre ferme.

Dès 1962, 3 kilomètres et demi de tubes ont été posés à 2 400 mètres de profondeur et relevés pour y adjoindre un kilomètre et demi supplémentaire. En 1963, plus de 8 kilomètres de canalisation ont été mis en place sur la partie la plus délicate du tracé.

(1) Une liste des principaux organismes engagés dans la production, le transport et la commercialisation du gaz d'Hassi er R'Mel figure au paragraphe C.

(2) Un « therm » = 100 000 BTU = 25 200 kcal.

(3) Voir carte dans la pochette de couverture.

(4) La « Società Siciliana Metanodotti » (SOSIM) a été créée en 1960 par les entreprises industrielles établies en Sicile, pour étudier les possibilités d'absorption de ce marché.

Il semble que le procédé soit techniquement réalisable sur une plus grande échelle.

Il est prévu de poser une canalisation d'essai de 190 kilomètres jusqu'à Carthagène, le gaz qui l'empruntera devant être utilisé dans une centrale électrique.

b) La SEGANS a étudié un premier projet qui consiste à tirer sur le fond une conduite préalablement assemblée à terre. Une reconnaissance approfondie de l'itinéraire de Gibraltar a été effectuée en 1962.

Ce projet envisage la pose de deux tubes de 40 à 50 centimètres de diamètre, assemblés dans une gaine de béton elle-même enfermée dans une enveloppe d'acier, l'ensemble étant à l'abri de la corrosion, des usures ou des déprédations mécaniques.

c) Un deuxième projet de la SEGANS consiste à placer une conduite retenue entre deux eaux, donc parfaitement indépendante de la nature, de l'importance et du profil des fonds à franchir. Cette technique révolutionnaire peut être qualifiée de « pont suspendu à l'envers ». Le tube serait retenu par des câbles porteurs reliés aux fonds sous-marins par des massifs d'ancrage (blocs de béton de 35 à 85 t), et flotterait entre 100 et 500 mètres sous le niveau de la mer. Ce projet, qui a quelques années de retard sur le projet Gaz de France, présente des caractéristiques séduisantes, mais dont l'avantage se réduit au fur et à mesure que la profondeur s'accroît.

### C. ORGANISATION TECHNIQUE ET COMMERCIALE

L'équipement et l'exploitation du gisement de Hassi er R'Mel sont assurés par la « Société d'exploitation des hydrocarbures d'Hassi er R'Mel » (SEHR), filiale de la Société nationale de recherche et d'exploitation des pétroles en Algérie (SN REPAL) et de la Compagnie française des pétroles (Algérie) (=CFP[A]), qui est concessionnaire du gisement.

Le transport du gaz jusqu'à Arzew est confié à la « Société de transport du gaz naturel d'Hassi er R'Mel à Arzew » (SOTHRA) filiale de la SN REPAL, de la CFP (A) et d'Électricité et Gaz d'Algérie (EGA). Les transversales vers Oran et Alger appartiennent à EGA. Le gaz transporté reste la propriété des producteurs sauf sur les branches EGA.

Le pipe-line transportant le condensat jusqu'à Haoud el Hamra est la propriété de la CFP (A) et de la SN REPAL, mais il est géré par la « Société pétrolière de gérance » (SOPEG), elle-même propriétaire de l'oléoduc d'Haoud el Hamra - Bougie qui amène le produit à la côte.

La « Société commerciale du méthane saharien » (COMES), filiale de la SN REPAL et de la CFP (A), est chargée de la commercialisation du gaz. En Algérie, elle vend le gaz, soit à EGA, soit directement aux gros consommateurs branchés sur le réseau de transport. La coordination des ventes aux clients du marché algérien dont la consommation est supérieure à 20 millions de thermies/an est assurée par le « Comptoir de vente en Algérie du gaz naturel d'Hassi er R'Mel », qui définit les prix et conditions de vente; les contrats sont exécutés par EGA et COMES, chacun dans son domaine propre. Pour l'exportation, la COMES vend directement, sans intervention du comptoir.

En Europe, la COMES s'est associée à divers organismes pour assurer l'étude des marchés (Société d'études des marchés européens du gaz d'Hassi er R'Mel transporté par canalisations : SEMAREL), et l'étude des moyens de transport (Société d'étude du transport et de la valorisation du gaz naturel au Sahara : SEGANS).

La SEGANS a participé à la création de deux sociétés spécialisées dans l'étude technique ou la réalisation du transport de gaz outre-mer. Il s'agit de la « Société d'études du transport du gaz d'Hassi er R'Mel par canalisation transméditerranéenne » (SETREL), dans laquelle Gaz de France (GDF) est le partenaire de la SEGANS, et de la « Méthane-Transport », dans laquelle SEGANS et GDF sont associés à des armateurs, des chantiers navals et des établissements financiers. Cette dernière société s'intéresse au transport de méthane par navires.

Enfin, la « Compagnie algérienne du méthane liquide » (CAMEL) construit à Arzew l'usine de liquéfaction de gaz. Son capital est détenu à raison de 40 % par la Conch International Ltd. (associée à des intérêts pétroliers britanniques), 21 % par les producteurs d'Hassi er R'Mel, 20 % par la Caisse algérienne de développement, 8 % par le BRP; le reste est aux mains d'intérêts français et algériens. En fait, la participation indirecte du gouvernement algérien dans cette société s'élève à près de 30 %.

## LE GAZ NATUREL DU MOYEN-ORIENT

Le Moyen-Orient possède près du quart des réserves de gaz naturel connues dans le monde <sup>(1)</sup>, soit un peu plus du double des réserves de l'Afrique. Une quantité importante de gaz est mise à jour par l'extraction du pétrole, mais une faible partie seulement est utilisée.

En Iran, un tiers du gaz produit en 1962 a été utilisé soit comme matière première (engrais chimiques), soit comme combustible (cimenteries). Un réseau de canalisations amenant du gaz à Téhéran est en construction. Suivant un accord récemment conclu pour une période de quinze ans, l'Afghanistan livrera à l'URSS une quantité annuelle de 1,5 milliard de mètres cubes de gaz naturel.

Dans les autres pays du Moyen-Orient, les utilisations du gaz naturel sont mineures : combustible de raffinerie, combustible pour la distillation de l'eau de mer, et surtout réinjection pour élever la pression des gisements de pétrole. A part ces cas, le gaz est actuellement perdu, faute de pouvoir être transporté.

A plus longue échéance, le gaz naturel pourra sans doute être utilisé sur place en grandes quantités pour la fabrication d'engrais chimiques et pour la production d'électricité. Par contre, il ne faut pas s'attendre à un développement rapide de la consommation domestique, ni à l'emploi du gaz dans des industries de transformation, en raison des capitaux considérables qu'exigent ces utilisations <sup>(2)</sup>.

## A. PROJET DE TRANSPORT PAR MÉTHANIERES

Il y a une dizaine d'années, l'administration pour les opérations à l'étranger des États-Unis a demandé au National Research Council d'étudier la possibilité d'utiliser le gaz naturel perdu en Arabie séoudite.

Le rapport concluait que la solution la plus intéressante était l'installation d'un feeder des champs pétrolifères jusqu'à un port d'exportation, puis la liquéfaction et le transport par bateaux <sup>(3)</sup>.

Une flotte de vingt navires d'une capacité utile de 15 000 tonnes, permettant de transporter à chaque voyage environ 20 millions de mètres cubes, suffirait pour exporter annuellement 3,5 milliards de mètres cubes.

## B. PROJETS DE TRANSPORT PAR PIPE-LINE

Vers la même époque, une entreprise américaine, la « Bechtel International Corporation », avait mis au point un projet qui aurait permis d'alimenter

en gaz provenant d'Irak, quelque quinze pays européens. Il s'agissait d'un pipe-line d'une longueur de 4 000 kilomètres, non compris les embranchements, pouvant transporter annuellement l'équivalent de 6,5 millions de TEC.

S'il n'existait aucun obstacle majeur d'ordre technique puisque des réalisations du même ordre existaient déjà en Amérique, les difficultés étaient essentiellement d'ordre politique : il fallait engager des négociations avec les gouvernements intéressés pour obtenir la certitude que la fourniture de gaz soit assurée pendant une longue durée (20 ans p. ex.), et à très bas prix.

Un projet plus récent, connu sous le nom de « Meurogas » a repris cette idée. La conduite de transport, d'un mètre de diamètre et de 4 425 kilomètres de long, aurait une capacité annuelle de 14 500 millions de mètres cubes de gaz naturel. Elle aurait son point de départ en Turquie centrale, où aboutiraient des lignes de collecte, et traverserait la Grèce, la Yougoslavie, l'Autriche, l'Allemagne, le Luxembourg et la Belgique pour aboutir au Royaume-Uni.

Ces projets, qui ont pu susciter certains espoirs il y a quelques années, retiennent moins l'attention depuis les découvertes effectuées en Europe. Ils présentent en effet un très grave risque d'insécurité.

Il n'est par contre pas exclu que l'amélioration des techniques de transport par navires méthaniers conduise, à long terme, à l'importation de quantités relativement élevées de gaz liquéfiés (naturel ou de pétrole) de provenance extérieure. Le risque est en effet moindre dans ce domaine, car il est possible de diversifier les sources d'approvisionnement.

(1) Réserves de gaz naturel du Moyen-Orient (en milliards de mètres cubes) : Iran 1 850, Arabie séoudite 1 280, Koweït 940, Irak 650, Divers 440 = 5 160.  
Source : Revue pétrolière, avril 1963.

(2) Voir Snodgrass et Gibson : Gas use plays vital role in Middle East picture — Oil and Gas International, janvier 1964, p. 40.

(3) Un service régulier de transport de gaz de pétrole (butane et propane) liquéfiés fonctionne depuis quelques années entre le Japon et le Moyen-Orient. Du gaz provenant de Koweït et d'Arabie séoudite est livré soit pour la vente en bouteille, soit pour les besoins de l'industrie gazière. Celle-ci n'a consommé que 9 000 tonnes en 1960, mais prévoit d'en utiliser 134 000 en 1970 et 336 000 en 1980. Une caractéristique particulière de certains navires japonais affectés au transport de gaz liquéfié est qu'ils permettent de transporter à la fois du gaz et du pétrole brut. Ce système réduit les pertes de place résultant de l'encombrement des réservoirs spéciaux à gaz, et augmente la rentabilité de l'opération. Voir Dedeystère : Les combustibles gazeux au Japon — Revue française de l'énergie, avril 1963, p. 336; Revue pétrolière, avril 1963, p. 47.



## QUATRIÈME PARTIE

### L'ÉCONOMIE DU GAZ NATUREL

Les chapitres qui suivent ont pour objet de dégager les principes qui régissent l'économie du gaz naturel en Europe.

Le premier chapitre examine les principes de l'économie du transport du gaz, et notamment compare les deux modes de transports qui s'offrent pour l'importation de gaz de provenance extra-européenne.

Le deuxième chapitre cherche à prévoir suivant quelles lignes s'orientera le comportement économique des producteurs, transporteurs et distributeurs. Le troisième chapitre examine la position concurrentielle du gaz naturel vis-à-vis des gaz manufacturés et des autres formes d'énergie. Le quatrième chapitre décrit les problèmes que posent la régularité et la sécurité des approvisionnements.

#### CHAPITRE 1

### LES CONDITIONS ÉCONOMIQUES DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL À LONGUE DISTANCE

Deux modes de transport du gaz naturel à longue distance sont actuellement pratiqués : le transport à l'état gazeux par canalisations fixes, le transport à l'état liquide par navires méthaniers. On ne citera que pour mémoire le transport sous forme d'énergie électrique, d'un rendement faible et dont le coût augmente très rapidement en fonction de la distance.

#### A. LE TRANSPORT PAR CANALISATIONS

Ce sont les gazoducs qui ont permis au gaz naturel de conquérir une place prépondérante sur le marché énergétique des États-Unis. Les grandes canalisations qui écoulent la production du Texas ou du Canada franchissent des distances considérables allant jusqu'à 4 000 kilomètres.

Les conditions économiques du transport par gazoduc dépendent de la combinaison d'une série de facteurs qui interviennent de manière différente dans chaque cas : distance, diamètre de la conduite, pression du gaz à l'origine, densité de population des régions traversées, etc. Certains principes généraux peuvent toutefois être énoncés quant à l'incidence des principaux éléments (1) :

— la capacité de transport d'une conduite augmente plus que proportionnellement à son diamètre;

— le coût de la ligne au kilomètre augmente moins vite que la capacité de transport, à mesure que le diamètre augmente;

— à pleine charge, le coût de transport sur une même distance tendra à diminuer en fonction du diamètre; la différence représente de 25 à 30 %, entre une

conduite de 75 centimètres de diamètre et une conduite d'un mètre (2);

— pour un diamètre donné et à pleine charge, le prix de transport de la calorie augmente à peu près en fonction linéaire de la distance;

— toute inutilisation partielle ou temporaire de la capacité d'un gazoduc élève le prix du transport du gaz.

On est ainsi amené à rechercher, pour que l'écoulement du gaz soit rentable, des marchés relativement concentrés, et dont la demande présente globalement le moins possible de variations journalières ou saisonnières. Le problème est évidemment complexe, du fait qu'il faut par exemple placer la canalisation en fonction du marché tel qu'il se présentera plusieurs années après sa mise en service.

La consommation peut être régularisée par des moyens commerciaux (contrats spéciaux en faveur d'usagers stabilisateurs de la demande comme l'industrie chimique), tarifaires (contrats interruptibles) ou techniques (volant de stockage).

Les décisions prises lors de la construction d'un gazoduc présentent donc un caractère irréversible et doivent être longuement pesées, car leurs conséquences ne se limitent pas à l'économie gazière.

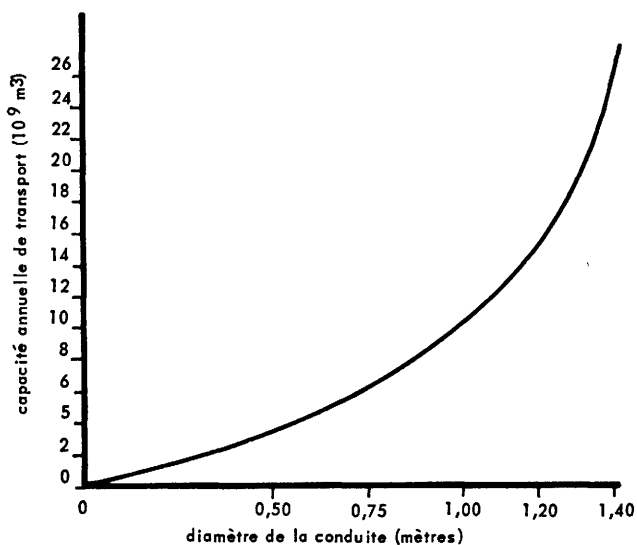
L'utilisation des voies publiques par les conduites et le caractère de service public généralement reconnu au

(1) Voir graphique n° 2.

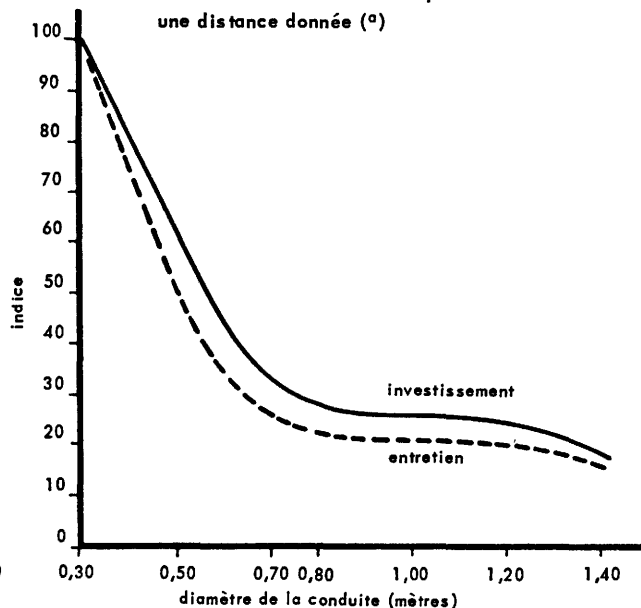
(2) Le diamètre actuellement utilisé pour de grands réseaux est de 1 mètre. Les techniciens envisagent de pouvoir poser avant dix ans des conduites de 1,20 m (15 milliards de m<sup>3</sup>/an) et avant vingt ans des conduites de 1,40 m d'une capacité de 25 milliards de m<sup>3</sup>/an.

Conditions économiques du transport de gaz naturel par canalisations

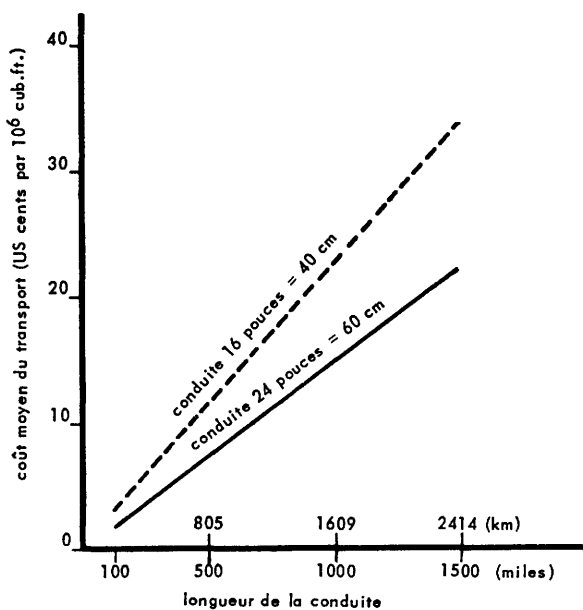
A. Variation de la capacité de transport d'un gazoduc en fonction de son diamètre



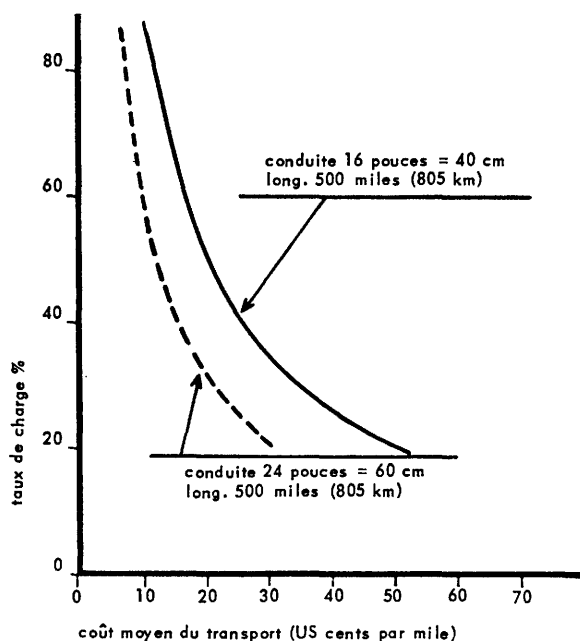
B. Variation du coût d'investissement et d'entretien en fonction du diamètre pour une distance donnée (a)



C. Effet de la longueur de la conduite sur le coût de transport du gaz à un taux de charge de 100% (b)



D. Effet du taux de charge sur le coût de transport du gaz (b)



(a) D'après : Rapports sur le Cycle d'étude sur les plans et la construction de gazoducs ; Comité du gaz de la Commission économique pour l'Europe.

(b) D'après : Kornfeld : Natural Gas Economics, cité dans Nations unies : L'économie du transport du gaz naturel, doc.ST/ECE/GAS/5.

transport du gaz entraînent le plus souvent l'intervention des pouvoirs nationaux ou locaux qui soumettent cette activité à une réglementation spéciale comportant certaines obligations, mais aussi des garanties pour les transporteurs <sup>(1)</sup>.

Dans le cas particulier de certains gisements proches de l'Europe, les canalisations devraient franchir l'espace maritime sur une distance plus ou moins grande. Les aspects techniques de ce problème ont été examinés dans la troisième partie de cette étude.

En ce qui concerne son aspect économique, on se bornera à constater que, le coût de construction d'une canalisation sous-marine étant de toute façon plus élevé que celui d'une canalisation terrestre, il sera, plus encore que dans le cas de celle-ci, indispensable de prendre des mesures tendant à accroître et à régulariser le débit.

Les frais de transport pour du gaz de diverses provenances ont été récemment évalués comme suit <sup>(2)</sup> :

Origine du gaz	Distance de transport (en km)	Diamètre de la canalisation (en mm)	Quantités à transporter (en milliards de m <sup>3</sup> /an)	Nombre de stations de compression	Frais de transport (\$ cent / mégagaleries)
Moyen-Orient <sup>(1)</sup>	4 000	1 000/900	10	20	0,180
Hass er R'Mel <sup>(2)</sup>	2 500	900	10	12	0,124
Groningue	1 300	900/500	2,4	5	0,067
Côte italienne <sup>(3)</sup>	1 150	600/300 <sup>(4)</sup>	5/0,8 <sup>(4)</sup>	5 <sup>(5)</sup>	0,065

<sup>(1)</sup> Projet Meurogas.

<sup>(2)</sup> Via Mostaganem-Carthagène.

<sup>(3)</sup> Gaz transporté à l'état liquide jusqu'en Italie, puis par conduite, non compris le transport par méthanier jusqu'au port de regazéification.

<sup>(4)</sup> Le deuxième chiffre est relatif au trajet entre Ulm et l'Autriche.

<sup>(5)</sup> Trois avant Ulm, deux après.

## B. LE TRANSPORT PAR NAVIRES MÉTHANIER

Le transport du gaz naturel par méthaniers comporte une succession d'opérations. Le gaz collecté aux différents puits est tout d'abord acheminé à la côte; il est ensuite liquéfié par réfrigération qui s'accompagne d'une diminution de volume; le gaz liquide ainsi obtenu est stocké dans des réservoirs afin de permettre un chargement rapide des bateaux. Au transport maritime proprement dit succèdent encore un nouveau stockage à l'arrivée, puis la regazéification par réchauffement et, enfin, le transport du gaz par canalisations vers les centres de distribution.

La liquéfaction constitue la base même de l'ensemble de l'opération du transport; elle n'en est pas la phase techniquement la plus difficile, encore que son application à de très grandes quantités constitue un problème industriel nouveau. Elle est par contre la plus coûteuse, tant par les investissements qu'elle exige que par la consommation d'énergie qu'elle implique <sup>(3)</sup>.

Le stockage du méthane liquide exige l'emploi de réservoirs isolés, permettant de réduire les pertes par évaporation.

Les caractéristiques du méthane liquide font que son transport par mer diffère profondément de celui du pétrole. En première approximation, un méthanier d'un tonnage utile donné doit se rapprocher des dimensions d'un pétrolier d'un tonnage 2,5 fois plus important <sup>(4)</sup>. Le prix élevé des méthaniers imposera

<sup>(1)</sup> Le comité du gaz de la Commission économique pour l'Europe des Nations Unies a étudié le moyen de favoriser les échanges de gaz par l'élaboration d'un « code international pour la sécurité des transports internationaux de gaz combustible par canalisations ». Dans l'intention du comité, ce document contiendrait un ensemble de directives techniques pour la construction des canalisations de transport international, qui devraient être adoptées par les États membres comme règles minima. Le comité a demandé à une organisation privée spécialisée, l'Union internationale du gaz, de préparer et de lui soumettre un projet de code élaboré dans cet esprit.

<sup>(2)</sup> D'après Huber : Transportkosten bei Erdgasfernleitungen — Conférence prononcée à Salzbourg en mai 1963. Le point de destination envisagé est l'Autriche.

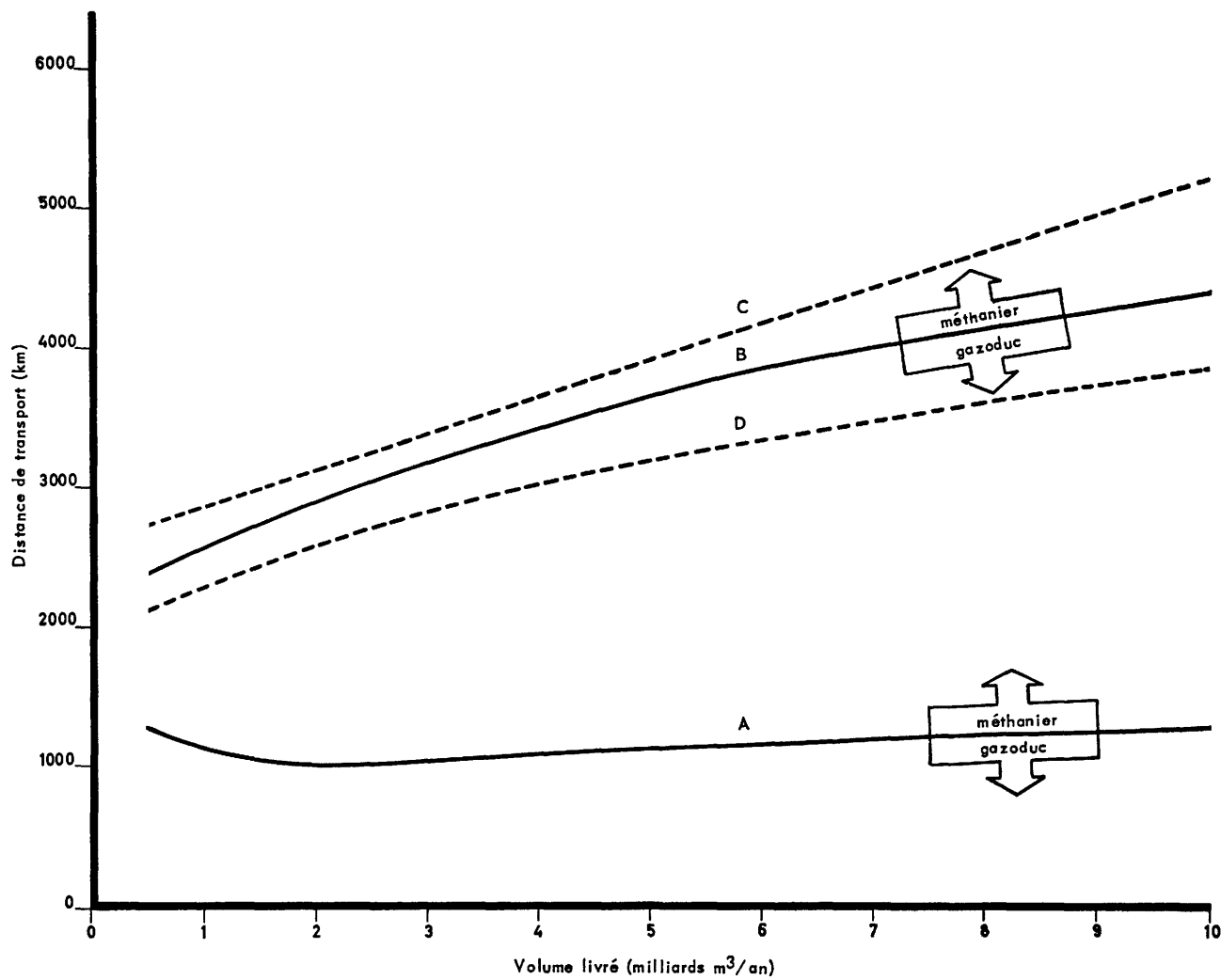
<sup>(3)</sup> La liquéfaction d'un million de m<sup>3</sup> nécessite une puissance de 10 000 à 25 000 kW selon le procédé utilisé.

<sup>(4)</sup> Le méthane liquide a une densité de 0,46 à 0,475 alors que celle du pétrole brut est d'environ 0,85. Tous les efforts nécessaires pour rendre possible le transport du gaz sous forme liquide n'aboutissent donc finalement qu'à véhiculer deux fois moins de masse à l'unité de volume que lorsqu'il s'agit d'hydrocarbures lourds. Cependant le pétrole est un produit brut dont une fraction seulement sera transformée en combustible par le raffinage, alors que la totalité du gaz transporté est directement prête pour l'utilisation.



GRAPHIQUE n° 3

Courbes d'égalité des coûts de transport et des coûts d'investissement (1)



(1) D'après : Delsol et Verret : Problèmes et perspectives du transport du gaz naturel par liquéfaction.

A = courbe d'égalité des investissements.

B = courbe d'égalité des coûts de transport.

C = emplacement de B au cas où l'investissement méthane est de 10% plus élevé.

D = emplacement de B au cas où l'investissement méthane est de 10% plus faible.

donc un taux d'utilisation aussi grand que possible (1).

Il faut enfin tenir compte du nombre de livraisons à assurer, du degré de sécurité d'approvisionnement qui est exigé de l'ensemble et du procédé de liquéfaction utilisé. La création d'un ensemble de transport de gaz naturel liquéfié résultera finalement d'une juste proportion entre les équipements à terre et le nombre de navires utilisés.

### C. COMPARAISON DES DEUX MODES DE TRANSPORT

Le choix du mode de transport à utiliser pour livrer le gaz naturel d'un gisement aux centres de consommation dépend d'une série de facteurs propres à chaque cas.

Le facteur géographique sera généralement déterminant. Le choix ne se pose pas pour le gaz de Groningue, qui sera amené par gazoduc aux consommateurs des pays du continent, voisins des Pays-Bas.

Dans d'autres cas par contre, il faudra procéder à un calcul économique qui tienne compte de tous les éléments en présence : c'est notamment le cas pour la livraison du gaz du Sahara ou du Moyen-Orient en Europe.

Sans leur donner une valeur absolue, on peut énoncer certains principes généraux sur les rapports de coût entre le transport par gazoduc et le transport par méthanier (2). Ces principes sont synthétisés par les courbes représentées dans le graphique n° 3 qui rapprochent les coûts d'investissement et les frais totaux d'un transport de gaz effectué dans différentes hypothèses, soit par un gazoduc, soit par un ensemble de transport de gaz liquéfié de dimensions appropriées au volume à livrer et constitué d'une usine de liquéfaction, de navires méthaniers et d'une usine de regazéification. Il y a lieu d'observer que l'on suppose que le gisement de gaz est situé au lieu même de la liquéfaction, ce qui représente un cas purement théorique.

La courbe A représente l'égalité d'investissements dans différentes hypothèses de distance et de volume livré, pour les deux modes de transport. Toute hypothèse de volume - distance matérialisée par un point situé au-dessus de la courbe indique un investissement plus élevé pour le transport par gazoduc que pour celui par méthanier (3).

On constate que, quel que soit le volume à livrer, le transport par méthanier exige des investissements moins élevés que le gazoduc, dès que l'on dépasse une distance qui se situe, suivant le volume, entre 1 000 et 1 300 kilomètres.

La courbe B représente l'égalité de coûts de transport (4). Toute hypothèse de volume - distance matérialisée par un point situé au-dessus de la courbe indique que le transport par méthanier est moins coûteux. Il faut cependant excepter les cas des faibles volumes transportés, inférieurs à 0,5 milliard de mètres cubes par an, pour lesquels le coût du méthanier est prohibitif.

Il y a un écart assez important entre la courbe B et la courbe A, qui résulte de l'importance des frais variables d'exploitation pour le méthanier, et d'une certaine différence dans les durées d'amortissement admises. Les courbes C et D indiquent la *marge d'erreurs* qui résulterait d'une variation de 10 % en plus ou en moins du montant des investissements relatifs à l'ensemble de transport par méthanier.

Le caractère théorique du cas envisagé ne permet pas d'en tirer des conclusions définitives. On constate cependant qu'il est actuellement logique de préférer le méthanier au gazoduc dans le cas où le gaz livré ne constitue qu'un appoint à une production de gaz manufacturé, et particulièrement lorsqu'un long parcours maritime est à franchir.

A long terme, il est à prévoir que les techniques de transport par canalisations sous-marines et par navires méthaniers seront l'une et l'autre sensiblement améliorées; mais il n'est pas possible d'évaluer les rapports de prix qui s'établiront entre elles.

(1) Il est essentiel que le volume offert par la coque du navire soit occupé au maximum. L'acier étant fragile à — 160° C, le calorifugeage des réservoirs et la nécessité de les compartimenter occasionnent une perte de place importante et des procédés de construction très coûteux. En outre il est indispensable de conserver pour le voyage de retour une certaine quantité de méthane afin de maintenir les réservoirs en température. Le méthanier devra enfin être pourvu de compartiments spéciaux pour le ballast, lors du retour à vide, alors que les pétroliers utilisent à cet effet les réservoirs qui ont contenu le pétrole. Voir cependant à ce sujet note (2), page 43.

(2) Voir Delsol et Verrét : Problèmes et perspectives du transport maritime de gaz naturel par liquéfaction — Rapport n° 53, III/5/3 présenté à la sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne 1962.

(3) Y compris les installations de liquéfaction et de regazéification.

(4) Investissements + exploitation.

## LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Ce chapitre décrit les facteurs qui, dans la situation actuelle, contribuent à déterminer les caractéristiques du marché du gaz naturel en Europe. Seront successivement examinés les facteurs géographiques et les contraintes financières, techniques et commerciales qui influencent le niveau des prix.

On se bornera à fixer des points de repère en fonction de la situation présente et des prévisions qui peuvent actuellement être faites. Ces jalons devront sans doute être modifiés si le nombre des concessionnaires d'exploitation de gisements venait à augmenter sensiblement ou si l'adduction du gaz saharien était remise à un avenir très lointain.

En outre, ces indications n'ont de valeur que sur le plan de la Communauté et n'excluent pas la présence de situations différentes au niveau de marchés régionaux ou locaux qui s'intègrent à l'ensemble sans en altérer la physionomie.

Des informations sur les réglementations relatives aux prix existant dans les pays membres et sur la formation du prix du gaz naturel dans certains cas ont été jointes à ce chapitre.

## A. FACTEURS GÉOGRAPHIQUES

Pour connaître le handicap de distance que devrait supporter le gaz du Sahara, par rapport à celui des côtes de la mer du Nord, il serait nécessaire de procéder à une étude de marchés détaillée, et de disposer d'informations étendues sur les investissements à effectuer ainsi que sur les coûts d'extraction et de transport à prévoir.

A défaut d'une telle étude, on a cherché à déterminer les zones dans lesquelles les deux gisements de Hassi er R'Mel et de Groningue qui renferment des disponibilités sensiblement égales<sup>(1)</sup> desserviraient une même population.

Cette méthode appelle les réserves suivantes :

— Il est vraisemblable que les régions voisines de la mer du Nord et le plateau continental contiennent des réserves d'un montant assez élevé. Les possibilités du gisement de Hassi er R'Mel pourraient donc perdre en valeur relative une partie de leur importance.

— Le calcul est basé sur des chiffres de population totale, qui ne reflètent pas les différences de structure économique et de niveau de vie. Des statistiques de population active ou de population active indus-

trielle, qui auraient permis de les compenser dans une certaine mesure, n'ont malheureusement pu être recueillies.

— Il n'est pas tenu compte des disparités régionales de structure existant à l'intérieur des deux zones, et notamment des contraintes de l'économie du transport du gaz, qui conduiront à la création de marchés régionaux. Les réseaux de transport et de distribution ne couvriront pas l'entière des zones considérées, à la manière d'un filet à mailles régulières. Surtout dans le cas du gaz saharien, il y aura seulement quelques artères importantes qui franchiront des distances assez grandes dans des régions n'offrant aucun débouché, pour approvisionner des marchés géographiquement concentrés.

Sous ces réserves, on peut prévoir que le gaz de la mer du Nord pourra approvisionner, sans devoir franchir de grandes distances, les principales régions industrielles d'Europe occidentale, habitées par une population dense et dont le niveau de vie est généralement élevé. Ces régions sont en outre celles qui produisent la quasi-totalité du charbon communautaire et en utilisent la majeure partie.

Le gaz du Sahara atteindra par contre des régions de peuplement plus espacé, dont certaines sont économiquement moins développées. Il touchera, en outre, les régions où s'écoule actuellement la production de certains gisements européens, à savoir ceux de Lacq et de la vallée du Pô.

Le graphique n° 4 permet d'évaluer en distance de transport l'avantage géographique dont bénéficient les gisements du Nord de la Communauté.

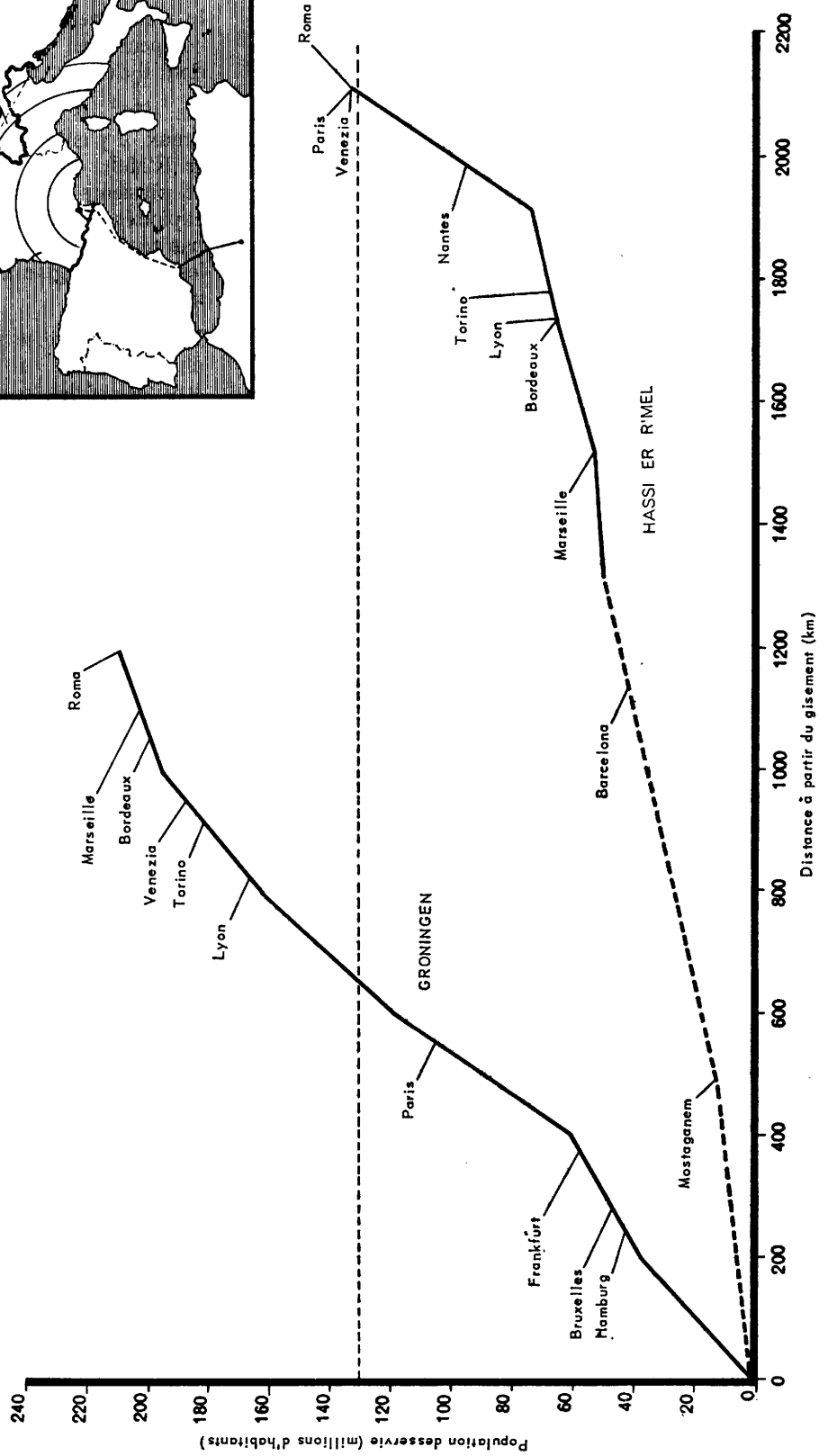
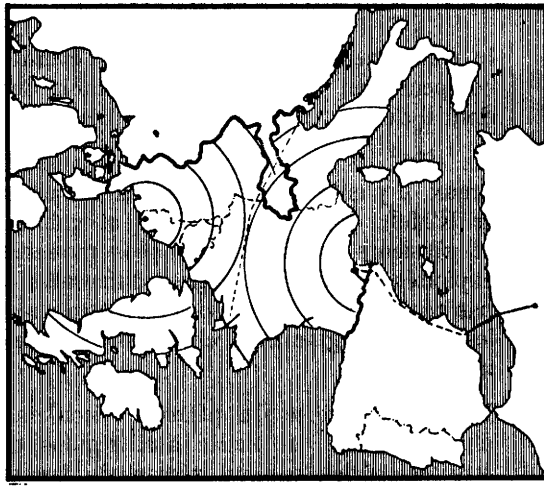
En abscisse figurent les distances de 200 en 200 kilomètres, à partir du gisement, et en ordonnée la population des zones ainsi déterminées<sup>(2)</sup>. Les deux

(1) Groningue = 1 100 milliards de m<sup>3</sup> à 7 980 kcal et Hassi er R'Mel = 1 000 milliards de m<sup>3</sup> à 9 300 kcal. En équivalent calorifique le gisement de Hassi er R'Mel = 1,06 fois celui de Groningue.

(2) Le calcul des distances à partir d'Hassi er R'Mel a été fait en suivant l'itinéraire Mostaganem-Carthagène-Barcelone-Perpignan. Les populations de l'Algérie, de l'Espagne et du Portugal sont comprises dans le total, au niveau de la frontière franco-espagnole. Le cumul des populations desservies a ensuite été calculé en zones concentriques à partir de Perpignan, de 200 en 200 kilomètres. Pour Groningue, les cercles concentriques ont été tracés à partir du gisement et ils englobent, outre les pays de la Communauté, le Royaume-Uni. Le calcul des populations a été effectué en regroupant les circonscriptions administratives de manière à suivre aussi fidèlement que possible les circonférences des zones. Certaines approximations ont dû être, de ce fait, acceptées.

GRAPHIQUE n° 4

Gaz saharien et gaz hollandais – Evaluation de l'avantage de transport au profit du gaz de Groningen et détermination des aires dans lesquelles chacun des gisements desservirait une population égale.



courbes qui ont été tracées indiquent donc respectivement pour Groningue et Hassi er R'mel, la distance à franchir pour desservir une population donnée.

On constate que les zones renfermant pour chaque gisement une population desservie identique, soit 130 millions de personnes, se recoupent à une distance approximative de 700 kilomètres de Groningue et de 2 100 kilomètres de Hassi er R'Mel, sensiblement au niveau de Paris.

En ce point, le gaz de la mer du Nord bénéficie donc d'un avantage de localisation équivalant à une distance de transport de 1 400 kilomètres environ. Compte tenu des frais supplémentaires qu'entraîne la nécessité de traverser la Méditerranée, le désavantage réel que supporte le gaz du Sahara doit sans doute être fixé à un niveau plus élevé.

#### B. CONTRAINTES FINANCIÈRES ET TECHNIQUES — PRIX DE RÉFÉRENCE

Le niveau de prix est déterminé à la fois par les quantités à écouler et par les prix des énergies concurrentes.

En ce qui concerne les quantités, les considérations suivantes peuvent être formulées :

— la création de nouveaux marchés rencontrera une certaine inertie au départ, puis s'accélénera, une fois atteint un palier ;

— il est nécessaire de faire coïncider le rythme d'exploitation du gisement avec la durée d'amortissement des installations de transport. Une politique d'écoulement plus rapide accroîtrait de façon démesurée le montant des capitaux nécessaires au développement du réseau et ne respecterait pas le principe de la progressivité des substitutions. Un écoulement plus étalé dans le temps risquerait de conduire à un équipement de transport inférieur à l'optimum économique et à des charges d'amortissement trop élevées.

En pratique, c'est sur une durée de trente à quarante ans qu'il paraît raisonnable de prévoir l'épuisement d'un gisement. Le producteur acceptera donc toute combinaison de prix qui lui assurera ce rythme d'écoulement, avec le rendement le plus élevé possible. Il sera notamment en mesure d'accepter tout niveau de prix qui lui permette de couvrir seulement à la limite le coût marginal de la production.

Il n'y a pas lieu, comme dans l'économie pétrolière, de faire intervenir parmi les éléments qui déterminent

le comportement du producteur l'éventualité d'une compensation des coûts de l'ensemble des gisements dont il dispose en différents endroits.

En effet, les gisements sont relativement peu nombreux, il y en a deux très grands (Groningue et Hassi er R'Mel), deux grands (Lacq et vallée du Pô) (1), et plusieurs de dimensions plus modestes. Ils sont exploités par des entreprises différentes qui ne sont pas tenues, comme les sociétés pétrolières, d'intégrer les coûts de gisements chers et de gisements à bon marché.

Enfin, à l'inverse du pétrole, l'écoulement du gaz d'un gisement est limité aux régions qui peuvent être desservies par un réseau de transport et de distribution. Seul un développement considérable du transport par navires méthaniers modifierait cette situation en permettant la création d'un marché sur lequel des gaz naturels de différentes provenances seraient mis en concurrence.

En Europe, dans les conditions actuelles, le prix du gaz naturel s'établira donc uniquement en fonction des capacités d'absorption de l'aire de marché du gisement et c'est finalement le prix des autres formes d'énergie qui déterminera le niveau de référence (2).

Le prix du fuel présente toutefois des variations à court terme, alors que les contrats de vente de gaz sont conclus à long terme et doivent offrir une certaine stabilité. Le prix de référence à choisir ne sera donc pas nécessairement le cours du fuel au moment de la conclusion de la vente.

En outre, le rapport exact entre le prix du gaz et le terme de référence dépendra des quantités qui pourront être mises sur le marché. Plus les vendeurs désireront écouler de gaz naturel, plus ils devront fixer leur prix à un niveau proche de celui du fuel ou même inférieur. Si par contre, les volumes de gaz disponibles sont relativement plus faibles, il ne sera pas nécessaire d'offrir une aussi grande souplesse de prix.

#### C. RÉGLEMENTATIONS RELATIVES AUX PRIX ET FORMATION DES PRIX

La position concurrentielle du gaz naturel sur le marché énergétique peut être influencée par les mesures de contrôle des prix prises par les autorités publiques. Le cadre de la présente étude ne permet

(1) L'exploitant étant unique et titulaire d'un monopole, on peut considérer que les gisements de la vallée du Pô, géographiquement concentrés, n'en forment qu'un seul.

(2) Fuel léger pour le chauffage domestique, fuel lourd pour les usages industriels.

pas de comparer l'ensemble des dispositions législatives ou réglementaires relatives au transport et à la distribution. La publicité des prix et les mesures éventuelles de contrôle de leur fixation seront donc seules examinées ci-dessous.

Dans les pays où existe une réglementation des tarifs de distribution du gaz, il n'est pas fait de distinction suivant qu'il s'agit de gaz naturel ou manufacturé.

En revanche, les prix de vente du gaz naturel aux consommateurs industriels font l'objet, en France et en Italie, de dispositions particulières.

La publicité des prix résulte de prescriptions réglementaires, en France et en Allemagne. Dans ce dernier pays, cette mesure n'affecte toutefois que les ventes pour les utilisations non industrielles.

Le niveau des prix est contrôlé par les autorités en France, en Belgique (sauf pour les utilisations industrielles) et, dans une certaine mesure, aux Pays-Bas. Le prix du gaz à usage industriel est fixé par les pouvoirs publics, en Italie.

En dehors des cas qui précèdent, les transporteurs et distributeurs fixent librement leurs prix, sans devoir publier de barèmes.

La situation plus détaillée par pays se présente de la manière suivante.

#### 1. RÉPUBLIQUE FÉDÉRALE D'ALLEMAGNE

Il n'existe en Allemagne aucune réglementation spécifique pour le niveau des prix de vente du gaz naturel, et tous les types de gaz (gaz manufacturés, gaz naturel distribué en l'état, mélangé ou transformé) sont soumis aux mêmes dispositions, qui concernent seulement la publicité des prix.

La loi sur l'énergie (*Energiewirtschaftsgesetz*) de 1935 prescrit aux distributeurs de gaz de publier leurs conditions générales de vente et leurs tarifs. Cette obligation ne couvre toutefois pas les ventes aux consommateurs non abonnés, c'est-à-dire en fait, aux consommateurs industriels spéciaux (*Sonderabnehmer*).

Les distributeurs sont obligés d'offrir aux consommateurs domestiques le choix entre au moins deux tarifs, dont l'un doit être un tarif binôme (*Grundpreistarif*) et l'autre un tarif de petite consommation (*Kleinstabnehmertarif*).

Dans ce cadre, les distributeurs fixent librement le niveau de leurs prix et conditions de vente sous réserve des engagements qu'ils auraient éventuellement contractés vis-à-vis des communes concédantes.

Aucune publicité n'est prescrite pour les tarifs de vente aux consommateurs industriels spéciaux et les entreprises gazières fixent librement leurs prix, en concluant avec leurs clients des contrats industriels.

Il n'existe pas de tarifs de transport de gaz en dehors de quelques cas de portée limitée et aucune disposition ne vise les prix de transport du gaz.

#### 2. BELGIQUE

a) En Belgique, seuls les tarifs pleins de vente aux consommateurs domestiques par les organismes de distribution font l'objet d'une réglementation. Un prix maximum a été fixé par un arrêté royal de 1961 et il est soumis aux fluctuations trimestrielles d'un indice appelé *index-gaz*, qui tient compte notamment des coûts des matières premières et de l'équipement utilisé pour l'industrie gazière.

b) Tous les autres prix sont sous le régime de la liberté. La tarification pour les usages domestiques pratiquée par les distributeurs comporte des tarifs réduits en fonction de l'importance de la consommation annuelle. Une réduction de 20 % au moins sur le tarif ordinaire est notamment accordée pour une consommation de 480 à 1 020 m<sup>3</sup>/an, et cette réduction est portée, au minimum, à 40 % au-delà de 1 020 m<sup>3</sup>/an. Le chauffage central fait l'objet d'une tarification particulière; à cette fin, la Belgique est divisée en trois zones dans lesquelles les prix varient de 1,40 à 1,65 franc le mètre cube (*indexé en index-gaz*).

Les prix sont harmonisés dans l'ensemble des exploitations de distribution, pour l'artisanat et la petite industrie, par un tarif à tranches dégressives. Il n'y a pas de tarifications pour les gros consommateurs industriels, les prix faisant l'objet de contrats individuels, fixés de cas en cas.

c) Depuis juillet 1963, les entreprises privées de transport et de distribution de gaz sont membres du comité de contrôle de l'électricité et du gaz. Ce comité constitué à la suite d'une convention entre le gouvernement, les syndicats professionnels et les entreprises de gaz et d'électricité a pour mission, en ce qui concerne les prix, d'examiner les recettes des entreprises, ainsi que leur tarification et d'émettre le cas échéant des observations sur leurs fluctuations. Les régies communales de distribution du gaz, assez peu nombreuses en fait, n'ont pas encore adhéré au comité.

Les entreprises gazières associées au comité de contrôle y sont représentées par un organisme professionnel auquel elles ont confié notamment le soin d'établir, de modifier, d'unifier et de proposer les principaux tarifs pratiqués par elles.

### 3. FRANCE

Les dispositions réglementaires dans le cadre desquelles sont établis les tarifs de vente du gaz, sont les mêmes, qu'il s'agisse de gaz naturel ou de gaz manufacturé.

Le gaz est vendu :

- par les réseaux de transport aux distributions publiques qui ne disposent pas d'installations autonomes de production et à de gros clients industriels;
- par les réseaux de distribution publique aux consommateurs domestiques, artisanaux, commerciaux et aux industriels autres que ceux desservis par les réseaux de transport (petite et moyenne industrie quelques gros clients).

Les tarifs sont fixés par concession de transport ou de distribution et ce sont les tarifs réels qui figurent dans les cahiers des charges de concession.

#### a) Transport

##### i) Réglementation

Aux termes du cahier des charges type de concession de transport de gaz auquel sont conformes les cahiers des charges de concessions particulières existantes, les tarifs comprennent :

- un prix par mètre cube de gaz livré;
- une prime fixe.

Les tarifs sont différenciés suivant les conditions techniques d'alimentation (notamment importance de la fourniture, continuité du service, débit, pression, horaire, saison, durée du contrat) et suivant la situation géographique.

Ils doivent respecter la clause d'égalité de traitement, c'est-à-dire que le concessionnaire est tenu de consentir à ses clients les mêmes tarifs pour des fournitures faites dans des conditions équivalentes d'alimentation et pour des situations géographiques similaires.

Les tarifs doivent conduire à une recette permettant de couvrir l'ensemble des charges supportées par le concessionnaire : prix du gaz à l'entrée du réseau, charges d'investissements et d'exploitation.

Pour maintenir l'harmonie, assurée lors de l'octroi de la concession, entre recettes et dépenses, il est prévu que les tarifs :

- varient en fonction des conditions économiques caractérisées par une formule d'indexation (déterminée dans chaque cahier des charges particulier) <sup>(1)</sup>;
- peuvent être révisés dans certains cas, et notamment en cas de déséquilibre permanent ou de bénéfice excédant une marge de 10 %.

Le contrôle de ces dispositions est assuré par l'État, autorité concédante en matière de concession de transport; le ministre de l'industrie approuve les conventions d'achat du gaz destiné à être transporté. Les éléments du dossier lui permettent de calculer les frais de transport et de vérifier que les tarifs sont fixés à un niveau assurant l'équilibre de la concession, sans rente injustifiée pour le transporteur. Il fait éventuellement modifier les clauses tarifaires avant octroi de la concession et s'assure, en cours de concession, que le prix de vente continue d'être conforme aux principes rappelés ci-dessus.

##### ii) Tarification du gaz de Lacq

1. Dans le cadre des dispositions réglementaires rappelées en a), i) la tarification adoptée pour la commercialisation du gaz de Lacq comporte :

- un prix par mètre cube de gaz livré; ce prix subit une légère réduction pour la tranche de consommation annuelle supérieure à 2 millions de mètres cubes;
- une prime fixe se décomposant comme suit :
  - un abonnement annuel par poste de livraison, indépendant de la consommation;
  - une souscription horaire;
  - une souscription journalière.

Ces deux derniers termes, fonction des prévisions d'enlèvement de l'abonné, correspondent schématiquement au coût de la fraction de la conduite de transport immobilisée pour satisfaire ces prévisions. L'incidence des primes horaires et journalières est donc d'autant plus lourde que l'utilisation du gaz est irrégulière sur la journée ou sur le mois.

2. L'existence d'un marché du gaz naturel dans la région jadis alimentée par le gisement de Saint-Marcet, antérieurement à l'établissement de la tarification exposée au paragraphe précédent, a conduit à y laisser subsister une tarification particulière.

Alors que le barème applicable au reste du territoire donne les prix aux divers points de livraison, le tarif du Sud-Ouest comporte un prix départ gisement (prime fixe et prix proportionnel) et un barème des charges de transport exprimées en prime fixe horaire.

Ces prix, comme ceux du barème général, sont à minorer de 5,5 % pour obtenir leur niveau actuel.

3. Malgré le blocage des prix du gaz en France depuis le 1<sup>er</sup> mars 1952, une mesure de dérogation particulière (arrêté du 10-5-1958) avait permis le libre

<sup>(1)</sup> En raison du blocage général des prix en France, le jeu des formules d'indexation est actuellement suspendu.

jeu de la formule d'indexation, en fonction des combustibles concurrents, des prix du gaz naturel vendu par les réseaux de transport, c'est-à-dire du gaz naturel vendu aux gros clients industriels et aux distributeurs publics <sup>(1)</sup>.

Un arrêté du 12 septembre 1963 portant blocage général de tous les prix des produits et services depuis le 1<sup>er</sup> septembre 1963 a mis fin à ce régime de liberté contractuelle des prix du gaz naturel, qui sont actuellement bloqués au niveau qui avait été atteint le 31 août 1963.

On observera enfin que la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) au taux de 11,11 % est facturée en sus du prix à l'acheteur de gaz.

Toutefois, ce dernier a la faculté, en application de la réglementation fiscale, de déduire la TVA ayant grevé ses achats de la TVA qu'il facture à ses clients. La charge « gaz » qu'il supporte est donc en définitive le prix hors taxes.

#### b) Distribution

##### i) Réglementation

Le cahier des charges type applicable aux distributions gazières comporte les mêmes principes de base que la réglementation transport :

- tarifs couvrant les charges de la concession ;
- variation des tarifs en fonction des conditions économiques ;
- révision des tarifs dans diverses hypothèses, et notamment en cas de déséquilibre permanent ou de bénéfices dépassant 10 % des recettes d'exploitation ;
- égalité de traitement entre les abonnés.

Toutefois, il s'agit ici de concessions communales, l'autorité concédante avec laquelle le concessionnaire discute le cahier des charges, et notamment les tarifs, étant la collectivité locale intéressée.

##### ii) Application

La tarification des distributions publiques tend, comme la tarification transport, à refléter la réalité des coûts, c'est-à-dire à distinguer, dans le prix du service rendu, à côté du prix du gaz livré, un terme fixe représentatif des charges que le distributeur supporte par abonné, indépendamment de sa consommation (compteur, branchement, frais commerciaux, quote part du réseau).

Ce principe a conduit le Gaz de France à établir une gamme de tarifs binômes comportant un abon-

nement annuel et un prix par thermie livrée, ces deux éléments étant d'importance variable, mais conduisant à un prix moyen de la thermie décroissant avec l'importance de la consommation.

En outre, pour les très faibles consommations, il existe un tarif comportant uniquement un prix à la thermie.

Les primes fixes sont fixées à un niveau uniforme dans toute la France, les charges qu'elles représentent ne variant pratiquement pas d'une distribution à une autre.

Par contre, le prix proportionnel de la thermie est fonction des conditions d'alimentation propres à chaque concession.

Les distributions alimentées en gaz naturel bénéficient des prix proportionnels les plus avantageux.

Les prix du gaz vendu dans les distributions publiques sont soumis au régime du blocage des prix depuis 1952. Le jeu des formules contractuelles de variation de prix est suspendu. Les majorations doivent être autorisées par voie d'arrêté.

#### 4. ITALIE

Un tarif uniforme assorti de variables tenant compte de facteurs régionaux est appliqué en Italie, pour les ventes de gaz manufacturé à usage domestique.

Dans le Nord de l'Italie, le prix du gaz naturel destiné à la consommation industrielle est déterminé en fonction du prix du fuel-oil fixé par le Comité inter-industriel des prix.

La formule actuellement en vigueur distingue suivant l'utilisation donnée au gaz naturel.

S'agissant d'usages chimiques, le prix est fixé à un niveau correspondant environ à la moitié du prix du fuel-oil. S'agissant d'usages thermiques, le prix du gaz est fixé à parité avec le prix du fuel compte tenu des différences de pouvoirs calorifiques et d'une certaine prime reflétant le meilleur rendement d'utilisation du gaz.

Ces prix sont appliqués uniformément à tous les utilisateurs, sans considération de leur éloignement par rapport aux gisements.

L'application d'une nouvelle formule de tarification pour les usages thermiques est envisagée pour un avenir assez proche. Pour les nouveaux contrats de

<sup>(1)</sup> Cette dérogation était également applicable aux ventes de gaz naturel à usage industriel réalisées par les distributions publiques.



fourniture à usage chimique, un tarif modifié est dès à présent appliqué, qui combine les éléments suivants : une partie fixe égale à une fraction du prix du gaz naturel au 1<sup>er</sup> janvier 1963, une partie variable liée aux fluctuations mensuelles de l'indice des salaires brut minimum; une partie variable liée aux fluctuations mensuelles de l'indice des prix de gros des produits non agricoles. Comme dans l'ancienne formule, il n'est pas tenu compte dans ce calcul des distances de transport.

Les prix comprennent les taxes, qui sont acquittées par le producteur (imposto erariale, imposto generale sull'intrata).

#### 5. PAYS-BAS

Les dispositions prises aux Pays-Bas pour la fixation du prix du gaz naturel ont été indiquées au chapitre 5 de la deuxième partie.

Les prix de vente de la Gasunie aux distributeurs sont soumis à l'approbation du gouvernement. Par contre, les distributeurs fixent en principe librement les tarifs de vente aux consommateurs.

En ce qui concerne les utilisations domestiques et de chauffage, ils sont toutefois liés par les niveaux maximums convenus entre leurs représentants (commission SROG) et la Gasunie, au moment de la fixation du prix de cession de celle-ci.

Les tarifs de gaz pour consommation domestique font l'objet d'une publicité volontaire, par les soins de l'organisation professionnelle des entreprises gazières.

Les prix de vente de la Gasunie aux consommateurs industriels n'ont pas encore été fixés. S'agissant de conventions particulières entre la Gasunie et des consommateurs de caractères très divers, le contrôle que s'est réservé le gouvernement se limite au niveau des prix, à l'exclusion des conditions de vente. En ce qui concerne les ventes aux consommateurs industriels, dont l'approvisionnement est réservé aux distributeurs (nouveaux clients consommant moins de 1 million de m<sup>3</sup>/an, anciens clients, même lorsque leur consommation est supérieure à ce montant), ceux-ci ont en principe le droit d'en fixer librement le niveau. Il est toutefois vraisemblable qu'un engagement collectif du genre de celui intervenu pour les niveaux des tarifs domestiques fixera certaines directives dans ce domaine.

Comme les tarifs pour utilisations domestiques, certains tarifs pour consommations industrielles moyennes font l'objet d'une publicité volontaire; du fait de la procédure envisagée ci-dessus, les nouveaux tarifs des distributeurs pour les usages industriels du gaz naturel seront pratiquement tous publiés.

Enfin, le prix du gaz est en principe soumis au régime général de contrôle des prix et l'administration compétente pourrait intervenir par exemple si un distributeur ne faisait pas profiter les consommateurs des baisses rendues possibles par un approvisionnement en matières premières plus favorable.

Aucune indication n'est disponible sur le prix auquel sera éventuellement vendue la tranche de 25 milliards de mètres cubes du gisement de Groningue destinée à favoriser le développement des régions du Nord en facilitant l'implantation d'industries nouvelles.

### CHAPITRE 3

#### POSITION CONCURRENTIELLE DU GAZ NATUREL

La position concurrentielle du gaz naturel sur le marché de l'énergie dépend de plusieurs facteurs.

##### A. RIGIDITÉ DE L'ÉCONOMIE DU GAZ NATUREL

L'industrie du gaz naturel, contrairement à celle des autres formes d'énergie, est caractérisée par une rigidité qui se répercute sur sa position concurrentielle. Cette rigidité tient aux facteurs suivants :

— situation géographique des gisements qui détermine les zones pouvant être alimentées dans des conditions de transport compétitives;

— nécessité d'assurer le plein débit des conduites de transport, et cela dès leur mise en service; il est souvent nécessaire, dans ce but, de faire appel à de gros consommateurs « de lancement », tels que les producteurs d'électricité, qui peuvent se convertir à d'autres combustibles une fois que la demande des autres usagers suffit à assurer le plein emploi du gazoduc; cette contrainte est toutefois moins forte lorsque le transport s'effectue à courte distance;

— nécessité d'assurer une modulation régulière de la demande; une certaine régulation journalière s'effectue naturellement; la régulation saisonnière qui devient

nécessaire avec le développement du chauffage au gaz nécessite, soit l'effacement de certaines consommations, soit des moyens de stockage souterrain, soit une combinaison des deux;

— lien aux réseaux de distribution; à l'inverse des combustibles solides et liquides, la distribution du gaz dépend d'installations fixes qui exigent des investissements élevés et ne peuvent être entreprises que s'il y a une demande suffisante; le gaz ne bénéficie donc pas de la mobilité de ses concurrents dans la lutte pour les nouveaux marchés;

— obstacles de caractère juridique et institutionnel; le transport par gazoduc et la distribution par canalisations empruntent la voie publique ou les propriétés privées et sont soumis à un ensemble de réglementations; en outre, même lorsqu'elle est effectuée par des entreprises privées dans le cadre d'une économie concurrentielle, le caractère de service public généralement attribué à la distribution du gaz entraîne pour celle-ci des sujétions particulières dont sont exemptes les autres combustibles.

#### B. L'INTRODUCTION DU GAZ NATUREL DANS L'ÉCONOMIE GAZIÈRE

Comme on l'a indiqué dans la première partie, l'industrie du gaz manufacturé évolue depuis une quinzaine d'années vers une concentration de la production en grandes unités, et vers une utilisation de plus en plus étendue de matières premières autres que le charbon. En ce qui concerne plus spécialement le gaz de houille, la plus grande partie de celui-ci ne subsiste plus que comme sous-produit de la cokéfaction, et les tendances propres de ce secteur font prévoir une stabilisation de la production.

Dans les pays où il existe actuellement une production de gaz manufacturé, la question se pose de savoir si celui-ci sera évincé par l'arrivée du gaz naturel sur les marchés ou si une coordination entre les deux sources de gaz est possible. Le pouvoir calorifique du gaz naturel est supérieur à celui du gaz manufacturé : 7 à 9 000 kcal/m<sup>3</sup> contre 4 à 5 000. Le gaz naturel bénéficie donc d'un avantage sur le gaz manufacturé pour le transport à longue distance, mais un même réseau ne peut en principe pas absorber indifféremment les deux espèces de gaz.

Le problème de la coordination entre gaz manufacturé et gaz naturel peut être résolu de trois façons (1). Le choix à opérer entre ces solutions ne découle pas de principes absolus, mais résulte de la combinaison d'un ensemble de facteurs dont certains sont propres à l'entreprise de distribution considérée : ainsi un manque de ressources financières peut temporairement

empêcher la conversion d'un réseau au gaz naturel pur alors qu'elle se justifierait par ailleurs (2).

Les principales solutions qui s'offrent sont les suivantes :

##### 1. *Intégration du gaz naturel dans le flux de gaz manufacturé*

Dans les régions qui disposent de ressources de gaz naturel relativement peu abondantes, géographiquement très dispersées ou de qualité hétérogène, ce gaz est fréquemment utilisé pour enrichir le gaz manufacturé ou le gaz de récupération (gaz de cokerie et gaz de haut-fourneau).

Il est d'autre part techniquement possible de réformer le gaz naturel pour le ramener au pouvoir calorifique standard du gaz manufacturé. Cette opération est peu coûteuse si elle est pratiquée sur une grande échelle, mais elle occasionne des pertes.

Cette solution présente en outre l'avantage de fournir du gaz de pointe sans difficulté par les moyens de production classiques de gaz manufacturé à base de houille ou de produits pétroliers.

Elle a pour inconvénient de négliger les avantages du pouvoir calorifique élevé du gaz naturel, au point de vue du transport et de l'utilisation.

##### 2. *Création d'un réseau de transport et de distribution propre au gaz naturel*

La création d'un réseau de transport et de distribution propre au gaz naturel peut parfois présenter un certain intérêt au sein de régions disposant d'un réseau de gaz manufacturé. Ce sera le cas lorsqu'il existe de très gros consommateurs pour lesquels le gaz naturel présente un avantage technique ou économique considérable : centrales électriques, industries du verre ou de la céramique, etc.

##### 3. *Distribution de gaz naturel pur dans le réseau existant*

Cette solution comporte les avantages et inconvénients suivants (3) :

— une économie résultant du fait que le reforming occasionne une perte de 8 à 10 % au minimum;

(1) Il existe des solutions intermédiaires à celles qui sont envisagées ci-dessous, par exemple la distribution de gaz mélangé d'air. Les trois cas envisagés reprennent toutefois les principaux problèmes que posent les diverses solutions.

(2) Annexe 1 de l'étude « Le gaz en Europe », publiée en 1960 par le comité du gaz de l'OECE.

(3) Voir Bolzinger dans : Compte rendu de la Sixième conférence mondiale de l'énergie; vol. 11, p. 4 933.

— un doublement de la capacité des réseaux de transport et de distribution en calories transportées;

— nécessité de transformer les appareils des consommateurs; les frais à exposer de ce chef ne dépasseraient pas 30 dollars par abonné;

— augmentation des pertes dans le réseau, découlant de l'augmentation de la pression et du doublement du contenu calorifique par mètre cube de gaz;

— nécessité d'effectuer des modifications aux réseaux de transport ou de distribution pour réduire ces pertes, et pour les rendre techniquement adaptés au transport de gaz naturel (10 à 20 \$ par abonné);

— difficulté de produire du gaz de pointe, d'où nécessité de prévoir des stocks régularisateurs importants;

— enfin, et cet inconvénient n'est pas toujours le moindre, l'introduction de gaz naturel pur dans le réseau existant élimine le gaz manufacturé de pro-

duction fatale (gaz de cokerie) et compromet la rentabilité des produits auxquels cette production est liée.

Aux Pays-Bas et dans certains réseaux français, cette troisième solution a été adoptée, les avantages du bas prix du gaz naturel pur compensant largement les inconvénients de caractère technique, lesquels d'ailleurs ne sont pas insurmontables. Il est vraisemblable qu'elle sera adoptée par la plupart des grands réseaux de distribution qui s'approvisionneront en gaz de Groningue.

### C. LE PROBLÈME DES PRIX

Les prix approximatifs du gaz naturel et des gaz manufacturés, actuellement pratiqués pour les gros consommateurs figurent au tableau n° 13. Ces données ne sont qu'indicatives, en raison de différences qui peuvent résulter du type de consommateur envisagé.

TABLEAU n° 13  
Prix indicatifs du gaz, hors-taxe, pour les gros consommateurs, fin 1963

(en US cents par 1 000 kcal)

Catégorie	Allemagne	Belgique	France	Italie	Pays-Bas
Gaz naturel	0,25 à 0,27	—	{ 0,22 à 0,26 <sup>(2)</sup> 0,14 à 0,18 <sup>(3)</sup>	0,12 à 0,13 0,08 <sup>(4)</sup>	0,16 à 0,19
Gaz de raffinerie (ex raffinerie)	0,20 à 0,25	0,20 à 0,25	0,20 à 0,22	—	0,25
Gaz de cokerie	{ 0,29 <sup>(1)</sup> 0,45 à 0,56	0,26 à 0,42	0,39 à 0,40	0,50 à 0,54	0,45 <sup>(5)</sup>
GPL (ex raffinerie) { butane propane	{ 0,20 à 0,24 0,24 à 0,30	{ 0,20 à 0,22 0,25 à 0,28	0,35 à 0,40	0,20 à 0,24 0,24 à 0,28	0,24 à 0,26 0,26 à 0,28

Source : Informations diverses.

<sup>(1)</sup> Plus de 5 millions de m<sup>3</sup>/an.

<sup>(2)</sup> Hors Sud-Ouest.

<sup>(3)</sup> Sud-Ouest.

<sup>(4)</sup> Italie du Sud, usage chimique.

<sup>(5)</sup> Plus de 2 millions de m<sup>3</sup>/an.

D'une manière générale, l'étagement des prix est le même dans tous les pays avec, en ordre décroissant : le gaz de cokerie, les gaz dérivés du pétrole (GPL et gaz de raffinerie, à parité ou presque), le gaz naturel. Le prix du GPL en France et celui du gaz naturel en Allemagne font exception.

Les prix du gaz de raffinerie et du GPL semblent fixés en fonction des prix les plus bas que peuvent consentir les cokeries pour des consommateurs très importants ou proches des lieux de production.

Enfin les prix du gaz naturel sont fixés en fonction des possibilités d'écoulement, c'est-à-dire un peu en dessous du prix d'équivalence du fuel-oil. Seul le cas de l'Allemagne fait, ici encore, exception.

Le seul examen de ces rapports de prix permet de penser que dans la situation actuelle le gaz de cokerie n'est pas en mesure de soutenir la concurrence avec le gaz naturel.

Le gaz de cokerie est une production fatale, associée à celle du coke. Sur la base des prévisions d'activité

de la sidérurgie européenne, il faut compter qu'une quantité de gaz de cokerie équivalant au moins à la production actuelle devra continuer à trouver place sur le marché dans les années à venir. Face à l'afflux de gaz naturel, le prix du gaz de cokerie devra être abaissé de manière à rester compétitif, même dans les régions minières et pour les gros consommateurs situés à proximité des cokeries. Les possibilités d'autoconsommation au sein des cokeries et dans la sidérurgie elle-même pourront sans doute être développées et la production d'électricité pourrait offrir des débouchés intéressants. Dans certains cas, la concurrence entre le gaz de cokerie et le gaz naturel pourrait se résoudre par une répartition des marchés ou par une association des deux types de gaz. En raison de son avantage de prix, le gaz naturel jouira toutefois d'une situation privilégiée, pourvu qu'il existe une demande suffisamment importante.

Le gaz de pétrole (gaz de raffinerie et liquéfié) semble beaucoup plus apte que le gaz de cokerie à soutenir la concurrence du gaz naturel.

Le gaz de raffinerie est un gaz fatal. Il conservera un débouché intéressant et sans doute prépondérant dans l'autoconsommation des raffineries; il s'écoulera également dans les régions proches des lieux de production, à moins qu'il ne soit destiné à la pétrochimie.

Les gaz liquéfiés de pétrole, en raison de leur coût de transport relativement peu élevé, même lorsqu'il s'agit de faibles quantités, prendront une place de plus en plus importante, avec les essences légères, comme matière première pour la production de gaz dans les réseaux de petite dimension ou non interconnectés à de grands ensembles ou encore pour l'approvisionnement de consommateurs industriels moyens isolés. Ils conserveront également un important débouché dans la production de gaz de pointe. En outre il faut tenir compte des débouchés importants que le marché domestique offre pour la consommation de gaz de pétrole liquéfié en bouteilles.

#### D. LA CONCURRENCE ENTRE LE GAZ NATUREL ET LES AUTRES FORMES D'ÉNERGIE PRIMAIRE

La position concurrentielle des différentes sources d'énergie primaire n'est pas déterminée uniquement par les rapports de prix.

Le comportement du consommateur est en effet guidé par un ensemble de facteurs complexes, dont les principaux sont les suivants :

— le prix d'achat,

— les dépenses d'exploitation des appareils utilisateurs,

— le coût de l'équipement; le problème de l'amortissement de celui-ci a une incidence différente suivant qu'il s'agit d'une installation nouvelle, d'un remplacement normal ou anticipé;

— les avantages techniques des différentes formes d'énergie;

— la commodité d'emploi; cet aspect intervient notamment dans le secteur domestique, mais il y est affecté de manière variable par le niveau de vie du consommateur et les habitudes sociales.

Des calculs ont été faits pour les centrales thermiques, les usages industriels et les usages domestiques (1). La détermination des « prix d'équivalence » est faite dans le cas exclusif d'installations nouvelles et sur la base du coût du combustible pour une mégacalorie (pouvoir calorifique inférieur).

1) Dans le cas des centrales électriques en Europe, les avantages apportés par le gaz, en ce qui concerne les dépenses d'équipement et d'exploitation, autorisent, par rapport au charbon, un supplément de dépenses sur le combustible de 10,5 %.

Si l'on tient compte des écarts de rendement, le supplément de prix s'établit approximativement à 12 %, alors qu'il est de 10 % pour les combustibles liquides.

2) Dans la production de vapeur pour l'industrie, les suppléments de prix acceptables par rapport aux combustibles solides s'établissent à 5 % pour les combustibles liquides et 8 % pour le gaz.

3) Dans les usages four, il convient de distinguer suivant les conditions d'utilisation :

— Dans l'industrie des ciments et des plâtres, la concurrence entre différents combustibles est effective et leurs rendements sont sensiblement les mêmes. L'équipement nécessaire pour les hydrocarbures étant moins cher que celui qui est requis par le charbon, leur emploi apporte des avantages indirects estimés à 15 à 20 % du prix du combustible.

— Dans la métallurgie et les industries mécaniques, les rendements auxquels conduit l'emploi des hydrocarbures sont supérieurs d'environ 25 % à ceux du charbon. Par ailleurs, les avantages indirects (souplesse de conduite, facilité de contrôle, etc.) sont importants et atteignent 10 % du prix du combustible

(1) Voir L. Gouni : Aspects économiques de la concurrence entre combustibles. Rapport n° 25 V 1/2, présenté à la Sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne 1962.

dans le cas de la comparaison fuel-charbon et 25 % dans le cas de la comparaison gaz-charbon.

— Les avantages sont encore plus grands dans l'industrie du *verre* qui est déjà presque entièrement conquise par les hydrocarbures (90 % de la consommation); leur succès est dû à la précision du réglage de la combustion qu'ils permettent pour les fabrications délicates.

— Dans les *usages spécifiques*, le rôle du combustible n'est pas le chauffage, mais la matière première; le choix du combustible est alors souvent imposé par la fabrication et les problèmes concurrentiels entre combustibles sont alors relativement limités.

4) Dans les *utilisations domestiques*, le chauffage sera seul examiné.

Dans le cas de très *grosses chaufferies* assurant le chauffage de plusieurs centaines de logements, les conditions se présentent sensiblement comme pour les installations industrielles de faible puissance produisant de la vapeur; mais comme la durée annuelle d'utilisation ne dépasse guère 4 300 heures, les charges de conduite, d'entretien et d'amortissement pèsent plus dans les charges totales que dans le cas d'un usage industriel continu. Les suppléments de prix que peuvent supporter les hydrocarbures par rapport aux combustibles solides sont approximativement

de 8 % pour les combustibles liquides et de 10 à 11 % pour les combustibles gazeux.

Les *installations de chauffage individuel* — qu'il s'agisse de chauffage central ou d'appareils isolés — se caractérisent par un coût de l'équipement plus élevé dans le cas des hydrocarbures que dans le cas des combustibles solides. Il est vrai qu'alors l'indétermination concernant les autres dépenses ainsi que l'évaluation des avantages de commodité et de propreté qu'apportent les hydrocarbures rendent difficiles, dans l'état actuel des connaissances, la poursuite d'une raison économique significative. Du moins ces réflexions conduisent-elles M. Gouni (1) à se demander si, dans un pays comme la France, où plus de 80 % des ménages se chauffent encore à l'aide d'appareils individuels non centraux, la recherche d'une dépense initiale minimale n'est pas « en moyenne » un souci essentiel, d'où il résulterait que, pour être largement compétitifs sous l'angle du chauffage, les hydrocarbures devraient être vendus à des prix ne dépassant pas sensiblement ceux des combustibles solides.

Dans l'ensemble, et sous les réserves propres à chaque usage, le gaz naturel pourrait donc concurrencer le charbon tant que le supplément de prix de combustible ne dépasse pas environ 10 %.

Le gaz pourrait en revanche concurrencer les combustibles liquides à prix égal, de même légèrement supérieur, en raison des avantages de rendement et de l'absence de frais de stockage.

## CHAPITRE 4

### LES PROBLÈMES DE LA RÉGULARITÉ ET DE LA SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

La fourniture de gaz, comme celle d'électricité, est étroitement dépendante du moyen de transport ou de distribution qu'elle emprunte. Il est possible de limiter les risques d'interruption des livraisons en stockant le gaz (ce qui n'est pas possible pour l'électricité), ou en interconnectant les réseaux de transport. Ce problème prend une importance particulière lorsqu'il s'agit de fournitures en provenance de l'étranger.

A côté des aspects techniques de la régularité de l'approvisionnement, il faut également que des dispositions de caractère juridique soient prises pour garantir la stabilité des conditions de livraison de gaz d'un pays à l'autre.

#### A. SÉCURITÉ PHYSIQUE

##### 1. LE STOCKAGE

###### a) Stockage de régulation

D'une manière générale, le stockage a pour fonction principale de régulariser la production dans l'industrie du gaz, en constituant des réserves destinées à amortir les effets des variations systématiques ou accidentelles de la demande.

Jusqu'à une époque récente, c'est le gazomètre classique qui permettait de compenser aux moindres

(1) Op. cit.

frais les pointes journalières de la demande. Ce moyen tend à être remplacé par le simple jeu des variations de pression en bout de conduite et dans les antennes de distribution, que permet l'élévation de la pression au départ dans les artères de transport. Pour la compensation des pointes hebdomadaires ou saisonnières, il faut recourir à d'autres moyens : stockage en réservoirs souterrains, installations de production de pointe, mesures tarifaires (contrats interruptibles, primes d'effacement) (1). La continuité des fournitures de gaz naturel peut être assurée par les mêmes moyens.

#### b) *Stockage de sécurité*

Le problème de la sécurité se pose différemment pour les livraisons de gaz naturel selon qu'elles proviennent de gisements européens ou extra-européens.

Les gisements européens sont situés à une distance relativement faible des lieux de consommation et leurs livraisons dans la Communauté s'effectueraient entièrement par canalisations. Les seuls risques à prévoir sont donc ceux découlant de l'arrêt des installations de production ou de la rupture d'une conduite. Ces risques sont faibles. Les gisements sont toujours équipés de plusieurs puits et les installations de traitement du gaz sont en général conçues en tranches pouvant fonctionner séparément. Les conditions techniques de la pose des conduites éliminent à peu près tout danger d'interruption de longue durée.

Dans le cas du gaz provenant de gisements situés outre-mer, la situation est différente. Sauf à dédoubler les réseaux de transport, ce qui en relèverait considérablement le coût, on ne peut par exemple négliger totalement l'éventualité de la rupture d'une canalisation sous-marine qui interromprait la livraison de gaz pendant une longue période.

Un stockage portant sur de grandes quantités permettrait de prévenir les effets de tels accidents. Le remplissage des réservoirs pourrait en outre assurer la régularité du débit des moyens de transport, lors de leur mise en route. Les frais de stockage représenteraient cependant un montant assez élevé.

Il n'est pas à exclure que, d'ici quelques années, certains gisements européens en voie d'épuisement soient utilisés comme réservoirs de sécurité pour le gaz de provenance extérieure. Sous réserve du problème d'interchangeabilité des gaz qui sera examiné plus loin, les gisements du Sud-Ouest de la France ou du Nord de l'Italie pourraient notamment jouer ce rôle.

## 2. *L'INTERCONNEXION ET LA MULTIPLICATION DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT*

L'interconnexion des réseaux de transport est le principal moyen utilisé pour assurer la sécurité de l'approvisionnement dans le domaine de l'énergie électrique. Le transport du gaz des lieux de production vers les centres de consommation est, comme celui de l'électricité, lié à un ensemble d'installations fixes dont le coût élevé ne permet pas l'établissement de capacités de réserve. On serait donc normalement porté à envisager l'interconnexion entre les réseaux desservant différentes unités de production comme une mesure permettant de garantir la continuité des fournitures de gaz.

Il existe déjà une interconnexion des réseaux de gaz manufacturé dans une mesure plus ou moins étendue selon les pays. Ainsi dans les principales régions minières et sidérurgiques de la Communauté, les réseaux de transport de gaz de cokerie sont souvent reliés entre eux, ce qui permet de répartir les pointes de la demande entre les producteurs en mesure de les satisfaire, et de garantir ainsi au consommateur la continuité des livraisons.

Dans la perspective du développement de l'industrie de gaz naturel, il est séduisant d'envisager l'établissement d'interconnexions très poussées, qui permettraient de compenser le risque découlant de l'importation de gaz de provenance extra-communautaire (2). La création d'un réseau interconnecté de gazoducs, analogue aux grands ensembles de lignes électriques qui couvrent l'Europe rencontre toutefois deux obstacles (3).

La première difficulté est d'ordre technique. Si un kilowattheure produit par une centrale thermique est identique à celui qui provient d'une centrale hydraulique, les différents types de gaz utilisés par l'industrie gazière ne sont pas interchangeables. Certains gaz naturels européens sont à peu près substituables entre eux et peut-être même avec le gaz saharien : c'est le cas en France, en Italie et en Autriche. Par contre, le gaz de Groningue ne pourrait être substitué tel quel à ceux qui le précèdent. En outre les gaz manufacturés ne sont pas interchangeables avec le gaz naturel; celui-ci doit être craqué ou mélangé pour pouvoir être introduit dans un réseau de distribution classique, et ces deux opérations seraient

(1) Voir à ce sujet : Bolzinger et Descazeaux : Les ensembles de transport, production et stockage de gaz. Revue française de l'énergie, n° 122, octobre 1960, p. 5.

(2) Cette idée a été avancée notamment dans le rapport Philipp au Parlement européen.

(3) Voir de Corval : L'économie du gaz naturel et le méthane saharien; conférence prononcée à Bruxelles le 30-10-1963.

d'autant plus coûteuses que le fonctionnement des installations ne serait pas continu.

Le second argument est d'ordre économique : il est beaucoup moins coûteux d'alimenter un marché donné au moyen d'une seule conduite de débit important provenant d'une source unique qu'avec plusieurs petites conduites amenant du gaz de sources dispersées. La création d'une double desserte pourrait donc entraîner une élévation du prix du gaz telle qu'il perde son caractère compétitif.

A côté de l'interconnexion des réseaux de transport, on pourrait envisager le développement des importations par navires méthaniers, de manière à multiplier les sources d'approvisionnement de gaz naturel. Cette solution ne pourrait toutefois être appliquée avant plusieurs années, car elle suppose l'existence d'une demande de gaz suffisamment élevée et régulière pour assurer la rentabilité des investissements en navires et équipements de liquéfaction. En outre, son efficacité est limitée par une certaine rigidité tenant au coût élevé des installations de liquéfaction et au délai nécessaire à leur mise en place.

#### *B. SÉCURITÉ POLITIQUE ET JURIDIQUE DES CONDITIONS DE LIVRAISON*

L'apparition du gaz naturel sur le marché énergétique européen risque d'y occasionner des modifications de caractère irréversible. La sécurité des approvisionnements pose donc des problèmes qui dépassent le stade technique ou économique et qui relèvent de la compétence des gouvernements.

La construction d'un gazoduc ou l'installation d'une chaîne de liquéfaction pour desservir un gisement nécessite des capitaux importants et de longs délais d'exécution. En cas d'interruption des fournitures en provenance d'un autre pays, il serait donc pratiquement impossible de modifier les courants d'importation. Cette rigidité implique que la Communauté ne pourra en aucun cas dépendre du gaz naturel pour une part notable de son approvisionnement en énergie si elle n'obtient pas, des pays tiers fournisseurs de gaz, des garanties expresses de régularité des livraisons et de stabilité des conditions d'approvisionnement.

Dans ce domaine, on suivra avec intérêt les études que le comité du gaz de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies envisage de consacrer au problème de la formulation juridique des garanties qui devraient assortir les transports internationaux de gaz naturel par canalisations.

Sans préjudice de la liberté contractuelle des parties intéressées, la réalisation d'un transport international de gaz peut faire l'objet d'interventions de la part des États sur le territoire desquels s'effectuent la production, l'exportation, l'importation, le transport ou la vente. Ces interventions peuvent prendre la forme de mesures directes, telles que l'octroi d'un titre juridique permettant l'exercice d'une des activités comprises dans l'opération (concession, permission de voirie), soit de mesures indirectes.

Pour favoriser les échanges internationaux de gaz, le comité estime qu'il y aurait avantage à formuler des règles communes dont l'application garantirait la stabilité des opérations de transport et la continuité des fournitures.

## CONCLUSIONS

### L'AVENIR DU GAZ NATUREL DANS LE MARCHÉ EUROPÉEN

L'ampleur des disponibilités qui s'offrent à l'Europe soulève la question de savoir quelle place le gaz naturel prendra dans l'économie énergétique de la Communauté. On a donc essayé de prévoir de quelle manière le gaz pénétrera dans les principaux secteurs de consommation et d'évaluer les quantités qui pourraient être mises sur les marchés d'ici une dizaine d'années.

En fait, les dimensions réelles de ces questions dépassent le cadre de la Communauté. Le gaz du Sahara intéresse autant l'Espagne, la Suisse et l'Autriche que la France et l'Italie. Le gaz de Groningue pourrait trouver des débouchés en Grande-Bretagne, en Suisse ou en Autriche aussi bien qu'en Belgique ou en Allemagne. Pour la facilité de l'exposé, il ne sera pas fait référence expresse à ces débouchés extra-communautaires. Il est toutefois évident qu'ils ne peuvent être négligés dans l'appréciation d'ensemble de la mise en valeur des gisements.

#### A. LE PROBLÈME DES TRANSPORTS

Le coût de transport du gaz naturel par canalisations est d'autant plus favorable que le débit de la conduite est élevé. De même, pour être rentable, le transport par navires méthaniers doit porter sur une quantité assez élevée et présenter une grande régularité d'écoulement.

Quelle que soit sa provenance, le gaz naturel ne peut donc être vendu que s'il est assuré de trouver des débouchés importants et réguliers. Le fait, pour une région économiquement peu développée, de disposer d'un gisement de gaz n'entraîne pas en lui-même une vocation à un développement de la consommation et à une expansion économique rapide, car ces régions ne présentent pas une capacité initiale d'absorption susceptible d'assurer la rentabilité d'un réseau de distribution. Dans la plupart des cas, seule une politique délibérée de bas prix ou une intervention des pouvoirs publics peuvent favoriser la livraison de gaz naturel à des industries nouvelles se fixant dans les régions voisines des gisements. Les industries pour lesquelles le gaz constitue une matière première spécifique, comme la pétrochimie, ont toutefois souvent avantage à se fixer à proximité des gisements.

D'une manière générale, il est donc à prévoir que le gaz naturel pénétrera d'abord dans les zones industrialisées de l'Europe, sans que leur distance relative par rapport aux gisements indique un ordre de préférence. A partir de ces centres se développera peu à peu un réseau plus large s'étendant progressivement aux régions situées à proximité des grandes artères de transport.

Comme il a été indiqué précédemment, le gisement de Groningue bénéficie à cet égard d'une situation privilégiée, trouvant dans un rayon maximum de 1 000 kilomètres des débouchés à peu près illimités.

#### B. LE PROBLÈME DES QUANTITÉS

La détermination des marchés susceptibles d'absorber le gaz naturel nécessite une analyse approfondie des caractéristiques des différents consommateurs éventuels, en même temps qu'une vue synthétique permettant de déterminer la meilleure combinaison des débouchés à la fois sur le plan géographique et sur le plan de la régularité de la demande.

Il s'agit en fait d'un problème commercial dont la solution est particulière à chaque cas, et qui ne peut être apprécié indépendamment de la question du prix. Il dépasse le cadre de la présente étude, et c'est pourquoi on se bornera à l'examen de principes généraux de caractère économique.

En 1960, sur un total de 461 millions de TEC, les besoins d'énergie autres que les besoins spécifiques et ceux couverts par les énergies « fatales » s'élevaient à 216 millions de TEC <sup>(1)</sup>. Le gaz naturel représentait 11,2 milliards de mètres cubes, soit 13,2 millions de TEC, c'est-à-dire 3 % des besoins totaux ou encore 6 % des besoins substituables.

En 1970, les besoins totaux s'élèveront à 700 millions de TEC, dont 355 millions de TEC de besoins substituables; en 1975, ces montants seront respectivement de 850 millions de TEC et de 430 à 440 millions de TEC.

Face à ces besoins, les disponibilités annuelles en gaz naturel qui pourraient être mises à la disposition

<sup>(1)</sup> D'après l'Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté.



de la Communauté dans une dizaine d'années, en ne tenant compte que des réserves actuellement connues et dont l'exploitation est envisagée, sont les suivantes :

— France : rythme de croisière de Lacq	5 milliards de m <sup>3</sup> /an
— Italie : approximativement <sup>(1)</sup>	6 milliards de m <sup>3</sup> /an
— Allemagne : exploitation en 20 ans des réserves actuellement connues, éventuellement majorées d'un tiers	7 à 10 milliards de m <sup>3</sup> /an
— Pays-Bas : extraction annuelle de 30 à 35 milliards de m <sup>3</sup> , dont au maximum 5 seraient exportés vers des pays tiers	25 à 30 milliards de m <sup>3</sup> /an
— Hassi er R'Mel : extraction de 30 milliards de m <sup>3</sup> par an, dont 20 à 25 exportés vers la Communauté	20 à 25 milliards de m <sup>3</sup> /an
total	63 à 76 milliards de m <sup>3</sup> /an

Il convient de préciser qu'à l'exception de la France, et du chiffre inférieur pour l'Allemagne, les montants qui précèdent sont de simples hypothèses de travail. Pour les Pays-Bas, l'époque à laquelle le rythme de 30 milliards de m<sup>3</sup>/an sera atteint n'est pas fixée non plus que la répartition des 15 milliards de mètres cubes dont l'exportation est envisagée, entre pays membres et pays tiers.

D'autre part l'adduction du gaz de Hassi er R'mel est encore soumise à des incertitudes de caractère multiple, et la part des disponibilités dont bénéficierait la Communauté n'est pas déterminée. On ne peut enfin négliger la possibilité de découvertes à effectuer sur le territoire des pays membres, et spécialement sur le plateau continental adjacent <sup>(2)</sup>, qui pourraient offrir des disponibilités complémentaires.\*

Des compensations pouvant jouer entre les différents gisements, on peut estimer, en choisissant l'année 1975 comme référence pour fixer les idées, que la Communauté disposera à cette époque d'environ 70 milliards de mètres cubes par an, représentant 84 millions de TEC, soit 10 % des besoins globaux d'énergie primaire et 16 % des besoins substituables.

L'incertitude qui recouvre encore le montant des ressources totales disponibles dans la Communauté,

et notamment les résultats à attendre des recherches en cours, permet d'attribuer à cette prévision le caractère d'une limite inférieure, sans qu'il soit possible d'en fixer la limite supérieure.

Malgré son caractère de toute première approximation, cette hypothèse ne semble pas excessive, si l'on examine le développement de la demande de gaz naturel aux États-Unis. De 1920 à 1930, à l'époque où les perfectionnements du transport par pipe-lines ont permis une forte augmentation des livraisons, la consommation de gaz naturel est passée de 3,8 à 8,1 % de la consommation totale d'énergie <sup>(3)</sup>.

Cette perspective ne semble pas non plus déraisonnable sur le plan du développement de la production. En ne considérant que l'hypothèse maximum de production pour les gisements européens, en 1975, soit 50 milliards de mètres cubes, elle ne représente que quatre à cinq fois environ le niveau atteint en 1960, alors qu'on a pu observer un décuplement de la production entre 1950 et 1960. Le cas de Lacq et celui de l'Italie montrent qu'il n'est pas difficile de placer sur le marché de grandes quantités de gaz naturel en très peu de temps, dès qu'il existe des ressources suffisantes.

Pour le gaz saharien, le problème du financement de la construction des canalisations de transport pourrait toutefois se poser <sup>(4)</sup>. Encore convient-il d'observer qu'un effort financier qui semble dépasser les capacités d'un seul pays, peut être plus facilement supporté dès que l'on se place dans l'optique de la Communauté.

L'accroissement de la consommation de gaz naturel ne s'effectuera évidemment pas de la même façon sur tous les marchés, ni à un rythme identique. Il faut en effet tenir compte de la relative rigidité de l'économie du gaz, et des conditions de concurrence qui lui sont propres.

<sup>(1)</sup> D'après Demino, article cité.

<sup>(2)</sup> La récente découverte d'hydrocarbures faite à 55 km au nord de l'île de Juist semble confirmer les espoirs placés dans les recherches actuellement en cours.

<sup>(3)</sup> D'après Schurr et Netschert : *Energy in the American Economy*.

<sup>(4)</sup> Le coût d'un gazoduc transméditerranéen de 30'', d'une capacité de 6 milliards de m<sup>3</sup>/an, est évalué à près de 2 milliards de francs français (\$ 400 millions). Pour comparaison, les investissements de Gaz de France au cours de l'année 1962 se sont élevés à 432 millions de francs français (\$ 86 millions). Le coût de l'ensemble du réseau projeté par la Gasunie aux Pays-Bas est évalué à 1 400 millions de florins (\$ 400 millions). Aux États-Unis, les dépenses d'équipement de l'industrie gazière en 1960 s'élevaient à \$ 1 662 millions, dont \$ 650 millions, pour les gazoducs.

### C. LES SECTEURS DE CONSOMMATION

Les principaux secteurs de consommation susceptibles d'absorber les nouvelles disponibilités en gaz naturel sont le secteur domestique, l'industrie et les centrales électriques.

Les cas des centrales électriques sera examiné de façon plus approfondie en raison de son importance comme débouché initial lors de la création d'une ligne de transport de gaz naturel.

#### 1. SECTEUR DOMESTIQUE

Le secteur domestique est l'un de ceux où le gaz naturel bénéficie des avantages les plus importants. La propreté et la facilité d'emploi, jointes à un faible coût d'installation et à l'absence de frais de stockage, confèrent au gaz une préférence indiscutable sur les autres combustibles.

Le tableau n° 14 montre que la consommation de gaz du secteur domestique est relativement moins importante dans la Communauté qu'aux États-Unis. Le consommateur domestique européen utilise aussi proportionnellement moins de gaz que le consommateur américain, surtout pour le chauffage des habitations.

TABLEAU n° 14

*Importance de la consommation domestique de gaz naturel et manufacturé en 1962*

Consommation de gaz	États-Unis	CEE
Consommation domestique de gaz en % de la consommation totale de gaz	35 <sup>(1)</sup>	10
Consommation domestique de gaz en % de la consommation d'énergie du secteur domestique (électricité non comprise)	39 <sup>(2)</sup>	7

<sup>(1)</sup> D'après Gas Facts.

<sup>(2)</sup> D'après Schurr et Netschert, op. cit. — Année 1955.

La demande future de gaz naturel de ce secteur sera principalement déterminée par la politique de prix que suivront les producteurs et les distributeurs.

Il faut néanmoins remarquer que des mesures encourageant les fortes consommations, dès le début de la mise en exploitation des gisements, risqueraient de compromettre la stabilité financière du distributeur

en réduisant temporairement ses recettes, alors qu'il doit engager des dépenses élevées pour l'équipement ou la conversion de son réseau. En outre, une politique de prix trop bas risquerait de créer une demande initiale élevée incompatible avec la bonne exploitation du gisement <sup>(1)</sup>.

Enfin l'approvisionnement du secteur domestique en gaz naturel dans des proportions comparables à celles que l'on observe aux États-Unis suppose des moyens de régulation ou d'écrêtement (effacement de clients industriels, stockage souterrain, production de gaz de pointe). En outre, pour offrir des prix attractifs pour le chauffage, le producteur doit pouvoir compter sur une demande diversifiée susceptible, d'être aménagée de la façon la plus rentable par une série de mesures commerciales, et globalement assez élevée.

A long terme, les répercussions de ce développement atteindront le charbon et le fuel-oil. La production communautaire de charbon domestique étant déficitaire, l'emploi du gaz naturel permettra de réduire l'importation de qualités généralement chères, sans affecter les charbonnages européens. Compte tenu des intérêts des compagnies pétrolières dans la production de gaz naturel, il est vraisemblable que le prix de celui-ci sera fixé à un niveau initial qui évitera une substitution trop brutale du gaz au fuel-oil.

#### 2. INDUSTRIE

L'industrie offre de meilleurs débouchés que le secteur domestique pour le démarrage d'un réseau de transport et de distribution de gaz naturel.

Il faut toutefois se garder de penser que, pour placer un volume donné de gaz naturel, il suffit pour le distributeur de déterminer un prix compétitif par rapport à celui du charbon et du fuel.

Le prix que le distributeur peut offrir à sa clientèle résulte d'un ensemble de facteurs propres à chaque consommateur, tels que les quantités demandées, les prélèvements effectifs, les variations journalières ou saisonnières de la demande.

Il est certes possible de tracer une courbe indiquant les seuils de prix à partir desquels le gaz naturel peut se substituer à d'autres énergies pour les différents secteurs industriels d'un marché donné et les quantités

<sup>(1)</sup> Ces deux arguments ont été avancés à l'origine par les autorités néerlandaises pour justifier la politique de prix de la Gasunie. On observera cependant que des mesures tarifaires favorisant les fortes consommations semblent indispensables pour assurer le remplissage initial des artères de transport à longue distance, ce qui affaiblit la valeur du premier argument. Voir à ce sujet par. 3 : Centrales électriques.

qui peuvent être absorbées par ces secteurs. Mais le prix qui pourra être offert aux consommateurs de ce marché est également influencé par les conditions de la demande d'autres marchés alimentés par la même canalisation.

La possibilité d'approvisionner un centre industriel en gaz naturel à des conditions compétitives dépendra donc dans une certaine mesure de la présence de quelques entreprises importantes pour lesquelles la substitution du gaz à d'autres combustibles présente un avantage indiscutable. Ce rôle sera rempli, en premier lieu, par les cimenteries, les verreries, les fabrications chimiques (1).

Les répercussions de l'arrivée du gaz naturel sur la consommation de charbon et de pétrole seront différentes, selon qu'il s'agit de la sidérurgie ou des autres industries.

a) Le prix du coke utilisé par la sidérurgie européenne continuera vraisemblablement à s'élever. Cette tendance découlera tout d'abord des facteurs de renchérissement propres à la production charbonnière. En second lieu, la pression que le gaz naturel exercera sur le prix du gaz de cokerie, et la perte de certains débouchés pour ce dernier, compromettront le rendement financier global de l'opération de carbonisation. Une compensation devra intervenir, par une amélioration des conditions de vente du coke, ou par une baisse du prix des charbons enfournés. Sous réserve de perfectionnement technologique qu'il n'est pas exclu de prévoir, le moment pourrait se présenter où il serait économiquement favorable à la sidérurgie de développer ses achats de gaz naturel au détriment du coke.

b) De 1950 à 1960, la part du charbon dans la satisfaction des besoins d'énergie non électrique des « autres industries » est passée de 82 % à 48 %, tandis que celle des produits pétroliers augmentait de 12 à 36 %, et celle du gaz, de 6 à 16 %.

TABLEAU n° 15

*Évolutions de la consommation d'énergie non électrique des « autres industries », de 1950 à 1960*

(en millions de TEC)

Année	Combustibles solides	Combustibles liquides	Gaz	Total
1950	43,5	6,4	3,2	53,1
1960	42,0	31,6	14,0	87,6
Différence	- 1,5	+ 25,2	+ 10,8	+ 34,5

Source : La conjoncture énergétique dans la Communauté — Situation à fin 1963 et perspectives 1964.

Le tableau n° 15 montre que, compte tenu de l'augmentation de 65 % des besoins globaux du secteur, intervenus au cours de la décennie, le charbon a pu à peine maintenir ses débouchés en valeur absolue, tandis que le pétrole et le gaz ont profité de la totalité de l'expansion de la demande.

Il est peu vraisemblable que les besoins de charbon de ce secteur diminuent de façon importante dans l'avenir, car il s'agit soit d'usages spécifiques, soit de la consommation d'industries qui bénéficient d'avantages géographiques. Il faut en revanche s'attendre à ce que le gaz naturel concurrence les produits pétroliers. Une substitution progressive rencontrerait sans doute l'intérêt des sociétés pétrolières, car elle leur permettrait de limiter la part actuellement trop importante des produits lourds dans leur éventail de raffinage, et de développer des productions plus rentables.

En outre, la mise en valeur des gisements de gaz des Pays-Bas et de l'Allemagne aura un effet sur la structure industrielle des régions voisines. Les ressources qu'ils offrent n'auront pas nécessairement un effet déterminant sur l'expansion de secteurs industriels déjà existants, mais elles favoriseront la création d'industries entièrement nouvelles et le développement de processus de fabrication jusqu'alors inutilisés.

### 3. CENTRALES ÉLECTRIQUES

L'emploi de gaz naturel dans les centrales électriques ne pose pas de problèmes d'investissements. Le coût d'installation d'une centrale brûlant du gaz est inférieur à celui d'une centrale à charbon; les centrales existantes équipées pour d'autres combustibles peuvent également être converties à peu de frais. La production d'électricité dans les centrales chauffées au gaz naturel est cependant moins avantageuse dans les régions disposant de combustibles de basse qualité ou de sous-produits.

En outre, l'avantage que présente la production d'électricité pour assurer le débit régulier d'une canalisation de gaz naturel tend à s'inverser dans le temps. Lorsque les autres consommations de gaz atteignent

(1) L'expérience italienne et celle de Lacq indiquent que c'est peut-être plus comme matière première de l'industrie chimique que comme combustible que le gaz naturel constitue un facteur de développement pour les régions voisines des gisements. Voir Mainguy : *Éléments d'une géographie économique de l'énergie en France : le Sud-Ouest* — *Revue française de l'énergie* n° 154, novembre 1963; Echard : *La collaboration des initiatives publiques et privées pour le développement d'un pôle industriel : Lacq*.

une densité suffisante, et pour peu que les pointes des demandes de gaz et d'électricité coïncident, la consommation des centrales aboutit à accentuer la modulation. Cet effet ne pourrait être compensé que par un stockage très coûteux ou par la conclusion de contrats interruptibles. Enfin la production d'électricité assure une valorisation du gaz inférieure à celle que lui procure son utilisation domestique ou industrielle <sup>(1)</sup>.

Les prévisions suivantes peuvent être avancées :

1) Les centrales constituent dans tous les cas un élément nécessaire au démarrage d'une artère de transport importante. A titre d'indication, signalons qu'une centrale de 250 MW fonctionnant à plein régime consommerait 350 millions de mètres cubes de gaz naturel par an <sup>(2)</sup>. Trois centrales de ce type assureraient donc une consommation d'un milliard de m<sup>3</sup>/an <sup>(3)</sup>.

Cette constatation est valable aussi bien pour les régions qui ont un gros potentiel immédiat de consommation domestique et industriel que pour celles qui n'ont pas atteint un niveau de développement économique suffisant. Dans le premier cas, un délai plus ou moins long est toujours indispensable pour développer un nouveau réseau de distribution, ou pour adapter le réseau existant, et le développement de la demande des consommateurs domestiques se fait toujours avec une certaine inertie. Dans le second cas, un délai est également nécessaire pour susciter la demande : création d'industries nouvelles, élévation du niveau de vie des consommateurs domestiques.

2) A plus long terme, une distinction doit être faite entre les deux cas suivants :

— dans les régions qui ne disposent pas de sources locales d'énergie moins chères que le gaz naturel, celui-ci conservera la place acquise dans l'approvisionnement des centrales;

— dans les régions qui possèdent des ressources d'énergie à bon marché, un phénomène de substitution secondaire peut se produire; la consommation de gaz naturel dans l'industrie et le secteur domestique se développant aux dépens des autres formes d'énergie, celles-ci trouveront une compensation dans la production d'électricité à condition que leurs prix soient suffisamment favorables.

Pour que cette substitution puisse s'opérer, il faudrait toutefois que les centrales soient construites de façon à pouvoir utiliser indifféremment l'un ou l'autre combustible, ce qui relèverait leur coût de construction. Une centrale mixte gaz-fuel est cependant

moins chère qu'une centrale mixte gaz-charbon. Cet effacement de consommation des centrales devrait intervenir assez rapidement pour que le gaz naturel soit assuré d'une rentabilité maximum.

3) Le gaz naturel conservera de toute manière un débouché intéressant dans la production de courant de pointe, notamment au moyen de turbines à gaz. En outre, le développement à terme du chauffage au gaz peut faire des centrales thermiques, concurremment avec le stockage souterrain, un moyen intéressant de régulation saisonnière.

Ces indications permettent de tirer certaines conclusions pratiques :

— la création de marchés en Europe pour le gaz naturel transporté par canalisation devra nécessairement s'appuyer au départ sur une importante consommation des centrales électriques;

— le gaz naturel se substituera au charbon communautaire dans les régions qui en consomment, et cela avec une intensité d'autant plus forte que le prix du gaz sera plus favorable; l'ampleur du phénomène de substitution dépendra de la politique des vendeurs de gaz, et pourrait entraîner des modifications irréversibles, si les centrales n'étaient pas construites de manière à pouvoir ultérieurement consommer le charbon évincé par le gaz;

— à long terme, les vendeurs de gaz chercheront à conserver dans les centrales électriques un certain

<sup>(1)</sup> Alors que l'électricité absorbait à l'origine le tiers de la production de Lacq, sa part se réduit progressivement et n'atteindra bientôt plus que le sixième. En Italie, d'après Padovani : « L'industrie du gaz naturel en Italie » (Rapport 146 II-3/7 présenté à la Sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne 1962), la part des centrales électriques dans la consommation de gaz naturel a évolué comme suit :

Année	%	Année	%	Année	%
1952	6,9	1955	14,3	1958	5,9
1953	12,0	1956	15,0	1959	5,4
1954	13,2	1957	12,8	1960	3,1

Aux États-Unis, la part des centrales électriques dans la consommation de gaz naturel n'a cessé de croître jusqu'à il y a quelques années. Cette situation résulte de l'absence de charbon ou autre combustible à bon marché dans les principales régions productrices de gaz naturel des États-Unis, du rapport entre le prix du gaz et celui du fuel-oil et, d'une manière générale, du système de contrats interruptibles qui est largement pratiqué. On constate actuellement que la part des centrales dans la consommation se stabilise et tend même à décroître.

<sup>(2)</sup> Cas de la centrale de Tavazzano, d'après Padovani, op. cit.

<sup>(3)</sup> Cet équipement représente un peu plus que la moyenne de l'équipement thermique nouveau mis en service chaque année par électricité de France (665 MW par an, entre 1956 et 1962), et un peu moins que le total de l'équipement thermique nouveau mis en service en Italie en 1962 (845 MW, dont 497 pour les autoproductions).

débouché qui, au moyen de contrats interruptibles, leur permettra de compenser les creux de la demande des autres secteurs de consommation.

#### D. LES EFFETS DE LA PÉNÉTRATION SUR LES AUTRES FORMES D'ÉNERGIE

Une prévision des effets de la pénétration du gaz naturel sur les autres formes d'énergie devrait, pour être précise, s'appuyer sur une étude régionale qu'il n'a pas été possible d'effectuer dans le cadre de cette étude.

Des éléments de caractère général sont donnés dans les paragraphes qui suivent, concernant le charbon et le pétrole.

##### 1. CHARBON COMMUNAUTAIRE

La localisation des gisements montre que c'est surtout le gaz hollandais qui risque de concurrencer fortement le charbon communautaire. L'ampleur de la substitution dépendra de la politique de prix qui sera suivie. Elle est toutefois en partie inévitable, en raison de facteurs propres au développement des nouveaux marchés de gaz naturel.

Si les vendeurs offrent le gaz à un prix relativement élevé, les effets de la pression exercée sur le charbon se limiteront à long terme au secteur domestique, à certains usages industriels et au domaine des industries nouvelles.

Si les prix descendent au niveau de parité avec les autres combustibles, le charbon risque d'être concurrencé dans deux secteurs de consommation qui sont généralement considérés comme le refuge de la production communautaire : la sidérurgie et les centrales électriques.

##### 2. PÉTROLE

Si des prévisions peuvent être aisément faites sur l'influence que l'avènement du gaz aura sur le marché des produits pétroliers dans les secteurs où le gaz offre des avantages spécifiques, l'évolution dans les autres domaines dépendra de deux facteurs.

En premier lieu, le niveau du prix du fuel-oil déterminera le seuil de compétitivité du gaz. En second lieu, la politique des vendeurs de gaz jouera un rôle déterminant.

Il n'est pas impossible que des liens existants entre producteurs de gaz et sociétés pétrolières résulte une certaine coordination entre ces deux formes d'énergie. Il conviendra toutefois que cette éventuelle coordination respecte le principe du libre choix des consommateurs.

La substitution du gaz au fuel-oil dans certaines utilisations aura pour effet de ralentir dans une certaine mesure l'expansion des produits pétroliers, au moins à court terme, et il n'est pas exclu que l'existence de grandes disponibilités de gaz naturel contribue à maintenir le prix du fuel-oil en Europe à un niveau peu élevé.

## BIBLIOGRAPHIE

### 1. *Ouvrages*

- Adelman M. A. The supply and price of natural gas — Oxford, Basil Blackwell, 1962
- American Gas Association Natural gas, a study in industry pioneering
- ENI (Ente nazionale idrocarburi) Énergie et hydrocarbures en 1961 — Étude annexée au rapport de l'ENI du 30 avril 1962
- Gendebien A. A. Le gaz naturel et ses perspectives d'avenir — Mémoire présenté à l'université catholique de Louvain, ronéotypé, 1960
- Guglielmo R. Le gaz naturel dans le monde — Presses universitaires de France, Collection « Que sais-je », Paris, 1960
- Laconte R. L'introduction du gaz de pétrole sur le marché belge; substitutions et nouvelles formes d'énergie — Mémoire présenté à l'université catholique de Louvain, ronéotypé, 1961
- Lasky S. G. et autres auteurs Report of the National fuels and energy study group on an assessment of available information on energy in the United States — 87<sup>e</sup> congrès, 2<sup>e</sup> session, Sénat; Doc. n<sup>o</sup> 159, octobre 1962
- Paretti V. et Bloch G. Statistiques de l'énergie 1950-1960 — Informations statistiques, 1962 n<sup>os</sup> 1-2 bis, 9<sup>e</sup> année, Office statistique des Communautés européennes, Bruxelles - Luxembourg
- Philipp G. Rapport fait au nom de la Commission de l'énergie sur l'industrie européenne du gaz (rapporteur M. G. Philipp) — Parlement européen, documents de séance 1962-1963, n<sup>os</sup> 126 et 142
- Schurr S. H. et Netschert B. C. Energy in the American Economy 1850-1975, its history and prospects — publié pour Resources for the Future, Inc., par John Hopkins Press, Baltimore, 1960
- Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK) Statistik der deutschen Energiewirtschaft — Essen, VIK, septembre 1963
- VGW Jahresbericht 1962 Verband der deutschen Gas- und Wasserwerke e.V., Francfort-sur-le-Main
- Comptes rendus de débats au Parlement néerlandais Nota inzake het aardgas, geleidende brief, n<sup>o</sup> 1 — Deuxième Chambre, session 1961-1962, Doc. n<sup>o</sup> 6767-1

- Nota inzake het aardgas. Verslag van het mondeling overleg tevens eindverslag n° 2 — Deuxième Chambre, session 1962-1963, Doc. n° 6767-2
- Comptes rendus de congrès Actes du premier colloque franco-italien d'économie de l'énergie (Grenoble, avril 1962) — Paris, Librairie Dalloz, 1963
- Atti dell'VIII Convegno internazionale sugli idrocarburi (Plaisance, septembre 1960) — Piacenza, Porta, 1960
- Compte rendu de la Sixième conférence mondiale de l'énergie; discussion, vol. 11 — publié par le Comité national australien, Melbourne, 1963

2. *Articles de revue, rapports présentés à des congrès, conférences*

- Balke S. etc. Problems of Co-ordination and Substitution in the production and utilisation of Energy — Rapport n° 202 V. 1/17 présenté à la Sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne, 1962
- de Corval G. L'économie du gaz naturel et le méthane saharien — Conférence prononcée à Bruxelles, le 30-10-1963, devant l'Association royale des gaziers belges
- de Corval G. Conférence prononcée à Salzbourg, le 19-5-1963
- Delsol R. Études et réalisations concernant la chaîne de transport de gaz naturel liquéfié entre Arzew et Le Havre — Rapport présenté au VI<sup>e</sup> congrès mondial du pétrole, Francfort, juin 1963, Panel Discussion n° 12
- Delsol R. et Verret A. Problèmes et perspectives du transport maritime de gaz naturel par liquéfaction — Rapport n° 53 III. 5/3 présenté à la Sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne, 1962
- Demino G. Il metano africano ed il bilancio energetico italiano nei prossimi 20 anni — Notiziario petrolifero, 14<sup>e</sup> année n° 5, mai 1964, p. 19
- Dorzée P. Le stockage souterrain de gaz de pétrole liquéfié d'Anvers — Rapport présenté au VIII<sup>e</sup> congrès international sur les hydrocarbures, Plaisance, 1960
- Echard J. La collaboration des initiatives publiques et privées pour le développement d'un pôle industriel : Lacq — Rapport n° 11 présenté à la conférence sur les économies régionales, Bruxelles 6-8 décembre 1961 — Documents de la conférence, vol. I, Bruxelles, Commission de la CEE, 1963, p. 259

- Esparraguerra J. L. et Garrido J. Les échanges internationaux d'énergies : aspects techniques, économiques et juridiques — Rapport n° 181 V. 1/14 présenté à la Sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne, 1962
- Gilles Le méthanier expérimental Beauvais — Rapport présenté au VI<sup>e</sup> congrès mondial du pétrole, Francfort, juin 1963, Panel Discussion n° 12
- Gouni L. Aspects économiques de la concurrence entre combustibles — Rapport n° 25 V. 1/2 présenté à la Sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne, 1962
- Hark H. U. Die Suche nach Erdgas in Deutschland — Erdöl - Zeitschrift, Kongressausgabe, juin 1963, p. 9
- Huber Dr. F. Transportkosten bei Erdgasfernleitungen — Conférence prononcée à Salzbourg le 19-6-1963
- Jamm Prof. Dipl. Ing. W. Verkehrstraeger Pipeline — Internationales Archiv für Verkehrswesen, fascicule 6, juin 1963, Francfort
- Lamy J. E. Le transport en Europe des gaz naturels du Sahara — Rapport présenté au VI<sup>e</sup> congrès mondial du pétrole, Francfort, juin 1963, Panel Discussion n° 12
- Martens J. Évolution du marché du gaz en Belgique — Gaz Europe Informations, vol. III n° 1, février 1964, p. 3
- Oetken F. A. Neuere Entwicklungen in der Verarbeitung von Erdöl und Erdgas — Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie 16<sup>e</sup> année, juin 1963, n° 6-1, p. 639
- Padovani C. L'industrie du gaz naturel en Italie — Rapport n° 146 II. 3/7 présenté à la Sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne, 1962
- Rérolle E. Quelques pronostics sur la « méthanisation » de l'Europe occidentale — Rapport présenté au VI<sup>e</sup> congrès mondial du pétrole, Francfort, juin 1963, Panel Discussion n° 12
- Rooke D. E. The reception of liquefied natural gas and its distribution within the UK — Rapport présenté au VI<sup>e</sup> congrès mondial du pétrole, Francfort, juin 1963, Panel Discussion n° 12
- de Saint Vincent M. Perspective économique du gaz naturel français — Rapport présenté au VIII<sup>e</sup> congrès international sur les hydrocarbures, Plaisance, 1960
- Schott W. Erdöl und Erdgasexploration in Westdeutschland 1959 bis 1963 — Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie, 16<sup>e</sup> année, juin 1963, n° 6-1, p. 615



- Weckel M. etc. Coordination de l'emploi des moyens de production électrique en Algérie; problème posé par l'apparition d'un nouveau combustible à bas prix : le gaz naturel — Rapport n° 100 V. 1/8 présenté à la Sixième conférence mondiale de l'énergie, Melbourne, 1962
- Wunsch Dipl. Ing. Dr. Ing. e. h. Walter Kohlenwasserstoffe aus der Sicht der deutschen Energiewirtschaft — Rapport présenté au VIII<sup>e</sup> congrès international sur les hydrocarbures, Plaisance, 1960

### 3. Communautés européennes

- Haute Autorité de la CECA, Commission de la CEE, Commission de la CEEA Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne — Luxembourg, décembre 1962
- Haute Autorité de la CECA (en collaboration avec les Commissions de la CEE et de la CEEA) La conjoncture énergétique dans la Communauté; situation à la fin de 1963; perspectives 1964, 2 volumes, Luxembourg, janvier 1964
- Office statistique des Communautés européennes Charbon et autres sources d'énergie — Publication bimestrielle Bilans de l'industrie gazière — (Documents à usage interne)
- Commission de la CEE Investissements dans l'industrie pétrolière européenne (situation au 1<sup>er</sup> janvier 1963) — Rapport adopté par les hauts fonctionnaires nationaux responsables des secteurs du pétrole et du gaz naturel le 22-7-1963 — CEE, Commission, septembre 1963

### 4. Organismes internationaux

- Nations unies, Commission économique pour l'Europe, Comité du gaz Symposium sur la conception et la construction des gazoducs — Moscou, mai 1962 Rapport des sessions du Comité et de ses organes subsidiaires, documents de travail divers
- Nations unies, Commission économique pour l'Europe, Secrétariat L'évolution des développements récents de l'économie gazière européenne (ST/ECE/GAS/4) — Genève, Nations unies, 1962 L'économie du transport du gaz naturel (ST/ECE/GAS/5) — Genève, Nations unies, 1962 Utilisations préférentielles du gaz (Synthèse d'une analyse du sujet) (ST/ECE/GAS/7) — Genève, Nations unies, 1963 Économie de l'utilisation des produits liquides du pétrole comme matière première de l'industrie du gaz (ST/ECE/GAS/9) — Genève, Nations unies, 1963

Nations unies	Bulletin annuel de statistiques du gaz pour l'Europe, vol. VIII, 1962 — New-York, Nations unies, 1963 Bulletin supplémentaire de statistiques du gaz pour l'Europe, 1955-1960, vol. I, 1963 — New-York, Nations unies, 1963
OCDE Comité spécial du pétrole	La recherche et l'exploitation du pétrole brut et du gaz naturel dans la zone européenne de l'OCDE — Paris, OCDE, octobre 1962
OECE Comité du gaz	Le gaz en Europe, 1960; production, disponibilités, consommation — Paris, OECE, octobre 1960
OCDE Comité spécial du gaz, et OECE Comité du gaz	Documents de travail divers

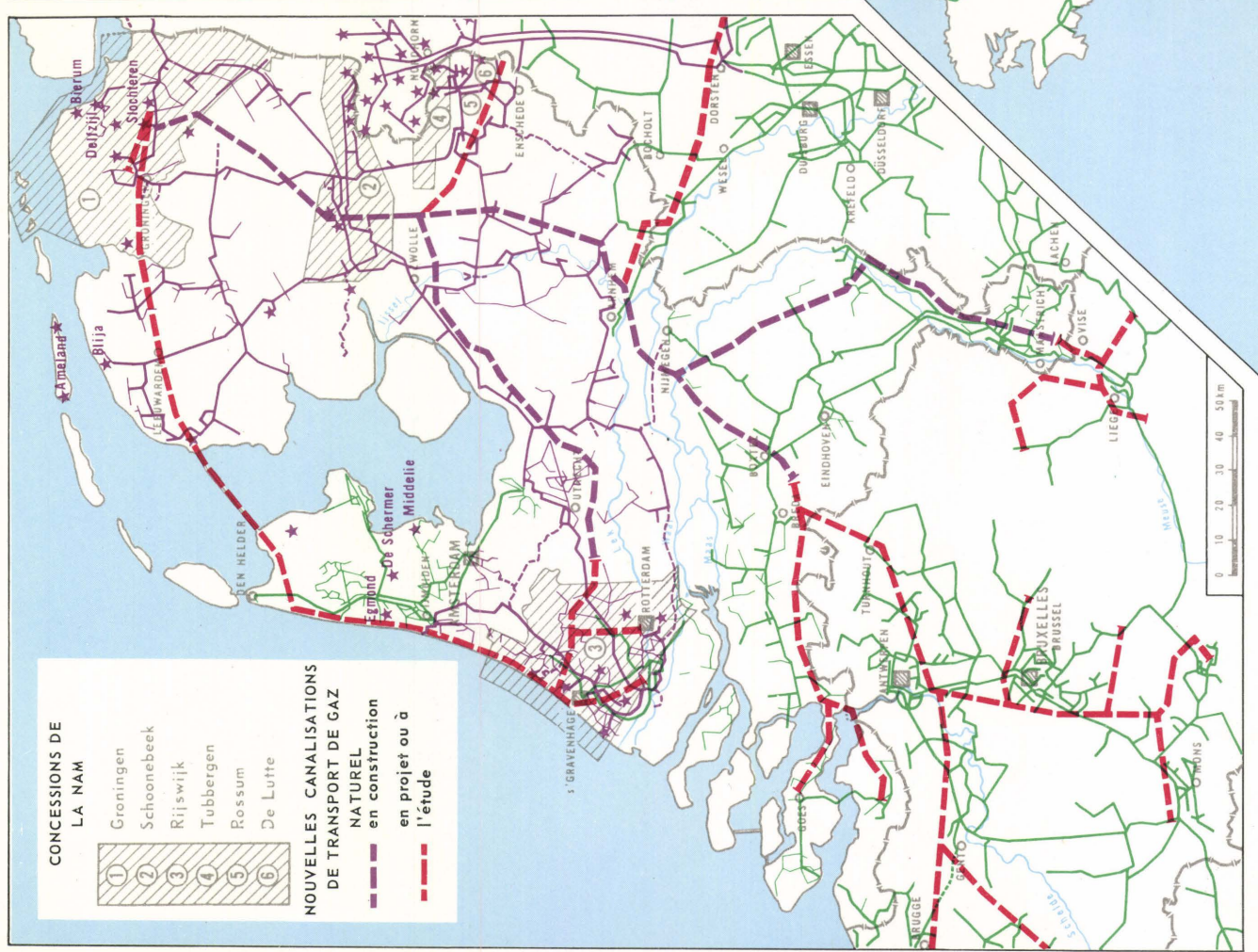
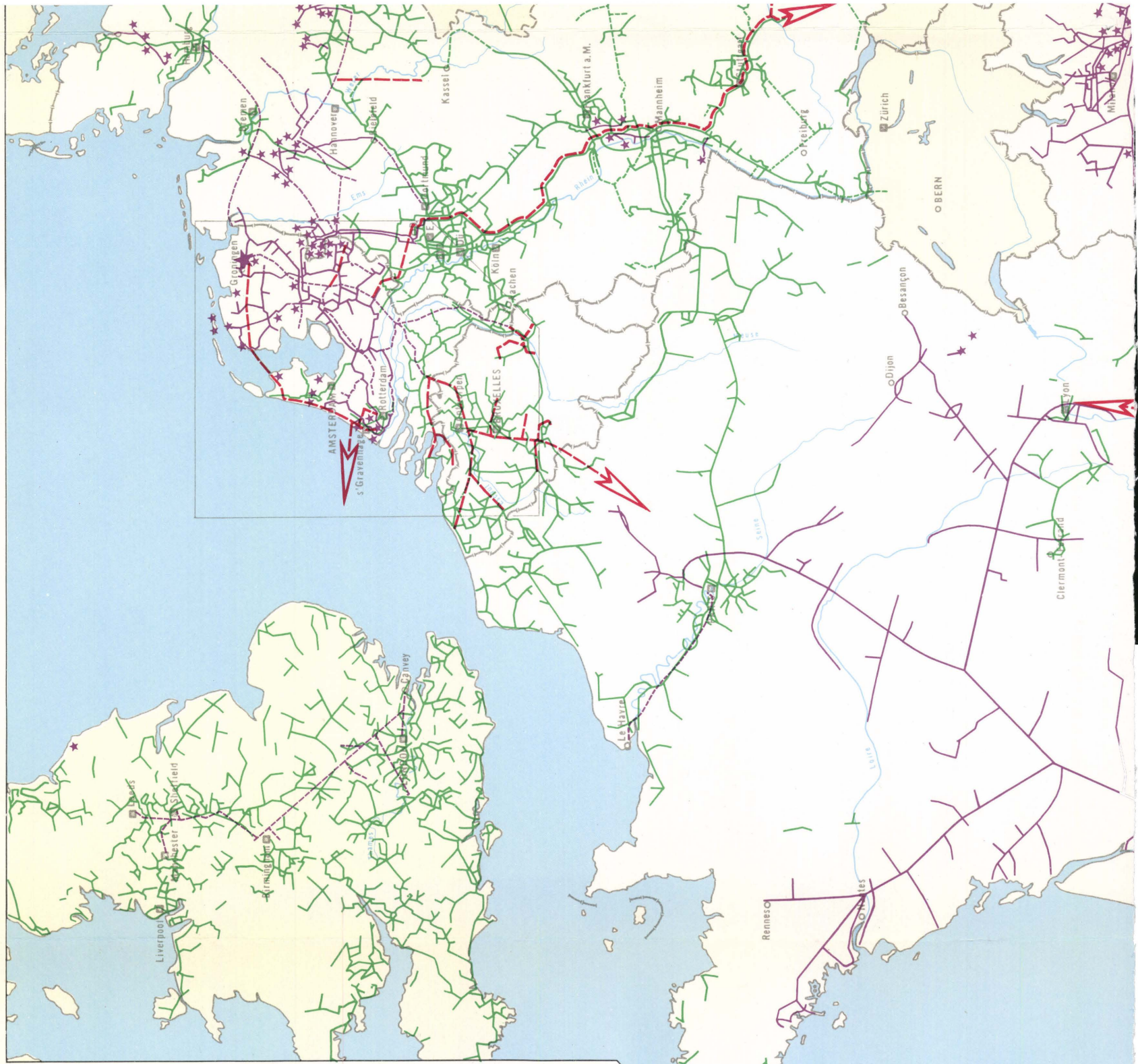
##### 5. Informations et articles parus dans les revues et périodiques

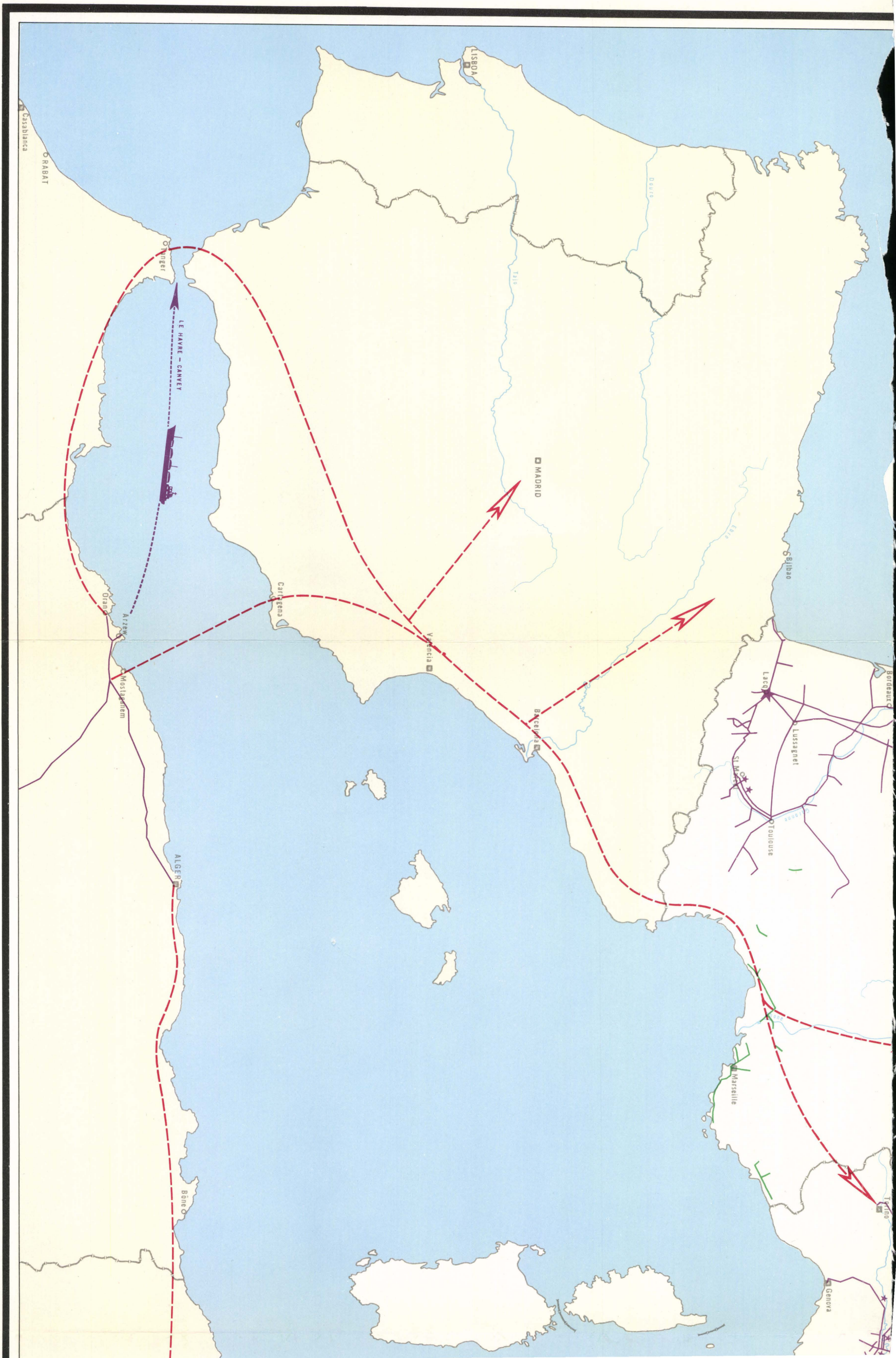
Bulletin analytique pétrolier	Paris, Comité professionnel du pétrole
Cedigaz — Actualités	Bulletin publié par Cedigaz, Rueil-Malmaison
Die Mineralölwirtschaft	Hambourg
Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Zeitschrift für die Elektrizitäts- und Gasver- sorgung)	Pforzheim, Verlag P. Weber
Erdöl-Informationsdienst	Hambourg, A. M. Stahmer
Fédération de l'industrie du gaz (FIGAZ)	Circulaires d'information, Bruxelles
Gaz Europe Informations	Revue publiée par Cedigaz, Rueil-Malmaison
L'industrie du pétrole, de la pétrochimie et leur équipement	Paris, Lesourd
Mededelingenblad der Vere- niging van exploitanten van gasbedrijven	La Haye
Oil and Gas International	The Petroleum Publishing Cy., La Haye
Pétrole Informations (Journal des carburants)	Paris
Petroleum Intelligence Weekly	New-York, London, Paris
Petroleum Press Service	London
Petroleum Times	London
Revue française de l'énergie	Paris, Éditions techniques et économiques

Revue générale du gaz Algemene gastijdschrift (Bulletin de l'Association royale des gaziers belges)	Bruxelles
Revue pétrolière (pétrole et dérivés - gaz naturel - pétrochimie)	Paris, C <sup>1e</sup> française d'éditions
Wirtschafts-Informationen - Dienst (WID) - Ausgabe : Energiewirtschaft	Düsseldorf, Raebel
World Petroleum	

6. *Rapports et brochures d'information publiés par divers organismes et notamment :*

EDF (Électricité de France)	
ENI (Ente nazionale idrocarburi)	Rapports et bilan au 30-4-1962
Gaz de France	
Meurogas Holdings Ltd.	
SEHR (Société d'exploitation des hydrocarbures de Hassi er R'Mel)	Brochure publiée en 1963 par la SEHR, Paris
SNPA (Société nationale des pétroles d'Aquitaine)	





# ÉTUDES

parues à ce jour dans la série « économie et finances »

8075\* — n° 1

**Le prix de vente de l'énergie électrique dans les pays de la CEE**

1962, 107 p. (f, d, i, n) FB 180,— FF 17,50

8125\* — n° 2 (en préparation)

(<sup>1</sup>) Les signes abrégatifs f, d, i, n et e indiquent les langues dans lesquelles les textes ont été publiés (français, allemand, italien, néerlandais et anglais).