



TOGETHER
for a sustainable future

OCCASION

This publication has been made available to the public on the occasion of the 50th anniversary of the United Nations Industrial Development Organisation.



TOGETHER
for a sustainable future

DISCLAIMER

This document has been produced without formal United Nations editing. The designations employed and the presentation of the material in this document do not imply the expression of any opinion whatsoever on the part of the Secretariat of the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) concerning the legal status of any country, territory, city or area or of its authorities, or concerning the delimitation of its frontiers or boundaries, or its economic system or degree of development. Designations such as “developed”, “industrialized” and “developing” are intended for statistical convenience and do not necessarily express a judgment about the stage reached by a particular country or area in the development process. Mention of firm names or commercial products does not constitute an endorsement by UNIDO.

FAIR USE POLICY

Any part of this publication may be quoted and referenced for educational and research purposes without additional permission from UNIDO. However, those who make use of quoting and referencing this publication are requested to follow the Fair Use Policy of giving due credit to UNIDO.

CONTACT

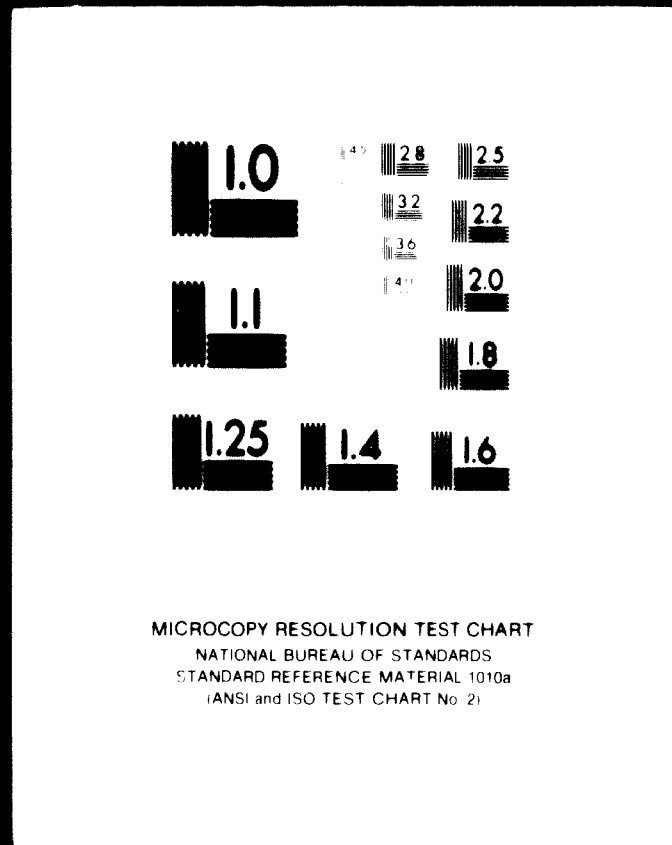
Please contact publications@unido.org for further information concerning UNIDO publications.

For more information about UNIDO, please visit us at www.unido.org

1

OF

9



24 x

F

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES DERIVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

03259

(026)

**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

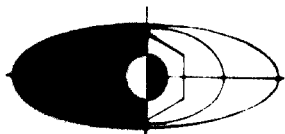
PARTIE 1

RESUME, CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS



**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1967



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

**ETUDE INDUSTRIELLE ET COMMERCIALE SUR LES DERIVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

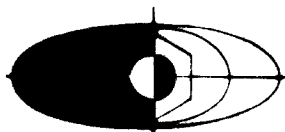
03259
(1 of 6)

**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 1
RESUME, CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS**

**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1987



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

Les Nations Unies ont été désignées en Janvier 1965 par le Conseil d'Administration du Programme des Nations Unies pour le Développement (Fonds Spécial) comme Organisation Participante et chargée d'exécuter le projet suivant en Algérie: "Etudes industrielles et commerciales sur les dérivés du pétrole et le gaz naturel". Par contrat 60/66, les Nations Unies ont chargé ScandiaConsult AB, de Suède, et le Bureau Central d'Etudes pour les Equipements d'Outre-Mer (BCEOM) de France, conjoints, d'exécuter la partie du projet relative à l'étude des marchés d'exportation et des techniques de transport du gaz naturel algérien.

Le 1er Janvier 1967, l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel est devenue Organisation Participante et chargée de l'exécution du Programme des Nations Unies pour le Développement; à partir du 1er Juillet 1967, elle a assumé l'entière responsabilité de ce projet. Toutefois, la partie du projet relative aux études de gaz naturel est demeurée sous la responsabilité des Nations Unies par lesquelles elle a été menée à bien.

SOMMAIRE

A RESUME	1
1. - Les marchés potentiels de gaz naturel algérien	1
2. - Transport	7
3. - Politique d'exportation	17
4. - Aspects institutionnels et légaux	24
B - CONCLUSIONS	26
1. - La situation sur les marchés européens	26
2. - Actions urgentes	27
3. - Les solutions possibles	28
C - RECOMMANDATIONS	31

A RESUME

1 - LES MARCHES POTENTIELS DU GAZ NATUREL ALGERIEN (1)

Les possibilités d'exportation du gaz naturel algérien vers l'Europe dépendent de plusieurs facteurs : la situation mondiale de l'énergie, les politiques nationales d'approvisionnement, les possibilités de substitution avec d'autres sources d'énergie, enfin la concurrence des autres fournisseurs.

L'analyse de ces différents facteurs conduit à préciser les régions pratiquement interdites au gaz naturel algérien et les régions qui lui sont accessibles ; elle permet ensuite d'estimer les prix de référence des concurrents du gaz naturel algérien.

Sur la base des résultats obtenus on peut alors estimer, en termes de prix et de quantité, la demande de gaz naturel dans les régions accessibles au gaz naturel algérien.

Reprenons un à un ces différents problèmes.

LE CONTEXTE GENERAL

La situation mondiale de l'énergie peut être caractérisée de la façon suivante :

- Les ressources énergétiques potentielles connues du monde vont se développer plus rapidement que la demande de l'énergie. Ceci restera certainement vrai jusque vers 1975, mais pourrait changer vers 1980.

(1) Les pages suivantes résument la partie 2 du rapport

- La configuration géographique de la consommation mondiale d'énergie ne changera pas fondamentalement d'ici à 1980. A cette date, les pays industriels d'Europe Occidentale continueront à représenter une part très importante de la consommation totale d'énergie du monde et influenceront donc de manière sensible la situation du marché.
- Les combustibles solides seront de plus en plus remplacés par des combustibles liquides ou gazeux et par l'énergie nucléaire. En 1980, le charbon couvrira à peine plus de 20% de la demande totale contre 37% en 1960. Cette évolution qui intéressera plus particulièrement l'Europe Occidentale entraînera vraisemblablement un accroissement des importations de produits pétroliers en provenance du Moyen-Orient et d'Afrique, mais pourra aussi favoriser l'accroissement des importations de gaz naturel.
- Les marchés internationaux de l'énergie seront donc vraisemblablement caractérisés par une concurrence continue et forte et par des prix des produits pétroliers plutôt stagnants et relativement bas par rapport à ceux des combustibles solides. Toutefois des faits comme la découverte de nouvelles réserves de gaz naturel en Europe, des livraisons croissantes de gaz en provenance d'Union Soviétique, de Libye et d'autres gisements encore inconnus, ainsi que l'intervention croissante également de l'énergie nucléaire, pourraient dans un futur plus ou moins proche changer la situation et renverser l'actuel leadership des prix du pétrole sur les marchés de l'énergie.

Les politiques nationales d'approvisionnement en énergie peuvent être schématisées par les positions extrêmes suivantes :

- Une politique d'importation organisée, telle que celle qui est suivie à l'heure actuelle par nombre de pays européens. Aussi longtemps que des ressources relativement abondantes en pétrole et qu'une forte concurrence entre fournisseurs puissants prévaudront, certains gouvernements seront entraînés à intervenir dans les mécanismes du marché par des quotas d'importation, des taxes sélectives favorisant certains combustibles, etc. Cette politique, fondée sur les considérations de la sécurité d'approvisionnement et réalisée par une diversification des ressources en énergie, conduit normalement à accepter des prix d'approvisionnement élevés.
- L'autre politique est caractérisée par une préférence pour l'approvisionnement aux meilleurs prix possibles. La possibilité d'importation à grande échelle dans des pays où le marché de l'énergie n'est pas affecté par la protection de combustibles nationaux, peut être cependant limitée en particulier par son impact sur les balances de paiement et par des considérations relatives à la reconversion industrielle des régions minières et aux problèmes sociaux.

- La possibilité pour le gaz naturel de remplacer d'autres sources d'énergie tient en particulier au fait que le gaz naturel présente des avantages techniques par rapport aux autres combustibles. Ces avantages peuvent être matérialisés par des rapports d'équivalence entre les prix, qui permettent de calculer un prix nominal de la thermie gazeuse par comparaison aux prix de la thermie des autres combustibles à équivalence de satisfaction pour le consommateur final.

Quelques activités comme le transport ne sont pratiquement pas accessibles au gaz naturel, d'autres comme les centrales électriques le sont probablement seulement dans une mesure limitée. Enfin beaucoup d'usagers potentiels du gaz naturel sont éliminés parce que leur desserte serait trop coûteuse. Au total on peut admettre que dans les pays européens le gaz naturel serait à long terme susceptible de constituer 30 à 35% des combustibles consommés.

Les concurrents du gaz algérien sont très redoutables. On peut citer en particulier:

Les producteurs exportateurs de pétrole arabes qui sont sur le marché mondial les fournisseurs les moins chers de fuels liquides.

Parmi eux, la Libye qui, du point de vue géographique, est comparable à l'Algérie et qu'on peut ranger parmi les fournisseurs de pétrole les moins chers. Etant donné que la Libye exporte également du gaz liquéfié, elle constitue de plus un concurrent direct pour le gaz algérien.

Dès 1969 ou 1970, des quantités considérables de gaz soviétique devraient être livrées aux pays européens, et certains envisagent d'augmenter ces quantités au cours des années 70/80. Comme ces approvisionnements seront surtout faits en vertu d'accord bilatéraux mettant en jeu des crédits et des fournitures de matériel complexes, il sera difficile d'entrer en compétition avec eux sur la base de conditions purement économiques.

Les gaz hollandais et allemand et le gaz en provenance de la Mer du Nord sont déjà distribués ou le seront incessamment dans une partie des régions qui, sans eux, pourraient être considérées comme débouchés potentiels pour le gaz algérien.

LES REGIONS ACCESSIBLES ET LES PRIX DE REFERENCE

Tous les pays d'Europe sont des consommateurs potentiels de gaz naturel sous réserve que des réseaux de distribution existent ou soient établis. Mais tous ne sont pas des consommateurs potentiels de gaz algérien. Quelques régions ou quelques provinces sont ou seront nettement dominées soit par du gaz national, soit par du gaz importé d'autres origines, qui peut être offert à des conditions bien plus favorables. Quelques régions de très haute consommation, comme le nord de la France et de l'Allemagne, doivent être considérées comme fermées au gaz algérien. Des pays comme l'Italie et l'Espagne, au contraire, pourraient

presque totalement être considérés comme des marchés accessibles au gaz algérien.

Dans les régions qui restent accessibles au gaz algérien, l'analyse des débouchés se base sur des prévisions de la demande totale d'énergie qui de leur côté ont été fondées sur des hypothèses de développement économique avancées dans des études faites par des organisations à caractère national ou international.

On estime que, de 1965 à 1980, la demande totale d'énergie doit croître à raison de 4,3% par an dans le Marché Commun et de 6 à 7% par an dans des pays comme l'Espagne, la Grèce et la Turquie. La consommation totale d'Europe Occidentale devrait s'élever en 1980 à quelque 1340 millions de tonnes (oil équivalent) contre moins de 600 millions de tonnes en 1960 (1).

Afin de déterminer la part que le gaz naturel pourrait prendre dans la consommation totale d'énergie, quelques recherches ont été faites sur la base des relations prix/quantités. Bien qu'il ait été impossible de faire une analyse complète de ce problème, plusieurs données utiles ont pu être rassemblées. Le point de départ de ces recherches est constitué par la connaissance des prix du fuel oil. Les prix des carburants liquides sur quelques marchés nationaux sont relativement proches les uns des autres, sous réserve que les gouvernements n'interviennent pas dans les mécanismes du marché par des mesures différenciées, notamment des taxes à la consommation. Les zones de plus forte concurrence se situent pour partie dans une large région s'étendant de la France du Nord-Est à l'Allemagne du Sud et du Sud-Ouest et comprenant en Suisse, les environs de Bâle. D'autres régions de forte concurrence sont l'Italie du Nord et quelques zones côtières de l'Espagne. Les prix typiques dans ces régions sont de l'ordre de 0,20 à 0,22 US cent par thermie pour les fuel oils lourds, et de 0,25 à 0,30 US cent par thermie pour les fuel oils légers. Ces prix, qui doivent être considérés comme des valeurs de référence pour le gaz naturel, comprennent les taxes de consommation.

Dans la mesure où les pays du Marché Commun sont concernés, on peut considérer que dans quelques années les taxes de consommation qui y sont applicables seront harmonisées, ce qui veut probablement dire qu'elles seront réduites dans les pays dans lesquels elles sont à l'heure actuelle les plus élevées. Sous ces conditions, les prix de compétition à long terme devraient être plus bas que ceux cités ci-dessus. En revanche, les avantages techniques du gaz naturel sont tels que, au total ils compensent plus ou moins une éventuelle surélévation. On peut donc penser que les chiffres cités ci-dessous représentent un niveau de compétition probable face aux fuel oils et au gaz naturel d'autres régions.

(1) La notion Europe Occidentale utilisée dans ce rapport, doit toujours être comprise comme région européenne des pays de l'OCDE

Ces diverses analyses permettent d'établir le tableau figurant à la page 6, lequel appelle les commentaires suivants :

- Les chiffres inscrits dans ce tableau résultent davantage de jugements d'experts que d'analyses statistiques. En effet en ce domaine, les éléments difficilement chiffrables tiennent une grande place; par exemple, les particularités de dispersion des consommateurs, l'étude des réseaux de répartition et les possibilités d'investissements.....

Les chiffres inscrits dans ce tableau limitent le domaine dans lequel le gaz algérien peut essayer de conquérir sa place. Pour déterminer à l'intérieur de ces limites quelle pourra être la place du gaz naturel algérien, il faut évidemment se référer tout d'abord aux prix auxquels celui-ci serait susceptible d'être offert dans chaque centre considéré; et ceci ne peut être fait qu'à l'aide du résultat des études de transport puisque le coût d'acheminement du gaz naturel algérien constitue la plus grande partie de son prix de revient en Europe.

Il faut en outre éviter de considérer les pays isolément puisque le coût de transport en un point donné dépend bien évidemment des quantités livrées en tous les autres centres situés sur le même réseau de transport. Il est par exemple pratiquement impossible d'approvisionner le marché suisse sans en même temps livrer du gaz à la Bavière ; de même envisager d'approvisionner le marché yougoslave isolément n'est pas réaliste si aucune livraison ne doit être effectuée en Autriche.

TABEAU I
MARCHES POTENTIELS POUR LE GAZ NATUREL
EN 1975 DANS LES PAYS ACCESSIBLES AU GAZ
NATUREL ALGERIEN

Pays	Région ou usagers	Prix U S cent/thermie	Quantités millions m³ à 9,4 thermies
Espagne	Carthagène	0,190	500
	Madrid	0,230	500
	Andalousie	0,230	200
	Saragosse	0,250	200
	Bilbao	0,250	1 000
	Barcelone	0,230	500
France	Lyon Substitution	0,240	900
	Région Marseille-Lyon (services nouveaux)	0,240	1 500
	Grenoble cimenteries	0,190	150
	Remplacement du gaz de Lacq pour les centrales thermiques	0,184	1 000
Suisse	Bâle Zurich	0,208	500
Baden Württemberg	Stuttgarr	0,208 (a)	500
Bavière	Partie sud	0,208 (a)	500
Autriche	Vienne · Linz	0,224	1 500
Yougoslavie	Koper	0,204	800
Italie	La Spezia ou Vado Ligure	0,190	1 000
		0,195	

(a) frontière suisse à Bâle

2 TRANSPORT (1)

2.1 TRANSPORT EN DISCONTINU

Le chapitre I consacré au transport du gaz en discontinu, montre que les méthodes étudiées pour transporter, par navires, le gaz algérien, font appel à des combinaisons température/pression diverses et différent les unes des autres par le coût relatif des installations fixes et des navires. Seule, parmi elles, la technique du gaz naturel liquéfié (pression atmosphérique, température -161°C) a été expérimentée à l'échelle industrielle.

Liquéfaction

L'usine de liquéfaction est l'élément sensible d'une chaîne de GNL, et son poids financier y est prépondérant. Une seule usine de grande échelle est actuellement en service, celle de la CAMEL à Arzew (capacité : 1,5 Gm³). Trois sont projetées, une en Algérie, une en Libye, une en Alaska. Enfin, de petites usines de pointe sont construites aux Etats-Unis et au Canada (peak-shaving plants).

Tous les gaz naturels ne sont pas équivalents vis-à-vis d'une opération de liquéfaction. La présence d'azote, qui réduit le pouvoir calorifique et complique la liquéfaction, en augmente le coût.

Par contre, la présence d'hydrocarbures riches (éthane, propane, butane) accroît le pouvoir calorifique réduit, le coût de la liquéfaction.

Les seuls cycles de liquéfaction utilisés pour le gaz naturel sont les cycles diphasiques à évaporation et, parmi eux, la cascade classique (série de fluides purs en cascade) et la cascade intégrée (fluides de composition variable le long de la colonne d'échange).

La cascade classique a un bon rendement thermo-dynamique et peut être calculée avec sûreté. En revanche, elle présente une grande complexité et, par suite, un risque de faible disponibilité ; elle interdit le sous-refroidissement du GNL (à moins de rajouter une cascade supplémentaire) et ne permet que des lignes unitaires de taille limitée.

La cascade intégrée présente une plus grande souplesse, permet de réaliser de très grosses unités et autorise le sous-refroidissement du GNL. En revanche, aucune installation industrielle de ce type n'a encore été réalisée.

(1) Les pages suivantes résument la partie 3 du rapport

Deux options générales peuvent être envisagées : cycles vapeur et turbines à gaz. Les cycles vapeur ont déjà été utilisés, dans l'installation existante et dans une autre installation en cours de construction; cependant que l'on fonde également des espoirs sur l'utilisation future des turbines à gaz.

Au niveau de la liquéfaction, l'extraction des sous-produits apparaît rentable pour les $C_5 +$; l'extraction des C_2, C_3, C_4 est techniquement possible, la rentabilité de cette opération étant liée à l'existence de débouchés pour ces produits.

Faute d'expérience, les coûts d'investissement et de fonctionnement des usines de liquéfaction sont encore quelque peu incertains.

Pour des raisons de réduction du coût d'investissement et de simplicité d'exploitation, il est vraisemblable que les usines de l'avenir utiliseront de plus en plus la cascade intégrée.

Regazéification

La regazéification est une opération simple dont le coût est hors de proportion avec celui de la liquéfaction; l'eau de mer sert généralement de source de chaleur; la séparation des constituants lourds s'effectue sans dépense d'énergie supplémentaire.

Le problème majeur lié à la regazéification est celui de l'utilisation des frigorifiques apportés par le GNL. 25% de cette énergie peuvent être utilisés pour comprimer le gaz dans les réseaux de transport à 75 bar, 15% pour la distillation fractionnée des constituants lourds du gaz, mais on voit mal comment utiliser les 60% restants. Les besoins des industries alimentaires sont très inférieurs aux quantités disponibles. Seule, dans l'avenir, la fabrication d'eau douce à partir de l'eau de mer pourrait constituer un débouché important pour le froid du GNL.

Stockage du GNL.

Le stockage du gaz naturel liquéfié peut être effectué à l'aide de quatre techniques différentes : réservoirs métalliques à double paroi, réservoirs en béton précontraint, excavations à parois congelées et cavités minées. Toutes ces techniques sont très coûteuses. Les réservoirs métalliques existent en de nombreux exemplaires et paraissent bien au point. Les excavations à parois congelées donnent des résultats inégaux; elles constituent sans doute la solution la plus intéressante lorsque les conditions géologiques sont favorables. Les techniques des réservoirs en béton précontraint et des cavités minées devraient pouvoir être utilisées dans l'avenir.

Transport maritime

Il convient de mettre l'accent sur la différence de conception entre les navires méthaniers et les navires pétroliers.

La très basse température du GNL (-161°C) impose de ne pas utiliser directement la coque comme citerne. La cargaison doit être soigneusement isolée tant pour éviter une évaporation rapide qu'un refroidissement des tôles de carène. En particulier, les sociétés de classification imposent la constitution d'une barrière secondaire destinée à rendre impossible toute fuite de GNL vers la coque.

La très faible densité du GNL (0,4) pose des problèmes délicats de construction navale, et ceci d'autant plus que les citernes doivent être maintenues froides pendant les voyages de retour. A volume égal, la coque d'un méthanier est beaucoup plus lourde que celle d'un pétrolier.

Les opérations de chargement et de déchargement ne peuvent se faire que dans des bassins parfaitement abrités. Tout risque de rupture des bras de déchargement ou de chargement doit en effet être prévenu.

Deux grandes lignes techniques ont été développées :

- Les navires à cuves autoporteuses dans lesquelles la pression hydrostatique et les pressions cycliques du GNL sont supportées par les citernes qui ne retransmettent à la coque que des efforts ponctuels ;
- Les navires à cuves intégrées dans lesquelles les pressions sont transmises de manière continue des citernes à la coque par les matériaux d'isolation.

Les navires à cuves intégrées présentent, à taille égale, 25% de surcapacité par rapport aux navires à cuves autoporteuses; mais leurs cuves, réalisées in situ, ne se prêtent pas aux vérifications de soudure et ne présentent donc pas la même sécurité. Malgré la surcapacité que permet la technique des cuves intégrées il ne semble pas qu'elle puisse entraîner des réductions considérables des coûts de construction.

Ceux-ci sont de plus aléatoires en raison de la nouveauté des techniques et de la faible demande de navires de ce type.

L'étude de l'influence des caractéristiques des méthaniers sur les coûts de transport montre que, pour une livraison donnée, le choix de la taille, du nombre et de la vitesse des navires, devrait essentiellement être fondé sur des considérations de sécurité et de simplicité d'exploitation.

Dans l'état actuel des techniques et compte tenu de l'expérience acquise en matière de navires à cuves autoporteuses, ce dernier procédé nous paraît recommandable pour les trajets méditerranéens qui n'exigent pas de navires de très grande capacité.

Installations portuaires

Il est souhaitable d'établir l'usine de liquéfaction ou de regazéification à proximité immédiate des installations de chargement ou de déchargement; le transport terrestre du gaz sous forme liquide à - 161° C est en effet très coûteux.

Deux ports algériens ont été envisagés pour le chargement du GNL : Arzew et Skikda.

- Arzew où est, à l'heure actuelle, chargé le GNL produit par la CAMEL, peut voir sa capacité portée de 1,5 Gm³ à environ 8 Gm³ grâce à des travaux ne nécessitant que des délais limités (trois ans) et des investissements relativement restreints.
- à Skikda, l'utilisation du port existant entraînerait certains inconvénients, ce qui amène à envisager la construction d'un nouveau port. Ce dernier serait assez coûteux et sa construction nécessiterait des délais importants (cinq ans). En conséquence il conviendrait, en cas d'implantation d'une usine de liquéfaction à Skikda, d'utiliser le port actuel durant les premières années.

Aucun problème grave ne se pose pour le débarquement du GNL en Europe, sauf peut-être à Bilbao.

Régulation d'une chaîne de GNL

Une chaîne complète de GNL comporte divers éléments qui ne présentent pas tous la même fiabilité. Les éléments les plus sensibles sont l'usine de liquéfaction puis les navires méthaniers.

Pour assurer une livraison la plus régulière possible, deux grandes options peuvent être envisagées pour l'usine de liquéfaction :

- unités séparées sans interconnexion ni secours et surcapacité élevée de production et de stockage,
- unités nombreuses ou très interconnectées et surcapacité faible.

Dans l'état actuel des conditions de transport et de vente de gaz et de GNL, la première solution, qui nécessite en particulier des stockages assez importants est la seule solution réaliste.

AUTRES MODES DE TRANSPORT EN DISCONTINU

Alors que la technique classique du GNL s'effectue à la pression atmosphérique, d'autres modes de transport en discontinu sont étudiés, principalement aux Etats-Unis et en France. Ces procédés utilisent la compression du gaz, associée ou non à une réfrigération qui est moins grande que pour le GNL,

L'Ocean Transport Group, aux Etats-Unis, a étudié deux procédés appelés MLG et CNG : le procédé MLG (Medium conditioned Liquefied Gas) consiste à transporter le gaz sous forme liquide mais sous pression; le CNG (Compressed Natural Gas) consiste à transporter le gaz sous forme comprimée et réfrigérée.

En France, plusieurs promoteurs ont procédé à des études de transport de gaz, soit sous forme réfrigérée et comprimée, soit sous forme simplement comprimée à la température ambiante.

Tous ces modes de transport tendent dans une plus ou moins grande mesure à réduire les installations fixes, en consentant en contrepartie une augmentation de coût du transport maritime proprement dit. Les capacités contenant à bord des navires le gaz ou le liquide sous pression sont généralement réalisés sous la forme d'un grand nombre de bouteilles tubulaires interconnectées.

Des études techniques de mise au point, et des études financières précises seraient nécessaires pour ces procédés, qui pourraient s'avérer effectivement intéressants pour des transports sur d'assez courtes distances, telles que celles qui existent en Méditerranée occidentale.

2.2. TRANSPORT EN CONTINU

Le chapitre II étudie le transport du gaz algérien par une canalisation intercontinentale comprenant des canalisations terrestres en Algérie et en Europe, reliées par une canalisation sous-marine qui traverserait la Méditerranée.

CANALISATIONS TERRESTRES EN AFRIQUE DU NORD ET EN FRANCE

Les canalisations terrestres peuvent être considérées comme des ouvrages classiques; on a posé des canalisations de 42 pouces et on envisage d'en construire de 48 pouces et même plus.

L'écoulement du gaz dans ces canalisations est assuré au moyen de stations de recompression, qui comprennent soit des compresseurs à pistons, soit des turbo-compresseurs entraînés par des turbines à gaz. La pression d'utilisation est généralement de 70 bar en Europe Occidentale et en Afrique du Nord.

Le choix des caractéristiques d'une canalisation de grande distance (diamètre de la canalisation, espacement et puissance des stations de compression) dépend de la façon dont augmente avec le temps le débit de gaz à assurer. En général, on dimensionne ces canalisations pour le débit prévisible à échéance de quatre ou cinq ans.

Une canalisation terrestre n'est pas utilisée à pleine capacité durant toute l'année pour des motifs économiques ou techniques.

Dans les conditions actuelles d'équipement en Europe Occidentale, il doit être possible de poser en un an jusqu'à 1.000 km de canalisations terrestres sur un itinéraire donné.

ITINERAIRES POSSIBLES POUR UNE CANALISATION SOUS-MARINE ALGERIE EUROPE

Le franchissement de la Méditerranée par canalisation sous-marine est difficile; de nombreuses études ont recherché une méthode de construction et un itinéraire de pose; ces deux problèmes sont d'ailleurs étroitement liés et les itinéraires suivants ont été envisagés.

- Le Déroit de Gibraltar : cet itinéraire présente une traversée marine de courte longueur, 15 à 65 km selon le tracé et sa profondeur maximum est d'environ 400 m,
- L'itinéraire Mostaganem-Carthagène : cet itinéraire est plus long (200 km) et l'on y rencontre une profondeur maximum de 2 650 m,
- Le déroit de Sicile : cet itinéraire entraîne une traversée marine de 160 km, dont la profondeur maximum est de 500 m.

Trois procédés ont été étudiés et expérimentés pour la pose d'une canalisation sous-marine franchissant la Méditerranée :

- Le procédé par traction Segans-Collins,
- le procédé Gaz de France - Electricité de France,
- Le procédé Segans de conduite retenue.

Procédé par traction Segans-Collins

Ce procédé a été étudié spécialement pour la pose à travers le Déroit de Gibraltar. C'est l'amplification du procédé classique de pose par traction sur le fond, qui peut être appliqué lorsque règnent d'importants courants.

L'opération semble réalisable : la conduite aurait une section assez importante (2 Ø 400 mm). Elle serait posée en trois ans et pourrait assurer, à partir de fin 1971, le transport d'une quantité annuelle de 6 milliards de mètres cubes de gaz.

Procédé Gaz de France - Electricité de France

Ce procédé a été spécialement étudié et expérimenté pour la pose de canalisations sous-marines entre Mostaganem et Carthagène; il a été également étudié pour le Détroit de Sicile. Ce procédé de pose, entièrement nouveau, consiste à assembler en mer des tronçons de canalisation préalablement construits à terre. La canalisation est posée à partir de la surface, la partie assemblée descendant au fond à mesure de l'avancement.

Un faisceau de plusieurs conduites serait nécessaires pour assurer un transport relativement important. Chaque conduite d'un diamètre de 244 à 323 mm aurait une forte épaisseur imposée par la grande profondeur et permettant des pressions d'utilisation élevées. La première conduite, susceptible d'un transport de 1,2 Gm³ par an serait réalisable dans un délai de deux ans et demi à trois ans, chaque conduite supplémentaire étant posée à raison de une par an. Ce procédé semble réalisable.

Procédé Segans de conduite retenue

Ce procédé a été étudié pour l'itinéraire Mostaganem-Carthagène. Il consiste à mettre en place une canalisation entre deux eaux, à environ 300 m de la surface; le maintien de la canalisation serait assuré à l'aide d'un système de câbles et de blocs d'ancrage.

Ce procédé présente certains problèmes d'interaction avec les autres activités maritimes, problèmes non encore entièrement résolus. En conséquence, il nous a paru préférable de ne pas le recommander.

Comparaison des procédés et des itinéraires

Deux procédés restent donc possibles, chacun des itinéraires décrit ci-dessus étant lié à un procédé de pose :

- Détroit de Gibraltar : procédé par traction Segans-Collins,
- Itinéraire Mostaganem-Carthagène : procédé Gaz de France,
- Détroit de Sicile : procédé Gaz de France.

La comparaison entre les trois itinéraires, et partant entre les deux procédés, doit être faite en tenant compte de l'incidence des trajets terrestres correspondants sur les coûts et les délais.

Les sections terrestres de l'itinéraire Hassi R'Mel-centres européens de livraison sont notablement plus courtes via Mostaganem-Carthagène que par le Déroit de Gibraltar et le Déroit de Sicile. Si l'on ajoute que la traversée du Déroit de Sicile imposerait une campagne océanographique complémentaire, la durée totale de construction d'une canalisation entre le gisement d'Hassi R'Mel et l'Europe du Sud serait d'environ :

- | | |
|--|---|
| - pour l'itinéraire
Déroit de Gibraltar | cinq ans pour l'Espagne
six ans pour la France du Sud |
| - pour l'itinéraire
Mostaganem-Carthagène | cinq ans pour l'Espagne et
La France du Sud |
| - pour l'itinéraire
Déroit de Sicile | six ans pour l'Italie du Centre et du Sud
sept ans pour l'Italie du Nord et la France
du sud. |

Si l'on compare ensuite les coûts de transport du gaz, on constate que l'itinéraire le moins cher est l'itinéraire Mostaganem-Carthagène, sauf pour la deserte de l'Italie du Centre et du Sud qui serait plus avantageuse par le déroit de Sicile. Mais la faible importance du marché de ces régions ne justifie pas la construction pour elles seules de canalisations sous-marines à travers le déroit de Sicile.

Parmi les trois itinéraires envisagés, l'itinéraire Mostaganem-Carthagène semble également le plus apte à permettre des livraisons de gaz à brève échéance. Nous avons donc retenu cet itinéraire assorti du procédé Gaz de France pour comparer les avantages relatifs des canalisations sous-marines et des navires méthaniers.

2 3 COMPARAISONS DES DEUX METHODES DE TRANSPORT

Le chapitre III a pour objet de comparer le réseau de transport utilisant le procédé Gaz de France sur l'itinéraire Mostaganem-Carthagène et les réseaux de transport comportant la liquéfaction du gaz et son embarquement sur navires méthaniers.

LES ITINERAIRES PROPRES AUX DEUX METHODES

Le système de transport par canalisation intercontinentale comporterait une conduite continue qui irait de Hassi R'Mel à Mostaganem en terre algérienne, puis joindrait Mostaganem à Carthagène par des canalisations sous-marines, enfin

éclaterait en Espagne vers les centres à desservir, remontant éventuellement sur Barcelone, puis vers Avignon. De là, le réseau de transport se prolongerait le cas échéant, vers Milan, Lyon et l'Allemagne du Sud. Ce réseau comporterait donc une part très grande de canalisations terrestres en Europe.

Le transport avec méthaniers est conditionné par le choix des ports d'embarquement et de débarquement.

La comparaison des deux ports d'embarquement envisagés, Arzew et Skikda, montre que le premier présente plus d'avantages que le second, essentiellement parce qu'il permet des économies importantes en matière d'investissements et de délais.

Les ports possibles pour le débarquement en Europe sont Fos pour la France, La Spezia pour l'Italie, Koper pour la Yougoslavie. En Espagne, Bilbao et Barcelone sont concurrents. Un calcul des coûts de transport jusqu'aux divers centres espagnols susceptibles de consommer du gaz algérien montre que le choix de Barcelone est plus avantageux sauf pour d'improbables livraisons importantes destinées à Bilbao. La Bavière pourrait être desservie soit à partir de Fos par une conduite remontant la vallée du Rhône, soit à partir de Koper par une conduite traversant les Alpes au voisinage de la frontière hongroise. L'examen des coûts comparés de ces deux solutions est à l'avantage de Fos.

Comparaison des deux méthodes

Sur les itinéraires ainsi définis, nous avons comparé les deux méthodes et nous sommes parvenus aux conclusions suivantes :

1. Le transport par canalisations sous-marines (itinéraire Mostaganem-Carthagène, procédé Gaz de France) coûte moins cher que le transport par méthaniers. La différence est de l'ordre de 40% en Espagne et 10% ailleurs.
2. Augmenter la capacité de la ligne après sa création coûte moins cher dans le transport par canalisations sous-marines que dans le transport par méthaniers.
3. A capacité égale, le transport par canalisations sous-marines demande un peu plus de capitaux que le transport par méthaniers. Mais la différence est faible (10 à 20%) et l'inconvénient qu'elle constitue pour le transport par canalisations sous-marines semble compensé par le fait que les très faibles dépenses de fonctionnement de ce mode de transport le mettent à l'abri des hausses de prix dans les 10 ou 15 prochaines années; de telles hausses seraient au contraire très probables dans le transport par méthaniers.

4. Le transport par méthaniers laisserait à l'économie algérienne, par mètre cube de gaz exporté, un revenu plus important que le transport par canalisations sous-marines (près du double).

5. Les deux systèmes de transport, malgré les apparences, établissent entre le fournisseur de gaz et les clients des liens à peu près aussi rigides l'un que l'autre.

Pour éclairer le choix à faire entre les deux procédés, deux considérations doivent donc être retenues :

- Le transport par conduites sous-marines serait moins coûteux,
- le transport par méthaniers laisserait à l'économie algérienne un revenu plus important.

Les questions importantes consistent donc à savoir :

- si le coût de transport plus faible du système par canalisations sous-marines ouvrirait au gaz algérien des marchés qui dans l'autre système lui seraient inaccessibles,
- si le transport par canalisations sous-marines ne se heurterait pas à des difficultés de délais ou d'organisation entre les pays intéressés plus grandes que le transport par méthaniers.

3 POLITIQUE D'EXPORTATION (1)

Cette partie avait pour objet la détermination d'une politique d'exportation du gaz algérien ; le terme "détermination d'une politique" étant entendu comme présentation de différentes alternatives ou stratégies.

En vue d'atteindre cet objectif les méthodes suivantes ont été utilisées :

- confrontation des résultats des parties 2 et 3 du rapport,
- examen des éléments et composants contenus dans ces deux parties et analyse de plusieurs combinaisons entre eux,
- examen des différentes solutions en vue d'un optimum économique pour l'Algérie.

3.1. CONSIDERATIONS GENERALES

a) Une première question d'un intérêt général se posait :

- Le gaz algérien doit-il être présent sur les marchés européens maintenant ou dans un délai très court et ceci même avec le risque de pertes pendant la période initiale de l'opération,
- ou, serait-il préférable de n'envisager que des solutions pour les années à venir, en gros après le milieu de la période 1970-1980, solution qui donnent plus d'espoir pour les quantités, les prix et les profits.

La réponse trouvée était nettement en faveur de la première solution. L'Algérie devrait s'efforcer d'être présente sur les marchés européens aussi tôt que possible.

Les principales raisons pour cette prise de position étaient que la lutte entre différentes formes et origines d'énergie pour des quote-parts de marchés plus élevés est déjà très sévère et deviendra probablement plus forte encore dans le proche avenir. Une abondance relative de fourniture d'énergie est beaucoup plus probable qu'une pénurie d'approvisionnement.

Les prix d'énergie auront donc tendance à être bas et les concurrents potentiels du gaz algérien s'efforceront de conquérir et de maintenir, par des contrats de livraison à long terme, des quote-parts de marché les plus larges possibles.

(1) Les pages suivantes résument la partie 4 du rapport

Le gaz algérien est déjà en retard; attendre encore plus longtemps et guetter de meilleures occasions à l'avenir équivaut à courir le risque de trouver la plupart des marchés potentiels déjà occupés par d'autres concurrents.

b) La seconde question était : quelles sont les premières dates auxquelles le gaz algérien peut être présent en Europe ?

La réponse était liée aux techniques de transports appliquées.

La première livraison de GNL , environ 1,5 Gm³/an, peut être effectuée en 1971 (date la plus proche). Avec des augmentations successives faites régulièrement, le total de 3,5 Gm³/an, envisagé dans les négociations entre la France et l'Algérie, pourrait être atteint en 1975.

Des livraisons par conduite sous-marine ne peuvent être réalisées qu'avec un décalage de deux ans; la première pourrait être faite en 1973. On pourrait cependant accélérer les tranches suivantes. Ceci dépend essentiellement de l'expérience et du succès de la nouvelle technique de transport qui doit être démontrée par la première conduite-pilote, ainsi que des négociations en temps opportun avec les pays consommateurs potentiels.

c) L'étude se voyait ensuite confrontée avec une véritable contradiction.

Le premier accès au marché européen est en relation avec les négociations entre la France et l'Algérie qui envisagent un total de 3,5 Gm³. Le mode de transport envisagé peut être appelé la solution GNL. Sa réalisation a été étudiée dans différentes hypothèses.

3 2 LES SOLUTIONS GNL

Les coûts de la chaîne GNL sont trop élevés pour concurrencer avec succès le fuel résiduel.

Le prix de revient calculé du GNL à Fos paraît également trop élevé pour la vente du gaz au marché suisse-allemand.

En conséquence et bien que la livraison de GNL en France soit la solution la plus rapide possible, il est peu probable qu'une quantité annuelle de 3,5 Gm³ puisse être vendue en 1975, parce que la position concurrentielle du gaz algérien est défavorable par rapport à celle du fuel résiduel.

Une solution variante serait de combiner cette solution avec des livraisons simultanées de GNL à Barcelone. Pourtant, cette variante est improbable

ou en tout cas non économique parce que le gaz associé de la Libye peut être livré avec des coûts beaucoup plus bas que le gaz algérien liquéfié.

Pour ces raisons les investigations ont été principalement axées sur d'autres solutions, à savoir : soit des livraisons partiellement par GNL et partiellement par canalisations soit des livraisons effectuées exclusivement par canalisation sous-marine en Espagne comme en France.

3.3. LA SOLUTION MIXTE

La solution mixte consiste à effectuer des livraisons de GNL en France et des livraisons simultanées de gaz par conduite sous-marine en Espagne.

En faveur de cette solution on peut retenir les faits suivants :

- elle applique des techniques minimisant les risques d'interruptions,
- une défaillance de la conduite sous-marine ne compromettrait guère l'exécution des obligations prévues par les accords franco-algériens,
- le système complet comprendrait une conduite terrestre commune de Hassi R'Mel à Relizane, une usine de liquéfaction à Arzew permettant en même temps de livrer 3,5 Gm3 de gaz en France et pouvant éventuellement travailler en jonction avec l'usine CAMEL existante et les canalisations sous-marines.
- La solution mixte offrirait l'occasion d'appliquer une nouvelle technique de transport et d'obtenir des bénéfices sur les coûts de transport, tandis que les pertes dans le cas d'une défaillance dans la mise en place de la canalisation ne sont pas estimées à plus de \$ 15 millions.

Les arguments contre cette solution sont les suivants :

- la partie "conduite" du système ne peut fonctionner avant 1973,
- cette solution ne donne que peu de chance de substituer le gaz algérien au fuel résiduel dans la région de Lyon et d'être compétitif dans des marchés au nord de Lyon, comme la Suisse et l'Allemagne du Sud pendant la première moitié des années de 1970 à 1980,
- les pertes de l'opération jusqu'au milieu de la période 1970-1980 peuvent être assez élevées et quelques années supplémentaires peuvent être nécessaires pour les compenser par des bénéfices dérivés d'une meilleure utilisation du gazoduc.

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant (tableau 2) qui montre un excès de l'offre qui ne disparaîtra probablement pas avant 1977/78. En outre, c'est essentiellement la politique énergétique française qui permettra de savoir si l'on peut envisager de ne pas augmenter la production de gaz naturel français, ou de trouver d'autres débouchés pour ce gaz français.

3. 4. LES SOLUTIONS PAR CANALISATIONS SOUS MARINES

Ces solutions envisagent le transport de gaz naturel par conduites sous-marines de Mostaganem-Arzew à Carthagène et de là en Espagne et en France et si possible en Suisse et en Allemagne. On peut envisager diverses quantités. Les coûts diffèrent selon les quantités transportées par suite des effets d'échelle.

Le tableau 3 montre les résultats suivants :

- Espagne : un léger excès de l'offre peut exister en 1975; d'autre part, le gaz algérien est compétitif dans tous les centres indiqués. La position clef se trouve à Bilbao. La capacité d'absorption de cette région est évaluée à 1 Gm³/an mais ce centre n'est pas bien situé pour le gaz algérien, non seulement à cause de la grande distance depuis Carthagène mais aussi parce que le gaz français peut essayer de conquérir ce même marché.
- France : il n'y a pas de difficultés sérieuses pour écouler 3,5 Gm³ de gaz algérien dans la région d'Avignon-Lyon mais ceci peut amener un excès de gaz naturel français de l'ordre de 1,4 - 1,9 Gm³. Dans ce cas, le marché devrait être étendu vers la Suisse et l'Allemagne du Sud ce qui est réalisable, notamment si le gaz algérien peut se substituer au fuel léger. L'obstacle principal est que le gaz de Groningue sera probablement présent plus tôt sur le marché allemand. Dans l'ensemble, la région espagnole-française montrera probablement un sur-approvisionnement de 1,9 - 2,4 Gm³ mais il n'y a pas de doute que la demande en gaz naturel rattrapera l'offre durant les années postérieures à 1975.

3. 5. CONCLUSIONS GENERALES

La question de savoir comment déterminer une politique d'exportation pour le gaz algérien devait envisager trois méthodes de transport possibles :

- transport exclusivement par des méthaniers ou solution GNL ,
- transport partiellement par des méthaniers et partiellement par des gazoducs, ou solution mixte,
- transport exclusivement par canalisation sous-marine.

L'analyse faite sur la base de coûts calculés montre que la première solution n'ouvre que peu de chance de développer des exportations de gaz algérien vers l'Europe. Cette solution a, bien entendu, l'avantage pour le gaz algérien d'être présent très tôt sur les marchés européens. A cet égard, elle peut constituer un premier pas vers l'exportation de gaz algérien en Europe Occidentale.

T A B L E A U 2
EXEMPLE DE LIVRAISONS D'ARZEW A L'ESPAGNE ET A LA FRANCE
 Solution mixte : 1,8 Gm3 par canalisation à Carthagène ; 3,5 Gm3 par GNL en France
 Situation en 1975

	Demande totale		Fourniture d'autres gaz		Gaz algérien		Excès (+) ou déficit (-) Gm3
	Gm3	Prix d'équivalence ¢ 10 th	Gm3	Prix d'équivalence ¢ 10 th	Gm3	Prix d'équivalence ¢ 10 th	
Espagne (1)	2,4/2,5	1,9/2,5	1,0	1,3/1,5	1,0		+ 0,3/0,4
Barcelone	1,0	1,9/2,5	1,0	1,3/1,5	0	1,55	0
Carthagène	0,3/0,3	1,9	0		0,3	1,05	}
Madrid	0,5/0,2	1,9/2,5	0	0	0,5	1,51	
Bilbao	0,6/1,0	1,9/2,5	0	0	1,0	1,00	
France (2)	8,6/2,6		7/7,5		3,5		+ 1,9/1,4
Fos	0,5	1,8/2,4		2,4	0,5	1,67	0
Lyon	2,4/3,5	1,8/2,4	7/7,5	2,4	2,0	1,87	0
Autres régions	5,7/5,6	(1,8/2,4)					+ 1,9/1,4
Extension vers							
Bâle (3)							
Allemagne du Sud	1,3	1,3/2,8	2,0/2,5	(2,15) (4)	1,0	2,2	+ 0,7 1,8

(1) Les prix d'équivalence indiqués ont été déterminés de la façon suivante pour tous les pays par le prix des fuels lourds fixés par la CAMPASA pour les autres gaz. Prix de revient calculé pour le GNL Libyen pour le gaz algérien. Prix de revient calculé dans le texte du rapport partie 4.

(2) Pour les prix d'équivalence indiqués, la valeur basse est le prix des fuels lourds, la valeur haute est le prix des gaz de Lacq.

(3) Les prix d'équivalence indiqués sont les prix des fuels lourds et légers sans taxes.

(4) Après rédaction du rapport, la Nam export a décidé de baisser ses prix de livraison, ce qui les conduirait aux environs de 2.15 cents pour 10 therms.

T A B L E A U 3
EXEMPLE DE LIVRAISON D'ARZEW VERS L'ESPAGNE ET LA FRANCE PAR CANALISATION SEULEMENT
 1,9 Gm3 vers l'Espagne et 3,5 Gm3 vers la France
 Situation en 1975

	Demande totale			Fourniture d'autre gaz			Gaz algérien		Excès (+) ou déficit (-) Gm3
	Gm3	Prix d'équivalence ¢ 10 th	Gm3	Prix d'équivalence ¢ 10 th	Gm3	Prix d'équivalence ¢ 10 th	Gm3	Prix d'équivalence ¢ 10 th	
Espagne (1)	2,4/2,5	1,9/2,5	1,0	1,3/1,5	1,9	0,82/1,54			} + 0,5/0,4
Répartition :									
Carthagène	0,4	0,82	0	0	0,4	0,82		0	
Madrid	0,5	1,9/2,5	0	0	0,5	1,28		+ 0,5/0,4	
Bilbao	1,0	1,9/2,5	0	0	1,0	1,54			
France (2)	8,6/9,6		7,0/7,5		3,5				+ 1,9/1,4
Répartition :									
Avignon	0,5	1,8/2,4		2,4	0,5	1,43		0	
Lyon	2,4/3,5	1,8/2,4	7,0/7,5	2,4	3,0	1,57		+ 0,6/0,5	
Autres régions	5,7/5,6	(1,8/2,4)		(2,15) 3				+ 1,9/1,4	
Total Espagne + France	11/12		8/8,5		5,4			+ 2,4/1,9	

(1) Les prix d'équivalence indiqués ont été déterminés de la façon suivante pour tout les pays par le prix des fuels lourds fixés par la CAMPSA pour les autres gaz : prix de revient calculé pour le GNL Libyen pour le gaz algérien : prix de revient calculé dans le texte du rapport. partie 4

(2) Pour les prix d'équivalence indiqués, la valeur basse est le prix des fuels lourds la valeur haute est le prix des gaz de Lacq.

(3) Estimation du niveau de prix à la suite de la récente réduction des prix de la NAM export.

En conséquence, vu sous un aspect purement économique le choix d'une politique adéquate d'exportation doit être réduit à l'alternative suivante :

- **ou combiner le système GNL pour les premières livraisons avec le transport de quantités supplémentaires par canalisation sous-marine,**
- **ou se confier exclusivement et dès le départ à un système de gazoducs.**

La solution mixte peut se révéler profitable. Elle est avantageuse par sa flexibilité, parce que dans le cas d'une défaillance de la canalisation sous-marine, elle permet de se retourner vers le système GNL pour approvisionner le marché français. D'autre part, pendant la période initiale elle entraîne probablement des pertes qui pourtant peuvent être compensées par des profits futurs.

La canalisation sous-marine conduit aux coûts de transport les plus bas. Ses inconvénients sont que le gaz arrivera tard sur les marchés européens, lorsque les positions permettant d'atteindre des marchés sur lesquels les perspectives de vente sont les plus prometteuses seront probablement occupées par d'autres concurrents. Pourtant, la résolution de tels problèmes pourrait être facilitée par des négociations avec les pays intéressés, négociations qui devraient commencer aussi tôt que possible.

4 ASPECTS INSTITUTIONNELS ET LEGAUX (1)

Les accords franco-algériens sur les hydrocarbures de juillet 1965 valables pour une période de 15 ans, gouvernement en particulier le transport éventuel de gaz algérien et fixent le système d'achat concernant le gaz naturel destiné au marché français et au marché algérien. Ils précisent le rôle particulier de la France qui doit rester l'acheteur le plus favorisé et prévoient l'ouverture de négociations spéciales pour le cas où un transport de gaz naturel par canalisations sous-marines deviendrait possible.

En juin 1967 a été signée une convention entre les deux pays qui précise les accords de juillet 1965 essentiellement dans le domaine de l'organisation d'une Société Mixte pour la liquéfaction et l'exportation du gaz (SOMALGAZ).

Le droit international sur le transport du gaz naturel doit être examiné car il s'applique à la pose d'une éventuelle canalisation sous-marine, ou au transport maritime de gaz liquéfié, et au transport international du gaz par conduites.

En ce qui concerne les conduites sous-marines, la liberté d'installation existe dans les eaux internationales. Ces conduites sont en outre protégées contre les avaries selon des dispositions qui figurent dans les Conventions de Genève de 1958. En revanche les eaux territoriales, ainsi que les ports et les terminaux de conduites sous-marines, sont régis par les juridictions nationales. Des difficultés peuvent se présenter quant à la distinction entre eaux territoriales et eaux internationales. Une des Conventions de Genève de 1958 prévoit en effet la possibilité pour les pays riverains d'exploiter les ressources du "plateau continental" voisines de leurs côtes. L'exploitation du plateau continental pourrait gêner la pose et l'entretien de conduites sous-marines.

En ce qui concerne les conduites terrestres internationales, il n'existe pas de droit général et international qui en régit l'établissement et le fonctionnement. Le transport est donc en général soumis à une succession de régimes nationaux.

En vue de l'établissement d'une législation internationale pour le transport du gaz naturel, la Commission Economique Européenne a procédé à certaines études dont l'aboutissement ne semble pas malheureusement devoir être immédiat. Il faut signaler néanmoins l'adoption en 1965 d'un "code international de sécurité pour le transport international de gaz par conduites".

Les législations nationales pour le transport terrestre du gaz naturel sont, dans la plupart des pays, rares, incomplètes ou même inexistantes.

(1). Les pages suivantes résument la partie V du rapport

Le transport maritime de gaz liquéfié est libre dans les eaux internationales, mais soumis aux législations nationales dans les eaux territoriales et les terminaux portuaires. Les règles appliquées sont toutefois assez souples et, dans une large mesure, semblables dans la plupart des pays.

En revanche la production et la distribution d'énergie sont dans la plupart des pays sujettes à des contrôles publics. Les règlements existants sont toutefois susceptibles de connaître des changements fréquents.

En définitive, le transport de gaz algérien semble devoir s'appuyer sur une succession de systèmes nationaux et internationaux de transport, le contrôle des opérations ne pouvant, semble-t-il, pas revenir à l'Algérie en dehors de son territoire. Il semble toutefois que l'on puisse envisager de fonder, sur des dérogations négociées aux législations nationales, un système international satisfaisant pour le transport du gaz algérien.

L'organisation possible du transport du gaz algérien appelle les considérations suivantes :

En ce qui concerne le transport par méthanier, l'Algérie devrait probablement utiliser des navires commerciaux. Quant à la liquéfaction elle pourrait être organisée dans le cadre d'une action jointe entre la France et l'Algérie.

Pour le transport par conduite sous-marine, une action conjointe des parties intéressées semble devoir être considérée comme plus réalisable que la mise sur pied d'une organisation purement algérienne.

En ce qui concerne le transport de gaz par conduites terrestres, une action conjointe négociée, séparée de l'action relative à la conduite sous-marine, semble la meilleure solution.

Différents types d'entreprises tels que compagnies privées, établissements publics, associations pourraient être utilisés pour le transport du gaz par conduites. La formule "international public Corporation" qui est actuellement utilisée pour plusieurs entreprises similaires à celle du transport du gaz algérien et qui semble très proche de la formule "SOMALGAZ" envisagée conjointement par les gouvernements algérien et français devrait être considérée (1).

(1) La procédure à suivre pour organiser une entreprise d'exportation de gaz algérien est décrite dans les conclusions du chapitre 4 de la Partie V

B. CONCLUSIONS

1. - LA SITUATION SUR LES MARCHES EUROPEENS

Le marché européen du gaz naturel évolue avec une grande rapidité due à la mise en exploitation d'un gisement important (Groningue-Slochteren aux Pays-Bas) à proximité immédiate des gros centres de consommation de l'Europe industrielle, à la volonté clairement manifestée par l'Union Soviétique de vendre du gaz naturel à l'Europe occidentale, à la découverte enfin de gisements prometteurs en Mer du Nord, dans le sud-ouest de la France et peut-être dans le Golfe de Gascogne. Cette évolution présente les aspects suivants :

- La baisse du prix de la thermie gaz permet au gaz naturel de supplanter les gaz industriels, puis de concurrencer les produits pétroliers à la conquête du marché du charbon. Il y a cinq ans seulement, il apparaissait possible de payer la thermie de gaz algérien rendue au Havre ou à Canvey Island aux environs de 0,3 cent alors que le Gas council négocie maintenant l'achat du gaz produit en Mer du Nord au voisinage de 0,12 cent la thermie.
- En contre-partie de cette baisse de prix, les producteurs peuvent espérer placer sur le marché des quantités rapidement croissantes de gaz naturel d'autant plus que l'épuisement des réserves de certains pays, convertis de longue date au gaz naturel, tels l'Italie, ouvre ceux-ci à des importations massives.

- La concurrence à laquelle se heurte le gaz algérien est à la fois vive et complexe. Elle est vive car ses concurrents sont souvent mieux placés que lui. Le gaz hollandais, s'il est de qualité inférieure à la sienne, est situé au coeur de grandes concentrations industrielles; la sécurité de ses livraisons est considérée comme totale pour ses clients. Le gaz Libyen profite d'avantages techniques (gaz associé, pouvoir calorifique élevé) et géographiques (gisement situé à proximité de la mer). Le gaz soviétique est disponible en très grandes quantités à proximité de l'Europe centrale. La concurrence est complexe car les autres gaz (sauf le gaz soviétique) sont, partiellement ou en totalité, sous le contrôle de Sociétés pétrolières dont la politique est généralement conçue à l'échelle mondiale. Les exportations de gaz d'Union Soviétique sont, pour leur part, un des éléments d'équilibre de la balance des paiements soviétiques; les prix d'exportation et des modalités de vente variées donnent au fournisseur soviétique une grande souplesse d'action.
- Les perspectives d'avenir pour le gaz algérien en Europe sont nettement moins favorables qu'il y a quelques années en raison du développement de la concurrence, des découvertes récentes et des efforts intensifs de prospection du gaz naturel. Le gaz algérien ne conquerra de marchés importants que par une action très rapide.

Une contradiction apparente se manifeste entre la richesse des gisements de gaz algérien qui fait penser à de grandes possibilités d'exportation et la force d'une concurrence très active qui risque de limiter les débouchés européens.

Cette contradiction apparente ne peut être levée que par des efforts importants et des négociations concrètes (prix et délais) qui utilisent au mieux la situation relativement privilégiée sur les marchés espagnols et français.

2 ACTIONS URGENTES

Il faut prévoir que, d'après l'expérience américaine notamment, la place du gaz naturel dans la consommation énergétique de l'Europe se développera encore pendant de très longues années. La rapidité des négociations algériennes est d'une très grande importance si l'on veut bénéficier de ce développement ultérieur de la demande. En d'autres termes, il importe de prendre pied au plus vite sur les marchés européens accessibles.

Il ne suffit pas de trouver des clients en Europe, il faut encore rassembler les capitaux nécessaires pour les investissements, capitaux dont le volume est important, aussi bien dans les solutions de transport par gaz naturel liquéfié que dans les solutions de transport par canalisations sous-marines.

Des négociations doivent être engagées aussi rapidement que possible avec les prêteurs ou investisseurs éventuels, et ceux-ci réclameront à la fois des garanties contre les risques et un taux de rémunération raisonnable de leur capital.

Pour mobiliser les fonds nécessaires, il ne suffira pas d'obtenir les "crédits fournisseurs" habituels, mais il faudra aussi obtenir un appui financier plus large de la part des pays acheteurs de gaz.

3 LES SOLUTIONS POSSIBLES

Trois solutions de transport sont possibles :

- La solution exclusivement GNL
- la solution mixte : transport de GNL vers la France (pour un volume de l'ordre de 3 Gm³/an), et transport par canalisations sous-marines pour l'Espagne et au-delà
- la solution exclusivement canalisations sous-marines.

Le choix de la politique algérienne doit tenir compte du revenu procuré à la nation algérienne par chacune de ces solutions. Ce revenu a deux origines : la vente du gaz au champ et l'activité de transport (y compris éventuellement la liquéfaction).

Il est clair que, par mètre cube de gaz exporté, le revenu provenant de l'activité de transport sera plus grand que celui tiré de la vente du gaz au champ et que l'activité de transport sera plus étendue dans la méthode impliquant la liquéfaction sur le territoire algérien que dans la méthode recourant aux canalisations sous-marines. Approximativement l'on peut dire que dans le premier cas, la valeur ajoutée par l'économie algérienne est, au mètre cube, le double que dans le second.

Toutefois nous pensons que le Gouvernement algérien ne doit pas fonder son choix uniquement sur ce point de vue car l'exportation par méthaniers présente par rapport à l'exportation par canalisations sous-marines l'inconvénient d'affaiblir par des prix de revient élevés la position concurrentielle du gaz algérien.

Il est peu probable qu'aux environs de 1975 l'Algérie puisse vendre aux prix liés à la technique du GNL plus de 3,5 Gm³/an, si même elle atteint ce volume qui correspond aux récents accords de principe franco-algérien.

a) Dès lors la solution exclusivement GNL ne peut être retenue pour elle-même: elle peut seulement constituer une première étape dans le processus de développement des ventes du gaz algérien en Europe.

b) La "solution mixte" est préférable à la "solution exclusivement GNL"

En effet, puisqu'elle comporte l'exportation sous forme de GNL de 3,5 Gm³/an sur le sud de la France, elle assure à l'Algérie les mêmes avantages que "la solution exclusivement GNL" (les possibilités d'exportation par cette dernière étant à peu près égales à ce volume).

Mais elle donne en supplément des chances d'exportation sur l'Espagne par la canalisation sous-marine.

Elle donne en outre des chances d'accroître entre 1975 et 1980 les exportations vers la France dans la mesure où la demande serait suffisante pour que la canalisation entre l'Espagne et la France atteigne un débit de 4 ou 5 Gm³/an. Cette perspective n'est pas sans fondement parce que d'une part les besoins français seront importants et que d'autre part le gaz algérien, transporté selon cette méthode et pour ces volumes, sera sûrement compétitif si le même réseau est utilisé pour livrer en Espagne environ 2 Gm³/an.

c) "La solution mixte" n'est pas dans tous les cas préférable à la "solution exclusivement canalisations sous-marines", mais elle est plus réaliste.

1. "La solution mixte" comporte au départ un avantage sur la "solution exclusivement canalisations sous-marines": par le transport de 3,5 Gm³/an de GNL elle rapporte à la nation algérienne un revenu équivalent à l'exportation d'environ 7 Gm³/an par canalisations sous-marines. Pour cette raison "la solution mixte" resterait préférable à la "solution exclusivement canalisations sous-marines", même si les quantités exportées par elle étaient inférieures de 1 Gm³, 2 Gm³ ou 3 Gm³ aux quantités exportées par la seconde; par contre si cette différence dépassait notablement 3 Gm³ la solution mixte deviendrait moins avantageuse que la "solution exclusivement canalisations sous-marines".

Dans la "solution exclusivement canalisations sous-marines", compte tenu des prix de revient compétitifs qui seraient obtenus, d'assez fortes perspectives de vente en Espagne, en France et en aval seraient envisageables dans l'avenir.

Les études montrent que pour que la solution mixte soit préférable à la solution exclusivement canalisations sous-marines, il faudrait qu'elle permette de livrer en Espagne par canalisations sous-marines environ 2 Gm³/an; ces livraisons, grâce aux canalisations communes réduiraient les prix de revient en France et y assureraient ainsi une position compétitive.

ii. En raison de la vive concurrence des produits pétroliers et du gaz Libyen qui peut être offert à des prix relativement bas, le gaz algérien ne peut pas attendre la seconde moitié des années 1970/1980 pour tenter de pénétrer le marché espagnol. Pour cette raison, il faut que dès le début des années 1970, l'Algérie puisse vendre à l'Espagne des quantités de gaz tendant le plus rapidement possible vers 1,8 Gm³/an. Ce chiffre, en effet, correspond à la fois aux dimensions du marché accessible en Espagne et à un point avantageux sur la courbe des coûts de la traversée sous-marine.

Dans la solution mixte, le prix de revient rendu à Carthagène serait de l'ordre de 1 US cent pour 10 thermies. Comme nous l'avons expliqué dans la partie IV du rapport, ce prix de revient situe le gaz algérien à la limite de la compétition avec ses concurrents.

Dans la solution exclusivement canalisations sous-marines (où les livraisons seraient faites en même temps sur la France et l'Espagne), le prix de revient à Carthagène serait de l'ordre de 0,8 US cent pour 10 thermies.

Il s'agit de savoir si cette différence de 0,2 US cent est indispensable pour obtenir un marché suffisant en Espagne.

Compte tenu de l'intérêt de la solution mixte pour son économie, l'Algérie devrait envisager dans la période où l'Espagne serait seule à être livrée par les canalisations sous-marines, de ne prélever que des marges faibles, celles-ci devenant plus fortes lorsque l'accroissement du débit baisserait les prix de revient. Ainsi seraient accrues les chances de réussite de la solution mixte.

iii. Du point de vue pratique, la solution mixte présente un avantage sur la solution exclusivement canalisations sous-marines : elle ne demanderait pas qu'on révisé complètement la ligne d'action dans laquelle l'Algérie est actuellement engagée.

Elle demanderait seulement qu'on l'infléchisse sur certains points (localiser l'usine de liquéfaction dans l'ouest algérien pour profiter d'un parcours plus bref et commun avec le réseau ultérieur orienté sur l'Espagne) et qu'on entre rapidement en négociation avec la France et l'Espagne au sujet de la canalisation intercontinentale.

Cet avantage pratique de la solution mixte nous conduit à organiser autour d'elle nos recommandations.

C RECOMMANDATIONS

PREMIERE RECOMMANDATION

L'intérêt évident de l'Algérie est de concrétiser rapidement les accords de principe passés avec la France pour des livraisons de 3,5 Gm3/an sous forme de GNL vers 1975.

La production de l'usine de liquéfaction doit atteindre 3 Gm3/an au minimum afin de maintenir les prix de revient unitaires dans une limite compatible avec les prix de vente négociés. Par ailleurs, sa capacité doit être limitée aux volumes inscrits dans le (s) contrat (s) fermement signé (s) car des contrats supplémentaires de GNL sont très aléatoires.

Si le Gouvernement algérien veut réduire le risque d'un bilan financier négatif de l'exportation de GNL est s'assurer des chances d'enlever un marché en Espagne, l'usine de liquéfaction doit être implantée dans l'ouest algérien où les conditions portuaires sont plus favorables et la distance de l'usine de liquéfaction à Hassi R'Mel serait réduite ; en outre la même canalisation terrestre pourrait alors alimenter un gasoduc intercontinental vers l'Espagne.

DEUXIEME RECOMMANDATION

Sur le marché espagnol, le gas algérien peut être offert à des prix compétitifs si l'Espagne est desservie à travers la Méditerranée par des conduites

sous-marines posées selon le procédé GAZ DE FRANCE entre Mostaganem et Carthagène, et si les quantités achetées par l'Espagne atteignent environ 1,8 Gm³/an. C'est donc sur la base des prix que permettrait ce plan de transport particulier que des négociations doivent être menées avec l'Espagne.

Il devrait être entendu avec les représentants de ce pays que le contrat de livraison serait assorti d'une clause de révision ou d'annulation susceptible de jouer en cas de retard ou d'échec dans la pose des canalisations sous-marines.

Une fois le contrat obtenu avec l'Espagne, la construction du réseau devrait s'effectuer en deux phases, la pose des canalisations terrestres spécifiques de ce réseau (Relizane-Mostaganem, et canalisations en territoire espagnol) n'intervenant qu'après la réussite de la pose de la canalisation pilote.

TROISIEME RECOMMANDATION

L'Algérie a intérêt à ouvrir rapidement avec la France les négociations préliminaires sur le réseau de canalisations sous-marines, en assortissant d'emblée ces négociations d'une offre de livraison appuyée sur les prix compétitifs qu'un tel réseau intercontinental permettrait dès que sa capacité au départ d'Algérie et à destination de l'Espagne, de la France et des pays en aval atteindrait 6 Gm³/an.

QUATRIEME RECOMMANDATION

La pose d'un système de canalisations sous-marines et terrestres qui desservirait l'Espagne et la France soulève des problèmes juridiques et institutionnels que l'Algérie et les pays intéressés doivent résoudre en même temps que leur problèmes financiers et les problèmes commerciaux.

CINQUIEME RECOMMANDATION

Dès que les négociations préliminaires avec la France et l'Espagne sur les canalisations sous-marines seront suffisamment avancées, et éventuellement même avant leur conclusion finale, l'Algérie aura le plus grand intérêt à réunir avec le concours et l'appui de ces deux pays, les moyens financiers nécessaires pour la pose d'une canalisation sous-marine pilote entre Mostaganem et Carthagène (30 millions de dollars environ) ; aussitôt ces moyens réunis, l'opération devra être effectuée. La rapidité de cette entreprise permettrait en effet de gagner un temps précieux pour la suite.

SIXIEME RECOMMANDATION

Malgré toutes les difficultés d'une concurrence très active, l'Algérie doit persister dans ses efforts commerciaux en direction d'autre pays que l'Espagne et la France.

S'agissant de l'Italie et de la Yougoslavie, les discussions doivent être orientées vers des offres de livraisons qui seraient faites à partir de l'usine de liquéfaction et par les navires méthaniers utilisés dans la première moitié des années de 1970 à 1980 pour les ventes de GNL à Fos. Ces livraisons pourraient intervenir dès que le réseau intercontinental atteindrait la vallée du Rhône.

Cette politique permettrait en effet d'offrir à ces clients des prix plus compétitifs que si de nouveaux équipements devaient être financés; par ailleurs, elle accroîtrait les chances de développer les ventes sur la France en utilisant à plein des économies d'échelle d'un réseau à grand débit de canalisations à travers la Méditerranée et l'Espagne.

SEPTIEME RECOMMANDATION

Dans le cas où les accords de principe passés entre l'Algérie et la France sur des livraisons de GNL ne pourraient être concrétisés avant la fin de l'année 1968, ou seraient limités à un volume inférieur à 3 Gm3/an, le Gouvernement algérien aurait intérêt à abandonner tout projet de liquéfaction et à reporter tous ses efforts sur l'exportation par conduites sous-marines.

un ou p. 2!

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES DERIVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

0325
(20)

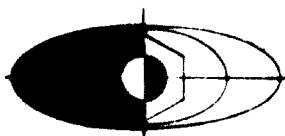
**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE E
MARCHES EXTERIEURS**



**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1967



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES SERVICES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

03259

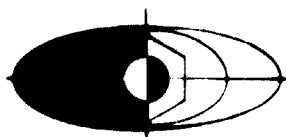
(2 of 6)

**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 2
MARCHES EXTERIEURS**

**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1987



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

Les Nations Unies ont été désignées en Janvier 1965 par le Conseil d'Administration du Programme des Nations Unies pour le Développement (Fonds Spécial) comme Organisation Participante et chargée d'exécuter le projet suivant en Algérie: "Etudes industrielles et commerciales sur les dérivés du pétrole et le gaz naturel". Par contrat 60/66, les Nations Unies ont chargé ScandiaConsult AB, de Suède, et le Bureau Central d'Etudes pour les Equipements d'Outre-Mer (BCEOM) de France, conjoints, d'exécuter la partie du projet relative à l'étude des marchés d'exportation et des techniques de transport du gaz naturel algérien.

Le 1er Janvier 1967, l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel est devenue Organisation Participante et chargée de l'exécution du Programme des Nations Unies pour le Développement; à partir du 1er Juillet 1967, elle a assumé l'entière responsabilité de ce projet. Toutefois, la partie du projet relative aux études de gaz naturel est demeurée sous la responsabilité des Nations Unies par lesquelles elle a été menée à bien.

SOMMAIRE

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 <u>TENDANCES DES MARCHES ENERGETIQUES EN EUROPE</u>	4
1.1 Perspective mondiale de l'énergie	4
1.1.1 Combustibles liquides	6
1.1.2 Gaz naturel	7
1.1.3 Charbon américain	10
1.1.4 Energie nucléaire	11
1.2 L'avenir du commerce international des combustibles	11
1.3 Collision des politiques énergétiques alternatives	12
1.4 La perspective européenne	13
1.4.1 Prévisions de l'accroissement économique	13
1.4.2 Demandes d'énergie	14
1.5 Marchés potentiels et éventuels pour le gaz algérien	17
CHAPITRE 2 <u>MARCHES POTENTIELS POUR LE GAZ ALGERIEN</u>	19
2.1 Marchés régionaux	19
2.2 Marchés de secteurs	20
2.3 Concurrence d'autres combustibles	21
2.3.1 Prix de combustibles liquides	23
2.3.2 Les impôts sur la consommation et l'harmonisation des impôts dans les pays de la C.E.E.	30
2.3.3 Perspective des gaz naturels compétitifs	32
CHAPITRE 3 <u>LA POSITION COMPETITIVE DU GAZ NATUREL ALGERIEN</u>	36
3.1 Le gaz algérien en concurrence avec d'autres gaz naturels	36
3.2 Le gaz algérien en concurrence avec des combustibles solides et liquides	37

	Page	
3.3	Avantages spécifiques du gaz naturel	37
3.4	Le coût et son influence sur la structure des marchés	39
CHAPITRE 4	<u>MARCHES REGIONAUX EVENTUELS POUR LE GAZ ALGERIEN</u>	43
4.1	Le marché français	44
4.2	Le marché espagnol	48
4.3	Le marché suisse	52
4.4	Les marchés de l'Allemagne du Sud	54
4.4.1	Le marché du Bade-Wurtemberg	54
4.4.2	Le marché bavarois	56
4.5	Le marché italien	58
4.5.1	Traits de la politique italienne à l'égard du gaz naturel	59
4.5.2	La situation relative aux prix	60
4.6	Le marché autrichien	62
4.7	Le marché de Yougoslavie	64
CHAPITRE 5	<u>RESUME ET CONCLUSIONS</u>	65
5.1	Tendances des marchés énergétiques	65
5.2	La position compétitive du gaz naturel algérien	67
5.3	Les régions accessibles et les prix de référence	68

INTRODUCTION

Les études des marchés concernant l'exportation du gaz naturel impliquent des prévisions, à long ou à moyen terme, de l'offre et de la demande énergétiques. Ces prévisions sont normalement basées sur différents éléments économiques, techniques et institutionnels, et il est impossible d'en prédire, avec exactitude, la sûreté ou le degré de probabilité.

Prévoir la consommation européenne de gaz naturel d'outre-mer est particulièrement difficile pour bien des raisons.

Alors que l'énergie, en général, peut être mise en corrélation plus ou moins exacte, avec divers paramètres de développement économique, cela ne peut pas se faire, avec une précision suffisante, pour un combustible particulier, puisque la substitution d'un combustible à un autre peut avoir plus d'importance que n'importe quel effet de l'accroissement général.

Il est extrêmement difficile d'évaluer la force exacte de la concurrence du gaz naturel en comparaison avec le pétrole et le charbon, en raison du grand nombre d'éléments en cause, dont quelques-uns sont contradictoires, tels que les avantages spécifiques du gaz, les frais élevés de distribution, et l'influence que peut avoir le coefficient de charge.

En ce qui concerne le transport sur terre et la distribution, le gaz manque de flexibilité et ne peut pas être déplacé d'un centre de consommation à un autre. Cela signifie que la prévision, pour être raisonnablement exacte, ne doit pas embrasser un pays entier, mais tenir compte du développement de la demande énergétique et de la substitution se rapportant à des villes réellement grandes et même à des consommateurs individuels susceptibles de devenir de grands consommateurs.

Finalement, la distribution du gaz étant traditionnellement un service public, des considérations de sûreté et des éléments politiques influenceront

toujours sur l'évaluation de la situation des marchés des pays européens par rapport au gaz naturel d'outre-mer. Bien que cette étude ne s'occupe pas, en général, d'aspects politiques, quelques considérations de cette nature entreront en ligne de compte.

En vue de ce qui vient d'être dit, la prévision des marchés pour le gaz algérien en Europe doit être essayée à l'aide de plusieurs méthodes, dont quelques-unes se servent de paramètres et de variables statistiques, tandis que d'autres abordent la question empiriquement, ce qui peut être préférable pour les appréciations qui se font à court terme ou qui sont détaillées par région.

Les deux genres de méthodes sont employés dans le présent rapport et dans l'annexe, puisqu'on a considéré que les méthodes se complètent et fournissent des possibilités utiles de contrôle.

Il semble nécessaire d'expliquer quelques symboles employés dans cette partie de l'étude (pour les détails, voir l'annexe).

Tous les chiffres se réfèrent au système métrique: calories, mètres cubes, tonnes, etc. Les symboles les plus fréquents sont:

- la mégacalorie (Mcal) = 10^6 cal = 10^3 Kcal
- la teracalorie (Tcal) $\approx 10^{12}$ cal
- la thermie = 1.000 Kcal = 10^6 cal = 1 Mcal
- le gigamètre cube (Gm^3) = 10^9 m^3

Les chiffres pour la demande nette, la consommation ou la fourniture d'énergie sont donnés en valeurs normales

soit en 1.000 Tcal

soit en millions de tonnes de pétrole équivalents

soit en milliards de m^3 de gaz équivalents

Exemple: 1 milliard de m^3 de gaz naturel avec une valeur thermique de 9.000 Kcal le m^3

$$1 \times 10^9 \times 9 \times 10^6 = 9 \times 10^{15} \text{ cal} = 9.000 \text{ Tcal}$$

1 million de tonnes de pétrole équivalents
 $1 \times 10^6 \times 10 \times 10^9 = 10 \times 10^{15}$ cal = 10.000 Tcal.

Les chiffres ci-dessus représentent des valeurs normales, parce que les gaz d'origines différentes ont des valeurs calorifiques différentes - entre 8.400 Kcal le m³ pour le gaz de Groningue, 9.300 Kcal le m³ pour le gaz algérien et 12.300 Kcal le m³ pour le gaz associé libyen.

En comparaison avec les mesures britanniques:

1 mètre cube = 35,31 cubic feet

1 kilocalorie = 3,97 BTU

1 therm britannique = 100.000 BTU = 25.200 Kcal

CHAPITRE 1 TENDANCES DES MARCHES ENERGETIQUES EN EUROPE

Les marchés les plus importants pour l'exportation du gaz algérien se trouveront en Europe. Il est évidemment plus facile de trouver là les débouchés suffisants pour le gaz algérien, si et quand la demande générale d'énergie devient telle que le remplacement d'autres combustibles par le gaz ne soulèvera pas de grandes difficultés.

Cela signifie qu'il nous faut étudier en premier lieu:

s'il y aura besoin d'une fourniture additionnelle d'énergie qui ne pourra être remplie ni quantitativement ni à des prix raisonnables, par les fournisseurs traditionnels de l'Europe, principalement le Moyen-Orient et l'Amérique Latine pour les combustibles liquides et les Etats-Unis pour le charbon;

si le gaz algérien pourra soutenir la concurrence avec les autres types d'énergie, si l'on suppose qu'un tel besoin existe et qu'il y a des occasions de remplacer d'autres combustibles.

Pour un nombre de raisons il faut que ces problèmes soient d'abord examinés dans le contexte mondial, avant que l'aspect spécifiquement européen de la question ne soit abordé. Ceci est clair, étant donné qu'il y a maintenant un déficit structural de la fourniture énergétique, non seulement dans l'Europe occidentale, mais aussi dans d'autres régions largement industrialisées, telles que le Japon.

1.1 Perspective mondiale de l'énergie

Des calculs émanant de plusieurs sources (l'ONU, World Energy Supplies, l'O.E.C.D. et la C.E.E.) montrent que les besoins énergétiques mondiaux probablement augmenteront assez vite, spécialement dans les pays en voie de développement, mais un peu plus lentement dans les pays largement industrialisés (voir Tableau 1).

Tableau 1 Exemples présumés du bilan énergétique mondial
1960 (eff.); 1970 - 1980 (calculs)
millions de tonnes de pétrole équivalents (mtoe)

	1960	1970	1980
I- <u>Régions de grande consommation</u> (1)			
A. Consommation ou demande	1.842	2.878	4.304
B. Remplie par ressources indigènes	1.522	1.823-1.868	2.590-2.930
- Combustibles solides	675	706- 726	626- 896
- Combustibles liquides	429	591- 596	781- 791
- Gaz naturel	355	387- 407	801- 841
- Energie hydraulique, nucléaire	63	139	382- 402
C. Importations nettes (5)	321	1.055-1.010	1.714-1.374
- Combustibles solides	9	(70)	..
- Combustibles liquides	310	955- 930	..
- Gaz naturel	2	(10)	..
II- <u>Régions en voie de développement</u> (2)			
A. Consommation ou demande	312	553	1.004
B. Production	588	1.350-1.325	2.419
C. Exportations nettes	276	800- 775	1.400
III- <u>Autres régions</u> (3)			
A. Consommation ou demande	965	1.522	2.684
B. Production	987
C. Exportations nettes	22
IV- <u>Le monde entier</u> (4)			
A. Consommation ou demande	3.139	4.767	7.630
B. Production	3.097
Différence (5)	- 42		

Sources: ONU, World Energy Supplies. OECD, Politique énergétique, Paris 1966;
CECA, Nouvelles considérations sur les perspectives à long terme
de l'énergie de la Communauté européenne, Luxembourg 1966

- (1) L'Europe occidentale, L'Amérique du Nord, et le Japon
- (2) Le Moyen-Orient, l'Amérique latine, l'Afrique et des parties de l'Asie
- (3) L'Union Soviétique, l'Europe orientale et l'Asie en tant que non comprise sous (2)
- (4) Quelquefois les chiffres globaux ne correspondent pas au total, en partie à cause de différences de méthodes appliquées. Les chiffres des importations renferment parfois des variations de stock
- (5) Différence statistique ou variations de stock

A tout prendre, cependant, la part de l'Europe occidentale (1) de la demande totale du monde en ce qui concerne l'énergie, demeurera remarquablement stable: 18 % en 1980 comparée à 19 % en 1960.

En ce qui concerne les exemples de la demande, il y aura une baisse dans la demande du charbon, tant dans les chiffres absolus que dans les chiffres relatifs pour l'Europe, tandis qu'il y aura un accroissement dans le reste du monde, quoique ralenti en comparaison de la demande d'énergie générale.

De l'autre côté, la consommation de pétrole et de gaz naturel continuera à se développer particulièrement dans l'Europe occidentale, où non seulement elle rencontrera la demande croissante mais aussi remplacera, sur une vaste échelle, la consommation du charbon.

Il faut souligner fortement que cela veut dire que l'Europe occidentale sera obligée de s'en tenir éminemment aux combustibles importés, dont un sera le gaz algérien, à moins qu'on ne découvre des quantités inattendues de pétrole ou de gaz naturel dans l'Europe occidentale. On estime que les importations vers cette région passeront d'environ 300 millions de tonnes à plus de 700 millions de tonnes en 1970 et plus de 900 millions de tonnes en 1980. Cela dépend, toutefois, en grande partie, de la politique énergétique pratiquée par les pays européens.

1.1.1 Combustibles liquides

La question de savoir si les réserves de pétrole du monde sont suffisamment grandes pour répondre à la demande rapidement croissante fut récemment l'objet de discussions polémiques. Les appréciations faites par plusieurs géologues présentent de grandes différences.

(1) Le terme "L'Europe occidentale" employé dans ce rapport, doit s'entendre comme la région européenne des pays membres de l'O.C.D.E.

Une évaluation prudente arrive à un chiffre de 67 milliards de tonnes pour les réserves primaires plus encore 15 milliards de tonnes pour les réserves secondaires, ce qui suffirait tout à fait pour répondre à la demande mondiale pendant les vingt années prochaines, c'est-à-dire jusqu'au milieu des années quatre-vingt.

D'autres experts estiment que les réserves d'huile prouvées et économiquement exploitables sont suffisantes pour répondre à une demande croissante jusqu'à l'an 2000.

Quelle que soit la sûreté de ces deux estimations, une insuffisance considérable du pétrole brut peut être tenue pour extrêmement invraisemblable, jusqu'au milieu des années 70 ou même plus tard. La capacité des réserves est très grande par rapport à la consommation attendue.

Il est plus difficile d'estimer les implications qu'amènerait un excès de la capacité des réserves sur le niveau des prix du pétrole. Quelques problèmes, particulièrement ceux qui concernent les prix des distillations lourdes, seront discutés plus tard dans ce chapitre. En thèse générale, toutefois, à moins qu'il ne survienne des interruptions de longue durée à la fourniture de pétrole provenant du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord pour des raisons politiques, on peut supposer que la concurrence que se feront les différents fournisseurs de pétrole pour obtenir leur part des marchés européens, continuera à être dure. Les prix des combustibles liquides resteraient alors à peu près stables et bas par rapport aux autres combustibles.

1.1.2 Gaz naturel

En outre, même sur une base mondiale, la grandeur des ressources du gaz naturel peut jouer, de deux façons, un rôle assez important.

Le gaz naturel d'outre-mer sera probablement un concurrent du gaz algérien sur les marchés européens. De là l'importance des

réserves en Libye, au Nigeria et au Moyen-Orient et des importations éventuelles de l'U.R.S.S., puisqu'elles n'auraient pas le désavantage du transport sur mer.

Les réserves du gaz naturel des pays qui, pour des raisons géographiques, ne peuvent pas compter sur la possibilité de fournir du gaz à l'Europe, peuvent indirectement faire la concurrence au gaz algérien. Un cas typique est celui du gaz iranien qui sera exporté en grande quantité à l'U.R.S.S. et qui permettra ainsi à l'U.R.S.S. d'approvisionner les pays de l'Europe occidentale en gaz ukrainien. De façon semblable, les découvertes faites dans la région de Tyumen en Sibérie occidentale permettront d'augmenter l'exportation du gaz ukrainien. Dans une mesure beaucoup plus restreinte, le gaz exporté par la Sakhaline, l'Alaska ou l'Indonésie à destination du Japon diminuera la demande de pétrole de la part du Japon et influera sur la situation du marché.

Ceci met seulement en relief l'aspect de plus en plus international du marché du gaz et le fait que, bien que les quantités en question soient principalement marginales, leur position géographique peut leur donner une influence importante.

En considération du caractère incertain des estimations officielles, c'est donc d'intérêt de montrer la localisation et le volume des réserves prouvées et probables du gaz naturel sec. Il faut cependant dire que la connaissance des réserves du gaz est assez limitée.

Tableau 2 Estimation des réserves mondiales du gaz naturel
(en mille milliards de m³)
1965

	Réserves prouvées	Réserves probables
Amérique du Nord	9.690	
Amérique du Sud	1.420	
Moyen Orient	6.190	
Extrême Orient	840	
U.R.S.S. (1)	2.660	4.000
Autres pays de l'Europe orientale	355	
Libye	210	
Nigeria	85	
Algérie	1.840	3.000
Autriche	14	
France	250	
Allemagne occidentale (2)	175	275
Italie	140	70
Pays-Bas	1.200	4.000
Royaume Uni	1.000	2.000
Yougoslavie	26	
Réserves mondiales	26.100	

(1) Des estimations considérablement plus élevées, de la grandeur de 40-60.000 milliards de m³, ont été présentées par la délégation de l'U.R.S.S. au Congrès International du Gaz à Hambourg en 1967. Comme les calculs paraissent avoir été faits sur une base différente, la comparaison avec les chiffres pour les autres pays serait trompeuse.

(2) Les chiffres récemment publiés pour l'Allemagne occidentale s'élevaient à 270 Gm³ pour les réserves prouvées et à 280 Gm³ pour les réserves probables.

Ces chiffres sont des chiffres officiels, et il est possible qu'ils n'aient pas été calculés de la même manière dans chaque cas. Dans des cas exceptionnels ils peuvent être légèrement optimistes.

Dans la majorité de cas, pourtant, ils sont probablement plutôt prudents, par exemple dans le cas du Royaume-Uni, des Pays-Bas et de l'U.R.S.S. Il est probable qu'on fera de nouvelles découvertes par exemple dans l'Adriatique, dans le golfe de Gascogne, éventuellement dans le plateau de la mer du Nord et dans la mer d'Irlande.

Ces réserves, bien que très grandes, restent seulement marginales comparées à celles du charbon ou du pétrole, mais la pression qu'elles exercent en réalité sur la fourniture mondiale d'énergie peut être plus forte que ne laissent supposer les seuls chiffres, et cela dépend principalement de leur localisation géographique. Les grandes réserves de gaz associé en Iran, par exemple, pour lesquelles on ne trouvera pas un débouché suffisant à l'intérieur du pays, seront exportées à l'Union Soviétique, éventuellement à la quantité de 30 à 40 milliards de m³ par an dans la seconde moitié des années 70, et cela peut aboutir à des exportations beaucoup plus grandes de gaz russe vers l'Europe occidentale qu'on ne s'y attend actuellement.

1.1.3 Charbon américain

Comme complément de la production charbonnière faiblissante de l'Europe, le charbon américain paraît actuellement n'être qu'un combustible marginal. Seulement 23 millions de tonnes sont exportées en Europe (1). A présent, les prix du charbon des Etats-Unis cif port européen ont récemment atteint un niveau très bas pour les contrats à long terme et sont, à ce qu'on dit, au-dessous de cents 1,50 les 10 Mcal. Ils peuvent baisser encore plus, vu que les frêts maritimes tendent à diminuer par suite de la construction de très grands charbonniers. Des renseignements récents indiquent que le coût de production du charbon des Etats-Unis peut aussi baisser, dû au rendement plus élevé de cette industrie.

Il ne faut pas oublier que les exportations du gaz algérien sont à présent moins d'un tiers des exportations du charbon américain à destination de l'Europe occidentale. Une augmentation considérable de celles-ci pourrait facilement mettre en danger les exportations algériennes.

(1) Nations Unies - Commission économique Europe Genève Charbon/Acte No. 161 - 15 août 1967

1.1.4 Energie nucléaire

Bien que l'utilisation de cette ressource ait progressé, jusque dans ces derniers temps, assez lentement dans l'Europe occidentale, il faut s'attendre que, dans un avenir très proche, un nombre rapidement croissant des nouvelles centrales électriques utiliseront l'énergie nucléaire. Encore plus important est le fait que des centrales nucléaires produiront la charge de base et que de cette manière la plupart des autres énergies primaires ne seront utilisées qu'au titre de secours.

1.2 L'avenir du commerce international des combustibles

Les considérations précédentes mènent à la conclusion que le pétrole, particulièrement celui du Moyen-Orient, restera pour l'avenir prévisible l'élément déterminant sur le marché mondial de l'énergie.

On ne peut pas exclure, naturellement, que

- des découvertes de grandes nouvelles réserves de gaz naturel en Europe,

- des livraisons croissantes de gaz soviétique et libyen, et

- des contributions considérables d'énergie nucléaire

modifieraient plus ou moins la situation ou renverseraient même la prédominance actuelle du prix du pétrole. Mais ceci n'est pas très probable pour le début des années 70. Il n'est pas possible de prédire aujourd'hui quelle sera la situation vers la fin de la décennie.

Si l'on tâche d'évaluer comment se balanceraient le déficit des importations des pays industrialisés et l'excès du Moyen-Orient, de l'Afrique et de l'U.R.S.S., on verra que la situation en 1970 sera probablement caractérisée par un excédent de pétrole du Moyen-Orient. Cela peut changer vers 1980, surtout si les pays industrialisés adoptent la pratique de s'approvisionner au coût le plus bas.

1.3 Collision des politiques énergétiques alternatives

Le flot du commerce international énergétique et la structure des importations, particulièrement en Europe, peuvent, en effet, être modifiés par la politique que les pays très industrialisés désireraient adopter.

Deux possibilités extrêmes peuvent être envisagées:

ou bien les pays industriels adoptent une politique assez expansive basée sur les considérations de la sûreté des fournitures ou de la balance générale des comptes; des problèmes sociaux et régionaux peuvent aussi influencer sur une politique de ce genre;

ou bien ils peuvent se fier principalement au mécanisme du marché qui d'après ce qu'on croit, assurera des fournitures d'énergie à des frais bas.

Des éléments importants de la première politique seraient

une production élevée d'énergie dans les pays industrialisés, notamment basée sur du charbon indigène; des recherches intensifiées pour trouver du pétrole brut ou du gaz naturel en Europe, des investissements accélérés pour la production d'énergie nucléaire

préférence donnée aux importations de charbon des Etats-Unis, et surtout:

diversification des sources de fourniture.

Le second genre de politique implique des importations élevées des sources d'approvisionnement les moins chères, telles que le Moyen-Orient.

En réalité, ceci aurait pour résultat une concurrence beaucoup plus ardue dans les pays importateurs.

La politique qui sera le plus probablement adoptée tombera quelque part entre ces extrêmes. Dans le fait, cela serait un compromis entre la nécessité d'avoir des combustibles à des frais bas et la nécessité de sûreté. Pour des raisons techniques et économiques il n'y a pas d'évidence à premier abord que le gaz algérien peut satisfaire ces exigences.

1.4 La perspective européenne

En ce qui concerne l'Europe, et plus exactement la partie de l'Europe où le gaz naturel probablement trouverait des débouchés, deux problèmes sont à étudier:

L'accroissement de la demande d'énergie

La concurrence future

1.4.1 Prévisions de l'accroissement économique

Les prévisions de la demande d'énergie sont habituellement mises en corrélation avec le produit national brut ou la production industrielle. Ces deux éléments sont supposés se développer dans les pays qui probablement prendront en considération d'importer du gaz naturel algérien de la manière suivante:

Tableau 3 Prévisions de l'accroissement économique dans quelques pays européens

	Pourcentage de l'accroissement annuel 1965-1980	
	Produit national brut	Production industrielle
Autriche	3,8 (1)	4,8
Allemagne	4,5	5,0
France	5,0	5,1
Italie	5,3	6,3
Total des pays de la CEE	4,7	5,3
Espagne
Suisse	3,7	..
Yougoslavie	8,9	..

(1) 1965-1975

Des renseignements récents peuvent donner lieu à quelques doutes sur les pourcentages de l'accroissement mentionnés ci-dessus et qui pourraient paraître un peu surestimés, surtout en Allemagne, France, Suisse et Autriche. Cette étude ne peut pas pénétrer ce problème, mais il est évidemment beaucoup plus facile de trouver des débouchés pour le gaz naturel d'outre-mer dans une économie qui croît rapidement.

1.4.2 Demands d'énergie

Le rapport entre l'accroissement économique général et la demande d'énergie - élasticité des revenus de la demande d'énergie - est dans les pays très industrialisés moins de 1 (un accroissement du PNB de 1 % correspond à un accroissement de la demande d'énergie de 0,8 ou 0,9 %). Dans les pays en voie de développement, cette élasticité est souvent au-dessus de 1, mais il paraît douteux que par exemple l'Italie puisse réellement atteindre un accroissement de 6 % par an - chiffre qui a été pris de prévisions officielles.

Tableau 4 Estimations des demandes totales d'énergie dans quelques pays européens

	En milliard de m ³ de gaz naturel équivalent à 10 Mcal			Accroissement moyen par an %
	1965	1970	1980	
Autriche	16	20	24 (1)	3,7
France	118	145	224	4,4
Allemagne	191	232	329	3,7
Italie	77	106	184	6,0
Espagne	32	44-50	63-71 (1)	4,5-5,3
Suisse	12	17	24 (1)	4,9
Yougoslavie	16	29 (2)	71 (2)	10,8
Total et moyenne	462	593-599	919-927	4,7-4,8

(1) Estimations pour 1975; les chiffres élevés pour l'Espagne sont ceux du Secrétariat de la Commission Nationale pour les combustibles. Les pourcentages de l'accroissement sont ceux de la période 1965-1975

(2) Chiffres extrapolés

Cependant, ceci ne suffit pas pour mettre la situation dans sa vraie perspective, vu que les demandes énergétiques totales comprennent la force motrice, tant pour l'industrie que pour le transport, ce qui dans la pratique n'a aucun rapport avec les demandes de gaz naturel.

Divers éléments limitatifs doivent entrer en ligne de compte. Le premier est ce qui est ordinairement connu comme énergie substituable.

L'énergie substituable, telle qu'elle a été énoncée dans un mémoire présenté au Comité de gaz de la Commission économique pour l'Europe à Genève, peut se décrire comme suit:

"... C'est l'énergie à laquelle le gaz naturel peut techniquement être substitué, si les conditions économiques sont favorables". (1)

(1) Acte Gaz No. 158 rev. 1-22 décembre 1965 - Comité du Gaz de la Commission économique pour l'Europe. O.N.U., Genève

Si l'on suppose qu'en moyenne 58 % de l'énergie totale est substituable, les chiffres réellement valables pour le groupe des pays montrés dans le Tableau 4 seraient comme suit (en milliards de m³ de gaz naturel équivalents).

<u>1965</u>	<u>1970</u>	<u>1980</u>
266	345	543

Il ne faut pas qu'on tienne comme établi que la différence entre les chiffres pour 1970 et 1980 représente des débouchés possibles pour le gaz algérien et cela pour des raisons très évidentes:

parce que de grandes parties de quelques-unes de ces régions sont en tout cas trop éloignées pour permettre au gaz algérien de faire concurrence

parce que des parties de ces pays sont déjà réservées pour d'autres gaz, tels que le gaz de Groningue ou des gaz indigènes récemment découverts

finalement parce que le gaz naturel seul ne couvrira pas ces débouchés, mais d'autres combustibles - spécialement les combustibles liquides et éventuellement le charbon américain - feront une forte concurrence au gaz, ainsi que l'analyse ci-dessus de la situation mondiale l'a montré.

Le dernier point ci-dessus coïncide en partie avec un autre élément limitatif: celui appelé "la frontière technique pour le gaz naturel". Cette question couvre un nombre d'éléments, tels que l'existence ou la non-existence d'un réseau de distribution, les avantages ou les désavantages d'un certain combustible pour les procédés de production, mais aussi les systèmes économiques prédominants, c'est-à-dire les possibilités du libre choix du consommateur, les monopoles régionaux des services publics pour l'électricité et le gaz, etc.

Les estimations des structures énergétiques des pays de la C.E.E. en 1970 peuvent faire la lumière sur la conception de la "frontière du gaz".

<u>C.E.E.</u>	<u>Pourcentage de la consommation totale en 1970</u>
Charbon anthraciteux et lignite	30-35
Combustibles liquides	50-45
Energie hydraulique et nucléaire	8
Gaz naturel et autres	12

Si nous supposons que le pourcentage du charbon tombe à 20-25 % jusqu'à 1980 et que tout le vide puisse être rempli par du gaz naturel, sa part de la consommation totale augmenterait à 22 %.

Les recherches suivantes sur les débouchés éventuels pour le gaz naturel montrent qu'il couvrira, à tout prendre, 30 à 33 % des demandes d'énergie des secteurs domestiques, commerciaux et industriels; pour ce dernier, toutefois, il faut exclure l'utilisation lourde de l'industrie sidérurgique. Le rôle que joue le gaz naturel dans cette industrie et aussi dans le secteur électrique est moins grand et varie de pays en pays.

1.5 Marchés potentiels et éventuels pour le gaz algérien

Les délibérations précédentes mènent à deux concepts qui sont essentiels pour les analyses suivantes des marchés:

- marchés potentiels et
- marchés régionaux éventuels

pour le gaz algérien.

Le terme "marché potentiel" tire son origine de ce que le problème a été abordé du point de vue statistique- synthétique. Certains paramètres et des projections appropriées ont été appliqués pour déterminer de larges régions et de larges secteurs qui pourront être conquis par le gaz naturel.

Des régions sont à considérer comme potentielles si elles ne sont pas trop éloignées du point d'embarquement ou de débarquement du gaz algérien. Par conséquent, il faut retrancher des investigations détaillées les régions qui à cause des distances plus courtes ou qui pour d'autres raisons - principalement géographiques - sont clairement réservées au gaz d'autres provenances. Cela est vrai aussi pour les régions sous-développées auxquelles manquent les infrastructures qui les rendraient accessibles pour le gaz naturel.

Les marchés du secteur potentiel embrassent toutes les activités qui pour des raisons techniques peuvent utiliser du gaz naturel. En conséquence, tout le secteur du transport ne peut pas être considéré comme un utilisateur potentiel de gaz naturel, du moins non pas dans les conditions techniques prédominantes.

Le terme "marchés éventuels pour le gaz algérien" tire son origine de ce qui peut s'appeler un abord analytique. Il est basé sur des études de marchés qui couvrent en détail tant de consommateurs et de distributeurs publics que possible. Dans bien des cas, la détermination des marchés de ce genre a été fondée sur des enquêtes et/ou des entrevues avec des experts qui sont de par leur profession engagés dans la distribution du gaz.

CHAPITRE 2 MARCHES POTENTIELS POUR LE GAZ ALGERIEN

2.1 Marchés régionaux

La délimitation régionale dépend des critères donnés à la page 17. L'étude tient compte des structures suivantes:

France - La partie du pays qui n'est pas déjà réservée au gaz de Groningue, est un marché potentiel pour le gaz algérien. La ligne de séparation n'est pas fixée une fois pour toutes, mais dans les conditions qui se laissent prévoir actuellement, il paraît que le gaz algérien ne sera à même de faire concurrence que jusqu'au sud de la région parisienne.

Allemagne - Il n'y a que le Bade-Wurtemberg (à l'exception de Mannheim) et la Bavière au sud du Danube qui sont à la portée du gaz algérien. Toutes les parties nord du pays sont déjà ou seront approvisionnées par le gaz de Groningue ou des gaz indigènes.

Espagne - Le pays entier, à l'exception des provinces occidentales, qui sont éloignées et économiquement sous-développées, est considéré comme un marché potentiel pour le gaz algérien.

Italie - Pendant les dernières années des réserves ont été découvertes presque exclusivement dans la partie méridionale de l'Italie. Malgré tous les efforts qui ont été faits pour stimuler les investissements et le développement économique dans le "Mezzogiorno" il est évidemment clair que l'Italie méridionale n'aura pas besoin de gaz naturel importé. Bien que cela n'ait jamais été dit officiellement, il est même probable que de petites quantités de gaz naturel seront exportées du sud au nord, comme mentionné ci-dessus. Les provinces du nord largement industrialisées sont toutefois des marchés potentiels pour le gaz algérien.

L'Autriche et la Suisse sont des marchés potentiels, bien que du gaz soviétique leur sera fourni dans peu d'années.

Yougoslavie - Ce pays, ou du moins quelques parties du pays, peut être considéré comme un marché potentiel pour le gaz algérien, à moins que le gaz soviétique ne soit, dans assez peu de temps, le fournisseur prédominant.

Tous les autres pays de l'Europe sont trop éloignés, ce qui rend impossible au gaz algérien de faire concurrence aux autres combustibles.

Parmi les pays de l'Afrique du nord, la Tunisie et le Maroc sont des marchés potentiels pour le gaz algérien. Leur capacité d'absorption est cependant relativement basse, et il n'existe pas d'informations statistiques dignes de foi. C'est pour cette raison que nous nous occupons de ces marchés seulement dans l'annexe.

2.2 Marchés de secteurs

Du point de vue de la concurrence, la position du gaz naturel dans les secteurs domestiques et commerciaux est très favorable. On peut le substituer au gaz fabriqué et aussi aux combustibles liquides légers, dont les prix sont relativement élevés. Il a été supposé que, somme toute, un tiers des combustibles utilisés dans ces secteurs peut être remplacé par du gaz naturel.

Le secteur industriel, à l'exception de l'industrie sidérurgique, augmentera, d'après ce qu'on suppose, assez rapidement sa demande de gaz naturel, bien que beaucoup d'autres combustibles ou d'autres genres d'énergie lui feront une concurrence sévère et ralentiront éventuellement ce processus de substitution.

Nous avons estimé que dans la seconde moitié des années 70 du gaz naturel (de toutes les origines) pourra couvrir approximativement 30 % de la demande de combustibles que feront les secteurs industriels.

La chance qu'aura le gaz naturel d'être substitué au coke et au fuel oil lourd dans l'industrie sidérurgique est assez faible, eu égard à la technique de production qui domine. Une bonne illustration est donnée par l'industrie sidérurgique allemande, qui en 1963 n'utilisa que la moitié du gaz consommé en 1953, tandis que l'utilisation du fuel oil lourd était dix fois plus élevée que dix ans plus tôt.

On suppose que vers la fin des années 70 l'énergie électrique remplira 33 à 40 % du besoin total d'énergie finale. Il est possible qu'elle puisse être substituée, en partie, par du gaz naturel.

L'utilisation de gaz naturel dans les centrales thermiques sera limitée en raison de plusieurs facteurs parmi lesquels le progrès de l'énergie nucléaire est important. L'installation de systèmes à brûleurs multiples dans les centrales thermo-électriques traditionnelles et aussi des mesures politiques pour sauver la position du charbon sur le marché exerceront de plusieurs manières une influence importante.

Les prévisions de la demande du gaz naturel reposent donc, dans ce secteur, sur des conjectures.

Les considérations précédentes ont été résumées dans le Tableau 5 qui contient des estimations de la demande du gaz naturel (de toutes les origines) dans les régions qui sont à la portée du gaz algérien.

Il faut expressément mettre en relief que les chiffres représentent des marchés potentiels pour le gaz algérien. Cela implique que du gaz naturel d'autres origines fera également la concurrence sur ces marchés. C'est seulement dans des conditions exceptionnellement favorables que le gaz algérien pourrait couvrir la demande totale.

2.3 Concurrence d'autres combustibles

L'élément limitatif principal, lorsqu'on détermine les marchés pour le gaz algérien, est la concurrence que lui font les autres combustibles.

Tableau 5 Marchés potentiels: demande de gaz naturel dans les secteurs et les régions qui sont à la portée du gaz algérien

	En 1.000 Tcal et cm^3 (1)			
	1965	1970	1975	1980
France				
1.000 Tcal	29	53-59	86-96	132-143
cm^3	3,2	5,8-6,6	9,6-10,7	14,7-15,8
Allemagne				
1.000 Tcal	4,1	13-16	45-54	95-107
cm^3	0,5	1,4-1,8	5,0-6,0	10,6-11,9
Italie				
1.000 Tcal	64	80-90	152-170	200-250
cm^3	7,1	8,9-10,0	16,9-18,9	22,2-27,8
Espagne				
1.000 Tcal	0	4,0-6,4	20,28	40-59
cm^3	0	0,4-0,7	2,2-3,1	4,4-6,6
Autriche				
1.000 Tcal	13	14-19	22-26	31-38
cm^3	1,4	1,6-2,1	2,4-2,9	3,4-4,2
Suisse				
1.000 Tcal	0	2,6-3,1	10-12	20-25
cm^3	0	0,3-0,3	1,1-1,3	2,2-2,8
Yougoslavie				
1.000 Tcal	3	4,0-4,3	15-21	40-52
cm^3	0,3	0,4-0,5	1,7-2,3	4,5-5,8

(1) Equivalent à la valeur calorifique de 9.000 Mcal par m^3

Par les indications suivantes nous essayerons de concrétiser cela.

Il faut d'abord signaler que les chiffres donnés pour les prix ne sont pas proprement dit les prix courants réels. Ils sont pour la plupart des valeurs de référence recueillis dans des tarifs publiés et dans d'autres informations, qui alternativement tiennent compte ou ne tiennent pas compte de rabais, d'escompte et de nombreux autres avantages concédés à certains ou à tous les clients.

Ils correspondent à ce qui est appelé ailleurs le **prix d'équivalence**, c'est-à-dire le prix que le consommateur serait disposé à payer après avoir transformé son installation en l'adaptant au gaz naturel, sans que cela agisse sur les coûts de production par unité.

Il ne faut pas non plus oublier cette réserve quand on fait la comparaison avec les prix appelés "prix de livraison" pour le gaz algérien. Ces prix-ci ne sont pas non plus les prix courants mais les prix de revient, c'est-à-dire le plus bas prix calculé auquel le gaz algérien pourrait se vendre.

2.3.1 Prix de combustibles liquides

En ce qui concerne les combustibles liquides le problème a déjà été examiné sommairement dans un contexte mondial; il paraît probable qu'il y aura un excès de production du pétrole brut.

Les points suivants sont importants pour la position en Europe des combustibles liquides par rapport à la concurrence.

Il paraît probable que les coûts de la production du pétrole brut resteront les mêmes qu'aujourd'hui ou qu'ils diminueront même un peu. Les coûts fiscaux futurs ne peuvent pas entrer en ligne de compte, puisqu'ils sont difficiles à prévoir, mais des avis tout récents indiquent que les pays du Moyen-Orient essaient de les augmenter.

La position par rapport au coût du transport est très difficile à définir. Les difficultés causées par la clôture du canal de Suez ont sans doute amené des chantiers de construction aussi bien que des sociétés pétrolières à construire de très grands tankers qui seront obligés, pour des raisons physiques, d'abandonner le passage par le canal de Suez. Ceci implique une augmentation des taux du fret, mais la capacité très importante des nouveaux tankers contribuera en même temps à réduire le fret par tonne.

Les techniques de raffinage, de l'autre côté, s'amélioreront nécessairement, mais en calculer l'influence ne peut se faire avec certitude dans cette phase.

Ce qui peut être un peu plus significatif est le développement de la capacité de raffinage en Europe. Ce fut, en effet, moins l'augmentation de la fourniture de pétrole brut que l'investissement de capitaux extraordinaires dans la construction de nouvelles raffineries qui fut à l'origine de l'immense surproduction de fuel oil lourd commencée au début des années 60 et qui provoqua une révolution sur les marchés énergétiques de l'Europe. Il est possible que les constructions ne continuent pas à la même allure et il y a, à vrai dire, quelques signes d'un ralenti, quoique restreint, et, de plus, toutes les raffineries nouvelles et celles qui sont en voie de construction n'ont pas encore fait sentir tout le poids de leur influence sur le marché.

Une évaluation définie de la tendance des prix faite sur la base de ce qui vient d'être énoncé est hasardeuse. Il est possible que les prix actuels exempts d'impôts appliqués pour le fuel oil lourd comme pour le fuel oil léger deviendront, à tout prendre, les prix capables de concurrence dans les années 70. Dans l'ensemble ceci peut être vrai, mais c'est probablement un jugement trop simplifié et il faut avant tout y apporter des réserves par rapport à quelques faits institutionnels.

En Espagne, le monopole CAMPSA demande pour le fuel oil des prix unis dans tout le pays (bien que les centrales électriques et les cimenteries jouissent de conditions particulièrement favorables). Ces prix comprennent les frais de distribution et les impôts. Même si un tel système continue, il n'est pas sûr que le gaz soit chargé d'impôts compensateurs. A présent, le gaz n'est passible d'aucun impôt en Espagne.

Il est incontestable que les fuel oils, et en particulier le fuel oil lourd, sont fortement imposés en Allemagne occidentale. Ces impôts étaient, en effet, destinés à protéger le charbon et on croyait qu'ils disparaîtraient en 1971, mais le résultat final dépendra en grande partie de la politique énergétique que le gouvernement allemand sera disposé à adopter et en état de poursuivre.

En France, on suppose que les prix baisseront par degrés jusqu'à atteindre le niveau moyen des prix appelés européens.

L'Italie et la Suisse suivront, d'après ce qu'on suppose, une politique d'approvisionnement à bas prix, ce qui signifierait des prix véritables et exempts d'impôts. Les impôts sur les fuel oils sont à présent très élevés en Italie; les impôts de consommation sur les fuel oils légers sont dans ce pays, après la Belgique, les plus élevés dans les pays de la C.E.E., bien que la consommation des fuel oils légers soit très basse actuellement. Ainsi quelques ajustements essentiels seraient nécessaires, si l'on veut mettre les prix des fuel oils et du gaz sur une base de parité. Quelques renseignements additionnels sur les impôts seront fournis plus loin dans ce chapitre.

Les prix des produits pétroliers ne sont pas très bien connus à cause des escomptes et des autres avantages donnés aux clients.

Les chiffres du tableau suivant proviennent d'aperçus directs quoique sélectifs; ils ne sont pas tout à fait comparables entre les pays mais montrent en gros un niveau général des prix. En retenant cette réserve

on peut dire qu'ils représentent les prix vraiment payés et non seulement publiés à la fin de 1966 et jusqu'au mois de mars 1967 approximativement, c'est-à-dire avant que la guerre israélo-arabe ait éclaté.

Tableau 6 Prix exempts d'impôts et avec escompte pour le fuel oil lourd et le fuel oil léger dans différents pays européens au printemps 1967 (en dollars par tonne métrique)

Pays	Zones	Fuel oil lourd	Fuel oil léger
France	Atlantique	14,5-15,5	27,9-30,9
	Méditerranéenne	12,8-13,8	25,9-28,9
Italie	Milan	14-15	21,8
	Gênes	13-14	19,8
République Fédérale d'Allemagne	Hambourg-Ruhr	12,3-13,3	22,7-26,7
	Bade-Wurtemberg	13,3-14,3	22,7-24,2
	Bavière	13,3-14,3	23,0-25,0
Suisse	Bâle	13,00	.. (1)

(1) Ils sont probablement les mêmes que ceux pour le Bade-Wurtemberg

La même comparaison faite pour octobre/novembre 1967 montre des prix de production qui sont complètement différents. Les chiffres suivants ne sont que provisoires.

Tableau 7 Prix exempts d'impôts pour les fuel oils lourd et léger.
Prix évalués en automne 1967 (en dollars par tonne
métrique)

Pays	Zones	Fuel oil lourd	Fuel oil léger
France	Atlantique	19,5-20,5	29,9-32,9
	Méditerranéenne	17,8-18,8	27,9-30,9
Italie	Milan	16-17	23,3
	Gênes	15-16	21,8
République Fédérale d'Allemagne	Hambourg	15,3-16,3	39,7-43,7
	Bade-Wurtemberg	16,3-17,3	39,7-41,2
	Bavière	16,3-17,3	44,0-47,2
Suisse	Bâle	.. (1)	.. (1)

(1) On suppose que les prix se trouvent sur le même niveau que ceux pour le Bade-Wurtemberg

Contrairement à ce qu'on suppose normalement, les prix des distillations légères réagissent sensiblement aux fluctuations de la situation du marché, spécialement aux modifications de la fourniture. A moins que des interventions gouvernementales dans le mécanisme des prix ne prédominent, le marché pour les fuel oils légers paraît beaucoup plus spéculatif que celui pour les fuel oils lourds.

Cela est important à savoir quand on compare les prix des combustibles liquides avec ceux des combustibles gazeux. Les prix du gaz naturel sont normalement contractés pour toute la durée d'un contrat de livraison; leur flexibilité est faible, à moins qu'ils ne soient liés aux autres combustibles par indexation. Dans tous les cas, leur variation est soumise à un retard considérable.

De l'autre côté, les prix des fuel oils lourds demeurent à un niveau très bas même quand les conditions de fourniture deviennent moins satisfaisantes.

Pour l'Espagne, les prix du pétrole, établis sur une base différente en comparaison avec les pays de la C.E.E., arrivent presque aux mêmes chiffres. Les prix des fuel oils, appliqués par CAMPSA pour les grands consommateurs industriels, sont à présent, c'est-à-dire avant la guerre israélo-arabe;

centrales thermiques	U.S. cents 0,194 par Mcal
cimenteries	U.S. cents 0,208 par Mcal
autres consommateurs industriels	U.S. cents 0,241 par Mcal

La question suivante se rapporte à l'influence qu'exercent les prix ci-dessus sur la concurrence sur ces marchés.

Il est d'abord nécessaire de signaler que les prix des combustibles liquides particuliers ne reflètent pas forcément les changements des prix du pétrole brut. Les produits pétroliers sont des produits composés et l'un ou l'autre des composants peut porter le poids de l'augmentation des prix payés à la source pour le pétrole brut, selon la situation du marché. C'est cette circonstance qui faisait baisser, autrefois, les prix de quelques fuel oils (légers ou lourds).

De temps en temps on soutient que c'est le fuel oil léger qui normalement fait la concurrence au gaz naturel et que c'est seulement pour des utilisations non préférentielles qu'on doit tenir compte du fuel oil lourd.

Il faut cependant modifier cette déclaration.

Le Tableau 8, qui présente la consommation potentielle du gaz naturel par rapport aux prix d'équivalence, démontre le rapport entre la demande et les prix du gaz. Les chiffres du tableau exprimant ce rapport proviennent d'une étude détaillée du marché pour le gaz de Groningue.

L'analyse se fonde sur une division détaillée des utilisations finales de l'énergie non-électrique. (L'énergie primaire consommée dans les centrales thermiques est considérée, pour cette raison, comme énergie finale.) La consommation faite par le secteur du transport et les hauts fourneaux de l'industrie sidérurgique n'est pas prise en considération ici, ceux-ci n'étant pas des utilisateurs potentiels du gaz naturel.

Tableau 8 Consommation potentielle de gaz naturel et prix équivalents

Utilisation	Pourcentage en consommation énergétique		Prix d'équivalence en U.S. cents par m ³
	par secteur	cumulé	
Cuisine	3	3	9-7,5
Fours, petite industrie	0,5	3,5	6-4,5
Chauffage particulier de ménages	13	16,5	5-3,3
Fours de la grande industrie	2	18,5	3,5-2,5
Chauffage central de bâtiments résidentiels et commerciaux	16	34,5	2,8-2,2
Chaudières de la petite industrie	4	38,5	2-1,5
Chaudières de la grande industrie	28,5	67,0	1,9-1,25
Centrales thermiques	33	100,0	1,25-1,1

Source: De WOLFF, P. Economische Aspecten Van Het Aardgas, Koninklijke Nederlandse Akademie Von Wetenschappen, Amsterdam 1967

Approximativement deux tiers de la consommation de l'énergie substituable sont vendus à des prix inférieurs à 2,0 cents le m³ et ils représentent le secteur où l'accroissement de la demande énergétique est rapide.

En revanche, les secteurs où le gaz naturel est supérieur aux autres combustibles ne couvrent qu'un tiers de la demande totale de l'énergie substituable, et l'accélération de la demande dans ces secteurs est plus faible que dans le premier groupe.

Bien qu'on ne doive pas généraliser cette conclusion pour tous les pays, elle peut être regardée comme une illustration utile de ce qui peut arriver à la concurrence future sur les marchés énergétiques.

2.3.2 Les impôts sur la consommation et l'harmonisation des impôts dans les pays de la C.E.E.

On s'attend que les impôts sur les fuel oils disparaîtront en Allemagne en 1971, mais des informations récentes soulèvent quelques questions par rapport à ce qui se passera en réalité. Pour chaque pays c'est aux autorités politiques ou fiscales de décider si ces impôts seront, entièrement ou en partie, abolis ou non, mais dans la C.E.E. les problèmes y relatifs sont plus compliqués.

Les taxes sur la consommation varient considérablement dans les pays de la C.E.E., ce que montre le tableau suivant:

Tableau 9 Impôts, droits de douane et autres droits fiscaux relatifs au fuel oil dans les pays de la C.E.E. (en dollars par tonnes métriques)

	Allemagne	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays Bas
Fuel oil léger	3,3	15,0	3,1	7,2	4,8	0/9,0 (1)
Fuel oil lourd	7,7	4,5	2,2	5,0	2,8	5,0

(1) Exonération pour le chauffage domestique

Bien qu'il soit généralement reconnu que les impôts sur la consommation ne doivent pas tous être égalisés dans les pays membres de la C.E.E.,

l'opinion domine qu'il faut au moins harmoniser les impôts indirects du type d'impôt sur la production, dans le but d'éviter la discrimination relative à la concurrence dans le Marché commun.

Il en est ainsi particulièrement en ce qui concerne les impôts sur les fuel oils lourds, parce qu'ils pèsent sur des marchandises qui, directement ou indirectement, en tant que matières premières ou marchandises auxiliaires, sont utilisées dans les procédés de production.

Il y a actuellement des discussions en cours au sujet de la manière d'unifier les impôts sur la consommation dans les pays du Marché commun, et elles changeront sensiblement la position d'aujourd'hui.

De là on peut conclure que les principes de la non-discrimination seront appliqués tôt ou tard, au gaz naturel également. Le principe de la non-discrimination applicable dans le Marché commun peut s'entendre de différentes manières. Dans un sens général, il peut être considéré plus ou moins identique à la clause de "la nation la plus favorisée". Les conditions favorables par rapport aux prix du gaz naturel, concédées par exemple par l'Algérie à un des pays de la C.E.E., doivent nécessairement être accordées aussi aux autres pays de la Communauté.

Une interprétation plus sévère signifierait qu'il ne faut pas que la position compétitive des différentes sources d'énergie à l'intérieur du Marché commun soit atteinte par l'action de moyens artificiels, tels que des impôts, etc. Une stricte application de cette règle gagnerait quelque importance lorsque les fournitures européennes de gaz naturel augmentent et que leur part de la fourniture totale d'énergie devient plus grande. Eu égard, toutefois, à ce que cela est, en fin de compte, un problème d'une politique énergétique coordonnée (à laquelle on n'est pas encore parvenu), il semble prudent, à présent, de ne faire que ces observations générales.

Pour toutes ces raisons et dans le but de parer à des éventualités encore impossibles à prévoir, cette étude compare principalement les prix exempts d'impôts pour les combustibles liquides avec les prix calculés pour le gaz naturel.

2.3.3 Perspective des gaz naturels compétitifs

Dans le Tableau 2 quelques indications ont été donnés sur les réserves du gaz naturel pour des pays européens aussi bien que pour les pays susceptibles d'exporter, directement ou indirectement, du gaz en Europe.

Mais ce qui vraiment a de l'importance, c'est d'évaluer la quantité du gaz provenant de sources non-algériennes qui sera probablement offert à des pays européens dans deux ou trois ans, c'est-à-dire avant que des contrats ne soient réellement signés par les autorités compétentes de l'Algérie.

Pour le gaz de Groningue des contrats ont été signés par la Belgique, la France et des parties de l'Allemagne occidentale. Les accords couvrent les quantités suivantes:

	<u>Gm³ à 8,4 Mcal/m³</u>
Belgique	3
France (Paris-Nord-Est)	5
Allemagne occidentale	
Thyssengas	4
Ruhrgas	3
Gas-Union	1-1,5

Des conduites de transmission sont déjà en voie de construction, et on peut dire que bien que, en France par exemple, des lignes de séparation déterminées ne puissent précisément être tracées, les marchés ci-dessus paraissent hors de la portée du gaz algérien.

On sait en outre que la N.A.M. est en train de discuter des contrats avec la Sarre, le Bade-Wurtemberg et la Bavière et qu'elle a offert encore 2,5 milliards de m³ à la France.

Il y a eu des discussions avec la Suisse et même avec l'Autriche et l'Italie, malgré la grande distance.

Ce que cela signifie en réalité, c'est que les quantités disponibles pour l'exportation sont assez considérables, bien qu'elles ne puissent être évaluées avec exactitude.

Le gaz libyen sera exporté, d'après le plan qui a été dressé, vers l'Italie et l'Espagne. Les quantités discutées s'élèvent à 3 Gm³ et 0,5 Gm³ respectivement, avec l'option de porter au double la quantité destinée pour l'Espagne.

On sait de même que la Libye, il y a très peu de temps, a proposé à l'Italie la livraison de 3 Gm³ supplémentaires par an.

Le gaz soviétique a été rendu disponible pour l'exportation vers l'Europe occidentale. La quantité discutée est de 10 Gm³, qui serait délivrée à l'Italie et à l'Autriche. Une partie en a été offerte à la France, et si la France ne l'accepte pas, il sera possible d'en fournir la Bavière et la Suisse. La pression qu'exerce le gaz soviétique sur les marchés de l'Europe occidentale pourrait augmenter considérablement, puisqu'il paraît probable que l'Union Soviétique doublera les quantités à importer d'Iran. De cette manière, l'Union Soviétique pourrait rendre disponibles des volumes additionnels pour l'exportation.

Le gaz nigérien est une autre éventualité pour l'Europe occidentale.

De plus, il ne fait pas oublier qu'on fait de nouvelles découvertes en France (Meillon-St. Faust), en Allemagne et en Italie. Bien qu'elles ne semblent pas être très grandes, il est nécessaire d'en tenir compte.

A tout prendre, une estimation très approximative montrerait que la concurrence vraisemblable de la part des autres gaz naturels serait de l'ordre suivant:

	<u>Gm³ à 9,000 Kcal</u>
Gaz de Groningue, en addition aux présents contrats	7 - 8
Gaz libyen en addition aux présents contrats	3 - 4
Gaz soviétique	10

Quoique l'Europe puisse absorber des quantités de gaz beaucoup plus grandes à en juger par des normes américaines ou soviétiques et pourvu que les prix soient favorables, ce qui a été dit ci-haut dénote que, dans les circonstances qui règnent, la concurrence sera nécessairement sévère pour le gaz algérien.

Il est probable que cela influera, d'une manière tout à fait déterminée, sur les niveaux des prix. En Europe, le gaz naturel a eu la tendance, jusqu'à présent, de s'approcher de ce qu'on peut appeler le niveau de prix européen - du moins en ce qui concerne le gaz importé. Le prix du gaz hollandais à payer à la frontière hollandaise est de 0,162 U.S. cents par Mcal (1) pour la Belgique, l'Allemagne et la France. Si l'on prend en considération la différence due au coût du transport intérieur, ce prix peut être regardé comme l'actuel prix régulateur européen pour le gaz importé en forme gazeuse.

On peut cependant se demander si ce prix n'est pas un prix "européen" très temporaire et s'il ne tendra pas à descendre au fur et à mesure que les fournitures augmentent. Il y a plusieurs raisons pour cela:

Les exportations de l'U.R.S.S. à direction d'Autriche et d'Italie se feront probablement à un prix plus bas que le prix à la frontière du gaz hollandais. Quoique ce prix, étant compris dans une espèce de commerce d'échange avec un système compliqué d'emprunts,

(1) Depuis la fin de cette étude, la NAM Export aurait réduit son prix de 7 %.

puisse avoir peu d'importance, il influera probablement sur les autres prix.

Du gaz provenant de régions éloignées de la côte du Royaume Uni ne sera probablement pas vendu sur le continent. Toutefois, son prix aura certainement quelque influence sur le niveau des prix européens, et il est très probable qu'il contribuera à provoquer une tendance descendante des prix.

A tout prendre, il semble raisonnable de supposer que le gaz algérien sera obligé de faire face à cette concurrence lorsque les contrats devront être signés, c'est-à-dire au moins deux ans avant que le gaz n'arrive matériellement sur le marché européen.

CHAPITRE 3 LA POSITION COMPETITIVE DU GAZ NATUREL ALGERIEN (1)

3.1 Le gaz algérien en concurrence avec d'autres gaz naturels

Le gaz algérien jouit d'un petit avantage technique sur le gaz de Groningue, étant donné qu'il brûle un peu mieux mais n'a aucun avantage sur les autres gaz, soit européen indigène, soit soviétique ou libyen. On peut aussi le mélanger avec le gaz de Lacq, d'Italie ou d'Autriche, tandis que le gaz de Groningue soulève des problèmes tout à fait sérieux à cet égard.

A un autre égard, cependant, il a aussi une position un peu moins avantageuse que le gaz européen, et - du moins en Autriche - que le gaz soviétique, considérant qu'il dépend davantage du coût de transport. Dans les termes du marché, cela signifie que le gaz algérien ne sera pas en état de se concentrer autant que les autres gaz sur les utilisations préférentielles. Le transport sur de grandes distances rendra nécessaire de fournir une charge de base assez grande pour permettre d'effectuer des ventes aux consommateurs qui ont une demande continue, dans le but de maintenir le coût du transport sur un niveau aussi bas que possible.

En outre, il faut nécessairement tenir compte d'un autre élément dont on ne peut pas déterminer la grandeur. Il y a un risque technique sérieux lié à un système compliqué de liquéfaction et de transport maritime qui n'existe pas pour le gaz de Groningue ou le gaz soviétique, quoiqu'il affecte aussi le gaz libyen. On ne peut pas non plus estimer l'importance de ce risque; on pourra trouver des moyens pour le restreindre au minimum, à savoir emmagasinage et interconnexion, mais il existe, en effet, et les remèdes peuvent être très coûteux.

(1) Des détails ultérieurs sur la qualité et des données techniques relatifs au gaz algérien seront fournis dans l'Annexe jointe à ce rapport.

3.2

Le gaz algérien en concurrence avec des combustibles solides et liquides

Techniquement et sous tous les autres rapports, les problèmes de sécurité sont beaucoup moins intenses pour les combustibles solides et liquides que pour le gaz naturel. On n'a pas besoin de systèmes techniques aussi compliqués que les chaînes de liquéfaction ou des pipelines intercontinentaux et il y a des sources d'approvisionnement en abondance.

Mais autrement, les facteurs techniques et économiques qui doivent être pris en considération quand il s'agit d'apprécier les forces compétitives du gaz naturel et des autres combustibles, respectivement, sont nombreux et compliqués, et on pourrait les classer de la manière suivante:

les avantages spécifiques du gaz naturel pour les consommateurs dans les différents secteurs de demande;

le coût du transport et de la distribution.

3.3

Avantages spécifiques du gaz naturel

Les avantages spécifiques du gaz naturel ne doivent pas être sous-estimés, mais ils peuvent varier beaucoup selon les différentes utilisations finales. En revanche, en ce qui concerne les secteurs de consommation pris séparément, le coefficient de charge y relatif varie beaucoup et doit aussi entrer en ligne de compte.

Des renseignements détaillés sur les avantages spécifiques du gaz naturel se retrouvent dans l'Annexe. Il n'y a donc pas lieu de s'en occuper en détail, et quelques exemples suffiront pour illustrer cet aspect capital du problème.

Tableau 10 Quelques exemples des avantages spécifiques et pratiques du gaz naturel

Utilisations	Quand d'autres combustibles se vendent au prix de 1,00, le gaz naturel peut se vendre aux prix indiqués ci-dessous		
	Gaz naturel concurrent du charbon	Gaz naturel concurrent du fuel oil léger	Gaz naturel concurrent du fuel oil lourd
Fours pour traitement thermique	1,80	1,30	-
Fours Siemens-Martin	1,60		1,00
Email de métaux		1,15	1,15
Verrerie	1,30	1,10	-
Chauffage central, chaudières	1,22	1,11	1,11
Fours rotatifs - ciment	1,05	-	1,01
Chaudières, centrales thermiques	1,09	-	1,03
	-	-	1,00

Il faut signaler que les chiffres du tableau ci-dessus montrent non seulement les avantages techniques mais aussi que les coefficients prouvent la supériorité du gaz en ce sens qu'il permet des économies des frais d'entretien et des réductions des coûts de travail et d'emmagasinage. A l'actif du gaz naturel on doit compter le fait très important que la pollution de l'air qu'il occasionne, n'est que restreinte.

Beaucoup d'autres illustrations pourraient être apportées. En France, par exemple, on a fait connaître que pour des cimenteries ayant une capacité annuelle de 400.000 tonnes, l'amortissement de l'outillage réparti sur cinq années a représenté un coût de 0,75 frs. pour la houille, 0,25 frs. pour le fuel oil et 0,04 frs. pour le gaz naturel (1). Aux Etats-Unis, d'après "Gas Facts" (2), le gaz naturel se vendait facilement

(1) Nations Unies - St-C.E.E./Gaz 13 - page 26

(2) Cité dans O.N.U. C.E.E./Gaz, Acte No. 158 - rev. 1

à New York à un prix étant en moyenne de 21 % plus haut que celui de la houille et de 10 à 20 % plus haut que celui du fuel oil lourd.

Les utilisations pour lesquelles le gaz possède des avantages incontestables sont, à tout prendre, les utilisations domestiques, telles que la cuisine, le chauffage de l'eau et de l'air, pour ce dernier spécialement dans des maisons isolées ou des maisons jumelles, mais, en une certaine mesure, aussi pour le chauffage central dans de grands édifices (1).

En ce qui concerne les consommateurs industriels, les industries qui ont besoin de fours à l'atmosphère contrôlée, constituent en tout premier lieu les utilisations "préférentielles" du gaz naturel, c'est-à-dire celles où le gaz naturel peut se vendre à un prix plus haut. Mais, en réalité, les avantages spécifiques du gaz naturel existent plus ou moins dans la plupart des secteurs industriels. Seulement dans les cimenteries, les centrales électriques et pour un nombre restreint d'autres utilisations ces avantages sont nuls ou négligeables. On ne doit pas oublier, cependant, que ces activités sont du point de vue de la quantité les plus grands consommateurs.

Il est donc assez surprenant que les secteurs préférentiels ne constituent pas le seul débouché pour le gaz naturel. Aux Etats-Unis, par exemple, environ 80 % de la consommation du gaz naturel vont aux utilisations préférentielles, et en France cette proportion est approximativement 77 %, mais en U.R.S.S. les centrales électriques seules répondent de 48 % de la consommation du gaz naturel en 1965, et elles représenteront toujours 45 % de la quantité totale en 1970. La cause de ces désaccords apparents se rattache au coût.

3.4

Le coût et son influence sur la structure des marchés

Il suffira de rappeler ici que l'industrie du gaz naturel est une industrie qui exige beaucoup de capitaux. La partie de cette étude qui

(1) Ceci comprend aussi les utilisations appelées commerciales.

s'occupe du transport en est une bonne illustration et il suffit de dire qu'il faut utiliser le système de transport pour le plus grand coefficient de charge possible.

Par rapport aux gazoducs seuls cela signifie

que les tubes doivent être remplis aussi vite que possible dès que la construction des gazoducs aura été terminée;

qu'ils fonctionnent régulièrement et en acheminant une quantité appropriée, une fois que leur fonctionnement aura atteint son allure exacte.

Pour répondre à ces exigences autant que possible il est nécessaire de faire de grands investissements dans la construction d'un réseau de distribution dense ou d'en développer un qui existe déjà, chose qui toutefois demande du temps. Il est aussi nécessaire que les consommateurs potentiels installent l'outillage pour l'utilisation du gaz naturel, ce qui également exige du temps et des capitaux.

Il faut ajouter que bien des utilisations préférentielles sont saisonnières ou des utilisations de pointe, ce qui se rapporte particulièrement au secteur domestique.

Au contraire, quelques utilisateurs très grands, tels que les centrales électriques ou les cimenteries, où les avantages spécifiques du gaz naturel sont insignifiants, peuvent aider beaucoup à réduire les coûts, du moment que

ces utilisateurs peuvent entrer en ligne de compte, sur une très vaste échelle, pour la consommation de base ou celle qui est en dehors des pointes, sans investissements excessifs;

ils peuvent être connectés directement au tube principal par des branches courtes, évitant ainsi le retard qu'entraînerait la construction d'un réseau de distribution.

Cela signifie que

dans bien des cas le gaz naturel aura à concurrencer avec le fuel oil lourd, des combustibles de basse solidité ou l'énergie nucléaire, au coût réel par base calorique - en d'autres termes, à un prix bas;

il en sera ainsi particulièrement dans les pays ou les régions où les systèmes pour la distribution du gaz naturel sont inadéquats ou inexistant.

En ce qui concerne le gaz algérien, cela sera le cas en Espagne, de manière moins accusée dans la vallée du Rhône, et en une certaine mesure dans l'Italie du nord, où les réseaux de distribution pour le secteur domestique n'ont pas été beaucoup développés jusqu'à présent.

Conclusions:

Sans aucun doute, le gaz algérien rencontrera une concurrence très forte sur les marchés européens de la part des autres gaz naturels, indigènes ou importés, aussi bien que des combustibles liquides. Cette concurrence aura pour but la conquête de marchés en voie de développement et le remplacement des combustibles solides par le gaz.

Pour faire face à cette concurrence le gaz algérien jouit des avantages spécifiques que possède le gaz naturel sur les autres combustibles, ce qui a été indiqué dans le Tableau 10 et qui devrait l'emporter sur les distorsions causées actuellement par les impôts. En ce qui concerne les combustibles liquides, le gaz algérien aura principalement à concurrencer avec les fuel oils légers, mais le problème économique par rapport à la transmission sur de grandes distances et aux réseaux de distribution fait ressortir la nécessité qu'il y a de rendre possible à un nombre des utilisations non-préférentielles d'appliquer des prix qui ne sont qu'un peu au-dessus de ceux des fuel oils lourds. La moyenne des prix compétitifs sera donc une moyenne pondérée des prix

pour ces deux genres de fuel oils. Par suite des différences qu'il y a par rapport à l'outillage de distribution existant, à la densité démographique et au degré d'industrialisation, le prix moyen ne sera pas le même dans tous les pays ou toutes les régions.

Par rapport aux gaz naturels provenant d'autres régions, le gaz algérien ne possède aucun avantage. Au contraire

arrivé d'outre-mer par le moyen d'un procédé complexe de liquéfaction et de transport maritime, il est désavantagé pour des raisons de sécurité et d'économie;

il est obligé d'être débarqué dans des régions qui ne sont pas très peuplées et qui sont relativement peu industrialisées.

Les estimations suivantes des marchés régionaux éventuels pour le gaz algérien tiennent compte de la majorité des observations faites plus haut. L'aspect du problème qui concerne la sécurité ne peut pourtant pas être complètement déterminé. Il faudrait néanmoins l'étudier le plus tôt et le plus minutieusement possible.

CHAPITRE 4 MARCHES REGIONAUX EVENTUELS POUR LE GAZ ALGERIEN

Une définition des marchés régionaux éventuels a été donnée aux pages 17-18 de cette partie du rapport.

Le Tableau 11 montre encore une fois quelques-uns des résultats du Tableau 5. Le but principal en est de concentrer toutes les considérations sur la situation telle qu'on la prévoit pour l'année 1975.

Tableau 11 Estimations des marchés potentiels pour le gaz naturel en 1975 (obtenues par étude statistique)

Pays ou région	Milliards de m ³
Autriche	2,4-2,9
France (une partie du pays)	9,6-10,7
Allemagne (la partie sud)	5,0-6,0
Suisse	1,1-1,3
Espagne (une partie du pays)	2,2-3,1
Italie (1)	16,9-18,9
Yougoslavie	1,7-2,3

(1) Ainsi qu'il a été déjà mentionné, ce chiffre paraît trop élevé.
Une autre estimation partient à un chiffre qui ne dépasse pas 15,3 Gm³

Il est nécessaire de répéter qu'il faut exclure les marchés qui s'alimentent déjà ou qui s'alimenteront définitivement par d'autres gaz naturels. En conséquence, le Royaume-Uni, la Belgique, la Roumanie, des parties de l'Allemagne et de la France ne sont pas étudiés. Il existe quelques problèmes spéciaux vis-à-vis de l'Italie et de l'Espagne dont nous nous occuperons plus tard.

Il n'est pas important non plus de tenir compte des marchés qui sont tellement éloignés que, du point de vue économique, ils ne sont pas à la portée du gaz algérien.

De très petits marchés, tels que le Portugal, la Grèce et la Turquie seront aussi exclus.

Les estimations des marchés potentiels montrées au chapitre 2 diffèrent de celles qui sont exposées dans le présent chapitre; en thèse générale, elles ne tiennent pas compte et ne peuvent pas, en effet, tenir compte des éléments tels que

des considérations de sécurité
dans quelques cas, des éléments supplémentaires tels que des contrats existants, etc.

4.1

Le marché français

En considérant les marchés éventuels pour le gaz algérien il y a un élément dont il faut tenir compte et qui est de la plus haute importance, à savoir les négociations qui ont eu lieu récemment entre l'Algérie et la France. Les deux parties ont exprimé l'intention qu'une quantité s'élevant à $3,5 \text{ Gm}^3$ par an sera fournie à la France dès 1975. Le gaz pourra être liquéfié dans une usine, qu'il reste encore à construire, et ensuite transporté par méthaniers à Fos près de Marseille.

Dans ce cas, le prix calculé cif. Fos est généralement estimé à 0,80 centimes ou 0.162 U.S. cents par Mcal, baissant à 0.160 cents par Mcal pour la partie des livraisons qui excèdera 3 Gm^3 par an.

Le coût de la regazéification a généralement été estimé à 0,06-0,07 centimes par Mcal, de sorte que le prix total à Fos pour le GNL regazéifié serait de 0,88-0,87 centimes ou de 0.174-0.176 U.S. cents par Mcal. Ceci est du même ordre que les prix du gaz à la frontière franco-belge.

En supposant que le marché principal sera la région de Lyon il est intéressant d'évaluer la position compétitive actuelle du gaz dans cette région.

Tableau 12 La position compétitive actuelle des différents combustibles dans la région de Lyon (U.S. cents par Mcal)

Prix	Fuel oil lourd	Fuel oil léger	Charbon	Gas naturel
Prix de gros à la distribution publique				0,241 (1)
Ventes à de grands consommateurs industriels	0,190	0,231 (3)		0,237 (1)
Ventes à d'autres industries				0,255 (1) 0,271 (2)

(1) Coefficient de charge 0,8; gaz de Lacq

(2) Coefficient de charge 0,5; gaz de Lacq

(3) Ce chiffre diffère de celui qui a été indiqué aux Tableaux 6 et 7, principalement parce qu'il se rapporte seulement aux ventes effectuées à de grands consommateurs industriels. La différence peut être considérée comme un rabais ordinaire.

Les rapports entre les prix ci-dessus reflètent d'une manière approximative les avantages spécifiques du gaz naturel. Dans la région de Lyon, la demande du gaz naturel excède en effet de beaucoup les possibilités de fourniture. Ceci n'est pourtant pas une description complète, surtout lorsqu'il s'agit de grandes quantités, ce qui est le cas ici. Cela montre que le gaz de Lacq pourrait facilement être remplacé par le gaz algérien et que de nouveaux marchés pourraient être envisagés.

Toutefois, cela n'indique pas que toutes les quantités qui ont été mentionnées pourraient facilement être absorbées. Ces quantités sont, en effet, très grandes si l'on considère la structure des marchés de la région Marseille-Lyon-Dijon. Il est vrai que cette région se développera probablement mais il est peu possible que de grandes quantités puissent être livrées au sud de Lyon. Si l'on n'est pas prêt à attendre très longtemps, il semble que l'on ait l'alternative

ou bien d'envoyer le gaz de Lacq à d'autres parties de la France et de le diriger à nouveau, dans une grande mesure, aux centrales électriques

qu'il alimentait autrefois et aux prix bas qui seraient alors exigés.

ou bien de vendre, dans la phase initiale, de grandes quantités à des marchés complémentaires au delà de la région de Lyon, c'est-à-dire la Suisse, le Bade-Wurtemberg et/ou la Bavière.

Dans le premier cas les études du marché montrent les débouchés suivants possibles en France.

Tableau 13 Marchés potentiels en France pour le gaz naturel algérien en 1975

Marchés	Milliards de m ³ à 9.000 Kcal	Prix par Mcal (en U.S. cents)
Substitution totale au gaz de Lacq à Lyon	0,900	0,24
Marchés nouveaux dans la vallée du Rhône de Marseille à Lyon et dans la région de Lyon	1,500	0,24
<u>Total..</u>	2,400	
<hr/>		
Substitution du gaz algérien au fuel oil lourd - principalement cimenteries	0,150	0,20
Substitution du gaz algérien au gaz de Lacq par renvoi du gaz de Lacq aux centrales thermiques.....	1,000	0,184

Ceci serait possible uniquement sous des conditions expresses:

Le gaz de Lacq céderait le pas au gaz algérien dans une très grande région et il serait nécessaire de fournir du gaz de Lacq aux centrales électriques qui autrefois étaient alimentées de gaz dans les régions de Paris, Bordeaux et Nantes.

Cela signifierait aussi qu'on aurait à trouver des débouchés adéquats pour le gaz de Lacq.

Dans ces conditions, le sud-ouest et l'ouest de la France pourraient se considérer, avec un raisonnable degré de justesse, comme un marché qui permet certaines espérances pour le gaz naturel, à l'avenir.

En outre, l'objectif de l'usine à gaz de Lacq est de maintenir sa production sur le niveau actuel jusqu'à 1975 et ensuite de diminuer la production par degrés après cette date. Il reste à voir, cependant, si de nouvelles découvertes dans le sud-ouest de la France ne bouleverseront pas tout à fait la perspective. Des découvertes de gaz ont été rapportées de Meillon - Ossun - Saint Faust, etc. La quantité des réserves ainsi découvertes n'est pas, naturellement, connue avec exactitude, mais elles peuvent s'échelonner entre un tiers ou la moitié du gisement de Lacq, à savoir entre 1,7 et 2,5 milliards de m³ par an.

Au-dedans de ces limites, les livraisons de gaz algérien peuvent être ralenties un petit peu en France. L'option est probablement soit de prendre du gaz algérien dans une mesure beaucoup plus lente que prévu, soit de "stériliser" les nouveaux champs pour une période considérable, ce qui aurait l'avantage de tenir disponible une grande réserve de sûreté pour la France.

Conclusions:

Des marchés de l'ordre de 2 à 2,5 milliards de m³ en 1975 paraissent être une estimation raisonnable, mais pour arriver à des chiffres plus élevés il faudrait surmonter des difficultés assez considérables, en particulier il serait nécessaire de reconsidérer les prix.

Pour cette raison, il faudrait étudier soigneusement d'autres marchés, quand le volume du système de liquéfaction, à savoir 3,5 Gm³ en 1975, aura été atteint, et il faudrait commencer bien à l'avance les préparations pour la seconde génération de livraisons.

4.2

Le marché espagnol

En dehors d'un très petit champ de gaz situé à Vitoria - pas très loin de Bilbao - et malgré bien des rumeurs, dont une très récente - aucune découverte importante n'a été faite en Espagne jusqu'ici. Mais l'Espagne s'est beaucoup intéressée au gaz naturel pendant bien des années, et ses marchés potentiels ont été étudiés à fond, probablement plus minutieusement qu'aucun autre.

Quelques-unes de ces estimations peuvent paraître trop optimistes, parce qu'elles sont fondées sur l'hypothèse qu'un gazoduc traverserait la Méditerranée de Mostaganem jusqu'à Carthagène ou le détroit à l'ouest de Gibraltar, alimentant de très grands marchés au delà de l'Espagne.

Les prix qu'on attendait alors étaient assez bas, et vu l'état actuel des choses, les quantités ont dû être diminuées. Cependant, le développement économique du pays n'a pas été décevant, il y a eu industrialisation et urbanisation, et enfin, il est relativement facile d'adapter les estimations aux conditions actuelles.

En Espagne, il n'y a pratiquement pas de marché, pour ainsi dire, entre les grands centres de consommation, à l'exception de la région côtière de l'Est, où un nombre de petits centres se trouvent entre Carthagène et Barcelone. Malheureusement, quelque intéressants que ceux-ci puissent avoir été, situés le long de la conduite de transmission originellement projetée depuis Carthagène jusqu'aux Pyrénées, la plupart ne sont pas intéressants du point de vue économique, du moment que le marché de Barcelone est maintenant réservé pour le gaz libyen, du moins jusqu'à 500 millions de m³.

Les débouchés potentiels de Barcelone sont probablement de l'ordre de 1 Gm³, mais il y a une option pour le gaz libyen atteignant le total de ce chiffre. Donc si ce marché ne peut pas être complètement abandonné, il faut se rendre compte de la très forte concurrence que le gaz algérien aurait à envisager. Bref, ceci n'est pas un marché probable.

Pour d'autres raisons, le marché andalou, étant trop petit pour être fourni séparément de méthane liquide et se trouvant assez éloigné des points de débarquement, n'entre probablement pas non plus en ligne de compte. Il serait seulement réaliste de prendre ce marché en considération dans le cas où une conduite internationale traverserait le détroit de Gibraltar.

Malgré ces restrictions, les marchés espagnols sont assez importants.

Les conditions compétitives de l'Espagne sont un peu spéciales en ce qui concerne les combustibles liquides, pour un nombre de raisons déjà mentionnées:

il n'y a qu'un seul type de fuel oil qui n'est ni un fuel oil léger ni un fuel oil lourd dans le sens ordinaire de ce terme.

il y a un monopole de l'Etat pour le pétrole, CAMPSA, qui non seulement contrôle les prix du pétrole mais renferme dans les prix le coût moyen de distribution et les taxes fiscales, comme déjà mentionné.

Pour le moment les prix des combustibles liquides sont comme suit:

<u>Centrales thermiques</u>	U.S. cents par Mcal	0,194
<u>Cimenteries</u>	"	0,208
<u>Consommateurs industriels</u>	"	0,241

Quant au gaz libyen, il paraît que les prix de livraison à Barcelone seraient probablement de l'ordre suivant:

<u>Centrales thermiques</u> (charge de base)	U.S. cents par Mcal	0,200
<u>Autres utilisations industrielles</u>	"	0,250

Il faut cependant insister énergiquement sur le fait que ces chiffres ne représentent pas le niveau réel de la concurrence. En effet, le gaz

libyen pourrait baisser au prix de revient de 1,3-1,5 U.S. cents par 10 Mcal cif. Barcelone, s'il a l'intention de faire face à la concurrence.

Il est difficile d'évaluer à présent ce que signifieraient de tels prix pour le marché espagnol dans sa totalité. Les estimations suivantes des débouchés éventuels pour le gaz algérien en Espagne se fondent sur l'hypothèse que le CAMPSA poursuivra sa politique d'appliquer, pour les combustibles, des prix égaux dans toute l'Espagne. Les prix des consommateurs varieraient alors entre 1,90 et 2,50 U.S. cents par 10 Mcal selon le type d'utilisateur, mais les prix payés en réalité seraient quelquefois beaucoup plus bas.

Tableau 14 Demande éventuelle pour du gaz naturel en Espagne en 1975 ou plus tard

Marchés	Gm ³	Prix d'équivalence à payer par le consommateur en U.S. cents par 10 Mcal
<u>Marchés probables</u>		
Bilbao	1,0	} 1,90 - 2,50
Carthagène/Escombreras	0,5	
Madrid	0,5	
Saragosse	0,2	
Total	2,2	
<u>Autres marchés</u>		
Barcelone (1)	0,5	1,90
Andalousie (2)	0,2	(2,30) (3)

- (1) Seulement dans le cas où l'option de prendre 0,5 Gm³ additionnel de gaz libyen ne se réaliserait pas
- (2) Seulement dans le cas où un gazoduc intercontinental traverserait le détroit de Gibraltar
- (3) Ceci est un chiffre théorique

Les marchés appelés "Marchés probables" présentent quelques traits qu'il y a lieu de commenter.

Le marché de Bilbao est d'une manière prédominante un marché industriel, la distribution publique étant très petite dans cette ville, et de grands investissements seraient nécessaires s'il fallait construire un réseau suffisant. Les industries sont nombreuses - fer et acier, mécanique, papier et pâte. Dans un assez grand nombre de cas les avantages spécifiques du gaz seraient précieux. Cependant, les coûts de la distribution à beaucoup de consommateurs industriels seraient assez élevés, vu qu'ils se trouvent dispersés dans un grand nombre de petites vallées.

Le marché de Carthagène est, au contraire, limité à la centrale électrique d'Escombreras et à l'usine de produits chimiques de Repesa. Les coûts de distribution seraient négligeables, mais il faudrait que les prix soient bas, étant donné que les centrales électriques jouissent de l'avantage de payer pour les fuel oils lourds des prix qui sont presque ceux du marché international.

Les estimations pour le marché de Madrid sont peut-être assez prudentes. Le prix moyen est au-dessous de celui de Bilbao, par exemple, parce que sa structure est assez singulière. Selon les projets, environ 70 % du gaz seront répartis entre trois grandes cimenteries et le reste est principalement destiné à des emplois préférentiels. La proportion des consommateurs domestiques serait petite au commencement, puisque le réseau de distribution n'a pas, jusqu'à présent, été très développé. A l'avenir, c'est-à-dire à la fin des années 70 ou au début des années 80 toutefois, ce marché a l'air de promettre davantage.

Le marché de Saragosse étant très petit, est de lui-même de peu d'intérêt. La possibilité de l'approvisionner de gaz ne se réaliserait probablement que dans le cas où il y aurait une conduite de transmission de Barcelone à Bilbao ou dans le cas où Madrid serait alimenté. Plus tard, cependant, ce marché pourrait s'annoncer meilleur, Saragosse étant un centre en voie de développement selon le Plan de Desarrollo.

Enfin, le marché espagnol est actuellement assez grand et, au point de vue commercial, intéressant, parce que les prix des combustibles concurrentiels sont assez élevés quoique de manière un peu artificielle. Il

est pourtant probable que les coûts du transport et de la distribution internationaux seront très élevés, et la partie centrale de l'Espagne ne sera sans doute pas à la portée du méthane liquide.

L'avenir du marché est brillant et il se recommanderait certainement de faire tous les efforts pour prendre fermement pied dans le pays. Ceci doit toutefois se faire promptement, étant donné qu'on est en train de projeter un nombre de raffineries qui peuvent changer la future position compétitive du gaz.

Bien que l'action commerciale presse, la conquête matérielle des marchés espagnols peut être un travail relativement lent, puisqu'il n'y a pas de facilités infrastructurales, sauf à un certain point à Barcelone.

4.3

Le marché suisse

Dans le cas de la Suisse il est important de se rappeler les faits suivants:

le pays reçoit pratiquement tout son approvisionnement énergétique, à l'exception de l'hydro-électricité, de l'étranger ou à travers des pays étrangers; tous les investissements dans l'hydro-électricité qui sont économiquement possibles ont déjà été faits, et les extensions ultérieures se feront principalement pour l'énergie nucléaire;

la conception de la neutralité et l'expérience qu'a donnée la dernière guerre mondiale ont eu pour résultat qu'on attache une très grande importance à la sécurité des fournitures; les stocks de combustibles tenus pour des circonstances critiques et étant d'une grandeur surprenante, sont obligatoires;

économiquement, ce pays vit sous des conditions de concurrence libre dans le sens exact du terme.

Evidemment ces conditions ne sont pas extrêmement favorables au gaz qui,

par exemple, ne pourrait pas être emmagasiné à moins qu'il n'existe des structures souterraines favorables. Même dans ce cas, l'emmagasinage stratégique serait coûteux. L'alternative est double; trouver l'outillage pour toutes les industries, et les installations de réserve pour le cracking pour pourvoir au service public.

Il y a une autre mesure de sécurité qu'on ne peut pas facilement prendre à cause de l'exigüité relative du marché, à savoir la diversification des fournitures.

Tout le contexte explique pourquoi le marché suisse est beaucoup plus restreint que ne le montre l'analyse statistique et pourquoi les organisations gazières suisses sont particulièrement actives. Leur marché est matériellement étroit et concentré et de plus il sera, si possible, légalement joint à des pays avoisinants, par exemple à la France et au Sud de l'Allemagne, dans l'espoir que ces pays, ayant l'alternative de s'approvisionner aux sources indigènes ou étrangères, pourraient l'aider en cas de nécessité.

En prenant en considération tout ce qui vient d'être dit et en tirant des conclusions des études très complètes qui ont été faites par rapport aux marchés, on suppose - dans le cas où les marchés de Bavière ou de Bade-Wurtemberg pourraient s'alimenter de gaz algérien transporté à travers la Suisse - que la demande s'élèverait en 1975 à:

500 millions de m³
dont 200 millions de m³ pour le service public et 300 pour des industries préférentielles au prix, à Bâle, de 0,208 U.S. cents par Mcal.

S'il s'avérait impossible au gaz algérien d'alimenter du moins une partie de l'Allemagne du Sud, le marché suisse diminuerait considérablement, et comprenant éventuellement 100 millions de m³ par an, il deviendrait une sorte de produit secondaire du marché français.

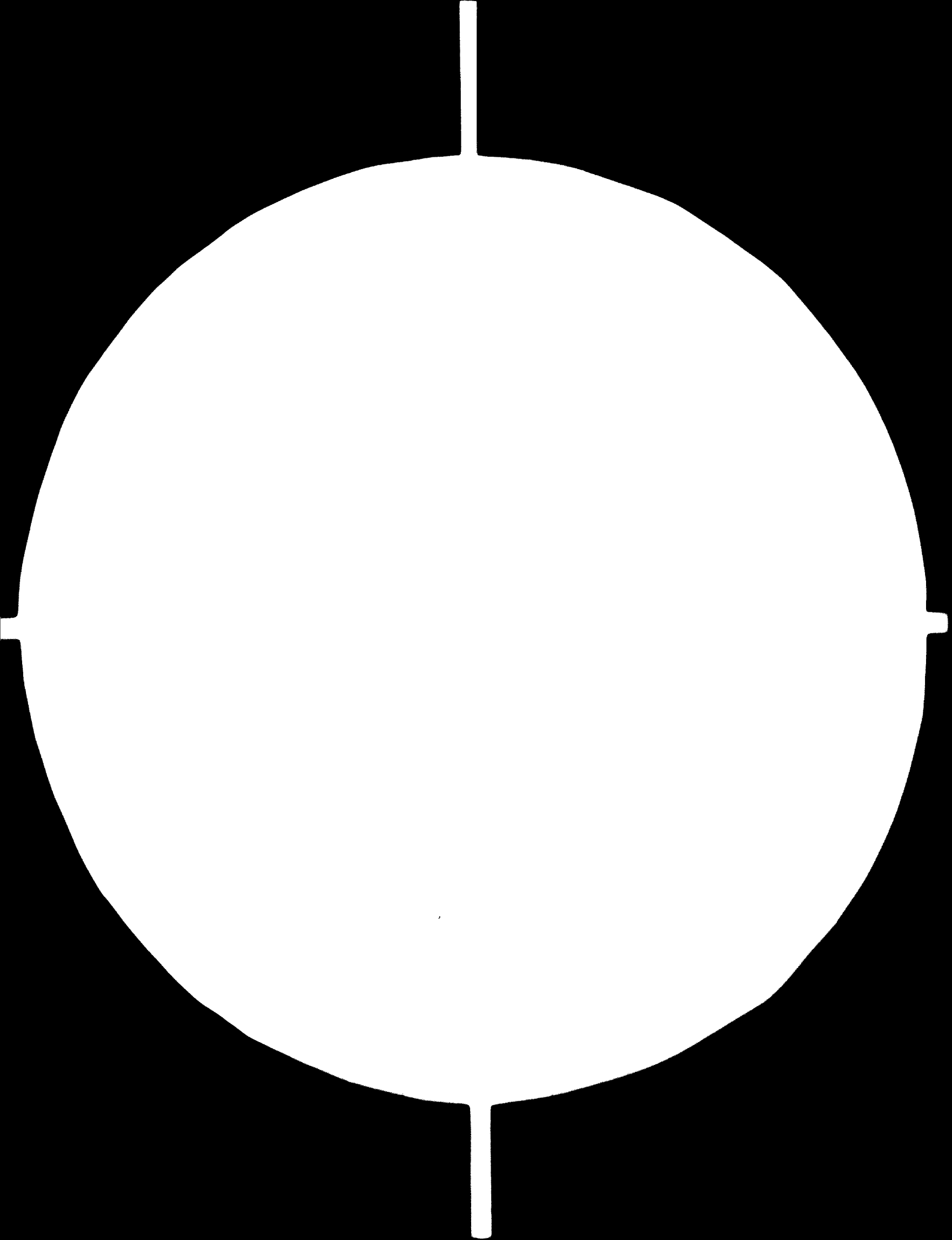
C-582



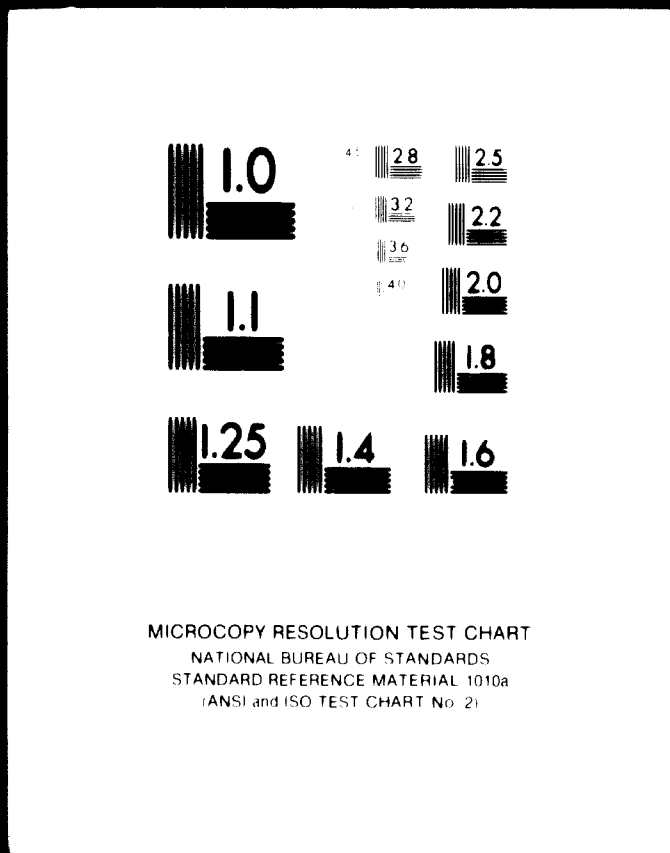
84.12.12

AD.86.07

ILL5.5+10



2 OF 9



24 x F

4.4

Les marchés de l'Allemagne du Sud

Les marchés de l'Allemagne du Sud sont compliqués.

La Hesse (Francfort) a signé un contrat pour du gaz hollandais.

Mannheim est à peu près dans la même situation.

Le reste du Bade-Wurtemberg a été en pourparlers avec la N.A.M. Export pendant longtemps, mais jusqu'ici on n'a rien signé, et la société s'occupant de la distribution du gaz pour cette région, la Gasversorgung Süddeutschland (G.V.S.) demeure acheteur potentiel de gaz algérien.

La Sarre et la Bavière du Nord ont toutes les deux des liens étroits avec la Ruhrgas et de même, indirectement, avec des exportateurs hollandais, et pour cette raison, il faut les rayer de la liste des clients en perspective.

Le reste de la Bavière semble s'intéresser à l'importation de gaz pratiquement de n'importe quelle source et préférablement de plusieurs.

4.4.1

Le marché du Bade-Wurtemberg

Un trait saillant du marché actuel est l'importance de la consommation gazière des ménages et particulièrement pour le chauffage. Ceci, cependant, causerait des problèmes considérables pour l'équilibre du réseau dans l'utilisation future, en cas d'une grande augmentation et d'un développement rapide de la consommation du gaz.

L'équilibre du système des réseaux à l'avenir exigerait que la structure du marché change et corresponde approximativement à la distribution suivante:

Secteur domestique	35 %
Industrie (1)	55 %
Centrales thermiques	10 %

(1) comprenant une assez grande proportion d'emplois préférentiels

On doit comparer cela avec une autre distribution sur secteurs empruntée à une prévision générale:

Secteur domestique	50 %
Industrie	30-35 %
Centrales thermiques	20-15 %

Si les prix sont raisonnables et compétitifs et si l'on exclut Mannheim qui sera alimenté de gaz hollandais, le marché éventuel pourrait s'évaluer en 1975, d'après un calcul prudent, à 0,8 Gm³ par an.

Dans ce cas il pourrait aussi être possible de stimuler la consommation du gaz dans le secteur industriel et de faciliter de cette manière une utilisation équilibrée du réseau.

Les prix pour livraison aux consommateurs domestiques peuvent s'évaluer à 6,00 U.S. cents par 10 Mcal (Tarifabnehmer), tandis que pour les grands consommateurs industriels les prix de livraison devraient se chiffrer entre 1,76 et 2,01 U.S. cents. Si l'on tient compte de tous les frais entraînés par la conversion et les coûts de transport international, le prix compétitif, à l'entrée du réseau, devrait être de l'ordre de 2,51 U.S. cents par Mcal.

Le gaz de Groningue, fort concurrent dans cette région est offert aux prix suivants (1):

	<u>par 10 Mcal</u>
à la frontière hollandaise-allemande	1,61
à l'entrée de la G.V.S. au coefficient de charge actuel (2)	2,76
à un coefficient de charge de 0,8	2,51

(1) Après que l'étude ait été achevée, N.A.M. Export a, paraît-il, réduit son prix d'offre de 7 %.

(2) Gasversorgung Süddeutschland

Le coût calculé, bénéfices compris, est évalué à environ 2,36 U.S. cents par 10 Mcal. La marge disponible pour la concurrence avec le gaz hollandais est, par conséquent, relativement grande.

Il a déjà été dit (voir Tableaux 6 et 7) que les prix des fuel oils sont à présent, à savoir en automne 1967, très élevés. On peut supposer qu'ils baisseront plus tard à un niveau inférieur qui peut s'évaluer à approximativement

2,37 - 2,52 U.S. cents par 10 Mcal pour le fuel oil léger

1,43 - 1,53 U.S. cents par 10 Mcal pour le fuel oil lourd

Il faut regarder ces chiffres avec une réserve considérable.

Après avoir dûment pris en considération tous ces points on est justifié à affirmer que le marché de Bade-Wurtemberg pourrait absorber environ 0,8 Gm³ de gaz algérien en 1975, pourvu que le prix compétitif, à la frontière suisse-allemande, soit de l'ordre de 2,08 - 2,15 U.S. cents par 10 Mcal.

4.4.2

Le marché bavarois

En ce qui concerne les prix, ce qui a été dit ci-haut peut aussi s'appliquer au marché bavarois, à une importante exception près: il y aura du pétrole en abondance, du moment que de nouvelles raffineries sont en voie de construction ou projetées dans la région. Les prix exempts d'impôts sont même un peu plus hauts qu'en Bade-Wurtemberg.

a) Au printemps 1967

1,33 - 1,43 U.S. cents pour le fuel oil lourd

2,30 - 2,50 U.S. cents pour le fuel oil léger

b) En automne 1967

1,63 - 1,73 U.S. cents pour le fuel oil lourd

4,40 - 4,72 U.S. cents pour le fuel oil léger

En ce qui concerne les quantités, la Bavière est un grand consommateur potentiel, même abstraction faite de la région du Nord, laquelle sera probablement approvisionnée de gaz de Groningue par une filiale de la Ruhrgas, ainsi que nous l'avons déjà dit.

La situation de la région nurembergeoise n'est pas tout à fait claire, étant donné qu'elle peut être bien approvisionnée, soit du Nord, soit du Sud.

On a estimé que les demandes du gaz naturel en Bavière, à l'exclusion des régions du Nord, seront de l'ordre de (en milliards de m³)

1970	1971	1972	1973	1974	1975
0,5	1,0	1,4	1,9	2,4	2,8-3,0

Il paraît probable que les 3 milliards de mètres cubes qui ont été prévus pour 1975 se répartiraient ainsi.

Ménages	0,8 - 1,0 milliards de m ³
Industries	1,4 "-
Centrales thermiques (hors des pointes saisonnières)	0,8 - 0,6 "-

Sans les centrales thermiques, le marché se réduirait naturellement mais serait économiquement plus avantageux, vu qu'il serait possible de vendre le gaz naturel à des prix plus élevés.

Il est pourtant possible que ceci ne soit pas nécessaire, étant donné que même en cas de transport sur de très grandes distances, des champs de gaz épuisés pourraient s'utiliser pour du stockage sous terre et d'autres champs de gaz encore en opération pourraient être outillés pour l'exploitation saisonnière seulement. Ceci est naturellement un sujet à discuter avec les sociétés intéressées.

Il y a fréquemment des rapports selon lesquels la Bavière et la N.A.M. Export seraient en pourparlers pour du gaz hollandais, pourparlers qui se trouveraient maintenant dans une phase avancée. Dans le cas où elles arriveraient à une conclusion concrète, les chances qu'aurait le gaz algérien paraissent très restreintes. Ceci est toutefois à un certain point une question de temps, puisqu'on s'attend que la demande du gaz

naturel augmentera considérablement et que la Bavière, aussi bien sur le niveau gouvernemental que sur le niveau de l'industrie gazière, semble tenir beaucoup à une diversification des sources d'approvisionnement dans l'objet de se garantir des livraisons sûres ou d'obtenir des prix bas.

4.5

Le marché italien

Le marché italien peut être difficile à évaluer

parce que les prix, exempts d'impôts, du fuel oil lourd sont bas, et ils resteront nécessairement sur un niveau bas, la capacité du raffinage étant exceptionnellement grande et les puits du pétrole brut se trouvant relativement près;

parce que, jusqu'à présent, il n'y a eu qu'une consommation très basse des fuel oils légers, qui normalement font la concurrence au gaz naturel à des prix plus élevés que ceux du fuel oil lourd;

parce qu'il y a en Italie un système tarifaire complet basé sur les conditions qui règnent par rapport à la fourniture du gaz des sources indigènes et auxquelles on se reportera lorsqu'il s'agit du gaz importé;

parce que les prix du gaz libyen, qui sera importé en Italie avant que le gaz algérien ne puisse atteindre le pays, seront aussi employés comme référence. La composition particulière du gaz liquéfié de Libye rend extrêmement difficile d'en déterminer le prix véritable, et les discussions commerciales ne seront certainement pas faciles;

enfin, parce que l'Italie est en train de négocier avec l'Union soviétique et qu'il paraît vraisemblable qu'elle importera de très grandes quantités de gaz de l'Ukraine. Ce qui est connu des négociations montre que le contrat, qui sera probablement signé,

sera extrêmement complexe et que les prix qui en résulteront seront encore plus difficiles à comprendre que dans le cas du gaz libyen.

Par conséquent, le gaz algérien aura sans doute à faire concurrence à d'autres gaz naturels pour lesquels les coûts et les prix sont très différents.

4.5.1 Traits de la politique italienne à l'égard du gaz naturel

A présent, la politique italienne à l'égard du gaz naturel semble être guidée par les principes suivants:

la décision d'importer de très grandes quantités de gaz;

la réduction correspondante, par degrés, de la production indigène dans la vallée du Pô dans le but de garder ces ressources comme une sorte de réserves stratégiques;

le plein emploi des champs épuisés de la vallée du Pô pour stockage souterrain en vue de subvenir aux variations saisonnières de la demande;

impulsion donnée aux forages dans l'Adriatique.

En tenant compte de tout ceci des experts italiens ont estimé que les importations de gaz naturel seraient, en 1970-71, comme suit:

gaz libyen:	3 milliards de m ³ à 9 Mcal
gaz soviétique:	5 milliards de m ³ à 9 Mcal

Même si l'on prend en considération une réduction considérable de la production nationale, approximativement 11 à 12 milliards de m³ seraient disponibles dans l'Italie du Nord en 1970-71, ce qu'on doit comparer aux demandes évaluées statistiquement à 8 milliards, ainsi que l'indique l'Annexe.

Il s'ensuit que toute demande additionnelle de gaz naturel est inconcevable en 1970-71, et on estime qu'à cette époque-là le marché sera fermé au gaz algérien.

On suppose toutefois que l'augmentation sera très rapide entre 1970 et 1980. Les quantités qu'il faudra importer croîtront, d'après les estimations, de 8 milliards de m³ pendant cette période, ce qui peut offrir une nouvelle chance au gaz algérien.

La concurrence continuera néanmoins à être dure. Comme nous l'avons déjà mentionné, il y a de nouvelles offres de la part de la Libye, des quantités additionnelles peuvent être fournies par l'Union Soviétique, et il est même possible que le gaz de Groningue puisse entrer en ligne de compte. L'Adriatique, finalement, est une région sédimentaire qui promet beaucoup, et il serait surprenant si de nouveaux forages ne donnent pas des quantités de gaz assez grandes.

En somme, ce qui principalement donnerait des chances à l'Algérie serait une politique qui vise à diversifier les ressources, chose qui est manifestement applicable dans le cas de l'Italie. Ainsi le marché serait de l'ordre de:

1 à 2 milliards de m³ par an.

Le degré de vraisemblance de cette appréciation ne peut se juger que conjointement avec des considérations par rapport aux prix.

4.5.2

La situation relative aux prix

Les prix des fuel oils lourds sont très bas en Italie. Malgré des augmentations relativement récentes ils sont, à Milan, de l'ordre de:

1,98 U.S. cents, impôts compris, et 1,57 U.S. cents exempt d'impôts, les deux prix par 10 Mcal.

Les prix du gaz naturel varient beaucoup selon les utilisations, et ils sont extrêmement bas pour l'industrie chimique (qui représente presque 35 % de l'actuelle consommation nationale et qui est, dans une grande mesure, intégrée).

Les prix moyens de livraison sont à présent de l'ordre de:

2,06 U.S. cents, impôts compris, et 1,56 U.S. cents exempt d'impôts, les deux s'entendant par 10 Mcal.

En ce qui concerne le gaz importé, on ne peut faire que des appréciations, qui sont un peu arbitraires pour les raisons mentionnées ci-dessus.

Pour le gaz libyen, le prix paraît être:

2,13 U.S. cents par 10 Mcal à Milan, mais le coût calculé serait beaucoup plus bas.

Il est même plus difficile d'évaluer le vrai niveau des prix du gaz soviétique, parce que les négociations ne sont pas encore achevées, mais les prix suivants, exempts d'impôts, à Milan, sont instamment mentionnés:

1,55 à 1,59 U.S. cents par 10 Mcal exempts d'impôts.

La politique de la diversification des ressources qu'a adoptée l'Italie signifie en effet une diversification des prix selon l'origine des différents gaz. Elle peut aussi signifier une mesure de distinction entre les emplois. Il est vraisemblable que le gaz indigène, qui restera un combustible à bon marché, sera principalement employé pour l'industrie chimique (qui est localisée près des champs), tandis que le gaz importé sera destiné à d'autres usages.

Naturellement - à l'exception de l'industrie chimique - des gaz d'origine variée seront vendus aux consommateurs selon un tarif uniforme, qui sera le résultat d'une péréquation des prix.

Pour cadrer avec cet arrangement il faut probablement que le gaz algérien soit vendu au E.N.I. - l'importateur exclusif - à un prix se trouvant quelque part entre ceux de la Libye et de l'Union Soviétique qui, d'après ce qu'on suppose, pourraient s'élever à:

1,90 à 1,95 U.S. cents par 10 Mcal - exempts d'impôts, à Milan.

Conclusions:

Il y aura peut-être un marché pour le gaz algérien en Italie, mais

les quantités seront limitées;

les livraisons ne seront possibles que plus tard pendant les années soixante-dix;

la concurrence, qui est à présent très forte, le demeurera sans doute.

4.6 Le marché autrichien

Fondamentalement, le marché autrichien sera un marché de remplacement, les ressources indigènes du gaz étant sur le déclin. Les réserves du gaz naturel sont généralement évaluées à 14 milliards de m^3 , ce qui est très peu comparé aux besoins qui s'accroissent d'environ 8 % par an et qui pourraient s'accroître encore, si le secteur domestique fût plus abondamment fourni, secteur qui ne représente pas une part adéquate de la consommation.

Les prévisions suivantes ont été faites (en milliards de m^3)

	1970	1975
Besoins	2,0	2,7
Production indigène	1,3	0,9
Importations	0,7	1,7

Les estimations ont été faites par des producteurs autrichiens de gaz naturel, et elles correspondent à d'autres estimations basées sur des analyses très détaillées du marché.

Une petite partie des besoins estimés sera couverte par un traité commercial passé tout récemment avec la Tchécoslovaquie qui prévoit la livraison de 150 millions de m³ provenant du champ frontière de Zwerndorf-Vysoka.

La nécessité demeure d'importer environ 1,5 milliards de m³ vers 1975-1976, et cette quantité viendra très probablement de l'U.R.S.S. et sera prise surtout au gazoduc principal Dashava-Adriatique, comme une sorte de sous-produit du traité commercial qui est actuellement l'objet de négociations entre l'Union Soviétique et l'Italie. Naturellement ces livraisons ne seront pas effectuées immédiatement, mais dans l'intervalle l'Autriche attend qu'elle recevra, déjà en 1968, 0,5 milliards de m³ de gaz soviétique fournis à la Tchécoslovaquie et qui pourraient être considérés comme des livraisons intermédiaires jusqu'à l'époque où commenceront les grosses livraisons.

Les prix des combustibles sont élevés en Autriche, et le gaz pourrait se vendre à:

2,24 U.S. cents par 10 Mcal à Vienne-Linz.

C'est pourtant un marché très invraisemblable pour le gaz algérien parce que

ses centres de consommation sont très éloignés de l'Algérie;

les quantités dont il s'agit sont trop petites pour que ce marché seul soit économique;

le gaz soviétique se trouve dans une très forte position compétitive.

4.7

Le marché de Yougoslavie

Aucune étude détaillée du marché n'est disponible et, en outre, la concurrence de la part du gaz soviétique sera sans doute très forte. Une analyse statistique n'est pas très convaincante non plus, vu qu'il n'existe pratiquement pas d'installations infrastructurales qui exigeraient de grands investissements. Des travaux de recherche ont récemment été commencés dans la région dalmate, et ils ont déjà indiqué la présence de gaz naturel et de pétrole brut.

Peut-être sera-t-il possible de livrer:

0,8 milliards de m³ en 1975 au prix de 2,04 U.S. cents par
10 Mcal,

mais il serait difficile d'alimenter ce marché en dehors du projet nommé Koper qui comprend la Bavière aussi bien que l'Autriche.

CHAPITRE 5 RESUME ET CONCLUSIONS

En prévoyant les débouchés et les possibilités d'exportation pour le gaz algérien en Europe il y a plusieurs éléments qu'il faut prendre en considération: la fourniture énergétique mondiale, la politique nationale par rapport à la fourniture énergétique, les possibilités de remplacer d'autres types d'énergie et, finalement, la concurrence faite par d'autres fournisseurs.

L'étude de tous ces éléments rend possible de distinguer les marchés accessibles au gaz algérien des marchés non-accessibles et d'évaluer les prix de référence de ses concurrents principaux.

Sur la base de ces éléments il sera possible de déterminer plus exactement, en ce qui concerne les prix et les quantités, la demande probable du gaz algérien.

Par la suite, ces différents problèmes seront pris en considération l'un après l'autre.

5.1 Tendances des marchés énergétiques

La situation énergétique future du monde peut se caractériser comme suit:

La fourniture énergétique potentielle du monde se développera plus rapidement que la demande énergétique. Ce développement continuera jusqu'au milieu des années soixante-dix ou même plus tard, bien qu'un changement puisse se produire vers 1980.

La distribution géographique de la consommation énergétique mondiale ne changera pas foncièrement avant 1980. Les pays industrialisés de l'Europe occidentale continueront à répondre d'une proportion très importante du total de la consommation énergétique mondiale et, par conséquent, influenceront le marché d'une manière considérable.

Les combustibles solides seront remplacés, dans une mesure de plus en plus grande, par des combustibles liquides et gazeux et aussi par l'énergie nucléaire. En 1980 environ, le charbon ne couvrira à peine plus de 20 % de la demande totale comparé à 37 % en 1960. Cette évolution aura lieu notamment dans l'Europe occidentale. Il faut que cette région, sans doute à un degré croissant, remplisse ses besoins par des importations, essentiellement de combustibles liquides du Moyen-Orient et de l'Afrique; mais cette circonstance sera aussi favorable à des importations plus grandes de gaz naturel.

La situation des marchés énergétiques internationaux sera caractérisée par une concurrence continue et forte. Les prix des produits pétroliers tendront à se stabiliser et à être assez bas par rapport à ceux des combustibles solides. Pourtant, si dans un avenir plus ou moins éloigné de grandes réserves de gaz naturel étaient découvertes dans l'Europe occidentale ou si le gaz soviétique et libyen ou le gaz d'autres origines encore inconnues est fourni en grandes quantités et, finalement, quand l'énergie nucléaire contribuera effectivement à la fourniture énergétique, la situation peut changer et convertir en l'inverse la suprématie actuelle des prix du pétrole sur les marchés énergétiques.

Les politiques nationales par rapport à la fourniture énergétique peuvent se résumer sommairement dans les positions extrêmes suivantes;

Les pays industrialisés appliquent la politique d'une importation organisée. Tant que le marché sera caractérisé par des ressources relativement abondantes et d'une forte concurrence entre des fournisseurs puissants, quelques gouvernements essayeront peut-être de s'interposer dans le mécanisme du marché en contingentant l'importation, en pratiquant des impôts spéciaux et des droits qui favorisent certains combustibles. Cette politique qui vise à diversifier la fourniture énergétique et qui se fonde sur des considérations relatives à la sécurité des fournitures, entraîne normalement des prix élevés de l'énergie dans les pays en question.

Une autre politique préfère la fourniture à des coûts bas, si possible. Les importations, même de grandes quantités, ne sont pas touchées par la protection des combustibles indigènes mais peuvent, en fin de compte, être restreintes par suite de l'impact qu'elles exercent sur la balance générale des comptes ou à cause de considérations vis-à-vis de la reconversion industrielle de régions frappées par le chômage ou bien en raison de problèmes sociaux.

Les possibilités que possède le gaz naturel de remplacer d'autres genres d'énergie dépendent en particulier de ses avantages techniques par rapport à d'autres combustibles. Ces avantages peuvent être représentés par des prix d'équivalence qui rendent possible de calculer des prix fictifs par 10 Mcal du gaz et d'examiner s'ils sont équivalents du point de vue du consommateur.

Quelques activités, telles que le secteur du transport, ne sont pas du tout accessibles au gaz naturel (dans les conditions techniques actuelles), tandis que d'autres, comme les centrales électriques, ne peuvent être alimentées de gaz naturel que dans une mesure restreinte. Il faut, enfin, éliminer beaucoup d'utilisateurs potentiels de gaz naturel, parce que l'approvisionnement leur reviendrait trop coûteux. A tout prendre, on peut supposer qu'à la longue le gaz naturel répondra vraisemblablement de 30 à 35 % de la consommation totale de combustibles en Europe.

5.2

La position compétitive du gaz naturel algérien

Les producteurs/exportateurs arabes sont aujourd'hui les fournisseurs les moins chers de combustibles liquides sur le marché mondial.

La Libye, qui du point de vue géographique est comparable à l'Algérie, peut être rangée parmi les fournisseurs les moins chers de combustibles liquides. Eu égard à ce que la Libye exporte aussi du gaz liquéfié, elle fait directement concurrence au gaz algérien.

Dès 1969 ou 1970, des quantités considérables de gaz soviétique seront fournies à des pays européens et il est vraisemblable qu'elles augmenteront pendant les années de soixante-dix. Etant donné que ces livraisons seront réglementées principalement par des arrangements bilatéraux impliquant des conditions de crédit et des échanges commerciaux assez complexes, il sera difficile de les concurrencer sur une base purement économique.

Des gaz hollandais et allemands, et à l'avenir peut-être aussi des gaz d'en dehors de la côte, provenant du plateau continental de la Mer du Nord, sont déjà ou seront distribués, dans une mesure croissante, à des régions qui autrement ne pourraient se considérer comme des débouchés potentiels pour le gaz algérien.

5.3

Les régions accessibles et les prix de référence

Tous les pays européens sont des consommateurs potentiels de gaz naturel à condition que des réseaux de distribution existent ou seront établis. Mais pas tous d'entre eux ne sont des consommateurs potentiels de gaz algérien. Quelques régions ou provinces sont ou seront réservées ou au gaz indigène ou au gaz importé d'autres origines qui peut être offert à des conditions plus favorables. Quelques régions, qui ont une consommation très élevée, telles que la France du Nord et l'Allemagne du Nord, doivent être considérées comme fermées au gaz algérien. En revanche, des pays tels que l'Italie et l'Espagne pourraient presque totalement être considérés comme des marchés accessibles au gaz algérien.

L'analyse des marchés pour le gaz algérien est basée sur des prévisions de la demande énergétique totale. Ces prévisions se rapportent à des hypothèses sur l'accroissement économique et la production industrielle en général qui ont été élaborées par des organisations nationales et internationales.

On a estimé que, depuis 1965 jusqu'à 1980, la demande énergétique totale des pays de la C.E.E. augmentera annuellement de 4,3 %, et dans des pays tels que l'Espagne, la Grèce et la Turquie de 6 à 8 % par an. La consommation totale de l'Europe occidentale (ce terme doit s'entendre comme la région européenne de l'O.C.D.E.) s'élèvera en 1980, selon les estimations, à approximativement 1.340 millions de tonnes d'équivalents de pétrole, en comparaison de moins de 600 millions de tonnes en 1960.

Dans le but de déterminer plus exactement quelle serait la grandeur de la partie de la demande énergétique totale qui pourrait être couverte par le gaz algérien, on a fait quelques spéculations sur les rapports prix-quantités. Bien qu'il ait été impossible de faire une analyse complète de ce problème, quelques faits utiles ont pu être recueillis. Le point de départ pour ces investigations était les prix des fuel oils. Les prix des hydrocarbures liquides sur quelques marchés nationaux sont relativement égaux, à condition que les gouvernements ne s'interposent pas dans le mécanisme du marché par différents moyens, surtout des impôts sur la consommation.

Les zones de la concurrence la plus forte sont le nord-est de la France, le sud-ouest et le sud de l'Allemagne et la Suisse, spécialement le district autour de Bâle. D'autres régions de forte concurrence sont l'Italie du Nord et quelques zones côtières de l'Espagne. Les prix types s'élèvent dans ces zones à approximativement 2,00 à 2,20 U.S. cents par 10 Mcal pour le fuel oil lourd et à 2,50 à 3,00 U.S. cents par 10 Mcal pour les fuel oils légers. Dans ces prix, qu'il faut considérer comme des valeurs de référence pour le gaz naturel, les impôts sur la consommation sont compris.

En ce qui concerne les pays de la C.E.E., on peut s'attendre que les impôts sur la consommation qui y sont appliqués à présent, seront harmonisés, ce qui sans doute amènera que les impôts seront réduits dans les pays où ils sont actuellement élevés. Dans ces conditions, les prix compétitifs à long terme seraient inférieurs aux chiffres

donnés ci-haut. En revanche, les avantages techniques du gaz naturel sont tels qu'en somme ils compensent plus ou moins une surévaluation éventuelle. Pour cette raison, on est fondé à croire que les chiffres ci-dessus représentent le niveau probable de la concurrence pour le gaz algérien par rapport aux combustibles liquides et aux gaz d'autres provenances.

Ces différentes investigations nous permettent d'établir des chiffres pour les marchés éventuels pour le gaz algérien comme le montre le Tableau 12. Les commentaires suivants s'imposent:

Les chiffres donnés dans le tableau se fondent sur des analyses statistiques, des prévisions théoriques de la demande énergétique et des jugements donnés par des experts en matière de l'énergie.

Il ne faut pas prendre les chiffres indiqués dans le tableau littéralement comme des marchés mais comme les limites des ventes possibles à effectuer dans les régions où le gaz algérien peut conquérir une place. Le rôle que peut jouer et que jouera le gaz algérien à l'intérieur de ces limites sera, naturellement, dans une grande mesure déterminé par les prix de livraison et indirectement par le coût de transport depuis la tête du puits jusqu'au consommateur final. Ceci souligne l'importance qu'il faut attacher aux études du transport du gaz naturel, du moment que c'est le coût du transport du gaz algérien qui constitue la plus grande partie de son prix en Europe.

Finalement, les pays ne doivent pas être considérés isolément, parce que le coût du transport jusqu'à un certain point donné dépend évidemment des quantités qui sont fournies à tous les autres centres situés sur la même route. Il est, par exemple, impossible d'approvisionner le marché suisse sans prévoir en même temps des livraisons à destination de la Bavière. Un autre exemple est la Yougoslavie qu'on ne peut pas raisonnablement approvisionner sans envisager des livraisons additionnelles destinées à l'Autriche.

Tableau 12 Marchés éventuels pour le gaz algérien vers 1975

Pays	Région	Prix U.S. cents par Mcal	Quantités par an millions m ³ à 9.000 Kcal
Espagne	Carthagène	0,190	500
	Madrid	0,230	500
	Andalousie	0,230	200
	Saragosse	0,250	200
	Bilbao	0,250	1.000
	Barcelone	0,230	500
France	Lyon (substitution) Trajet Marseille-Lyon-	0,240	900
	Dijon usages nouveaux	0,240	1.500
	Grenoble (cimenteries)	0,190	150
	Renvoi du gaz de Lacq à des centrales ther- miques	0,184	1.000
Suisse	Bâle-Zurich	0,208 (1)	500
Bade-Wurtemberg	Stuttgart	0,208 (1)	1.200
Bavière	Partie du Sud	0,208 (1)	1.200
Autriche	Vienne-Linz	0,224	1.500
Yougoslavie	Koper	0,204	800-1.000
Italie	La Spezia-Vado Ligure	0,190-0,195	1.000

(1) A l'entrée du réseau à Bâle

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES DERIVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

(2000)
(2000)
(2000)

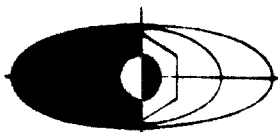
**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 2 APPENDICE
MARCHES EXTERIEURS**



**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1967



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES DERIVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

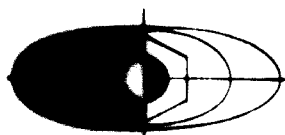
0325.
(30/0)

**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 2 APPENDICE
MARCHES EXTERIEURS**

**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1967



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

Les Nations Unies ont été désignées en Janvier 1965 par le Conseil d'Administration du Programme des Nations Unies pour le Développement (Fonds Spécial) comme Organisation Participante et chargée d'exécuter le projet suivant en Algérie: "Etudes industrielles et commerciales sur les dérivés du pétrole et le gaz naturel". Par contrat 60/66, les Nations Unies ont chargé ScandiaConsult AB, de Suède, et le Bureau Central d'Etudes pour les Equipements d'Outre-Mer (BCEOM) de France, conjoints, d'exécuter la partie du projet relative à l'étude des marchés d'exportation et des techniques de transport du gaz naturel algérien.

Le 1er Janvier 1967, l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel est devenue Organisation Participante et chargée de l'exécution du Programme des Nations Unies pour le Développement; à partir du 1er Juillet 1967, elle a assumé l'entière responsabilité de ce projet. Toutefois, la partie du projet relative aux études de gaz naturel est demeurée sous la responsabilité des Nations Unies par lesquelles elle a été menée à bien.

SOMMAIRE

	Page
CHAPITRE 1 <u>FACTEURS DE CONVERSION</u>	1
CHAPITRE 2 <u>ASPECTS GENERAUX DU GAZ NATUREL</u>	2
2.1 Caractéristiques du gaz naturel des différentes régions	2
2.2 Possibilités générales techniques du gaz naturel	4
2.3 Pollution de l'air	6
2.4 Rapport d'équivalence des prix	8
CHAPITRE 3 <u>LE GAZ NATUREL DANS LES DIFFERENTS SECTEURS</u>	11
3.1 Secteur commercial et secteur domestique	11
3.2 Centrales thermo-électriques	14
3.3 Industrie du fer et de l'acier	14
3.4 Industrie métallurgique et mécanique	21
3.5 Industrie chimique	23
3.6 Industries de la céramique, du verre et du ciment	25
3.7 Industrie alimentaire	28
3.8 Industries du textile, du cuir et du caoutchouc	31
3.9 Industries de la pulpe de papier et du papier	32
3.10 Transport	34
CHAPITRE 4 <u>MODELE POUR L'EVALUATION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL</u>	35
4.1 Secteur domestique et commercial	35
4.2 Le secteur industriel	39
4.3 Les transports	40
4.4 Les centrales thermo-électriques	41
4.5 Pertes	41

	Page
CHAPITRE 5 <u>LE GAZ NATUREL DANS LES PAYS DU MARCHÉ COMMUN</u>	43
5.1 France	43
5.2 Italie	54
5.3 République Fédérale Allemande	67
5.4 Pays-Bas	80
5.5 Belgique	84
5.6 Luxembourg	87
CHAPITRE 6 <u>LE GAZ NATUREL DANS LES AUTRES PAYS EUROPÉENS</u>	90
6.1 Royaume-Uni	90
6.2 Espagne	96
6.3 Portugal	104
6.4 Suisse	108
6.5 Autriche	113
6.6 Tchécoslovaquie	120
6.7 Yougoslavie	124
6.8 Grèce	127
6.9 Turquie	130
CHAPITRE 7 <u>LE GAZ NATUREL DANS LES PAYS D'AFRIQUE DU NORD</u>	134
7.1 Tunisie	134
7.2 Maroc	136
CHAPITRE 8 <u>DISPONIBILITÉS DE GAZ NATUREL EN LIBYE, HONGRIE, ROUMANIE ET U.R.S.S.</u>	138
8.1 Libye	138
8.2 Hongrie	139
8.3 Roumanie	140
8.4 U.R.S.S.	140
BIBLIOGRAPHIE	143

CHAPITRE 1 FACTEURS DE CONVERSION

UNITES D'ENERGIE

1 Kcal (Kilocalorie) = 10^3 calories

1 Mcal (Megacalorie) = 10^6 calories

1 Gcal (Gigacalorie) = 10^9 calories

1 Tcal (Teracalorie) = 10^{12} calories

1 tWh = 86×10^{13} calories

1 "therm" = 10^5 BTU (British Thermal Unit) $\approx 25 \times 10^6$ calories

1 thermie = 10^6 calories

TENEUR EN ENERGIE DE DIFFERENTES SORTES D'ENERGIE

Chiffres employés là où le texte ne comporte pas d'autre indication.

	<u>Teneur en énergie</u> <u>1 000 Tcal</u>
1 million de tonnes de pétrole brut ou de produits de pétrole	10,0
1 million de tonnes de charbon	7,0
1 million de tonnes de coke	6,7
1 million de tonnes d'agglomérés	7,0
1 million de tonnes de lignite	2,0
1 million de tonnes de briquettes de lignite	4,8
1 milliard de m ³ de gaz naturel	9,0
1 milliard de m ³ de gaz manufacturé	4,2

TAUX DE CHANGE

Les différentes monnaies ont été converties en \$ U.S. au taux en vigueur à la date du 1er septembre 1967.

CHAPITRE 2 ASPECTS GENERAUX DU GAZ NATUREL

2.1 Caractéristiques du gaz naturel des différentes régions

Tableau 1 Caractéristiques du gaz naturel des différentes régions

	Volume pour cent						Pouvoir calorifique Kcal/m ³ N	Indice Wobbe supérieur
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	N ₂	H ₂ S		
ALLEMAGNE DU NORD								
Embouchure-Ems, Dollart	81,8	2,6	0,6	0,8	14,0	-	8 410	10 500
Weser/Ems (Rheden)	83,0	0,7	-	9,0	7,3	-	8 010	9 800
Weser/Ems (Goldenstedt)	88,0	1,0	0,2	0,8	10,0	-	8 600	11 000
PAYS BAS								
Groningen/Slochteren	81,8	2,8	0,6	0,8	14,0	-	8 410	10 500
FRANCE								
Lacq	69,2	3,3	2,1	9,6	0,6	15,2	9 360	-
ITALIE								
Plaine du P6	97,0	1,6	0,9	0,2	0,3	-	9 750	12 930
USSR								
Saratov	93,2	0,7	1,7	-	4,4	-	9 560	12 400
Ukraine occidentale	97,8	0,5	0,3	-	1,3	-	9 495	12 600
ROYAUME-UNI								
Nappe "marine", B.P.	94,0	3,2	1,0	0,5	1,3	-	9 800	12 850
LIBYE	67,7	19,8	12,5	-	-	-	13 130	-

Tableau 2 Caractéristiques du gaz d'Hassi R'Mel, Algérie

	Gas au puits	Gas commercial
	Pourcentage moléculaire	
Méthane CH ₄	78,1	81,8
Ethane C ₂ H ₆	7,4	7,4
Propane C ₃ H ₈	3,0	2,8
Butane C ₄ H ₁₀		
iC ₄	0,6	0,5
nC ₄	1,1	0,8
Hydrocarbures plus lourds		
iC ₅	0,4	0,2
nC ₅	0,5	0,2
C ₆	0,6	0,1
C ₇	2,6	..
Acide carbonique	0,2	0,3
Azote	5,6	5,9
Soufre	<u>Traces</u>	<u>..</u>
Total	100,0	100,0
Poids moléculaire (moyen)	23,4	19,2

Source: Ministère de l'Industrie et de l'Energie, Documentation de
Base sur le développement industriel en Algérie, Annexe IV,
p. 2

D'autres données sur le gaz commercial algérien sont communiquées
ci-après:

Pouvoir calorifique supérieur	10 080 Kcal/m ³ N
Pouvoir calorifique inférieur	9 120 Kcal/m ³ N
Poids spécifique	0,85 Kg/m ³ N
Densité relative (air = 1)	0,66
Indice Wobbe de valeur calorifique brute	12 400
Indice Wobbe de valeur calorifique nette	11 200
Point d'ébullition du gaz liquifié à la pression atmosphérique	-160°C

Données de combustion - de combustion stoechiométrique avec quantité théorique d'air:

Quantité théorique d'air requise	10,05 m ³ N/m ³ N gaz
Quantité de produits de combustion, base humide	11,13 m ³ N/m ³ N gaz
Quantité de produits de combustion, base sèche	9,09 m ³ N/m ³ N gaz

Quantité spécifique d'air de combustion et de produits de combustion par Mcal net:

Quantité théorique d'air requise	1,10 m ³ N/Mcal net
Quantité de produits de combustion, base humide	1,22 m ³ N/Mcal net
Quantité de produits de combustion, base sèche	1,00 m ³ N/Mcal net

Composition des produits de combustion:

Base humide	CO ₂	9,8 pour cent
	H ₂ O	18,3 pour cent
	N ₂	71,9 pour cent
Base sèche	CO ₂	12,1 pour cent
	N ₂	87,9 pour cent

m³N = mètre cube normal = volume à 0°C et 760 mm Hg.

2.2

Possibilités générales techniques du gaz naturel

Le gaz naturel n'est ni toxique ni corrosif, il est pur, libre de poussière et sa composition comme sa teneur en chaleur sont constantes.

Etant donné la haute valeur calorifique et la haute pression du gaz naturel il est possible d'augmenter de manière considérable la capacité d'énergie transportée au moyen des gazoducs de longue distance comme celle, aussi, des systèmes de distribution locaux.

Le gaz naturel ne contient pas de composés de soufre de sorte que

les gaz de fumée qui résultent de la combustion ne contiennent pas de SO_2 et, de ce fait, polluent moins l'atmosphère. Il est possible d'utiliser des cheminées moins hautes en brûlant du gaz naturel. L'absence de SO_2 dans les gaz de fumée diminue la corrosion des fours revêtus de briques réfractaires, de sorte que la couleur des céramiques n'est pas altérée dans les fours.

Lorsque le gaz naturel est brûlé dans des chaudières à vapeur, il ne se produit pas de corrosion à basse température des surfaces de chauffage dans la gamme des températures inférieures; une telle corrosion peut résulter par contre, de la combustion des huiles lourdes (mazout) dont la teneur en soufre est généralement de l'ordre de 2,5 à 3,5 %.

Etant donné l'absence de vanadium, il n'y a pas de corrosion à haute température par l'action du V_2O_5 sur les surchauffeurs alors que cette corrosion est possible quand on chauffe avec le mazout qui contient de 100 à 200 mg/kg de vanadium.

Pour le chauffage des chaudières à vapeur au gaz naturel, il est possible, dans le cas général, de conserver un excès d'air plus faible ce qui se traduit par un meilleur rendement de la chaudière.

La combustion du gaz naturel ne laisse que des dépôts très faibles de suie ou de poussière. Il n'est pas nécessaire d'installer un précipitateur de poussière en aval des chaudières chauffées au gaz naturel. On économise également les frais de nettoyage de la suie.

Le chauffage au gaz naturel supprime les dépenses et les frais de matériel auxiliaire, tel que les pompes, les éléments de pré-chauffage et les concasseurs qui s'imposent pour le charbon et le fuel.

Le chauffage au gaz naturel est d'une mécanisation facile. Il n'est pas nécessaire de stocker chez le consommateur car il est possible de

relier les brûleurs directement au réseau du gaz. Aucune main d'oeuvre n'intervient dans la "manutention" du carburant.

2.3 Pollution de l'air

La teneur en composés chimiques divers dans les gaz perdus des chaudières dépend de la composition chimique du fuel employé. Le tableau de comparaison ci-après indique la quantité de produits de combustion qui résultent de la combustion du gaz naturel, du gaz de ville, et de différents fuels avec un surplus d'air de 20 % et calculé en Gcal de la valeur calorifique net du carburant.

Tableau 3 Produits de combustion et leur composition volumétrique

Unité	Carburant						
	Gaz naturel d'Algérie	Gaz de ville	Fuel				
Teneur en soufre	Pourcentage au poids	0	0	0,6	2,0	2,5	3,0
Teneur en cendre	Pourcentage au poids	0	0	0,01	0,05	0,08	..
Pouvoir calorifique supérieur	Kcal/m ³ N	9.120	3.850				
	Kcal/kg			10.200	9.800	9.700	9.600
Composition par volume des gaz de combustion calculé en Gcal net avec un surplus d'air de 20 %							
CO ₂	m ³ N/Gcal net	120	114	135	163	165	167
H ₂ O	m ³ N/Gcal net	223	243	160	141	135	129
SO ₂	m ³ N/Gcal net	0	0	0,4	1,4	1,8	2,2
O ₂	m ³ N/Gcal net	46	42	47	47	47	47
N ₂	m ³ N/Gcal net		992	1.064	1.060	1.058	1.055
Total	m ³ N/Gcal net	1.440	1.391	1.426	1.412	1.407	1.400
Teneur en SO ₂	gr/m ³ N	0	0	0,8	2,9	3,7	4,6
Poussière dans les gaz perdus	gr/m ³ N	0	0	0	0	0,5-0,10	..

Il résulte du tableau 3 que le chauffage au gaz naturel ou au gaz de ville produit moins de CO_2 et ne produit pas de SO_2 puisque ces carburants ont une forte teneur en hydrogène et qu'ils sont pratiquement dépourvus de soufre. Le gaz naturel et le gaz de ville ne produisent pas de suie ou de poussière dans les gaz perdus alors que le fuel manufacturé produit une certaine quantité de suie et de poussière. Le charbon a une teneur en soufre de 0,8 à 1,5 % et le coke en contient de 0,7 à 1,2 %, selon la quantité. L'un et l'autre produisent des gaz perdus à teneur en SO_2 . La teneur en cendre du charbon se situe dans une gamme de 5 à 30 %. La combustion du charbon par une cheminée ouverte produit dans les gaz perdus non purifiés une concentration de poussière pouvant atteindre $10 \text{ g/m}^3\text{N}$. La concentration de poussière des gaz non purifiés produits par la combustion du poussier de charbon peut atteindre $30 \text{ g/m}^3\text{N}$.

Afin d'empêcher la pollution excessive de l'air qui résulte de l'utilisation de carburants contenant de la cendre et du soufre, certains pays ont imposé des normes d'émission et d'immission de poussière et de gaz SO_2 par les groupes de chauffage et les centrales. En Allemagne, par exemple, une loi de 1964 prescrit en résumé les valeurs limites, ou de seuil ci-après, en ce qui concerne l'émission et l'immission.

Emission:

Teneur max. en poussière par volume de gaz perdus	5.000 $\text{m}^3\text{N/h}$	750 $\text{mg/m}^3\text{N}$
Teneur max. en poussière par volume de gaz perdus	50.000 $\text{m}^3\text{N/h}$	450 $\text{mg/m}^3\text{N}$
Teneur max. en poussière par volume de gaz perdus	100.000 $\text{m}^3\text{N/h}$	150 $\text{mg/m}^3\text{N}$

Immission:

Poussière: zones générales	moyenne annuelle	0,42 g/m^2 par jour
	zones industrielles	moyenne annuelle 0,85 g/m^2 par jour
Gas SO_2	moyenne annuelle	0,40 $\text{mg SO}_2/\text{m}^3$ d'air

Source: Bundesminister für Gesundheitswesen, Bonn 1964, pp. 437-438.

Afin de ne pas dépasser ces valeurs limites en brûlant des combustibles contenant de la cendre et du soufre, il est nécessaire, notamment en ce qui concerne les groupes et centrales importants, de prévoir des précipitateurs de poussière et des cheminées assez élevées pour obtenir la dilution requise des gaz perdus. Dans les grosses usines chauffées au poussier de charbon à proximité des agglomérations, les chaudières sont généralement munies de précipitateurs multi-cyclones ou encore, de précipitateurs électriques.

Pour les chaufferies moins importantes, par exemple celles des immeubles où le coût qu'un précipitateur de poussière efficace serait trop élevé, ou dans le cas où il ne serait pas possible de construire une cheminée assez haute, on a généralement recours au coke ou à une huile légère ayant peu de soufre ou encore, au gaz.

Les prescriptions de la loi en matière d'émission et d'immission sont à considérer comme provisoires en attendant d'en savoir davantage sur les conséquences pour l'homme, les animaux et les plantes, de la pollution de l'air. Il est peu probable, toutefois, que le règlement actuel devienne plus sévère.

Ainsi qu'il apparaît de ce qui précède, le gaz naturel, par comparaison aux combustibles solides et liquides, offre de sérieux avantages en ce qui concerne la pollution de l'air, d'autant plus qu'il ne produit pas de gaz perdus contenant du SO_2 , de la suie et de la poussière.

2.4

Rapport d'équivalence des prix

Les avantages techniques que présente le gaz naturel par comparaison aux autres combustibles, peuvent s'exprimer par un rapport d'équivalence des prix qui indique combien le prix du Mcal gaz peut dépasser celui des autres combustibles sans dépasser la limite d'équivalence pour le consommateur. Les chiffres ci-après ont été élaborés par CEREN.

	<u>Combustible de concurrence</u>	<u>Rapport d'équivalence de prix du gaz naturel</u>
Petites forges, emboutissage	Charbon	2,10
Fours de traitement thermique	Charbon, coke	1,80
Gazogènes indépendants	Charbon, coke	1,80
Galvanisation	Charbon, coke	1,70
Fours à métaux ferreux, fours Martin	Charbon	1,60
Fours à verrerie (à cuve), fours à céramique	Charbon	1,60
Fonte des métaux doux, (nouveau four special)	Fuel léger	1,50
Emallage sur métaux (chambres à four)	Charbon, coke	1,50
Fours à sécher les carottes	Charbon, coke	1,50
Fours de réchauffage	Charbon	1,32
Petites forges, emboutissage	Fuel léger	1,30
Fours de traitement thermique	Fuel léger	1,30
Arc à cuire le verre	Charbon	1,30
Fours ronds, fours à céramique intermittents	Charbon	1,30
Fours droits	Charbon	1,30
Fours en tunnel, type Dressler	Fuel oil	1,25
Chaudières de chauffage central	Charbon	1,22
Fours et séchoirs (industries diverses)	Charbon	1,20
Séchoirs de briqueterie	Charbon	1,16
Chaudières, type Field	Charbon	1,16
Emallage sur métaux, chambres de four	Fuel oil	1,15
Chauffage de cuves	Fuel oil	1,15
Chaudières industrielles de type courant	Charbon	1,15
Chaudières de chauffage central	Fuel léger	1,11
Fours de fonderie	Charbon, coke	1,10
Arc à recuire le verre	Charbon	1,10
Chaudière de centrale électrique	Charbon	1,09
Chaudières industrielles de type courant	Fuel lourd No. 2	1,09
Fours rotatifs ou de réverbération	Charbon	1,07
Fours à briques (Hoffmann, etc.)	Charbon	1,05
Fours rotatifs pour ciments et chaux	Charbon	1,05
Petite forge, emboutissage	Fuel lourd No.2	1,04
Fonte des métaux doux (en creuset) four normal	Fuel léger	1,04
Galvanisation	Fuel	1,04
Séchoirs et fours (industries diverses)	Fuel léger	1,04

	<u>Combustible de concurrence</u>	<u>Rapport d'équivalence de prix du gaz naturel</u>
Fours de fonderie	Fuel	1,04
Fours à carottes	Fuel	1,04
Séchoirs de briqueteries	Fuel	1,04
Fours ronds, intermittents à céramique	Fuel	1,04
Fours droits	Fuel	1,04
Chaudières de centrales électriques	Fuel lourd No. 2	1,03
Fours à briques (Hoffmann, etc.)	Fuel	1,02
Fours rotatifs pour ciment et chaux	Fuel lourd No. 2	1,01
Fours de fonderie pour métaux ferreux, fours Martin	Fuel lourd No. 2	1,00
Fours à verrerie (à cuve), fours à céramique	Fuel	1,00

CHAPITRE 3 LE GAZ NATUREL DANS LES DIFFERENTS SECTEURS

3.1 Secteur commercial et secteur domestique

Le gaz naturel convient parfaitement pour la cuisine et pour le chauffage de l'eau, soit dans un appareil à chauffage à feu apparent, soit par un appareil central desservant tout un immeuble. Il convient également pour le chauffage des locaux, soit par des poêles à feu apparent, soit au moyen de réservoirs d'eau chaude pour le chauffage central de bâtiments ou de groupes de bâtiments.

Le Conseil du Gaz de Grande-Bretagne (British Gas Council) a estimé la consommation de gaz pour le chauffage des locaux domestiques en 1970 à 6.250 Mcal par fourneau pour le chauffage individuel et à 21.500 Mcal par ménage avec le chauffage central. La consommation de gaz pour la cuisine et le chauffage de l'eau en 1970 s'élèvera respectivement à 2.150 et 3.750 Mcal par ménage.

Gasunie aux Pays-Bas estime que la consommation de gaz pour le chauffage des locaux en 1975 s'élèvera à 7.200 Mcal par fourneau. Pour le chauffage central, Gasunie estime que la consommation de gaz sera d'environ 20.000 Mcal par ménage. La consommation de gaz pour le chauffage de l'eau et pour la cuisine en 1975 s'élèvera à 2.400 Mcal par ménage pour chacune de ces utilisations.

Le tableau 4 ci-après montre pour les différents pays consommateurs de gaz soit naturel, soit produit en usine, dans quelle mesure le gaz est utilisé pour la cuisine, le chauffage de l'eau et le chauffage des locaux.

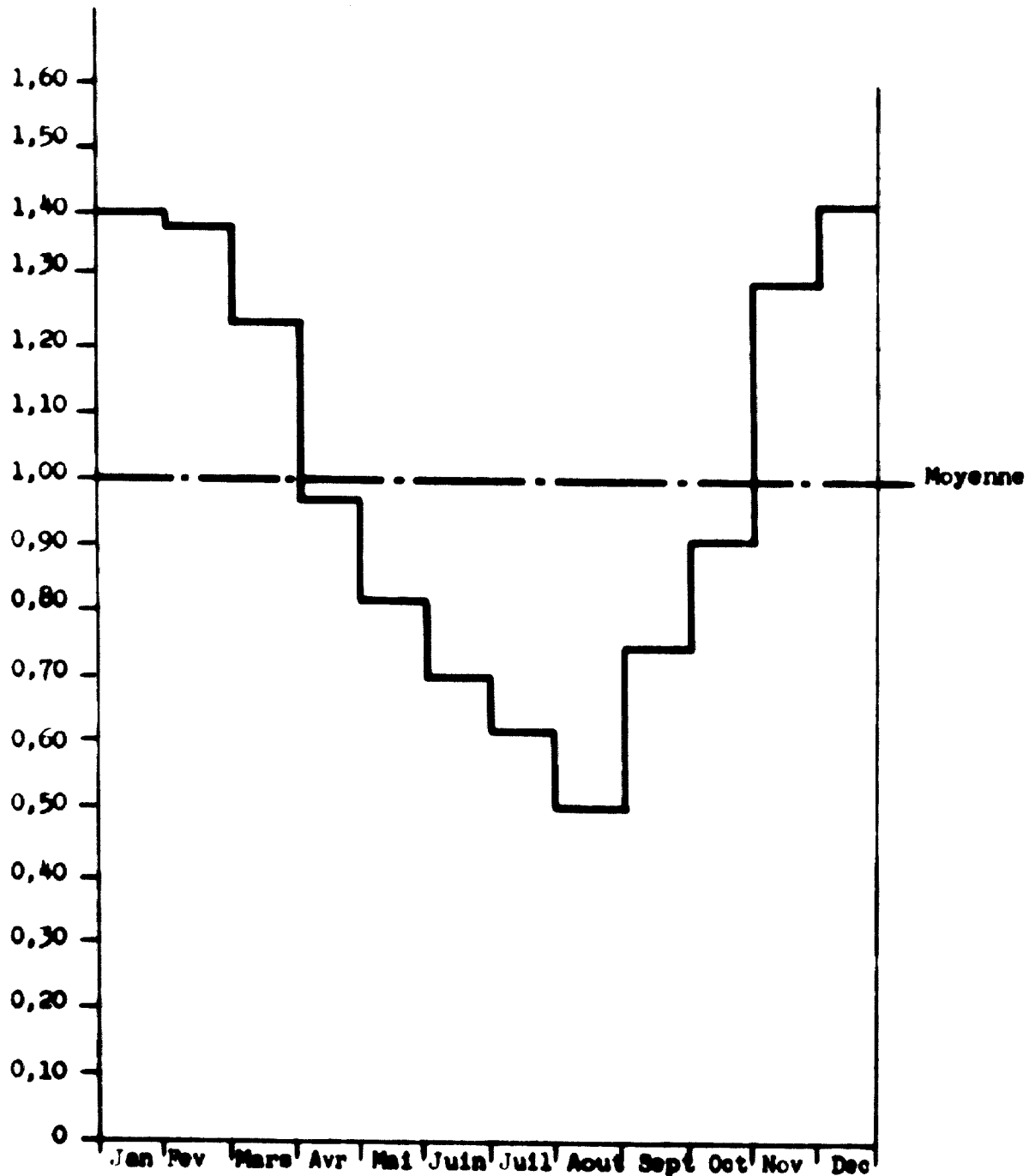
Tableau 4 Degré d'utilisation pour différents usages

Pays	Année	Cuisine	Chauffage de l'eau	Chauffage des locaux	Source
		%	%	%	
Espagne	1962	99	21	10	1
France	1962	99	48	12	1
	1970	..	57	26	2
	1975	..	65-70	31-36	2
	1985	..	70-80	36-48	2
Allemagne	1962	96	24	..	1
Suisse	1962	98	1
Autriche	1962	76	40	17	1
Pays-Bas	1965	10	3
	1970	75	3
Royaume-Uni	1962	90	25	29	1
Etats-Unis	1962	114	70	56	1

- Sources: 1 International Gas Union, International Statistics of the Gas Industry, La Haye 1964, p. 62
- 2 de la Taste, Die gegenwärtige Situation der Gaswirtschaft in Frankreich und ihre Entwicklung, Kehl am Rhein 1965, p. 38
- 3 Gasunie, La Haye, Information verbale du 12 octobre 1966

La demande d'énergie dans le secteur domestique varie considérablement durant l'année. La figure 1 montre les variations de consommation de gaz naturel en France. La demande d'énergie pour le chauffage des locaux est le principal facteur causant ces variations.

Figure 1 Variations mensuelles dans la consommation de gaz naturel dans les secteurs domestiques et commerciaux en France



Rapport = $\frac{\text{Consommation mensuelle}}{\text{Moyenne annuelle}}$

Source: Gas de France, Statistiques Provisoires, Paris 1965, p. 15

3.2

Centrales thermoélectriques

Les chaudières à vapeur modernes sont habituellement munies d'un équipement leur permettant d'utiliser au moins deux sortes de combustible afin de pouvoir passer rapidement au combustible le plus économique lorsque les prix des combustibles changent. Il est facile de les transformer pour l'utilisation du gaz naturel. Les interruptions dans la fourniture de gaz ne peuvent donc point avoir de conséquences sur l'exploitation de ces chaudières. Un désavantage de la consommation de gaz par des usines productrices d'électricité est la forte consommation durant l'hiver alors que la consommation dans le secteur domestique est également élevée.

Le gaz naturel est bien adapté techniquement pour être utilisé dans les chaudières à vapeur et offre les avantages techniques suivants:

- grande efficacité de la chaudière,
- pas de corrosion à basse température sur les surfaces chauffantes,
- pas de corrosion à haute température sur les surchauffeurs,
- pas ou peu de dépôts de suie dans les chaudières et pas de dépôts de scories sur les surfaces chauffantes comme c'est le cas avec le charbon,
- coûts moins élevés pour l'enlèvement de la suie qu'avec l'utilisation de charbon ou de pétrole.

3.3

Industrie du fer et de l'acier

Le caractère approprié du gaz naturel du point de vue technique et pratique est indiqué comme suit: (Finlayson et Durand, 1964, pp. 543 à 552).

Fours à coke, frittage et hauts-fourneaux:

Les fours à coke et les usines à frittage utilisent normalement du gaz de coke ou du gaz de haut-fourneau et il ne semble pas qu'il y ait d'avantages à le remplacer par du gaz naturel.

En ce qui concerne les hauts-fourneaux, le principal combustible semble devoir rester le gaz de haut-fourneau, puisque les fours sont normalement conçus pour la combustion de gaz à faible valeur calorifique. Si du gaz naturel est utilisé pour injection, moins de coke pourra être sauvé par tonne de fer produit que par l'utilisation d'autres combustibles. Cependant le gaz naturel a l'avantage d'être facile à injecter et ne contient pas de soufre.

Fours Martin:

Les combustibles liquides, le brai et le goudron sont les combustibles les plus communément utilisés pour les fours Martin. Tous les combustibles gazeux ont le désavantage d'avoir des flammes moins lumineuses que les flammes des combustibles liquides. Dans les pays où le gaz naturel est largement utilisé pour les fours Martin, diverses techniques ont été mises au point pour augmenter l'émission de flammes de gaz naturel. Une des méthodes utilisées est celle consistant à utiliser le gaz lui-même pour atomiser le combustible liquide. Ce type de brûleur est réputé être plus efficace que l'utilisation soit du gaz naturel, soit du combustible liquide tout seul, puisqu'il combine l'émissivité élevée résultant de l'utilisation du combustible liquide avec les flammes plus chaudes rendues possibles par l'utilisation de gaz. D'autres méthodes consistent soit à ajouter du naphta ou du goudron comme agent de carburation, soit à effectuer partiellement le cracking du gaz naturel en le mélangeant avec de l'air pré-chauffé dans la tuyère centrale d'alimentation avant combustion.

En utilisant une de ces techniques, des taux de transfert de chaleur égaux et même supérieurs peuvent être obtenus avec le gaz en comparaison avec l'utilisation des combustibles liquides seuls.

Fusion de ferrailles dans les fours Martin, convertisseurs et fours à arc:

En vue d'augmenter les proportions entre la ferraille et le métal à haute température dans les procédés pneumatiques et en vue d'augmenter les degrés de fusion de la ferraille dans les fours Martin, il y a un intérêt de plus en plus marqué dans des brûleurs utilisant l'oxygène mélangé aux combustibles liquides. Les brûleurs peuvent également être utilisés dans les fours à arc car le coût de l'énergie électrique nécessaire pour fondre une charge contenant principalement de la ferraille peut être excessivement élevé. De récentes expériences ont montré que le cycle tout entier de fabrication de l'acier peut se faire en utilisant uniquement du combustible liquide et de l'oxygène (procédé FOS) quoique l'électricité soit à présent utilisée plus communément dans la phase de raffinage.

Des brûleurs utilisant l'oxygène mélangé au combustible liquide ou au gaz naturel pourraient être utilisés pour toutes ces applications. Du fait que la chaleur est transmise aux ferrailles par convection, le gaz naturel pourrait se révéler plus efficace que le combustible liquide puisque la température des flammes est plus importante que la luminosité. De plus par l'emploi du gaz naturel tout danger de collection de soufre par l'acier est évité. C'est pourquoi cette application paraît prometteuse.

Fours à pits:

Les principaux combustibles utilisés sont le gaz de hauts-fourneaux et le gaz de coke, bien que les combustibles liquides soient utilisés dans certains cas. Les buts principaux sont de fournir une température uniforme, avec une formation minimum d'incrustations. Aux faibles taux de consommation de combustible, le gaz naturel peut se révéler être plus contrôlable que le combustible liquide, mais il n'aura qu'un faible avantage sur le gaz de coke et le gaz de hauts-fourneaux.

Fours à laminoirs:

Le gaz de hauts-fourneaux, le gaz de coke, les combustibles liquides et solides sont les combustibles les plus communément utilisés. On a trouvé que les fourneaux à laminoirs peuvent utiliser d'une façon satisfaisante le gaz naturel seul, mais des tests ont montré que les taux de transfert de chaleur et l'efficacité thermique sont améliorés si le gaz naturel est carburisé soit par un cracking partiel soit en ajoutant un combustible liquide. A cause de la facilité de contrôle, le gaz naturel devrait prouver qu'il est un peu meilleur comme combustible que les combustibles liquides ou le goudron car il procure les atmosphères et les températures requises dans les fours ou fourneaux.

Procédés additionnels de finition:

Les procédés de finition tels que les traitements par la chaleur et les travaux de forge sont souvent employés dans des usines non intégrées. Ces usines non intégrées reposent entièrement sur des combustibles provenant de l'extérieur aux usines.

Les combustibles sont requis pour le traitement à la chaleur à la fois pour le chauffage et aussi pour créer les atmosphères protectrices nécessaires. Une gamme importante de combustibles est utilisée pour le chauffage: elle comprend le gaz de ville, le propane, le butane et l'électricité. Un combustible de composition bien déterminée est requis pour créer une atmosphère préparée.

C'est pourquoi le propane et le butane sont utilisés le plus souvent quoique le gaz de ville soit satisfaisant. Il semble cependant qu'une application prometteuse pour le gaz naturel serait de l'utiliser à la fois pour le chauffage et pour la création de l'atmosphère adéquate. La consommation du combustible dépendrait du cycle de chauffage requis.

Les combustibles utilisés actuellement pour les fours de forge comprennent le gaz de ville, les combustibles liquides et le gaz industriel. Le gaz naturel a prouvé qu'il était un combustible satisfaisant donnant une bonne température et un contrôle de l'atmosphère. Des tests expérimentaux ont indiqué que les efficacités thermiques étaient similaires dans le cas où on utilise les combustibles liquides, le gaz naturel ou un mélange des deux. En conséquence le gaz naturel pourrait s'imposer comme combustible séduisant pour toutes les forges utilisant encore le gaz de ville et il pourrait éventuellement remplacer les combustibles liquides.

Le gaz naturel pourrait trouver sa première application dans les usines non intégrées où tous les combustibles doivent provenir de l'extérieur. Le gaz naturel pourrait aussi être utilisé dans les forges et les usines de traitement par la chaleur qui reposent entièrement sur des combustibles venant de l'extérieur. En ce qui concerne les fours ou fourneaux de traitement par la chaleur, le gaz naturel pourrait être utilisé à la fois pour le chauffage et pour créer l'atmosphère requise.

Dans les aciéries intégrées, les combustibles liquides sont les combustibles que le gaz naturel serait le plus susceptible de remplacer. L'expérience a montré que les fours Martin sont exploités plus efficacement lorsqu'on utilise un mélange de gaz et de combustible liquide que lorsqu'on utilise le combustible liquide tout seul. A cause de la facilité de contrôle, le gaz naturel convenablement carburé est un combustible meilleur qu'un combustible liquide ou solide pour être utilisé dans des fours à laminoirs.

En plus de ce qui vient d'être mentionné ci-dessus, les avantages techniques du gaz naturel, en cas d'utilisation dans ce secteur d'activités, sont les suivants:

- flammes pures
- absence de gaz nuisibles tels que le SO_2 qui peuvent avoir un effet nuisible sur les procédés employés
- distribution égale de la chaleur
- facilité de maintenir une température égale des fours ou fourneaux, qui peut être réglée automatiquement dans des limites strictes et adaptées aux différentes phases de production
- une atmosphère convenable avec un léger surplus d'air peut être facilement maintenue dans le fourneau, ceci en vue d'éviter l'oxydation et la formation d'incrustations.
- moins de corrosion sur les maçonneries et moins d'entretien nécessaire.

Etant donné les grandes sommes d'argent en jeu, l'industrie ne peut pas se fier entièrement au gaz naturel dans les départements qui sont connectés à un système de gaz naturel. Afin de pallier les conséquences en cas de rupture dans la production de gaz industriel, ces départements sont souvent organisés de façon à ce que, sur court préavis, ils puissent être commutés sur d'autres sources secondaires telles que le combustible liquide, le propane, le butane et le naphte. En ce qui concerne la métallurgie et la mécanique, la situation n'est pas aussi précaire, car les périodes d'exploitation dans ce secteur sont normalement plus courtes.

Le tableau 5 donne certains chiffres sur la proportion de gaz naturel utilisé comme source de combustible ainsi que les différents prix pour différents pays utilisateurs de gaz.

Tableau 5 Consommation en combustibles dans l'industrie du fer et de l'acier

Pays, région	Consommation totale	Part de			Rapport du prix du gaz au prix du combustible liquide
		Charbon, coke	Combustibles liquides	Gas naturel	
	1000 Tcal	%	%	%	
ETATS-UNIS					
Illinois	47,60	40	20	30	1,0
Michigan	21,20	34	17	40	1,0
New York	20,10	49	25	18	0,8
Ohio	71,90	50	12	32	0,8
Pennsylvanie	115,10	48	12	35	0,7
FRANCE					
Total ¹⁾	6,00	35	..
Sud-Ouest	0,47	25	..
ITALIE¹⁾					
1959	36	< 1
1965	19	..

¹⁾ Régions approvisionnées en gaz naturel

Les commentaires suivants peuvent être faits en ce qui concerne la consommation américaine en combustible dans l'industrie du fer et de l'acier:

- a. Lorsque le prix relatif du gaz naturel par rapport au combustible liquide pétrolier varie entre 0,7 et 1, la part du gaz naturel dans la consommation totale de combustible est comprise entre 20 et 40 %.
- b. Le charbon et le coke et dans une certaine mesure les combustibles liquides sont les combustibles les plus utilisés dans les Etats du Nord et les Etats du Centre.

- c. Le rapport des prix du gaz naturel et du charbon (non montré dans le tableau), est approximativement de 1,1 à 1,6 et le même rapport entre le gaz et le coke est approximativement de 0,3 à 0,8.
- d. Dans les Etats du Sud comme le Texas et la Louisiane, la part de gaz naturel est de 65 à 99 % et le rapport des prix entre le gaz et les combustibles liquides est approximativement de 0,2.
- e. En Californie où il y a manque de charbon et de coke, la part de gaz naturel est de 62 % et le rapport des prix entre le gaz et les combustibles liquides est d'environ 0,9.

3.4

Industrie métallurgique et mécanique

Le gaz naturel convient particulièrement bien dans les fours pour le chauffage et pour les traitements par la chaleur. Ses avantages sont les suivants:

- bonne économie de chauffage
- flamme pure
- les gaz de combustion ne contiennent aucun gaz pernicieux comme le SO_2 susceptible d'endommager les matériaux dans les fours
- une distribution égale de la chaleur et de la température est possible dans les fours
- la température à l'intérieur des fours peut facilement et rapidement être adaptée aux conditions variables dans le processus de la fabrication
- dans les fours à traitement par la chaleur une atmosphère adéquate peut être maintenue aisément avec un léger surplus d'air, ceci permettant d'empêcher toute oxydation et toute formation d'incrustations.
- mises en route et arrêts rapides dans les fours intermittents
- moins de corrosion de la maçonnerie
- plus grande capacité de production

- exploitation aisée des fours automatiques

La consommation de gaz naturel comparée à la consommation d'autres combustibles dans certains pays consommant du gaz naturel est donnée au tableau 6 ci-dessous.

Tableau 6 Consommation de combustibles dans les industries mécaniques et métallurgiques

Pays, région	Consom- mation totale	Part de			Rapport du prix du gaz au prix du combus- ble liquide
		Charbon, coke	Combus- tibles liqui- des	Gas naturel	
	1000 Tcal	%	%	%	
ETATS-UNIS					
Michigan	27,83	45	8	13	1,3
Pensylvanie	11,95	23	18	11	1,0
Illinois	16,38	39	13	10	1,0
Minnesota	1,83	3	18	23	0,9
New York	8,73	22	28	13	0,8
Ohio	18,42	36	3	16	0,7
FRANCE					
Total ¹⁾	14,40	11	..
Sud-Ouest	2,08	21	..
ITALIE ¹⁾					
1959	27	<1
1965	16	..

¹⁾ Régions approvisionnées en gaz naturel

On peut faire les remarques suivantes en ce qui concerne la consommation en combustibles aux Etats-Unis dans l'industrie mécanique:

- a. Lorsque le rapport du prix du gaz naturel au prix du combustible liquide varie entre 0,7 et 1,3, la part du gaz naturel dans les régions du Nord où le charbon et les combustibles liquides constituent les combustibles les plus utilisés est de 10 à 25 %.
- b. Le rapport des prix entre le gaz naturel et le charbon est de 1,0 à 2,0 dans les Etats figurant au tableau 6.
- c. En Californie, la part du gaz naturel est d'environ de 50 % et le rapport du prix du gaz au prix du combustible liquide est d'environ 0,9.

3.5

Industrie chimique

Dans l'industrie chimique, le rôle du gaz naturel est celui d'une matière première. Le gaz industriel est depuis longtemps utilisé comme matière première dans l'industrie chimique spécialement pour l'industrie de synthèse. Pour cette raison le charbon passe souvent par un stade intermédiaire en étant converti en gaz. Dans les pays où le gaz naturel est disponible, le méthane est utilisé pour la synthèse de l'ammoniaque qui a besoin de grandes quantités d'hydrogène. L'hydrogène est extrait soit par réaction du gaz naturel sur la vapeur avec un agent catalyseur, soit par oxydation partielle, soit en convertissant du gaz en hydrogène et noir de charbon.

L'ammoniaque et tous ses dérivés, le noir de charbon, l'acétylène et toute une série de plastiques offrent des débouchés substantiels pour le gaz naturel dans l'industrie chimique.

L'industrie chimique utilise l'énergie calorifique pour 3 buts: dans les fourneaux (environ 8 %), pour le chauffage des locaux (environ 6 %) et le reste (environ 86 %) pour la production de vapeur dans les chaudières.

En ce qui concerne les fours ou fourneaux, les traitements à température relativement élevée emploient le gaz naturel car il est particulièrement adapté à cet usage en raison de sa flexibilité, de sa flamme pure et de la facilité avec laquelle il peut être adapté à l'automatisation. Cependant dans les traitements à température relativement basse, la vapeur sous pression est principalement utilisée.

La proportion de gaz naturel par rapport à la consommation totale en combustibles dans certains pays se trouve ci-dessous en tableau 7.

Tableau 7 Consommation de combustible dans l'industrie chimique

Pays, région	Consom- mation totale	Part de			Rapport du prix du gaz au prix du combustible liquide
		Charbon, coke	Combus- tibles liqui- des	Gaz naturel	
	1000 Tcal	%	%	%	
ETATS-UNIS					
New York	15,00	65	14	5	1,2
Pennsylvanie	13,00	65	15	12	0,8
Illinois	14,35	52	8	26	0,7
Ohio	19,25	67	1	20	0,6
Tennessee	16,80	68	0	20	0,4
FRANCE					
Total ¹⁾	23,1	61	..
Sud-Ouest	9,8	85	..
ITALIE ¹⁾					
1959	41	<1
1965	20	..

¹⁾ Régions approvisionnées en gaz naturel

On peut faire les remarques suivantes sur la consommation de combustibles aux Etats-Unis:

- a. Quand le rapport du prix du gaz naturel à celui des combustibles liquides varie entre 0,4 et 1,2, la proportion d'utilisation du gaz naturel est de 5 à 25 % dans les régions du Nord et du Centre des Etats-Unis là où le charbon et dans une certaine mesure les combustibles liquides sont les combustibles les plus utilisés.
- b. Le rapport des prix entre le gaz naturel et le charbon est de 1,3 à 1,7 pour les Etats figurant au tableau.
- c. Dans les Etats du Sud (Texas et Louisiane) la part du gaz naturel est de 95 à 98 % et le rapport de son prix au prix de combustible liquide est d'environ 0,2.
- d. En Californie, la part du gaz naturel est de 70 % et le rapport de son prix à celui des combustibles liquides est de 0,6.

Dans les chiffres donnés pour la France 61 et 85 %, le gaz naturel employé comme matière première est inclus.

3.6

Industries de la céramique, du verre et du ciment

Il y a nécessité d'employer un combustible pur dans la fabrication de la céramique fine. Lorsque le gaz naturel est disponible, il est préféré aux autres combustibles gazeux.

Les avantages du gaz naturel dans l'industrie de la céramique peuvent être résumés ainsi qu'il suit:

- le gaz naturel est pur et ne donne à la combustion ni suie ni SO_2 susceptibles d'endommager la production
- distribution égale de la chaleur et de la température dans les fours
- consommation moindre de chaleur
- moins de corrosion sur les maçonneries
- le gaz naturel permet la conception de fours plus compacts.

Les procédés industriels dans l'industrie du verre nécessitent de la chaleur à des températures allant jusqu'à 1 700° et exigent un combustible pur de haute qualité. L'utilisation des combustibles gazeux est une nécessité à cause de leurs nombreux avantages, en particulier pour les opérations de finition. Le gaz naturel convient admirablement à l'industrie et offre en gros les mêmes avantages que ceux énumérés pour l'industrie de la céramique.

Le coût du combustible compte pour une proportion relativement forte dans le coût total de production de ces produits.

L'industrie de la céramique et celle du verre, qui exigent un combustible pur et sans SO₂, peuvent utiliser le gaz de charbon ou un combustible liquide léger, non chargé de SO₂ au cas où un arrêt de fabrication dû à une interruption dans la fourniture de gaz naturel doit être évité. L'industrie du ciment consomme de larges quantités thermiques et le coût du combustible compte pour environ 24 à 40 % du prix du produit final.

En conséquence, et compte-tenu de la compétition existant dans ce secteur, on utilise le combustible qui donne le moindre coût. Les combustibles utilisés sont la poussière de charbon, les combustibles liquides, le gaz industriel et le gaz naturel. Ce dernier, lorsqu'il est disponible à un prix compétitif, est préféré aux autres combustibles.

Le gaz naturel est hautement approprié dans cette branche d'industrie et offre les avantages suivants:

- il est pur et ne donne à la combustion ni suie, ni cendres, ni SO₂ gazeux qui pourraient abaisser la qualité des produits.
- Il permet de hautes températures et une distribution égale des températures et de la chaleur.
- moindre consommation de chaleur.
- moins de corrosion sur les revêtements de fours.

La proportion de consommation de gaz naturel à la consommation totale en combustible dans certains pays est donnée au tableau 8.

Tableau 8 Consommation de combustibles dans les industries du verre, de la céramique et des matériaux de construction

Pays, région	Consom- mation totale	Part de			Rapport du prix du gaz au prix du combus- tible liquide
		Charbon, coke	Combus- tibles liqui- des	Gas naturel	
	1000 Tonal	%	%	%	
ETATS-UNIS					
Caroline du Nord	2,15	19	27	41	1,0
Pennsylvanie	35,30	66	5	24	0,9
Ohio	20,90	37	1	51	0,6
Illinois	14,10	53	10	32	0,6
Missouri	9,52	47	3	45	0,5
FRANCE					
Total ¹⁾	14,60	20	.. Verre exclus
Sud-Ouest	3,80	41	..
ITALIE¹⁾					
1959	63	<1 Matériaux de cons- truction exclus
1965	50	

1) Régions approvisionnées en gaz naturel

On peut faire les remarques suivantes au sujet de la consommation de combustibles aux Etats-Unis:

- a. Lorsque le rapport du prix du gaz naturel par rapport aux combustibles liquides varie de 0,5 à 1,0, la part de gaz naturel est d'environ 25 à 50 % dans les régions du Nord et les régions du Centre des Etats-Unis.

- b. Dans ces régions le charbon est le combustible le plus compétitif et le rapport du prix entre le gaz naturel et le charbon est de 0,8 à 2,0.
- c. Dans les Etats du Sud (Texas et Louisiane) la part du gaz naturel est de 85 à 90 % et le prix comparé du gaz et du combustible liquide est d'environ 0,2.
- d. En Californie, la part du gaz naturel est de 80 % et le rapport du prix du gaz au prix du combustible liquide est de 0,7.

3.7

Industrie alimentaire

Ce secteur industriel utilise du combustible de façon prédominante pour la production de vapeur d'eau, en partie pour la fabrication et en partie pour le chauffage des locaux. La consommation de gaz naturel dans l'industrie alimentaire ainsi que le rapport du prix du gaz naturel aux prix d'autres combustibles sont donnés au tableau 9.

Tableau 9 Consommation de combustibles dans l'industrie alimentaire

Pays, région	Consom- mation totale 1000 Tcal	Part de			Rapport du prix du gaz au prix du combus- tible liquide
		Charbon, coke %	Combus- tibles liquides %	Gaz naturel %	
ETATS-UNIS					
Pennsylvanie	13,20	33	27	16	1,3
Michigan	6,10	40	26	27	1,0
Minnesota	9,10	28	25	41	0,9
Missouri	6,50	38	5	32	0,8
New York	14,90	26	32	24	0,7
Illinois	26,10	53	10	20	0,7
FRANCE					
Total ¹⁾	7,15	3	..
Sud-Ouest	1,40	9	..
ITALIE ¹⁾					
1959	44	< 1
1965	20	..

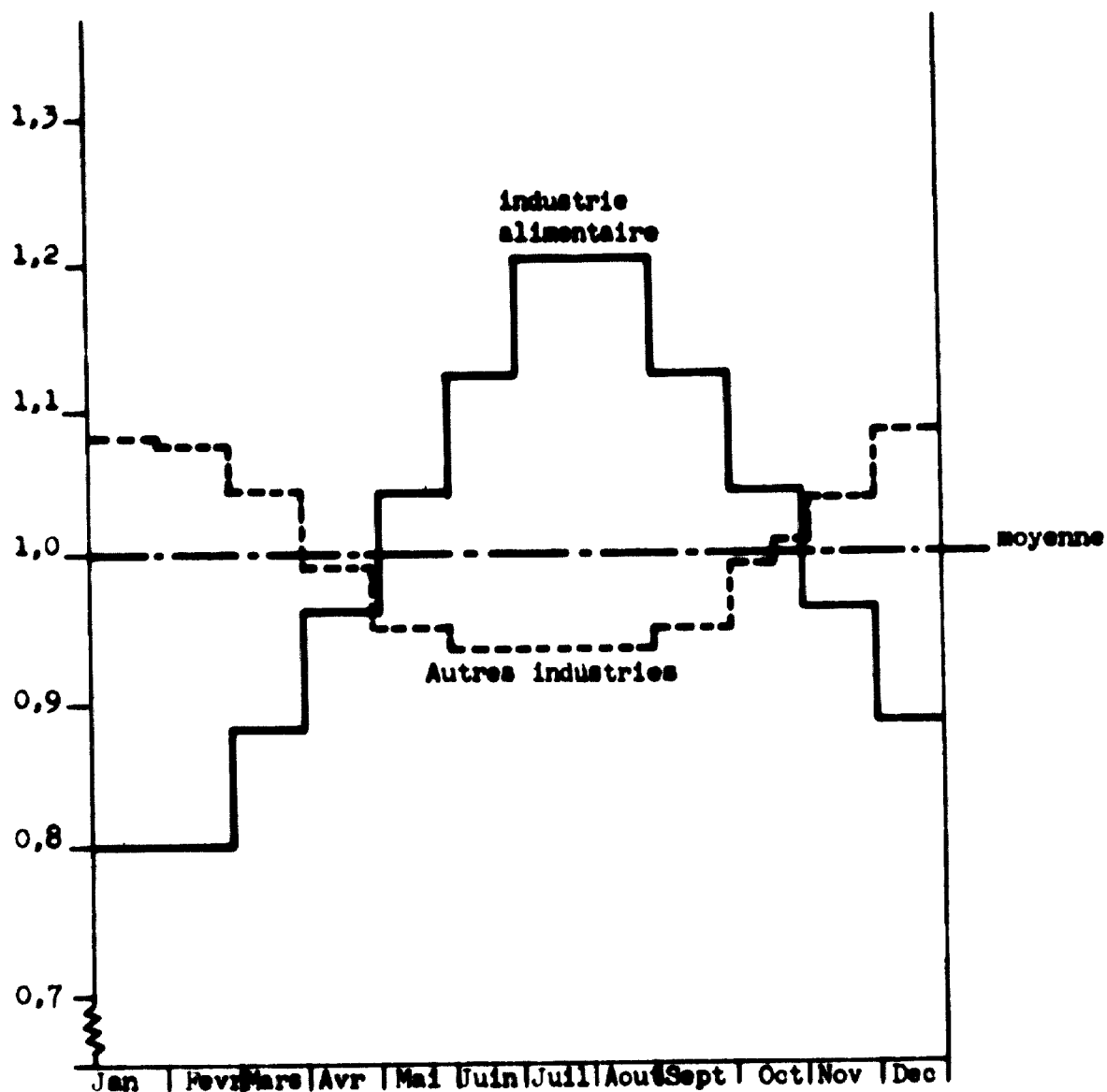
¹⁾ Régions approvisionnées en gaz naturel

On peut faire les remarques suivantes sur la consommation de combustibles aux Etats-Unis:

- a. Quand le rapport du prix du gaz naturel et du combustible liquide varie entre 0,7 et 1,3, la part du gaz naturel est d'environ 15 à 40 % dans les régions du Nord où le charbon et les combustibles liquides sont des combustibles compétitifs.
- b. Dans ces régions, le rapport du prix entre le gaz naturel et le charbon est de 0,9 à 2,0.
- c. Dans le Texas et en Californie la part du gaz naturel est d'environ 75 % et le rapport de prix du gaz et du combustible liquide est de 0,6 à 0,7.

La consommation du combustible dans l'industrie alimentaire est la plus élevée pendant l'été au moment où la plupart des autres industries ont de faibles consommations d'énergie. Ceci est illustré dans la figure 2.

Figure 2 Variations mensuelles de consommation de gaz naturel en Europe occidentale



Rapport = $\frac{\text{Consommation mensuelle}}{\text{moyenne annuelle}}$

Sources: Commission Economique pour l'Europe, Evaluation des récents développements dans l'industrie du gaz européen, ST/ECE/Gaz 4, Genève 1962, pp. 44-65.
IFO Institut für Wirtschaftsforschung, Der spezifische Energieverbrauch der Industrie, Bernd Schreiber 1964, pp. 50-52.

3.8

Industries du textile, du cuir et du caoutchouc

Les combustibles sont utilisés principalement pour la fabrication de vapeur d'eau ou d'eau chaude. La consommation de gaz naturel dans l'industrie du textile ainsi que le rapport du prix du gaz naturel aux prix des autres combustibles sont indiqués au tableau 10.

Tableau 10 Consommation en combustibles dans l'industrie textile

Pays, région	Consom- mation totale 1000 Tcal	Part de		Rapport du prix du gaz au prix du combus- tible liquide	
		Charbon, coke %	Combus- tibles liquides %		
ETATS-UNIS					
Pennsylvanie	4 20	30	30	2	1,1
New York	3,20	33	25	10	1,0
Caroline du N.	9,30	58	13	13	0,8
Caroline du S.	9,20	74	5	15	0,7
FRANCE					
Total ¹⁾	7,30	2	..
Sud-Ouest	0,95	4	..
ITALIE ¹⁾					
1959	64	< 1
1965	24	..

1) Régions approvisionnées en gaz naturel

On peut faire les remarques suivantes au sujet de la consommation américaine:

- a. Lorsque le rapport du prix du gaz naturel au prix des combustibles liquides varie entre 0,7 et 1,1, la proportion de gaz naturel est de 2 à 15 % dans les régions du Nord et du Centre où le charbon et les combustibles liquides sont des combustibles compétitifs.

- b. Le rapport du prix du gaz naturel par rapport au prix du charbon est de 1,2 à 1,7 dans ces régions.
- c. En Californie et dans le Texas la part du gaz naturel est de 60 à 80 %.

3.9

Industries de la pulpe de papier et du papier

Les usines de pulpe à papier et les usines de fabrication de papier sont généralement situées dans des régions forestières et à proximité de voies navigables.

Dans ces industries, le combustible est exclusivement utilisé pour la production de vapeur.

Les industries de pulpe à papier et de papier sont largement consommatrices en combustible avec des temps d'utilisation lents et des faibles variations de charge, par conséquent elles constituent du point de vue de la charge un marché favorable pour le gaz naturel.

La consommation du gaz naturel dans l'industrie du papier ainsi que les différents prix du gaz naturel par rapport aux autres combustibles sont indiqués dans le tableau à l. suivant.

Tableau 11 Consommation du combustible dans l'industrie du papier

Pays, région	Consom- mation totale 1000 Tcal	Part de			Rapport du prix du gaz au prix du combus- tible liquide
		Combus-			
		Charbon, coke %	tibles liquides %	Gas naturel %	
ETATS-UNIS					
Ohio	10,50	90	5	3	1,5
New York	11,25	83	13	1	1,0
Washington	8,50	0	27	49	0,9
Californie	4,65	0	12	69	0,9
Tennessee	3,10	0	6	65	0,7
Géorgie	6,70	0	44	45	0,7
FRANCE					
Total ¹⁾	6,35	24	..
Sud-Ouest	2,20	43	..
ITALIE ¹⁾					
1959	45	21
1965	13	..

¹⁾ Régions approvisionnées en gaz naturel

Aux Etats-Unis la part du gaz naturel s'élève de 45 à 70 % dans les régions de l'Ouest et du Sud là où le combustible liquide est compétitif et où le prix du gaz naturel par rapport au prix du combustible liquide est de 0,7 à 0,9.

Dans les régions du Nord où le charbon est le combustible principal, la part du gaz naturel est seulement de 1 à 3 % et le rapport de son prix à celui du charbon de 1,8 à 1,9.

3.10

Transport

Le gaz naturel est aujourd'hui très peu utilisé dans l'industrie du transport. La consommation du gaz naturel pour le transport n'excède en aucun pays 1,6 % (Italie) de la consommation totale de gaz naturel en 1964. Dans la plupart des pays, moins de 1 % de la consommation totale est utilisé dans le secteur du transport et dans bien des cas le gaz naturel n'est pas utilisé du tout dans ce but.

L'utilisation du gaz naturel pour les transports pourrait augmenter considérablement dans l'avenir. Le gaz naturel sous forme liquide (GNL) pourrait être utilisé comme combustible pour les moteurs à réaction et comme combustible pour les automobiles. De récentes études effectuées par la NASA ont conclu que le GNL offrait la possibilité de réduire les coûts d'exploitation des avions à réaction supersoniques d'environ 1/3 en comparaison avec les combustibles conventionnels utilisés pour les avions à réaction. Etant donné les inquiétudes croissantes au sujet de l'échappement des moteurs d'automobiles et de la pollution atmosphérique, l'utilisation du GNL comme combustible pour les voitures automobiles est aussi à considérer.

CHAPITRE 4 MODELE POUR L'EVALUATION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

Il s'agit dans cette section de donner un modèle de calcul de la demande future de gaz naturel dans les différents secteurs de consommation de différents pays. Les prévisions de demande supposent que le prix de l'unité de chaleur de gaz naturel soit égal, dans les secteurs intéressés, à celui du fuel.

4.1 Secteur domestique et commercial

La demande dans ce secteur est fonction du nombre d'habitations branchées sur un réseau de distribution de gaz naturel et de la somme des besoins individuels de chaque foyer connecté.

4.1.1 Demande de gaz naturel par ménage connecté

Le tableau 12 donne la consommation moyenne évaluée de gaz naturel par habitation branchée sur un réseau de distribution de gaz naturel dans différentes régions. Chaque chiffre du tableau comprend les trois éléments qui constituent la cuisine, le chauffage de l'eau et le chauffage de l'habitation. La mesure d'utilisation du gaz de ces trois postes a été étudiée.

L'évaluation de la consommation de gaz par ménage pour la cuisine a été faite à partir de prévisions et d'expérience acquise dans différents pays de l'Europe. Le gaz est employé pour la cuisine par la quasi-totalité des ménages branchés.

Tableau 12 Consommation moyenne de gaz naturel par ménage branché sur le réseau

Pays, région		1970	1975	1980
		Mcal par an		
Espagne	Centrale et du Nord	4.100	5.500	7.000
	Barcelone, Valence	3.700	4.800	6.000
	du Sud	2.400	3.200	4.000
Portugal		2.400	3.200	4.000
France	Nord	7.300	9.800	12.600
	Ouest et Centre	6.500	8.700	11.000
	Midi	5.800	7.500	9.400
Italie	du Nord	5.400	7.100	9.100
	Florence	4.100	5.500	7.000
	Rome, Naples	3.700	4.800	6.000
	du Sud	2.400	3.200	4.000
Allemagne	du Sud, Suisse	6.900	10.200	14.200
Autriche		8.000	11.000	14.200
Tchecoslovaquie		7.500	11.000	15.800
Yougoslavie (Zagreb)		3.000	4.600	6.400
Grèce (Athènes)		2.600	3.500	4.600
Turquie (Istanbul)		2.600	3.400	4.200
Afrique du Nord		2.300	2.800	3.400

Sources des données de base employées pour le calcul des chiffres ci-dessus:

ECE, E/ECE/Gaz 11, Genève 1957

Union Internationale du Gaz, Statistiques Internationales de l'Industrie du Gaz, La Haye 1964

Gaswärme-Institut, Langenberg

Hutchison, The Future of the Gas Industry in Great Britain, Londres 1966

de la Taste, Die gegenwärtige Situation der Gaswirtschaft in Frankreich und ihre Entwicklung, Kehl am Rhein 1965

Recueils annuels de statistiques des pays intéressés

Gasunie, La Haye, informations orales, Octobre 1966

L'évaluation de la consommation de gaz par ménage, pour le chauffage de l'eau, est basée sur l'expérience acquise et les prévisions en provenance des différents pays. On a tenu compte, pour les années qui viennent, d'une demande accrue avec l'amélioration du niveau de l'hygiène. La proportion des ménages branchés, qui chaufferont l'eau au gaz, varie d'un pays à l'autre avec la différence du niveau de vie. Cette proportion augmentera pendant les années 70. Le raisonnement ci-dessus s'applique aussi au chauffage des habitations. On a tenu compte, d'autre part, des différences de climat.

4.1.2

Branchement sur le système de distribution de gaz naturel

Le nombre de ménages qu'il serait possible de brancher sur un réseau de distribution de gaz naturel est limité, et ceci pour trois raisons:

- a. Tous les ménages ne sont pas situés géographiquement de manière à permettre de les brancher sur le réseau.
- b. Pour des raisons diverses, les ménages qu'il serait possible de brancher ne le seront pas tous.
- c. Lorsque le développement du réseau est mis en oeuvre, tous les ménages intéressés ne seront pas immédiatement connectés.

La possibilité économique de desservir une région en gaz naturel dépend en premier lieu du coût par unité de chaleur du transport et de la transmission. Ne pourront être branchés sur le réseau que les habitations situées dans une agglomération. Mais la possibilité d'utiliser un réseau de gaz n'est pas seulement fonction de l'importance de la région, elle dépend aussi de la distance entre les agglomérations et d'autres facteurs encore.

Dans les régions de France pourvues de gaz le taux d'abonnement est de 70 à 75 %. Ce taux maximal a été maintenu depuis vingt ans et l'on pense qu'il se maintiendra dans l'avenir (Direction du Gaz,

1965, p. 19; Gaz de France, 1966, p. 60, 37; de la Taste, 1965, p. 36, 38).

Etant donné que le taux maximal d'abonnement, de 70 à 75 %, s'est montré constant aussi bien en fonction du temps qu'en fonction du lieu, en France, on considère que le niveau maximal possible des abonnements serait de 75 % du nombre total de ménages dans les agglomérations qu'il est possible de desservir en gaz naturel en France, en Allemagne, en Suisse, en Autriche, en Tchécoslovaquie et en Italie du Nord.

En Italie du Centre et dans les régions de Bilbao, Barcelone et Valence en Espagne le taux maximal d'abonnement possible serait de 60 %. Dans le Sud de l'Espagne, comme dans le Sud de l'Italie, la Yougoslavie et la Grèce le taux maximal d'abonnement serait de 50 % et en Turquie et en Afrique du Nord le taux serait de 25 %.

Il n'est pas possible d'atteindre le taux maximal d'abonnement dès l'introduction du gaz naturel dans une région nouvelle. La durée de la période de conversion dépend de plusieurs facteurs et notamment de l'existence d'usines à gaz et de leur degré de modernité comme aussi du prix de revient des autres gaz.

Dans les régions où il n'y aura pas de réseau avant 1970 la proportion des abonnements devrait augmenter de manière régulière depuis zéro jusqu'au maximum possible au cours des années 70.

Dans les régions où il existe actuellement un réseau de distribution de gaz de ville manufacturé il est possible d'utiliser le gaz naturel immédiatement soit par mélange avec le gaz manufacturé, soit encore, en changeant les brûleurs. On suppose dans ce cas que la consommation de gaz naturel correspondra à une connection de 20 % en 1970.

4.1.3 Le secteur commercial

Le secteur commercial des consommateurs d'énergie comprend les bâtiments de l'Administration et les bâtiments publics, les locaux commerciaux, les ateliers et autres consommateurs similaires. On tient compte de la demande de ces consommateurs par une majoration de 20 % de la consommation domestique.

4.2 Le secteur industriel

Les prévisions de la demande industrielle ont été faites pour chaque industrie en évaluant la proportion de la consommation totale de combustibles qu'il serait possible à long terme de satisfaire au moyen du gaz naturel et en estimant la proportion des branchements sur le système de distribution de gaz naturel.

Le tableau 13 indique, pour la consommation totale de combustibles, la part qui reviendrait au gaz naturel lorsque celui-ci sera établi sur le marché. Les évaluations sont fondées sur les indications du gaz naturel pour différents emplois comme, aussi, sur l'expérience acquise dans les pays consommateurs de gaz en Europe occidentale et aux Etats-Unis.

Tableau 13 Part du gaz naturel dans la consommation totale des combustibles

<u>Secteur industriel</u>	<u>Part du gaz naturel</u> %
Fer et acier	20
Mécanique générale	20
Verre, céramique, matériaux de construction	35
Verre, céramique	50
Matériaux de construction	25
Produits chimiques	20
Alimentation	30
Papier	20
Textile	10
Bois	0

Lorsque le gaz naturel est introduit dans une région nouvelle, le taux maximal de connection n'est pas atteint d'emblée. La durée de la période de conversion dépend des frais que représente l'adaptation des appareils existants et du temps que cela demande, elle dépend aussi de la durée des travaux d'installation du réseau de distribution et encore, du temps que prendront les consommateurs pour se décider. A la condition que le prix du gaz naturel soit égal à celui du fuel, la conversion au gaz naturel serait assez rapide de 1970 à 1975 et se ralentirait ensuite.

Le taux élevé de connection pendant la période initiale résulte de la proximité des usines et des gazoducs. Les usines adoptent assez rapidement le gaz naturel si cela n'entraîne pas des difficultés de conversion. En raison de leur situation, elles ont un intérêt évident à adopter le gaz naturel.

On suppose donc, pour les régions qui ne sont pas encore desservies en gaz naturel, que la conversion aura atteint 25 % du taux maximal en 1970, 75 % en 1975 et 100 % en 1980.

Ces considérations sur le taux de connection sont faites, dans chaque cas, pour l'ensemble de la consommation régionale et non pas pour chaque sorte d'industrie de ces régions.

4.3

Les transports

L'utilisation du GLN comme combustible pour le matériel de transport ne sera pas encore très étendue en Europe dans les années 70 et les évaluations de la demande jusqu'en 1980 font abstraction de cet aspect de la consommation.

4.4

Les centrales thermo-électriques

Il est peu probable que les centrales thermo-électriques construites pour utiliser une source locale de combustion solide se convertissent au gaz naturel.

Les autres centrales thermo-électriques utilisant des combustibles importés de l'étranger ou en provenance d'autres régions indigènes constituent des consommateurs en puissance de gaz naturel à la condition que son prix soit favorable.

Le fournisseur de gaz aura sans doute recours à la possibilité de vendre le gaz à bas prix afin d'utiliser le système de transport pendant que la consommation des autres secteurs est faible. Par conséquent la quantité de gaz naturel consommée dans les centrales thermo-électriques sera fonction dans de nombreux cas de la consommation totale de gaz plutôt que de la demande des centrales par elles-mêmes. En Italie la consommation des centrales thermo-électriques s'est stabilisée aux environs de 8 à 10 % de la consommation totale de gaz naturel.

Dans les cas où la consommation de gaz naturel par les centrales thermo-électriques n'a pas fait l'objet de prévisions la consommation dans ce secteur est évaluée à 10 % de la consommation des autres secteurs.

4.5

Pertes

Cette rubrique comprend les pertes au puits, les pertes de distribution et la consommation propre des usines à gaz transformant le gaz naturel.

Selon les bilans d'énergie italiens il est évident que les pertes au site de production n'atteignent pas 1 % de la production totale et que les pertes de distribution sont de l'ordre de 1 à 2 %. En

Allemagne et dans d'autres pays où des quantités importantes du gaz sont transformées dans les usines à gaz, les pertes comprennent la consommation de gaz dans les usines à gaz proprement dites et dans ce cas sont bien plus élevées.

Dans l'évaluation de la demande future de gaz naturel les pertes sont évaluées, de manière générale, à 2 % de la consommation totale, et dans les cas où les pertes sont actuellement plus importantes on s'attend à une diminution progressive.

CHAPITRE 5 LE GAZ NATUREL DANS LES PAYS DU MARCHE COMMUN

5.1.1 France

5.1.1 La situation générale en énergie

La source d'énergie primaire la plus importante en France est le charbon. Les réserves exploitables sont estimées à 5,7 milliards de tonnes. Au cours de la période 1950-1962, la production annuelle a dépassé 50 millions de tonnes. De 1958 à 1965, l'extraction a successivement été réduite de 58 à 51 millions de tonnes par an. Plus de la moitié de la production domestique vient du Nord de la France et du Pas-de-Calais. Les réserves dans ces régions se montent à environ 15 % des réserves totales de la France.

Les réserves assurées de gaz naturel sont estimées à environ 250 milliards de mètres cubes, à la fin de 1965.

Les réserves de pétrole brut sont estimées à 31,3 millions de tonnes et en 1964, 2,8 millions de tonnes furent produites. Sur la production totale de 1960 de 2 millions de tonnes, environ 70 % ont été produites en Aquitaine.

La production d'énergie hydroélectrique, dont 60 % étaient exploités en 1960, est estimée à 68 milliards de kWh par an.

Tableau 14 Consommation d'énergie

	1960	1965	1970	1975	1980
	I.000 Tcal				
Combustibles solides	491	490	441-454	394-405	364-378
Combustibles liquides	273	518	658-698	868-952	1.023-1.236
Gaz	32	63	103-106	158-167	221-239
Electricité, hydraulique, nucléaire, et importée	113	123	170	232	318-402
Total	909	1.190	1.370-1.430	1.650-1.760	2.000-2.170

Source: Commissariat Général du Plan d'Équipement et de la Productivité, Ve Plan 1966-1970, Rapport Général de la Commission de l'Énergie Paris 1966, p. 13

FRANCE

Tableau 15 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	401	369
Pétrole brut	20	30
Gaz naturel	27	47
Electricité, hydraulique, nucléaire	35	40
	0	1
Total	483	487

Sources: ONU, World Energy supplies 1960-1963, New York 1965
 ONU, World Energy supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 16 Besoins en énergie selon les principaux secteurs
 de la demande en 1965

	Total	Combus-	Gaz natu-	Gaz	Combus-	Elec-
		tibles soli- des	rel ou ma- nufacturé	liqui- fié	tibles liqui- des	trici- té
1.000 Tcal						
Consommations finale						
Fer et acier	112	54	36	0	14	8
Autres industries	276	72	36	2	125	41
Secteur énergétique	85	11	21	0	37	16
Transport	170	13	0	0	152	4
Domestique et divers	282	122	22	12	105	23
Consommation totale finale	925	272	115	14	433	92

Source: OCDE, Statistiques de base de l'énergie, Paris 1967

5.1.2 Réserves et production de gaz naturel

Les découvertes en France de gaz naturel dans le Sud-Ouest du pays, les champs de gaz de Lacq et de St-Marcet, ont prouvé à la fin de 1965 des réserves d'environ 250 milliards de m³. La production a commencé en 1957 lorsque les réserves prouvées atteignaient le chiffre de 200 milliards de m³.

En 1965, du gaz fut découvert à Meillon, situé à 25 km., au Sud-Est de Lacq. Il n'est pas encore possible d'en estimer les réserves totales. Il a été rendu compte que ce premier puits pouvait produire 600 millions de m³ par an. Ce champ de gaz n'est probablement pas connecté avec les champs de Lacq. Il a été également rendu compte que le deuxième puits terminé en 1966 était à sec.

Des recherches ont commencé en 1968 dans le Golfe de Gascogne et en Méditerranée principalement pour le pétrole.

Le taux maximum prévu de production du champ de Lacq, soit environ 7 milliards de m³ par an, a été atteint en 1963. Ce niveau de production doit être maintenu jusqu'en 1975 et à cette date avec les 40 % de réserves restantes, la production sera considérablement diminuée. Les quantités mises en vente en 1965 étaient les suivantes:

	<u>Total</u>
Lacq (SNPA) ¹⁾	45.110
Saint-Marcet (RAP) ²⁾	1.825
Parentis (Esso-Rep.)	49
Bassin (gaz de charbon)	782
Divers	14
	<u>47.780</u>

1) La SNPA, Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine est contrôlée par l'Etat Français.

2) La RAP, Régie Autonome des Pétroles est propriété de l'Etat Français

5.1.3 Importation de gas naturel

En application du contrat en vigueur avec l'Algérie depuis 1965, la France reçoit 500 millions de m³ par an transportés par des navires méthaniers et débarqués au Havre. Les importations en 1965 étaient seulement de 200 millions de m³.

Le contrat franco-algérien du 15 juin 1967 couvre une quantité maximum de 3,5 milliards de m³ par an. Les livraisons doivent commencer en 1970 et seront effectuées par des méthaniers de Skikda à Fos aux environs de Marseille.

Un contrat a été signé avec Gasunie en 1966 et prévoit des livraisons de 100 milliards de m³ pendant 20 ans, commençant à la fin de 1967. Le contrat doit être réalisé de la façon suivante:

Année	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
1.000 Tcal	16	21	25	28	31	34	38	41

Des discussions sont en cours avec l'U.R.S.S. pour la fourniture de gas naturel par gazoducs dans les régions Est de la France. On n'a pas d'informations dignes de foi sur les résultats de ces discussions.

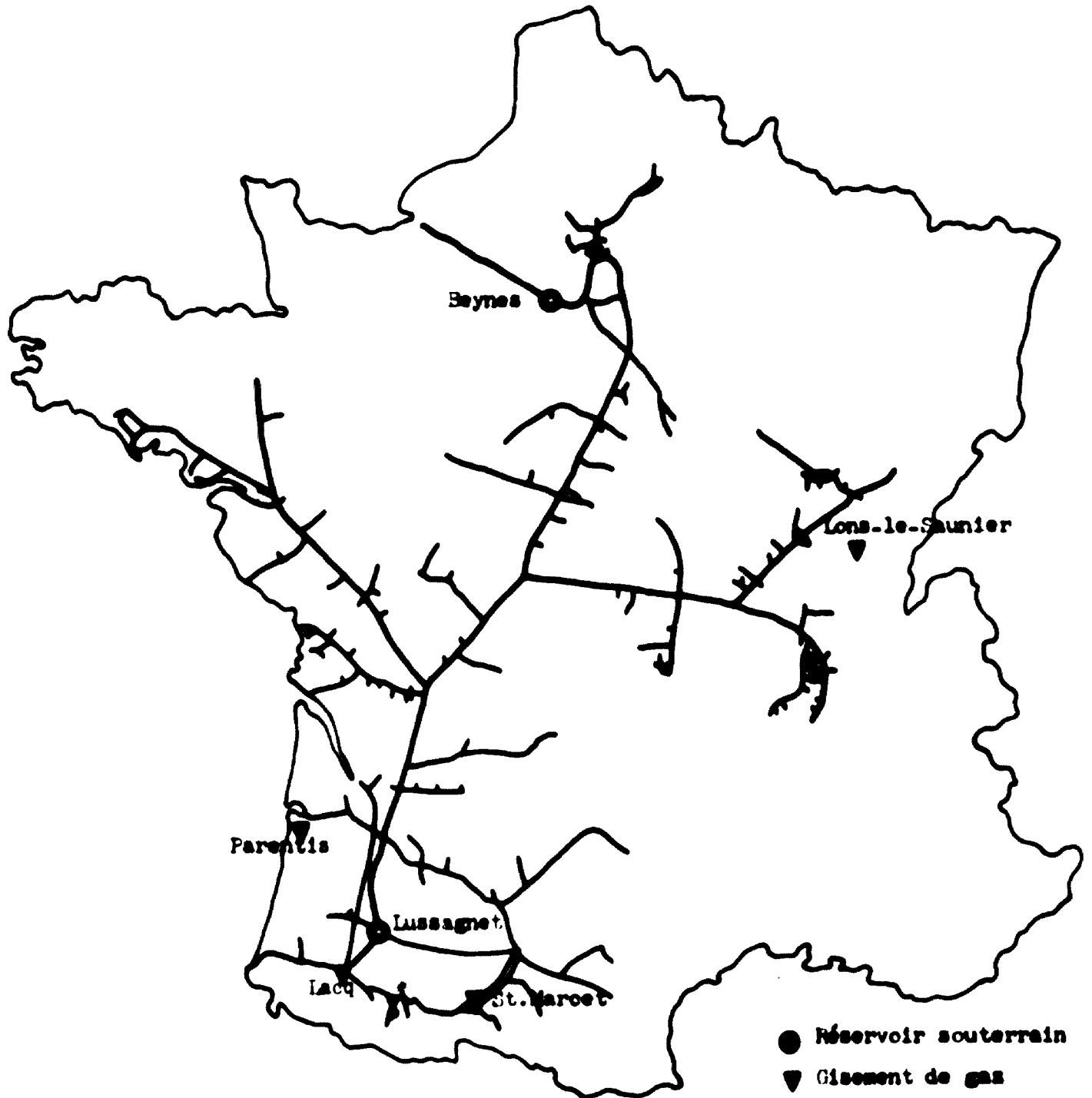
5.1.4 Réseaux de gas naturel

La carte 1 montre le réseau de gazoducs existant pour le gas naturel en France.

5.1.5 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 17 montre la consommation en combustibles dans les secteurs domestiques et commerciaux et dans les différents secteurs industriels pour la période 1960 à 1980. Les prévisions ont été faites par la CEE en Juillet 1967. La distribution de l'énergie dans les différents secteurs de l'industrie est basée sur des prévisions faites par le Centre d'Etudes Régional sur l'Economie de l'Energie.

Carte 1 Réseau actuel de gasoducs pour gas naturel



FRANCE

Tableau 17 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Téal				
Domestique, commercial	185	240	290	340	390
Fer et acier	106	110	117	125	133
Autres industries	165	224	270	320	380
Mécanique	32	..	53	63	75
Chimique	36	..	66	78	93
Verre, céramique, ma- tériaux de construction	37	..	57	68	81
Alimentaire	22	..	27	32	38
Textiles et cuirs	19	..	26	30	36
Papier	14	..	22	26	31
Divers	10	..	18	22	26
Production d'énergie	105	140	220	290	360
Total	561	714	900	1.080	1.260

Sources: Commission de l'Energie, 1966

CECA, Les Besoins d'Energie dans la Communauté jusqu'en 1980

Le tableau 18 montre la consommation de combustibles dans les 5 dis-
tricts choisis, voir carte 2.

Carte 2 Division en districts et régions
FRANCE

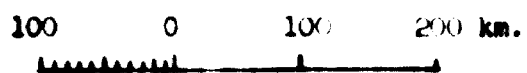
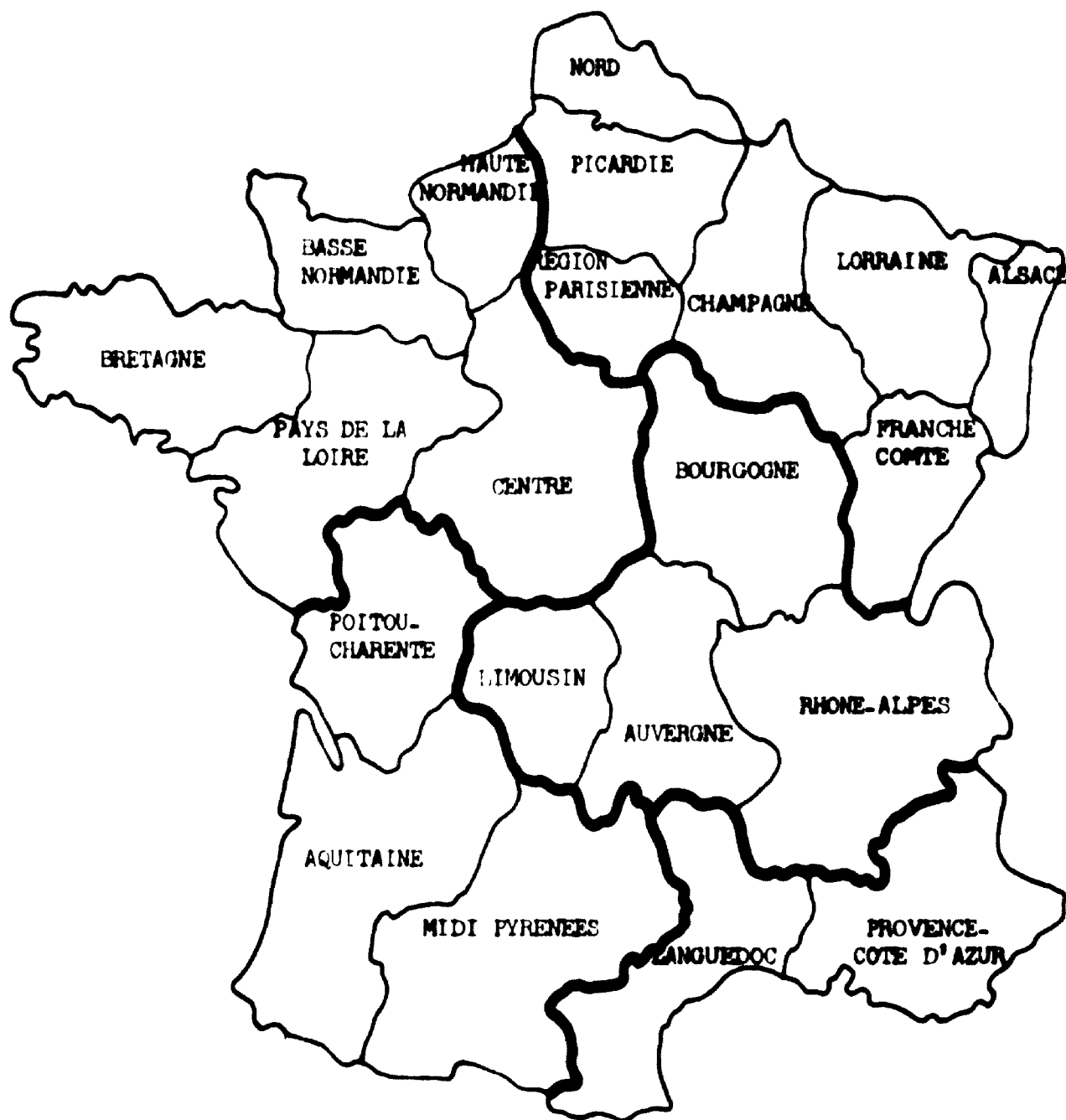


Tableau 18 Consommation de combustibles dans l'industrie

	1965	1970	1975	1980
	I.000 Tcal			
District I:				
France du Nord, Paris				
Fer et acier	102	109	116	124
Autres industries	117	141	167	198
Total	219	250	283	322
District II:				
France du Nord-Ouest				
Fer et acier	5	6	6	6
Autres industries	26	31	37	44
Total	31	37	43	50
District III:				
Lyon, Dijon				
Fer et acier	0	0	0	0
Autres industries	36	43	51	61
Total	36	43	51	61
District IV:				
France du Sud-Ouest				
Fer et acier	2	2	2	2
Autres industries	26	31	37	44
Total	28	33	39	46
District V:				
Région Méditerranée				
Fer et acier	1	1	1	1
Autres industries	20	24	28	33
Total	21	25	29	34

5.1.6

Consommation de gas naturel dans les différents secteurs

La consommation de gas naturel fut limitée dans les années 50 et se montait en moyenne à moins de 1 % de la consommation totale d'énergie. En 1965, le gas naturel au point de vue consommation s'élevait à plus de 4 % de la consommation d'énergie totale. La consommation dans les différents secteurs en 1965 est montrée au tableau 19.

Tableau 19 Consommation de gaz naturel en 1965

	1.000 Tcal	
Industrie	30,7	
Electricité		6,8
Fer et acier		2,1
Mécanique		1,5
Chimique		14,3
Verre, céramique et matériaux de construction		3,9
Papier		1,5
Divers		0,6
Gaz industriel	6,3	
Domestique, commercial	7,2	
Transport	0,4	
Divers	2,4	
Total	47,0	

Source: Direction du Gaz et de l'Electricité, 1966, pp. 5, 9

Une tendance intéressante durant les années passées en ce qui concerne la consommation de gaz naturel est la constante diminution de livraison aux centrales thermiques.

	1962	1963	1964	1965
1.000 Tcal	13,9	12,2	9,4	6,8

La consommation future de gaz naturel telle que donnée au tableau 20 est fondée sur le modèle de pronostics donné au chapitre 4 et aux pronostics officiels suivants:

Suivant les prévisions faites par la Commission de l'Energie les quantités suivantes de gaz riche seront employées par les centrales thermiques:

	1970	1975	1980
1.000 Tcal	14,0	17,3-18,0	20,0-27,3

FRANCE

Suivant la Commission de la Chimie, l'évolution de la consommation de gaz riche en vue de son utilisation comme matière première sera la suivante:

1962	1,7 x 10 ⁹ m ³
1965	2,3 x 10 ⁹ m ³
1970	2,8 x 10 ⁹ m ³

Cependant les prévisions de la Commission des Carburants donnent les chiffres suivants:

1965	8.400 Tcal
1970	12.000 Tcal
1975	15.000-18.000 Tcal
1985	20.000-22.000 Tcal

Tableau 20 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1965	1970	1975	1980
Domestique, commercial	12,6	27	60	116
Fer et acier	2,2	12	19	27
Autres industries	14,3	36	59	89
Production d'énergie	6,8	14	18	24
Matières premières	8,4	12	18	22
Autres secteurs	0,4	1	1	1
Pertes	2,4	3	4	6
Total	47	105	180	280

FRANCE

Tableau 21 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs et différentes régions

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
District I:			
Nord, France du Nord-Est Paris			
Domestique, commercial	15,6	33,6	67
Industrie	28,3	46,6	71
Production d'énergie	0	0	0
Matière première	0	0	0
Pertes	0,5	1,6	2,8
Total District I	45	82	141
District II:			
France du Nord-Ouest, Centre			
Domestique, commercial	2,6	7,1	14,4
Industrie	4,2	7,3	11,4
Production d'énergie	4,2	5,4	7,2
Matière première	1,8	2,7	3,3
Pertes	0,4	0,5	0,7
Total District II	13	23	37
District III:			
Lyon, Dijon			
Domestique, commercial	3,9	8,6	15,6
Industrie	4,9	8,4	13,5
Production d'énergie	0	0	0
Matière première	3,0	4,5	5,8
Pertes	0,4	0,4	0,7
Total District III	12	22	36
District IV:			
France du Sud-Ouest			
Domestique, commercial	3,6	6,3	9,3
Industrie	7,8	9,1	10,8
Production d'énergie	10	13	17
Matière première	7,2	11	13
Pertes	0,9	0,8	1,0
Total District IV	30	40	51
District V:			
France Méditerranéenne			
Domestique, commercial	0,8	4,3	9,6
Industrie	3,3	6,0	8,9
Production d'énergie	0	0	0
Matière première	0	0	0
Pertes	0,1	0,2	0,4
Total District V	4	11	19

ITALIE

5.2 Italie

5.2.1 La situation énergétique générale

Une des sources les plus importantes d'énergie en Italie est l'énergie hydroélectrique des Alpes et des Apennins. Cette énergie est estimée à environ 55 milliards de kWh par an lorsqu'elle sera complètement exploitée. En 1964, 79 % des réserves totales étaient exploitées.

Les réserves de gaz naturel étaient estimées en fin 1965 à 47 millions de tonnes. Les champs pétroliers les plus importants se trouvent en Sicile. L'extraction annuelle de pétrole brut a été de 2 millions de tonnes en 1960, 2,7 millions de tonnes en 1964 et 2,3 millions de tonnes en 1965.

Les réserves de charbon anthraciteux étaient estimées en 1960 à 700 millions de tonnes. La partie principale de ces réserves se trouve en Sardaigne. L'extraction annuelle a diminué de 1 million de tonnes en 1957 à 400.000 tonnes en 1965.

Les réserves de lignite se trouvent en Toscane et en Ombrie et sont estimées à 200 millions de tonnes. La production était de 500.000 tonnes en 1965.

Tableau 22 Consommation en énergie

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Combustibles solides	81	86	85	89	93
Combustibles liquides	239	523	821-837	1.076-1.096	1.347-1.371
Gaz naturel	53	64	82-98	111-131	139-164
Electricité hydraulique, nucléaire et importée	67	77	84	122	176
Total	440	748	1.088	1.418	1.780

Source: Girotti, Situazione del Settore degli Idrocarburi, Rome 1966

ITALIE

Tableau 23 Production d'énergie

	1960	1965
	1,000 Tcal	
Charbon et lignite	8	6
Pétrole brut	19	21
Gaz naturel	60	73
Electricité, hydraulique	40	36
géothermique	2	2
nucléaire	0	3
Total	129	142

Sources: ONU, World energy supplies 1960-1963, New-York 1965
 ONU, World energy supplies 1962-1965, New-York 1967

Tableau 24 Besoins en énergie suivant les secteurs principaux de la demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gaz naturel et manu-facturé	Gaz liquéfié	Pétrole	Electricité
	1.000 Tcal					
Consommation finale						
Fer et acier	54	18	15	0	13	7
Autres industries	207	9	43	2	120	33
Secteur énergétique	49	0	9	0	29	10
Transport	178	4	1	1	170	3
Domestique et divers	132	21	16	9	68	18
Consommation totale finale	619	53	84	11	400	71

Source: OCDE, Statistiques de base de l'énergie, Paris 1967

5.2.2 Réserves et production de gaz naturel

Les champs de gaz naturel sont situés dans la vallée du Pô, dans les parties centrales et méridionales de la péninsule ainsi qu'en Sicile.

Les réserves de la vallée du Pô étaient estimées en 1966 à 57 milliards de m³. Des découvertes ont récemment été faites en Adriatique au large de Ravenne. Le champ de gaz correspondant, le Porto Corsini Mare, devrait fournir 15 milliards de m³, chiffre déjà inclus dans l'estimation faite pour la vallée du Pô. On peut estimer à 25 milliards de m³ supplémentaires les réserves de Porto Corsini Mare. Des recherches sont entreprises le long de la côte Adriatique. Les relevés géologiques entrepris semblent montrer des résultats favorables.

Les champs de gaz de la vallée du Pô sont exploités par le groupe ENI appartenant à l'Etat Italien. L'ENI exploite également les champs du Centre et du Sud de l'Italie, les champs de Vasto dans la région des Abruzzes et les champs de Ferrandina à environ 50 kms au Nord du Golfe de Tarente; les réserves de ces différents champs sont estimées à 30 milliards de m³. Les champs de Sicile (Lippone, Gagliano, Bronte et Catane) appartiennent également à l'ENI et leur ensemble a montré des réserves estimées à 20 milliards de m³. Ainsi la quantité totale des réserves de l'ENI se monte à 107 milliards de m³.

Dans le centre de l'Italie il existe un champ de gaz naturel appartenant à des privés à Portocannone dans les Abruzzes et qui a des réserves de 6 milliards de m³; dans le Sud de l'Italie le champ de Candela dans la partie Nord de la Région de Puglia (la Pouille) a des réserves estimées à 12 milliards de m³. Un petit champ de gaz appartenant à des privés, Cellino est situé au Nord de Pescara dans la partie centrale de l'Italie.

ITALIE

Les renseignements au sujet des réserves totales de gaz naturel italien varient. Il y a eu des chiffres publiés donnant comme réserves prouvées entre 110 et 140 milliards de m³ et comme réserves probables 70 milliards de m³ supplémentaires.

La production totale se montait en 1965 à 7 milliards 800 millions de m³. La part de l'ENI dans la production se montait à 98 %. La production dans la vallée du Pô était à elle seule de 6.671 millions de m³ ou de 86 % de la production totale du pays. Le plan prévoit que la production sera maintenue au niveau d'environ 7 milliards de m³ par an et au cours du premier semestre 1966 cette production était de 3.910 millions de m³.

Ravenna Mare, actuellement en exploitation, a une capacité de production de 1.300.000 m³ par jour.

Il est estimé que la production annuelle possible de Porto Corsini Mare s'élève à environ 8 milliards de m³.

La production des champs de gaz du Centre et du Sud de l'Italie est petite et est principalement utilisée pour la consommation locale. Le gaz produit au champ de Gagliano en Sicile par exemple est utilisé comme matière première pour les usines pétrochimiques de Gela.

5.2.3 Importations de gaz naturel

Un contrat a été signé entre ENI et ESSO Libye pour la fourniture de gaz naturel par la Libye, cette fourniture commençant en 1968 et s'étendant sur une période de 20 ans. Les livraisons seront faites par des navires à une usine de regaséification que l'ENI doit construire probablement à Panigaglia près de la Spezia dans le Golfe de Gênes. D'après l'ENI, la moyenne annuelle qui sera utilisée est estimée à 3 milliards de m³.

ITALIE

Des négociations ont eu lieu en ce qui concerne des importations d'Algérie, livrées par navires à Trieste.

Des négociations ont également lieu avec l'Union Soviétique en ce qui concerne l'importation de gaz naturel de Sibérie Occidentale par gazoducs jusqu'à Trieste à travers la Hongrie et la Yougoslavie du Nord, distance d'environ 3.000 kms. Le diamètre du gazoduc serait de 1m,220. Selon certaines rumeurs, ce gazoduc serait construit par l'Italie qui serait payée en gaz naturel soviétique. On cite la quantité de 130 milliards de m³ étalé sur un nombre inconnu d'années.

5.2.4 Réseaux de gaz naturel

Le système de distribution de gaz naturel en Italie consiste aujourd'hui en 4 réseaux séparés. Le réseau de la vallée du Pô est bien développé. Les 3 autres sont en train d'être développés. L'un d'entre eux connecte Rome et certaines autres villes au champ Vasto dans les Abruzzes et à la fin de 1965 un gazoduc de Vasto à Naples était en construction. Dans le Sud de l'Italie, un réseau connecte Bari et certaines autres villes au champ de Ferrandina. En Sicile, un réseau connecte Catane avec le champ de gaz de Bronte et à la fin de 1965 des gazoducs, reliant le champ de Gagliano à Gela, Palerme et Porto Empédocle étaient en construction.

En ce qui concerne le réseau de la vallée du Pô on prévoit de l'étendre jusqu'à Trieste et de le raccorder à la Spezia, où une usine de regazéification du gaz de Libye est en construction.

Il existe des plans pour raccorder entre eux les 3 réseaux de la péninsule italienne. Le réseau de la vallée du Pô sera raccorder aux deux autres réseaux par un gazoduc le long de la côte tyrrhénienne et éventuellement par un second gazoduc le long de la côte Adriatique. Ainsi tout le système aurait l'avantage de pouvoir

ITALIE

utiliser les installations de stockage souterrain offertes naturellement dans la vallée du Pô.

Suivant l'ENI, aucune de ces connections n'a encore été décidée. Si les forages en mer Adriatique à Ravenna sont couronnés de succès, le gazoduc oriental sera probablement construit avant le gazoduc occidental.

5.2.5 Consommation en combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 25 montre la consommation en combustibles en Italie dans différents secteurs pour 1960 et 1965 ainsi que les prévisions pour 1970, 1975 et 1980 faites par la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier. La division du secteur "autres industries" en différents types d'industries est faite en accord avec les statistiques italiennes pour 1965.

ITALIE

Tableau 25 Consommation en combustibles des différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Domestique, commercial	67	99	140	180	220
Fer et acier	28	44	66	81	97
Autres industries	124	181	240	300	360
Mécanique	16	24	32	40	48
Chimique	27	47	62	78	94
Verre, céramique	9	15	20	25	30
Matériaux de construction	35	40	53	66	80
Alimentaire	13	19	25	31	38
Textiles	11	15	20	25	30
Papier et graphique	6	13	17	22	26
Divers	5	7	9	12	14
Production d'énergie électrique	21	80	150	210	280
Total	240	404	600	770	960

Sources: Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier, Les besoins d'énergie dans la communauté jusqu'en 1980, Luxembourg 1967

Ministero dell'Industria e del Commercio, Primo Rapporto della Commissione Consultativa per l'Energia, Rome 1965

Ministero dell'Industria e del Commercio, Bilanci energetici, Rome 1966

Le tableau 26 donne la consommation en combustibles répartis par districts géographiques (voir carte 3).

ITALIE

Tableau 26 Consommation en combustibles par l'industrie dans 5 districts

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
District I: Italie du Nord					
Fer et acier	25	39	59	71	86
Autres industries	87	127	170	200	250
Total	112	166	230	270	340
District II: Florence					
Fer et acier	1	2	3	3	4
Autres industries	13	19	25	32	38
Total	14	21	28	33	42
District III: Rome, Naples					
Fer et acier	2	3	5	6	7
Autres industries	14	21	28	34	41
Total	16	24	33	40	48
District IV: Péninsule méridionale					
Fer et acier	0	0	1	1	1
Autres industries	5	7	9	12	14
Total	5	7	10	13	15
District V: Sicile					
Fer et acier	0	0	0	0	0
Autres industries	5	7	9	11	14
Total	5	7	9	11	14

5.2.6

Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

Le gaz naturel a été utilisé en Italie depuis les années 20 mais le niveau actuel de la consommation a été atteint surtout après des augmentations dans les années 50 (voir figure 3). La consommation totale, pertes incluses, se montait à 7 milliards 741

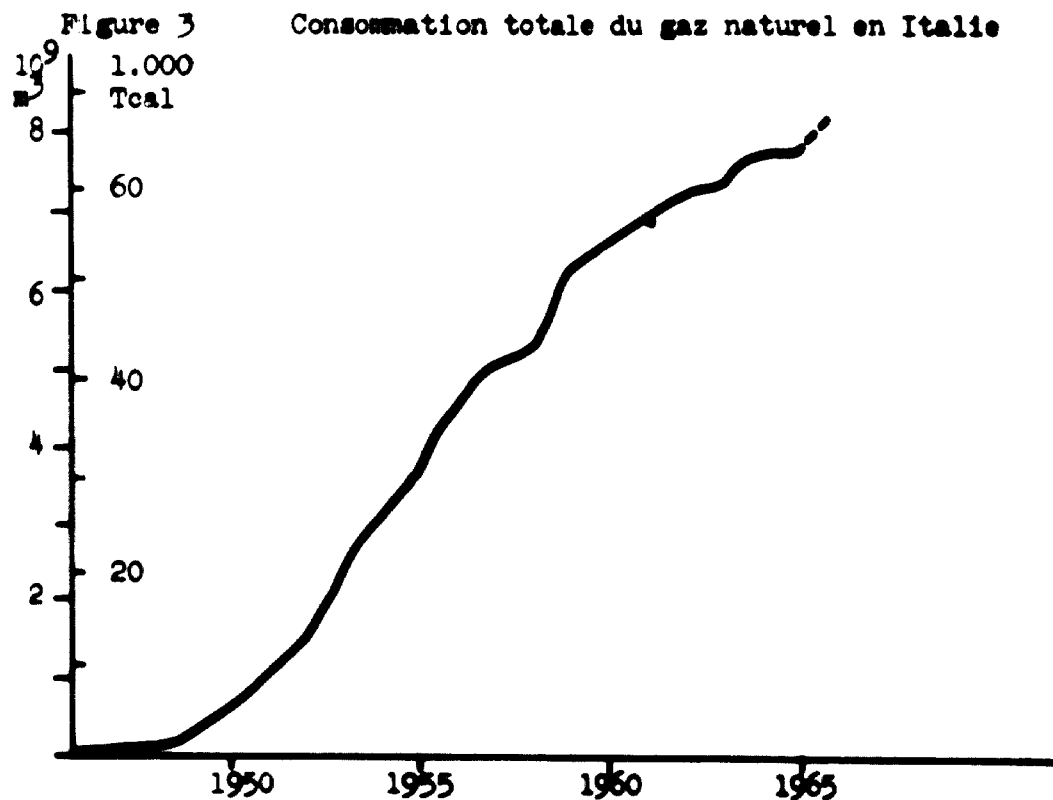
Carte 3 Réseau existant de gazoducs pour le gaz naturel et division en districts
ITALIE



ITALIE

millions de m³ en 1965. La décomposition par secteurs de cette consommation est donnée au tableau 27.

Le développement depuis 1960 a été caractérisé par une baisse de la consommation industrielle de gaz naturel en tant que combustible quoique la consommation totale ait augmenté. Par ailleurs, l'utilisation du gaz dans le secteur domestique et comme matière première dans l'industrie chimique a augmenté considérablement. Un des facteurs qui a pu contribuer à ce développement peut être le fait qu'avant 1962 le gaz était vendu à un prix unique, mais plutôt bas alors qu'après 1962 l'ENI a introduit un système tarifaire qui donne priorité à un certain nombre de consommateurs tels que les consommateurs domestiques et certaines industries spéciales telles que l'industrie chimique, le verre, la céramique et l'industrie mécanique. La consommation dans ces industries a augmenté mais dans d'autres industries elle a baissé.



Sources: 1946-1964: ENI, Relazioni e Bilancio al 31 dicembre 1965, Rome 1966

1965-1966: Ministero dell'Industria e del Commercio, Bilanci energetici, Rome 1966

ITALIE

Tableau 27 Consommation de gaz naturel dans différents secteurs

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Domestique, commercial	4,7	10,5
Industries de transformation	30,6	28,2
Fer et acier	7,1	6,7
Mécanique	2,3	2,5
Chimique (combustible)	6,4	6,5
Verre, céramique	2,5	3,6
Matériaux de construction	3,1	2,4
Alimentaire	2,3	1,9
Textile	3,7	2,3
Papier et graphique	1,5	1,1
Divers	1,6	1,2
Industries extractives	0,2	0,1
Industries chimiques	8,9	14,4
Transports	1,8	0,9
Usines à gaz	1,8	2,9
Electricité	4,3	5,2
Pertes	0,7	1,2
Total	52,9	63,5

Sources: Ministero dell'Industria e del Commercio, Primo Rapporto della Commission Consultativa per l'Energia, Rome 1965
Ministero dell'Industria e del Commercio, Bilanci energetici, Rome 1966

Pour l'estimation de la consommation future de gaz naturel, le modèle de prévisions donné au chapitre 4 a été utilisé pour tous les secteurs excepté ceux "matière première" et "industrie chimique".

L'utilisation de gaz naturel en tant que matière première a augmenté très rapidement de 2.200 Tcal en 1955 à 8.900 Tcal en 1960 et à 14.000 Tcal en 1965. Il y a cependant une tendance à remplacer le gaz naturel par les produits pétroliers légers (voir tableau 28).

ITALIE

Tableau 28 Utilisation de gaz naturel et de dérivés pétroliers légers comme matière première dans l'industrie chimique

	Gaz naturel	Dérivé pétroliers légers
	1.000 tonnes	
1956	230	120
1960	780	430
1965	1.250	2.450

Source: ENI, Rome, Octobre 1966

D'après l'ENI, l'utilisation du gaz naturel comme matière première stagnera au niveau actuel. Ceci est confirmé par une prévision officielle indiquant une consommation de 14.400 Tcal en 1966 c'est-à-dire exactement les mêmes chiffres que la consommation pour 1965 (Ministero dell'Industria e del Commercio, 1966: Bilanci energetici, Rome 1966). C'est pourquoi l'utilisation du gaz naturel en tant que matière première au cours des années 70 est estimée à 15.000 Tcal par an. Comme presque toute la consommation se réfère au district 1, du moins jusqu'à présent, on suppose que ceci sera également le cas dans le futur.

Tableau 29 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Domestique, commercial	6,5	13,4	27	65	95
Fer et acier	7,1	6,7	8	14	19
Autres industries	23,5	21,5	30	61	89
Centrales thermiques	4,3	5,2	8	16	22
Matière premières	8,9	14,4	15	15	15
Autres secteurs	2,0	1,0	1	1	1
Pertes	0,7	1,2	2	3	4
Total	52,9	63,5	90	170	250
% de l'énergie totale	-	8,5	9	12	14

ITALIE

Les chiffres figurant au tableau 22 sont moins élevés que ceux figurant au tableau 29. Les chiffres du tableau 22 ont été extraits d'un rapport de l'ENI. Lors d'une discussion de ce rapport avec des représentants de l'ENI, il est apparu que les chiffres de ce rapport constituaient les déclarations officielles de l'ENI mais que les chiffres pour la consommation et l'importation de gaz naturel étaient probablement trop bas. La raison en est que le rapport était basé sur un prix de gaz naturel qui se révéla plus tard être trop élevé.

Tableau 30 Consommation de gaz naturel pour les différents secteurs

	1963	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
District I: Italie du Nord				
Domestique, commercial	9	20	46	65
Fer et acier)				
Autres industries)	30	27	52	76
Centrales thermiques	5	6	11	16
Matières premières	11	15	15	15
Pertes	1	1	2	3
Total	56	69	130	180
District II: Florence				
Domestique, commercial	0,0	0,6	2,9	6,7
Fer et acier)				
Autres industries)	0,0	1,9	7,0	12
Centrales thermiques	0,0	0,3	1,0	2
Matières premières	0,0	0,0	0,0	0,0
Pertes	0,0	0,1	0,2	0,5
Total	0,0	2,9	11	21
District III: Rome, Naples				
Domestique, commercial	0,0	4,4	11	16
Fer et acier)				
Autres industries)	0,5	5,8	10	13
Centrales thermiques	0,0	1,0	2	3
Matières premières	0,0	0,0	0,0	0,0
Pertes	0,0	0,2	0,5	0,7
Total	0,5	11	24	33

ITALIE/ALLEMAGNE

Tableau 30 (cont.)

	1963	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
District IV: Péninsule orientale				
Domestique, commercial	0,0	1,4	2,8	4,1
Fer et acier)	0,2	1,8	3,1	3,8
Autres industries \				
Centrales thermiques	0,0	0,0	0,0	0,0
Pertes	0,0	0,1	0,1	0,2
Total	0,2	3,6	6,6	8,9
District V: Sicile				
Domestique, commercial	0,0	1,2	2,5	3,7
Fer et acier)	0,2	1,7	2,8	3,6
Autres industries \				
Centrales thermiques	0,0	0,3	0,5	0,7
Matières premières	0,3	0,0	0,0	0,0
Pertes	0,0	0,1	0,1	0,1
Total	0,5	3,3	5,9	8,1

Source: 1963: ENI, Bilanci dell'Energia nelle regioni Italiane 1963, Rome 1966

5.3 République Fédérale Allemande

5.3.1 La situation énergétique en général

Les plus grandes réserves d'antracite à l'intérieur de la Communauté se trouvent en République Fédérale Allemande. Les réserves prouvées situées à moins de 1.200 m de profondeur sont estimées à 70 milliards de tonnes. Plus de 90 % des réserves totales se trouvent dans le district de la Ruhr et en 1961 81 % de la production totale allemande était effectuée dans la Ruhr. La production annuelle s'est montée à 153 millions de tonnes en 1956 et a diminué jusqu'à 126 millions de tonnes en 1966.

Les réserves de lignite sont estimées à environ 60 milliards de tonnes. Plus de 95 % de ces réserves se trouvent dans la Région du

ALLEMAGNE

Rhin. La production s'élevait en 1964 à 130 millions de tonnes et en 1965 à 117 millions de tonnes.

Les réserves totales de pétrole brut sont estimées à environ 99 millions de tonnes dont 75 millions sont certaines. Environ 95 % de ces réserves se trouvent dans le Nord de la République Fédérale. En 1966, 7.900.000 tonnes de pétrole brut ont été produites. (Jahresbericht des Wirtschaftsverbandes Erdölgewinnung, Hannover 1967).

Les réserves totales de gaz naturel sont estimées à 235 milliards de m³ dont 175 milliards sont certaines. (Jahresbericht des Wirtschaftsverbandes Erdölgewinnung, Hannover 1967).

La puissance hydroélectrique dont 50 % environ a été exploitée en 1960, est estimée à 23 milliards kWh par an lorsque l'exploitation en sera totale.

Tableau 31 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Combustibles solides	1.121	1.030
Combustibles liquides	281	673
Gaz naturel	7	29
Electricité hydraulique, géothermique, nucléaire et importée	14	17
Total	1.423	1.750

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New-York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New-York 1967

ALLEMAGNE

Tableau 32 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	1.212	1.170
Pétrole brut	50	72
Gaz naturel	9	30
Electricité, hydraulique	11	13
nucléaire	0	0
Total	1.282	1.285

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New-York 1965

ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New-York 1967

Tableau 33 Besoins énergétiques des principaux secteurs de demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gaz naturel et manufacturé	Gaz liquéfié	Pétrole	Electricité
	1.000 Tcal					
Consommation finale						
Fer et acier	187	79	67	0	28	13
Autres industries	389	116	48	9	153	63
Secteur d'énergie	198	60	60	1	47	31
Transport	236	28	0	0	204	5
Domestique et divers	497	214	27	2	213	40
Consommation finale totale	1.507	497	202	12	645	152

Source: OCDE, Statistiques de base de l'énergie, Paris 1967

ALLEMAGNE

5.3.2 Réserves et production de gaz naturel

La plus grande partie de ces réserves est située dans la Région Nord-Ouest de l'Allemagne et en petite quantité seulement (environ 8 milliards de m³) dans les districts Sud de la vallée du Rhin supérieur et dans les Préalpes.

En 1965, la production s'élevait à 3 milliards 391 millions de m³ y compris 576 millions de m³ de gaz associés. (Jahresbericht des Wirtschaftsverbandes Erdölgewinnung, Hannover 1967). Environ 13 % du gaz naturel a été produit par les champs de gaz du Sud. Une production totale de 9 milliards de m³ est estimée pouvoir être réalisée en 1975.

La production de gaz naturel en 1966, à l'exclusion de gaz associés, se montait dans les différents districts à:

	<u>millions de m³</u>
Nord-Ouest de l'Allemagne	
District entre la Weser et l'Ems	1.655
District ouest de l'Ems	716
District entre l'Elbe et la Weser	61
District de l'embouchure de l'Ems	20
Allemagne du Sud	
District de la vallée du Rhin supérieur	64
District des Préalpes	<u>299</u>
	2.815

Source: Jahresbericht des Wirtschaftsverbandes Erdölgewinnung, Hannover 1967.

5.3.3 Importation de gaz naturel

Des contrats concernant des achats de gaz hollandais ont été conclus par 5 sociétés allemandes. Voir tableau 34.

ALLEMAGNE

Tableau 34 Contrats d'importation pour gaz hollandais

Société distribution	Aire de distribution	Année de début de livraison	Moyenne annuelle de gaz fourni (1) milliards de m ³
Thyssengas	Nord de la République Fédérale Allemande Ouest du Rhin	1966	4
Ruhrigas	Nord de la République Fédérale Allemande principalement Est du Rhin	1967	3
Energieversorgung Weser-Ems	République Fédérale Allemande Région Weser-Ems	1966	0,2
Gasunion (2)	République Fédérale Allemande Région de Francfort	1968	1,5
Rhein-Neckar A.G. (2)	République Fédérale Allemande Région de Mannheim	1968	<u>0,5</u>
Total			9,2

(1) Atteint en 1975 dans la plupart des cas

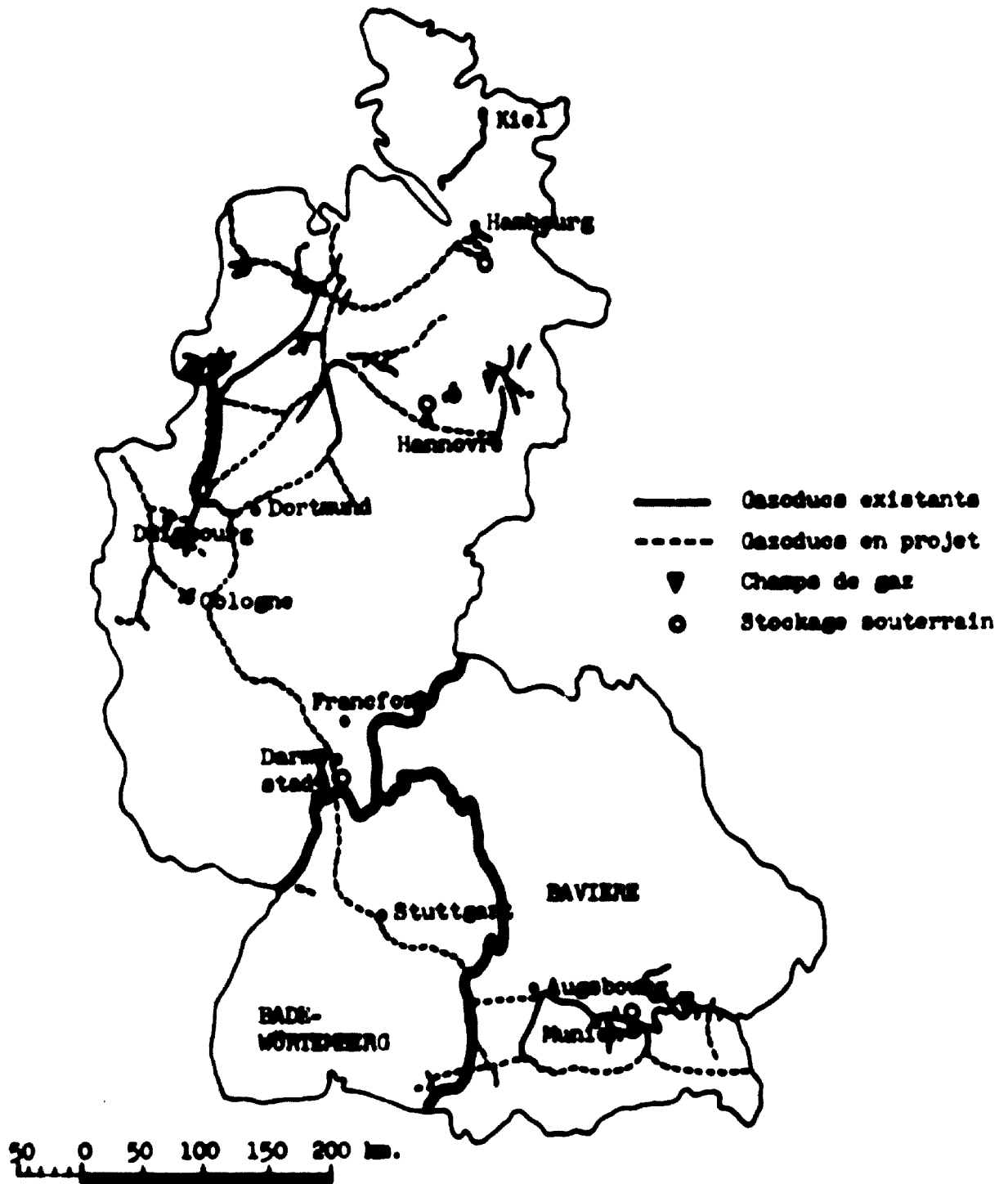
(2) Sujet à un accord sur le transport à l'intérieur de la République Fédérale Allemande

5.3.4

Réseaux de gaz naturel

La carte 4 montre le réseau actuel et le réseau en projet des gazoducs de gaz naturel en Allemagne de l'Ouest, ainsi que l'emplacement des réserves de gaz et des stockages souterrains. La longueur totale du réseau actuel de distribution de gaz naturel est d'environ 2.000 kms. Le réseau de gazoducs construit à l'origine pour le transport de gaz de coke s'est rapidement développé et le gaz naturel provenant de différentes régions du Nord-Ouest de l'Allemagne ainsi que des

Carte 4 Réseau de gazoducs pour gaz naturel
ALLEMAGNE (REP. FED.)



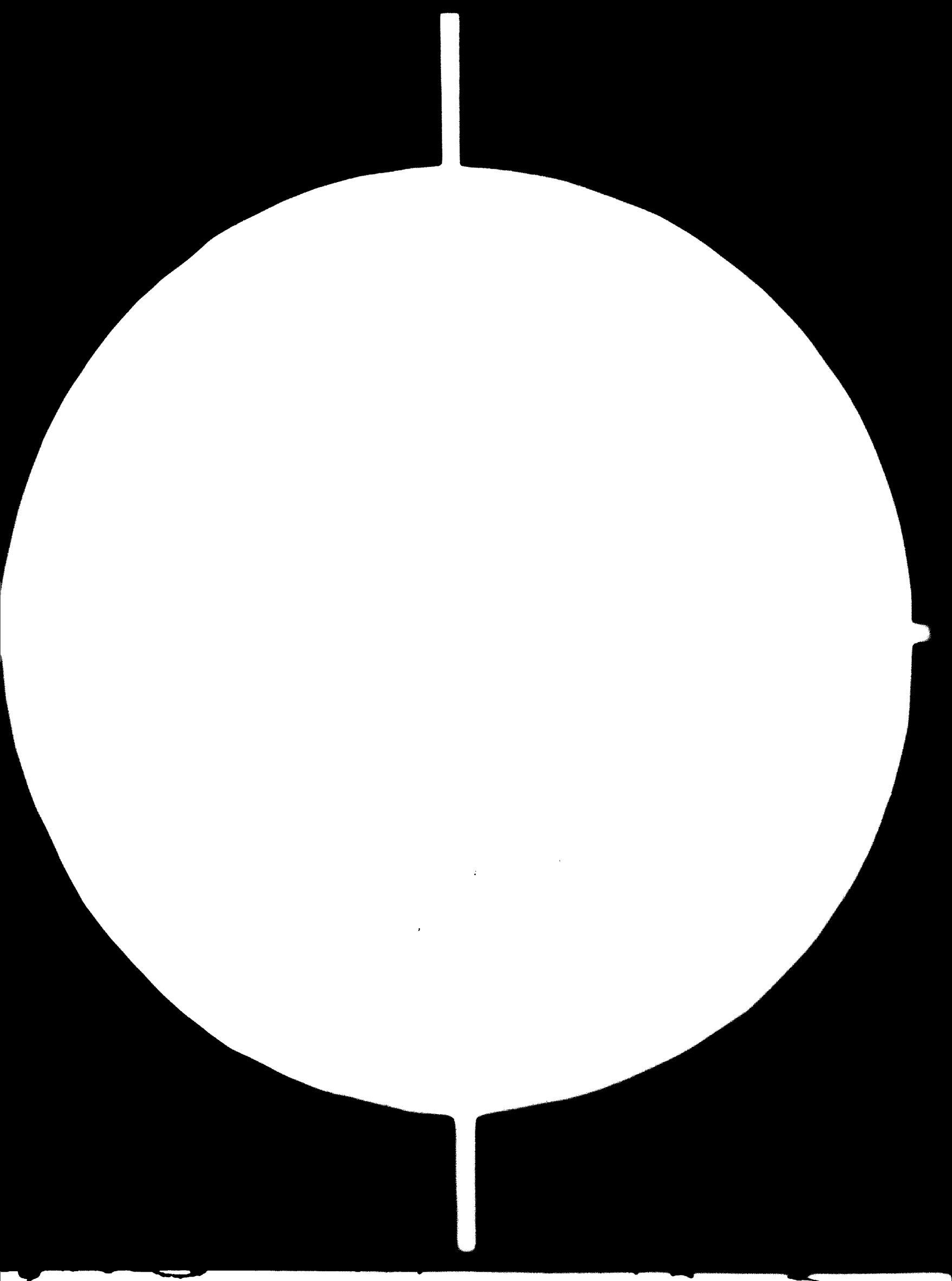
C-582



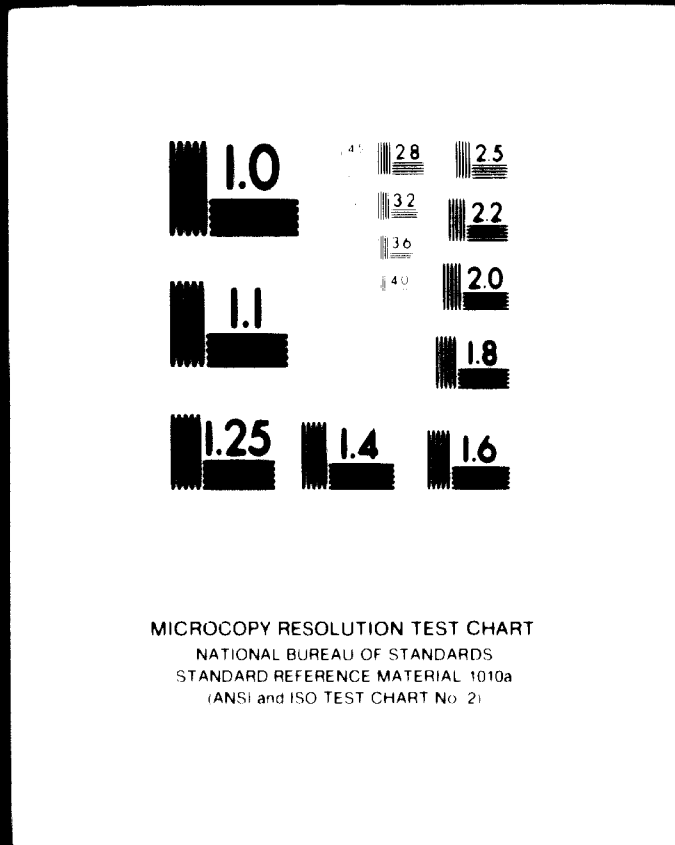
84.12.12

AD.86.07

ILL5.5+10



3 OF 9



24 x
F

ALLEMAGNE

Pays-Bas va être acheminé par gazoduc vers les nouveaux marchés de la Région de Hambourg et dans les régions centrales et méridionales de la République Fédérale.

Un gazoduc principal sera construit le long du Rhin de Emmerich, à la frontière hollandaise dans la région de Cologne, jusqu'à Duisbourg, la région de Dusseldorf-Wuppertal et la région d'Aix la Chapelle-Düren. Ce gazoduc qui doit être connecté avec le système de gazoducs hollandais appartiendra à égalité à Thyssengas et à Ruhrgas. Ce gazoduc principal en projet aura une capacité initiale de 6 milliards de m³ par an, capacité qui sera ensuite portée à 8 milliards de m³ par an. Le prolongement de ce gazoduc entre Cologne et la frontière de Hesse serait exploité par Ruhrgas seulement. La Société Süddeutsche Gas-Transport (dont le capital appartiendra à Gasunion, Esso et Shell, chacune de ces Sociétés en possédant 1/3) importera du gaz naturel hollandais et l'acheminera vers le Sud de l'Allemagne par un gazoduc qui ira depuis la frontière de Hesse jusqu'à Ulm, soit sur une distance d'environ 270 kms.

Ruhrgas et Thyssengas sont d'accord pour que l'excès de capacité de leur système de gazoducs soit mis à disposition d'autres usagers, bien entendu sous certaines conditions économiques, mais il pourrait devenir nécessaire de construire un second système de gazoducs principal, étant donné l'augmentation de la demande dans les différents marchés prospectés. De plus des projets existent pour connecter ce gazoduc avec le système de transport bavarois à Augsburg.

5.3.5 Consommation de combustibles dans différents secteurs

Le tableau 35 montre la consommation en combustibles en Allemagne dans différents secteurs en 1960 et en 1965 ainsi que les prévisions pour 1970, 1975 et 1980 faites par la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier.

ALLEMAGNE

Tableau 35 Consommation de combustibles dans différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Domestique, commercial	295	433	500	580	670
Fer et acier	192	181	200	210	210
Autres industries	264	315	360	420	480
Centrales thermiques	301	406	550	550	750
Total	1.052	1.335	1.610	1.860	2.110

Source: Communauté européenne du charbon et de l'acier, Les besoins d'énergie dans la communauté jusqu'en 1980, Luxembourg 1967

Le tableau 36 montre la consommation en combustibles de l'industrie dans deux districts: la Bavière et le Bade-Wurtemberg. La division du secteur industrie en différentes catégories d'industries est faite suivant les statistiques pour la Bavière et pour le Bade-Wurtemberg pour 1965.

ALLEMAGNE

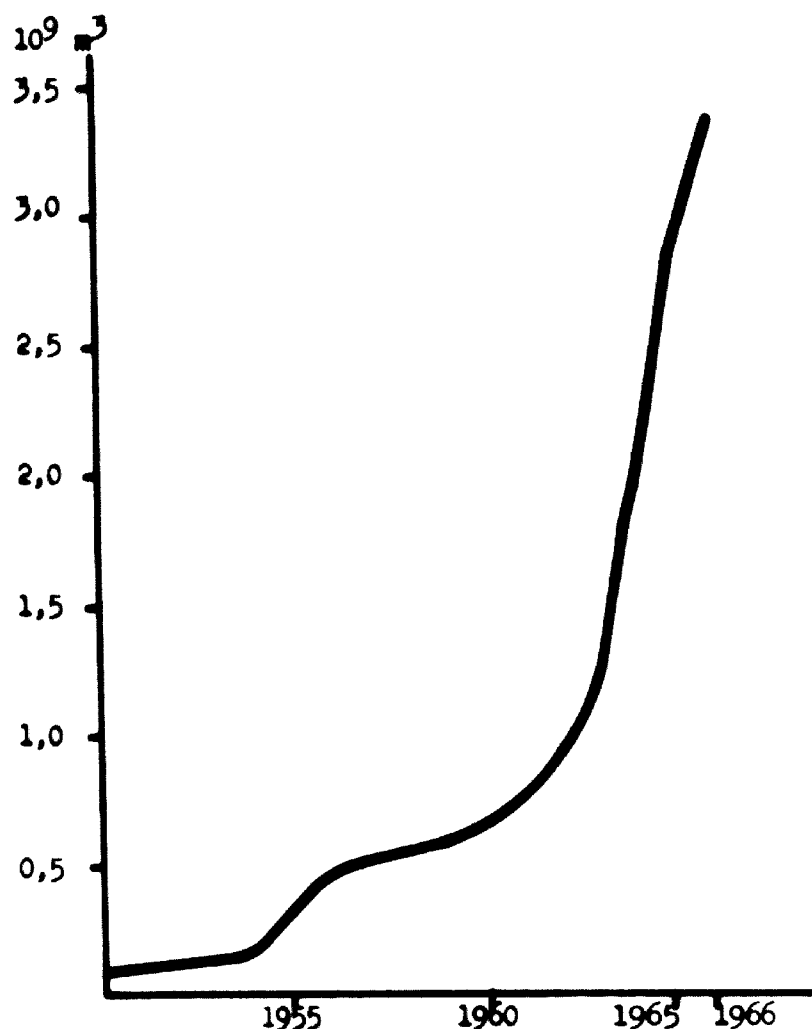
Tableau 36 Consommation industrielle de combustibles en Bavière et Bade-Wurtemberg

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
BAVIÈRE				
Fer et acier	4,4	4,7	5,0	5,0
Mécanique	2,3	2,7	3,2	3,8
Chimie	4,0	4,9	5,7	6,5
Verre, céramique	1,3	1,6	2,0	2,3
Matériaux de construction	3,4	4,0	4,8	5,5
Alimentaire	2,1	2,4	2,9	3,4
Textile	1,9	2,2	2,6	3,0
Papier	2,6	3,1	3,6	4,2
Divers	0,5	0,6	0,7	0,8
Total	22,5	26	30	34
BADE-WURTEMBERG				
Fer et acier	1,7	2,0	2,0	2,0
Mécanique	7,1	9,0	10,7	11,8
Chimie	3,9	5,0	5,9	6,6
Verre, céramique	1,0	1,2	1,6	1,6
Matériaux de construction	8,4	10,5	12,7	14,1
Alimentaire	3,0	3,6	4,2	4,8
Textile	4,0	5,1	6,0	6,8
Papier	5,8	7,0	7,1	9,2
Divers	1,8	2,2	2,6	3,0
Total	36,7	46	53	60

5.3.6 Consommation de gaz naturel dans différents secteurs

De petites quantités de gaz naturel étaient consommées en Allemagne de l'Ouest depuis 1910 mais la consommation a rapidement augmenté au cours des années récentes atteignant 3 milliards 391 millions de m³ en 1966, ce chiffre comprenant les pertes et la consommation propre (voir la figure 4). En Bavière, le gaz naturel a été utilisé depuis 1957 et en 1965 463 millions de m³ étaient consommés. Le Bade-Wurtemberg ne consomme point de gaz naturel.

Figure 4 Consommation totale de gaz naturel



Source: Wendler, Die präsumtiven Auswirkungen des Erdgases auf die Struktur der Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland, Vienne 1965, p. 128

Le gaz était distribué soit par des sociétés locales de gaz soit directement aux consommateurs les plus importants. La part de gaz naturel dans la fourniture totale de gaz du pays était d'à peu près 10 % en 1965. Les consommateurs les plus importants étaient l'industrie du gaz, qui utilisait 52 % de la consommation totale, les usines thermoélectriques 27 %, les industries chimiques 9 % et les industries du fer et de l'acier 9 % de la consommation totale.

ALLEMAGNE

Pour l'estimation de la consommation future de gaz naturel, le modèle de prévision donné au chapitre 4 a été utilisé pour tous les secteurs excepté pour l'énergie électrique et pour l'utilisation du gaz en tant que matière première pour l'industrie chimique.

Suivant des prévisions non publiées (Verband der deutschen Gas-und-Wasserwerke, 1966) 5 milliards 400 millions de m³ de gaz naturel seront consommés par les usines thermoélectriques allemandes en 1975. Ceci correspond à 3 milliards de m³ en 1970 si le taux d'augmentation est constant. La consommation stagnera probablement à environ 5 milliards 500 millions de m³ après 1975.

En Bavière, la consommation totale de gaz naturel des usines thermoélectriques - 104 millions de m³ en 1965 - est livrée aux usines thermoélectriques de Munich. Les spécialistes en énergie de Bavière supposent que la consommation des usines électriques sera approximativement 35 % en 1970, d'environ 20 % en 1975 et d'environ 15 % en 1980. En ce qui concerne la consommation de gaz naturel par les usines électriques de Bade-Wurtemberg, il n'y a point actuellement de plans établis mais les spécialistes d'énergie du Bade-Wurtemberg estiment que cette consommation s'élèvera à 15 % de la consommation totale de gaz naturel en 1970 et 1975 et à 10 % en 1980, à condition que son prix en soit assez bas.

En Allemagne, l'utilisation du gaz naturel comme matière première a augmenté de 2.000 Tcal en 1975 à 2.200 Tcal en 1965. Les usines chimiques Hüls achètent leur gaz naturel aux champs de Bentheim. La production du gaz naturel de la vallée rhénane supérieure est devenue importante pour les Farbwerke Hoechst et pour la Badische Anilin- et Sodafabrik Ludwigshafen. Les usines chimiques de Bavière utilisent également le gaz naturel comme matière première et certaines usines chimiques de la Ruhr passeraient au gaz naturel si celui-ci était disponible.

ALLEMAGNE

On s'attend à ce que l'augmentation continue, mais il y a tendance à remplacer le gaz naturel par les produits pétroliers légers. Probablement la consommation de gaz naturel stagnera à environ 3.000 Tcal.

En Bavière la consommation de gaz naturel comme matière première se montait en 1965 à environ 700 Tcal. Par suite de la tendance à remplacer le gaz naturel par des produits pétroliers légers, la consommation devrait stagner à environ 1.000 Tcal.

On ne s'attend pas au Bade-Wurtemberg à l'utilisation du gaz naturel comme matière première.

Tableau 37 Consommation en gaz naturel dans différents secteurs
ALLEMAGNE (REPUBLIQUE FEDERALE)

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	19	89	210
Fer et acier	10	32	42
Autres industries	18	64	96
Centrales thermiques	27	48	50
Matière première	3	3	3
Autres secteurs	0	0	0
Pertes	2	5	8
Total	79	240	410
% de l'énergie totale	4	10	14

ALLEMAGNE

Tableau 38 Consommation en gaz naturel dans différents secteurs
BAVIÈRE

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tonn.			
Domestique, commercial	0,7	3,0	15	39
Fer et acier	0,3	0,3	0,8	1,1
Autres industries	0,6	1,9	5,1	7,4
Centrales thermiques	1,1	3,3	5,5	5,5
Matière première	0,7	1,0	1,0	1,0
Autres secteurs	0,2	0	0	0
Pertes	0,5	0,3	0,6	1,1
Total	4,1	10	28	55

Tableau 39 Consommation de gaz naturel dans différents secteurs
BADE-WURTEMBERG

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tonn.			
Domestique, commercial	0	2,6	13	33
Fer et acier	0	0,1	0,3	0,4
Autres industries	0	2,4	8,2	12,5
Centrales thermiques	0	0,9	3,8	5,1
Matière première	0	0	0	0
Autres secteurs	0	0	0	0
Pertes	0	0,1	0,5	1,0
Total	0	6,1	26	52

PAYS-BAS

5.4 Pays-Bas

5.4.1 La situation énergétique générale

Les réserves de charbon anthraciteux digne d'exploitation sont estimées à 5 milliards de tonnes. La plupart de ces réserves se trouvent dans le Limbourg. La production annuelle en 1960 et 1965 a été relativement constante et s'élevait à 11 - 13 millions de tonnes.

Les petites réserves de lignite étaient estimées à 10 millions de tonnes à la fin de 1965.

La production annuelle de pétrole brut a plus que triplé de 1950 à 1965 et s'élevait en 1965 à 2.400.000 tonnes.

La source d'énergie primaire la plus importante des Pays-Bas est le gaz naturel.

Tableau 40 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tonal	
Combustibles solides	111	95
Combustibles liquides	104	169
Gaz naturel	3	17
Electricité, hydraulique, nucléaire et importée	0	0
Total	218	281

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New-York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New-York 1967

Tableau 41 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tonal	
Charbon et lignite	88	80
Pétrole brut	17	22
Gaz naturel	3	17
Electricité, hydraulique et nucléaire	0	0
Total	108	119

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New-York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New-York 1967

Tableau 42 Besoins en énergie des principaux secteurs de demande en 1965

	Total	Combus- tibles solides	Gaz naturel et manu- facturé	Gaz liquéfié	Pétrole	Electri- cité
	1.000 Tonal					
Consommation finale						
Fer et acier	18	5	4	0	8	1
Autres industries	60	3	11	0	39	8
Secteur d'énergie	36	6	8	0	18	4
Transport	90	0	0	0	89	1
Domestique et divers	100	33	10	2	47	9
Consommation finale totale	304	47	33	2	201	22

Source: OCDE, Statistiques de base de l'énergie, Paris 1967

5.4.2 Réserves et production de gaz naturel

Les champs de gaz naturel dans la région de Groningue ont des réserves totales d'environ 1 milliard 600 millions de m³ dont 1 milliard 200

PAYS-BAS

millions de m^3 sont prouvées. L'estimation grossière des réserves totales possibles est de 4 à 5 milliards de m^3 . Cette quantité doit être considérée comme très incertaine et niée par les autorités hollandaises. Le champ est étalé sur toute la région de Groningue et à présent, le gaz est produit dans 6 groupes dans le milieu du champ aux environs de Slochteren. Des recherches sont en cours dans les régions de Drenthe, dans la Frise et dans le Nord de la Hollande où de nombreux petits dépôts de gaz ont été découverts. Aucune prospection n'a été entreprise dans la partie hollandaise de la Mer du Nord.

Le Parlement hollandais a décidé d'épuiser les réserves actuellement trouvées avant l'an 2000, ce qui signifie qu'environ 40 milliards de m^3 par an sont disponibles à la production. Cette production se montait à 2 milliards de m^3 en 1965 et il est prévu qu'elle atteindra 10 milliards de m^3 en 1970 et 30 milliards de m^3 en 1975. On compte exporter 15 milliards de m^3 sur ces 30 milliards de m^3 .

Des contrats de vente existent pour l'exportation vers l'Allemagne, la Belgique et la France. Des négociations ont été amorcées en ce qui concerne le Royaume Uni.

5.4.3 Consommation d'énergie dans les différents secteurs

Le tableau 43 montre la consommation de combustibles dans les Pays-Bas pour divers secteurs en 1960 et 1965 et les prévisions pour 1970, 1975 et 1980 faites par la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier.

PAYS-BAS

Tableau 43 Consommation en combustibles dans différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Domestique, commercial	60	77	95	114	133
Fer et acier	11	18	18	21	25
Autres industries	42	56	70	95	105
Centrales thermiques	46	63	88	130	172
Total	159	214	271	360	435

Source: Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier, Les besoins d'énergie dans la communauté jusqu'en 1980, Luxembourg 1967

5.4.4 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

La consommation de gaz naturel aux Pays-Bas a augmenté d'une manière importante après la découverte des champs de Groningue dans les années 50. Auparavant, cette consommation avait été relativement faible sur une longue période de temps. La consommation s'élevait à environ 500 millions de m³ en 1963, 1 milliard 500 millions en 1965 et on pense qu'elle va atteindre 3 milliards de m³ en 1966.

Pour l'estimation de la consommation future du gaz naturel comme combustible, on a utilisé le modèle de prévisions donné au chapitre 4.

Tableau 44 Consommation de gaz naturel en différents secteurs

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	24	61	77
Fer et acier	3	4	5
Autres industries	11	19	21
Centrales thermiques	4	8	10
Pertes	1	2	2
Total	43	94	115

BELGIQUE

5.5 Belgique

5.5.1 Réserves et production d'énergie domestique

La source la plus importante d'énergie primaire en Belgique est le charbon d'antracite. Les réserves exploitables sont estimées à 2 milliards 800 millions de tonnes. Les réserves sont concentrées dans deux larges régions, à savoir le bassin de la Campine et le bassin Sud. La production annuelle entre 1959 et 1965 se montait à 20-22 millions de tonnes. Ceci implique un déclin par rapport aux années 1951 à 1957, lorsque la production annuelle excédait 29 millions de tonnes.

En plus des réserves de charbon anthraciteux, la Belgique a une énergie électrique potentielle qui peut produire 533 millions de kWh par an.

Seules de très petites réserves de gaz naturel ont été trouvées en Belgique.

Tableau 45 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Combustibles solides	181	173
Combustibles liquides	80	162
Gaz naturel	0	0
Electricité, hydraulique, nucléaire et importée	0	0
Total	262	335

Source: OCDE, Statistiques de base de l'énergie, Paris 1967

BELGIQUE

Tableau 46 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tonal	
Charbon et lignite	157	139
Pétrole brut	0	0
Gaz naturel	1	1
Electricité, hydraulique et nucléaire	0	0
Total	158	140

Source: OCDE, Statistiques de base de l'énergie, Paris 1967

Tableau 47 Besoins d'énergie selon les secteurs principaux de la demande en 1965

	Total	Combus- tibles solides	Gaz		Pétrole	Electri- cité
			naturel et manu- facturé	Gaz liquéfié		
1.000 Tonal						
Consommation finale						
Fer et acier	41	21	13	0	4	3
Autres industries	63	13	4	1	38	7
Secteur d'énergie	25	2	11	0	8	4
Transport	51	2	0	0	48	1
Domestique et divers	94	48	5	2	35	4
Consommation finale totale	273	85	33	3	132	19

Source: OCDE, Statistiques de base de l'énergie, Paris 1967

5.5.2

Importation de gaz naturel

Un contrat prévoyant l'importation de gaz naturel néerlandais sur une période de 20 années a été conclu en 1965 entre NAM-Gas export et Distrigas en Belgique. Les livraisons ont commencé en Octobre 1966.

BELGIQUE

La quantité moyenne durant la période de 20 ans soit 5 milliards de m³ sera atteinte en 1975. Le gaz sera transporté par 3 gazoducs en Belgique. Distrigaz est responsable pour le transport à partir de la frontière néerlandaise.

5.5.3 Consommation de combustibles dans différents secteurs

Le tableau 48 montre la consommation de combustibles en Belgique dans les différents secteurs en 1960-1965 et les prévisions pour 1970, 1975 et 1980 faites par la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier.

Tableau 48 Consommation de combustibles dans différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Domestique, commercial	67	81	88	95	102
Fer et acier	39	46	53	55	56
Autres industries	39	53	60	67	77
Centrales thermiques	49	56	74	85	95
Total	194	236	275	300	330

Source: Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier, Les besoins d'énergie dans la communauté jusqu'en 1980, Luxembourg 1967

5.5.4 Consommation de gaz naturel dans différents secteurs

Pour l'estimation de la consommation future en gaz naturel, le modèle de prévisions donné au chapitre 4 a été utilisé. L'utilisation de gaz naturel comme matière première dans l'industrie chimique sera probablement négligeable à moins que le gaz ne soit vendu à un bas prix.

BELGIQUE/LUXEMBOURG

Tableau 49 Consommation de gaz naturel dans différents secteurs

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	12	28	38
Fer et acier	8	11	11
Autres industries	9	13	15
Centrales thermiques	3	5	6
Pertes	1	1	1
Total	32	58	71

5.6 Luxembourg

5.6.1 Ressources d'énergie et production domestique

Le potentiel hydroélectrique du Luxembourg est très limité. En 1964 800 millions de kWh furent produits.

Il n'y a pas de réserves de gaz naturel au Luxembourg et il n'y est prévu aucune importation.

Tableau 50 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Combustibles solides	30	27
Combustibles liquides	2	8
Gaz naturel	0	0
Electricité, hydraulique, nucléaire et importé	0	1
Total	32	36

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

LUXEMBOURG

Tableau 51 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	0	0
Pétrole brut	0	0
Gaz naturel	0	0
Electricité, hydraulique	0	1
nucléaire	0	0
Total	0	1

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

Tableau 52 Besoins d'énergie selon les secteurs principaux de la demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gaz naturel et manufacturé	Gaz liquéfié	Pétrole	Electricité
	1.000 Tcal					
Consommation finale						
Fer et acier	25	10	11	0	3	1
Autres industries	1	0	0	0	1	0
Secteur énergétique	2	0	1	0	0	1
Transport	1	0	0	0	1	0
Domestique et divers	4	2	0	0	2	0
Consommation finale totale	33	11	12	0	7	3

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

LUXEMBOURG

5.6.2 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 53 montre la consommation de combustibles au Luxembourg pour les différents secteurs en 1960 et 1965 et les prévisions pour 1970, 1975 et 1980 faites par la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier.

Tableau 53 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Domestique, commercial	2,5	2,8	3,5	4,1	4,6
Fer et acier	23,8	25,9	25	25	25
Autres industries	0,7	0,7	1,4	1,7	2,1
Centrales thermiques	5,6	4,9	4,9	5,2	5,6
Total	32,6	34,3	35	36	37

Source: Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier, Les besoins d'énergie dans la Communauté jusqu'en 1980, Luxembourg 1967.

5.6.3 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

Pour l'estimation de la consommation future de gaz naturel, le modèle prévisionnel donné au chapitre 4 a été utilisé. L'utilisation du gaz en tant que matière première est négligeable.

Tableau 54 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	0,1	0,6	1,2
Fer et acier	1,5	3,8	5,0
Autres industries	0,1	0,3	0,4
Centrales thermiques	0,2	0,5	0,7
Pertes	0,0	0,1	0,2
Total	1,9	5,3	7,5

CHAPITRE 6 LE GAZ NATUREL DANS LES AUTRES PAYS EUROPEENS

6.1 Royaume-Uni

6.1.1 Situation générale de l'énergie

En 1958 les réserves de charbon anthraciteux en veines de plus de 30 cm. d'épaisseur et jusqu'à une profondeur de 1.200 mètres étaient évaluées à 170 milliards de tonnes; la quantité exploitable, de manière rentable, serait de l'ordre de 50 à 100 milliards de tonnes. La production de charbon anthraciteux en 1957 et 1965 était respectivement de 228 et 190 millions de tonnes.

Il n'existe pas d'évaluation officielle de la production annuelle future ou des réserves totales de gaz naturel de la Mer du Nord. On aurait fait mention d'une production d'environ 10 milliards de m³. Des gisements de pétrole découverts dans le Nottinghamshire ont été évalués à 1 million de tonnes en 1965. La production de cette source constitue environ 0,2 % de la totalité de la consommation en Grande-Bretagne. Lorsqu'elle sera exploitée à fond la puissance hydraulique pourrait produire 8,2 milliards de kWh par an. En 1965 la production était de 4,6 milliards de kWh.

Tableau 55 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Combustibles solides	1.376	1.298
Combustibles liquides	427	652
Gaz naturel	1	8
Electricité, hydraulique, nucléaire et importé	5	18
Total	1.809	1.976

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965

ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 5^c Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	1.376	1.332
Pétrole brut	1	1
Gas naturel	1	2
Electricité, hydraulique	3	4
nucléaire	2	14
Total	1.383	1.353

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 57 Besoins d'énergie selon les secteurs principaux de la demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gas naturel et manufacturé	Gas liquifié	Pétrole	Electricité
	1.000 Tcal					
Consommation finale						
Fer et acier	163	60	43	0	49	11
Autres industries	366	145	30	2	142	48
Secteur énergie	195	86	34	0	42	32
Transport	263	20	0	0	241	2
Domestique et divers	534	322	61	1	74	76
Consommation finale totale	1.521	634	168	3	544	169

Source: Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

6.1.2 Réserves et production de gaz naturel

La prospection continue dans toute la partie britannique de la Mer du Nord à la recherche du gaz naturel. Le banc continental a été partagé en lots d'exploration attribués à 24 différentes sociétés. La présence de plusieurs gisements de gaz a été confirmée mais toute évaluation sérieuse des réserves de la Mer du Nord devra attendre le résultat de nouveaux sondages. D'après les sondages en cours, le gaz se trouverait dans plusieurs gisements relativement petits et non pas dans une nappe très étendue comme celle de Groningue aux Pays-Bas.

Les découvertes dans la Mer du Nord sont jusqu'à présent les suivantes:

- a) La British Petroleum a fait une découverte à environ 67 km. à l'est du Humber. Un accord de longue durée a été conclu dans lequel il est prévu de livrer au Gas Council 500 millions de m³ par an pendant quinze ans à dater de 1967. Il est probable que le volume soit doublé au cours des trois premières années. On a entrepris la construction d'un gazoduc conduisant à la côte où il sera relié à celui qui transporte depuis Canvey Island le gaz algérien. La capacité sera de deux milliards de m³ par an.
- b) Shell/Esso ont fait une découverte à environ 40 km. à l'est du Norfolk. Ce gisement serait capable de donner 5-8 milliards de m³ par an. Un gazoduc de 720 mm. doit être posé en 1967. La négociation avec le Gas Council est en cours.
- c) Conjointement avec le Groupe Amoco le Gas Council anglais, qui est une société nationale, a fait trois découvertes valables. La première a été faite à environ 90 km. de Great Yarmouth et son débit serait de 0,6 million de m³ par jour. La seconde a été faite à proximité de la découverte Shell/Esso et il s'agit sans doute du même gisement. Son débit ouvert serait de 0,7 million de m³ par jour.

ROYAUME-UNI

Le débit de la troisième découverte, qui se situe à 8 km. au sud de la première n'a pas encore été évalué. La production par le Gas Council à partir de ces gisements pourrait commencer en 1968. Le Gas Council et Shell/Esso utiliseront probablement la même canalisation jusqu'à la côte.

- d) Une découverte de gaz naturel a été faite en Mai 1966 par le groupe Phillips, à environ 60 km. à l'est de la concession BP. Le premier essai de capacité a donné un débit ouvert libre d'environ 0,5 million de m³ par jour mais son potentiel serait supérieur.
- e) Le Groupe Arpet a fait, lui aussi, une découverte mais il n'est pas encore démontré que ce gisement serait exploitable.

La capacité de production totale de ces gisements de la Mer du Nord serait de l'ordre de 10 milliards de m³ par an. Il serait raisonnable d'attendre des gisements de la Mer du Nord des ressources égales à celles des nappes découvertes aux Pays-Bas. Cela se traduirait par une exploitation de 40 à 50 milliards de m³ par an pendant 20 ans. Ces évaluations très approximatives ne pourront être vérifiées qu'à la lumière de nouveaux sondages.

La production annuelle pourrait atteindre 10 milliards de m³ en 1970 et 40 milliards de m³ en 1980 et couvrirait alors environ 12 % de la totalité des besoins d'énergie du Royaume-Uni.

Tout à fait en dehors de la prospection en Mer du Nord la Société canadienne Home Oil a découvert un gisement à terre à Lookton dans le Yorkshire. La nappe aurait une capacité d'environ 9-11 millions de m³ par jour, soit 3-4 milliards de m³ par an. Un autre gisement a été découvert à environ 25 km. de Lookton. La prospection continue.

6.1.3 Importations de gaz naturel

Un contrat a été passé en 1964 entre le Royaume-Uni et l'Algérie où il est prévu d'importer 1 milliard de m³ de gaz naturel par an. Les importations au titre de ce contrat se sont élevés à 700 millions de m³. Le gaz est transporté jusqu'à Canvey Island d'où il est distribué aux différentes divisions territoriales du gaz au moyen d'une canalisation qui rejoint Manchester et Leeds. Le gaz algérien est utilisé en majeure partie pour enrichir le gaz léger de naphte.

Des pourparlers ont été entamés avec les Pays-Bas en vue de l'importation de gaz néerlandais. Une étude de réalisation d'une canalisation dans la Mer du Nord a été faite en janvier 1966. Cette étude pourrait avoir une conclusion positive. La négociation a été différée en attendant de mieux connaître les réserves de la Mer du Nord.

Le Gas Council a également négocié avec le Nigéria en vue de l'importation éventuelle de 1 milliard de m³ par an. Les décisions ont été différées.

Même si le gaz de la Mer du Nord était exploité à fond, les importations ne seraient pas exclues pendant les périodes de pointe.

6.1.4 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 58 indique la consommation dans les différents secteurs au Royaume-Uni en 1965 et les prévisions pour 1970, 1975 et 1980. Les prévisions sont fondées sur les évaluations de développement.

ROYAUME-UNI

Tableau 58 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
Domestique, commercial	460	510	560	630
Fer et acier	186	190	200	210
Autres industries	365	380	440	510
Centrales thermiques	572 ¹⁾	730	890	1.100
Total	1.583	1.800	2.100	2.400

¹⁾ Ce chiffre est celui de 1964

Sources: Ministry of Power, Statistical Digest 1965, Londres 1966
Ministry of Power, Fuel Policy, Londres 1965

6.1.5

Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

Les évaluations de la consommation future de gaz naturel ont été faites selon le modèle de prévision du Chapitre 4.

Tableau 59 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	60	150	210
Fer et acier	10	30	42
Autres industries	19	67	100
Centrales thermiques	9	25	35
Pertes	2	6	8
Total	100	280	400

ESPAGNE

6.2 Espagne

6.2.1 Situation générale de l'énergie

En Espagne le charbon anthraciteux constitue la source d'énergie primaire la plus importante. Les réserves sont évaluées au total à presque 3 milliards de tonnes. Elles se situent pour la majeure partie au nord, dans la région d'Oviedo. La production annuelle est en diminution; de 14,4 millions de tonnes en 1958 elle est passée à 12,9 millions de tonnes en 1965.

Les réserves de lignite sont évaluées à 780 millions de tonnes; elles se trouvent surtout dans l'est du pays. La production annuelle, presque doublée depuis 1950, était de 2,9 millions de tonnes en 1965.

Des gisements de gaz naturel ont été découverts dans les provinces d'Alava et Gerone. Ils ne sont pas très importants et en 1965 la production de gaz naturel était d'environ 3,2 millions de m³. Selon des informations, qui ne sont pas encore vérifiées, la prospection dans la région de Bilbao indique des réserves probables de gaz naturel de 50 milliards de m³ au niveau 1.500 à 2.000 m.

La production annuelle de pétrole brut du gisement de Ayoluengo entre Burgos et Santander est évaluée à 0,2 million de tonnes.

Le Ministerio de Industria évalue la production d'énergie hydroélectrique à 48.000 gwh par an. La production en 1965 était de 19.550 gwh.

Tableau 60 Consommation d'énergie

	1965	1970	1975
	1.000 Tcal		
Combustibles solides	112	126	150
Combustibles liquides	130	186	220
Gas naturel	0	1	28
Electricité, hydraulique	77	123	160
nucléaire	0	7	42
Total	320	440	600

Source: Evolución y previsiones del consumo de energía primaria en España. Economía Industrial, Août 1966.

ESPAGNE

Tableau 61 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	103	102
Pétrole brut	1	1
Gas naturel	0	0
Electricité, hydraulique	14	17
Total	118	120

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965

ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 62 Besoins d'énergie selon les principaux secteurs de la demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gas naturel et manufacturé	Gas liquifié	Pétrole	Electricité
	1.000 Tcal					
Consommation finale						
Fer et acier	23	15	6	0	1	1
Autres industries	47	11	1	0	21	14
Secteur énergétique	17	2	3	0	6	6
Transport	67	11	0	0	55	1
Domestique et divers	55	28	1	6	15	5
Consommation finale totale	209	67	11	6	98	27

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

6.2.2 Importations de gaz naturel

La Catalana de Gas y Electricidad a signé avec la Standard Oil, de New Jersey, un contrat pour la livraison de 0,5 milliard de m³ par an de gaz naturel de Libye à partir du deuxième semestre 1969. La Catalana de Gas y Electricidad a une option supplémentaire de 0,5 à 0,6 milliard de m³ mais ces quantités supplémentaires n'ont pas encore fait l'objet d'un accord définitif.

Des pourparlers sont en cours, au sujet du gaz naturel, entre la société algérienne SONATRACH et la Catalana de Gas y Electricidad mais ils n'ont conduit pour le moment qu'à des accords généraux de principe. Il est question d'un volume annuel de 4 milliards de m³.

Il n'existe pas en Espagne de réseau de distribution de gaz naturel.

6.2.3 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 63 indique la consommation de combustibles en Espagne, dans les différents secteurs, en 1964 ainsi que les prévisions pour 1970, 1975 et 1980. La consommation future est évaluée en fonction des prévisions de développement démographique et industriel. La division en rubriques secondaires des "autres industries" a été faite d'après les statistiques espagnoles de 1964.

ESPAGNE

Tableau 63 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1964	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
Domestique, commercial	50	75	100	125
Fer et acier	11	17	25	37
Autres industries	59	86	117	162
Mécanique	3	4	6	8
Produits chimiques	16	26	38	56
Verre, céramique et matériaux de construction	25	35	47	62
Alimentation	7	9	11	14
Textiles	3	5	6	9
Papier	3	4	6	8
Divers	2	3	3	5
Centrales thermiques	25	45	70	85
Total	145	220	310	410

Source: Instituto Nacional de Estadística, Estadística Industrial de España 1964, Madrid 1966

Le tableau 64 indique la consommation de combustibles dans les différentes régions. Ce tableau ne comporte que sept régions, soit 14 provinces des 50 que compte l'Espagne, ces sept régions ou districts étant les seuls où l'on prévoit une consommation éventuelle de gaz naturel avant 1980.

Carte 5 Division en districts de consommation
ESPAGNE



ESPAGNE

Tableau 64 Consommation de combustibles dans l'industrie de sept districts

	1964	1970	1975	1980
	1.000 Tons			
District I, Oviedo				
Fer et acier	2	4	5	8
Autres industries	2	3	5	7
Total	4	7	10	15
District II, Santander, Viscaya et Guipúzcoa				
Fer et acier	5	8	11	16
Autres industries	6	9	13	18
Total	11	17	24	34
District III, Barcelone				
Fer et acier	1	1	2	2
Autres industries	12	18	25	34
Total	13	19	27	36
District IV, Madrid				
Fer et acier	0	0	0	1
Autres industries	6	9	12	17
Total	6	9	12	18
District V, Cordoue, Jaén, Seville, Cadix et Malaga				
Fer et acier	1	1	2	3
Autres industries	5	7	10	13
Total	6	8	12	16
District VI, Valence				
Fer et acier	1	1	2	2
Autres industries	3	5	6	9
Total	4	6	8	11
District VII, Alicante, Murcis				
Fer et acier	0	0	1	1
Autres industries	3	4	5	7
Total	3	4	6	8
Total				
Fer et acier	10	15	23	33
Autres industries	37	55	76	105
Total	47	70	99	138

6.2.4

Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

A l'heure actuelle la consommation de gaz naturel en Espagne est à peu près nulle. Les évaluations de consommation de gaz naturel ont été faites selon le modèle de prévision du chapitre 4 pour tous les secteurs sauf celui des centrales thermoélectriques. Pour ces dernières, on considère que l'utilisation du gaz ne sera envisagée que dans trois régions. Dans les quatre autres régions, ou bien il y a des réserves importantes de charbon, ou bien la production d'énergie thermoélectrique est insignifiante. L'utilisation du gaz naturel dans les centrales thermoélectriques est peu probable dans les régions productrices de charbon - ceci pour des raisons d'ordre social.

Tableau 65 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	1,6	8,1	21
Fer et acier	0,9	3,5	6,7
Autres industries	3,5	14,8	27
Centrales thermiques	0,4	1,4	2,8
Pertes	0,0	0,6	1,3
Total	6,4	28	59
Pourcentage de l'énergie totale	1,5	5	8-9

L'évaluation espagnole de la consommation de gaz naturel, voir Tableau 60, est parfaitement d'accord avec les résultats indiqués ci-dessus.

ESPAGNE

Tableau 66 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs répartis entre les districts

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
District I, Oviedo			
Domestique, commercial	0,0	0,2	0,7
Fer et acier	0,2	0,8	1,6
Autres industries	0,2	1,0	1,8
Centrales thermiques	-	-	-
Pertes	0,0	0,0	0,1
Total, District I	0,4	2,0	4,2
District II, Santander, Vizcaya, Guipúzcoa			
Domestique, commercial	0,2	1,0	2,6
Fer et acier	0,4	1,7	3,3
Autres industries	0,5	2,4	4,4
Centrales thermiques	0,1	0,5	1,0
Pertes	0,0	0,1	0,2
Total, District II	1,2	5,7	12
District III, Barcelone			
Domestique, commercial	0,5	2,2	5,7
Fer et acier	0,1	0,3	0,5
Autres industries	1,1	4,5	8,2
Centrales thermiques	0,2	0,7	1,4
Pertes	0,0	0,2	0,4
Total, District III	1,9	7,9	16
District IV, Madrid			
Domestique, commercial	0,6	2,7	7,0
Fer et acier	0,0	0,1	0,1
Autres industries	0,6	2,5	4,6
Centrales thermiques	-	-	-
Pertes	0,0	0,1	0,3
Total, District IV	1,2	5,4	12
District V, Cordoue, Jaén, Seville, Cadiz, Malaga			
Domestique, commercial	0,1	0,9	2,1
Fer et acier	0,1	0,3	0,5
Autres industries	0,5	2,0	3,7
Centrales thermiques	-	-	-
Pertes	0,0	0,1	0,1
Total, District V	0,7	3,3	6,4

ESPAGNE/PORTUGAL

Tableau 66 (Suite)

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
District VI, Valence			
Domestique, commercial	0,1	0,6	1,4
Fer et acier	0,1	0,2	0,5
Autres industries	0,3	1,3	2,4
Centrales thermiques	0,1	0,2	0,4
Pertes	0,0	0,1	0,1
Total, District VI	0,6	2,4	4,8
District VII, Alicante, Murcie			
Domestique, commercial	0,1	0,5	1,1
Fer et acier	0,0	0,1	0,2
Autres industries	0,3	1,1	2,0
Centrales thermiques	-	-	-
Pertes	0,0	0,0	0,1
Total, District VII	0,4	1,7	3,4

Si l'Espagne devait être alimentée en gaz naturel au moyen d'une canalisation sous-marine de Mostaganem à Carthagène, la centrale d'Escombreras et les usines chimiques de Repera pourraient augmenter de 4.500 Tcal la consommation du District VII.

6.3 Portugal

6.3.1 Situation générale de l'énergie

Les réserves totales de charbon anthraciteux sont évaluées à 29 millions de tonnes. La production annuelle au cours des dix dernières années était de 400.000 à 500.000 tonnes. Les réserves totales de lignite sont évaluées à 34 millions de tonnes. La production en 1965, était de 105.000 tonnes.

La production d'énergie hydroélectrique est évaluée à 18 milliards de kWh par an. La production en 1964 s'est élevée à 4,2 milliards de kWh.

On ne connaît pas de réserves de pétrole ou de gaz naturel au Portugal. L'importation du gaz naturel n'a pas été envisagée.

Tableau 67 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Combustibles solides	6	8
Combustibles liquides	14	21
Gas naturel	0	0
Electricité, hydraulique	3	4
Total	23	33

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 68 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	4	3
Pétrole brut	0	0
Gas naturel	0	0
Electricité, hydraulique	3	3
Total	7	6

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 69 Besoins d'énergie selon les secteurs principaux de la demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gas naturel et manufacturé	Gas liquifié	Pétrole	Electricité
	1.000 Tcal					
Consommation finale						
Fer et acier	1	1	0	0	0	0
Autres industries	10	3	0	0	4	2
Secteur d'énergie	2	0	0	0	1	1
Transport	15	1	0	0	14	0
Domestique et divers	7	2	0	1	3	1
Consommation finale totale	35	6	1	1	23	4

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

6.3.2

Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 70 indique la consommation de combustibles au Portugal dans les différents secteurs en 1965 ainsi que les prévisions de consommation pour 1970, 1975 et 1980. La consommation future est évaluée en fonction des prévisions de développement démographique et industriel.

PORTUGAL

Tableau 70 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
Domestique, commercial	6	9	12	15
Fer et acier	1	2	2	4
Autres industries	8	10	13	18
Centrales thermiques	1	2	6	11
Total	16	23	33	48

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

6.3.3

Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

Jusqu'en 1980 il n'y aurait au Portugal que deux régions éventuellement intéressées par le gaz naturel. L'une comprend Lisbonne et le nord de Sétubal et l'autre englobe Porto, Aveiro et Braga. L'étude n'a considéré que ces deux régions.

Les évaluations de la consommation future de gaz naturel ont été faites pour tous les secteurs selon le modèle de prévision du Chapitre 4.

Tableau 71 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	0,1	0,9	2,5
Fer et acier	0,1	0,3	0,5
Autres industries	0,4	1,5	2,7
Centrales thermiques	0,1	0,3	0,6
Pertes	0,0	0,1	0,1
Total	0,7	3,1	6,4

6.4 Suisse

6.4.1 Situation générale de l'énergie

L'énergie hydraulique constitue la seule importante source d'énergie indigène de la Suisse. La production annuelle, en augmentation, a atteint 24 milliards de kWh en 1965. Lorsque l'exploitation aura atteint en 1975 la limite maximale la production annuelle sera de l'ordre de 35 à 40 milliards de kWh.

Il existe en Suisse de modestes réserves de charbon anthraciteux et de lignite mais elles ne sont exploitées qu'en temps de guerre.

Les réserves certaines de gaz naturel sont évaluées à 40 millions de m³.

Tableau 72 Consommation d'énergie

	1960	1965	1970	1975
	1.000 Tonal			
Combustibles solides	18	13	11	8
Combustibles liquides	36	75	106	136
Gas naturel	0	0	0	2
Electricité, hydraulique	22	26	36	37
nucléaire	0	0	7	34
Total	77	114	160	217

Source: Eidg. Amt für Energiewirtschaft, Berne 1966

Tableau 73 Besoins d'énergie selon les secteurs principaux de la demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gaz naturel et manufacturé	Gas liquifié	Pétrole	Electricité
	1.000 Tcal					
Consommation finale						
Fer et acier	0	0	0	0	0	0
Autres industries	28	4	0	0	17	7
Secteur d'énergie	4	1	0	0	1	3
Transport	24	0	0	0	23	1
Domestique et divers	50	6	1	0	34	9
Consommation finale totale	106	11	2	0	75	20

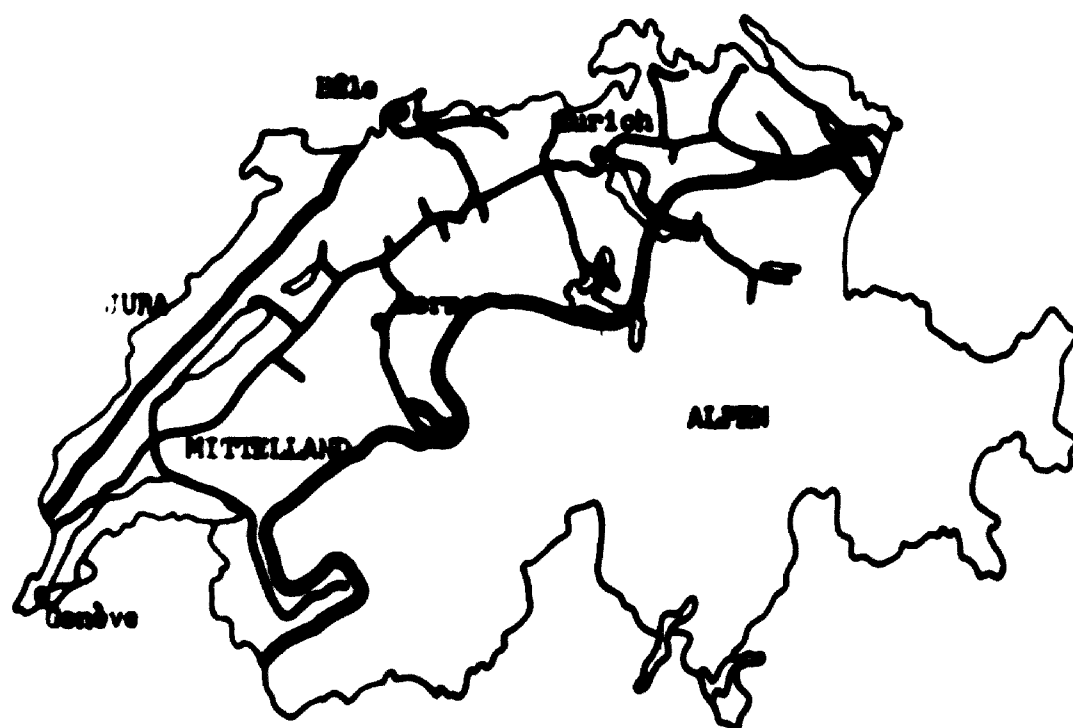
Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

6.4.2

Les importations de gaz naturel et les réseaux de canalisation

L'industrie du gaz suisse construit actuellement un important réseau à partir de deux puissants terminaux de production situés à Bâle et à Zurich. Presque toutes les agglomérations du Mittelland entre Neuenburg et Saint-Margarethen seront alimentées dans les années qui viennent à partir de ces deux terminaux. Le réseau suisse a été connecté au réseau allemand en 1967. Cette connection facilitera l'importation du gaz naturel hollandais à partir des premières années 70. Dans les premiers temps le gaz naturel sera utilisé soit pour la production de gaz de ville, soit pour des livraisons effectuées directement aux usines de la région de Bâle. La conversion du réseau de gaz de ville au transport de gaz naturel sera entreprise à partir du moment où l'on disposera d'une source supplémentaire de gaz naturel.

Carte 6 Futur réseau de gazoducs de gaz naturel
SUISSE



6.4.3 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Les prévisions de consommation ont été faites à partir des statistiques de 1965. L'augmentation annuelle de la demande a été calculée sur la base du développement prévu des pays de la CEE.

La consommation future des centrales thermiques a été évaluée par la Eidg. Amt für Energiewirtschaft.

Tableau 74 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
Domestique, commercial	41	46	54	64
Fer et acier	0	0	0	0
Autres industries	21	26	31	37
Centrales thermiques	1,5	5,7	5,7	5,7
Total	64	78	91	107

6.4.4 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

Le Mittelland constitue la région de plus forte densité de population et de concentration industrielle. Cette région serait la seule à être alimentée en gaz naturel dans un proche avenir.

La demande future de gaz naturel établie selon le modèle de prévision du Chapitre 4 est indiquée dans le Tableau 75. Compte tenu de la structure particulière de la production d'énergie électrique en Suisse, il est peu probable que le gaz naturel soit très utilisé dans les centrales thermo-électriques.

Tableau 75 Consommation de gas naturel dans les différents secteurs de la région du Mittelland

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
Domestique, commercial	0	1,3	6,5	17
Autres industries	0	1,3	4,7	7,4
Centrales thermiques	0	0,4	0,4	0,4
Pertes	0	0,1	0,2	0,5
Total	0	3,1	12	25
Pourcentage de l'énergie totale	0	2	5	9

AUTRICHE

6.5 Autriche

6.5.1 Situation générale de l'énergie

Lorsqu'elle sera exploitée à fond l'énergie hydro-électrique en Autriche devrait, selon les prévisions, produire 43 milliards de kWh. L'exploitation en 1965 était de 36 %.

Les réserves de lignite sont situées, pour la majeure partie, dans le sud-est du pays et sont évaluées à 0,25 milliards de tonnes.

Les réserves sont estimées à 0,07 milliards de tonnes. Les réserves de charbon anthraciteux sont très faibles. La production totale de charbon a connu une pointe en 1957 mais elle est en baisse depuis, sauf en 1962 et 1963. La production (5,5 millions de tonnes) en 1965 était à peu près égale à celle de 1952-1953.

Les réserves totales de pétrole brut sont évaluées à 30 millions de tonnes et ne se trouvent que dans l'est du pays. La production de pétrole brut était de 2,8 millions de tonnes en 1966.

Les réserves prouvées de gaz naturel non associé à du pétrole sont évaluées à 14 milliards de m³. La production annuelle prévue de gaz associé serait de 0,5 milliards de mètres cubes dans les cinq années qui viennent.

Tableau 76 Consommation d'énergie

	1965	1970	1975
	1.000 Tca		
Combustibles solides	50	50	49
Combustibles liquides	48	66	87
Gaz naturel	13	14	13
Electricité, hydraulique	53	69	82
Total	165	199	230

Source: Rauscher, Energiewirtschaft in Österreich, Vienne 1966

AUTRICHE

Les prévisions de consommation de gaz naturel en 1970 et 1975 supposent qu'il n'y aura pas d'importation de gaz naturel.

Tableau 77 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	22	19
Pétrole brut	22	26
Gaz naturel	14	16
Electricité, hydraulique	10	14
Total	68	73

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
 ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 78 Besoins d'énergie selon les secteurs principaux de la demande en 1965

	Total	Combus- tibles solides	Gaz naturel et manu- facturé	Gaz liquéfié	Pétrole	Electri- cité
	1.000 Tcal					
Consommation finale						
Fer et acier	16	7	6	0	1	1
Autres industries	36	5	7	0	18	6
Secteur énergie	28	1	4	0	1	3
Transport	20	5	0	0	15	1
Domestique et divers	31	14	4	0	9	5
Consommation finale totale	111	31	21	1	43	16

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

AUTRICHE

6.5.2 Réserves et production de gaz naturel

L'Autriche possède des réserves de gaz naturel qui sont soit, associés soit indépendants du pétrole. Les gisements de gaz associés au pétrole sont situés, pour la majeure partie dans le champ pétrolier le plus important, celui de Matzen. Les réserves principales de gaz naturel indépendantes sont situées à Zwerndorf à la frontière Tchécoslovaque.

La production totale en 1965 s'est élevée à 1,7 milliards de m³.

6.5.3 Importation de gaz naturel

Aucun contrat d'importation de gaz naturel n'a été signé jusqu'à présent mais différentes possibilités ont été envisagées:

- a) Importation de gaz algérien par méthanier jusqu'à Trieste (ou Koper en Yougoslavie) et par gazoduc jusqu'en Autriche. Il a été question de 1,5 milliards de m³.
- b) Importation de gaz russe par gazoduc depuis la Tchécoslovaquie.
- c) Importation de gaz de Groningue au moyen d'un branchement sur le réseau allemand.

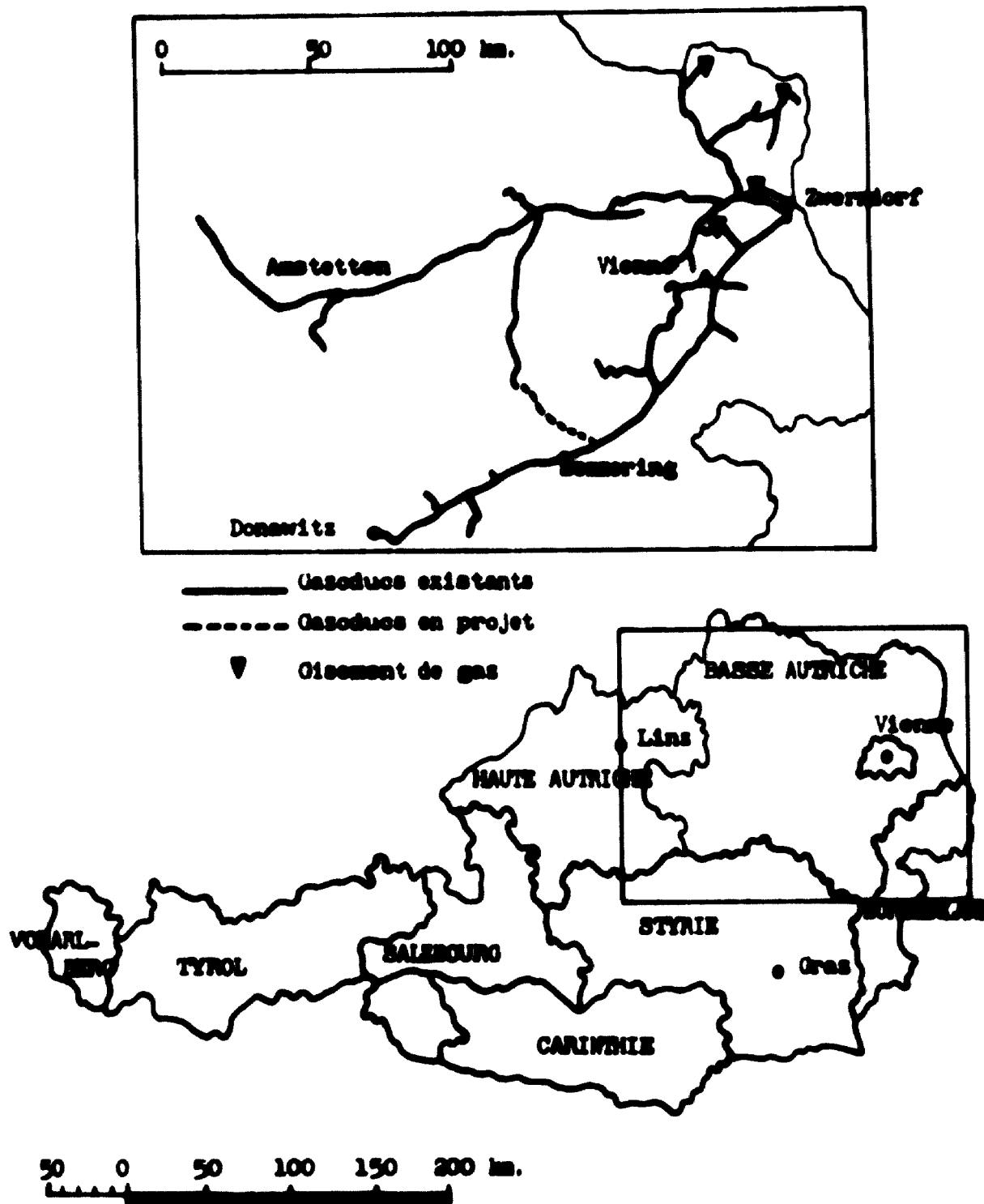
6.5.4 Réseaux de gaz naturel

A l'heure actuelle la consommation de gaz naturel est limitée à quatre provinces fédérales - Vienne, la Basse Autriche, la Styrie et la Haute Autriche. Ce sont les seules provinces équipées d'un réseau de distribution de gaz naturel (dont la longueur totale est de 1.216 km.) voir carte 7.

Les réseaux sont exploités par des sociétés qui dépendent des provinces intéressées. Certaines parmi les plus importantes de ces sociétés ont formé la Austria Ferngas G.m.b.H. pour l'importation et le transport du gaz naturel.

Carte 7 Réseau de gazoducs du gaz naturel

AUTRICHE



6.5.5 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 79 indique la consommation de combustibles en Autriche dans les différents secteurs en 1960 et 1964 et les prévisions pour 1970, 1975 et 1980.

La ventilation du secteur "autres industries" selon les différentes industries est faite selon les statistiques autrichiennes pour 1964.

Tableau 79 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1960	1964	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Domestique, commercial ¹⁾	37	45	58	72	86
Fer et acier	33	25	25	25	25
Autres industries	17	20	26	34	43
Mécanique	1,3	1,4	1,7	2,0	2,2
Produits chimiques	2,0	2,5	3,5	4,7	6,1
Verre et céramique	0,6	0,7	0,9	1,2	1,4
Matériaux de construction	4,0	5,1	7,3	10,0	13,5
Alimentation	2,2	2,8	3,9	5,4	7,3
Textiles	0,9	1,4	2,4	4,1	6,2
Papier	2,5	2,8	3,4	4,0	4,7
Divers	3,7	3,2	2,5	2,1	1,7
Centrales thermiques	11	20	28	35	44
Total des secteurs ci-dessus ¹⁾	100	110	140	170	200

1) Energie totale dans le secteur domestique

Sources: Österreichisches Statistisches Zentralamt, Österreichs Industrie in den Jahren 1960 und 1961 und 1963 und 1964, Vienne 1962 et 1965

Rauscher, Energiewirtschaft in Österreich, Vienne 1966

Eine Prognose des Österreichischen Energieverbrauches. Monatsberichte des Österr. Instituts für Wirtschaftsforschung, Vienne, 1964

6.5.6 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

La consommation de gaz naturel en Autriche remonte à 1900 mais le niveau de consommation actuel date, pour la majeure partie, des années 50, voir Figure 5. La consommation totale, y compris les pertes, s'est élevée à 1,87 milliards de m³ en 1966 (Jahresbericht der Erdölindustrie, Vienne 1967). La part du gaz naturel dans la consommation totale en Autriche est d'environ 10 %.

Il ressort de la ventilation de la consommation totale de gaz naturel que la majeure partie a été consommée dans le secteur industriel, viennent ensuite les usines à gaz et les centrales thermo-électriques.

Figure 5 Consommation totale de gaz naturel



Sources: Rauscher, *Energiewirtschaft in Österreich*, Vienne 1966, p. 73
Wendler, *Die präsumtiven Auswirkungen des Erdgases auf die Struktur der Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland*, Vienne 1965, p. 113 (pour chiffres relatifs aux années 1950 à 1955)

AUTRICHE

Le modèle de prévision du Chapitre 4 a été employé pour les prévisions de consommation de gaz naturel dans tous les secteurs.

L'utilisation du gaz naturel en Autriche, comme matière première a augmenté de manière considérable de 1964 à 1965 en passant de 190 Tcal à 570 Tcal. Cette augmentation résulte du branchement de la Stickstoffwerke/Linz sur le gazoduc qui lui servira d'alimentation pour la fabrication d'engrais artificiels. Une usines pétrochimique près de Vienne utilise le gaz naturel dans la production de matières synthétiques.

Selon le Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung il est peu probable que l'utilisation du gaz naturel comme matière première puisse continuer à se développer avec une telle rapidité si le prix n'en est pas très bas. Or le gaz importé ne saurait satisfaire à cette condition et les réserves autochtones sont trop limitées pour permettre d'augmenter les livraisons à titre de matière première; aussi les produits légers pétroliers remplaceraient le gaz naturel à ce titre.

Il est probable par conséquent que l'utilisation du gaz naturel comme matière première soit bloquée à son niveau actuel de 600 Tcal par an.

Tableau 80 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1964	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
Domestique, commercial	0,2	3,0	9,2	17
Fer et acier	2,6	3,0	4,0	5,0
Autres industries	5,2	6,0	7,2	11
Centrales thermiques	4,0	3,0	3,0	3,4
Matière première	0,2	0,6	0,6	0,6
Pertes	3,6	3,0	3,0	1,0
Total	15,9	19	26	38
Pourcentage de l'énergie totale	10	10	11	15

AUTRICHE/TCHÉCOSLOVAQUIE

Les chiffres du Tableau 76 sont plus faibles que ceux du Tableau 80. Les chiffres du Tableau 76 sont fondés sur l'hypothèse qu'il y aura des importations de gaz naturel. Les chiffres du Tableau 80 sur celle que les quantités nécessaires pour répondre à la demande sont disponibles.

6.6 Tchécoslovaquie

6.6.1 Situation générale de l'énergie

Les combustibles solides prédominent parmi les sources d'énergie primaire. Les réserves de lignite sont évaluées à 12 ou 13 milliards de tonnes. Environ 77 % des réserves se trouvent dans le Nord de la Bohême. Les mines de charbon anthraciteux sont concentrées sur Ostrava-Karviná où se trouvent 95 % de toutes les réserves de charbon anthraciteux.

La production d'énergie hydro-électrique est évaluée à 7 ou 8 milliards de kWh. Les rivières Vltava et Váh constituent environ 40 % du potentiel total.

Tableau 81 Consommation d'énergie

	1960	1965	1970	1980
	1.000 Téal			
Combustibles solides	396	430	463	554
Combustibles liquides	28	62	108	218
Gaz naturel	12	8	13	50
Electricité, hydraulique et importé	12	8	8	8
nucléaire	0	0	0	8
Total	447	508	592	840

Source: Commission d'Etat pour la Technologie, Grundsätzliche Angaben über die Entwicklung der Volkswirtschaft in der CSSR 1950-1980, Prague 1966

TCHÉCOSLOVAQUIE

Tableau 82 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	429	502
Pétrole brut	1	2
Gas naturel	12	8
Electricité, hydraulique	2	4
Total	444	516

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

6.6.2 Réserves et production de gaz naturel

La Tchécoslovaquie possède de modestes réserves situées, en majeure partie à la frontière autrichienne et dans la même région que le gaz naturel autrichien. Les réserves prouvées ont été évaluées en 1965 à 9 milliards de m³.

La production s'est élevée à environ 1 milliard de m³ en 1965.

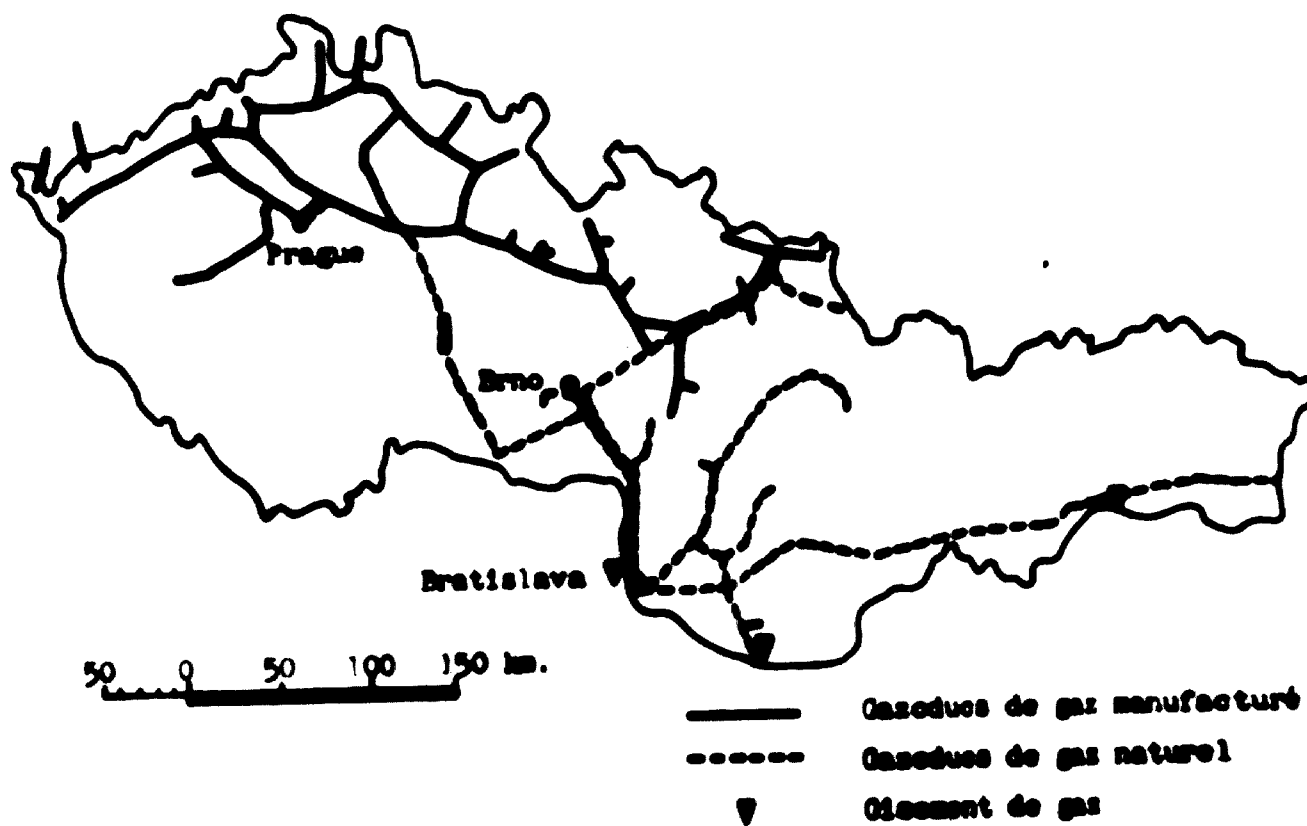
6.6.3 Importations de gaz naturel et réseaux de gaz naturel

Un contrat a été signé qui prévoit l'importation de gaz naturel de l'Ukraine à partir de 1967. Le gaz sera transporté par gazoduc depuis Dashava dans l'Ukraine jusqu'à Bratislava. La quantité annuelle aura atteint 1 milliard de m³ en 1970. Le gazoduc principal dont une longueur de 350 km. se trouve en Tchécoslovaquie a un diamètre de 720 mm. Il traverse la Slovaquie et est raccordé au réseau existant, à Bratislava, voir Carte 8.

6.6.4 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 83 indique la consommation dans les différents secteurs et les prévisions pour les années 1970, 1975 et 1980. Les prévisions sont fondées

Carte 8 Réseau de gazoducs (gaz naturel et gaz manufacturé)
TCHÉCOSLOVAQUIE



TCHÉCOSLOVAQUIE

sur les prévisions tchécoslovaques de développement de l'énergie.

Tableau 83 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal				
Domestique, commercial	60	70	80	100	110
Industrie	136	150	170	190	210
Centrales thermiques	155	200	230	290	350
Total	251	420	480	580	670

Source: Fleming, Lidichy, Procházka, Analysis of Structural Changes in the Czechoslovak Energy Balance. World Power Conference, Tokio 1966

6.6.5

Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

La consommation de gaz naturel en Tchécoslovaquie est faible à l'heure actuelle parce que les réserves indigènes sont peu importantes. La consommation s'est élevée à 970 millions de m³ en 1965.

Le modèle de prévision du Chapitre 4 a été employé pour l'estimation de la consommation future de tous les secteurs, à l'exception de la consommation de gaz naturel dans les centrales thermiques et de l'utilisation comme matière première dans l'industrie chimique

Les centrales thermiques, en Tchécoslovaquie, fonctionnent en majeure partie au lignite, et selon la Commission d'Etat à la Technologie il n'est pas envisagé d'utiliser du gaz naturel dans ce secteur.

Le développement de l'industrie chimique prend de l'ampleur en Tchécoslovaquie, et il est prévu d'utiliser le gaz naturel comme matière brute. La Commission d'Etat à la Technologie et Metalimex ont évalué la consommation future à environ 1.500 Tcal en 1970 et 3.500 Tcal en 1975 et 1980.

TCHÉCOSLOVAQUIE/YOUGOSLAVIE

Tableau 84 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
Domestique, commercial	..	2,5	13	33
Industrie	..	8,5	29	42
Centrales thermiques	..	0	0	0
Matière brute	..	1,5	3,5	3,5
Pertes	..	0,3	0,9	1,6
Total	8,7	13	46	80
Pourcentage de l'énergie totale	1,7	2,2	6	10

Les prévisions tchèques du Tableau 81 donnent pour 1970, les mêmes résultats que le tableau ci-dessus mais elles sont un peu plus faibles pour 1980.

6.7 Yougoslavie

6.7.1 Situation générale de l'énergie

La Yougoslavie possède d'importantes réserves de lignite, évaluées à 21,4 milliards de tonnes, dont 7,2 milliards en réserves prouvées. La production annuelle est passée de 10,7 millions de tonnes en 1960 à 14,4 millions de tonnes en 1965.

Les réserves de charbon anthraciteux sont évaluées à 237 millions de tonnes, dont seulement 22 millions de tonnes en réserves prouvées. La production en 1965 était d'environ 1,2 millions de tonnes.

Les réserves totales de pétrole brut sont évaluées à 36 millions de tonnes. La production annuelle devrait augmenter depuis 2,1 millions de tonnes en 1965 jusqu'à 3,2 millions de tonnes en 1970. Les réserves de pétrole brut et de gaz naturel sont situées en Croatie.

YOUgoslavIE

La production d'énergie hydraulique s'est élevée à 8 milliards de kWh en 1965.

Tableau 85 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Combustibles solides	94	124
Combustibles liquides	13	27
Gas naturel	0	3
Electricité, hydraulique	5	8
Total	112	163

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 86 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	84	109
Pétrole brut	9	19
Gas naturel	0	3
Electricité, hydraulique	5	8
Total	98	139

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

6.7.2

Réserves et production de gas naturel

Les réserves prouvées de gas naturel ont été évaluées à 26 milliards de m³ à la fin de l'année 1965. Les nappes principales se trouvent en Croatie.

YUGOSLAVIE

Des petits gisements de gaz ont été découverts récemment dans l'Adriatique. Le gaz est associé à du pétrole. La prospection continue.

La production était de 335 millions de m³ en 1965 et doit atteindre 1 milliard de m³ en 1970.

6.7.3 Importations de gaz naturel

Il est envisagé d'importer du gaz naturel de Russie et d'Algérie. Le gaz russe serait transporté par gazoduc jusqu'à Trieste à l'intention, principalement, de l'Italie. Le gaz algérien serait transporté par méthanier jusqu'à Koper en Yougoslavie et de là serait probablement distribué outre la Yougoslavie, à l'Italie, l'Autriche, la Bavière et la Tchécoslovaquie. Les discussions ont porté sur des importations de gaz algérien de 0,8 milliards de m³ en 1975 et de 1 milliard de m³ en 1980.

6.7.4 Consommation de combustibles dans l'industrie

Selon les statistiques nationales de 1965 et les prévisions de l'OCDE relatives au développement en Yougoslavie jusqu'en 1975 les besoins de combustibles seraient:

1965	38.000 Tcal
1970	63.000 Tcal
1975	100.000 Tcal
1980	180.000 Tcal

6.7.5 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

La consommation de gaz naturel en Yougoslavie a été jusqu'à présent insignifiante et basée sur des réserves indigènes peu importantes. La consommation était de 197 millions de m³ en 1965 et de 332 millions en 1966. Il existe un réseau de gazoducs d'une longueur totale de 530 km.

YOUgoslavie/GRECE

La demande future de gaz naturel évaluée selon le modèle de prévision du Chapitre 4 fait l'objet du Tableau 87.

Tableau 87 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1960	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tbal				
Domestique, commercial	0,2	0,5	0,6	3,5	9,9
Industrie	} 0,4	} 1,3	3,2	15	36
Centrales thermiques			0,4	2	5
Pertes			0,1	0,4	1,0
Total	0,6	1,8	4,3	21	52

Source: 1960-65, Dimitrijevic, Gas in Yugoslavia, Gas Wärme International 1967, No. 5

6.8 Grèce

6.8.1 Situation générale de l'énergie

La production possible d'énergie hydraulique en Grèce est évaluée à environ 15 milliards de kWh. La production effective d'énergie hydraulique en 1965 s'est élevée à 0,7 milliards de kWh.

Les réserves de lignite, d'exploitation facile, sont situées en Macédoine et dans le centre du Péloponèse; elles sont respectivement de 300 et de 200 millions de tonnes. La production annuelle de lignite a plus que doublé depuis 1959; elle était de 4,5 millions de tonnes en 1965.

On ne connaît pas de réserves de pétrole ou de gaz naturel.

GRECE

Tableau 88 Consommation d'énergie

	1960	1965
	I.000 Tcal	
Combustibles solides	7	14
Combustibles liquides	18	32
Gas naturel	0	0
Electricité, hydraulique	0	1
Total	26	47

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 89 Production d'énergie

	1960	1965
	I.000 Tcal	
Charbon et lignite	6	12
Pétrole brut	0	0
Gas naturel	0	0
Electricité, hydraulique	0	1
Total	6	13

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

GRECE

Tableau 90 Besoins d'énergie selon les secteurs principaux de la demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gas naturel et manufacturé	Gas liquifié	Pétrole	Electricité
1.000 Tcal						
Consommation finale						
Fer et acier	1	0	0	0	1	0
Autres industries	10	1	0	0	7	2
Secteur d'énergie	2	0	0	0	1	1
Transport	24	1	0	0	23	0
Domestique et divers	8	1	0	0	6	1
Consommation finale totale	45	3	0	0	38	4

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Énergie Paris 1967

6.8.2

Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Les prévisions de consommation en Grèce, Tableau 91, sont fondées sur une prévision de l'OCDE du développement économique général du pays (Grèce 1965, Economic Surveys, Paris 1966, OCDE).

Tableau 91 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1965	1970	1975	1980
1.000 Tcal				
Domestique, commercial	7	9	12	16
Fer et acier	1	2	2	4
Autres industries	8	11	16	25
Total	16	22	30	45

GRECE/TURQUIE

6.8.3 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

Athènes est considéré comme le seul marché de consommation de gaz naturel au cours des années 70. Selon le modèle de prévision du Chapitre 4 la demande de gaz naturel est évaluée comme indiqué au Tableau 92.

Tableau 92 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs, dans la région d'Athènes

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	0,3	1,0	2,6
Fer et acier	0,0	0,2	0,4
Autres industries	0,4	2,0	4
Centrales thermiques	0,1	0,4	0,8
Total	0,8	4	8

6.9 Turquie

6.9.1 Réserves d'énergie et production indigènes

Les réserves de charbon anthraciteux ont été évaluées à 1,5 milliards de tonnes en 1961. La production annuelle est passée de 2,8 millions de tonnes en 1950 à 4,4 millions de tonnes en 1965.

Les réserves de lignite ont été évaluées à 0,85 milliards de tonnes en 1961. La production en 1967 doit atteindre 5,9 millions de tonnes. Elle était de 2,5 millions de tonnes en 1965.

Les réserves de pétrole brut sont situées dans le sud-est de la Turquie. Elles sont évaluées à 72 millions de tonnes et la production de pétrole brut en 1965 était de 1,5 millions de tonnes.

Les réserves prouvées de gaz naturel ont été évaluées, fin 1965, à 1,4 milliards de m³.

TURQUIE

Exploitées à fond la production d'énergie hydraulique serait de l'ordre de 53 milliards de kWh par an. La production, en 1964, était de 2,2 milliards de kWh.

Il a été envisagé d'importer du gaz naturel de l'Iran.

Tableau 93 Consommation d'énergie

	1962	1967	1977
	1.000 Téal		
Combustibles solides	40	55	105
Combustibles liquides	23	50	125
Gas naturel	0	0	0
Electricité, hydraulique	6	8	25
Total	69	113	255

Source: State Planning Organisation, Five Year Development Plan 1963-1967, Ankara 1963

Tableau 94 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Téal	
Charbon et lignite	30	38
Pétrole brut	3	14
Gas naturel	0	0
Electricité, hydraulique	1	2
Total	34	54

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

TURQUIE

Tableau 95 Besoins d'énergie selon les principaux secteurs de la demande en 1965

	Total	Combustibles solides	Gas naturel et manufacturé	Gas liquifié	Pétrole	Electricité
1.000 Tcal						
Consommation finale						
Fer et acier	5	2	2	0	1	0
Autres industries	15	5	0	0	7	2
Secteur d'énergie	6	1	2	0	3	1
Transport	21	9	0	0	12	0
Domestique et divers	18	7	0	0	10	1
Consommation finale totale	65	24	4	0	33	4

Source: OCDE, Statistiques de Base de l'Energie, Paris 1967

6.9.2

Consommation de combustibles dans les différents secteurs

Le tableau 94 présente la consommation dans les différents secteurs en 1964 et les prévisions pour 1970, 1975 et 1980. La consommation future de combustibles est évaluée en fonction du développement démographique et industriel.

Tableau 96 Consommation de combustibles dans les différents secteurs

	1965	1970	1975	1980
1.000 Tcal				
Domestique, commercial	17	25	33	43
Fer et acier	5	7	11	16
Autres industries	13	19	30	44
Total	35	50	70	100

6.9.3 Consommation de gaz naturel

On considère que le marché potentiel du gaz naturel sera limité à la région d'Istanbul.

L'évaluation de la consommation future de gaz naturel a été faite selon la formule du chapitre 4.

Tableau 97 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	0,1	0,3	0,9
Autres industries	0,5	2,0	4,2
Centrales thermiques	0,1	0,2	0,5
Total	0,7	2,5	6

CHAPITRE 7 LE GAZ NATUREL DANS LES PAYS D'AFRIQUE DU NORD

7.1 Tunisie

7.1.1 Situation générale de l'énergie

Les besoins d'énergie de la Tunisie sont presque entièrement couverts par des importations de pétrole; cependant des réserves de pétrole brut qui doivent produire 2 millions de tonnes par an ont été découvertes dans le sud près de la frontière algérienne. Les réserves de gaz naturel qui ont été découvertes au Cap Bon livrent du gaz pour la consommation domestique à Tunis. Des réserves de lignite de qualité médiocre étaient exploitées auparavant, notamment pendant la dernière guerre. L'énergie hydraulique a fourni 0,04 milliard de kWh en 1965.

Tableau 98 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Combustibles solides	0,3	0,3
Combustibles liquides	4,5	6,6
Gaz naturel	0,1	0,1
Electricité, hydraulique	0,0	0,0
Total	4,9	7,0

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
 ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 99 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	0,0	0,0
Pétrole brut	0,0	0,0
Gaz naturel	0,1	0,1
Electricité, hydraulique	0,0	0,0
Total	0,1	0,1

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
 ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

TUNISIE

7.1.2 Réserves et production de gaz naturel

La consommation de gaz naturel a jusqu'ici été limitée à Tunis. La production a lieu à Sidi Abderrahme situé dans la Péninsule du Cap Bon. Les réserves se montent à environ 150 millions de m³ et on estime qu'elles seront épuisées en 1975.

Des réserves inexploitées existent à Bir Ali Ben Khalifa à Sfax. Les possibilités de production sont inconnues.

Les réserves totales prouvées de la Tunisie étaient estimées à environ 8 milliards 500 millions de m³ à la fin de 1965.

7.1.3 Consommation de combustibles dans l'industrie

Basée sur les prévisions officielles (Secrétariat d'Etat au Plan et aux Finances) la consommation future de combustible dans l'industrie est estimée ainsi qu'il suit:

1970	3.400 Tcal
1975	5.800 Tcal
1980	10.000 Tcal

7.1.4 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

La consommation future de gaz naturel est estimée en utilisant le modèle de prévisions donné au Chapitre 4. Il n'y a que les régions développées et où la densité de la population est élevée se trouvant dans la partie Nord du pays qui ont été considérées.

Tableau 100 Consommation de gaz naturel dans les différents secteurs

	1965	1970	1975	1980
	1.000 Tcal			
Domestique, commercial	0,2	0,2	1,5	4,1
Industrie	0,0	0,2	0,9	2,0
Centrales thermiques	0,0	0,0	0,3	0,6
Total	0,2	0,4	2,7	6,7

7.2 Maroc

7.2.1 Situation générale de l'énergie

Les réserves totales de charbon anthraciteux sont estimées à 96 millions de tonnes, dont seulement 15 millions de tonnes sont des réserves prouvées. Le Maroc n'a pas de réserve de lignite. La production annuelle de charbon anthraciteux de 1960 à 1965 se montait à 400.000 tonnes.

La production de pétrole brut se montait à 150.000 tonnes en 1963 et à 100.000 tonnes en 1965. Les champs de Rharb-Senki ont été découverts en 1957. Ces dernières années, du pétrole brut et du gaz naturel ont été découverts dans la province Sud de Essaouria.

Lorsque l'énergie hydraulique sera complètement exploitée, on estime qu'elle produira 3 milliards de kWh par an. En 1965, environ 1 milliard 200 millions de kWh ont été produits.

Tableau 101 Consommation d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Combustibles solides	2	2,1
Combustibles liquides	8	11,1
Gas naturel	0	0,1
Electricité, hydraulique	1	1,1
Total	11	14,4

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
 ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Tableau 102 Production d'énergie

	1960	1965
	1.000 Tcal	
Charbon et lignite	3	3
Pétrole brut	1	1
Gas naturel	0	0
Electricité, hydraulique	1	1
Total	5	5

Sources: ONU, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965
 ONU, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

7.2.2 Réerves de gas naturel et production

Il y a un petit champ de gas naturel dans le Sud du Maroc avec une production de 10 millions de m³ en 1965. Le gas est consommé dans la ville de Essaouira mais un gazoduc de 100 km. est prévu pour desservir une autre ville.

Les réserves prouvées de gas naturel étaient estimées à environ 500 millions de m³ à la fin de 1965.

7.2.3 Consommation de combustibles dans l'industrie

Sur la base d'estimations officielles pour 1967 et étant donné le développement prévu de l'industrie, la consommation future de combustibles dans l'industrie est estimée ainsi qu'il suit:

1967	3.000 Tcal
1970	3.700 Tcal
1975	5.900 Tcal
1980	9.500 Tcal

7.2.4 Consommation de gas naturel dans les différents secteurs

La consommation future de gas naturel a été estimée en utilisant le modèle de prévisions donné au Chapitre 4. Seules les régions Nord et Ouest du pays le long de la Méditerranée et de l'Atlantique ont été considérées.

Tableau 103 Consommation de gas naturel dans les différents secteurs

	1970	1975	1980
	1.000 Tcal		
Domestique, commercial	0,1	0,6	1,7
Industrie	0,2	0,9	1,9
Centrales thermiques	0,0	0,2	0,4
Total	0,3	1,7	4,0

CHAPITRE 8 DISPONIBILITES DE GAZ NATUREL EN LIBYE, HONGRIE, ROUMANIE ET U.R.S.S.

8.1 Libye

8.1.1 Réserves et production de gaz naturel

Il y a en Libye d'importantes quantités de gaz naturel associé à du pétrole. Les gisements de pétrole se trouvent dans le Bassin de Sirte à environ 150-250 km. de la Méditerranée.

Les réserves prouvées de gaz naturel ont été évaluées à environ 212 milliards de m³ à la fin de l'année 1965. La production de gaz en 1965 a été répartie entre les nappes principales comme indiqué au Tableau 104.

Tableau 104 Production de pétrole et de gaz en 1965

Gisement	Producteur	Production de pétrole en 1965 millions de m ³	Rapport Gaz/pétrole	Production de gaz en 1965 millions de m ³	Pourcentage de la production totale de gaz
Zelten	Esso	25,2	123	3.100	36
Raguba	Esso	5,5	180	1.000	12
Dahra	Oasis	7,5	262	1.960	23
Hofra	Mobil	4,1	344	1.410	17
Total		42,3		7.470	88
Total, tous les gisements		71,9		8.600	100

Sources: World Petroleum Report, Africa, 1966
Develib Co., Tripoli, Libye 1966

La Esso Standard Libya va extraire 3,45 milliards de m³ de gaz naturel par an du gisement de Zelten dans le cadre des contrats passés avec l'Italie et l'Espagne. Le gaz sera séparé du pétrole brut au puits de production et transporté séparément par gazoduc jusqu'à Marsa El Brega sur le littoral où il sera liquéfié. La production doit commencer en 1968.

LIBYE/HONGRIE

L'usine de liquéfaction de Marsa el Brega aura une capacité de 12,8 millions de m³ par jour, soit 4,5 milliards de m³ par an.

On n'a découvert jusqu'à présent que des nappes réduites de gaz naturel non associé au pétrole. Dix-sept sources de gaz ont été reconnues. Leur capacité de production totale certaine serait de 2,5 millions de m³ par jour. La prospection continue aussi bien en Méditerranée qu'à terre. Une découverte a été annoncée récemment à 16 km. de la côte dans le Golfe de Sirte, par Atlantic/Phillips. Le débit ouvert de ce gisement serait de 1 million de m³ par jour.

8.1.2 Contrats et prix de vente

Des contrats de vente ont été conclus avec l'Italie et l'Espagne. L'ENI aurait accepté de payer 0,21 cents le Mcal livré à La Spezia.

8.2 Hongrie

Les réserves prouvées de gaz naturel sont de l'ordre de 30 milliards de m³. Les nappes principales se trouvent dans la région orientale du pays. Le gisement le plus important est celui de Hadju-Szobossló dont les réserves certaines sont évaluées à 23 milliards de m³.

La production en 1965 était de 1,1 milliard de m³, elle doit atteindre 1,5 milliards de m³ en 1966 et dépassera peut être 2,5 milliards de m³ d'ici à 1970.

La Hongrie importe de manière constante environ 200 millions de m³ par an de gaz naturel roumain.

ROUMANIE/U.R.S.S.

8.3 Roumanie

Les réserves prouvées de gaz naturel ont été évaluées à 207 milliards de m³ fin de l'année 1965.

Les nappes principales se trouvent dans la Transylvanie. La production s'est élevée en 1965 à 15,3 milliards de m³ et sera portée à 18,5 milliards de m³ en 1975.

200 millions de m³ sont exportés chaque année à destination de la Hongrie.

8.4 U.R.S.S.

8.4.1 Réserves de gaz naturel

Les réserves découvertes jusqu'à présent s'élèvent dans l'ensemble à 43.000 milliards de m³ dont 2.655 milliards sont prouvées.

Les principales régions productrices sont:

- L'Ukraine, avec ses gisements de Schebelinka (au sud de Kharkov dans le bassin du Dnieper-Don) et de Dashava (à 10 km. de la frontière polonaise).
- Le versant nord du Caucase où les gisements les plus importants sont à proximité de Stavropol et de Krasnodar.
- La région Oural-Volga où des gisements se trouvent dans la région située entre Volgograd et Saratov.
- L'Asie centrale, y compris le champ de Gasli.
- La Sibérie occidentale où de nombreuses découvertes ont été faites dans les montagnes de l'Oural dont notamment, les gisements de Uhta et de Beresowo, et, dans la région trans-ourale les gisements de Tazovskoyé et ceux de la Presqu'Ile de Yamal.

8.4.2 Production de gas naturel

La production totale de gas naturel était en 1965 de 111 milliards de m³. La production par gisement était de:

Dashava	13 milliards de m ³
Schebelinka	25 milliards de m ³
Krasnodar	22 milliards de m ³
Stavropol	15 milliards de m ³
Gasli	16 milliards de m ³
Volgograd	20 milliards de m ³
Saratov	

A la production indiquée ci-dessus s'ajoutent 15 milliards de m³ de gas associé à du pétrole. Le prochain plan de cinq ans (1966-1970) voudrait atteindre 225-240 milliards de m³ en 1970, y compris les petites quantités de gas associé au pétrole et le gas manufacturé. La production de gas manufacturé était, en 1966, de 18 milliards de m³.

Il serait question pour 1980 d'atteindre une production de 680-720 milliards de m³ par an.

La répartition géographique de la production en 1970 est prévue de la manière suivante:

Ukraine	60 milliards de m ³
Oural-Volga et Caucase du Nord	87 milliards de m ³
Sibérie occidentale	16-26 milliards de m ³
Asie centrale	
Gasli	37 milliards de m ³
Turkmenistan	14 milliards de m ³
Kazakstan	commencement de la production

La production doit atteindre 110 à 120 milliards de m^3 en Sibérie occidentale, d'ici à 1976.

8.4.3 Contrats de vente

A partir de 1967 l'Afghanistan fournira du gaz naturel à l'U.R.S.S. à raison de 1,5 milliards de m^3 par an dans les premiers temps et 3,5 milliards par la suite.

Un accord est intervenu pour la construction d'un gazoduc depuis les champs de pétrole d'Iran jusqu'à la frontière de l'U.R.S.S. (Turkmenistan) en vue de la fourniture de gaz à l'U.R.S.S. La longueur totale du gazoduc sera de 1.000 km. et sa capacité de 10 milliards de m^3 par an. Les livraisons auront atteint un niveau annuel approximatif de 10 milliards de m^3 . Cet accord couvre une période de 15 ans.

De petites quantités de gaz sont exportées vers la Pologne et à partir de 1967 la Tchécoslovaquie recevra du gaz en provenance de Dashava dans l'Ukraine.

Il a été envisagé d'exporter du gaz naturel vers l'Italie, par gazoduc.

BIBLIOGRAPHIE

Arbeitsgemeinschaft deutscher wirtschaftswissenschaftlicher
Forschungsinstitute, e.V., Energiegutachten, Bonn 1961

Bayerisches Statistisches Landesamt, Erdgas- und Erdölstatistik,
Munich 1966

Bluemel, H., Planning and layout of the Power Station at Ingolstadt,
Modern German Boiler practice, juillet 1966

Bureau d'Etudes du Fonds Spécial pour le Développement Industriel
en Algérie, Documentation de Base sur le Développement Industriel
en Algérie, Ministère de l'Industrie de l'Energie, Tome 1,
Alger 1965

Burgbacher, Wessels, Müller, Die Energiewirtschaft im Gemeinsamen
Markt, Baden-Baden 1963

Central Commission of People's Control and Statistics, Statistical
Yearbook of the Czechoslovak Socialist Republic, Prague 1966

CEREN (Centre d'Etudes Régionales sur l'Economie de l'Energie),
Premières perspectives régionales des consommations d'énergie en
1970, note du 15.7.1963

Chambre de Commerce et d'Industrie d'Alger, Situation Economique
de l'Algérie 1965

Chazal, J., Dhuin, J., et Bernard, J., Développement au Cours des
Prochaines Années des Emplois Industriels du Gaz Naturel en France,
World Power Conference, note 15 III A 1966

Commissariat Général du Plan d'Equipeement et de la Productivité,
V^e Plan 1966-1970, Rapport Général de la Commission de l'énergie,
Paris 1966

Commission de l'énergie, V^e Plan 1966-1970, Paris 1966

Commission des carburants, V^e Plan 1966-1970, Paris 1966

Commission de la chimie, V^e Plan 1966-1970, Paris 1966

Commission de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier,
Untersuchung über die langfristigen energiewirtschaftlichen Aus-
sichten der Europäischen Gemeinschaft, Luxembourg 1964

Commission de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier,
Nouvelles Réflexions sur les Perspectives Energétiques à Long Terme
de la Communauté Européenne, Luxembourg 1966

Commission de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier,
Les besoins d'énergie dans la Communauté jusqu'en 1980, Luxembourg
1967

Communauté Economique Européenne, Série économie et finance, Etudes,
Problèmes et Perspectives du Gaz Naturel dans la C.E.E., Bruxelles
1965

Coykendall, C.H., Cause and prevention of furnace boiler fuel
explosions in power boilers, Paper Trade Journal, août 1966

Dimitrijevic, D., Gas in Yugoslavia, Gas Wärme International,
mai 1967

Direction du Gaz et de l'Electricité, Statistiques officielles de
l'industrie gazière en France pour l'année 1964, Paris 1965

Der Bundesminister für Gesundheitswesen, Technische Anleitung zur
Reinhaltung der Luft, Bonn 14.9.1964

Elverdam, E., Algasbraendere, Warne, 31e volume annuel, avril 1966

E.N.I. (Ente Nazionale Idrocarburi), Relazioni e Bilancio al 31
dicembre 1965, Rome 1966

Evolución y previsiones del consumo de energía primaria en España,
Economía Industrial, Madrid août 1966

Federal Institute for Statistics, Statistical Yearbook of the
Socialist Federal Republic of Yugoslavia, Belgrade 1966

Financial Times, 24 Octobre 1966

Finlayson, P.C., et Durant, A.W., The use of natural gas in the
United Kingdom Iron and Steel Industry, Engineering 1964

Friedle, H., Gas-Wärmeenergie der Zukunft, Gesundheitsingenieur,
1964

Gasunie, Annual Report of the Nederlandse Gasunie on the year 1965,
La Haye 1966

Gasverwendung, 1966-1967, Frankfurt

Gaswärme, Industriegasverbrauch in Österreich, No. 8, 1964

Gaswärme-Institut, Tableau d'équivalence de valeur de différentes
catégories d'énergie, Langenberg

Gaz de France, Statistiques 1965, Paris 1966

General Statistics Office, Annual Abstract of Statistics, No. 102,
1965, Her Majesty's Stationary Office, Londres 1965

Girotti, Raffaele, Situazione del Settore degli Idrocarburi, Relazione presentata dell'Ing. Raffaele Girotti alla Commissione Consultiva per l'Energia il 21 luglio 1966, Rome 1966

Hark, H.-V., Die Erdöl und Erdgasexploration in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1965, Erdöl und Kohle, Erdgas - Petrochemie, 1966

Huber, F., Austria's Position within the Intereuropean Natural-Gas System, World Power Conference, Tokyo, note 16, 1966

Hutchison, Kenneth, The Future of the Gas Industry in Great Britain, Gas Council, Londres 1966

INSEE (Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques) Annuaire statistique de la France 1964, Paris 1964 (a)

INSEE (Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques) Recensement de 1962, Villes et Agglomérations urbaines, Paris 1964 (b)

INSEE (Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques) Perspectives démographiques régionales en 1970 et 1978, Etudes et conjoncture 1965:4

Instituto Nacional de Estadística, Anuário Estadístico, Vol. I, Metrópole, Lisbonne 1964

Instituto Nacional de Estadística, Censo de la población y de las viviendas de España, Tomo 1, Cifras generales de habitantes, Madrid 1962

Instituto Nacional de Estadística, Estadística Industrial de España 1964, Madrid 1966

IP (Institute of Petroleum) Review 1965-1967

Instituto Centrale di Statistica, 4° Censimento Generale dell'Industria e del Commercio, Volume III Industrie, Tomo I Imprese, Rome 1966

Kayser, L'Economie et la population de la Grèce, Notes et Etudes Documentaires, Paris 1963

Kalmer, Helmut, Umstellung eines Hüttenwerkes auf Erdgasbetrieb unter besonderer Berücksichtigung der betrieblichen Massnahmen, Stahl und Eisen, Heft 3, 1966

Kollektion Studien, Reihe Wirtschaft und Finanzen Nr. 3, Probleme und Aussichten des Erdgases in der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft, Bruxelles 1965

Koren, Monatsbericht des Österr. Instituts für Wirtschaftsforschung, Vienne 1964

KWG, Kohlenwasserstoffgase, 1966

de Lavilleon, Patrick, ENI strengthens its position, World Petroleum, Juin 1966

Mayer, Ferdinand, Erdöl Weltatlas, Brunswick 1966

Ministerio de Industria, Estadística de la Industria de Energía Eléctrica, Madrid 1965

Ministerio de Industria, La Energía en España, Madrid 1961

Ministero dell'Industria e del Commercio, Primo Rapporto della Commissione Consultiva per l'Energia, Rome 1965

Ministero dell'Industria e del Commercio, Bilanci energetici, consuntivo definitivo 1964, consuntivo provvisorio 1965, preventivo 1966, Rome 1966

Ministry of Electric Power, Information on the Management Model of Czechoslovak Power Engineering in the Economic Field, Prague 1965

Ministry of Power, Fuel Policy, Her Majesty's Stationary Office, 2798, Londres 1965

Ministry of Power, Statistical Digest, 1965, Her Majesty's Stationary Office, Londres 1966

Monatsbericht des Österr. Instituts für Wirtschaftsforschung, Vienne 1964

National Statistical Service of Greece, Statistical Year Book of Greece, 1964, Athènes 1965

Niepenberg, H., Erdgas als Brennstoff für Dampfkesselfeuerungen, Energie, Novembre 1962

Niepenberg, H., Erdgas als Brennstoff für Dampfkesselfeuerungen, Modern German Boiler practice, juillet 1964

OCDE, Statistiques de Base de l'Energie 1950-1964, Paris 1966

OCDE, Statistiques de Base de l'Energie 1950-1964, édition supplémentaire, Paris 1966

OCDE, Statistiques de Base de l'Energie 1951-1965, Paris 1967

OCDE, Greece, Economic Surveys, Paris 1966

OCDE, Turquie, Etudes Economiques, Paris 1966

OCDE, Le Projet Régional Méditerranéen (Yougoslavie), Paris 1966

OCDE, L'Industrie du Gaz, 1964

Office Central de Statistique, Annuaire Statistique, 1959, Ankara 1961

Oil and Gas Journal, 1965-1966

Organisation des Nations Unies, Annual Bulletin of Gas Statistics for Europe, Volume X - 1964, New York 1965

Organisation des Nations Unies, World Energy Supplies 1960-1963, New York 1965

Organisation des Nations Unies, World Energy Supplies 1961-1964, New York 1966

Organisation des Nations Unies, World Energy Supplies 1962-1965, New York 1967

Organisation des Nations Unies, World Energy Supplies in Selected Years 1929-1950, New York 1952

Organisation des Nations Unies, CEE (Commission Economique pour l'Europe) Methodes de prevision de la demande de gaz, E/CEE/Gaz 11, Geneve 1957

Organisation des Nations Unies, CEE (Commission Economique pour l'Europe) La situation du gaz en Europe en 1963-1964 et ses perspectives, notes de travail sur le gaz, No. 158, janvier 1966

Organisation des Nations Unies, CEE (Commission Economique pour l'Europe) L'usage du gaz dans l'industrie du verre, notes de travail sur le gaz, No. 160, janvier 1966

Organisation des Nations Unies, CEE (Commission Economique pour l'Europe) L'usage du gaz dans l'industrie des ceramiques, ST/CEE/Gaz 12, New York 1965

Organisation des Nations Unies, CEE (Commission Economique pour l'Europe) L'usage du gaz dans l'industrie du ciment, ST/CEE/Gaz 13, New York 1965

Organisation des Nations Unies, CEE (Commission Economique pour l'Europe) Evaluation des developpements recents dans l'economie du gaz europeen, ST/CEE/Gaz 4, Geneve 1962

PEP, A Fuel Policy for Britain, Londres 1966

Petrochemie, Erdöl und Kohle, Erdgas, No. 5, Hambourg 1966

Petroleum Press Service, 1962-1967

Petroleum Times, 1965-1966

Plessner, N., - Wedekind, G., Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1965, Gas- und Wasserfach, Heft 37, 1966

Rauscher, F., Energiewirtschaft in Österreich, Vienne 1966

République Algérienne Démocratique et Populaire, Ministère des Finances et du Plan, Sous-Direction des Statistiques, Annuaire Statistique de l'Algérie, Premier Volume, 1963-1964, Alger 1965

Rheinländer, P., Die Brennstoff- und Energieversorgung der eisen-schaffenden Industrie, Stahl und Eisen, Heft 25, 1965

Riedl, R., Gaswirtschaft in der Tschechoslowakei, Gas- und Wasser-fach, 1965

Riedl, R., Gas supply and utilization in the CSR, Gas Wärme Interna-tional, mai 1967

Royaume du Maroc, Cabinet Royal, Division de la Coordination Econo-mique et du Plan, Plan Triennal 1965-1967, Rabat 1965

Royaume du Maroc, Ministère des Travaux Publics et des Communications, l'Electricité au Maroc, Casablanca 1964

ScandiaConsult International, Projet de Développement des U.R.D. du Cap Bon, Dossier Général, Structures Administratives et Démographie, Tunis 1966

Schelberger, Herbert, Ruhrgas A.G., Essen, "Erdgas", Vortragsreihe der Thyssen Röhrlwerke A.G. en occasion de la foire de Hanovre, 1966, Thyssenrohr, Düsseldorf

Scherzer, G., Der Fortschritt der Erdgasversorgung in der Bundes-republik und seine Auswirkungen auf die Gaswirtschaft in Bayern, Kissingen 1966

Schreiber, B., IFO-Institut für Wirtschaftsforschung, Der spezifische Energieverbrauch der Industrie, Munich 1964

Schuster, I., Leggewie, G., Skunca, I., Gas, Verbrennung, Wärme, Vulkan-Verlag Dr. W. Classen, Essen 1964

Secrétaire de la Commission Nationale de Combustible, Forecasts of Energy Requirements, Petroleum Press Service, Londres 1962

Secrétariat d'Etat au Plan et à l'Economie Nationale, Plan Quadriennal 1965-1968, Partie 3, Tunis 1965

Secrétariat d'Etat au Plan et aux Finances, Annuaire Statistique de la Tunisie 1961 et 1962, Tunis 1963

Secrétariat d'Etat au Plan et aux Finances, Perspectives Decennales de Développement 1962-1971, Tunis 1962

Service Central des Statistiques, Annuaire Statistique du Maroc, 1961, Rabat

Simonsson, Lennart, Smoke damages from industries, IVA:s bränsletekniska meddelande nr 24, Stockholm 1965

Sindicato Nacional de Agua, Gas y Electricidad, Mercado Potencial de Gas Natural en España y su Incidencia en la Estructura Energética, Madrid 1966

Sindicato Nacional de Gas, Agua y Electricidad, Datos estadísticos técnicos de la industria de gas, Madrid 1965

Sliepcevic, C.M., Hashemi, H.T., Status of LNG Technology, Chemical Engineering Progress, juin 1967

State Commission for Technology, Grundsätzliche Angaben über die Entwicklung der Volkswirtschaft in der CSSR 1950-1980, Prague 1966

State Institute of Statistics, Census of Population 23 Octobre 1960, Ankara

State Planning Organization, Five Year Development Plan 1963-1967, Ankara 1963

Statistisches Amt, Statistisches Jahrbuch der Schweiz 1965, Berne 1965

Statistisches Bundesamt, Eisen und Stahl, 2. Vierteljahrbericht 1966, Düsseldorf

Svenska Gasverksföreningen, Månadsblad, 1964-1967

Söderlund, Alfred, Population of Western Europe (carte), Stockholm 1963

de la Taste, M., Die gegenwärtige Situation der Gaswirtschaft in Frankreich und ihre Entwicklung, Stuttgart 1965

de la Taste, M., Conséquences des nouvelles techniques de transports internationaux à longue distance d'énergie sur la compétitivité des diverses formes d'énergie, Colloque de Grenoble 6/8 mai 1965

Thakery, F.O., North Sea Gas - how much, how soon, and with what effects, International Management & Engineering Group Ltd., Londres, septembre 1966

U.S. Bureau of the Census, U.S. Census of Manufactures 1958, Volume 1, Summary Statistics, Washington 1961

VOM, Verband der deutschen Gas- und Wasserwerke, Rapport annuel 1965, Francfort 1966

Wagner, G.A., The North Sea Search for Oil and Gas, Journal of the Institute of Fuel, 1966

Wendler, A., Die präsumtiven Auswirkungen des Erdgases auf die Struktur der Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland, Vienne 1965

Wirtschaftsverband Erdölgewinnung E.V., Rapport annuel 1965, Hanovre 1966

World Petroleum Report, 1966

World Power Conference, papier No. 15, III A, 1966

World Power Conference, Survey of Energy resources, Londres 1962

Zeitung für kommunale Wirtschaft, juin 1966, Munich

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES RESERVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

0200
300

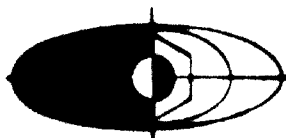
**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 3
TRANSPORT**



**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1967



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES SERVICES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

0325.0

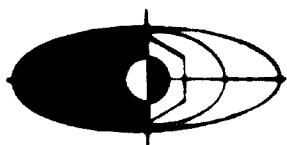
(4 of 6)

**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 3
TRANSPORT**

**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1987



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

Les Nations Unies ont été désignées en Janvier 1965 par le Conseil d'Administration du Programme des Nations Unies pour le Développement (Fonds Spécial) comme Organisation Participante et chargée d'exécuter le projet suivant en Algérie: "Etudes industrielles et commerciales sur les dérivés du pétrole et le gaz naturel". Par contrat 60/66, les Nations Unies ont chargé ScandiaConsult AB, de Suède, et le Bureau Central d'Etudes pour les Equipements d'Outre-Mer (BCEOM) de France, conjoints, d'exécuter la partie du projet relative à l'étude des marchés d'exportation et des techniques de transport du gaz naturel algérien.

Le 1er Janvier 1967, l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel est devenue Organisation Participante et chargée de l'exécution du Programme des Nations Unies pour le Développement; à partir du 1er Juillet 1967, elle a assumé l'entière responsabilité de ce projet. Toutefois, la partie du projet relative aux études de gaz naturel est demeurée sous la responsabilité des Nations Unies par lesquelles elle a été menée à bien.

SOMMAIRE

PREAMBULE	1
Les réseaux de gazoducs en Europe occidentale et en Afrique du Nord ..	7
CHAPITRE I - TRANSPORT EN DISCONTINU	15
I - Le gaz naturel liquéfié	19
A - La liquéfaction	21
1 - Principe et organisation d'une usine de liquéfaction ..	21
2 - Problèmes généraux liés à la liquéfaction	31
3 - Description rapide des réalisations et des projets	35
4 - Données chiffrées sur la liquéfaction	40
B - La regazéification	47
1 - Les principes généraux	47
2 - Description des installations existantes	48
3 - Les installations projetées	52
4 - Récupération du froid apporté par le gaz	55
5 - Données chiffrées sur la regazéification	58
C - Le stockage du GNL et son transport en conduites	63
1 - Considérations générales en matière de stockage	63
2 - Description de quelques installations de stockage	64
3 - Commentaires sur les avantages et les inconvénients des divers procédés de stockage	72
4 - Données chiffrées en matière de stockage liquide	78
5 - Transport terrestre du GNL	80
D - Le transport maritime du gaz naturel liquéfié	87
1 - Considérations générales	87
2 - Description des divers procédés	90
3 - Avantages et inconvénients des divers procédés	98
4 - Données chiffrées relatives au transport maritime du GNL	103
5 - Influence des divers paramètres sur la sécurité et le coût du transport	109
6 - Les installations portuaires	115

E · Régulation d'une chaîne de GNL	127
1 · Considérations générales	127
2 · Fiabilité des éléments d'une chaîne de GNL	129
3 · L'interposition de réservoirs de stockage liquide	131
4 · Considération de l'ensemble de la chaîne	135
II · Les autres modes de transport en discontinu	137
A · Procédés de l'Océan Transport Group · MLG et CNG	139
B · Procédé étudié par Monsieur Jacques Delaruelle	143
C · Procédé étudié par Monsieur Jacques Trollux	149
1 · Caractéristiques techniques du procédé	149
2 · Exemple de chaîne de transport par bateau tube	153
D · Conclusion sur les divers procédés	158

CHAPITRE II · TRANSPORT EN CONTINU

I · Les canalisations sous-marines	159
A · Commentaires généraux	159
1 · Procédés classiques de pose des conduites sous-marines	160
2 · Câbles sous-marins	165
3 · Les itinéraires possibles à travers la Méditerranée	166
B · Procédé COSEG (Segans-Collins)	169
1 · Description générale du procédé	169
2 · Etudes et expériences de la Segans	172
3 · Construction et pose de la conduite	180
4 · Commentaires techniques	188
5 · Les variantes possibles	192
6 · Investissements et coûts de transport du gaz	194
C · Procédé Gaz de France · Electricité de France	203
1 · Description générale du procédé	204
2 · Etudes et expériences de Gaz de France et Electricité de France	210
3 · Commentaires techniques sur le procédé Gaz de France	224
4 · Les variantes possibles du tracé	250
5 · Investissements et coûts de transport sur le tracé Mostaganem · Carthagène	251
6 · Investissements et coûts de transports sur le tracé Cap Bon et Marsala (déroit de Sicile)	264
D · Procédé Segans de conduite retenue	273
1 · Description générale du procédé	274
2 · Etudes et expériences effectuées par la Segans	281
3 · Itinéraires possibles	283
4 · Commentaires sur le procédé Segans de conduite retenue	284
5 · Conclusion sur le procédé	286
II · Les canalisations terrestres	289
A · Généralités	289

B - Aspects techniques	291
1 - Considérations générales	291
2 - Construction de la canalisation	291
3 - Caractéristiques d'une canalisation	292
4 - Stations de recompression	294
5 - Débit annuel d'une canalisation	297
6 - Durée de vie technique	298
C - Aspects économiques	299
1 - Coûts d'investissement de la canalisation et des stations de compression	299
2 - Coûts de fonctionnement et d'entretien	301
3 - Débits annuels intermédiaires	302
4 - Calcul des coûts globaux actualisés	303
5 - Coût de transport au mètre cube	307
D - Problèmes divers liés au transport terrestre	311
1 - Régulation	311
2 - Interconnexion des réseaux de transport terrestre de gaz naturel ..	314
III - Comparaison des itinéraires sous-marins	319
A - Rappel des résultats de l'étude technique - Echancier	321
B - Comparaison des itinéraires	323
1 - Comparaison des itinéraires « espagnols » : Détroit de Gibraltar et Mostaganem - Carthagène	323
2 - Comparaison de l'itinéraire « espagnol » Mostaganem - Carthagène et de l'itinéraire « italien » détroit de Sicile	331
3 - Itinéraire retenu pour la comparaison des coûts de transport ..	335

CHAPITRE III COMPARAISON ECONOMIQUE DES METHODES DE TRANSPORT

.....	337
A - Introduction	337
1 - Objet du chapitre ..	337
2 - Définition du critère de comparaison des coûts	338
B - Comparaison des coûts de transport selon les deux méthodes	343
1 - L'étude d'un cas	343
2 - La définition des coûts moyens	346
3 - Les centres de livraison et les itinéraires de transport	347
4 - Comparaison des coûts	347
C - Autres comparaisons	361
1 - Les économies d'échelle	361
2 - Les possibilités d'extension future des capacités	363
3 - La part des dépenses en capital selon les méthodes	370
4 - Les dépenses en monnaie algérienne	372
5 - La rigidité des liens fournisseur clients	376
D - Résumé et conclusion	379

TABLE DES FIGURES ET PHOTOGRAPHIES

1 - Gaz naturel - Principaux gisements et canalisations	4
2 - Schéma de principe d'un cycle à cascade classique	26
Schéma de principe d'un cycle à cascade intégrée à circuits séparés	26
3 - Les installations de regazéification au Havre (Photo)	52
4 - Influence de la taille des cuves sur le coût du stockage	78
5 - Un méthanier à cuves autoporteuses : le Jules Verne (photo)	92
6 - Maquette d'une cuve intégrée - Procédé Gaz Transport	96
7 - Méthanier de 34 000 m ³ - Cuves intégrées - Procédé Gaz Transport	96
8 - Coût d'investissement des méthaniers pour différentes capacités	106
9 - Puissance requise selon la vitesse et la taille des méthaniers	106
10 - Influence de la taille des navires sur le coût du transport par méthaniers	110
11 - Influence de la vitesse sur le coût du transport par méthaniers	112
12 - Influence de la distance sur le coût du transport par méthaniers	112
13 - Port d'Arzew	120
14 - Port de Skikda	122
15 - Volume de stockage à l'usine de regazéification	134
16 - Procédés de l'Ocean Transport Group	140
17 - La Méditerranée occidentale	166
18 - Procédé par traction - Constitution de la conduite	170
19 - Procédé Segans-Collins - Détroit de Gibraltar	172
20 - Procédé Segans-Collins - Itinéraire au détroit de Gibraltar	172
Profil en long	
21 - Procédé par traction Segans-Collins	184
22 - Pose d'un gazoduc sous-marin par le procédé «Gaz de France»	208
23 - Conduite «Gaz de France» abandonnée provisoirement en cours de pose	210
24 - Pose d'un gazoduc sous-marin par le procédé Gaz de France - le navire abouteur (photo)	212
25 - Pose d'un gazoduc sous-marin par le procédé Gaz de France - Immersion de la conduite (photo)	212
26 - Procédé «Gaz de France» - Itinéraire Mostaganem-Carthagène	214
27 - Itinéraire Mostaganem-Carthagène - Profil en long	214
28 - Région Oran-Carthagène-Gibraltar - Carte sismique	230

29 - Coût de la traversée à l'itinéraire Montaganem-Carthagène	262
30 - Coût de la traversée à l'itinéraire Tunisie-Sicile	270
31 - Pose de la « conduite retenue »	274
32 - Procédé Segans - L'appareil de fixation et le mécanisme télécommandé (photo) ..	278
33 - Procédé Segans - La cabine de soudure (photo)	280
34 - Canalisations terrestres - Coût total de transport pour 100 km	306
35 - Canalisations terrestres - Coût moyen de transport par m ³ pour 100 km	308
36 - Réseau de transport avec canalisation sous-marine	350
37 - Réseau de transport avec méthaniers	352
38 - Transport par méthaniers - Munchen	354
39 - Comparaison du transport par conduites et méthaniers	358
Taux d'actualisation 0,08 - Barcelona-Avignon	
40 - Comparaison du transport par conduites et méthaniers	358
Taux d'actualisation 0,12 - Barcelona-Avignon	
41 - Comparaison du transport par conduites et méthaniers	358
Taux d'actualisation 0,08 - Vallorbe-Lyon	
42 - Comparaison du transport par conduites et méthaniers	358
Taux d'actualisation 0,12 - Vallorbe-Lyon	
43 - Comparaison du transport par conduites et méthaniers	358
Taux d'actualisation 0,08 - Munchen-Milano	
44 - Comparaison du transport par conduites et méthaniers	358
Taux d'actualisation 0,12 - Munchen-Milano	

PREAMBULE

1. - LE DEVELOPPEMENT DES MODES DE TRANSPORT

L'industrie du gaz naturel s'est développée d'abord aux USA , puis en URSS ; elle a été marquée dès ses premières années par les problèmes de transport, puisque les centres de consommation y sont en général séparés des centres de production par des distances à l'échelle des continents. Dérivée de l'industrie du pétrole, elle a développé des techniques parallèles et profité, comme elle, des développements technologiques de la sidérurgie des tubes. Sur le plan des sources d'énergie, elle a profité également des révolutions technologiques de ces dernières années et les turbines à gaz, par exemple, vont en se multipliant dans les stations de recompression des gazoducs.

Les techniques de pose de conduites sous-marines se sont, dans le même temps, affirmées à l'occasion du développement des recherches pétrolières off-shore, mais elles ne s'appliquaient guère qu'aux faibles profondeurs du plateau continental jusqu'à ce que les perspectives d'exportation de gaz saharien vers l'Europe donnent une nouvelle impulsion aux recherches techniques.

La liquéfaction du gaz naturel, fruit du développement des industries cryogéniques, ne commença à prendre une importance industrielle qu'au cours des années quarante aux USA , mais la catastrophe de Cleveland en 1944, entraînée par la rupture d'un réservoir de GNL sans cuvette de rétention, ralentit quelque peu le développement technologique. Celui-ci reçut un nouveau coup de fouet à l'occasion du lancement de l'opération CAMEL pour l'exportation vers le Royaume Uni et la France de 1,5 milliard de mètres cubes par an, et du développement des usines de pointe (Peak-shaving plants)

L'expérience de la CAMEL, ses difficultés et son succès, ont alors suscité toute une floraison d'idées et d'expériences-pilotes sur les divers modes de transport possible du gaz; toutes ces études brodent d'ailleurs sur le même thème; quelle est la combinaison température/pression appliquée au gaz naturel qui est la plus économique pour transporter ce gaz par navire pour une certaine combinaison trajet/volume.

Ce bref rappel historique montre que le transport du gaz algérien vers l'Europe est caractérisé par la nouveauté des techniques à mettre en oeuvre; la description minutieuse des différents procédés possibles nous occupera longuement dans les pages qui suivent.

Avant de procéder à ces examens, il est nécessaire d'insister sur la situation géographique du gisement algérien et de ses clients possibles.

2. - LA SITUATION GEOGRAPHIQUE DU GAZ ALGERIEN ET LES GAZODUCS EUROPEENS

Les modalités et le coût du transport du gaz algérien vers l'Europe dépendent, en effet, parmi d'autres facteurs, de la localisation des sources de gaz sur le territoire algérien et de la question de savoir si certains gazoducs existant en Europe pourraient être utilisés par le gaz algérien.

a) Les ressources algériennes en gaz naturel :

Il existe à l'heure actuelle trois principaux gisements reconnus de gaz naturel en Algérie. Deux de ces gisements sont situés le long de la frontière libyenne. Il s'agit des gisements situés, d'une part dans la région d'Edjeleh, et d'autre part dans la région de Rhourde Nous. Les réserves d'Edjeleh sont estimées à 800 milliards de m³ (1), celles de Rhourde Nous à 800 milliards de m³ (2). Il avait été envisagé un moment d'exploiter ces réserves en les exportant par méthaniers à partir d'un port tunisien, et les sites de la Skhira et Sfax, à environ 500 km de Rhourde Nous, avaient été retenus. Il a aussi été envisagé d'exporter les ressources de Rhourde Nous directement à partir de l'Algérie, et plus précisément de Skikda. Cependant, la distance de transport terrestre en terre africaine serait de l'ordre de 700 à 750 km et il a paru aux exploitants plus rationnel d'équiper le troisième gisement algérien, situé au nord-ouest de Ghardaia, à Hassi R'Mel. Les ressources prouvées de ce gisement sont de 1 100 milliards de m³ et il n'est situé qu'à 500 ou 600 km de la côte, selon le port choisi.

L'importance considérable du gisement d'Hassi R'Mel est une raison supplémentaire pour l'équiper le premier; les gros débits annuels qu'il autorise sur une longue période, permettront si l'on découvre des débouchés suffisants, l'installation de gazoducs de forts diamètres qui présentent des coûts très avantageux.

(1) Il s'agit d'un gaz mélangé à du pétrole

(2) Si l'on y joint celles de Rhourde Chouf et Rhourde Hamers

b) La géographie du Bassin occidental de la Méditerranée (voir carte figure 1)

Grosso modo, le Bassin occidental de la Méditerranée a la forme d'un triangle rectangle, dont le sommet serait situé dans la région de Genova-Milano et dont la base joindrait Gibraltar à Messine. Aux extrémités est et ouest de cette base, les côtes européennes et africaines se rapprochent et délimitent deux détroits d'un franchissement relativement court : le Détroit de Gibraltar (15 km) et le Détroit de Sicile (160 km).

Sur un axe presque nord-sud la Sardaigne et la Corse matérialisent la hauteur de notre triangle et suggèrent une route terrestre coupée de trois bras de mer pour relier l'Afrique à l'Europe.

C'est tout naturellement vers ces trois zones de franchissement que s'est orientée la recherche des ingénieurs que ne satisfaisait pas le transport par navires-citernes d'un gaz qu'il avait fallu préalablement liquéfier et qu'il faudrait regazéifier; ils ont étudié les itinéraires dont on parlera plus bas :

- . à la pointe extrême ouest, l'étude de la traversée la plus courte et la moins profonde était effectuée par la SEGANS, par développement d'un procédé de traction, spécialité de la COLLINS;
- . sur la traversée Mostaganem-Carthagène, GAZ DE FRANCE étudiait la pose à grande profondeur d'une canalisation travaillant sous pression de service élevée. Sur le même itinéraire, la SEGANS étudiait un projet de canalisation flottant entre deux eaux, dit "conduite retenue";
- . pour la traversée du Détroit de Sicile, les deux sociétés étudiaient l'adaptation de leurs procédés propres ;
- . sur le tracé Sardaigne-Corse enfin, des approches plutôt que de réelles études étaient entreprises.

Si l'on considère maintenant la position du gisement d'Hassi R'Mel par rapport à la Méditerranée, on voit très vite que sa région et celle de Milan se situent aux sommets opposés d'un rectangle dont les quatre côtés traversent respectivement :

- L'Algérie, de Hassi R'Mel à Mostaganem, puis la Méditerranée de Mostaganem à Carthagène,
- les côtes espagnoles, françaises et italiennes de Carthagène à Milan,
- la botte italienne, de Milan à Messine, via Naples,
- la Sicile, le Cap Bon en Tunisie, et l'Algérie jusqu'à Hassi R'Mel.

Ceci veut dire que de Hassi R'Mel à Milan, les routes à prédominance terrestre ont des longueurs voisines, que l'on emprunte le flanc espagnol ou le flanc italien du Bassin occidental de la Méditerranée. Cela signifie donc aussi qu'il sera plus court, pour atteindre la France, de passer par l'Espagne que par l'Italie. Des calculs précis confirmeront plus loin ce point de vue (1).

c) Les réseaux de gazoducs existants

Le gisement d'Hassi R'Mel est déjà exploité et une conduite, posée entre Hassi R'Mel et la côte, comprend deux branches, l'une sur Oran, l'autre sur Alger.

La branche d'Oran dessert au passage l'usine de la CAMEL à Arzew, dont la production annuelle atteint 1,5 milliard de m³ de gaz naturel. La capacité de ce réseau algérien est pratiquement entièrement utilisée à l'heure actuelle.

Dans les autres pays d'Afrique du Nord (Maroc, Tunisie, Libye), il n'existe pas de gazoducs actuellement en service.

Dans les pays européens, un réseau assez important s'est développé depuis plusieurs années; il est figuré sur la carte figure 1. La construction de ce réseau a permis d'accumuler une expérience de cette technique de transport et une connaissance de ses coûts sur lesquelles sont fondées les analyses présentées dans le présent rapport au chapitre "Canalisations terrestres" (voir plus loin, pages 289.

Mais l'examen de ces réseaux montre qu'ils ne peuvent être utilisés pour le transport du gaz algérien; en effet, dans les régions que le gaz algérien est susceptible d'atteindre, ou ces réseaux de transport sont inexistant, ou leur capacité est déjà utilisée complètement. La Suisse cependant pourrait constituer une exception; ses canalisations récentes qui traversent tout le pays pourraient recevoir à la frontière, dans la région de Vallorbe, du gaz algérien en provenance du midi de la France.

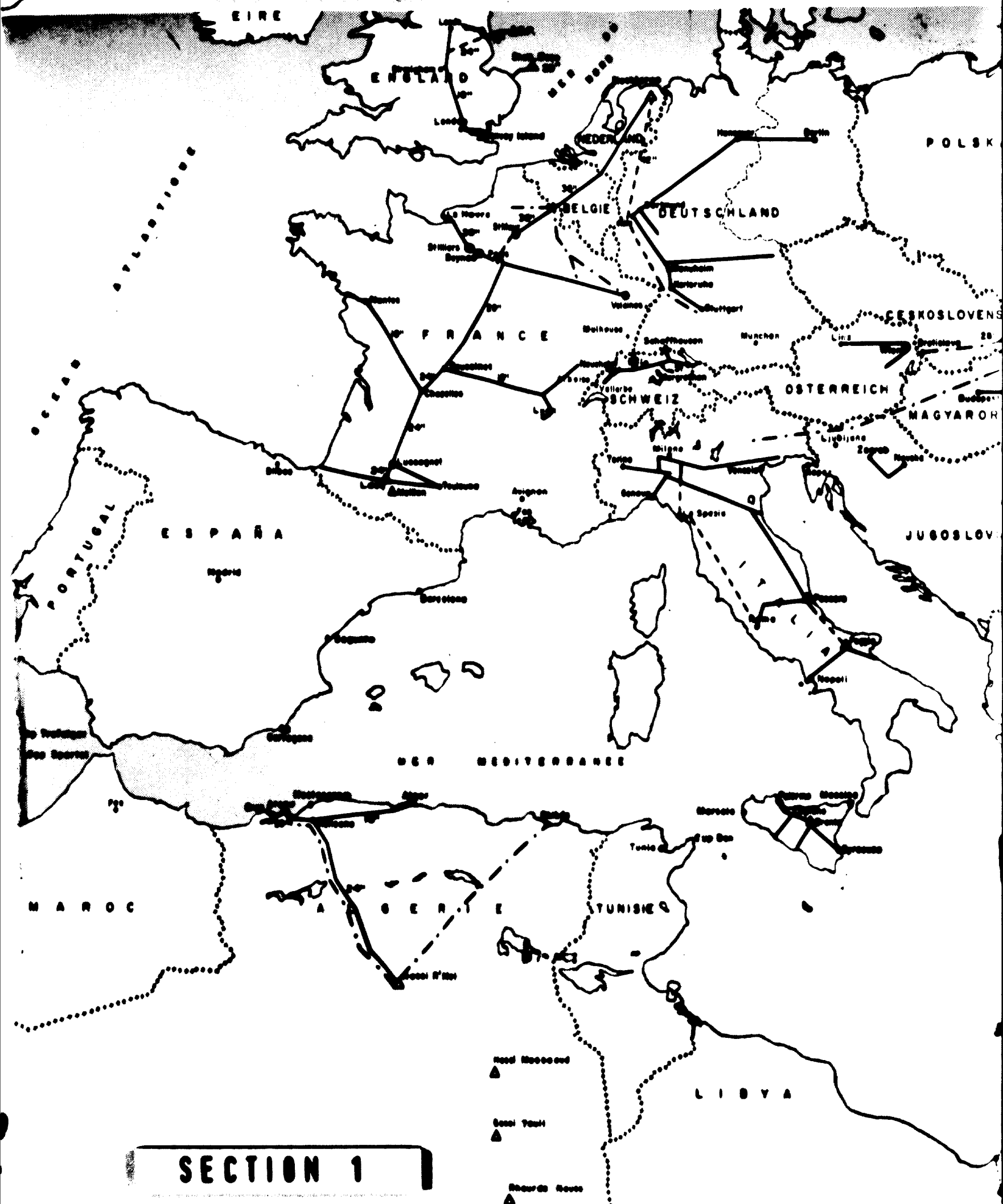
On trouvera en annexe, l'étude des réseaux européens existants, qui aboutit à la conclusion que nous venons d'énoncer.

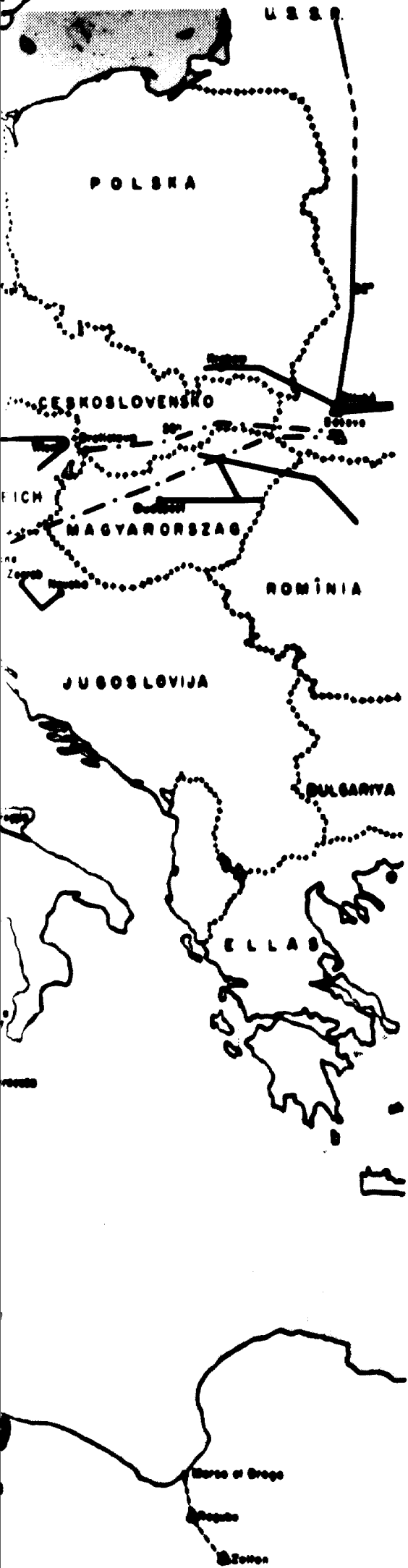
Cette conclusion vaut pour les gazoducs de transport; elle ne doit évidemment pas être étendue aux cas des canalisations de distribution finale, très nombreuses en Europe et qui seraient utilisables pour le gaz algérien.

d) Les réseaux de gazoducs en projet

Depuis le gisement d'Hassi R'Mel, deux nouveaux gazoducs sont prévus, l'un vers Skikda, l'autre vers Arzew.

(1) Voir plus loin, chapitre II, titre 3: "Comparaison des itinéraires sous marins".





NATURAL GAS - MAIN DEPOSITS AND PIPELINES

GAZ NATUREL - PRINCIPAUX GISEMENTS ET CANALISATIONS

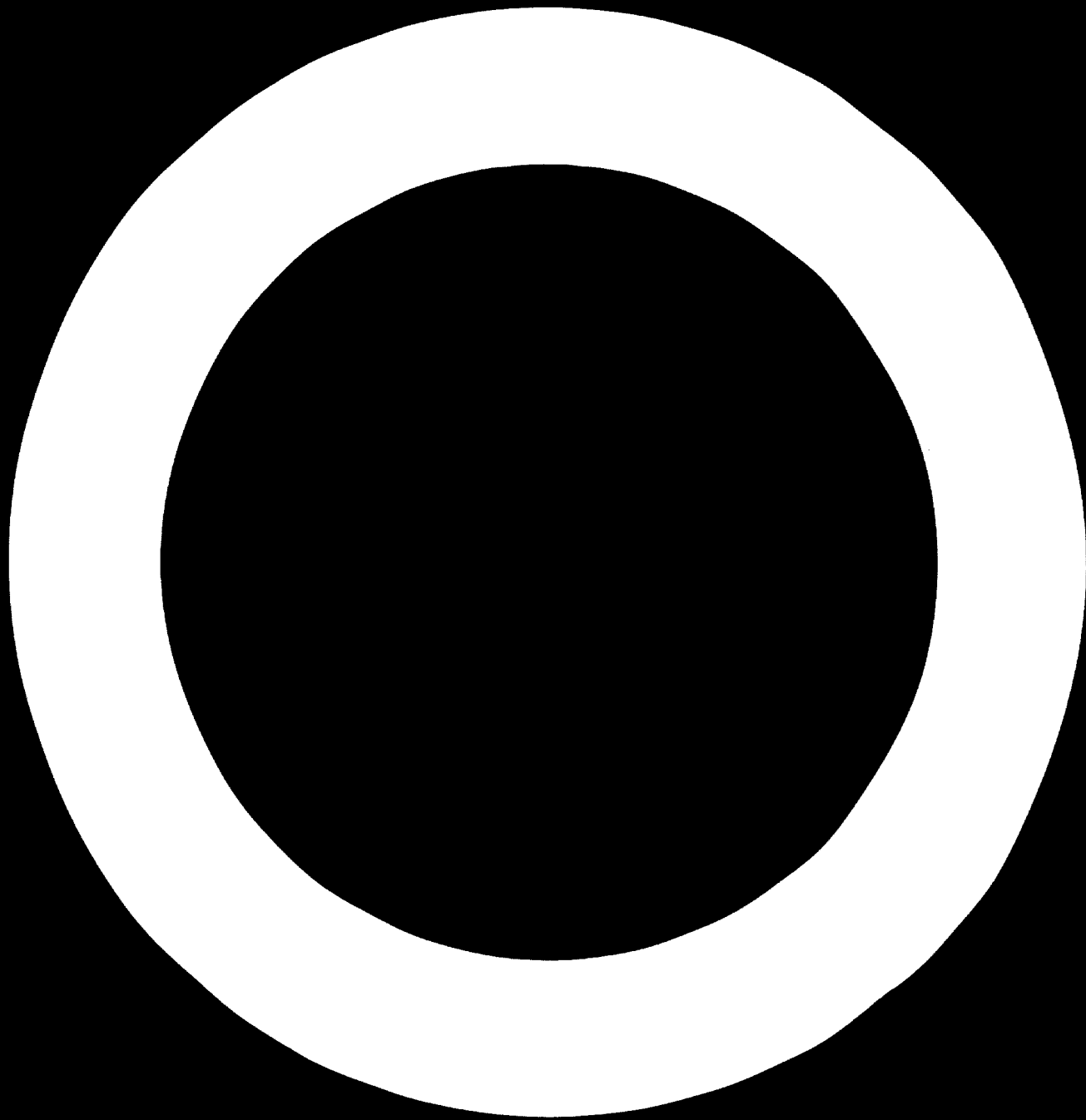
—————	Existing pipeline	Canalisat existant
- - - - -	Under construction pipeline	Canalisat in constructie
- · - · - ·	Planned pipeline	Canalisat in proiect
▲	Natural gas well	Scantec de gaz natural
●	Underground storage	Rezervor subterran

SECTION 2

Ailleurs, il n'existe aucun projet destiné au trafic du gaz algérien.

Par contre, il existe plusieurs projets ou même plusieurs chantiers de canalisations qui sont destinés au transport de gaz concurrent du gaz algérien : canalisation de Zelten à Marsa El Brega en Libye, gazoduc de Slochteren vers la Belgique et la France et vers l'Allemagne Fédérale pour le gaz néerlandais, canalisation destinée à amener le gaz soviétique depuis Dashava (Ukraine) jusqu'en Italie, etc. Ces projets sont brièvement décrits ci-dessous sous le titre "Les réseaux de gazoducs en Europe occidentale et en Afrique du Nord". Leur existence souligne les difficultés de la vente du gaz algérien qui ont été exposées dans la partie II de notre rapport.

Nombreuses et importantes sont donc les contraintes que l'existence des autres réseaux et la géographie imposent au transport du gaz algérien vers l'Europe. Tenir compte de ces contraintes de la façon la plus ingénieuse pour alléger les coûts de transport est une nécessité absolue face à un marché difficile, une nécessité qui impose un examen approfondi, puis une comparaison très attentive des différentes méthodes de transport possibles.



LES RESEAUX DE GAZODUCS EN EUROPE OCCIDENTALE ET EN AFRIQUE DU NORD

L'apparition en Europe du gaz naturel est relativement récente. Certaines canalisations de gaz manufacturé ont été converties en gaz naturel; mais le plus souvent, on a construit de nouvelles canalisations pour le transport du gaz naturel.

On examinera d'abord les réseaux existants, puis les principales réalisations en cours ou projetées. On retiendra uniquement les canalisations d'une certaine importance, d'un diamètre en général supérieur ou égal à 16 pouces. (voir carte figure 1). On examinera ensuite l'interconnexion, avec ses réseaux existants et projetés, des réseaux à construire pour l'exportation du gaz algérien.

1. RESEAUX DE GAZ DEJA EXISTANTS

ALGERIE

Le réseau algérien comprend essentiellement le gazoduc Hassi R'Mel - Arzew qui alimente l'usine de liquéfaction d'Arzew. Des embranchements desservent Alger et Oran.

Les canalisations sont les suivantes :

- . Hassi R'Mel - Relizane 24 pouces
- . Relizane - Alger 16 pouces

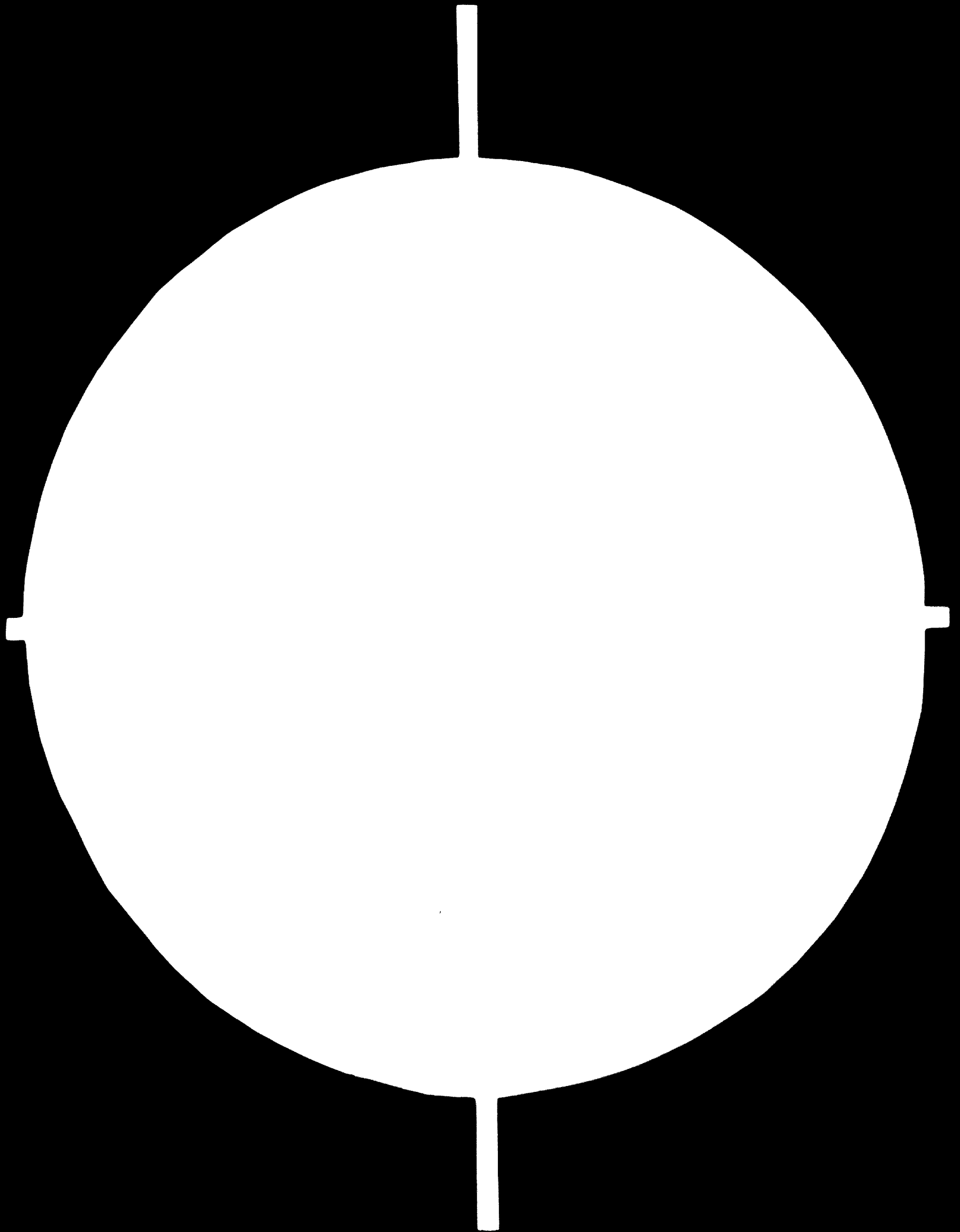
C-582



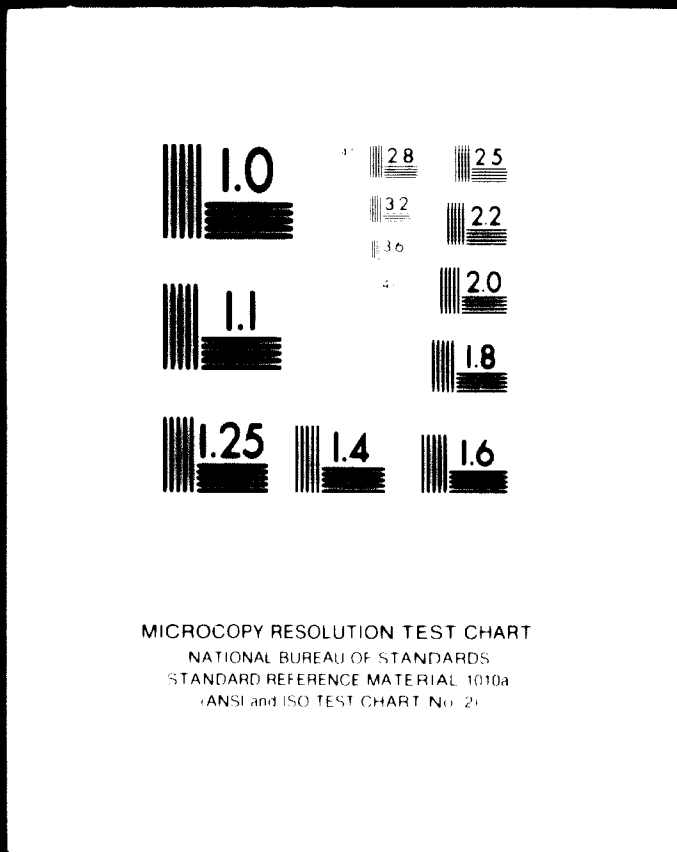
84.12.12

AD.86.07

ILL5.5+10



4 OF 9



24x
F

. Relizane - Arzew 20 pouces

. Arzew - Oran 14 pouces

La capacité de ce réseau est pratiquement entièrement prise par l'usine d'Arzew et les dessertes d'Oran et d'Alger.

Autres pays d'Afrique du Nord

Au Maroc, en Tunisie, en Libye, il n'existe pas de gazoducs actuellement en service.

FRANCE :

Le réseau existant comprend essentiellement :

- des canalisations de gaz manufacturé, desservant Paris et la Basse-Seine à partir des régions de Lorraine;
- le réseau de transport de gaz naturel du gisement de Lacq qui comprend surtout les canalisations suivantes :

. Lacq - Lussagnet (réservoir souterrain) 24 pouces

. Lussagnet - Chazelles 24 pouces

. Chazelles - Nantes 10 pouces

. Chazelles - Roussines 24 pouces

. Roussines - Lyon 18 pouces

. Roussines - Paris 20 pouces

Diverses canalisations de faible longueur existent en outre dans la région du sud-ouest (Toulouse).

Il faut signaler également la canalisation Le Havre - Paris (20 pouces).

ESPAGNE :

Il n'y a pratiquement pas de réseaux de transport de gaz naturel.

ITALIE :

Le réseau existant est assez développé; il comprend essentiellement des canalisations de transport intérieur et de distribution à partir des gisements de la Plaine du Pô et de l'Italie Centrale. Le réseau est maillé dans l'Italie du Nord; des canalisations vont jusqu'à Rome et Naples. Enfin, il existe également à l'intérieur de la Sicile, un réseau de desserte à partir du gisement de Bronte-Cagliano.

Les conduites existantes ne peuvent être considérées comme canalisation de transport à grande distance, leur diamètre est réduit, 14 pouces au maximum.

SUISSE :

Un réseau de transport intérieur a été construit ces dernières années. Il comprend essentiellement :

- une canalisation Neuchâtel - Zurich - San Margrethen qui traverse toute la Suisse;
- partant de cette canalisation, un embranchement sur Bâle et un autre sur Schaffhausen.

ALLEMAGNE FEDERALE

Le réseau existant est surtout composé de canalisations de transport de gaz manufacturé; quelques canalisations de gaz naturel existent dans les régions ouest et nord, autour des gisements locaux.

Les gazoducs existants, de diamètre limité, ne peuvent être utilisés pour du transport de gaz naturel à une grande échelle.

BELGIQUE ET PAYS-BAS

Depuis la découverte des gisements néerlandais, la construction des gazoducs a été entreprise rapidement et se poursuit activement. Il est donc malaisé de distinguer les canalisations existantes des canalisations construites actuellement ou projetées. Nous traiterons plus loin de ces pays, sous le titre "Gazoducs en construction et en projet".

ROYAUME - UNI

Le réseau de gazoducs pour le gaz naturel part du terminal de Canvey Island et du point d'arrivée du gazoduc BP de Mer du Nord, près de Kingston. Il comprend essentiellement une canalisation Canvey - Londres - Birmingham - Manchester - Leeds.

AUTRICHE

Le réseau autrichien comporte actuellement des réseaux de distribution locale à partir de gisements situés au nord-est de Vienne, et qui desservent principalement Vienne, Graz et Linz.

YOUGOSLAVIE

Un réseau actuellement en service est situé au sud de Zagreb et transporte le gaz de gisements locaux.

TCHECOSLOVAQUIE

La Tchécoslovaquie dispose également de réseaux de distribution locale à partir des gisements situés au nord de Prague.

U.R.S.S.

Le réseau de gazoducs soviétiques est extrêmement développé et comprend actuellement environ 30 000 km de canalisations de gaz naturel.

On ne peut évidemment décrire dans le détail ces canalisations. On citera en particulier :

- deux canalisations Gazli - Orsk - Sverdlovsk, de 40 pouces,
- trois canalisations de 32 pouces, desservant la région de Moscou à partir du gisement de Sévero - Stavropolskoïé,
- une canalisation de 32 pouces, desservant Riga à partir des gisements de Biltché - Dashava, etc.

2 GAZODUCS EN CONSTRUCTION ET EN PROJET

Les principaux gazoducs en construction et en projet sont naturellement destinés à transporter le gaz des grands gisements.

a) Gisement de Hassi R'Mel

On sait que deux nouveaux gazoducs sont prévus : Hassi R'Mel - Arzew et Hassi R'Mel - Skikda.

b) Gisements Libyens

Le gazoduc allant du gisement de Zelten au port de Marsa el Brega est en cours de construction.

c) Gisements néerlandais de Slochteren

Sont en cours de construction, un réseau vers la France du nord et un réseau vers l'Allemagne Fédérale. De ce dernier réseau assez serré, on retiendra uniquement la partie destinée à l'Allemagne du sud.

Gazoduc Slochteren - Belgique - France

Le gazoduc Slochteren - Belgique - France est achevé en Belgique (36 pouces) ; en France, sa construction se poursuit actuellement.

La partie française comprendra essentiellement le gazoduc Taisnière sur Hon (frontière belge) - Paris - Saint Illiers en 30 pouces, des branches ultérieures sont prévues sur Arras, Lille, Calais d'une part ; la région lorraine (réservoir de Velaine sur Amance), et un raccordement à Bergères la Vertu sur la canalisation de gaz manufacturé Lorraine - Paris.

Gazoduc Slochteren - Allemagne du Sud

La construction de ce gazoduc est commencée; le gazoduc, dont le diamètre initial est de 42 pouces et diminue quand on s'éloigne du gisement, passera par Köln, Mannheim, Karlsruhe, Stuttgart. Une prolongation vers Munich et l'Autriche serait possible.

d) Gisements de Mer du Nord

Le gazoduc sous-marin BP de 67 km a été terminé en juin 1967; il a un diamètre de 16 pouces. La partie terrestre correspondante, de 24 pouces, allant de Kingston à Leeds, est en cours de construction. Un second gazoduc sous-marin a été

construit en été 1967 entre le gisement off-shore Shell-Esso et l'Angleterre. Sa longueur est de 45 km et son diamètre de 30 pouces.

e) Gisements soviétiques

Le principal gisement soviétique concurrent de Hassi R'Mel pour l'alimentation de l'Europe est celui de Dashava en Ukraine.

L'Union Soviétique et l'Italie ont signé un accord prévoyant la vente en Italie du nord d'environ 5 milliards de mètres cubes de gaz soviétique par an. Ce gaz doit être transporté par canalisation à partir de Dashava. Cependant, en août 1967, les détails techniques du projet n'étaient pas définitivement arrêtés, en particulier en ce qui concerne le diamètre et le tracé.

On sait déjà cependant que la canalisation aura un diamètre de 40 à 48 pouces. Entre Dashava et Milan, elle desservira au passage la Hongrie et peut être la Tchécoslovaquie; puis, deux tracés sont possibles : soit par l'Autriche, soit par le nord de la Yougoslavie (Slovénie).

La tracé autrichien permettrait de desservir l'Allemagne du sud.

La France n'exclut pas la possibilité d'acheter du gaz soviétique en construisant une canalisation, soit de Milan à la Vallée du Rhône, soit de la Bavière à l'Alsace.

3 REMARQUES FINALES

1. Les gazoducs européens, existants ou en projet, inscrivent sur le terrain quelques-unes des limites fondamentales du marché du gaz algérien.

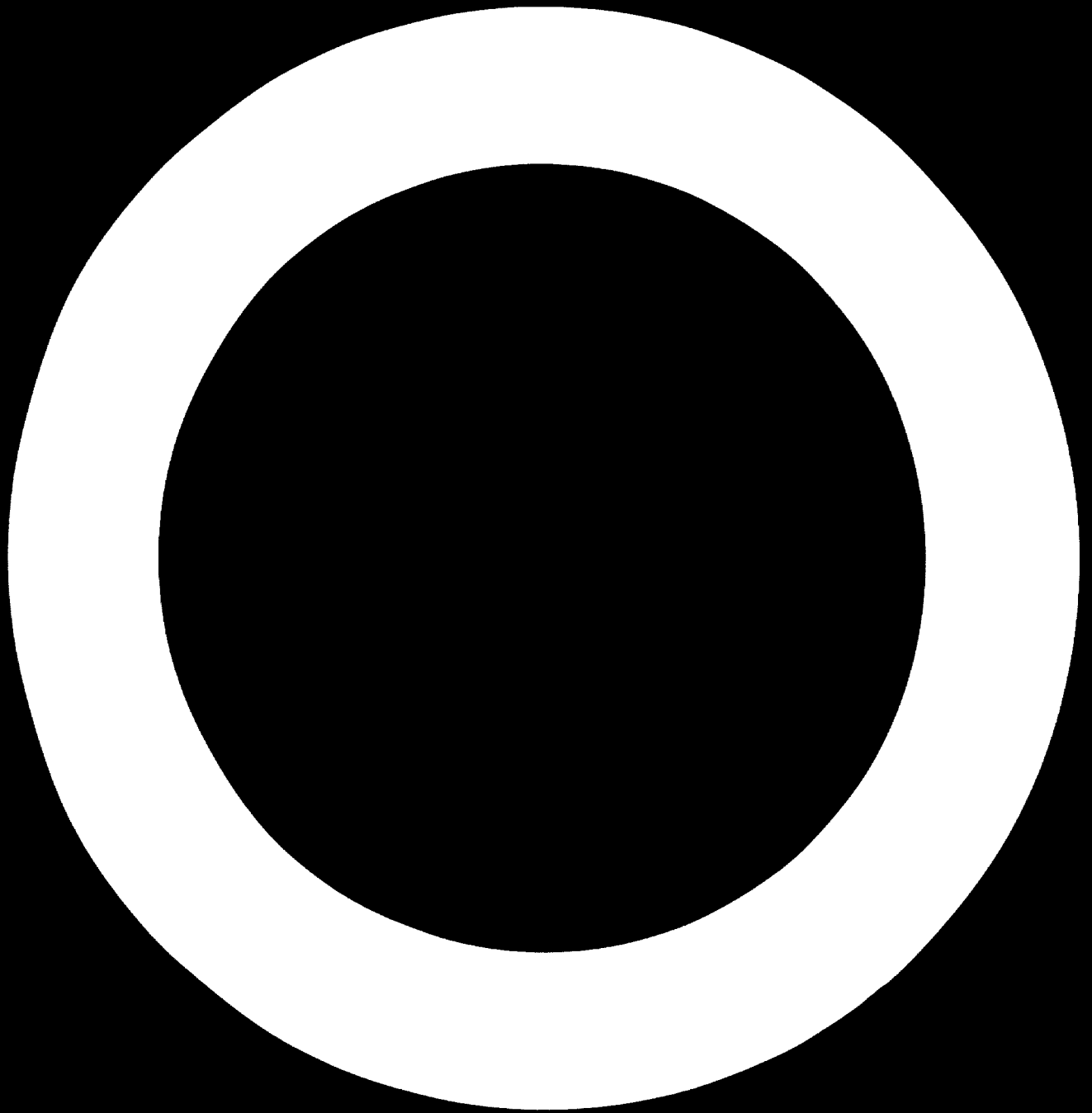
a) Il n'a pratiquement aucune chance de se développer dans les pays et régions bien desservis à partir d'autres grands gisements beaucoup plus proches que ne l'est Hassi R'Mel ; ces régions fermées sont : la Belgique, les Pays-Bas, le Royaume-Uni, l'Allemagne centre et nord, l'Union Soviétique, la Hongrie, la Tchécoslovaquie, la France nord.

b) Il rencontre une concurrence très forte dans d'autres pays, moins éloignés de la source saharienne, mais déjà très irrigués par d'autres canalisations; tels sont : la Suisse, l'Italie nord, l'Autriche, la Yougoslavie.

c) Le sud de l'Europe (Espagne, France du sud, Italie du sud) est le terrain le moins pénétré par les canalisations concurrentes, et de ce seul fait, les chances du gaz algérien y sont plus fortes qu'ailleurs.

2. De façon générale, les gazoducs européens existants ne peuvent pas être utilisés pour le transport du gaz algérien. Une seule exception est constituée par la Suisse dont le réseau intérieur pourrait recevoir du gaz à la frontière : soit à Bâle (gaz en provenance de Slochteren), soit à Vallorbe (gaz en provenance d'Algérie par Avignon et Lyon), soit même à l'est du pays (gaz en provenance d'Ukraine).

Partout ailleurs, les réseaux de transport pour le gaz algérien devront être entièrement construits.



CHAPITRE I

TRANSPORT EN DISCONTINU

Le transport terrestre du gaz naturel par gazoduc est comparativement au transport du pétrole par oléoduc très onéreux à pouvoir calorifique égal-près de 10 fois plus -. Cette fâcheuse caractéristique est encore accentuée pour le transport par mer, car si le pétrole est encore moins cher à transporter sur une distance donnée par mer que par oléoduc, c'est malheureusement le contraire qui se produit pour le gaz. Aussi les procédés "discontinus", entraînant une rupture de charge combinée à des modifications successives de l'état thermodynamique du produit transporté ne sont-ils envisagés que lorsque la pose d'un gazoduc dans des conditions normales de coût et de sécurité technique est impossible.

Pour transporter le gaz dans un navire, il faut bien évidemment réduire son volume afin d'obtenir une densité de chargement raisonnable sans pour autant choisir une méthode qui entraîne un coût excessif.

La première idée qui vient à l'esprit est de transporter ce gaz à pression élevée et à la température ambiante dans des récipients installés à poste fixe dans les navires. Cette idée simple n'a pas jusqu'à maintenant reçu la sanction de l'expérience car le poids des récipients sous pression destinés à être installés à bord du navire a paru aux promoteurs être un handicap rédhibitoire.

Tout récemment et compte tenu des progrès réalisés dans les caractéristiques des aciers, ce procédé a fait l'objet d'une étude plus attentive et il n'est pas

impossible qu'après expérimentation, il puisse se révéler rentable pour des distances courtes permettant une rotation rapide des navires : ces distances correspondraient à celles des trajets méditerranéens qui nous intéressent dans cette étude; les pressions envisagées sont de l'ordre de 130 à 200 bar.

Les caractéristiques principales de ce procédé, que nous retrouverons plus loin sous le nom générique de "BATEAU-TUBES", sont les suivantes :

- . Installations à terre relativement réduites,
- . Coût des navires prépondérant dans les investissements,
- . Technologie simple dans son principe

L'idée qui a retenu dès le départ l'attention des techniciens et qui a fait l'objet de réalisations en vraie grandeur est de rendre le gaz liquide à la pression atmosphérique par refroidissement à très basse température, et de le transporter à l'état d'ébullition dans des récipients soigneusement isolés pour éviter des pertes par évaporation trop importantes. L'avantage évident de cette méthode est de réduire le volume du produit transporté dans le rapport de 1 à 600, qu'on ne peut dépasser. En contre-partie il faut liquéfier le gaz au départ et procéder à une regazéification à l'arrivée dans des installations onéreuses et importantes faisant appel aux techniques évoluées de la cryogénie, techniques qui influent également sur la conception et le coût des navires transportant le fluide à -160°C .

Les caractéristiques principales de ce procédé dont il faut souligner qu'il a déjà fait l'objet de réalisation industrielle et que nous retrouverons sous le nom de gaz naturel liquéfié ou GNL sont les suivantes :

- . Coût des installations à terre prépondérant,
- . Technologie très évoluée,
- . Coût des navires élevé mais non prépondérant.

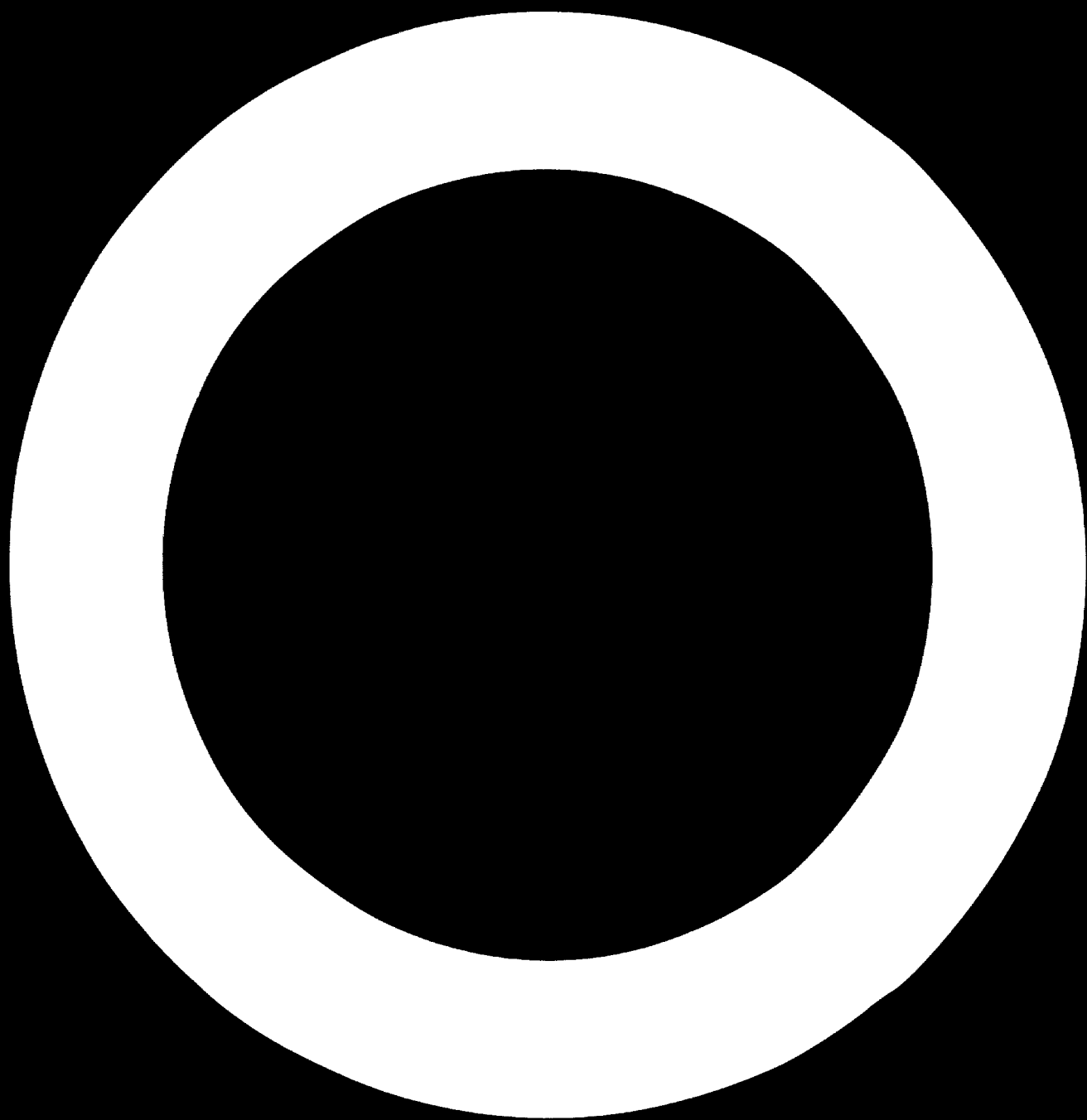
Entre ces deux extrêmes, deux procédés mariant la pression et la température ont été également envisagés.

Le premier consiste à transporter le gaz sous forme gazeuse mais refroidie, dans une zone du diagramme voisine du point critique, ce qui permet d'obtenir une compressibilité, donc une densité intéressante. Ce procédé a été étudié sous deux formes voisines par Monsieur Jacques DELARUELLE en France et par l'Ocean Transport Group sous le nom de CNG (Compressed Natural Gas) aux USA. Sa rentabilité dépend du coût des aciers des réservoirs sous-pression à -60 ou -70°C , certaines règles de sécurité pouvant imposer des aciers alliés trop onéreux.

L'autre procédé, que nous retrouverons sous le nom de MLG (Medium Conditioned Liquefied Gas), consiste à liquéfier et transporter le gaz sous forme liquide, non pas à la pression atmosphérique, mais sous une pression d'une quinzaine de bar; on peut alors se contenter d'un niveau de température de - 130°c, plus facile et moins onéreux à obtenir que les - 160°c du GNL en contrepartie d'une augmentation du coût des récipients cryogéniques de transport et de stockage.

Du gaz sous pression à la température ambiante au gaz liquéfié à la pression atmosphérique en passant par le gaz comprimé et refroidi et le liquide sous pression, l'effort de transformation est de plus en plus grand, ce qui augmente les coûts d'installations fixes, indépendants de la distance, tandis qu'en revanche, les coûts des capacités de stockage et de transport, plus ou moins proportionnels à la distance vont diminuant.

On devrait donc, compte tenu de chaque problème particulier à résoudre, problème caractérisé par une quantité à transporter et une distance de transport, pouvoir choisir entre ces divers procédés. En fait jusqu'ici, seul l'un d'eux, le GNL est entré dans la phase de réalisation industrielle. C'est donc celui que nous examinerons le plus à fond, sans pour autant négliger les autres.



I - LE GAZ NATUREL LIQUEFIE

Une chaîne complète de GNL s'étend du gisement proprement dit aux centres de consommation; en pratique, nous n'étudierons que la partie de la chaîne qui va de la tête de puits à la sortie du terminal de regazéification :

Après un transport sous forme gazeuse du puits au terminal portuaire expéditeur, on procède à la liquéfaction en ce point; on transporte ensuite le liquide par navire vers un terminal récepteur où le liquide est regazéifié à la pression du réseau aval de gazoducs.

Tous les gaz naturels ne sont pas équivalents vis-à-vis d'une opération de liquéfaction. Leurs impuretés, telles que le CO_2 , l'eau, le SH_2 doivent être éliminées avant liquéfaction. Mais surtout l'azote est un élément défavorable: il abaisse le pouvoir calorifique du gaz et réduit sa compressibilité, il réduit donc la rentabilité du gazoduc d'alimentation de l'usine; il rend plus difficile également la liquéfaction car la présence de cet élément difficilement condensable abaisse le niveau de température du palier de liquéfaction. En revanche, le nombre de thermies contenues au mètre cube de GNL sortant de l'usine reste inchangé, donc le coût de son transport maritime n'en est pas affecté.

Inversement, la présence d'éthane, de butane et de propane accroît la rentabilité du gazoduc, facilite la liquéfaction et donne un GNL plus riche, entraînant ainsi une économie sur le coût de transport à la thermie. Ce coût est très sensible à la composition du gaz; un gaz tel que celui de Libye, qui a un pouvoir calorifique supérieur de 40% à celui du gaz de Hassi R'Mel, aura un coût de

transport par gazoduc et un coût de liquéfaction moins cher à la thermie, ce qui lui donne un avantage.

L'importance de ces phénomènes est telle qu'elle joue dans la compétition entre gisements et que, dans certains cas, un enrichissement du gaz au champ serait peut être rentable si le réseau aval pouvait absorber un gaz de pouvoir calorifique supérieur.

Les installations au champ ne présentent pas de bien grande particularité technique; leur utilisation, comme celle du gazoduc d'alimentation de l'usine de liquéfaction, est modulée par le fonctionnement de cette usine; il semble, en outre, qu'il y ait intérêt à ce que la pression du gaz livré soit suffisante pour éviter une recompression préalable en tête d'usine, ce qui peut conduire à relever la pression de service du gazoduc et donc à projeter celui-ci en conséquence.

1. LA LIQUEFACTION

1. PRINCIPE ET ORGANISATION D UNE USINE DE LIQUEFACTION

1.1 GENERALITES

L'usine de liquéfaction est l'élément essentiel d'une chaîne de liquéfaction, à la fois parce que son poids financier est prépondérant, et parce qu'elle en est l'élément sensible qui conditionne l'exploitation de tous les maillons de la chaîne.

Une usine de liquéfaction est un ensemble complexe qui assure les fonctions suivantes .

- réception et traitement du gaz,
- liquéfaction au sein de laquelle on peut essentiellement distinguer la fonction "Réfrigération" et la fonction "Production d'énergie",
- stockage du GNL,
- embarquement du GNL,
- services généraux.

Il n'est à l'heure actuelle en fonctionnement qu'une usine de ce type, celle de la CAMEL à Arzew, deux sont en construction, en Libye et en Alaska, une est projetée en Algérie dans le cadre des récents accords Franco-Algériens. Le problème des unités de pointe, qui se multiplient maintenant aux USA sous le nom de "Peak-shaving Plants", est essentiellement différent de notre problème par l'échelle des débits à liquéfier, et parce que, dans bien des cas, on y procède seulement à la liquéfaction d'une infime partie du débit transitant par l'installation.

1.2 RECEPTION ET TRAITEMENT DU GAZ

1.2.1 COMPRESSION

Du point de vue thermodynamique, on a tout intérêt à liquéfier le gaz sous pression élevée, puisque la condensation en est alors facilitée car elle se produit à température plus élevée. Si l'on veut, en particulier dans les cycles cascades, voir le gaz naturel se condenser dans le cycle Ethylène, il faut qu'il soit à ce stade soumis à une pression de 40 bar environ.

Aussi peut-on trouver dans une unité de liquéfaction, après le poste de comptage d'entrée, une station de recompression à compresseurs centrifuges qui porte le gaz à un niveau qui est généralement de 40 bar. Certains pensent qu'il serait préférable d'obtenir directement cette pression à la sortie du gazoduc d'alimentation.

Les pressions élevées ont aussi leur intérêt sur le plan du coût de l'équipement - lequel est plus compact - et des échanges de chaleur - qui se font mieux à haute pression. On est limité toutefois dans cette voie, par le fait que les données d'échange thermique sont relativement incertaines à haute pression.

1. 2. 2. - EPURATION

Le gaz doit être épuré avant liquéfaction pour éviter que des éléments cristallisables à basse température ne produisent des bouchons, notamment dans les tubes fins des échangeurs. Ces impuretés sont généralement :

- Le CO_2 : la teneur à ne pas dépasser se situe aux environs de 0,4%,
- la vapeur d'eau dont on tolère seulement 0,1%
- le SH_2 qui a, en outre, un aspect corrosif néfaste.
- Les hydrocarbures lourds et notamment les carbures cycliques.

Ce problème du traitement des gaz est largement connu dans d'autres industries (par exemple l'extraction d'hélium) et les procédés en sont bien au point.

On envisage généralement pour l'extraction du CO_2 un traitement par une solution d'amines (Arzew) ou un traitement par une solution de soude (Libye). Il a été envisagé de recourir à une sorte de filtration du GNL au niveau -130°C , température à partir de laquelle le CO_2 précipite dans le GNL. Ces solutions ne sont toutefois pas encore au point. Par ailleurs, certains cherchent à éviter le recours à une solution aqueuse dont le gros inconvénient est de saturer le gaz en humidité, donc d'imposer un certain surdimensionnement des installations de dessiccation situées en aval. Toutefois le coût élevé des fluides d'extraction alors nécessaires combiné avec des pertes qui peuvent être importantes du fait de fuites inévitables, doit intervenir dans le bilan économique.

La dessiccation s'effectue à l'aide de dessiccants classiques qui jouent également un rôle dans l'absorption des produits lourds. Toutefois, lorsqu'un traitement aux amines est prévu, il y a risque de contamination des dessiccants par la solution d'amine et il convient d'interposer un lavage ou un ballon séparateur.

Du point de vue économique, il faut retenir que ce traitement du gaz ne pèse pas très lourd dans le budget ; pour Arzew par exemple, le coût d'investissement total pour l'épuration a été d'environ 4,5% de l'investissement total. La présence de SH_2 peut seule majorer sensiblement ce coût.

Des procédés non encore au stade industriel permettent d'extraire le CO_2 l'eau et les hydrocarbures lourds dans une même installation.

1 3 LES PRINCIPAUX MODES DE LIQUEFACTION

1.3.1 GENERALITES

Bien que ne constituant finalement qu'une partie de l'usine et de son coût, les unités de liquéfaction en sont le coeur et en conditionnement la structure; quel est leur rôle ? Pour liquéfier le gaz naturel, il faut lui enlever des calories tout au long de son itinéraire thermodynamique, et rejeter ces calories dans le milieu ambiant. Cette génération de froid s'obtient en faisant décrire à un ou plusieurs fluides un cycle thermodynamique auquel, conformément au théorème de CARNOT, il faut apporter de l'énergie.

Les fluides de cycle peuvent être soit le gaz lui-même, soit une ou des fractions de ce gaz, soit des fluides extérieurs qui transmettent leurs frigories au gaz à liquéfier par l'intermédiaire d'échangeurs ; généralement, l'énergie est apportée au fluide du cycle par des compresseurs.

Une unité de liquéfaction peut ainsi être caractérisée par :

- Le choix du cycle et du ou des fluides réfrigérants,
- L'organisation de la compression dont l'étagement et la puissance sont liés au choix du cycle.

1.3.2 CRITERES DE CHOIX

Les critères qui permettent de faire un choix entre les différentes méthodes possibles sont les suivants :

- degré de mise au point des techniques (caractère éprouvé ou non de la solution retenue),
- fiabilité du fonctionnement dont dépend, pour une capacité installée donnée, la production annuelle,
- facilité et coût d'exploitation,
- consommation d'énergie; nous classons ce poste en dernier car ce facteur nous paraît avoir sur les coûts finaux une incidence faible, bien plus faible que celle qu'elle pourrait avoir dans des pays à énergie chère.

1.3.3 CONSOMMATION ENERGETIQUE

Il importe de se rendre compte que, si par nature certains cycles se présentent sous un jour plus ou moins favorable du point de vue consommation énergétique, il n'existe pas à proprement parler d'énergie spécifique de liquéfaction relative à un principe de liquéfaction donné et au gaz naturel en général. D'une part, la consommation d'énergie est très influencée par le taux d'azote, d'autre part pour un gaz donné, l'énergie consommée dans les cycles s'écarte d'autant

plus de l'énergie minimale de la loi de CARNOT, que les irréversibilités sont plus importantes.

Ces irréversibilités se manifestent par :

- Les écarts de température entre fluides réfrigérants et fluides réfrigérés,
- les détente libres,
- les rendements mécaniques des compresseurs et des turbines de détente.

Le choix fondamental consiste à rechercher un équilibre optimum entre le nombre d'étages de température, la différence de température entre les étages, la surface des échangeurs qui conditionnent les écarts de température entre gaz et fluides et le volume de l'énergie dépensée. Ce choix se traduit en fait par un compromis entre la complexité des systèmes et l'énergie dépensée.

1.3.4. LES DIVERSES METHODES POSSIBLES

En ce qui concerne les cycles décrits soit par le gaz, soit par les fluides frigorigènes, on peut distinguer les cycles en phase gazeuse, où le froid est alors produit par détente avec ou sans travail extérieur, et les cycles diphasiques où le froid provient de l'évaporation d'un liquide qui est condensé par compression à un niveau de température supérieur.

Comme il n'est pas possible de couvrir la totalité des gammes de température avec un seul fluide, on a souvent recours à plusieurs cycles convenablement étagés.

Les choix relatifs à la partie énergétique portant sur les types de compresseurs et les types d'entraînement, il convient donc de choisir entre compresseurs alternatifs, compresseurs rotatifs centrifuges ou compresseurs rotatifs axiaux. Ces compresseurs peuvent être entraînés soit par des moteurs alternatifs, soit par des turbines à vapeur ou à gaz, soit par des moto-compresseurs soit enfin par des moteurs électriques.

1.3.5. LES SOLUTIONS PRATIQUES

De nombreuses combinaisons pourraient certes voir le jour entre les divers matériels ci-dessus. Toutefois, dans la pratique, un petit nombre seulement de solutions est maintenant envisagé :

- . au point de vue cycle, sont seuls examinés les cycles à évaporation où le froid est produit soit par une série de fluides purs en cascade (c'est la cascade classique), soit par un seul fluide de composition variable tout au long de la colonne d'échange (c'est la cascade intégrée);

au point de vue énergie, on doit choisir entre turbines à vapeur ou turbines à gaz.

1. 3. 6. COMMENTAIRES SUR LES CYCLES A DETENTE

Les cycles à détente, où le gaz lui-même subit la détente, présentent, en contrepartie d'une grande simplicité théorique et d'une réduction des surfaces d'échange, un très mauvais rendement qui augmente de manière exagérée le coût de la partie énergétique. Ils imposent d'autre part le recours à des pressions élevées sous lesquelles les caractéristiques thermiques des fluides sont mal connues et qui posent des problèmes technologiques compliqués. Les turbines de détente de grande puissance fonctionnant à basse température qui seraient nécessaires pour la liquéfaction du gaz naturel, paraissent difficiles à construire. Leur fonctionnement et leur rendement seraient compromis dès apparition de la condensation, aussi conviendrait-il, de toute façon, de terminer le cycle par une détente sans travail extérieur qui diminuerait le rendement frigorifique.

De tels cycles sont certes utilisés couramment dans les techniques de séparation d'air, ou lorsque les produits sont restitués à la température ambiante, mais alors le poids financier de la partie énergétique est plus faible que dans le cas de la liquéfaction complète du gaz naturel.

Dans ce cas particulier du gaz naturel, de tels cycles n'ont été réalisés que pour de petites installations de pointe (peak-shaving plants comme celle de la "San Diego Gas and Electricity Cy" dont la capacité annuelle est d'environ 35 000 m³ liquides).

Signalons toutefois qu'on a pu proposer d'utiliser la détente pour produire le froid dans un cycle complexe, comportant par ailleurs des étages à évaporation; des cycles à azote ont également été étudiés. Aucune de ces méthodes n'ayant fait l'objet d'études suffisantes pour aboutir à une estimation raisonnée et ne semblant avoir été retenue pour les projets en cours, nous nous bornerons à examiner les deux cycles utilisés pour les usines en cours d'exploitation ou de construction: la cascade classique et la cascade incorporée.

1. 4. LA CASCADE CLASSIQUE

1. 4. 1. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT

Dans un cycle à cascade classique, le froid est produit dans des échangeurs par l'évaporation de fluides frigorigènes purs. De façon à couvrir la gamme des températures depuis la température ambiante jusqu'à - 160 °C, on est conduit à

recourir à plusieurs fluides "en cascade" : le fluide correspondant au niveau le plus bas de température est, après recompression, condensé dans les évaporateurs froids du fluide qui couvre la zone de température supérieure, et ainsi de suite jusqu'au fluide le plus chaud qui se condense à la température du milieu ambiant, soit dans des condenseurs à eau de mer, soit dans des aéroréfrigérants.

Pour faire coïncider le mieux possible la courbe de température du gaz naturel en cours de refroidissement avec les températures des fluides évaporés, ceci afin d'obtenir un meilleur rendement thermodynamique, on est conduit à multiplier les étages de pression d'évaporation au sein d'un même cycle, donc à prévoir une compression à plusieurs niveaux d'aspiration.

On peut distinguer dans les cycles à cascades, ceux où les aspirations de fluides sont dites froides, et ceux où elles sont dites chaudes, c'est-à-dire celles où le fluide en cours d'évaporation se réchauffe en pré-refroidissant le fluide à condenser.

Les fluides généralement utilisés sont le propane, l'éthylène ou l'éthane, et le méthane, c'est-à-dire des hydrocarbures légers faciles à produire sur place à partir du gaz naturel, sauf l'éthylène; on peut ainsi atteindre environ -150°C ; mais il convient d'aller plus bas car le GNL bout aux environs de -160°C à la pression atmosphérique; il faut alors soit recourir à un quatrième cycle à l'azote, soit produire le froid au sein du fluide par détente sans travail extérieur du GNL lui-même; le gaz de flash peut être soit envoyé dans le réseau de combustible, soit recomprimé et recyclé dans l'unité de liquéfaction.

Le choix de l'éthane, en lieu et place de l'éthylène, coûteux à produire ou à importer, implique que le cycle éthane comporte des aspirations sous vide de façon à permettre une condensation du méthane; aussi cette solution est souvent rejetée pour des questions de sécurité.

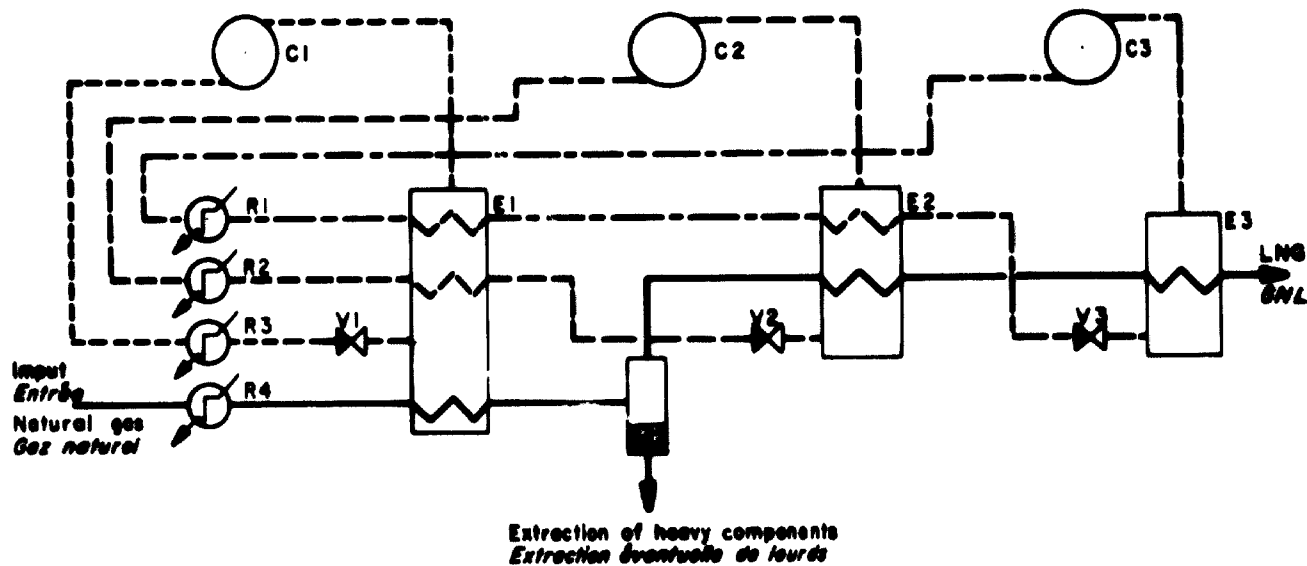
L'énergie de compression est généralement fournie par des compresseurs centrifuges entraînés par turbine à vapeur. L'emploi de turbines à gaz est rendu difficile par le fait qu'il est souvent impossible d'ajuster les puissances unitaires de chaque cycle à celles des modèles de turbines à gaz en catalogue, alors qu'en revanche on peut fabriquer des turbines à vapeur presque à la demande.

Le rendement thermodynamique du cycle est bon, au prix, il est vrai, d'une multiplication du nombre des étages de pression: l'usine d'Arzew comporte au total 96 000 CV installés pour une capacité normale de 7 700 m³/jour de GNL, ce qui correspond à un Travail de 300 CV/H par m³ de GNL et il semble bien que les procédés à aspirations chaudes (tels ceux envisagés dans le procédé SEM) permettraient d'espérer un gain de 10% environ sur ces chiffres.

La taille unitaires des lignes de liquéfaction semble limitée par les dimensions des compresseurs et devrait se situer aux environs de 8 000 m³/jour de GNL.

Simplified schematik of the conventional cascade process

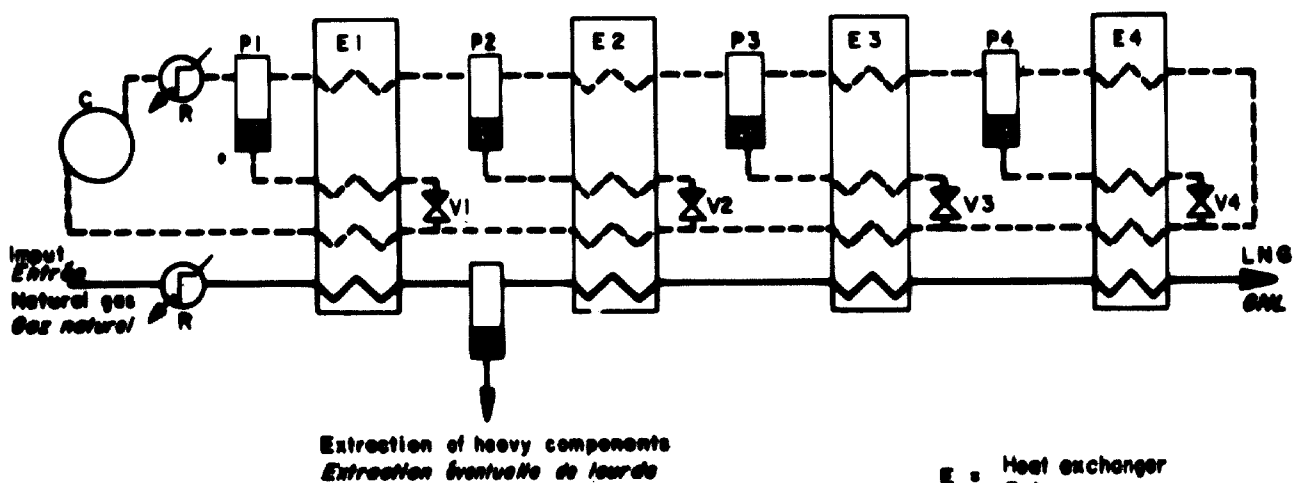
Schéma de principe d'un cycle à cascade classique



- Propene cycle
Cycle du propène
- · - · - Ethylene cycle
Cycle de l'éthylène
- Methane cycle
Cycle du méthane

Simplified schematik of the integrated cascade process

Schéma de principe d'un cycle à cascade incorporée à circuits séparés



- Cooling fluid
Fluide de refroidissement

- E = Heat exchanger
Echangeur
- C = Compressor
Compresseur
- R = Water refrigerator
Refroidisseur à eau
- V = Expansion valve
Vanne de détente
- P = Separator
Pot séparateur de phases

1. 4. 2. - LA PREMIERE REALISATION D'ARZEW

La cascade adoptée à Arzew est une cascade à trois cycles, propane, éthylène, méthane.

Le propane qui permet d'atteindre -40° C en deux étapes, correspondant à deux niveaux de pression d'aspiration, refroidit le gaz naturel, l'éthylène et le méthane à partir de leur température à la sortie des échangeurs d'eau de mer; la plus grande part de l'énergie consommée est consacrée à condenser l'éthylène.

L'éthylène en 4 niveaux de compression permet d'atteindre -100° C, et l'énergie consommée se partage entre la condensation du gaz naturel et celle du méthane.

Le méthane, quant à lui, sert à sous-refroidir le gaz naturel qui sort à -100° C du cycle éthylène complètement liquéfié sous pression; sa température tombe alors à -151° C.

Le refroidissement ultérieur de -151° C à -161° C est obtenu par une détente du GNL sans travail extérieur ; le gaz de flash, qui contient la majeure partie de l'azote mélangée à 10% du méthane, est utilisé comme combustible dans les chaudières.

Les aspirations sont des aspirations froides. La compression est obtenue par des compresseurs centrifuges entraînés par turbines à vapeur.

1. 4. 3. - LES PROJETS

L'usine en cours de construction en Alaska pour la liquéfaction du gaz vendu par le consortium PHILLIPS-MARATHON au Japon utilise un procédé à cascade classique où l'étage méthane est remplacé par un recyclage du gaz lui-même qui est presque exclusivement composé de méthane (99, 5%), l'entraînement des compresseurs est assuré par des turbines à gaz.

Des projets à cascades propane, éthylène, méthane, et à aspiration chaude, ont été étudiés par la Société SEM pour liquéfier le gaz algérien des gisements de l'est (Rhourde Nouss).

1. 4. 4. - AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU PROCEDE

Les avantages majeurs de la cascade classique sont la sûreté avec laquelle elle peut être calculée et son bon rendement. Les colonnes d'échange peuvent être

préfabriquées en ateliers. Par ailleurs, ce procédé est le seul à avoir fait l'objet d'une réalisation à grande échelle.

Ses inconvénients, nombreux, portent sur :

- la complexité des circuits qui entraîne un coût élevé,
- le risque d'une disponibilité faible qui résulte du principe même du fonctionnement, lequel est arrêté par un défaut d'un seul des trois cycles de la cascade,
- des temps de démarrage longs qui influent défavorablement sur la capacité et le rendement,
- la complication et le coût de production ou d'achat de ces fluides purs,
- la difficulté dans les cascades à cycle méthane d'obtenir une température suffisamment basse, et l'impossibilité de sous-refroidir le liquide sans détente, qui entraînent la non-liquéfaction d'un pourcentage de gaz dont on n'est pas maître et qui peut excéder les besoins en combustible,
- le manque de souplesse pour réagir au mieux aux variations de paramètres extérieurs : composition et pression du gaz, température de l'eau de mer,
- la limitation enfin de la dimension maximum de l'unité dont la taille est imposée généralement par la dimension du compresseur propane et de son aspiration basse pression.

1. 5. - LA CASCADE INTEGREE

1. 5. 1. - PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT

Dans le procédé à cascade incorporée ou intégrée, on ne trouve pas comme dans la cascade classique plusieurs cycles de fluides frigorigènes purs :

Tout d'abord, les fluides frigorigènes condensés et évaporés sont des mélanges d'hydrocarbures légers et d'azote dont la composition fixe la température d'évaporation à un niveau de pression donné et unique.

Mais surtout la cascade est intégrée, c'est-à-dire que la mixture dont l'évaporation correspond à un niveau de température donné, ne subit pas un cycle propre mais est injectée et mélangée dans la partie basse pression de la colonne d'échange au flux des mixtures provenant des zones de température plus basse, le tout allant ainsi en se réchauffant à l'aspiration d'un compresseur unique.

Après recompression, les mixtures des différents niveaux se séparent à nouveau par condensation partielle, soit dans des condenseurs à eau de mer, soit dans la partie de la colonne d'échange correspondant côté basse pression, à l'évaporation de la mixture située plus haut dans l'échelle de température.

Dans certains projets, on a même envisagé de mélanger le gaz naturel extrait du mélange condensé au niveau inférieur au flux haute pression du gaz de cycle; on préfère maintenant des circuits séparés pour le mélange de cycle et pour le gaz naturel. Extérieurement, de tels procédés se caractérisent donc par un ou deux niveaux d'aspiration et de refoulement, et par une ou deux colonnes d'échange.

Actuellement, des procédés de ce type, dont la définition requiert une très grande maîtrise des calculs thermodynamiques de mélanges souvent diphasiques, sont proposés par les Sociétés L'AIR LIQUIDE, (une pression) son premier promoteur, AIR PRODUCTS (une pression) et TECHNIP (deux pressions) récemment TECHNIP s'est d'ailleurs allié avec L'AIR LIQUIDE pour former une filiale commune TEAL.

Les besoins en énergie de tels procédés sont du même ordre que ceux d'une cascade classique, soit moins de 300 CV/H par m³ de GNL.

La taille des lignes liquéfaction utilisant le procédé à une pression est limitée par la dimension des colonnes d'échange qu'il est possible de construire dans l'état actuel de la technologie et qui correspondent à des unités de 0, 800 milliard à 1, 1 milliard de m³ de gaz à liquéfier par an.

C'est d'ailleurs ce qui a conduit TECHNIP à scinder en deux la colonne, en réservant une colonne à la condensation du gaz naturel, et une colonne travaillant à un niveau de pression supérieur, à la condensation du gaz de cycle; ceci permet, au prix d'une certaine complication des circuits, de porter les capacités à 1, 5 ou 1, 7 10⁹ m³ par an.

Le fait d'avoir à comprimer un gaz de cycle unique entre deux niveaux de pression, se prête soit à l'adoption d'un compresseur unique de grosse dimension qui peut être alors un compresseur axial à rendement élevé, entraîné par une grosse turbine à vapeur ou à gaz soit de plusieurs compresseurs en parallèle, qui peuvent être des compresseurs centrifuges ou axiaux entraînés par turbines à vapeur ou turbines à gaz.

1. 5. 2. PROJETS EN VUE

C'est un procédé de ce type (cascade intégrée) qui a été adopté pour l'usine d'ESSO en Libye. La commande du procédé et de l'équipement froid a été passée à AIR PRODUCTS.

L'AIR LIQUIDE a expérimenté à Nantes, sous l'égide de Gaz de France une unité-pilote à très petite échelle, et construit une unité de pointe (peak-shaving plant) d'une capacité de 70 millions de m³ gazeux par an pour la TEXAS EASTERN TRANSMISSION.

1.5.3. AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU PROCÉDE

L'inconvénient majeur des cycles à cascade incorporée vient de son caractère de nouveauté, aucune installation à grande ou à moyenne échelle de ce type n'ayant jusqu'à ce jour fait ses preuves. Le risque dû à la nouveauté est accru par la grande difficulté d'en calculer le "process", les données et calculs thermodynamiques relatifs à des mélanges complexes et souvent diphasiques étant délicats et parfois incertains. Il en résulte une certaine incertitude dans les performances à attendre d'une unité calculée pour un débit nominal donné.

Il y a également quelque incertitude sur les phénomènes liés aux démarrages et aux arrêts et le temps nécessaire pour atteindre les réglages corrects de température; si des obstacles fondamentaux semblent exclus, des difficultés importantes, source de coûteuses modifications et de retards, peuvent néanmoins se présenter lors de la mise en service.

On ne pourra donc se prononcer en toute connaissance de cause sur les difficultés et les coûts qu'après une première expérience en vraie grandeur.

Ces incertitudes mises à part (incertitudes dont il faut souligner qu'elles jouent dans les deux sens, c'est-à-dire que de bonnes surprises sont possibles), le procédé présente les avantages suivants :

- simplicité du cycle conduisant à :
 - . un faible coût d'investissement,
 - . une exploitation simplifiée ;
- possibilité de réaliser simplement la compression d'une manière économique et fiable,
- possibilité d'une préfabrication en atelier de la colonne d'échange,
- une certaine souplesse tant en ce qui touche à la composition du gaz qu'en ce qui concerne son niveau de pression,
- possibilité de profiter au maximum des variations de conditions ambiantes,
- possibilité de réaliser de très grosses unités et par suite de bénéficier d'économies d'échelle,

- absence des sujétions liées à la production de fluides frigorigènes purs,
- possibilité de sous-refroidir le GNL, ce qui permet de réduire les sujétions de récupération des gaz d'évaporation au niveau des stockages.

2 PROBLEMES GENERAUX LIES A LA LIQUEFACTION

2.1. L'ENERGIE DANS UNE USINE DE LIQUEFACTION

2.1.1. EVACUATION DES CALORIES

Tout ce cycle frigorifique demande qu'on lui apporte de l'énergie et qu'on évacue les calories superflues. L'évacuation de ces calories peut se faire par l'intermédiaire soit d'eau de mer, soit d'aéro-réfrigérants ; l'utilisation de l'eau de mer permet généralement un plus grand abaissement de température du fluide condensé, sauf dans les pays froids du type Alaska, où les aérofrigérants reprennent l'avantage. Elle est donc généralement prévue dans les pays chauds ou tempérés ; mais les circuits et les pompes à gros débit peuvent conduire, par corrosion et encrassement par les moules, à des difficultés sérieuses d'exploitation.

Les calories reçues au titre de la "source chaude" du cycle frigorifique ne sont pas les seules à évacuer et si l'on a adopté un cycle vapeur pour la partie énergétique, il faut évacuer les calories fournies au titre de la "source froide" du cycle énergétique. Or, les condenseurs des turbines à vapeur demandent près de deux fois plus d'eau de mer que les condenseurs du gaz de cycle. Au total, la sujétion d'évacuation des calories induit une partie non négligeable du budget d'entretien.

2.1.2. LES SOLUTIONS ENERGETIQUES

On a pu dire que le GNL était du gaz plus de l'énergie. L'image est d'autant plus vraie que le poste énergie tel qu'il apparaît dans les décompositions de prix au titre des compresseurs et de leur cycle d'entraînement, constitue un poste assez lourd de l'investissement et il représente en outre, même si l'on ne tient pas compte du combustible, la part principale des dépenses d'entretien et d'exploitation.

Le choix d'un système d'entraînement dépend dans une certaine mesure que du cycle retenu et peut être également influencé par le contexte (intégration dans un complexe pétrochimique par exemple).

Le problème de la compression industrielle des gaz est connu dans de multiples industries, mais il exige dans le cas qui nous intéresse des puissances unitaires peu courantes. Il semble bien que, pour les débits envisagés, on ne songe plus à utiliser des compresseurs alternatifs. Aussi les compresseurs adoptés sont-ils du type centrifuge, sauf pour les grands débits envisagés dans le cycle à cascade incorporée où l'on pourra sans doute utiliser des compresseurs axiaux à rendement plus élevé.

Pour entraîner ces compresseurs de forte puissance unitaire le recours à des moteurs alternatifs, est exclu. Restent en présence les turbines à vapeur, les turbines à gaz, et, pour mémoire, les moteurs électriques.

2. 1. 3. LES CYCLES "VAPEUR "

Les cycles vapeur se prêtent bien soit au fonctionnement de nombreuses turbines de puissances unitaires différentes (cycles à cascade classique), soit à l'adoption de groupes très puissants dérivés des groupes aptes à la production d'électricité (cas du cycle à cascade incorporée de grande capacité, type TEAL).

En revanche, ils présentent une certaine complexité surtout si l'on tient compte des besoins en électricité pour les auxiliaires, de ceux en eau distillée et surtout en eau de mer que ces cycles induisent. Les coûts d'investissement sont assez élevés, ainsi que les frais d'entretien et d'opération enfin leur fiabilité, du fait du grand nombre d'éléments en jeu, ne peut être excellente qu'à condition de multiplier les interconnexions et les éléments de secours.

Deux questions liées au choix de tels cycles ont fait l'objet de multiples débats.

- Le choix de la pression de travail :

La simplicité d'exploitation et la robustesse plaident en faveur de caractéristiques faibles (40 bar), le coût d'investissement et la consommation de gaz en faveur de cycles plus élaborés (70 bar).

- La structure du système, qui peut être unitaire ou interconnectée :

La vapeur peut être produite soit dans une chaufferie unique, soit produite par des chaudières séparées formant avec chaque groupe de compression un schéma unitaire. L'interconnexion entre lignes coûte cher en investissement et complique l'exploitation, mais permet de parer à des pannes, donc augmente la fiabilité de l'ensemble de l'usine.

2 1 4 LES TURBINES A GAZ

Les turbines à gaz dont le développement industriel est assez récent, semblent des engins bien adaptés aux pays à énergie bon marché et s'accommodent bien d'un combustible gazeux. Leur fiabilité est élevée pour autant que l'on fasse appel aux modèles de catalogue. Elles devraient présenter des coûts d'investissement moindres que les cycles à turbine à vapeur.

De même, les turbines à gaz présentent certains avantages sur le plan du coût d'entretien et de la simplicité d'exploitation. En revanche, leur rendement est moins bon, et surtout la gamme des puissances disponibles est limitée.

On ne peut donc pas toujours adapter ces puissances aux puissances requises par les compresseurs (en particulier dans le cas de la cascade classique où l'on n'est pas toujours maître de la répartition de puissance entre les différents cycles). On ne peut pas non plus, sauf à associer plusieurs groupes dans des montages spéciaux, donc non éprouvés, entraîner un compresseur de très grande puissance comme il peut être envisagé dans les cycle à cascade incorporée.

2 1 5 REALISATIONS ET PROJETS

Le cycle d'Arzew (cascade classique) est un cycle à vapeur de caractéristiques élevées à production de vapeur interconnectée, et de construction complexe. Sa conception semble avoir été orientée vers la recherche du rendement maximum en raison probablement du coût élevé du gaz alimentant cette chaîne. Il semble en être résulté quelques déboires dans la fiabilité d'exploitation dans les débuts.

Le cycle retenu pour l'usine d'ESSO-Libye (cascade incorporée) comporte une production centralisée et interconnectée de vapeur à basses caractéristiques par chaudières "package". La vapeur est distribuée à 8 turbines de 40 000 CV chacune entraînant, par groupe de deux, la partie HP et la partie BP des compresseurs centrifuges du cycle à cascade incorporée retenu. La marge dans les puissances, le nombre des groupes et les interconnexions devraient assurer une bonne fiabilité de l'ensemble.

L'usine prévue en Alaska ferait partiellement appel à des turbines à gaz pour l'entraînement des compresseurs centrifuges.

Le choix de cette solution a été certainement favorisé par le fait que les basses températures ambiantes permettent de tirer de turbines à gaz standard une puissance supérieure à celle que l'on peut obtenir en pays tempéré ou chaud.

2. 2 - LES PROBLEMES TECHNOLOGIQUES

Tous ces procédés font appel à une technologie particulière que nous allons évoquer rapidement.

Côté compresseurs, les problèmes ne sont pas spécifiques de la liquéfaction, dans la mesure où les aspirations ne sont pas froides. Les pompes à fluides frigorigènes et à GNL paraissent donner satisfaction.

La technologie des matériaux utilisés, acier inoxydable, acier à 9% de Ni, et alliage d'aluminium est parfaitement maîtrisée, mais une comparaison précise des prix de revient respectifs ne semble pas avoir été poussée très loin.

L'isolation des circuits froids, poste très important du coût, est dans le cas de circuits complexes avantageusement réalisée par le recours à des "boîtes froides". Pour l'isolation des tuyauteries de liaison, il ne semble pas y avoir de doctrine très ferme sur le choix du matériau : CAMEL a utilisé du liège et du Foam Glass, Gaz de France pour son terminal du Havre, et ESSO Libye utilisent le polyuréthane expansé, cependant que le "Gas Council" emploie de "l'onazote".

En résumé, la technologie semble bien au point, mais l'arbitrage économique entre diverses solutions reste à faire dans certains cas.

2. 3 - EXTRACTION DES SOUS PRODUITS

Mises à part les impuretés qu'il est nécessaire d'extraire pour permettre la liquéfaction, on peut se demander s'il n'est pas rentable de procéder à une extraction des hydrocarbures lourds plus valorisables que le simple GNL.

2. 3. 1. GAZOLINE

Il s'agit des carbures supérieurs au C₅ qui sont retirés en cours de liquéfaction pour éliminer du même coup les carbures benzéniques qui s'y trouvent mêlés. Ces produits aisément transportables sont vendables à l'usine à environ US \$ 12 par tonne mais la quantité récupérable en est faible (25 000 t/an pour 1 500 000 000 m³/an gazeux à Arzew où ils sont brûlés dans les chaudières).

2 3 2 C₂, C₃, C₄

L'extraction des C₂, C₃, C₄ est techniquement possible en cours de liquéfaction. La rentabilité de cette opération doit être étudiée en fonction des débouchés.

2 3 3 HELIUM

Tout l'hélium contenu dans le gaz naturel, incondensable, se retrouve dans les gaz de flash. A l'usine d'Arzew, certains de ces gaz contiennent de 4 à 8% d'hélium. Son extraction semble d'un prix de revient normal, encore faut-il, avant de mettre en place une installation de séparation, avoir résolu le problème de son écoulement sur un marché étroit.

3 DESCRIPTION RAPIDE DES REALISATIONS ET DES PROJETS

3.1 USINE DE LA CAMEL A ARZEW

3.1.1. CARACTERISTIQUES PRINCIPALES

La capacité annuelle nominale de l'usine est de 1,5 G m³ par an.

L'usine est chargée de traiter un gaz de puissance calorifique supérieure ou égale à 9,36 thermies/m³, contenant 6% d'azote et venant d'Hassi R'Mel.

Le gaz fourni à 32 bar à la sortie du gazoduc est recomprimé à 40.

Il est épuré par un traitement amine/glycol/dessicant. Les lourds sont extraits en cours de liquéfaction.

- L'usine comporte 3 unités de 0,5 Gm³ chaque, fonctionnant en cascade classique : propane, éthylène, méthane.
- La puissance requise par les 3 groupes compresseurs de chaque ligne, soit 15 000 CV pour le propane, 11 500 pour l'éthylène et 4 500 pour le méthane, est fournie par des turbines à vapeur.
- Les compresseurs sont entraînés par des turbines à vapeur qui demandent 300 t/h de vapeur à une centrale chargée elle-même de produire l'électricité par 3 groupes de 6 MW dont deux entraînés par turbine à gaz.

- La réfrigération est faite à l'eau de mer (30 000 m³/h) dont les 2/3 sont destinés aux condenseurs des turbines à vapeur.
- Le GNL subit un flash à la sortie de l'unité de liquéfaction. Le gaz flashé ainsi que l'évaporation des stockages, qui contient une bonne part de l'azote, est utilisé comme combustible aux chaudières.
- Le GNL est stocké dans trois bacs aériens de 11 000 m³ et un réservoir en excavation de 38 000 m³.
- L'apponement de chargement comporte deux postes à quai. Un bateau peut être chargé en moins de 15 heures.
- L'isolation froide est réalisée au foam-glass. Les échangeurs froids sont dans des boîtes froides.

3. 1. 2. - PERFORMANCES DE L'USINE

L'usine semble avoir prouvé une capacité instantanée supérieure de plus de 15% au chiffre de "design", mais son rendement annuel semble avoir été obéré par des pannes nombreuses, affectant plus particulièrement la partie "turbo-compresseurs" dans les débuts.

Le rendement thermique moyen semble également avoir été inférieur aux prévisions, notamment du fait des régimes transitoires et des difficultés d'épuration des fluides frigorigènes; on ne pense pas qu'il puisse descendre au-dessous de 20%.

3. 1. 3. DEPENSES D'INVESTISSEMENT

Le coût d'investissement a été de US \$ 87 000 000. Dans ce coût, seul l'apponement proprement dit figure au titre des dépenses portuaires et seulement pour la somme de US \$ 1 600 000. Ces prix devraient être majorés de 20% pour être remis au niveau des conditions économiques de 1967.

Dans ce total, la part du matériel et de son montage représente moins des 2/3 des dépenses; le restant couvre des postes aussi divers que l'achat du terrain, les frais généraux, les frais financiers intercalaires, le coût de l'engineering, la

dotation en pièces de rechange, les frais de logement, de transport, les frais de démarrage, le fonds de roulement, le tout à l'exclusion des taxes.

La répartition du coût du matériel et de son montage par unité est la suivante:

. Compression et traitement du gaz	4,5%
. Unité de liquéfaction (dont turbocompresseurs7%)	35,0%
. Préparation des fluides frigorigènes	5,0%
. Production de vapeur et d'électricité	14,5%
. Utilités	5,0%
. Stockage et chargement	22,0%
. Liaisons (tuyauterie et câbles)	10,0%
. Installations générales	4,0%

Les estimations initiales ont été dépassées, notamment semble-t-il, à cause du gonflement des postes Génie Civil, tuyauteries, isolation et contrôle.

3.14 CONSTRUCTION ET EXPLOITATION

La mise en route de l'usine a pu avoir lieu 33 mois après la première décision de construire. Le chantier proprement dit a duré près de deux ans et a requis 8 millions d'heures de travail, dont près de la moitié ont été effectuées par des travailleurs recrutés localement.

L'usine semble avoir atteint sa production nominale très vite, mais par suite d'incidents de jeunesse entraînant des arrêts, les résultats de production annuelle et de rendement ont mis près de deux ans à se normaliser.

Elle est exploitée par 350 personnes dont 200 Algériens. Pour l'entretien, la CAMEL recourt à un effectif moyen de près de 130 personnes provenant d'entreprises extérieures. Son budget d'exploitation se monte à environ 8 millions de dollars par an, c'est-à-dire intervient pour presque la moitié dans le prix de revient du GNL. Sur ce montant, une grande partie est relative aux frais de personnel.

Le coût de l'entretien, frais de personnel inclus, se monte à 3,3% du coût de l'investissement. Une bonne partie de ce coût d'entretien a trait aux spécialités "mécanique, électricité et contrôle" qui requièrent du personnel spécialisé expatrié.

3.2. USINE PROJETEE PAR ESSO LIBYE A MARSA EL BREGA

3.2.1 CARACTERISTIQUES GENERALES

- L'usine d'ESSO Libye traitera un gaz riche (13,5 Th/m³ de PCS, soit près de 40% de plus que le gaz d'Hassi R'Mel).
- Sa capacité annuelle sera de 3,4 Gm³ par an, mais étant donné le haut pouvoir calorifique du gaz traité, sa production en thermies est équivalente à celle d'une usine de 4,5 Gm³ de gaz d'Hassi R'Mel.
- Le procédé est un procédé à cascade incorporée conçu par AIR PRODUCTS.
- Le gaz, préalablement comprimé de 26 à 40 bar, doit être débarrassé du SH₂ puis le CO₂ est éliminé par lavage à la soude, et l'eau par des dessiccants.
- Les lourds sont extraits en cours de liquéfaction.
- L'usine comprendra 4 lignes de liquéfaction, à chacune desquelles correspond un compresseur HP et un compresseur BP centrifuges de 40 000 CV chacun, soit une puissance installée de 320 000 CV dont 230 000 seulement seront nécessaires. Diverses interconnexions permettent de faire fonctionner en parallèle les compresseurs et les lignes.
- Le stockage comprend deux bacs aériens de 50 000 m³.
- La vapeur est fournie par 20 chaudières "package" à 40 kg/m² et l'électricité vient de l'extérieur.
- La réfrigération est assurée par l'eau de mer.
- L'usine comporte un emploi généralisé de l'aluminium et l'isolation froide est faite au polyuréthane.

3.2.2 COÛTS D'INVESTISSEMENT ET EXPLOITATION

L'ensemble des investissements du projet Libyen a été chiffré à environ $200 \cdot 10^6$ \$, mais ce coût comprend les installations au champ, 100 000 CV de recompression, les gazoducs à courte distance ainsi que les installations portuaires.

- Le coefficient de disponibilité attendu est extrêmement élevé.
- L'exploitation sera intégrée au point de vue entretien avec celle de la base pétrolière de Marsa el Brega.

3.3 PROJET PHILLIPS MARATHON EN ALASKA

- L'usine projetée doit liquéfier environ 1,4 Gm³ de gaz par an. Destinée au Japon, elle est construite par BECHTEL sur un processus de PHILLIPS.
- Le gaz traité est du méthane presque pur (99,5 %) ce qui évite les problèmes de décarbonatation.
- Le procédé est un procédé à cascade classique, où toutefois le méthane est remplacé par le GNL lui-même, qui est partiellement flashé par les détentes successives, le flash étant recyclé.
- L'entraînement est en partie à turbines à gaz.
- L'estimation du coût de l'usine serait d'environ 90 000 000 dollars.

3.4 PROJET DE LA SOCIÉTÉ CIVILE POUR L'EXPORTATION DU GAZ SAHARIEN VERS LA FRANCE

- L'usine aurait une capacité unitaire de 4,5 Gm³ de gaz d'Hassi R'Mel à 9,4 Th par m³ et 6% d'azote.

L'investissement total de l'usine serait estimé à environ US \$ 140 000 000.

4 DONNEES CHIFFREES SUR LA LIQUEFACTION

4.1. CONDITIONS D'EVALUATION

Pour aborder une étude économique sur les coûts de liquéfaction, il faudrait, dans toute la mesure du possible, analyser la nature exacte de ces coûts. A ce sujet, les seuls chiffres précis connus avec certitude sont ceux de la CAMEL et les éléments obtenus sur les autres projets leur sont difficilement comparables, si l'on ne possède pas la clé du découpage de détail. Différents facteurs techniques influent sur les coûts :

- la composition des gaz à liquéfier,
- la nature du site et sa desserte portuaire.

Mais les paramètres techniques les plus évidents à prendre en compte sont:

- la dimension générale de l'usine,
- le nombre de lignes,
- le procédé de liquéfaction.

A côté de ces paramètres techniques, et en dehors des paramètres proprement financiers tels que le taux de l'argent et le régime de taxation, d'autres paramètres peuvent avoir une influence encore plus considérable et souvent difficilement chiffrable :

- le délai de réalisation :
 - dont la compression peut gêner l'exécution d'études détaillées propres à mettre en évidence les solutions les plus économiques et donc conduire à un chantier onéreux,
 - dont l'étalement exagéré en plusieurs étapes peut au contraire gonfler les frais généraux et financiers et conduire à des frais de supervision et de réalisation disproportionnés ;
- la politique retenue pour la construction (contrat "clés en main" ou régie),
- la politique de personnel dont le coût unitaire dépend de la part de travail confiée à la main-d'oeuvre locale et de celle confiée à de la main-d'oeuvre expatriée,

- la durée du démarrage et plus généralement le gradient avec lequel on estime que l'usine pourra tendre vers sa production normale, gradient qui dépend à la fois de la technique retenue et de la qualification de la main-d'oeuvre d'exploitation dont la formation préalable peut se compléter plus ou moins rapidement au cours du début d'exploitation.

4.2. MONTANT DES INVESTISSEMENTS

Rappel des devis de coûts

Les projets mentionnés ci-dessus concernent des usines de capacités différentes. Pour comparer leurs coûts d'investissement, il y a lieu de ramener ces coûts à une même unité, le mètre cube de gaz traité annuellement.

L'investissement, stockage exclu, rapporté au m³ de gaz traité dans l'année s'élève pour l'usine CAMEL à : 0,046 \$/m³, soit si on se place dans les conditions économiques actuelles 0,056 \$/m³.

Le prix annoncé pour le projet PHILLIPS-MARATHON en Alaska est d'environ 0,045 \$/m³.

Le projet ESSO-Libye a été officiellement estimé à un prix de US \$ 194 000 000. Les installations correspondantes comportent des installations au champ (y compris 100 000 CV de recompression) et les canalisations d'amenée à l'usine. Si on estime ces derniers postes à environ US \$ 50 000 000 et si on admet que la partie Stockage et Port doit représenter environ US \$ 20 000 000, il reste pour l'usine proprement dite un chiffre de US \$ 124 000 000 qui correspond à un montant de 0,036 \$/m³, soit 65% du prix de CAMEL.

L'usine projetée par la Société Civile, stockage et chargement exclus, est cotée à US \$ 118 000 000 ce qui donne 0,026 \$/m³.

Montant des investissements

La comparaison des données mentionnées ci-dessus fait apparaître d'assez fortes divergences quant à l'investissement total. L'investissement au m³ de gaz liquéfié annuellement est assez différent selon les installations, comme l'indiquent les chiffres suivants :

Usine CAMEL à Arzew 4,6 US Cent/m³

Usine Phillips Marathon (Alaska) 4,5 US Cent/m³

Usine Esso-Libye (Marsa el Braga) 3,6 US Cent/m3

Usine projetée pour l'Algérie (Sté Civile) 2,7 US Cent/m3

Ces chiffres qui ne sont que des ordres de grandeur, s'entendent stockage et chargement exclus. La comparaison ne peut toutefois être faite qu'à condition de tenir compte de l'effet d'échelle qui résulte des différences de capacité annuelle et des variations de prix dues au décalage dans le temps des diverses estimations.

En supposant que l'investissement suit une loi de la forme :

$$I = K^{0,6}$$

I étant l'investissement total

K la capacité annuelle de l'usine,

et en se plaçant dans les conditions économiques actuelles, on obtient, pour une capacité fictive de 1,5 GM3, les coûts d'investissement au m3 suivants :

Usine CAMEL 5,6 US Cent/m3

Usine Phillips Marathon 4,3 US Cent/m3

Usine Esso-Libye 5,0 US Cent/m3

Usine Société Civile 4,2 US Cent/m3.

Malgré la suppression de l'influence de la taille des usines et de la variation des conditions économiques, des divergences demeurent encore, et l'évaluation faite par la Société Civile aboutit à un chiffre réduit par rapport au coût de l'usine CAMEL. Ces divergences peuvent s'expliquer par divers facteurs :

- La conception de l'usine projetée par la Société Civile est différente de celle de l'usine CAMEL. Le procédé à cascade avec aspirations chaudes a en effet été choisi, contre le procédé à cascade classique à aspirations froides pour l'usine CAMEL.
- La construction à l'heure actuelle d'une usine de même capacité que l'usine CAMEL reviendrait moins cher, l'expérience dans le domaine de la liquéfaction s'étant accrue. En particulier, certaines précautions prises lors de la construction de CAMEL apparaîtraient maintenant inutiles.

La différence entre l'évaluation de la Société Civile et le coût de construction de l'usine CAMEL s'explique donc, à la lumière de ces considérations. De même, on peut sans doute expliquer le coût élevé de l'usine Phillips Marathon par le choix de la cascade classique.

S'il n'apparaît donc pas finalement de divergence importante entre les diverses évaluations, il semble toutefois difficile d'obtenir une grande précision dans l'estimation des investissements. Pour nos calculs de comparaison économique, nous avons donc dû renoncer à une ventilation entre les divers postes de l'usine et nous nous sommes contentés d'une loi globale valable, stockage, chargement et installations portuaires exclus et en dehors de toutes taxes. Cette loi est matérialisée par la formule suivante :

$$I = 41 + 15,3 Q$$

dans laquelle l'investissement global I est exprimé en millions de dollars et dans laquelle la capacité annuelle Q est exprimée en milliards de m³ par an.

Cette expression a été considérée comme valable pour des capacités comprises entre 1,5 et 6 milliards de m³. Nous avons admis qu'on ne constatait plus d'économie d'échelle au delà de 6 milliards de m³/an, et que le coût du m³ liquéfié restait constant au delà de cette capacité.

Par ailleurs il ne faut pas oublier que toute réalisation industrielle d'importance comporte des aléas financiers, et qu'il y a toujours certains risques de constater des dépassements plus ou moins importants des devis initiaux lors de la réalisation effective. On reviendra sur ce point dans le calcul des coûts de transports.

4. 3 COÛTS D'EXPLOITATION

4. 3 1. DECOMPOSITION DES COÛTS D'EXPLOITATION

Le coût d'exploitation d'une usine de liquéfaction est une composante très importante du prix du GNL, puisque ce coût représente un peu moins de la moitié de la valeur ajoutée. C'est pourtant généralement une donnée moins bien connue et qui, au surplus, peut être fortement influencée par le choix des solutions techniques retenues.

Pour une usine de 4,5 Gm³, les coûts d'exploitation en année pleine semblent devoir être de l'ordre de 10 000 000 dollars par an.

On peut estimer que sur ce total, les 2/3 des frais sont des frais de personnel recruté ou loué. Il est donc évident que le coût de la main-d'oeuvre a une grosse influence, ce coût dépend essentiellement de la répartition entre main-d'oeuvre spécialisée expatriée et main-d'oeuvre recrutée localement.

Près de la moitié des frais sont relatifs à l'entretien, et comme ils sont calculés par référence au montant de l'investissement, ils présentent la même imprécision.

4. 3. 2. - EFFET D'ECHELLE

Les deux paramètres essentiels par lesquels l'effet d'échelle intervient sur les coûts sont :

- le nombre d'employés qui n'est pas proportionnel à l'importance de l'usine,
- le coût de l'usine qui conditionne le coût d'entretien et qui lui-même, nous l'avons vu, bénéficie d'une certaine économie d'échelle.

Pour tenir compte de la lenteur avec laquelle augmentent les frais de fonctionnement lorsque la capacité de l'usine s'accroît on a utilisé pour le calcul des coûts annuels d'exploitation, la formule suivante :

$$F = 1 + Q + 2,15 \times Q^2$$

F étant exprimé en millions de dollars,

Q étant exprimé en milliards de m³ gazeux par an.

Comme pour les coûts d'investissement, nous avons supposé que les frais d'exploitation devenaient proportionnels à la capacité de l'usine, au-delà d'une production de 6 milliards de m³ par an.

4. 3. 3. - DEFICIT DE PREMIERE EXPLOITATION

Indépendamment de la cadence de création du marché, les difficultés dans les mois qui suivent la mise en route d'installations de cette importance ne permettent pas de penser qu'une usine puisse, la première année, livrer le GNL à la cadence normale et réciproquement permettent de supposer que les coûts d'opération et d'entretien seront plutôt majorés pour faire face à ces difficultés.

Ainsi CAMEL a, durant les 15 premiers mois, affiché un manque à produire correspondant au tiers de la capacité nominale annuelle.

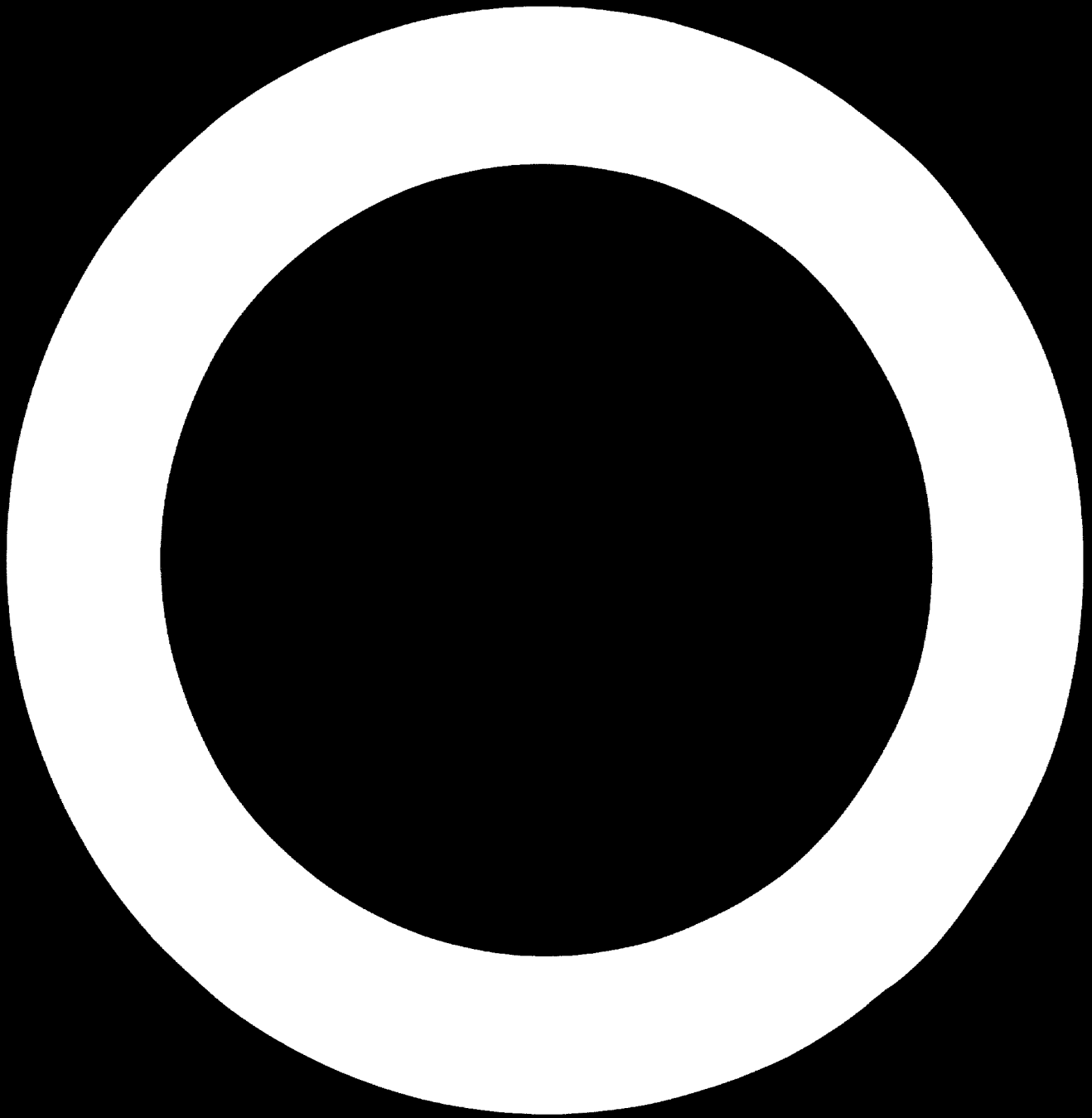
Aussi, il nous apparaît qu'il convient, dans les calculs économiques, d'ajouter à l'investissement le poids égal à la valeur ajoutée d'une demi production annuelle, ce qui revient à majorer l'investissement de

$$\frac{1}{2} \times Q \times p$$

Q étant la production annuelle,

p étant le coût au m3 des opérations de liquéfaction.

Cette majoration équivaut, pour un taux d'actualisation de 8%, à augmenter d'environ 6% le coût de la liquéfaction, ce qui est loin d'être négligeable. Cette augmentation doit d'ailleurs être appliquée à tous les éléments de la chaîne, puisque le manque à produire influe aussi bien sur le coût de regazéification ou le coût de transport maritime que sur le coût de liquéfaction. Nous en avons tenu compte dans notre formulation.



B LA REGAZEIFICATION

1 LES PRINCIPES GENERAUX

1.1. COMPARAISON AVEC LES USINES DE POINTE

Dans le cas qui nous intéresse, la regazéification du GNL peut ne pas être une opération simple, comme elle l'est généralement dans les usines de pointe (Peak-shaving Plants).

Dans celles-ci, en effet, le problème consiste à réinjecter dans un réseau de distribution pendant une période de pointe un gaz liquide stocké à cette fin; il n'est pas question de profiter de cette opération pour séparer les composants lourds du gaz et l'on demande essentiellement à ces unités de pouvoir regazéifier rapidement de grandes quantités de gaz et d'être disponibles à tout moment. Le coût de ces opérations qui portent annuellement sur un volume réduit peut être relativement élevé et les techniques employées sont généralement à base d'unités de vaporisations brûlant du gaz.

Dans les opérations de regazéification de GNL amené par mer, le coût des opérations qui portent, non sur du gaz de pointe, mais sur un approvisionnement courant, doit être examiné de plus près; selon les besoins du pays importateur, une fraction plus ou moins importante des constituants lourds peut être séparée du gaz. Enfin la situation littorale des unités de regazéification permet d'utiliser l'eau de mer comme source de chaleur.

1.2. SEPARATION DES CONSTITUANTS LOURDS

En ce qui concerne la séparation des constituants lourds du gaz, rappelons que les $C_5 +$ ont déjà été éliminés lors de l'opération de liquéfaction; resteront, s'ils n'ont pas été séparés au moment de la liquéfaction pour satisfaire les besoins du pays expéditeur, l'éthane qui peut être utilisé comme matière première pour l'obtention de l'éthylène par cracking, le butane et le propane qui peuvent être vendus comme tels. Les décisions en cette matière, lors de l'établissement du projet, dépendront :

- . des besoins du pays considéré en éthane, matière première,
- . des besoins du pays en GPL (butane et propane),
- . de la nécessité d'obtenir à la sortie de l'usine de regazéification un gaz compatible avec le gaz déjà distribué dans la région considérée.

Ce dernier facteur, nous le verrons en évoquant l'importation de gaz Libyen, joue particulièrement dans le cas de l'Italie.

1.3. LA SOUPLESSE DE FONCTIONNEMENT

Le fonctionnement d'une usine de regazéification est extrêmement souple. On peut ajouter pour une même ligne autant de faisceaux d'échange qu'il est nécessaire. D'autre part, la production instantanée d'une usine peut varier dans des proportions très importantes. Il suffit, pour s'adapter à la demande, de faire varier le débit d'eau de mer.

- La capacité garantie (débit garanti de gaz à la sortie de l'usine) est en général inférieure de 10% au débit maximum possible.
- La souplesse de fonctionnement d'une ligne est telle que l'on peut considérer que le débit de gaz peut varier entre 50% et 110% du débit garanti par le constructeur, s'il n'y a pas extraction, et dans des limites plus étroites (80% et 110%) s'il y a extraction.
- L'entretien d'une ligne nécessite environ un mois par an. Les périodes d'entretien coïncident avec la période de faible demande, en général l'été. Le stockage en liquide peut être utilisé pour amortir les fluctuations de production dues à l'entretien.

2. DESCRIPTION DES INSTALLATIONS EXISTANTES

2.1. - UNITES DE POINTE (PEAK SHAVING PLANTS)

Nous empruntons à GATTON la description des unités de vaporisation chauffées au gaz et utilisées dans ces usines. Aux Etats-Unis, ces unités de vaporisation sont de deux types; tous deux ont recours à un fluide secondaire pour transmettre au GNL la chaleur des gaz de combustion :

- . Le premier type d'unité utilise une chaudière à convection totale qui chauffe un fluide intermédiaire, tel l'isopentane, lequel circule en circuit fermé et parcourt un échangeur à GNL. Là, le fluide intermédiaire gazéifie le GNL et chauffe le gaz obtenu à la température voulue, avant d'être recyclé de nouveau sur la chaudière. Ce système permet de séparer l'échangeur GNL et la chaudière. Ce type d'unité de regazéification a été installé chez TRANSCO à New-Jersey comme au WISCONSIN NATURAL GAS à Oak Greek, Wisconsin.

. Le second type d'unité utilise des brûleurs submergés à combustion qui chauffent un "bain" d'eau chaude au contact des gaz de combustion. L'échangeur GNL est immergé dans le bain d'eau chaude et en absorbe la chaleur. La température de l'eau est de l'ordre de 55° C ; le rendement est donc assez élevé et la température des tuyaux est relativement basse. De telles unités ont été installées dans l'usine de pointe de l'ALABAMA GAS COMPANY près de Birmingham, comme dans celle de SAN DIEGO GAS and ELECTRIC COMPANY à San Diego, Californie. Il serait question d'en installer un autre pour la TEXAS EASTERN à Linden, New Jersey.

2. 2. INSTALLATIONS DE CANVEY ISLAND ET DU HAVRE

2. 2. 1. - DESCRIPTION GENERALE DE CANVEY ISLAND

Le terminal de Canvey Island est situé dans l'estuaire de la Tamise, au voisinage de sa rive nord. D'autres sites, tels que Southampton et la Severn avaient été envisagés, mais le choix s'est fixé sur Canvey Island, d'où il est possible, au moyen de gazoducs courts, de desservir les régions de plus grande consommation. Le site de Canvey Island est parfait du point de vue de la navigation et présente l'avantage d'être éloigné de toute agglomération. La superficie totale de l'installation est d'environ 35 hectares.

Le môle d'accostage a 250 m de long et peut recevoir des navires de 60 000 tonnes. Il comprend deux postes de réception pour méthaniers et est aménagé pour la réception et l'entreposage des GPL. Les pompes d'eau de mer des unités de vaporisation sont installées sur le môle.

Le raccordement entre méthanier et môle comporte deux bras de déchargement de 12 pouces, en aluminium, et un autre de 6 pouces pour le retour du gaz provenant du stockage à terre. Du môle, deux conduites isolées de 14 pouces conduisent au stockage. En général, on n'utilise qu'un seul bras de déchargement et un seul pipe-line en direction de la terre. Cela suffit pour le transport des 1 000 t/h prévues. On dispose donc d'une sécurité absolue en cas de panne. Quatre pompes d'eau de mer de 3 000 t/h sont installées sur la jetée et refoulent l'eau dans une conduite de 30" après qu'elle ait emprunté une série de filtres. L'eau de mer pompée est javellisée en été afin de prévenir le développement des parasites marins dans les installations.

2. 2. 2. - STOCKAGE

Le stockage de Canvey Island consiste en deux réservoirs de 2 500 m³ chacun et cinq de 10 000 m³ chacun (diamètre 29m, hauteur 19 m). Quatre autres réservoirs, de 52 500 m³ chacun, sont en construction, de sorte que la capacité totale atteindra 263 000 m³. Tous les réservoirs existants sont à double paroi et la paroi intérieure est en aluminium. Les quatre réservoirs en construction seront enterrés dans le sol gelé.

Le boil-off en provenance des réservoirs est acheminé sur un gazomètre d'environ 14 000 m³. Cette cloche absorbe les variations de la quantité de boil-off qui résultent de la variation de niveau du gaz dans les réservoirs et dans les cuves de navire en cours de déchargement, des variations de la pression atmosphérique, et du chauffage du gaz à l'arrivée par les pompes. Du gazomètre, le gaz est refoulé à débit constant vers une raffinerie proche. Pendant le déchargement, une partie du gaz est recyclée sur le tanker afin de maintenir la pression voulue dans les cuves.

2. 2. 3. MISE EN PRESSION DU GAZ

Des pompes sont prévues entre réservoirs de stockage et unités de gazéification, car si le stockage dans les réservoirs se fait à une pression voisine de la pression atmosphérique, la pression requise dans le gazoduc d'évacuation de l'usine est de 70 bar.

Cette pression s'obtient au moyen de trois jeux de pompes en série, chaque jeu fournissant un tiers de l'augmentation de pression, c'est-à-dire environ 23 bar par pompe. Toutefois, le gazoduc n'est pas encore utilisé à sa pleine capacité, de sorte que, seuls, deux jeux de pompes sont installés qui fournissent une pression de 45 bar.

Les pompes basse pression sont installées sous le niveau du sol, de manière à bénéficier d'une charge à l'aspiration suffisante, même lorsque les réservoirs sont presque vides. Les pompes haute pression sont d'un modèle spécial où le moteur électrique est situé dans le courant même de gaz qui assure le refroidissement en même temps que la lubrification des paliers.

2. 2. 4. VAPORISATION PROPREMENT DITE

Lorsque le GNL atteint la pression voulue, il est conduit vers les unités de vaporisation qui, à Canvey Island, sont de trois types. Cette diversité a pour objet d'offrir la souplesse maximum, mais aussi de comparer en service des matériels de différentes conceptions.

Le type le plus simple comporte une unité ouverte où le méthane pénètre par le fond et passe par des tuyaux verticaux de faible diamètre disposés en batteries. A l'extérieur de ces batteries, on refoule l'eau de mer à contre-courant. Le méthane quitte l'unité de regazéification à une température d'environ 0° C. Ce type de regazéificateur, de fonctionnement très souple, n'exige pas de surveillance soutenue. Il présente toutefois pour Canvey Island, l'inconvénient d'être installé au-dessous du niveau de la mer, imposant ainsi d'installer des pompes pour rejeter l'eau sortant de l'unité de vaporisation.

Les deux autres unités de regazéification sont fermées. Elles utilisent le propane comme fluide de transfert de la chaleur entre l'eau de mer et le méthane. L'une de ces installations est conçue de manière à ménager la possibilité éventuelle d'installer une turbine dans le circuit de propane. Il sera ainsi possible de produire de l'électricité à raison de 0.9 MW par 50 tonnes heure de capacité de l'unité de regazéification.

Pour faire face à l'abaissement de la température de l'eau en hiver, le terminal comporte une centrale de chauffage de l'eau, d'une capacité de 25×10^6 kcal/heure. Cette centrale comporte des brûleurs qui fonctionnent au méthane aussi bien qu'avec des distillats de pétrole.

2. 2. 5. DIVERS

La consommation de l'ensemble de l'installation, en charge maximale, est de l'ordre de 3,5 MW et le courant est normalement fourni par le secteur (ELECTRICITY BOARD). Mais, en cas de panne, deux génératrices diesel de secours peuvent fournir 2 MW, ce qui suffit pour assurer le débit minimal requis.

La construction du terminal de Canvey a été entreprise en février 1962. Les installations ont été mises en service lors de l'arrivée du premier méthanier en octobre 1964.

2. 2. 6. TERMINAL DU HAVRE

Le Terminal Français du Havre ressemble beaucoup à celui de Canvey Island; la seule différence notable provient des capacités de stockage. La capacité de stockage de Canvey Island sera de 263 000 m³, alors que le Havre n'a qu'une capacité d'environ 45 000 m³ répartie en trois réservoirs de 27 m de diamètre et de 32 m de haut (dimensions extérieures). Cette différence s'explique par le fait que GAZ DE FRANCE dispose de deux réservoirs naturels souterrains entre le Havre et Paris, Beynes et Saint Illiers, dont l'un est réservé actuellement au gaz débarqué au Havre. Le Terminal du Havre, contrairement à celui de Canvey Island, n'assure donc aucun rôle régularisateur pour le réseau aval.

3 LES INSTALLATIONS PROJETÉES

3. 1. INSTALLATIONS DE RECEPTION ESPAGNOLES

Les 1,15 Gm³ de gaz livrables annuellement à l'Espagne aux termes d'un contrat de 15 ans passé avec ESSO - Libye, seront livrés à Barcelone, le long d'un quai qui sera construit à cette intention. Le GNL sera déchargé au moyen d'un double système de pipe-lines et le stockage se fera dans deux réservoirs de 40 000m³ en béton précontraint ; le GNL provenant de Libye contient environ 20% de C₂, 9% de C₃ et 3% de C₄ ; ces composants seront séparés en cours de regazéification:

- . le naphta sera utilisé comme combustible ;
- . le propane et le butane seront commercialisés comme tels ;
- . il est prévu de céder l'éthane à une société locale qui l'utilisera pour la fabrication d'éthylène.

Le gaz ainsi épuré sera livré à la clientèle industrielle de la région de Barcelone au moyen d'un nouveau réseau de distribution.

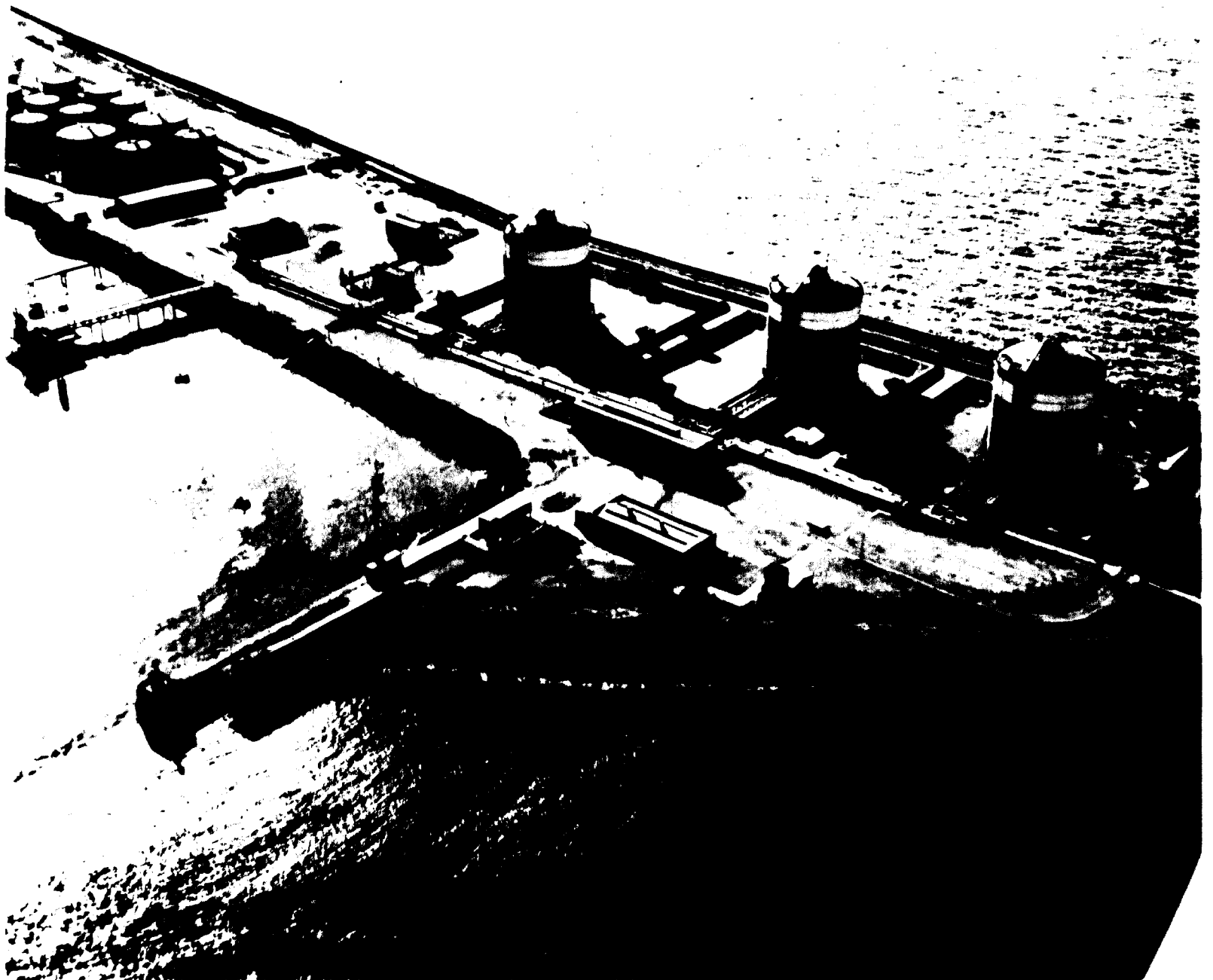
Le coût total des réservoirs de stockage de l'usine de traitement et du réseau de distribution de Barcelone dépasserait \$ 20 000 000.

3. 2. INSTALLATIONS DE RECEPTION ITALIENNES

Les 2,45 Gm³ de gaz Libyen destinés à l'Italie seront livrés à Panigaglia, sur le Golfe de la Spézia, au sud-est de Gènes. Le terminal italien ressemblera à celui de Barcelone avec, toutefois, deux différences majeures qui portent, l'une sur le stockage, l'autre sur la séparation des C₂, C₃, C₄. Pour ménager la beauté du site, les deux réservoirs de stockage surélevés à double paroi seront moins élevés que de coutume et leur couverture sera plate et non pas en forme de

THE FRENCH REGASIFICATION TERMINAL AT LE HAVRE

LES INSTALLATIONS DE REGAZEIFICATION AU HAVRE



coupoles. Le diamètre des réservoirs sera d'environ 51 m et leur hauteur sera de 30 m. Chacun d'eux contiendra 48 000 m³ de GNL. Toutes les installations du terminal seront conçues de manière à présenter le meilleur aspect possible.

L'autre différence consiste en l'utilisation des C₃ + contenus dans le GNL. A l'encontre de l'Espagne, le souci majeur de l'Italie est d'obtenir le plus possible de méthane. La SNAM, a donc décidé de réformer tous les C₃ + du GNL, afin que le GNL gazéifié et transformé soit compatible avec le gaz des gisements de la Vallée du Pô auquel il devra s'ajouter. On construit à cette fin un "reformer" à vapeur à basse température selon le système CRG. (Catalytic Rich Gas), mis au point par le British Gas Council. Lorsque les C₃ + sont réformés et purifiés, ils sont mélangés avec les constituants plus légers qui court-circuitent le "reformer" ; le gaz compatible qui en résultera sera introduit dans le réseau de distribution de la Vallée du Pô.

Il est intéressant de remarquer que du méthane synthétique, fabriqué à partir d'hydrocarbures plus lourds et rendu compatible avec un gaz naturel existant sera ainsi utilisé, non comme gaz de pointe, mais bien de manière continue.

4 RECUPERATION DU FROID APORTE PAR LE GAZ

4.1. METHODES DEJA MISES EN ŒUVRE

La première opération consiste à utiliser le froid pour la compression du gaz naturel avant envoi dans le réseau. Au havre, le GNL est comprimé à 75 bars au prix d'une très faible consommation d'énergie, puis regazéifié à pression constante. Cette opération permet de récupérer environ 25% des frigories.

On peut, par ailleurs, utiliser le froid pour mener une distillation fractionnée des constituants lourds du gaz. Cette opération permet de récupérer environ 15% des frigories; mais si l'énergie de séparation est gratuite, l'extraction des C₂, C₃, C₄ augmentera les investissements hors stockage.

Pour une usine de 3 Gm³/an, les différences de coût portent sur les postes suivants (cas du gaz de Hassi R'Mel)

	Majoration en 10 ⁶ s
. Comptage GNL et GN et instrumentation	+ 0,5
. Gazéification	+ 1,0
. Extraction	+ 3,7
. Servitudes (y compris eau de mer)	+ 1,9
. Tuyauterie, robinetterie	+ 0,8

Enfin, pour les frigoreries de la tranche $0^{\circ} / - 80^{\circ} \text{C}$, on peut envisager l'utilisation d'échangeurs au fréon ou au propane destinés à faire fonctionner des installations frigorifiques pour produits alimentaires. Cette dernière opération permettrait d'utiliser 45% des frigoreries, mais les quantités de froid dégagées sont telles qu'on ne voit pas à l'heure actuelle comment on pourrait les utiliser.

4.2. METHODES A L'ETUDE POUR LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

D'autres idées pour l'utilisation du froid contenu dans le GNL ont été mises en avant dans le domaine de la génération d'électricité.

Le moyen apparemment le plus simple de profiter de la gazéification du GNL pour produire de l'énergie consisterait à faire bouillir le liquide et à faire passer le gaz dans une turbine. La source chaude pourrait être l'eau de mer à la température ambiante. La manière la plus commode de tirer parti de cette énergie serait de l'utiliser à la production de courant électrique. Mais, si les frais directs de production de ce type de générateur sont relativement faibles, cet avantage ne saurait compenser des frais de premier établissement bien plus élevés que ceux d'une installation classique.

La production d'énergie électrique magnétohydrodynamique qui pourrait devenir un jour une réalité commerciale pourrait exploiter à la fois le froid et le pouvoir calorifique du GNL; malheureusement, cette méthode de production n'est pas encore assez au point pour connaître une application industrielle. Le froid du GNL servirait à la production de l'oxygène nécessaire à la combustion intensive comme au refroidissement des aimants.

Le gaz, en tant que combustible, présenterait d'autres avantages par comparaison au charbon et au mazout. En effet, l'additif d'ionisation nécessaire pour améliorer la conduction électrique des gaz de combustion doit être récupéré lorsque ces gaz ont quitté le champ magnétique; cet additif est trop coûteux pour qu'il soit question de le perdre et, par ailleurs, il encrasserait les échangeurs et les chaudières. Or, la récupération de cet additif est bien plus compliquée si le combustible contient lui-même des constituants générateurs de cendres, ce qui est le cas notamment du charbon et du mazout (fuel oil) mais non du gaz naturel propre. Enfin, l'absence de soufre dans le gaz naturel réduirait également au minimum la corrosion des électrodes et permettrait à l'usine de fonctionner avec une température de conduite d'évacuation (cheminée) des gaz moins élevée, ce qui se traduirait par une amélioration du rendement.

4 3. UTILISATION DU FROID POUR DES DISTILLATIONS FRACTIONNEES

Le froid du GNL pourrait être utilisé pour différents procédés de séparation, par distillation, dont quelques exemples sont évoqués ci-dessous.

Une usine de séparation des constituants de l'air pourrait utiliser le froid du GNL pour la production d'oxygène et d'azote liquides ou à l'état du gaz. Ce froid se substituerait à la réfrigération à basse température, très onéreuse par comparaison avec la réfrigération à moyenne température. Mais, si l'on cherche à obtenir ces corps sous forme gazeuse, la contribution du froid du GNL reste vraiment très modique.

Il semble certes possible dans une usine de séparation des constituants de l'air utilisant le GNL de diminuer d'environ 25% les frais directs de production d'oxygène et d'azote liquides (par rapport à la production d'une usine de type classique). Mais cette réduction ne suffirait pas à compenser les coûts entraînés par de plus grandes distances de transport. La concurrence des petites usines décentralisées serait sévère et le marché vraisemblablement très limité.

L'azote liquide pourrait être renvoyé par méthaniers vers l'usine de liquéfaction où le froid pourrait être réutilisé pour la liquéfaction du gaz naturel.

Mais les frais de premier établissement qu'entraînerait une telle opération ne lui laissent qu'un intérêt tout à fait marginal. L'azote liquide pourrait également servir à la conservation des aliments (entrepôts réfrigérés et véhicules de livraison). Mais ce marché apparaît bien restreint.

Une aciérie construite à côté de l'unité de regazéification profiterait du GNL à la fois comme source de froid et comme combustible. Le GNL offre l'avantage, en tant que combustible, d'une faible teneur en soufre. Des études sont en cours pour l'utiliser dans les hauts fourneaux et pour la fusion de ferrailles. Injecté dans les hauts fourneaux, le GNL diminuerait la consommation du coke et entraînerait une amélioration supplémentaire de rendement. Cet oxygène pourrait être fourni par une usine de séparation des constituants de l'air utilisant le froid du GNL. On utilise également de l'oxygène pur dans les convertisseurs modernes qui fonctionnent sans apport de combustible extérieur.

Mais le problème qui se pose dans ce cas particulier est celui de la régularité d'alimentation de l'usine sidérurgique. En effet, la période d'été marque généralement un ralentissement de la chaîne de liquéfaction et de transport du gaz, donc de disponibilité du froid. Pendant cette période, l'industrie sidérurgique devrait disposer d'une source de remplacement d'oxygène.

Une autre très bonne application du froid du GNL pour la séparation des gaz consisterait sans doute à l'utiliser pour l'extraction de l'éthylène de polymérisation à partir des gaz de raffinerie. Si l'on ne disposait pas de gaz de raffinerie, il serait possible d'installer, à proximité du terminal de regazéification, une petite unité de craquage.

Enfin, le besoin d'eau douce dans les régions arides et même dans des climats tempérés où la civilisation industrielle entraîne un énorme gaspillage a été un aiguillon puissant pour l'étude des procédés de dessalement de l'eau de mer. Parmi eux, la congélation a fait l'objet d'expériences pilotes nombreuses.

L'utilisation pour réaliser cette congélation du froid du GNL fait l'objet du paragraphe ci-après, extrait d'une étude générale en cours au BCEOM, sur le problème du dessalement de l'eau de mer.

4. 4. UTILISATION DU FROID DU GNL POUR LE DESSALEMENT DE L'EAU DE MER

4. 4. 1. - PRINCIPE DU PROCÉDE

Le principe même des procédés par congélation est simple: une partie de l'eau salée arrivant dans l'installation est congelée, soit par vaporisation sous pression réduite d'une partie de l'eau pré-refroidie, soit par vaporisation d'un réfrigérant tel que le butane, en contact direct avec l'eau. La glace obtenue est ensuite fondue. Il sort de l'installation de l'eau douce froide et de la saumure froide. Dans le cas qui nous intéresse le réfrigérant utilisé pourrait être directement le GNL.

Le dessalement par congélation est très tentant étant donné que la température courante des eaux salines à traiter, rarement supérieure à 30° C, est telle qu'il est plus économique de refroidir celles-ci jusqu'aux environs de 0° C que de les porter à l'ébullition. De plus, et surtout, il faut moins d'énergie pour congeler une quantité d'eau donnée que pour la vaporiser; en effet, la chaleur latente de la transformation de l'eau en glace à 0° C est de 80 cal/g, tandis que la chaleur de vaporisation à 100° C est de 540 cal/g, soit environ 7 fois plus.

Cependant, la chaleur nécessaire pour provoquer l'évaporation coûte généralement moins cher que le froid nécessaire pour enlever de la chaleur en vue de la congélation. On peut néanmoins envisager la congélation, si ce froid peut être obtenu à bon marché et en particulier si on dispose de gaz naturel liquide.

4. 4 2. AVANTAGES DES SYSTEMES PAR CONGELATION

L'économie sensible de consommation d'énergie que l'on peut attendre des traitements par congélation explique le succès de ces derniers au cours des années récentes. Malheureusement, les investissements nécessaires sont élevés.

La congélation présente toutefois des avantages importants. Les matériaux des appareillages étant moins exposés à la corrosion aux faibles températures qu'à la température d'ébullition, on peut utiliser des matériaux coûtant moins cher. Il n'y a pas de problème d'entartrage car les substances contenues dans l'eau de mer, ayant une solubilité qui augmente quand la température diminue, ne produisent aucun dépôt. Un autre avantage de l'eau dessalée par congélation est qu'elle constitue, sans traitement supplémentaire, une excellente eau de boisson, car elle est fraîche, minéralisée à point et relativement bien oxygénée.

4. 4 3. SEPARATION DE LA GLACE ET DU SEL

Dans tous les procédés de congélation, on rencontre une sérieuse difficulté : la séparation nette entre les cristaux de glace et les sels nécessite des opérations complexes. Il reste en effet après congélation une couche limite de saumure collée aux cristaux de glace et il est difficile de séparer complètement ces derniers de la saumure résiduelle. Cet inconvénient est évidemment moindre quand on veut dessaler non pas l'eau de mer, mais une eau saumâtre.

Des recherches sont actuellement menées pour réduire la surface totale de la glace formée, en augmentant la dimension des cristaux de glace. Les entraînements de saumure sont en effet d'autant plus faibles que la surface spécifique des cristaux qui se forment est petite. Une vitesse élevée de formation des cristaux permet de réduire les dimensions des chambres de congélation, mais il semble qu'elle soit défavorable à la formation des cristaux de grande dimension.

Néanmoins, quelles que soient les précautions prises, un traitement de séparation de la glace de l'eau salée résiduelle doit être appliqué. On préconise en général pour ce traitement un lavage par contre-courant avec une partie de l'eau douce produite ou avec une solution saline moins concentrée que la solution initiale.

On peut employer d'autres procédés pour séparer la glace et la saumure résiduelle : par exemple, la centrifugation, ou bien une fusion partielle suivie d'un égouttage (système français Trépaud). Mais il semble que le procédé le plus efficace soit constitué par une colonne de lavage à contre-courant.

4.4.4. GRANDES CATEGORIES DE CONGELATEURS

On peut distinguer deux grandes catégories de congélateurs : les congélateurs "à contact indirect" et les congélateurs "à contact direct".

Les congélateurs "à contact indirect" comprennent des appareillages dans lesquels l'action frigorifique est transmise à travers une surface d'échange, celle-ci pouvant soit être de type classique, soit comporter un tambour rotatif tel ceux qui existent dans certaines réalisations japonaises.

Les congélateurs "à contact direct" sont ceux dans lesquels l'effet frigorifique est produit par injection et vaporisation d'un gaz liquéfié dans la masse d'eau à congeler. L'hydrocarbure liquide frigorigène est vaporisé sous un léger vide directement au sein de l'eau à congeler, et le froid qui se dégage au moment du retour du gaz liquéfié à l'état gazeux sert à congeler une partie de l'eau saline d'alimentation. En même temps que la congélation de l'eau de mer, il se produit un transfert de la chaleur latente de congélation, qui fournit la chaleur latente d'évaporation du gaz naturel.

Ce procédé a été proposé il y a déjà une quinzaine d'années en Norvège et en Suède pour dessaler l'eau de mer. Plusieurs stations-pilotes ont été réalisées et diffèrent surtout par le procédé appliqué pour la séparation de la glace et de la saumure. Le fluide frigorigène utilisé pour ces installations est constitué par du butane.

Cependant il semble que les consommateurs ne soient pas très favorables à un tel procédé, dans lequel l'eau doit être mise en contact préalable avec un réfrigérant auxiliaire. En effet, la pollution de l'eau par des traces du produit ainsi employé est un problème auquel il ne semble pas qu'une solution satisfaisante ait été apportée.

L'utilisation de ces procédés dans les stations européennes de déchargement peut ne pas paraître d'application immédiate ; il n'est pas impossible toutefois que dans l'avenir ils présentent de l'intérêt.

5 DONNEES CHIFFREES SUR LA REGAZEIFICATION

Comme il a été indiqué ci-dessus, la regazéification du GNL au port de débarquement est une opération simple, dont le coût ne représente qu'une faible partie de l'ensemble du coût du transport.

5.1. INVESTISSEMENTS

5.1.1. - CONSIDERATIONS GENERALES

De nombreuses études ont été faites mais peu d'usines de regazéification de grande capacité ont aujourd'hui été construites. La simplicité des installations permet toutefois d'avancer des coûts d'investissement avec une précision suffisante.

Les coûts d'investissement que nous allons estimer ne comprennent pas le coût des cuves de stockage liquide et celui des installations portuaires (1) car on peut considérer que le dimensionnement de ces installations n'est pas seulement fondé sur la taille de l'usine, mais aussi sur les caractéristiques des méthaniers.

5.1.2. USINES SANS SEPARATION DES CONSTITUANTS LOURDS

Nous étudierons d'abord les coûts d'investissement relatifs aux usines sans séparation des sous-produits "nobles" du GNL (éthane, propane, butane).

Le coût total du projet de terminal à Barcelone est évalué à 16 millions de \$. Ce projet comporte, pour une capacité annuelle de 500 millions de m³, un volume de stockage liquide de 80 000 m³. Si on exclut cette dépense ainsi que celle des installations portuaires, le coût de l'usine proprement dite s'établit à 3 ou 4 millions de \$.

Une autre estimation nous est fournie par l'étude AIR LIQUIDE. D'après cette étude le coût d'une usine de regazéification pour différentes capacités annuelles se décomposerait de la façon suivante :

Capacité en GM ³ /an	Unité . millions de US \$					
	1,5	3	4,5	6	7,5	9
Comptage			0,02	0,02	0,04	0,06
Gazéification	0,86	1,70	2,62	3,38	4,22	5,08
Eau de mer (2)	0,28	0,56	0,84	1,12	1,40	1,68
Autres servitudes	0,38	0,42	0,46	0,50	0,54	0,58
Electricité	0,70	1,34	2,00	2,40	2,80	3,40
Génie Civil	0,20	0,20	0,20	0,20	0,30	0,30
Instrumentation	0,20	0,20	0,20	0,20	0,30	0,30
Tuyauterie	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00	3,20
Robinetterie	1,50	1,66	1,78	1,86	1,90	2,00
Engineering	1,50	1,66	1,78	1,86	1,90	2,00
TOTAL	6,12	8,28	10,52	12,28	14,20	16,30

1) Les deux coûts seront estimés plus loin

2) Installations nécessitées par l'emploi de l'eau de mer

Cette décomposition ne comprend ni le coût du terrain, ni le coût de mise en route de l'usine, ni les intérêts intercalaires durant la construction.

La superficie de terrain nécessaire peut être évaluée par référence à la superficie prévue à FOS, soit trente hectares pour une usine qui doit comprendre initialement trois lignes de 1,5 milliards de mètres cubes et est susceptible de recevoir une quatrième ligne.

Ces 30 hectares (750 m x 400 m) comportent trois aires de stockage (3 x 150 x 150). Ces dimensions sont assez arbitraires et semblent correspondre en réalité à un terrain offert par le port de Marseille. La superficie minimale (pour la capacité que l'on vient de dire) est probablement inférieure de 30%.

Ces dimensions conduisent à une dépense foncière qui varie autour de 1 million de US \$ selon le coût local du terrain.

Le coût de mise en route de l'usine peut approximativement être estimé à 5% de l'investissement initial. Le temps de construction étant d'environ 30 mois et les dépenses étant réparties de façon sensiblement régulière sur cette période, les charges financières ou intérêts intercalaires pendant la construction peuvent être évaluées à 10% de l'investissement, avec un taux de 8%.

Au total, le coût de l'investissement d'une usine de regazéification, hors stockage, hors taxes et hors installations portuaires, a été estimé, pour les calculs de coûts de transport, à l'aide de l'expression :

$$I = 4,8 + 1,68 Q$$

formule dans laquelle I est exprimé en millions US \$, Q en milliards de m³, traités par an.

Nous avons admis qu'il n'y avait plus d'économies d'échelle au-delà de 9 milliards de m³ par an et que le coût de regazéification devenait alors constant.

5. 1. 3. USINES AVEC SEPARATION DES CONSTITUANTS LOURDS

Le coût d'investissement est légèrement supérieur lorsque l'on extrait du GNL l'éthane, le propane et le butane. Une étude qui a porté sur trois capacités possibles d'usine a permis d'obtenir les résultats approximatifs suivants :

Capacité : milliards de m ³ / an	Unité : millions de US \$		
	1,5	3	4,5
- Comprage GNL et produits issus de l'extraction	0,30	0,30	0,30
- Gazéification	0,40	0,70	1,00
- Extraction	1,60	3,00	4,40
- Servitudes (y compris eau de mer)	1,60	2,70	3,60
- Instrumentation	0,20	0,40	0,60
- Tuyauteries	1,60	2,20	2,60
- Robinetteries	0,60	0,80	1,00
- Engineering	1,40	1,60	1,80
TOTAL	7,70	11,70	15,30

Cette décomposition fait apparaître que l'extraction des sous-produits du GNL entraîne une augmentation du coût d'investissement qui est de 25% pour les petites usines et de 45% pour les usines plus importantes.

5.2. FRAIS DE FONCTIONNEMENT

Les frais de fonctionnement d'une usine de regazéification consistent essentiellement en entretien, assurance, personnel, matières consommables et énergie.

On peut estimer que le coût annuel d'entretien est proportionnel à la capacité de l'usine et se situe entre 1,5 et 2,5% du coût d'investissement. Pour une usine de 4,5 milliards de m³ par an, on a évalué, en particulier :

. Le coût des pièces de rechange à	140 000 US \$
. Les services extérieurs à	20 000 US \$
. Les matières consommables à	20 000 US \$

Le total de l'assurance et des frais financiers peut être estimé à 2% de l'investissement par an.

Le personnel peut être réparti en personnel administratif (20 personnes, quelle que soit la taille de l'usine) et en personnel ouvrier à raison de quatre équipes d'une dizaine d'hommes ; la taille d'une équipe augmentant très légèrement avec la taille de l'usine. Les frais de personnel (salaires, etc.) seront estimés à 10 000 US \$ par homme et par an.

Enfin, le coût de l'énergie nécessaire à la gazéification peut être évalué à 1% du total de l'investissement.

Au total, nous avons admis que les frais de fonctionnement annuels, hors taxes, pouvaient être estimés par l'expression :

$$F = 0,84 + 0,1 Q$$

F est exprimé en millions de US \$ Q est exprimé en milliards de m³ gazeux par an.

C LE STOCKAGE DU GNL ET SON TRANSPORT EN CONDUITES

1 CONSIDERATIONS GENERALES EN MATIERE DE STOCKAGE

1.1 CONDITIONS D'EMPLOI

Les techniques de stockage du GNL se sont développées au cours des dernières années, essentiellement aux USA, dans le cadre de la mise en service de nombreuses usines de pointe. Ces techniques ont bien entendu été utilisées et développées à l'occasion de la construction de l'usine de liquéfaction de la CAMEL à Arzew et des terminaux de regazéification de Canvey Island et du Havre.

Comme nous le verrons plus loin, ce type de stockage est cher et ne peut être utilisé pour parer aux variations saisonnières de la demande d'un réseau de distribution. Il n'est justifié que dans les deux cas évoqués plus haut :

- stockage du GNL produit au fil de l'an par une usine de pointe de faible capacité de liquéfaction,
- stockage de régulation dans une chaîne de transport maritime du GNL.

Dans le cas particulier qui nous préoccupe, les stockages à l'embarquement et au débarquement doivent servir de tampons :

- entre une production de GNL théoriquement continue et régulière et un enlèvement par méthaniers évidemment discontinu,
- entre un apport discontinu par méthaniers et une regazéification naturellement régulière, mais qui, en raison de son faible coût d'investissement, peut être dotée d'une certaine surcapacité.

Nous verrons plus loin que la définition des capacités de stockage ne peut être menée isolément et que cette définition est le résultat d'une analyse d'ensemble des capacités unitaires des divers éléments successifs de la chaîne.

Dans le cas qui nous intéresse, le problème de la perte de gaz stocké par boil-off est notablement moins sérieux que dans le cas des peak-shaving plants. Dans ces dernières en effet, le gaz peut être stocké pendant de très longues périodes et le taux journalier de perte par boil-off doit être réduit au strict minimum.

Les problèmes de sécurité sont évidemment de toute première importance ; ils seront examinés plus en détail dans les commentaires sur les différents procédés.

1. 2. LES GRANDES VOIES TECHNIQUES

Ces grandes voies sont au nombre de quatre (GATTON-1967).

1. 2. 1. - RESERVOIRS METALLIQUES A DOUBLE PAROI :

Ces réservoirs ont été utilisés avec succès depuis plusieurs années. De manière générale ils sont cylindriques avec un fond plat et une couverture en coupole. Les réservoirs sont à double paroi avec une enveloppe extérieure en acier au carbone et une paroi intérieure en acier au nickel ou en aluminium. L'isolement entre les deux enveloppes est constitué généralement de perlite sous atmosphère d'azote. Outre les centaines de ces stockages qui ont été construits pour l'industrie cryogénique, 17 ont été construits ou sont en cours de construction pour stocker du GNL.

1. 2. 2. - EXCAVATIONS A PAROIS CONGELEES :

Cette méthode consiste à creuser une fosse dans un sol saturé d'eau en gelant d'abord un cylindre de ce sol au moyen d'un réfrigérant circulant dans une série de conduites concentriques enterrées.

1. 2. 3. - RESERVOIRS EN BETON PRECONTRAIT :

Ces réservoirs ont été employés de manière générale pour le stockage de liquides et ont été expérimentés avec succès pour le stockage du GNL.

1. 2. 4. - CAVITES MINEES

Les cavités minées au moyen de puits verticaux forés dans le calcaire, le granit, la craie, le schiste et la dolomie ont été utilisées pendant plusieurs années pour stocker les gaz de pétrole liquéfiés. Selon des études théoriques en Laboratoire et en installation pilote le stockage du GNL dans de telles cavités minées serait possible.

2. - DESCRIPTIONS DE QUELQUES INSTALLATIONS DE STOCKAGE

2. 1. - RESERVOIRS METALLIQUES SUREVELES

Les réservoirs métalliques surélevés dont la technique a été mise au point notamment par la "Chicago Bridge and Iron Cy" sont des réservoirs cylindriques verticaux à double paroi ; la paroi intérieure est construite en métal à l'épreuve

des très basses températures, alors que la paroi extérieure peut être d'acier au carbone ordinaire. L'espace entre les deux parois est rempli d'isolant et maintenu sous une faible surpression (d'azote généralement). On exige surtout du matériau utilisé pour la paroi intérieure, qu'il conserve une bonne résistance aux chocs et une bonne ductilité aux températures de référence. Il existe aujourd'hui plusieurs métaux qui répondent à ces exigences ; par exemple acier à 9 % de nickel, alliage aluminium-magnésium, acier inoxydable...

Une citerne surélevée typique, par exemple l'une de celles réalisées à Canvey Island, est conçue de la manière suivante : l'enveloppe intérieure est réalisée en alliage d'aluminium/magnésium (NP 5/6). Le diamètre de cette enveloppe est d'environ 29 m et sa hauteur d'environ 14 m. L'enveloppe est entièrement soudée et toutes les soudures sont inspectées aux rayons X. Afin de résister aux efforts engendrés par l'isolation, l'enveloppe est renforcée par des raidisseurs circonférentiels.

Le fond de la citerne est isolé au moyen d'une couche d'environ 75 cm de laine de verre sur laquelle est posée la couche de béton qui porte la citerne. L'espace de 90 cm entre les deux enveloppes intérieure et extérieure est rempli de poudre de perlite expansée.

Cette poudre très légère pèse seulement 48 kg environ par mètre cube. Compte tenu des inévitables mouvements de l'enveloppe intérieure liés aux variations de température, il se produit un certain compactage du matériau qui exerce une pression indésirable sur les parois. Afin de réduire ou d'absorber cette pression on dispose une chemise en laine de verre de 30 cm autour de l'enveloppe intérieure. L'espace entre les deux enveloppes est pressurisé au moyen de gaz de méthane sec, ce qui interdit tous accès à la vapeur d'eau.

La couverture en coupole de la citerne est calculée en vue de résister à une surpression interne de 0,105 bar et à une dépression de 0,075 bar. La couverture est soutenue au moyen d'étais rayonnants.

Afin de prévenir le gonflement du sol sous l'effet du gel, les réservoirs sont fondés sur des pieux couronnés d'une dalle supérieure surélevée de 45 cm afin de ménager une circulation d'air.

Il existe de nombreuses variantes possibles dans la conception de ces réservoirs à double paroi ; par exemple, le rapport entre hauteur et diamètre de la citerne peut varier. De manière générale on considère toutefois que la solution la plus économique est celle où la hauteur de l'enveloppe cylindrique est égale à son diamètre ; dans de nombreuses installations on substitue l'azote au méthane dans l'espace entre les deux parois.

Le problème de la fondation des réservoirs peut être résolu également d'une manière autre que celle décrite ci-dessus. Au lieu de soulever la dalle sur des pieux, il est possible de la poser directement sur une fondation de concassés et de sable ; des résistances de chauffages sont alors encastrées dans la dalle pour prévenir tout gonflement du sol par le gel. Sur la dalle de fondation repose une couche de béton sur laquelle est établi le fond de la citerne.

RESERVOIRS METALLIQUES A DOUBLE PAROI POUR GNL

Nombre de cuves	Diamètres intérieurs et extérieurs	Hauturs intérieures et extérieures	Matériau	Capacité en m3	Propriétaire	Emplacement	Année de construction
1	20	17	Aluminium	5,500	Constock liquid Methane Corp.	Lake Charles	1958
	22	19				Louisiana	
2	15	14	Aluminium	2,500	North Thames Gas Board	Canvey Island	1958
	17	16				England	
2	24	24	Aluminium	11,000	Camel	Arzew, Algeria	1963
	26	27					
1	24	24	9% nickel	11,000	Camel	Arzew	1963
	26	27				Algeria	
5	29	14	Aluminium	9,500	Gas Council of Great Britain	Canvey Island	1963
	31	16				England	
3	25	24	9% nickel	12,000	Gaz de France	Le Havre	1963
	27	27					
1	36	28	9% nickel	28,000	Alabama Gas Corp.	Birmingham	1965
	39	29					
1	34	30	9% nickel	28,000	San Diego & Electric	Chula Vista California	1965
1	22	32	Aluminium	11,500	Visconsin Natural Gas Company	Oak Creek	1965
	25					Wisconsin	

2 2 EXCAVATIONS A PAROIS CONGELEES

2 2 1 PRINCIPES GENERAUX

La CONCH INTERNATIONAL METHANE Ltd a développé ce système qui consiste en une cavité, ménagée dans le sol gelé qui constitue alors les parois et le fond, couverte d'un toit isolant. Les sols qui se prêtent à la construction de tels réservoirs doivent avoir une teneur en eau suffisamment élevée car c'est la glace qui est à la fois le lien entre les particules du sol et le scellement qui interdit la diffusion du gaz. En général ceci implique que la nappe phréatique soit en permanence très proche de la surface du sol. Les terrains côtiers ou marécageux se prêtent souvent à la réalisation de tels stockages alors qu'ils imposent dans bien des cas d'importants travaux de fonçement de pieux lorsqu'on veut y construire des réservoirs surélevés.

Encore faut-il qu'une couche de terrain relativement imperméable soit située à une cote telle qu'elle puisse permettre de constituer le fond de la cavité. Cette couche doit être de roche imperméable ou d'argile très dense car il est presque impossible de bloquer une circulation d'eau par congélation à moins d'entreprendre des dépenses considérables.

Les réservoirs enterrés présentent d'appréciables avantages ; il n'est pas nécessaire de prévoir de cuvettes de rétention, on peut réduire de manière considérable la distance de sécurité entre réservoirs, enfin la lutte contre l'incendie présente moins de risques et se déroule dans de meilleures conditions.

Il résulte toutefois d'essais et de calculs théoriques portant sur un réservoir de 16 000 mètres cubes que le taux de boil-off est de 0,20 % par jour au bout de la première année, de 0,14 % après 6 ans et d'environ 0,10 % après 20 ans (Constock Pritchard Corporation et Conch Methane Ltd, Opération Mudpie). Il convient de comparer ces chiffres avec celui de 0,05 % qui caractérise l'utilisation de réservoirs à double paroi isolés à la perlite.

2 2 2 INSTALLATION TRANSCO

Nous décrivons ci-après de manière plus détaillée le stockage enterré construit par la "Transcontinental Gas Pipe Line Corporation" de New Jersey, sur la rive du Hacksack. Suite à l'étude géotechnique, il a été décidé de réaliser une excavation de 50 m de profondeur et de 25 m de diamètre. Les conduites de congélation ont été introduites à travers la couche supérieure du sable en descendant jusqu'à l'argile rouge constituant fond de fouille. Ces conduites étaient disposées à l'extérieur du périmètre de l'excavation prévue mais concentriques à celle-ci. Les tuyaux étaient inclinés par rapport à la verticale afin d'obtenir un mur gelé de section croissante vers la base.

Le gel a été réalisé au moyen de propane liquide circulant à environ - 40° C. Cette circulation fut poursuivie pendant une période de 3 mois au bout de laquelle le gel s'était développé au point de permettre la construction, en substitution au sol de surface contenant trop d'éléments organiques, d'un anneau de béton précontraint ; cet anneau a été monté jusqu'à 4 m au-dessus du niveau du sol, afin de protéger le stockage contre les marées de hauteur exceptionnelle ; il porte sur une fondation circulaire en béton qui repose elle-même sur un matériau de remblai insensible au gel.

Un toit plat en acier à 9 % de nickel et portant sur un anneau de béton complète l'installation ; il est muni d'une jupe d'acier sur tout son pourtour ; cette "jupe" est prise dans le remblai et gelée en place de manière à constituer scellement. La face extérieure de la couverture ainsi que l'anneau de béton et le terrain autour du stockage sont protégés par une isolation à l'épreuve des intempéries.

Après le gel préliminaire, une première couche de sable a été déblayée et à mesure que l'opération avançait, les murs ont été isolés au moyen de laine de verre sous matière plastique. Les derniers terrassements furent exécutés dans l'argile qui n'avait nul besoin d'être gelée au préalable pour résister. Le fond du puits fut isolé au moyen de 10 cm de laine de verre sous une couche de béton maigre.

Après pose du toit, le stockage a été éprouvé sous pression d'air puis purgé à l'azote liquide. Après quoi la lente injection de GNL commença au moyen de la conduite d'alimentation jusqu'à déplacer la totalité de l'azote.

Restait à refroidir le sol jusqu'à la température du GNL ce qui fut réalisé par injection via la conduite de remplissage et via un gicleur de vaporisation installé sous l'anneau de béton. Des compresseurs avaient été prévus pour évacuer le "boil-off" qui résultait du refroidissement du stockage et la vitesse de refroidissement obtenue fut évidemment fonction de la capacité de ces compresseurs.

L'installation de ce stockage souterrain a toutefois soulevé certaines difficultés (fuites) et les devis initiaux semblent avoir été nettement dépassés.

2. 2. 3. INSTALLATION CAMEL

Les stockages cryogéniques enterrés peuvent être réalisés par d'autres méthodes. A Arzew, par exemple, une saumure contenant du chlorure de calcium a été employée à la place du propane. Les parois ont été isolées au moyen d'une couche de polyuréthane mise en place par pulvérisation.

L'anneau de béton a été coiffé d'une poutre circulaire en acier avec des chevrons en acier formant coupole auxquels était suspendue une membrane en alliage d'aluminium. Cette membrane qui constitue la couverture subit la pression de dalles en béton afin de compenser la légère pression positive régnant à l'intérieur du stockage. L'extrémité de la "jupe" circonferentielle, également en alliage d'aluminium, a été prise dans une tranchée comblée de terre mouillée puis gelée.

Le stockage cryogénique enterré d'Arzew est profond de 36 m, a un diamètre de 37 m et sa capacité est de 38 000 m³.

2. 2. 4. INSTALLATION DE CANVEY ISLAND

A Canvey Island en Angleterre, on construit actuellement un dispositif de stockage comportant 4 excavations de 40 m de profondeur et de 40 m de diamètre environ.

2. 3. RESERVOIRS EN BETON PRECONTRAIT

Deux principes généraux de construction pour ce type de réservoir ont été utilisés; le premier, essayé pour la première fois sous le patronage de l'"Institute of Gas Technology" (IGT) sur des projets de la firme Preload and Co., concerne un réservoir enterré autour duquel est placée l'isolation; le second comportant deux variantes développées séparément par le "Batelle Institute" et "Texas Eastern" d'une part, le "Gaz de France" d'autre part, concerne un réservoir surélevé dans lequel l'isolation est placée à l'intérieur de la cuve en béton et transmet à celle-ci les efforts de pression qu'elle supporte à travers une membrane.

2. 3. 1. LE SYSTEME "PRELOAD"

Il peut être décrit de la façon suivante :

La fondation consiste en un anneau de béton fortement armé qui porte le mur et une légère dalle de béton qui constitue le fond du réservoir. L'anneau de béton et la dalle sont isolés par en dessous au moyen d'une couche isolante reposant sur le sol. La force portante du sol, pour éviter une fondation sur pieux, doit être de 10 à 20 tonnes par m² et l'ensemble du réservoir doit être au-dessus de la nappe phréatique.

Dans le cas où le sol aurait tendance à gonfler avec le gel, on met en place des résistances de chauffage. La dalle est coiffée d'une plaque d'acier cryogénique qui sert de barrière d'étanchéité et est pourvue d'un joint de dilatation. Les parois en béton sont de section décroissante de bas en haut et les armatures verticales de précontrainte se trouvent près de la face intérieure de la paroi. A l'extérieur de la paroi on trouve une barrière secondaire d'étanchéité en acier puis les armatures horizontales de précontrainte. Ces armatures sont recouvertes par un mortier mis en place par gunitage et recouvert ensuite du matériau d'isolation et d'une pellicule de polyéthylène de protection contre les intempéries.

La couverture consiste en une coupole de béton armé recouverte de l'isolation et d'une autre pellicule de polyéthylène. La terre qui la recouvre est stabilisée, au bitume par exemple, afin de prévenir l'érosion et de maintenir le poids de la couverture. Une couche de peinture non absorbante ou réfléchissante protège le réservoir contre le rayonnement solaire.

Le taux de boil-off dans un tel réservoir enterré de 45 000 m³ a été évalué à 0,1/0,2 % par jour après deux ans de service. Le chiffre inférieur s'obtient avec un isolement de laine de verre de 50 cm d'épaisseur et le chiffre plus élevé correspond à une épaisseur de 10 cm seulement.

2. 3. 2. - LE SYSTEME "TEXAS EASTERN" (GATTON 1967)

Ce stockage consiste en un réservoir de béton précontraint à isolation interne. Le diamètre de ce réservoir de 95 000 m³ est de 80 m et autorise une hauteur de liquide de 18 m environ. L'isolation est posée sur la face intérieure de la paroi du réservoir dans une atmosphère non détériorante, pour protéger l'installation contre les chocs thermiques et les contraintes qui seraient engendrées si l'isolation était appliquée à l'extérieur. On aménage un remblai autour du réservoir afin de créer les caractéristiques du stockage souterrain. La pose de l'isolation au contact du liquide accroît son efficacité en prévenant des pertes thermiques élevées lors de la mise en froid.

Le taux de boil-off qui atteint, à l'équilibre, 0,06 % par jour du volume du réservoir résulte de l'application de 20 cm de polyuréthane, sur les parois et le fond et de 30 cm de ce même matériau isolant sous la coupole. Des blocs de béton préfabriqués compensent la flottabilité de l'isolation placée au fond du réservoir. L'isolation de la paroi du réservoir et la barrière d'étanchéité sont maintenues contre la paroi de béton au moyen d'une structure en aluminium élastique qui maintient l'isolation en place à l'aide d'un treillis. Aucune pièce de charpente ne traverse la chemise isolante pour atteindre la paroi ou le fond du réservoir ; des joints glissants permettent à la structure de suivre les mouvements de la paroi tout en maintenant une pression relativement constante. L'isolation de la couverture est posée sur une tôle en aluminium suspendue au dôme.

Tous les flux de gaz entrent et sortent du réservoir sous le plafond suspendu isolé ; seuls des événements régulateurs sont installés dans l'espace situé immédiatement sous le dôme. La température du gaz dans le réservoir au-dessus du liquide et sous l'isolement pourra varier entre -126°C et -38°C , selon le niveau du liquide du réservoir. Comme il n'existe pas de courant appréciable d'entrée ou de sortie de l'espace du dôme situé au-dessus de l'isolement du plafond, les conditions d'isolement optimales sont ainsi assurées pour la zone du réservoir la plus sensible à la pénétration de la chaleur.

2.3.3. LE SYSTEME GAZ DE FRANCE

Bien que les résultats de l'expérience IGT aient été très satisfaisants, il était apparu qu'un tel réservoir serait moins coûteux s'il était édifié sur le sol avec un soubassement aéré, qu'il aurait dans ce cas une sécurité aussi grande que le réservoir enterré si l'acier employé pour les câbles de précontrainte était exempt de fragilité à basse température, et qu'il serait peut être plus économique si le calorifuge était mis à l'intérieur du réservoir en béton dont les parois assureraient à la fois la résistance mécanique de l'ouvrage et le rôle de barrière secondaire ; cette disposition permettrait en outre la suppression de l'onéreux film métallique d'étanchéité (le béton devient perméable à -160°C). Ce sont les raisons pour lesquelles Gaz de France a construit en 1965 à Nantes un réservoir expérimental de 2 000 m³ de capacité, qui comprend essentiellement :

- un réservoir résistant en béton précontraint, suivant le système de la Preload International Co. dont le diamètre extérieur est de 15,74 m ; sa section est polygonale à 38 facettes. Il est supporté par une fondation aérée et articulée composée de 62 potelets de 1,20 m de haut compris entre un radier de fondation et le fond du réservoir, lui-même précontraint. Le toit est une coupole sphérique articulée au sommet de la robe. La hauteur totale du réservoir est de 16,50 m. Les câbles et fils de précontrainte sont en acier cryogénique à très haute résistance.
- un calorifuge porteur ayant une épaisseur de 0,40 m, fixé sur les parois internes de la robe et du fond. Il dérive directement du procédé de calorifugeage des cuves intégrées pour navires méthaniers dont les brevets sont détenus par la Société Gaz Transport. La variante dans laquelle le calorifuge serait constitué de résines expansées spéciales appliquées "in situ" est en cours d'études.

La paroi en béton a été soumise avec succès à des essais très sévères avec du GNL en mai 1966.

2. 4. CAVITES MINEES

Ainsi que cela a été signalé à la dixième conférence internationale du Gaz à Hambourg (1967), la France et les Etats-Unis ont mené des travaux importants sur l'utilisation des cavités minées pour le stockage du GNL comme cela se fait déjà commercialement pour le stockage du GPL. La différence principale de conception réside dans la très basse température du GNL et les problèmes de contrainte thermique qui en résultent. Des fuites d'eau excessives peuvent également présenter des difficultés.

Gaz de France a terminé ses essais relatifs à deux de ces cavités dont la capacité est de 20 à 25 m³ et qui sont creusées à une profondeur de 24 m, dans la craie à Denain et dans la marne à Thionville. Les cavités sont cylindriques et doublées de bétons compacts de composition variée ; leur toit est recouvert d'un matériau similaire imperméable à l'eau.

Après expérimentation à l'azote liquide, on a conclu que la roche se comportait d'une manière satisfaisante sans que des contraintes excessives se manifestent dans la paroi de la cavité ; le liquide s'est bien conservé dans son intégrité.

Gaz de France n'a pas aménagé de stockage commercial selon ce principe mais serait disposé à le faire en cas de besoin. Le prix de revient élevé des travaux de cette nature et la nécessité de trouver un rocher convenable constituent les deux inconvénients majeurs des cavités minées. La possibilité toutefois de maintenir des pressions modérées et l'économie de superficie occupée en surface pourraient compenser ces inconvénients de manière décisive.

3 COMMENTAIRES SUR LES AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES DIVERS PROCÉDES DE STOCKAGE

Les réservoirs à double paroi offrent toute garantie et peuvent être considérés comme classiques. Les excavations à parois congelées donnent des résultats inégaux. Les réservoirs en béton précontraint semblent être une bonne solution d'avenir, ainsi que les cavités minées.

Outre le degré d'avancement technique de ces procédés, entrent en ligne de compte la sécurité et le coût.

3 1. SECURITE

3.1.1. CONSIDERATIONS GENERALES

Le problème de la sécurité a préoccupé au plus haut point les techniciens du gaz et ceci plus particulièrement depuis la catastrophe de Cleveland ; l'imagination est frappée par le volume considérable de méthane sous forme gazeuse que peut contenir un dépôt de GNL (un hectomètre cube de gaz naturel à la pression atmosphérique est stocké sous forme de liquide dans un réservoir cylindrique de 17 m de diamètre et de 16 m de haut). Les études entreprises aux USA sous l'impulsion de l'US Bureau of Mines ont montré que les risques réels, sous réserve que des précautions élémentaires soient prises, n'étaient pas notablement plus élevés que ceux inhérents au stockage de l'essence.

Nous pensons que ces études ne peuvent être mieux résumées que par leur conclusion rédigée par leurs auteurs mêmes, MM. BURGESS et ZABETAKIS, à la suite d'essais à l'échelle réduite à Bruceton, Pa, d'essais à grande échelle effectués à Lake Charles, La. et d'autres projets connexes sous le titre "Conclusions des essais de l'US Bureau of Mines".

3.1.2. CONCLUSIONS DES ESSAIS DE L'US BUREAU OF MINES

La vaporisation instantanée consécutive à des déversements de GNL sur un environnement chaud, crée pendant un court laps de temps un important flux de gaz ; des mélanges combustibles peuvent se propager sur des distances appréciables dans le sens du vent pendant une minute environ. Au bout de ce laps de temps le taux de vaporisation sur la plupart des matériaux d'isolement y compris différents sols, diminue rapidement et tombe à un état de quasi-équilibre. Les mixtures inflammables restent alors concentrées au voisinage immédiat de l'épanchement. Les études font ressortir l'importance de limiter cet épanchement à une cuvette de rétention aussi exigüe que possible.

L'ignition des gaz au-dessus des flaques de GNL dans la minute qui suit l'épanchement sur des matériaux isolants produit une grande flamme momentanée sans provoquer de surpression excessive ou de projections de liquide. L'ignition du GNL après un laps de temps plus long ne produit qu'une flamme régulière.

Le taux correspondant à l'inflammabilité des mélanges méthane/air à -130°C est de 6 à 13 % par comparaison aux 5 à 14 % correspondant à la température ambiante. Le taux limite d'oxygène dilué dans l'azote s'élève de 12,2 à 13,3 % avec le même abaissement de température.

Les caractéristiques et le niveau de rayonnement des feux de GNL au niveau d'équilibre sont comparables à ceux de l'essence pour une même superficie de cuvette de rétention. Aucun indice ne laisse supposer qu'il y ait lieu de craindre un débordement par ébullition quelle que soit l'importance des feux de GNL.

Il est possible, en utilisant une quantité appropriée de poudre sèche, d'éteindre rapidement l'incendie d'une flaque de GNL. La réignition du gaz par les objets chauds est plus difficile que celle des gaz d'essence en raison d'un point de flamme plus élevé. La quantité d'agent d'extinction nécessaire pour éteindre un incendie de flaque GNL semble plus faible que celle nécessaire pour éteindre un incendie de flaque d'essence de dimension similaire. Il existe toutefois un risque plus considérable de mauvaise application de l'agent d'extinction dans le cas du GNL que dans celui de l'essence car la plupart des agents utilisables apportent de la chaleur au liquide en ébullition. Pour cette raison, les agents d'extinction classiques tels que l'eau, les mousses et le CO_2 ne doivent pas être utilisés à l'extinction des incendies de GNL, à moins que ne soient bien améliorées les techniques de mises en oeuvre.

Etant donné les conclusions ci-dessus on peut dire que le gaz naturel liquide peut être stocké dans les réservoirs surélevés de conception appropriée entourés d'une cuvette de rétention dans les mêmes conditions que l'essence. Les distances à observer entre les réservoirs et entre ceux-ci et les habitations doivent être du même ordre que celles observées dans le cas de l'essence.

3. 1. 3. - NORMES DE SECURITE APPLICABLES AUX STOCKAGES

Cette étude se réfère essentiellement à des réservoirs surélevés. Pour des réservoirs souterrains ou minés, le problème de sécurité se pose dans des termes évidemment encore plus favorables. Aussi croyons-nous utile de reproduire les normes de sécurité demandées par la National Fire Protection Association des USA.

(NFPA Standard 59 A - T, Tentative Standard For the storage and Handling of Liquefied Natural Gas at Utility Gas Plants, May 1965).

	Réservoirs surélevés	Réservoirs souterrains
Distance entre réservoirs	Un quart de la somme des diamètres des réservoirs adjacents	30 m
● Distance entre le réservoir et le matériel connexe ou les bâtiments	30 m	
● Distance entre le réservoir et la limite des propriétés adjacentes ou de tout équipement non lié au stockage	60 m	30 m
● Capacité minimale de cuvette de rétention	30 m	nulle
● Distance de la cuvette de rétention à la limite de propriété adjacente	30 m	nulle

3 2. SUPERFICIE NECESSAIRE

La superficie requise pour le stockage du GNL se détermine principalement en fonction de la distance de sécurité entre les réservoirs et la distance qui les sépare des autres installations. Le tableau ci-après donne les superficies obtenues par calcul en appliquant la norme NFPA.

Les calculs ont été faits en supposant que le diamètre intérieur des réservoirs était égal à la hauteur intérieure et que la distance entre les réservoirs souterrains était de 30m au moins afin que la résistance mécanique des parois soit suffisante.

SUPERFICIE NECESSAIRE POUR LE STOCKAGE DU G N L

	Zone de sécurité intérieure (1) en m ²	Zone de sécurité extérieure en m ²
Capacité de stockage 50 000 m³		
- Réservoirs surélevés		
1 réservoir de 50 000 m ³	8 300	21 000
- Réservoirs souterrains		
1 réservoir de 50 000 m ³	8 300	8 300
Capacité de stockage 100 000 m³		
- Réservoirs surélevés		
2 réservoirs de 50 000 m ³	15 000	31 000
- Réservoirs souterrains		
1 réservoir de 100 000 m ³	10 000	10 000
Capacité de stockage 200 000 m³		
- Réservoirs surélevés		
4 réservoirs de 50 000 m ³	25 000	46 000
- Réservoirs souterrains		
1 réservoir de 200 000 m ³	12 000	12 000
2 réservoirs de 100 000 m ³	17 000	17 000
Capacité de stockage 300 000 m³		
- Réservoirs surélevés		
5 réservoirs de 60 000 m ³	32 000	55 000
6 réservoirs de 50 000 m ³	34 000	59 000
- Réservoirs souterrains		
1 réservoir de 300 000 m ³	15 000	15 000
2 réservoirs de 150 000 m ³	20 000	20 000
3 réservoirs de 100 000 m ³	22 000	22 000

(1) La zone de sécurité intérieure est celle qui est libre de matériel connexe et de bâtiments. La zone de sécurité extérieure est celle qui est libre de matériel étranger : cette zone dans son ensemble doit être située à l'intérieur des limites des propriétés adjacentes.

3.3. - COÛTS DE CONSTRUCTION ET DE FONCTIONNEMENT COMPARES

D'après un article de juin 1965 de Hydrocarbon Processing and Petroleum Refiner, les coûts d'investissement et d'exploitation (estimés en US\$) des divers types de réservoirs ainsi que les taux de boil-off pouvaient être résumés pour un stockage d'environ 45 000 m³ liquides par le tableau ci-après :

	2 réservoirs (surelevés à double paroi)	1 réservoir (surelevé à double paroi)	Excavation congelée	Béton pré contraint enterré
Dépenses d'investissement				
- Terrain	60 000	60 000	60 000	60 000
- Aménagement du sire	35 000	35 000	10 000	10 000
- Frais de construction	2 158 000	1 775 000	1 397 000	1 639 000
- Conduites de transfert	70 000	66 000	66 000	66 000
- Purges, refroidissement inial	6 000	4 000	192 000	12 000
- Maintien de la réfrigération	86 000	78 000		173 000
- Divers	12 000	10 000	10 000	10 000
- Engineering	47 000	39 000	30 000	40 000
Total des investissements	2 474 000	2 067 000	1 765 000	2 010 000
Investissement par m³	55	46	39	45
Taux d'évaporation par jour	0,05 %	0,045 %	0,215 % (1)	0,1 %
Perte par évaporation	21 000	19 000	90 000	42 000
(1) 300 jours après remplissage				

En outre, le même auteur indique quel est l'effet d'échelle pour les différents types de stockage dans le graphique n° 4

Ces chiffres et graphiques ne sont probablement pas utilisables directement en valeur absolue dans le cas qui nous préoccupe, mais indiquent bien les tendances générales. On voit en particulier que le stockage en excavation congelée est très intéressant pour les stockages aux terminaux de déchargement quand les conditions géologiques s'y prêtent. Son taux élevé d'évaporation journalière ne présente aucun inconvénient puisque le gaz de boil-off peut, après recompression, être envoyé directement dans le réseau aval.

Du côté chargement, le choix entre procédés de coûts d'investissements aussi voisins devra faire l'objet d'une étude économique serrée dans laquelle le coût du boil-off devra intervenir.

3. 4. - DEVELOPPEMENTS FUTURS

On peut penser que les développements futurs de stockage de GNL seront très rapides et que ce qui est considéré aujourd'hui comme moderne sera peut-être tout à fait dépassé dans 10 ans.

En ce qui concerne les réservoirs métalliques surélevés, l'acier cryogénique à 9 % de nickel semble l'emporter sur les autres matériaux ; des recherches sont actuellement menées pour essayer de réduire l'épaisseur du fond du réservoir intérieur au-dessous des normes actuellement admises. L'un des composants essentiels d'un tel réservoir est l'isolation et des efforts sont faits pour améliorer cette isolation sans accroître son poids spécifique. On réduirait ainsi l'espace entre parois et le nombre de raidisseurs internes qui reçoivent la charge statique de l'isolation. Ces deux améliorations pourraient entraîner une réduction des coûts de l'ordre de 10 %.

En ce qui concerne les stockages enterrés, on cherche à améliorer les méthodes de terrassement. On peut déjà, dans l'état actuel des techniques, forer des puits d'un diamètre atteignant 5 m et on pense réaliser des stockages constitués d'un groupe de tels puits de 5 m de diamètre.

4. - DONNEES CHIFFREES EN MATIERE DE STOCKAGE LIQUIDE

4. 1. - COUTS D'INVESTISSEMENT

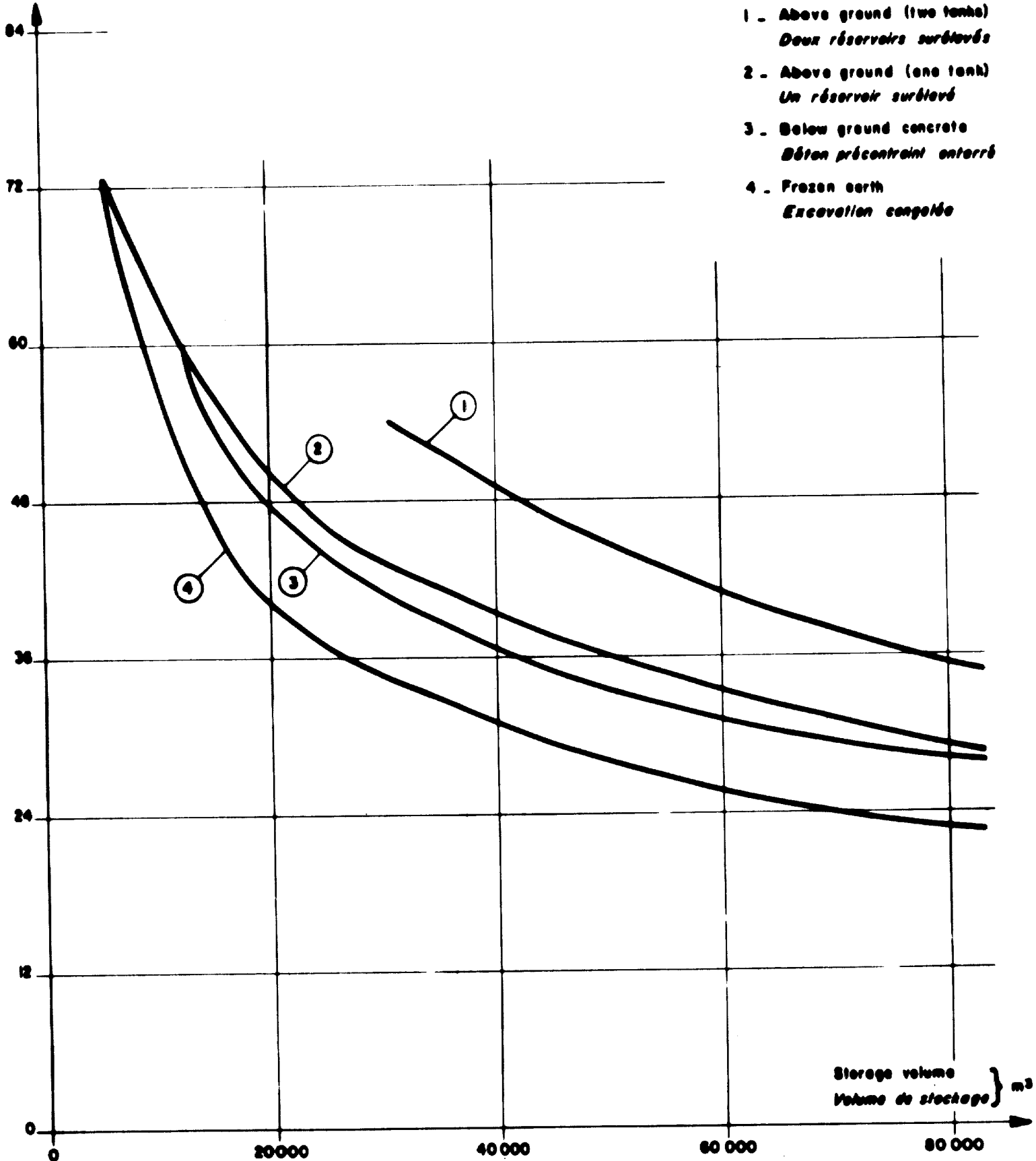
Le coût du stockage représente un élément relativement important dans le coût global du transport du GNL, car le prix unitaire du m³ de stockage liquide installé est relativement élevé.

Il importe de noter, dès l'abord, que la séparation, pour l'évaluation des coûts, du stockage et des unités de liquéfaction ou de regazéification est assez arbitraire. Si en effet le coût de construction des réservoirs est maintenant assez bien connu, en revanche le coût du m³ de stockage liquide installé est assez difficile à évaluer, car ce coût comprend, outre le coût propre de la construction, un certain nombre d'éléments tels que tuyauteries et robinetteries qui ne sont pas toujours relatifs au stockage seul. Cette séparation n'est donc pas en général réalisée lors de l'étude détaillée d'un projet complet d'usine. Elle est néanmoins indispensable dans le cas présent, pour l'étude d'un grand nombre d'hypothèses de livraison, puisque le volume et donc le coût du stockage ne dépendent pas seulement de la taille des usines, mais aussi des caractéristiques de la flotte par méthaniers.

EFFECT OF SIZE UPON THE STORAGE CONSTRUCTION COST

INFLUENCE DE LA TAILLE DES CUVES SUR LE COUT DU STOCKAGE

Construction cost } US \$/m³
Coût de construction }



Dans cette partie économique, nous ne distinguerons pas le coût du stockage selon le procédé utilisé. La comparaison, qui a été faite plus haut, ne peut d'ailleurs se faire qu'au niveau du coût brut de construction.

Les projets étudiés jusqu'à présent font apparaître qu'il est indispensable pour obtenir le coût du matériel installé, de multiplier le coût brut du matériel monté par un "facteur d'installation" de l'ordre de 2 pour tenir compte des installations annexes de branchement du stockage sur les unités de liquéfaction ou de regazéification voisines.

Certaines informations sur un projet d'usine de regazéification prévue à FOS font apparaître que le coût global d'un stockage d'environ 100 000 m³ liquides est estimé à 45 millions de francs, soit 450 francs par m³ de stockage. Les projets d'une éventuelle usine nouvelle en Algérie d'autre part font apparaître un volume de stockage de 160 000 m³ pour un coût global de US \$ 17 600 000, soit un coût unitaire de US \$ 110/m³.

Ces coûts doivent être comparés avec les coûts bruts de construction, de l'ordre de 50 \$/m³. On s'accorde en général à penser que, pour des bacs de stockage importants, - de l'ordre de 50 000 m³ -, le coût du matériel monté est légèrement inférieur à US \$ 100/m³. A ce coût, il faut encore ajouter l'engineering, les frais d'emballage et de transport du matériel, les provisions pour révisions de prix ainsi que les imprévus, ces divers postes ayant pour effet de majorer le coût du stockage d'environ 15 %.

Au total, nous avons choisi pour effectuer le calcul des coûts de transport, la valeur globale de US \$ 110/m³ de stockage liquide installé quel que soit le procédé technique retenu. A titre de comparaison, il est intéressant de noter que le coût des méthaniers rapporté au m³ de cuve est de l'ordre de \$ 400/m³, soit environ quatre fois le prix du stockage. Ce rapport de 1 à 4 doit être considéré comme faible, étant donné qu'une faible surcapacité des bateaux est de nature à autoriser une réduction importante du volume de stockage liquide.

4.2. COÛTS DE FONCTIONNEMENT

Les coûts de fonctionnement du stockage liquide sont essentiellement constitués par le coût du GNL évaporé. Les frais généraux d'administration de personnel, de maintenance, peuvent en effet être considérés comme inclus dans les frais analogues des usines de liquéfaction ou de regazéification, car ils en sont difficilement séparables.

Le problème du GNL évaporé se pose en termes différents selon qu'on le situe au niveau du point de chargement ou du point de déchargement. Au niveau de la liquéfaction, en effet, l'évaporation du GNL dans les bacs de stockage doit être considéré comme une perte, puisqu'il faut le reliquéfier pour qu'il soit à nouveau utilisable. Par contre, au terminal de déchargement, il suffit de recomprimer le GNL évaporé et de l'injecter directement dans le réseau de distribution. Le coût correspondant est donc tout à fait différent selon la localisation du stockage.

Pour un taux d'évaporation de 0,05 % on obtient, en supposant pour simplifier que les stockages sont toujours pleins, un volume de GNL évaporé de 0,18 m³ par an et par m³ de stockage.

Le coût d'un m³ liquide de GNL à la sortie de l'usine de liquéfaction pouvant être évalué à environ US \$ 8, on estime le coût annuel du gaz perdu par évaporation à US \$ 1,4 par m³ de stockage. La reliquéfaction du gaz évaporé peut éviter cette perte annuelle, mais conduit à mettre en place des installations supplémentaires (tuyauteries, etc.) dont le coût peut être élevé.

Pour tenir compte de ce que le taux d'évaporation journalier de 0,05 % est un taux minimum, on a considéré pour le calcul des coûts de transport que les frais de fonctionnement annuels du stockage pouvaient être estimés à US \$ 2 par m³ et par an.

5 LE TRANSPORT TERRESTRE DU GAZ NATUREL LIQUEFIE

Alors que le transport terrestre du gaz sous forme gazeuse, au moyen de canalisations, est relativement ancien et bien connu, il n'en est pas de même du transport terrestre du gaz naturel sous forme liquide. Celui-ci n'a donné lieu jusqu'ici qu'à des réalisations limitées.

Le transport terrestre du gaz naturel liquéfié peut être effectué :

- soit à l'aide de canalisations,
- soit à l'aide de véhicules.

5.1. LE TRANSPORT PAR CANALISATIONS DU GAZ NATUREL LIQUEFIE

Le transport du gaz naturel liquéfié a donné lieu à un certain nombre d'études, mais à peu de réalisations. Celles-ci se limitent essentiellement aux canalisations existant dans les installations de liquéfaction, de stockage, de chargement et de déchargement.

On distinguera successivement :

- les canalisations de courte distance (jusqu'à 5 ou 10 km)
- les canalisations de moyennes et longues distances.

5.1.1. CANALISATIONS DE GAZ NATUREL LIQUEFIE DE COURTE DISTANCE

Des recherches et essais ont été effectués pour les installations d'Arzew, du Havre et de Canvey Island. A la suite de ces recherches, des techniques ont été mises au point, qui comportent toutes une canalisation de métal revêtue d'un calorifugeage.

- à Arzew : les canalisations de GNL comportent une canalisation intérieure en aluminium, revêtue d'un calorifugeage de foam-glass recouvert d'une couche de liège.
- au Havre : les canalisations de GNL comportent une canalisation intérieure en acier inoxydable, revêtue d'un calorifugeage en mousse de polyuréthane expansé in situ.
- à Canvey Island : les canalisations de GNL comportent une canalisation intérieure en alliage d'aluminium, revêtue d'un calorifugeage en "onazote".

Ces canalisations ont des diamètres intérieurs allant jusqu'à 20 pouces. La canalisation la plus longue est celle qui va aux bras de chargement à Arzew et qui a 500 m de long. Cette canalisation de 18 pouces est d'ailleurs doublée par une canalisation de retour de 4 pouces, de façon à ce qu'un circuit permanent permette de maintenir froide la canalisation principale.

Toutes ces canalisations de GNL sont d'un coût élevé. Il faut compter environ 500 dollars par mètre pour le seul ensemble canalisation intérieure et calorifugeage. Si l'on ajoute le coût des joints spéciaux, des massifs de béton, des vannes, etc..., on arrive à un coût d'investissement total d'environ 800 dollars par mètre.

On voit que les techniques adoptées à Arzew, au Havre et à Canvey Island sont différentes et qu'une étude économique sérieuse ne semble pas avoir été faite pour arbitrer entre les divers procédés. A l'heure actuelle, il semblerait que la technique la moins coûteuse soit celle d'une canalisation intérieure en acier à 9 % nickel, revêtue d'un calorifugeage en polyuréthane. C'est la technique adoptée par Esso-Lybie à Marsa el Brega. Cependant, le revêtement en polyuréthane ne semble pas avoir à l'usage une aussi bonne résistance que le foam-glass.

5. 1. 2. CANALISATIONS DE GAZ NATUREL LIQUEFIE DE MOYENNE ET LONGUE DISTANCES

Alors que dans les installations de liquéfaction, de stockage et de chargement et déchargement de gaz liquéfié, les canalisations de courte longueur de GNL sont indispensables, le problème des canalisations de GNL de moyenne et longue distances est tout autre : il s'agit de savoir si techniquement et économiquement il est plus intéressant de transporter à moyenne et longue distances des thermies-gaz sous forme liquide que sous forme gazeuse.

On évoquera rapidement les aspects techniques et économiques posés par le problème du transport du gaz naturel liquéfié au moyen de canalisations à moyenne et longue distances.

1) Canalisations de GNL - Aspects techniques.

Si les techniques utilisées dans les installations actuelles (Arzew, Le Havre, Canvey Island) sont au point, ces techniques semblent trop coûteuses pour des canalisations à moyenne et longue distance.

Les recherches effectuées ont porté sur :

- le matériau de conduite proprement dit,
- l'isolation thermique,
- l'écoulement du fluide.

a) Matériau de conduite :

Les recherches ont porté sur divers matériaux : acier inoxydable, acier à 9 % nickel, alliages au nickel, invar, alliages d'aluminium...

La principale considération technique est la contraction du matériau sous l'effet des grandes variations de température.

Pour la plupart des matériaux, on est obligé de prévoir des installations spéciales (soufflets, lyres) pour encaisser cette contraction. Seuls quelques matériaux (invar, alliages spéciaux à l'aluminium) ont un coefficient de dilatation suffisamment faible pour pouvoir encaisser les contraintes techniques sans soufflets, ni lyres, mais ils sont fort coûteux.

A l'heure actuelle, on s'orienterait plutôt vers l'acier à 9 % nickel, qui nécessite donc des soufflets et des lyres de contraction - dilatation.

Toutefois cette technique suppose la ligne suspendue et s'oppose à la solution ligne enterrée qui semble seule susceptible de présenter la sécurité voulue sur de grandes distances.

b) Isolation thermique :

Outre les calorifugeages "classiques" réalisés à Arzew, Le Havre et Canvey Island, les recherches ont porté sur l'isolation par le vide. La canalisation intérieure serait doublée d'une canalisation extérieure, et le vide serait réalisé entre les deux canalisations concentriques. Bien entendu, une telle technique est délicate et se révèle coûteuse car elle suppose une conduite intérieure en Invar, de façon à ne pas avoir de dilatation différentielle entre les conduites interne et externe. Elle commence cependant à être mise en oeuvre, notamment par une société allemande (1) qui propose de livrer des sections de deux canalisations concentriques entre lesquelles le vide est déjà réalisé. Le problème est celui de l'assemblage sur le chantier de ces sections, de façon à ce que le vide continue à être assuré.

L'isolation par le vide assurerait une isolation bien plus forte que l'isolation classique (foam-glass, polyuréthane) mais son coût est également très élevé.

c) Ecoulement du fluide :

On sait que, à la pression atmosphérique, la température de liquéfaction du méthane est - 161° C, et que le point critique se situe à - 83° C et 44 bar. On peut donc espérer, grâce à la pression régnant dans la canalisation, conserver le méthane liquide à une température supérieure à - 161° C, mais il est prudent de ne pas dépasser - 95° C de façon à prévenir le "flash".

On peut donc théoriquement imaginer au départ d'une usine de liquéfaction une canalisation de méthane liquide dans laquelle des stations de pompage augmentent la pression à mesure de l'élévation de la température, de façon à maintenir le fluide à l'état liquide. Lorsque la température atteindrait - 95° C, il faudrait procéder de nouveau au refroidissement du liquide dans une unité appropriée

(1) La Société Linde

d'importance non négligeable. Des études effectuées aux Etats -Unis ont montré qu'avec ce procédé, il faudrait installer une station de pompage tous les 40 km environ ; suivant la nature de l'isolation, l'espacement des stations de remise en froid serait de 160 km à 600 km, ce dernier cas supposant une parfaite isolation par le vide qui n'a été jusqu'ici réalisée que sur de très courtes distances.

En fait, il semble difficile d'éviter des rentrées de chaleur. Dans la canalisation d'Arzew longue de 500 m, l'évaporation est de 60 m³ gazeux par jour correspondant à 120 m³ gazeux pour 1 km, ce qui correspond à une rentrée de chaleur susceptible, en l'absence d'évaporation, de réchauffer le liquide de 0,3°C par km : le réchauffement maxi serait atteint tous les 180 km.

Même avec une isolation par le vide, il se produira toujours des entrées de chaleur, ne serait-ce que par les supports obligatoires entre les deux enveloppes.

2) Canalisations de GNL - Aspects économiques -

On a vu que les canalisations existant actuellement pour le transport du gaz liquéfié sont d'un coût élevé, environ 800 dollars le mètre. Ce coût doit pouvoir être sensiblement abaissé si l'on construisait une canalisation de grande longueur, qui entraînerait des fabrications de grande série.

Une canalisation de 20 pouces pourrait transporter environ 60 000 m³ de méthane liquide par jour, correspondant en un an à environ 11 Gm³ de gaz sous forme gazeuse.

Pour transporter la même quantité il faudrait une canalisation de transport de gaz sous forme gazeuse qui ait un diamètre de 40 à 42 pouces ; le coût de la canalisation correspondante est d'environ 22 000 000 dollars pour 100 kilomètres.

Avec les coûts actuels, une canalisation de 20 pouces de méthane liquide transportant la même masse de fluide reviendrait à 800 dollars le mètre, soit 80 000 000 dollars pour 100 kilomètres. Pour que le seul transport du fluide sous forme liquide soit rentable, il faudrait que la fabrication en grande série entraîne un abaissement de coûts de la canalisation de méthane liquide dans le rapport de 1 à 4, ce qui paraît très optimiste.

Encore cela ne suffirait-il pas ; il faut ajouter au passif de la solution GNL le coût des installations des points de départ et d'arrivée ainsi que des stations intermédiaires.

On peut à ce sujet envisager trois cas :

1er cas - Liquéfaction pour transport maritime -

Au lieu de transporter le gaz sous formes gazeuse jusqu'à la côte, on pourrait prévoir la liquéfaction du gaz au puits, le transport du liquide par canalisation jusqu'à la côte et l'embarquement du liquide dans les navires.

Par suite de l'échauffement inévitable dans la canalisation, on aura au port un liquide au voisinage de la saturation à pression élevée, sur lequel il faudrait procéder à un refroidissement de façon à ramener sa température à -160°C . On aurait donc d'un côté une canalisation de gaz sous forme gazeuse et une seule unité de liquéfaction, d'un autre côté une canalisation de gaz sous forme gazeuse et deux unités, c'est-à-dire unité de liquéfaction, et une installation de remise en froid.

Le coût de cette installation de remise en froid, s'il est inférieur à la première liquéfaction, pourrait être au moins de la moitié; seule une forte différence entre le coût unitaire des deux types de canalisations permettrait de compenser les frais entraînés par cette installation.

2ème cas - Pour un transport donné uniquement terrestre, on pourrait, au lieu de transporter le gaz sous forme gazeuse par canalisation, procéder d'abord à sa liquéfaction et le transporter sous forme liquide par canalisation.

Là encore, même si l'on ne tient pas compte de la différence des coûts des canalisations de gaz et de liquide, le coût élevé de l'opération de liquéfaction montre que ce cas n'est pas intéressant.

3ème cas - Du gaz étant livré sous forme liquide à un port de débarquement, on pourrait, au lieu de le vaporiser et de le transporter sous forme gazeuse, le transporter directement par canalisation sous forme liquide.

Dans ce cas on n'a plus à comparer que le coût des canalisations de gaz et de liquide. Et même, dans une certaine mesure, la canalisation sous forme liquide permet-elle de se passer de la regazéification. On peut imaginer une canalisation de méthane liquide qui aboutirait à un stockage (par exemple stockage souterrain de gaz liquéfié) alimenté de façon continue et qui serait utilisé à titre de peak-shaving. Dans la canalisation de liquide, il se produirait une certaine vaporisation, mais le gaz ainsi formé pourrait être recueilli à l'arrivée et utilisé directement.

Ce cas est donc le plus intéressant, car on n'a plus à comparer que le coût des canalisations de liquide et de gaz. Des études précises devront être conduites pour savoir si financièrement et économiquement l'opération peut être rentable.

En résumé, le transport du gaz liquéfié par canalisation sur de courtes distances est au point, mais ces canalisations sont très coûteuses. Sur de moyennes et longues distances, le transport du gaz liquéfié par canalisations pourrait peut-être se révéler intéressant à partir d'un port de débarquement de gaz liquéfié, mais des études techniques et économiques précises devraient être réalisées pour permettre de vérifier ce point.

5. 2. TRANSPORT DE METHANE LIQUIDE AU MOYEN DE VEHICULES

On sait que l'on transporte couramment au moyen de camions des gaz liquéfiés tels que l'azote dont la liquéfaction a lieu à une température plus basse que celle du méthane. La technique d'isolation du fluide est le vide que l'on fait régner entre deux enveloppes.

Il est donc fort possible de transporter par camions ou par wagons du gaz naturel liquéfié, en utilisant la même technique. Comme il s'agit d'un transport discontinu, le coût de transport pour une masse de fluide donnée et importante serait vraisemblablement plus élevé par véhicules que par canalisation ; il en résulte que, dans les deux premiers cas précédents, le transport par véhicules du gaz liquéfié ne semble pas rentable (sauf existence préalable d'une ligne de chemin de fer).

Dans le troisième cas (transport à partir d'un port de débarquement en gaz liquéfié) le transport du gaz liquéfié par véhicules pourrait se révéler intéressant :

- soit pour de faibles quantités annuelles pour lesquelles la canalisation serait moins intéressante que les véhicules ;
- soit si l'on désire avoir une souplesse dans le lieu de livraison.

Là encore des études précises techniques et économiques devraient être effectuées pour vérifier ces points.

D LE TRANSPORT MARITIME DU GAZ NATUREL LIQUEFIE

1 CONSIDERATIONS GENERALES

1.1. PREAMBULE

Si la technique du gaz naturel liquéfié est récente, celle de son transport par voie maritime l'est encore plus; il a fallu la convergence de deux facteurs pour en hâter le développement.

... la volonté de développer les richesses algériennes en gaz naturel,
... la nécessité pour la France et la Grande Bretagne de diversifier et développer leurs ressources en gaz à une époque où celles de Hollande et de Mer du Nord n'étaient pas encore confirmées.

Ainsi ont été d'abord mis en service deux navires expérimentaux, le "Methane Pioneer" en Grande Bretagne et le "Beauvais" en France; puis pour assurer un trafic régulier entre Arzew, Canvey Island et Le Havre trois navires de caractéristiques générales voisines - les deux sisterships Methane Princess et Methane Progress et le Jules Verne - ont été construits.

Des problèmes voisins, mais beaucoup moins aigus avaient, il est vrai, été déjà rencontrés lors de la construction de navires transportant des gaz de pétrole liquéfiés, notamment le butane et le propane. Pour juger de la difficulté relative des problèmes, il suffit toutefois d'avoir présentes à l'esprit les températures d'ébullition de ces gaz à la pression atmosphérique :

Butane	- 35° C
Propane	- 42° C
Méthane (constituant la plus grande part du gaz naturel)	- 161° C

1.2. PRINCIPES GENERAUX DE CONSTRUCTION

On a normalement tendance à comparer les principes de construction des méthaniers et ceux des pétroliers. Ce rapprochement est quelque peu trompeur car :

- La conception générale de la coque des méthaniers est, en raison de la faible densité de la cargaison, - à peine plus de 0,4 -, différente de celle des pétroliers.

- La coque ne peut être, comme celle des pétroliers, utilisée telle quelle comme citerne. Sur un méthanier, il convient d'isoler soigneusement la cargaison, qui se trouve à - 160° C environ, des constituants de la coque et ceci pour éviter tant une évaporation trop rapide de cette cargaison qu'un refroidissement localisé ou général de la coque elle-même.
- Il faut éviter à tout prix de mettre en contact le métal de la coque et le GNL, sous peine de voir se créer localement des contraintes thermiques élevées en même temps que tomberait à presque rien la résistance de l'acier constituant les tôles de carène.
- Les citernes doivent, pour éviter des variations de températures brusques et fréquentes, être maintenues froides pendant les voyages de retour et ne peuvent servir de ballast.

Il est nécessaire, d'autre part, de rappeler que les matériaux et le matériel seront installés dans un navire qui devra subir :

- . des vibrations continues,
- . des périodes prolongées de roulis et de tangage jusqu'à 35° par rapport à la verticale et des forces dynamiques alternées de l'ordre de 1,6 G,
- . l'influence de la flexion de la coque du navire, celle d'une atmosphère continuellement humide et chargée de sel et une immersion possible dans l'eau de mer.

Deux grandes lignes techniques ont été envisagées pour surmonter ces difficultés :

- La technique des navires à cuves autoporteuses dans laquelle la pression hydrostatique du GNL et les pressions cycliques dues aux mouvements du navire sont supportées intégralement par les citernes qui ne retransmettent à la coque que des efforts localisés par le moyen d'un nombre limité d'attaches ponctuelles.
- La technique des navires à cuves intégrées dans laquelle les pressions sont transmises de façon continue de la citerne à la coque par les matériaux d'isolation.

Notons dès maintenant que, pour ces deux techniques, et pour parer aux risques de fuite, les sociétés de classification imposent pour ces deux types de cuves, une barrière secondaire au sein de l'isolation, pour éviter qu'une fuite de la barrière primaire n'amène le GNL au contact de la coque du navire et ne fasse tomber ainsi la température en ce point au-dessous des valeurs admissibles. Ces sociétés demandent en outre que dans la partie du navire où se trouve le chargement on trouve également une double coque.

- Enfin, une solution variante, celle de la cuve semi-intégrée, a été étudiée en France à l'initiative de Gaz de France.

1. 3. - CONDITIONS D'UTILISATION

Les conditions d'utilisation des méthaniers se rapprochent par contre dans une certaine mesure de celles des pétroliers : chargement complet en un seul point, déchargement complet en un seul point, transport d'une cargaison dangereuse.

Elles s'en éloignent néanmoins sur de nombreux points parmi lesquels on peut citer les suivants :

Les opérations de chargement et de déchargement ne peuvent être effectuées en aucune manière en rade ouverte par le moyen de sea-line. Elles ne peuvent même se faire que dans des bassins parfaitement abrités dans lesquels l'amplitude des mouvements du navire ne risque pas d'entraîner la rupture des bras de chargement ou de déchargement du GNL. Si en effet la rupture d'une telle tuyauterie n'entraîne pas de grave conséquence lorsqu'il s'agit de pétrole brut, elle peut être catastrophique pour un méthanier dont les tôles de pont et de bordé seraient alors mises en contact avec le GNL.

Il est naturellement souhaitable, pour éviter des chocs thermiques, de maintenir les cuves à une température aussi basse que possible pendant les voyages de retour. On est vite arrivé à estimer que la manière la plus économique de maintenir cette température était de conserver dans les cuves une certaine quantité de GNL dont l'évaporation fournirait les frigories nécessaires. Encore faut-il signaler les difficultés liées à ce procédé (contraintes thermiques liées à des différences de température entre parties hautes et basses des cuves, nécessité d'un arrosage des parties hautes par du méthane liquide pulvérisé).

Dans ces conditions, l'évaporation du GNL se poursuit aussi bien pendant le voyage retour que pendant le voyage aller et le boil-off récupéré est normalement utilisé dans les machines. Lors de la conception des trois méthaniers qui devaient travailler à partir d'Arzew, les maîtres d'oeuvre ont imposé aux constructeurs de très faibles taux de boil-off (le Jules Verne a un taux réel de l'ordre de 0,15 % par jour). Les quantités évaporées ne pouvaient dès lors pas couvrir la totalité des besoins du navire. Cette position pouvait se comprendre en raison du coût élevé du GNL produit par l'usine d'Arzew. Dans les futures installations au contraire, il est vraisemblable que le coût à la thermie du GNL sera du même ordre que celui du fuel oil; dans ces conditions, il vaudra mieux accroître le taux du boil-off pour couvrir la quasi totalité des besoins du navire, ce qui devrait en outre réduire quelque peu les dépenses d'isolation.

Dans le cas particulier que nous considérons, les transports de GNL s'effectuent plus particulièrement sur des trajets méditerranéens. Pour des trajets de l'ordre de 400 milles (1), le temps passé à la mer au cours d'une rotation par un navire filant 17 noeuds (1) est de l'ordre de 48 heures, alors que l'expérience a prouvé (Jules Verne) que l'on pouvait difficilement s'attendre à une réduction en dessous de 35 heures du temps total passé aux ports, bien que les temps de chargement et déchargement oscillent entre 10 à 15 heures. Dans nos calculs, nous avons admis que le temps passé au port par rotation était de l'ordre de 40 heures.

On voit qu'un gain de vitesse se répercute somme toute assez faiblement sur la durée d'une rotation : ainsi tous les méthaniers commandés actuellement ont-ils une vitesse comprise entre 17 et 18 noeuds. Un autre facteur intervient dans cette politique de limitation de la vitesse; les méthaniers sont des navires compliqués qui supportent vraisemblablement mal de trop importants efforts de flexion de leur coque.

2 DESCRIPTION DES DIVERS PROCÉDES

2.1. - NAVIRES A CUVES AUTOPORTEUSES

Trois techniques principales ont fait ou font l'objet de réalisation; elles concernent les navires suivants :

2.1.1. LE METHANE PRINCESS ET LE METHANE PROGRESS

Le premier méthanier fut le Methane Pioneer; il s'agissait d'un navire de 5 000 tonnes du type CI - M- AV -I conçu pour le transport de cargaison sèche et converti pour le transport de 2 200 tonnes de GNL. Ce navire fut aménagé à titre expérimental par la Constock Liquid Methane Corporation en vue d'étudier les techniques de construction des réservoirs et de l'isolation, et avec l'idée de transporter du GNL depuis le Golf Coast des U.S.A. jusqu'au Royaume-Uni.

Il avait été décidé, dans ce cas, de construire des cuves autoporteuses de forme parallélépipédique, forme qui offre des avantages en matière de stabilité et

(1) Conformément aux usages, les distances maritimes sont exprimées en milles marins et les vitesses des navires en noeuds. On sait que,

$$1 \text{ mille marin} = 1852 \text{ m}$$

$$1 \text{ noeud} = 1852 \text{ m/h}$$

d'égalité de répartition du chargement. L'isolation consistait en plusieurs couches de balsa. La barrière secondaire consistait en une couche de contreplaqué étanche sur le côté froid de l'isolement. L'isolation du toit des cuves était réalisée en laine de verre. Une légère surpression d'azote fut maintenue dans l'espace entre le réservoir et la coque afin d'empêcher l'humidité de pénétrer les couches isolantes. Les cuves ont été construites en alliage d'aluminium-magnésium, alliage qui conserve sa résistance au choc et sa ductilité même à de très basse température. Deux autres métaux avaient été envisagés : l'acier inoxydable et l'acier à 9 % de nickel. Ils ont été abandonnés car l'acier inoxydable était trop coûteux et la technique de soudure de l'acier au nickel n'était pas à cette époque suffisamment au point.

Le Methane Pioneer n'avait pas d'installation de refroidissement et le boil-off inévitable était évacué par le mât. Comme le navire n'était pas conçu pour le seul transport du méthane il n'avait pas été prévu d'utiliser le boil-off comme carburant. Le navire, terminé en octobre 1958 effectua son premier voyage en février 1959 de Lake Charles à Canvey Island, avec son plein chargement.

En se fondant sur l'expérience acquise avec le Methane Pioneer il fut décidé de construire deux méthaniers britanniques de conception analogue pour assurer la ligne Algérie-Royaume-Uni.

Le Methane Princess a été construit par Vickers-Amstrong Ltd., Barrow-in-Furness, et le Methane Progress a été construit par Harland et Wolff Ltd., de Belfast. Ces méthaniers ont été conçus par le Conch International Methane Ltd., en consultation avec J.J. Henry Co. Inc., New-York. Les contrats furent passés en février 1962 et les tankers furent livrés en juin 1964.

Les caractéristiques principales de ces méthaniers sont les suivantes :

Longueur hors tout	188 m
Longueur entre perpendiculaire	175 m
Largeur	24,8 m
Creux	17,8 m
Tirant d'eau	7,9 m
Vitesse de croisière	17 1/4 noeuds
Puissance à cette vitesse	12 500 CV
Capacité des cuves	27 500 m ³
Cargaison maximale	11 500 t

L'isolation est assurée par de la laine de verre et du bois de balsa sur les parois afin d'en diminuer le coût. Les 9 réservoirs d'aluminium se trouvent dans trois compartiments à raison de trois par compartiment; ceux-ci sont séparés par des cloisons étanches. Les cuves avant et arrière épousent les formes du navire. Deux cuves sont installées dans le gaillard d'avant pour stocker l'azote liquide

nécessaire à maintenir sous pression d'azote l'espace qui entoure les cuves.

Le boil-off des cuves est récupéré et brûlé dans les chaudières qui fournissent la vapeur aux turbines. Le taux de boil-off est un peu plus élevé lorsque le navire est en charge que sur le chemin du retour, lorsque les cuves ne contiennent plus que la quantité de GNL requise pour se maintenir à la température voulue. Le taux dépend, par ailleurs, des conditions atmosphériques, car les forts mouvements de roulis et de tangage communiquent une somme d'énergie plus élevée au GNL. Le boil-off quotidien moyen est de 0,20 à 0,25 % de la cargaison, c'est-à-dire de 25 à 31 tonnes. Le méthane fournit environ 30 % du carburant nécessaire à la propulsion.

2. 1. 2. LE JULES VERNE

Ainsi que nous l'avons vu plus haut, la France a construit elle aussi un méthanier expérimental. Il s'agissait d'un Liberty Ship converti, le Beauvais. Le Jules Verne fut construit plus tard, grâce aux enseignements de cette expérience, par les Ateliers et les Chantiers de la Seine Maritime. Les caractéristiques principales du Jules Verne sont les suivantes :

Longueur hors tout	201 m
Longueur entreperpendiculaire	188,25 m
Largeur	24,7 m
Creux	16,5 m
Tirant d'eau	7,3 m
Vitesse de croisière	17 noeuds
Puissance à cette vitesse	13 000 CV
Puissance maximale	15 000 CV
Capacité des cuves	25 500 m ³
Cargaison maximale	10 500 t

Les cuves du Jules Verne sont conçues différemment de celles des méthaniers britanniques. Elles consistent en cylindres indépendants dont l'axe est vertical. Les cuves sont au nombre de 7 en tout, dont 6 ont un volume de 4 060 m³ chacune tandis que la cuve avant, en raison de la forme du navire, est d'un diamètre plus faible et d'un volume réduit à 1 126 m³.

Les réservoirs sont en acier à 9% de nickel et sont maintenus dans le navire au moyen de membrures tangentielles dont les allongements sont compensés de manière telle que les cuves ne subissent aucune contrainte pendant le refroidissement. Ce système diffère de celui appliqué dans les navires britanniques où les cuves sont tenues en place au moyen de clavettes coulissantes en haut et en bas. Les Français ont adopté ce principe entre autres raisons parce qu'il leur permet de calculer toutes les contraintes que les cuves subiront, ce que la conception

A METHANE CARRIER WITH FREE-STANDING TANKS : THE JULES VERNE

UN METHANIER A CUVES AUTOPORTEUSES : LE JULES VERNE



britannique ne permet pas.

L'isolation sous les réservoirs consiste en blocs de P.V.C. expansé épais d'environ 4,5 cm. Les enveloppes verticales et les extrémités supérieures concaves des cuves sont isolées au moyen d'une couche de 6 cm de P.V.C. expansé appliquée aux cloisons de chaque compartiment, l'espace entre cet isolement et la cuve est comblé de poudre de perlite qu'il est possible de retirer pour faciliter l'inspection de l'extérieur de la cuve.

La barrière secondaire du fond consiste en une plaque de 4 mm d'acier au nickel à 9 % séparée du réservoir par une couche mince de P.V.C. expansé. Sur les parois verticales la barrière consiste en une chemise de coton, polyéthylène et aluminium placée côté froid de la couche isolante de 6 cm indiquée ci-dessus.

Tant que le navire est en service, les réservoirs sont maintenus constamment froids. Pour accélérer au maximum le chargement, il convient de maintenir dans les réservoirs une température uniforme. Si par exemple, le fond du réservoir seul était à la température requise, il serait nécessaire de refroidir les parois et le toit pendant le chargement. Cela entraînerait une certaine ébullition du méthane et la vitesse de chargement dépendrait alors de la vitesse d'évacuation du gaz et de leur refoulement vers les installations à terre. En conséquence, on transporte du méthane dans la petite cuve au cours du voyage de retour; chaque fois que la température d'une des cuves s'élève au-dessus de la valeur admise le méthane est refoulé dans la ou les cuves intéressées jusqu'à ce que la température soit ramenée au niveau voulu. Cette opération s'exécute automatiquement.

Le Jules Verne, comme les méthaniers britanniques, transporte une réserve d'azote liquide qui sert à maintenir l'isolation sous-atmosphère inerte. L'azote sert également à prévenir la création de vide dans les réservoirs pendant le déchargement. Les ingénieurs français ont tourné les difficultés liées à l'existence d'un réservoir extérieur d'azote liquide lié à un dispositif connexe de refroidissement en stockant tout simplement cet azote dans une sphère de 6 m³ placée dans chacun des réservoirs de transport. La pression théorique de ces sphères est de 16,5 bar.

Le Jules Verne consomme également le boil-off dans ses chaudières.

2.1.3. LES NAVIRES EN CONSTRUCTION POUR ESSO LIBYE

Quatre méthaniers à cuves autoporteuses ont été commandés pour le projet ESSO-LIBYE. Trois de ces tankers seront construits en Italie par les chantiers Ansaldo de Gênes-Sestri et le quatrième sera construit en Espagne par Astano à El Ferrol. Les réservoirs en aluminium seront livrés par la Chicago Bridge

Italiana S.P.A. International; les navires ont été projetés par le département "Tankers" d'ESSO-INTERNATIONAL selon une conception nouvelle, et en outre un accord d'assistance technique a été passé entre ESSO et CONCH INTERNATIONAL METHANE Ltd.

Les caractéristiques principales de ces méthaniers sont les suivantes :

Longueur hors tout	206,6 m
Longueur entre perpendiculaires	195,2 m
Largeur	29,3 m
Creux	18,5 m
Tirant d'eau	8,3 m
Vitesse de croisière	18 noeuds
Capacité des cuves	40 000 m ³
Cargaison maximale	16 700 t

La livraison devait avoir lieu fin 1968 ou commencement 1969, mais il semble que des difficultés d'ordre technologique ont quelque peu ralenti les travaux.

2. 2. - NAVIRES A CUVES INTEGREES

De nombreuses expériences ont été menées pour mettre au point la technologie des cuves intégrées; les plus avancées sont les suivantes :

2. 2. 1. - TECHNIQUE TECHNIGAZ

Dans cette conception, telle qu'elle a été appliquée pour la construction du prototype PYTHAGORE, construit par les Ateliers et Chantiers DUCHESNE et BOISSIERE du Havre, la forme de la cuve épouse la coque du navire, de sorte qu'il n'y a pas d'espace perdu. Les membranes sont pourvues d'ondulations horizontales et verticales et construites en acier inoxydable de très faible teneur en carbone du type 18/10 (18 % de chrome et 10 % de nickel), dont le coefficient de dilatation est de $18 \cdot 10^{-6}$. Les ondulations compensent les retraits et les dilations engendrées par les variations de température. Les tôles d'acier inoxydable qui constituent les membranes sont préformées en atelier puis assemblées en place par soudure. Jusqu'à présent, les ondulations ont imposé de faire les soudures à la main. D'autre part, pour obtenir une bonne soudure il convient d'imposer aux tôles préformées des limites de tolérance très étroites, l'épaisseur des membranes n'est en effet que de 1 mm.

L'isolement est constitué de PVC expansé à cellules fermées et d'une densité telle qu'elle lui permette de résister aux pressions statiques du liquide comme à tous les autres efforts en présence. Les membranes sont fixées à la coque au moyen de supports en bois. Afin d'augmenter la rigidité de la surface, l'isolement de chaque couche est recouvert de contreplaqué avant la mise en place des membranes.

Les ondulations de la barrière secondaire font face à l'isolement côté coque et les ondulations de la barrière primaire font face au centre de la cuve. L'épaisseur de l'isolation en klegecell est de 150 mm entre les barrières primaires et secondaires. Une deuxième enveloppe d'isolation en blocs de klegecell de 100 mm d'épaisseur, fixée à la coque, sert de soutien à la barrière secondaire.

Le PYTHAGORE a été mis en service en mai 1964. Les premiers essais ont comporté des chargements répétés des cuves à l'azote liquide.

Ce navire a fait son premier voyage commercial comme méthanier en juillet 1964 de Nantes à Canvey Island. Il est affrété à la CAMEL depuis février 1965 pour transporter l'éthylène nécessaire à l'usine de GNL d'Arzew en Algérie.

Les caractéristiques principales du PYTHAGORE sont les suivantes :

Longueur hors tout	56,50 m
Longueur entre perpendiculaires	52,11 m
Largeur	8,50 m
Creux au pont principal	4,60 m
Tirant d'eau	3,56 m
Vitesse normale (80 %)	11 noeuds
Volume des cuves	600 m ³
Nombre de cuves	2
Tonnage	499 tonnes

2.2.2. TECHNIQUE DE LA CONCH METHANE SERVICES LTD

La CONCH METHANE SERVICES Ltd. a développé un système dans lequel la membrane recouvrant l'intérieur de l'isolement consiste en un certain nombre de tôles d'acier. Ces plaques ont la forme de gouttières profondes dont les bords protubérants sont soudés ensemble de manière à obtenir un joint élastique entre les "gouttières" et à permettre ainsi le retrait et la dilatation de la membrane sans effort excessif. Les "gouttières" ont été fabriquées en deux dimensions différentes, ce qui permet de réaliser une configuration sans chevauchement de soudures.

Une cuve expérimentale a été montée à terre dans un container en acier

similaire à la soute d'un méthanier. La cuve n'a pas été directement montée dans le méthanier pour gagner du temps au poste d'armement. L'isolement intérieur du container a été réalisé de la même manière que sur le methane PROGRESS et le methane PRINCESS. A l'intérieur de la seconde barrière, cependant, on a monté un revêtement de 50 mm de balsa sur lequel a été fixée la membrane.

L'ensemble de la cuve fut placé ensuite dans le cargo FINDO avec les nécessaires instruments de mesure des pressions, des températures, etc. Ce navire, dont le volume de cuve est d'environ 250 m³, a transporté de l'éthylène en 1964 et la cuve s'est comportée de manière très satisfaisante. Après ces voyages d'essai, la cuve a été retirée pour être examinée de manière minutieuse.

2. 2. 3. - TECHNIQUE GAZ TRANSPORT

La solution préconisée par GAZ TRANSPORT et mise au point en collaboration avec Gaz de France consiste à réaliser des membranes sans ondulations en acier INVAR à très haute teneur en nickel.

Cette technique a fait l'objet d'essais intensifs poursuivis sur modèles, d'abord à terre et, en particulier, à la station expérimentale du Gaz de France de Roche Maurice près de Nantes. Une cuve modèle fut ensuite installée, pour essai, sur le "Jules Verne". La cuve était placée sur le pont du navire, à l'extrême avant, là où les effets dynamiques provoqués par le tangage sont maximum. La cuve était remplie d'azote liquide (température - 196° C). Son creux n'étant que de 3 m, la pression de gaz au-dessus du liquide était réglée à une valeur absolue de 1,900 kg. La cuve a été maintenue à bord du "Jules Verne" pendant 10 mois environ (mars 1965 à janvier 1966). Après débarquement, le contrôle de l'étanchéité de la membrane (contrôle effectué sous fréon, avec un Halogen detector) n'a permis de déceler aucune fuite.

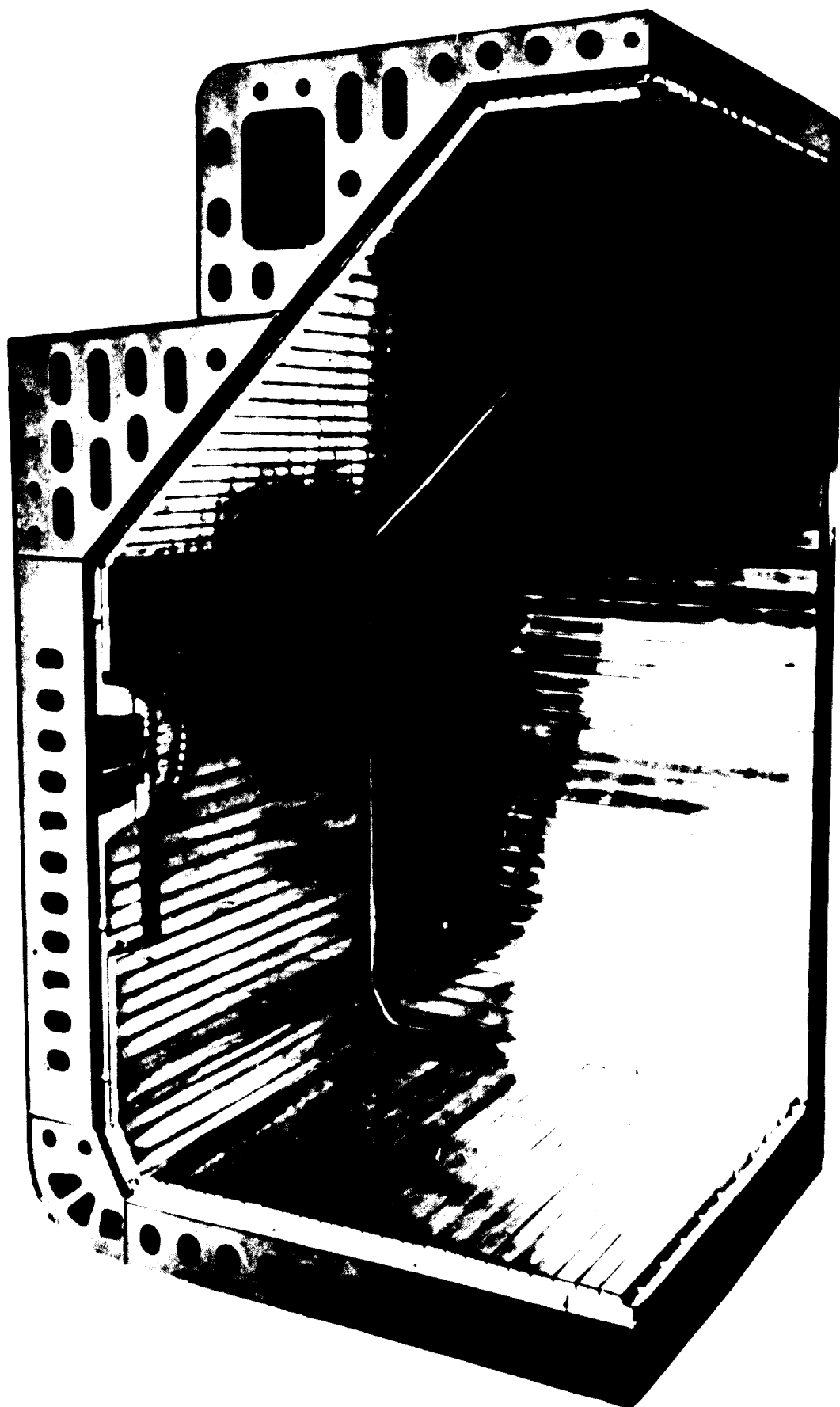
Ensuite, la mise au point de la technologie propre à ce système, a été faite à l'échelle industrielle pour la réalisation des deux opérations suivantes :

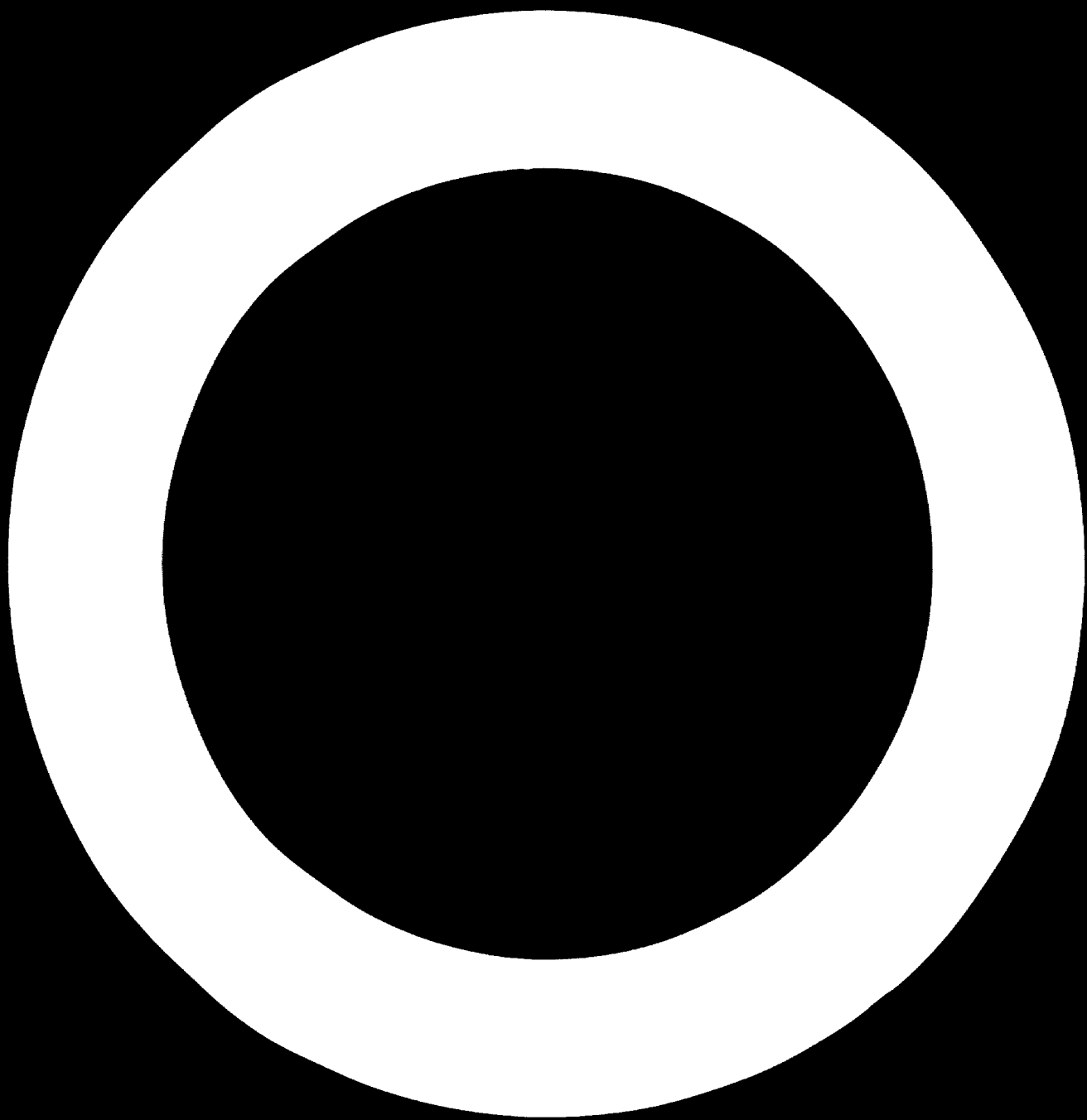
- revêtement intérieur d'un réservoir de GNL de 2 000 m³, construit à Roche Maurice, en béton précontraint, par le Gaz de France,
- construction d'un propanier de 30 000 m³ de capacité (commandé en juillet 1966 à un chantier français avec livraison prévue courant 1968).

La Société KOCKUM, de Malmö en Suède, construit actuellement selon ce système deux méthaniers pour le projet Alaska-Japon. Ces deux méthaniers ont chacun une capacité de 71 500 m³ de GNL. La coque est recouverte d'une chemise isolante de perlite contenue par des boîtes de contreplaqué. Une tôle mince d'acier Invar

MOCK-UP OF AN INTEGRATED TANK - GAZ TRANSPORT PROCESS

MAQUETTE D'UNE CUVE INTEGREE - PROCEDE GAZ TRANSPORT





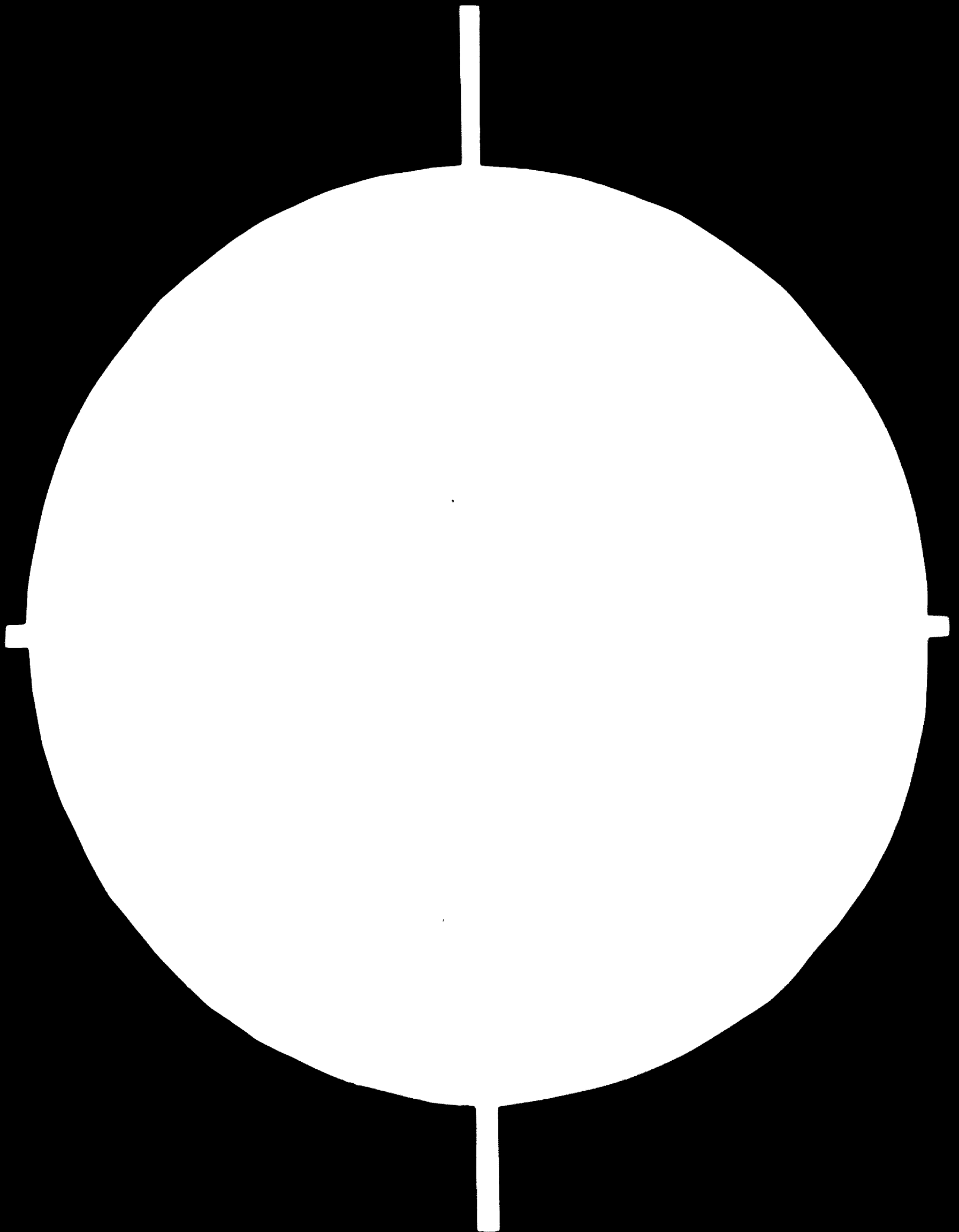
C-582



84.12.12

AD.86.07

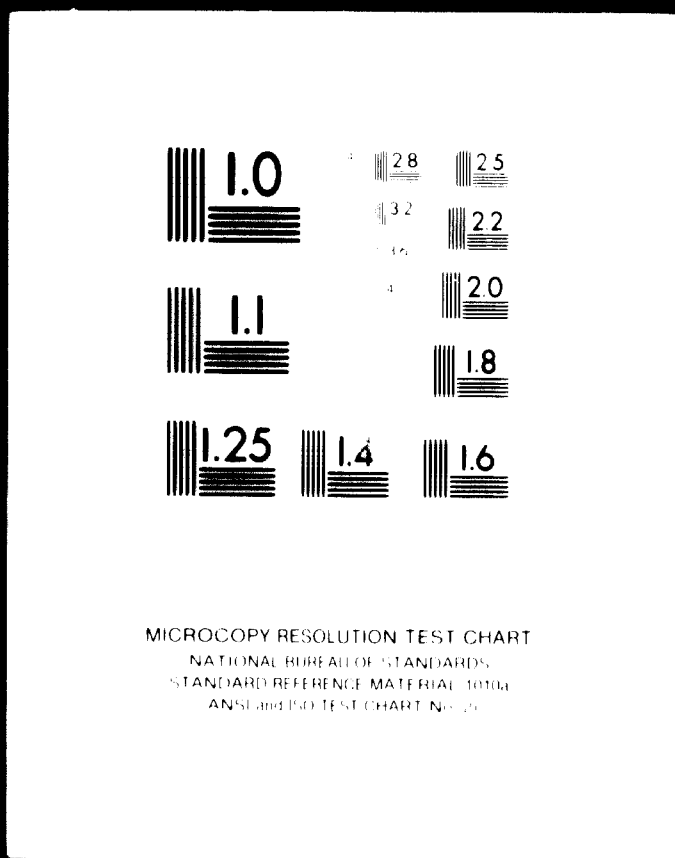
ILL5.5+10



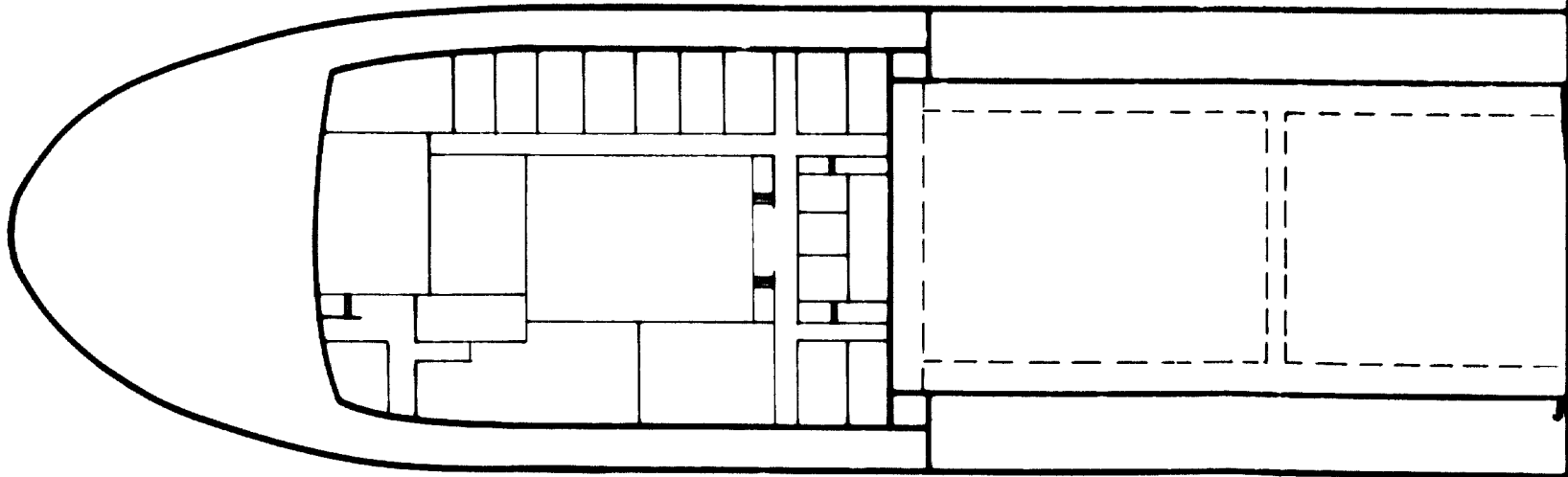
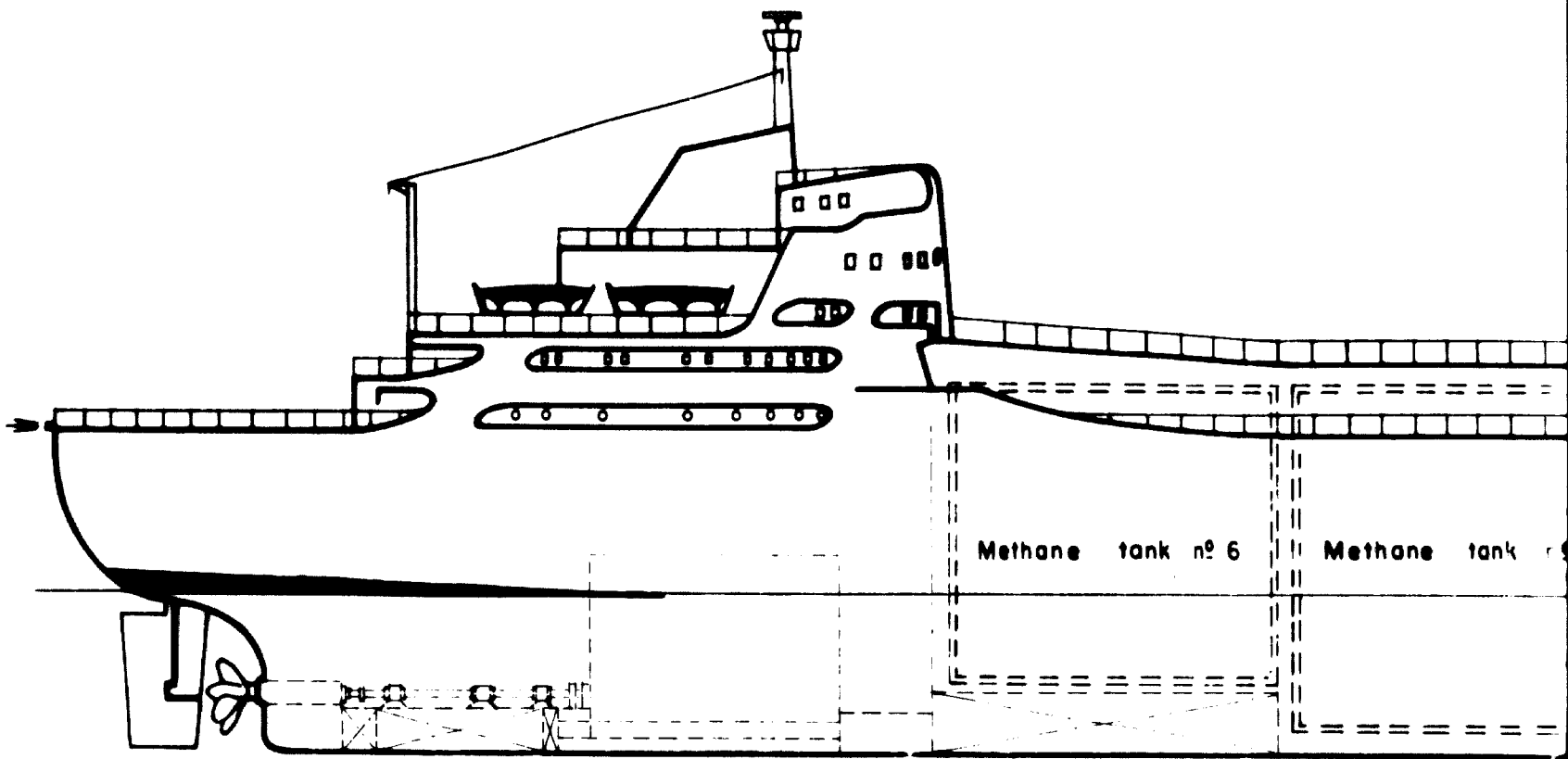
5

OF

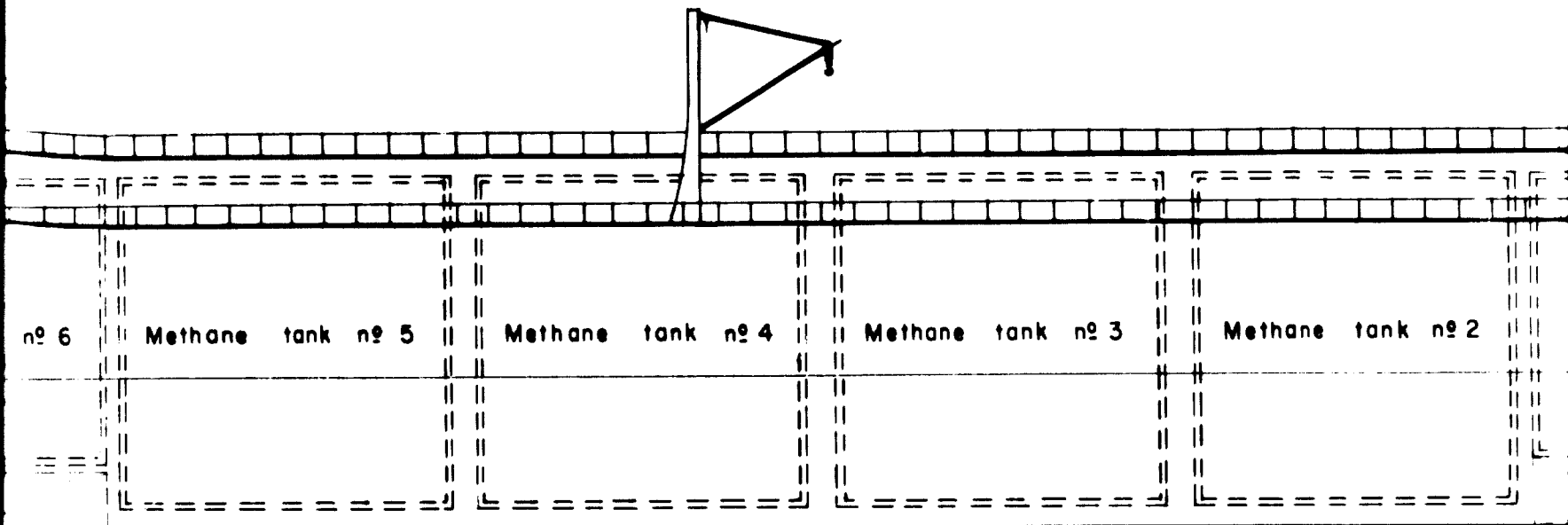
9



24 x F



SECTION 1



INT

GAZ T

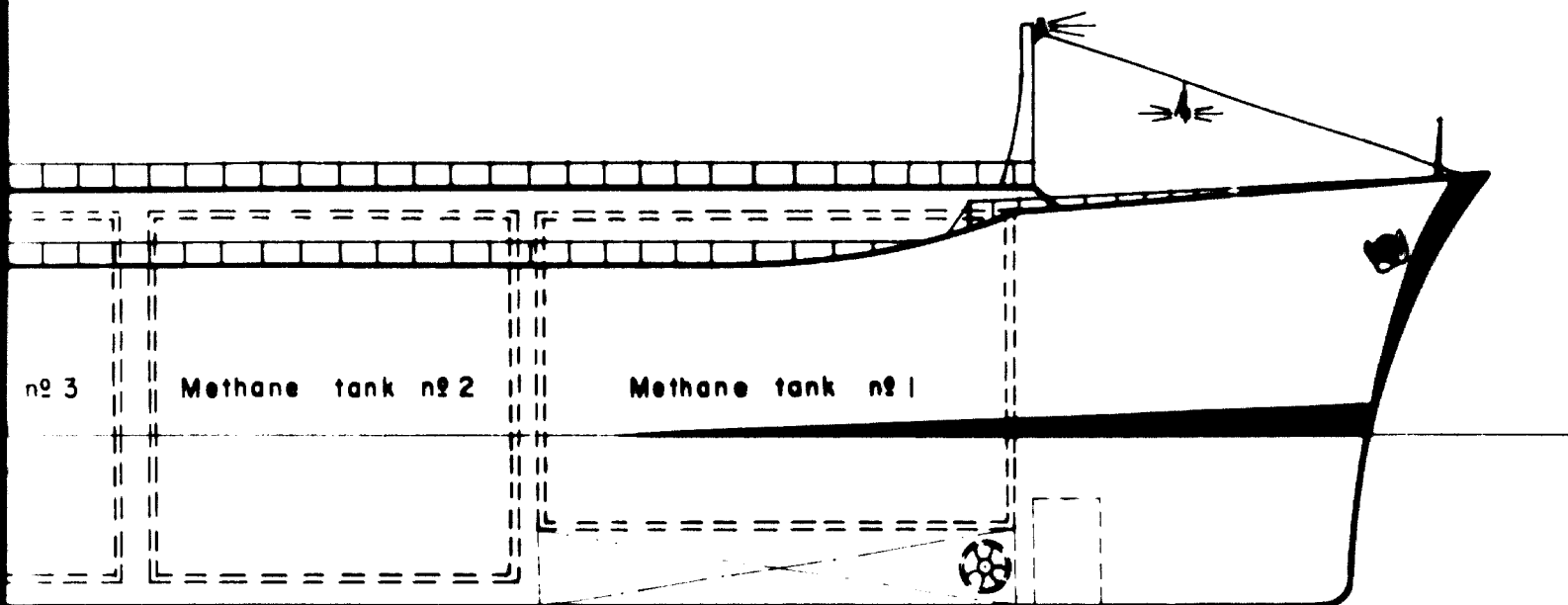
SECTION 2

- Length over all
- Length between
- Dref in normal
- Corresponding de
- Nominal power o

34 000 CU.M. METHANE CARRIER

7

METHANIER DE 34 000 M³

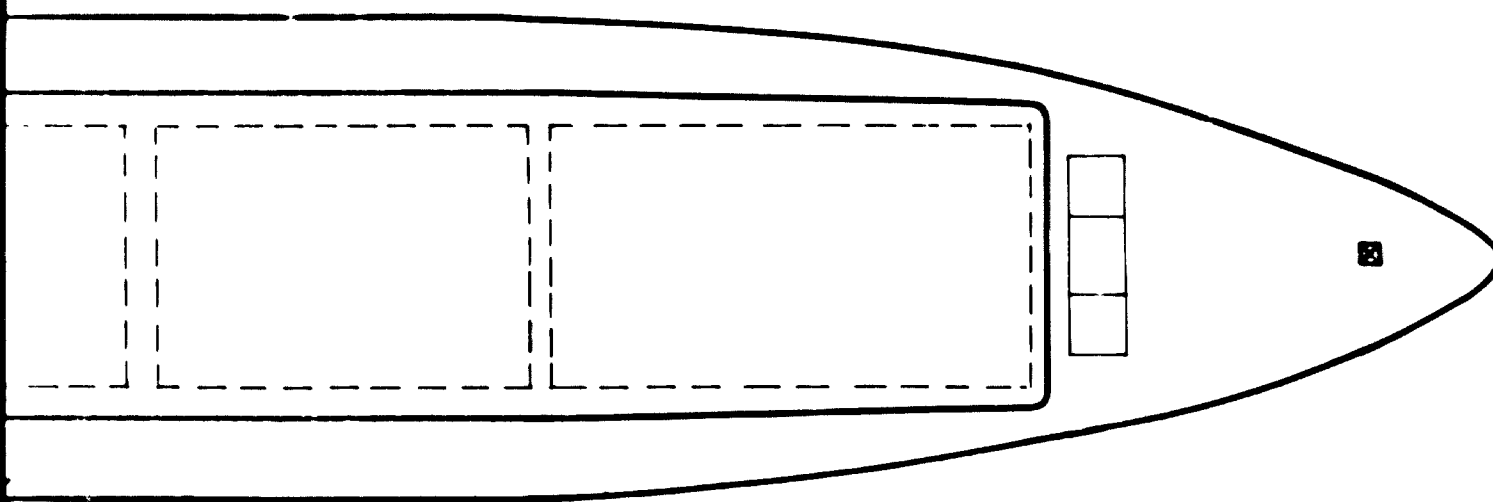


INTEGRATED TANKS

CUVES INTEGREES

GAZ TRANSPORT PROCESS

PROCEDE GAZ TRANSPORT



SECTION 3

- Length over all
- Length between classification perpendiculars
- Draft in normal load condition
- Corresponding deadweight capacity
- Nominal power of propelling engine

<i>Longueur hors tout</i>	201,00 m
<i>Longueur entre perpendiculaires</i>	188,00 m
<i>Tirant d'eau en charge normale</i>	8,45 m
<i>Pert en lourd en charge normale</i>	17.900 metric tons
<i>Puissance nominale de propulsion</i>	15.750 metric SHP

fixée à l'isolant, constitue la paroi des cuves. L'épaisseur de chaque couche isolante peut s'adapter aux besoins, mais est généralement d'environ 200 mm.

Le coefficient de dilatation thermique de l'acier Invar à 36 % de nickel est très faible ($2 \cdot 10^{-6}$), ce qui ne représente que le cinquième environ du coefficient de dilatation de l'acier ordinaire et le neuvième du coefficient de l'acier inoxydable. L'acier Invar est livré en rouleaux de 0,5 m sur 30 m de long. L'épaisseur de l'acier est d'environ 0,5 mm. Les bandes sont soudées automatiquement, ce qui réduit les risques de malfaçons et donc de fuites.

KOCKUM doit livrer les méthaniers vers fin 1969 et le prix de chacun d'eux est de l'ordre de \$ 25 millions.

Les caractéristiques principales de ces méthaniers sont les suivantes :

Longueur hors tout	243,5 m
Longueur entre perpendiculaires	230,0 m
Largeur	34,0 m
Creux	21,2 m
Tirant d'eau	9,5 m
Vitesse (normale)	17,5 noeuds
Puissance (normale 90 %)	18 000 CV
Capacité des cuves	71 500 m ³

2. 2. 4. TECHNIQUE DET NORSKE VERITAS

Le bureau de recherches de DET NORSKE VERITAS a mis au point, en collaboration avec OLIVIND LORENTZEN, de Oslo, Norvège, un nouveau type de méthanier dont les cuves sont en aluminium ondulé. Une cuve d'essai de 4,70 x 4,70 x 2,65 m a été construite d'une tôle extérieure en acier doublée de mousse de polyuréthane sur une épaisseur de 0,08 m. La membrane d'aluminium ondulée de la cuve était maintenue par une structure en bois. La soudure de la membrane d'aluminium s'est avérée être l'opération la plus difficile. Les premiers essais, 5 000 cycles thermiques réalisés avec de l'azote liquide, ont donné des résultats satisfaisants. Il ne serait pas nécessaire d'assurer de pré refroidissement de la cuve. Les essais continuent et, si les résultats sont entièrement satisfaisants, ce système pourrait être adopté pour construire un méthanier de 14 500 tonnes.

2.3. NAVIRES A CUVES SEMI INTEGREES

GAZ DE FRANCE s'est associé avec les Chantiers de l'Atlantique et les Ateliers et Chantiers de Dunkerque et Bordeaux pour la mise au point d'une cuve dite "semi-membrane" de forme parallélépipédique dont les parois planes et lisses sont en acier à 9 % de nickel et ont une épaisseur comprise entre 4 et 8 mm. La contraction des parois provoquée par leur refroidissement est absorbée par les déformations des tôles de raccordement des faces planes. Ces parois sont supportées et maintenues par des poutres longitudinales en bois latté, reposant sur des plots par l'intermédiaire d'un joint glissant. Le calorifuge est constitué par de la perlite en vrac susceptible d'être enlevée pneumatiquement. La barrière secondaire est constituée de façon classique par une membrane métallique très mince reposant sur une épaisseur de quelques centimètres de "klegecell" englobant les plots.

3 AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES DIVERS PROCÉDES

Nous allons essayer de passer en revue les avantages et les inconvénients que présentent les divers procédés au regard d'un certain nombre de problèmes.

3.1. TAUX D UTILISATION DU VOLUME DE LA COQUE

On peut d'abord comparer les deux techniques déjà expérimentées en matière de cuves autoporteuses : celle du Jules Verne et celle du Methane Princess. Pour un tonnage ayant approximativement la même valeur, le Jules Verne transporte 25 500 m³ de GNL contre 27 500 pour le navire anglais. Cette différence est due seulement au fait que les cuves du Jules Verne ont été conçues pour ménager un espace de visite après aspiration de la perlite constituant isolation. Si l'on s'était affranchi de cette sujétion, le Jules Verne aurait pu transporter 2 500 m³ de plus. Ainsi, contrairement à la première impression, la technique des cuves cylindriques présente pratiquement le même taux d'utilisation du volume de la coque que celle des cuves parallélépipédiques. Ceci tient au fait que l'espace perdu sous le pont est remplacé par celui gagné au-dessus du pont; la forme circulaire des ouvertures ménagées dans le pont permet de construire celui-ci de manière suffisamment rigide pour qu'il puisse jouer son rôle, ce qui serait impossible si l'on voulait aussi faire dépasser des cuves parallélépipédiques au-dessus du pont.

En revanche, la comparaison entre les méthaniers à cuve intégrée et les méthaniers à cuves autoporteuses est nettement en faveur de la cuve intégrée pour le taux d'utilisation de la coque. Dans un projet de navire à cuve intégrée de même

taille que le Jules Verne, on a évalué la capacité des cuves à 34 000 m³ contre 25 500 m³ pour le Jules Verne (ou 28 000 m³ pour un bateau analogue sans circulation imposée). Pour cette dimension de navire, on obtient donc environ 25 % de capacité supplémentaire. Il est probable, en outre, que cet avantage augmente avec la taille du navire.

3. 2 RESISTANCE AUX MOUVEMENTS CYCLIQUES DU GNL

Le calcul de résistance des cuves aux pressions cycliques se fait pratiquement en doublant les pressions hydrostatiques. Les conditions imposées sont donc d'autant plus dures à respecter que les cuves sont plus hautes.

Ces conditions ne posent pas de problèmes particuliers pour les cuves autoportées; mais il est selon toute vraisemblance à l'origine des difficultés de mise au point de certains procédés à cuve intégrée réalisés avec des tôles fines ondulées.

Les ondulations des réservoirs en effet doivent être suffisamment souples pour pouvoir s'étirer ou se contracter sous l'effet des contraintes thermiques, mais être aussi suffisamment résistantes pour résister aux pressions hydrostatiques et cycliques. Plus les cuves sont hautes, plus il est nécessaire d'accroître l'épaisseur des ondulations, ce qui est contraire à la souplesse souhaitée. Ce manque de souplesse peut alors avoir pour conséquence d'entraîner la rupture de certaines soudures sous l'effet de la contraction thermique, les ondulations ne s'étirant plus suffisamment.

Les cuves réalisées avec des cuves en tôle Invar non ondulées paraissent être exemptes de ces difficultés.

3. 3. CONSTRUCTION DES CUVES

Les chantiers navals préfèrent en général construire des cuves autoportées, car les problèmes qui se posent sont des problèmes de chaudronnerie classique, mises à part les difficultés de soudure du métal cryogénique (acier à 9 % de nickel ou alliage d'aluminium) utilisé pour les cuves. Des essais radiographiques doivent être effectués sur toute la longueur de ces soudures, les règles de sécurité imposées étant très strictes. On peut tirer le profit maximum de cet avantage du procédé à cuves autoportées si l'on peut construire les cuves en atelier dans de bonnes conditions (atmosphère propre, à l'abri des intempéries). Les cuves sont ensuite chargées dans la coque du navire.

Malheureusement, ce procédé ne peut être appliqué intégralement que pour des navires d'un type voisin de celui du Jules Verne et encore pour des navires d'une capacité maximale voisine de 50 000 m³ (le poids des cuves serait probablement de l'ordre de 400 t pour un tel navire, ce qui est à la limite des moyens de levage des plus gros chantiers navals). Pour des navires du type Methane Princess, on peut souder les cuves par éléments que l'on assemble entre eux à bord.

En revanche, les procédés à cuve intégrée nécessitent une grande quantité de soudures réalisées naturellement in situ et dont il est pratiquement impossible de vérifier la qualité. Aussi, dans toute la mesure du possible convient-il de réaliser automatiquement la plus grande partie possible de ces soudures. De grands efforts ont été effectués pour la mise au point de telles méthodes; elles semblent avoir abouti, mais n'ont pas encore reçu la sanction de l'expérience.

3. 4. - BARRIERE SECONDAIRE

L'existence de barrières secondaires (dont la suppression n'est pas encore envisagée par les sociétés de classification) est responsable de difficultés technologiques assez ardues à résoudre :

- les cuves autoporteuses doivent être ancrées à la coque, les attaches traversant alors la barrière secondaire,
- les cuves intégrées doivent également être ancrées pour éviter la rupture des barrières sous l'effet d'une dépression due à une fausse manoeuvre ou aux mouvements du méthane liquide. Les ancrages doivent également traverser la barrière secondaire, ce qui pose des problèmes technologiques difficiles dus à la minceur de ces barrières.

3. 5. RESISTANCE DES CUVES AUX CONTRAINTES THERMIQUES ET AUTRES

En ce qui concerne les cuves autoporteuses, les contraintes thermiques peuvent être calculées; les cuves ne reçoivent que peu de contraintes liées à la flexion de la coque du navire et ces efforts sont transmis en des points bien déterminés.

En revanche, dans les navires à cuves intégrées, la membrane doit être capable de compenser les mouvements de retrait et de dilatation thermique aussi bien que la flexion et les variations de pression qui résultent des mouvements du navire. Si l'on utilise une membrane en acier inoxydable, ces deux considérations sont importantes; si l'on utilise des matériaux de coefficient de dilatation très faible genre Invar, la seconde de ces considérations est la plus importante des deux.

Cette membrane est d'ailleurs plus fragile aux chocs et détériorations de tous ordres en service et aussi au cours des inspections annuelles. D'autre part, le calcul des contraintes dans les conceptions proposées jusqu'à présent sont très difficiles. C'est pour cette raison que les réservoirs à membrane sont plus exposés à des concentrations imprévisibles de contraintes qui pourraient entraîner en service des ruptures locales.

3.6. SECURITE DU TRANSPORT

Elle ne peut guère être évaluée pour le procédé à cuves intégrées, aucun navire de grandes dimensions de ce type n'ayant encore été utilisé.

En ce qui concerne le procédé à cuves autoporteuses, notre préférence va aux navires du type Jules Verne, à cuves cylindriques.

Ces cuves peuvent en effet être retirées et réparées à terre, ce qui n'est pas possible pour les bateaux à cuves parallélépipédiques puisqu'il faut démolir leur pont pour enlever les cuves. En cas d'avarie à l'une des cuves, on pourra donc retirer celle-ci pour la réparer et maintenir néanmoins les rotations du navire.

D'autre part, en cas de panne du système de pompage, les cuves peuvent être vidées sous pression (900 g de pression excédentaire). Cette opération n'est pas possible lorsque les cuves présentent des arêtes et des angles, ces points pouvant être le siège de concentrations de contraintes.

3.7. COUT DES NAVIRES

L'avantage du procédé à cuve intégrée provient essentiellement des économies faites sur les cuves. Le Jules Verne a nécessité 1 300 tonnes d'acier cryogénique à 9 % de nickel, ce qui correspond à un coût total de 1,1 million de dollars.

Un navire de même taille, construit selon la technique GAZ TRANSPORT, avec des cuves intégrées, aurait demandé l'utilisation de 220 tonnes d'Invar, soit au total 660 000 \$.

Dans ce cas particulier, le rapport des poids de métal nécessaire est d'environ 6 à 1, alors que le rapport des prix est d'environ 1,7 à 1. Cet avantage augmente assez rapidement avec la taille du navire, mais il est réduit par le coût plus élevé de la coque par rapport au procédé à cuves autoporteuses.

Les coques des méthaniers sont en général plus coûteuses et plus fragiles que celles des pétroliers car les ancrages de cuve introduisent sur la coque des efforts ponctuels très importants. Cet inconvénient est plus particulièrement marqué pour les navires à cuve intégrée, car dans ce procédé la coque est porteuse, et doit être très rigide pour éviter la transmission d'efforts de flexion dans les

membranes. Les méthaniers de 71 000 m³ commandés pour le transport de gaz entre l'Alaska et le Japon (35 000 tonnes de port en lourd) sont munis d'une coque équivalente à celle d'un pétrolier d'environ 70 000 tonnes de port en lourd.

Globalement, on peut penser que la différence de prix s'établit en faveur du procédé intégré, aux environs de 10 % pour les faibles capacités (25 000 m³) et de 20 % pour les grosses capacités (70 000 m³). Ces écarts sont assez faibles si on les rapporte aux espoirs placés à l'origine dans les procédés à cuve intégrée. Pour l'avenir, on peut également se demander si les exigences des sociétés de classification en matière de barrière secondaire n'iront pas en s'adoucissant pour les navires à cuves autoporteuses tout en restant, au moins pour un temps, constantes pour les navires à cuve intégrée.

3. 8. DUREE DE CONSTRUCTION ET VIE TECHNIQUE

Il ne semble pas qu'il doive y avoir de différence significative dans les durées de construction afférentes aux deux procédés.

Le Jules Verne a été commandé le 1er septembre 1962 et livré à la fin de février 1965 (soit 30 mois). Le temps de construction des méthaniers de la Conch a été également de 30 mois.

Les méthaniers commandés par Phillips aux chantiers Kochkum doivent être construits en 27 mois, mais cela paraît bien court.

Il est pratiquement impossible, à l'heure actuelle, de dire ce que sera la vie technique des méthaniers en service ou en construction. Comme beaucoup d'autres, nous l'avons prise égale à 15 ans dans nos calculs en prenant en compte un budget de réparations annuelles ou de reclassification assez élevé.

3. 9. CONCLUSION GENERALE SUR LES METHANIERES

Nous aurions tendance à penser, au vu de toutes les considérations qui précèdent, que :

- Pour des méthaniers de capacité inférieure à 50 000 m³, et compte tenu des faibles écarts relatifs de coût actuellement démontrés, il serait probablement raisonnable de s'en tenir dans l'immédiat à des navires à cuves autoporteuses; dans ce cas, nous préfererions un système type Jules Verne, amélioré à la lumière de l'expérience, en raison notamment de la facilité d'enlèvement des cuves.

- Pour des méthaniers de capacité supérieure, que les techniques à cuves autoporteuses permettent difficilement d'atteindre, il est encore bien difficile de se prononcer tant que les navires qui effectueront le trajet Alaska-Japon n'auront pas été expérimentés.
- La poursuite des recherches technologiques permettra vraisemblablement d'obtenir quelques abaissements de coût, mais il serait probablement vain d'en attendre des réductions spectaculaires.

4 DONNEES CHIFFREES RELATIVES AU TRANSPORT MARITIME DU G N L

Il n'existe actuellement dans le monde que trois méthaniers en fonctionnement, sur les lignes Arzew - Le Havre et Arzew - Canvey Island. Les projets concernant la Libye et l'Alaska, en cours de réalisation ou d'études, ne sont pas encore à un point de maturité tel que l'on puisse en obtenir des données de coût très précises. Certaines études néanmoins ont été faites, qui permettent de penser que les chiffres avancés ci-dessous sont valables avec une marge de précision suffisante.

4. 1. COÛTS D'INVESTISSEMENT

4. 1. 1. CONSIDERATIONS GENERALES

Les coûts d'investissement varient en fonction de la vitesse, de la standardisation du navire et des subventions accordées au chantier. Les exigences des sociétés de classification varient de l'une à l'autre et cela a une influence inévitable sur le coût du navire il semble par exemple que l'approbation des US. Coasts Guards puisse entraîner une augmentation de quelques pour cent de ces coûts. Des dispositions d'origine réglementaire des nations intéressées peuvent aussi accroître les prix. Enfin, une plus grande vitesse demande une plus grande puissance sur l'arbre, donc impose des charges supplémentaires.

Les coûts d'investissement dépendent également du procédé technique utilisé. Il convient d'ailleurs en ce domaine de faire preuve de prudence, car les économies que peut entraîner tel ou tel procédé sont largement tributaires des caractéristiques de chaque navire, et en particulier de la capacité des cuves.

4. 1. 2. COÛTS DE CONSTRUCTION CONNUS

Dans le cas du Methane Princess et du Methane Progress, le coût total de chaque

navire a été de 13,3 millions de dollars, compte tenu de l'engineering de la supervision de la construction, des essais, des intérêts intercalaires, aussi bien que des matériels spéciaux, tels que les pompes à GNL, les compresseurs et le balsa pour isolation. Le Jules Verne a été construit pour la somme brute de 11 millions \$, ce qui correspond sensiblement au prix des méthaniers anglais, compte tenu des frais annexes.

Les bateaux commandés par Esso Libye pour l'alimentation de l'Espagne et de l'Italie, ont été estimés en première approximation à 20 millions \$ l'unité (pour une capacité de 42 000 m³). Ce chiffre, qui sera vraisemblablement rajusté en hausse, ne peut probablement pas être considéré comme significatif, étant donné que la mise au point de la technique de construction particulière à ces méthaniers semble s'avérer assez difficile.

Enfin, les deux méthaniers à cuve intégrée de 71 000 m³ commandés aux chantiers Kockum pour l'alimentation du Japon à partir de l'Alaska sont estimés à 25 millions \$. Il faut noter que ce prix correspond à une commande ferme, et qu'on peut donc lui accorder une certaine confiance.

En définitive, la combinaison des données existantes et des études engagées permet d'arriver aux conclusions suivantes :

4. 1. 3. COUTS PRIS EN COMPTE DANS LES CALCULS ECONOMIQUES

Le coût de construction des méthaniers augmente moins vite que la capacité des cuves, suivant une loi qui peut être exprimée par la formule :

$$I = 36 \times \sqrt{M} - 5,5 \times M - 30$$

I étant l'investissement total en millions \$
M étant la capacité des cuves (unité : 10 000 m³).

Cette loi, valable pour des capacités comprises entre 20 000 et 60 000 m³, correspond aux méthaniers à cuves autoporteuses. L'investissement total I comprend, outre le coût de construction, le coût de premier armement du navire considéré comme indépendant de la taille des cuves et estimé à 500 000 \$, et le coût des intérêts intercalaires pendant la construction, calculé pour un taux de 8 % et avec l'échéancier de dépenses suivant :

Opération	Temps (mois)	Pourcentage de paiement
. Commande	0	10 %
. Approvisionnement à 75 % des tôles et grosses pièces	+ 6	20 %
. Mise en forme sur cale	+ 12	20 %
. Embarquement chaudières et machines principales	+ 24	25 %
. Livraison	+ 30	15 %
. Après essais	+ 35	10 %

L'investissement total 1 est représenté en fonction de la capacité des cuves de navire sur la figure 8.

4. 1. 4. INCIDENCE DE LA VITESSE SUR LES COÛTS D'INVESTISSEMENT

Le coût de construction d'un navire, pour un procédé donné et pour une capacité des cuves donnée varie naturellement avec la vitesse demandée. La loi fournie ci-dessus correspond à une vitesse de service de 17 noeuds. On considère en général que, à taille égale, la puissance nécessaire varie comme le cube de la vitesse demandée.

La figure 9 montre comment la puissance demandée varie avec la vitesse pour différentes capacités de navires. Les courbes données ne sont évidemment valables que sous certaines conditions et correspondent à certains paramètres, par exemple les proportions relatives des principales dimensions du navire, le Block Coefficient. La vitesse, la puissance installée sont toutes deux des maxima et donc, une certaine réduction de l'ordre de 10 % doit être apportée sur la vitesse maximale pour obtenir la vitesse de service. Les calculs d'accroissement du coût d'investissement avec la vitesse ont été faits en considérant que le coût de la puissance installée s'élevait à 100 \$/CV.

4. 2. COÛTS DE FONCTIONNEMENT

4. 2. 1. - GENERALITES

Les coûts annuels de fonctionnement d'une flotte de méthaniers peuvent être décomposés en trois séries de dépenses :

- Les dépenses annuelles fixes qui comprennent l'entretien, l'assurance, le personnel et l'administration générale.
- Les dépenses par voyage qui comprennent essentiellement les droits de port et l'énergie consommée au port.
- Les dépenses par jour de mer qui sont relatives à l'énergie de propulsion du navire.

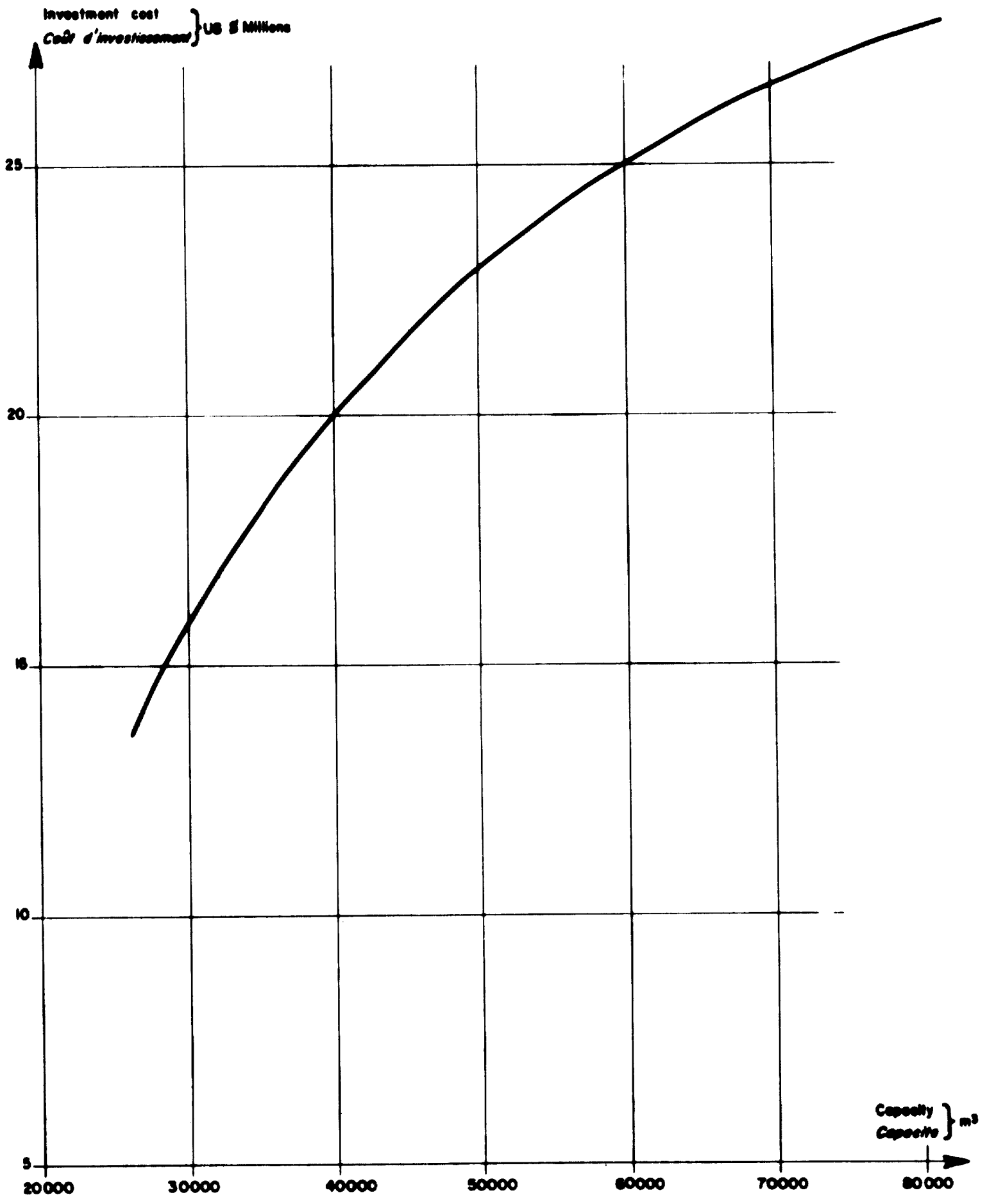
4. 2. 2. - DEPENSES ANNUELLES

Entretien

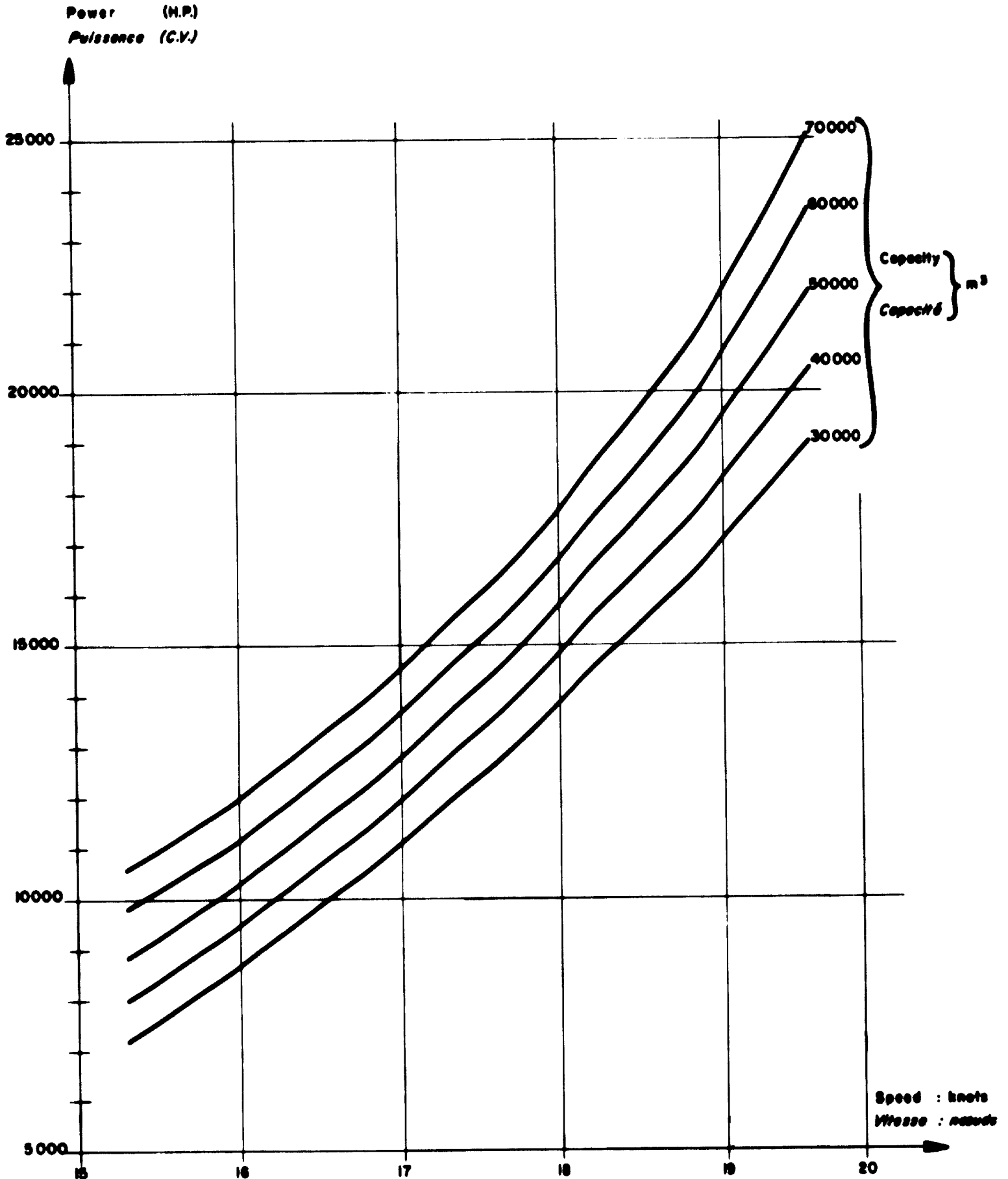
Les méthaniers sont des navires desquels on ne possède encore que peu d'expérience. Si l'entretien de ces navires ne pose pas de problèmes de corrosion analogues à ceux qui se posent dans le cas des pétroliers, en revanche la coque et les citernes sont soumises à des efforts et des contraintes assez élevés qui nécessitent une surveillance soignée des structures. Les armateurs considèrent qu'il est nécessaire de prévoir une réserve annuelle pour entretien de 360 000 \$ pour un méthanier de 40 000 m³. Ce chiffre correspond à environ 3 % du coût d'investissement, en dépit de la valeur élevée des navires méthaniers. Ce pourcentage doit être comparé avec le pourcentage généralement utilisé pour les pétroliers, qui est égal à 1 %.

Cette valeur élevée de l'entretien peut sans doute vraisemblablement s'expliquer par la longueur de l'amortissement technique prévu. Une durée de vie de quinze ans doit aujourd'hui être considérée comme aléatoire étant donné que les premiers méthaniers ne sont entrés en service qu'en 1965. Les méthaniers doivent être reclassifiés tous les quatre ans. On considère en pratique que le taux d'entretien, égal à 2 % la première année, doit être pris égal à 3 % les années normales et à 4 % tous les quatre ans. La valeur finale que nous avons retenue pour le calcul des coûts de transport est de : 3,25 %.

INVESTMENT COST OF LNG TANKERS FOR DIFFERENT CAPACITIES COUT D'INVESTISSEMENT DES METHANERS POUR DIFFERENTES CAPACITES



POWER REQUIREMENTS AT DIFFERENT SPEEDS AND DIFFERENT TANKER SIZES
PUISSANCE REQUISE SELON LA VITESSE ET LA TAILLE DES METHANERS



A s s u r a n c e s

Le taux d'assurance du Jules Verne est de 0,95% par an de l'investissement, taux analogue à ceux utilisés pour les pétroliers. Néanmoins, le coût de construction des méthaniers, à capacité équivalente, étant plus élevé que le coût de construction des pétroliers, l'application du même taux correspond en fait à la couverture d'un risque plus important pour les méthaniers. Pour le calcul nous avons retenu le taux de 1,25 %, légèrement plus élevé.

P e r s o n n e l e t a d m i n i s t r a t i o n

Le Jules Verne comporte 41 hommes d'équipage. Les méthaniers de 71 000 m3 destinés à faire le trajet entre l'Alaska et le Japon doivent emporter 35 hommes seulement car ils voyageront sous un pavillon "de complaisance". En moyenne, on peut admettre pour le calcul que le coût du personnel ne varie pas avec la taille du navire. Compte tenu des augmentations prévisibles de salaire, on peut estimer que le coût annuel du personnel est de 350 000 \$ par bateau.

Le coût de l'administration générale est variable selon le nombre de bateaux. Pour nos calculs, nous avons fixé pour cette dépense une valeur forfaitaire de 50 000 \$ par an et par bateau, indépendante de la taille du bateau.

4. 2. 3. D E P E N S E S P A R V O Y A G E

Si l'on se réfère à l'ouvrage PORTS IN THE WORLD, les frais de port pour un méthanier de 30 000 m3 s'élèveraient à 4 100 \$ à Marseille; cependant que ce montant s'élèverait à 5 300 \$ pour un 40 000 m3 et 5 900 \$ pour un 50 000 m3. Les coûts correspondants en Algérie semblent être de l'ordre de 5 200 \$ pour un méthanier de 30 000 m3, 6 600 \$ pour un 40 000 m3 et 7 400 \$ pour un 50 000 m3.

Une étude plus précise a montré que les droits de port comportaient un prix proportionnel au nombre de voyages qui s'élevait à :

3 000 \$ par voyage pour une capacité de 35 000 m3	} à Arzew
4 300 \$ par voyage pour une capacité de 55 000 m3	
3 100 \$ par voyage pour une capacité de 35 000 m3	} à Fos
4 600 \$ par voyage pour une capacité de 55 000 m3	

et un prix proportionnel au tonnage et au nombre de voyages qui s'élève à 0,20 \$ par tonne à Arzew et de 0.12 \$ à Fos.

On a obtenu à partir de ces valeurs une loi permettant de calculer dans chaque cas de figure les droits de ports correspondants. Il faut remarquer toutefois que la plus grande incertitude règne en ce domaine, les ports restant maîtres de fixer leurs droits à leur guise et de les modifier pour équilibrer leur compte d'exploitation.

En ce qui concerne l'énergie consommée au port pour le fonctionnement des pompes, il importe de noter que seul le chargement des navires se fait par des moyens extérieurs. L'énergie ainsi consommée est extrêmement faible et a pu être négligée, l'ordre de grandeur de la dépense correspondante étant bien inférieur à la précision des calculs.

4. 2. 4. - DEPENSES PAR JOUR DE MER

Le taux d'évaporation dépend des conditions ambiantes et du niveau d'isolation. Plus l'isolation est efficace, plus elle prend d'espace, donc plus elle réduit la capacité des citernes. C'est pourquoi, il n'est pas économique de réduire le boil off au-delà d'un certain degré. Sur les tankers de GPL, il est normal de reliquéfier le boil-off, mais il est évident que dans le cas des méthaniers, ceci ne présenterait aucun intérêt économique.

Comme le boil-off peut être utilisé à titre de source d'énergie dans la machinerie du navire, son taux qui influe sur le coût de construction devra être déterminé par un calcul économique dans lequel entreront en ligne de compte, le coût de construction du navire, la capacité des citernes, le coût de soutes au port fréquenté par le navire, etc... Il semble que le coût d'installation supplémentaire nécessaire pour utiliser le boil-off comme combustible dans les chaudières du navire à turbines soit de l'ordre de 200 000 \$.

Le niveau économique du boil-off dépend également du rapport des prix respectifs du carburant liquide et du gaz tel qu'il est fourni à la sortie de l'usine de liquéfaction. On peut avoir intérêt, dans certains cas, à diminuer par une isolation plus forte le taux journalier d'évaporation afin d'utiliser pour les chaudières un carburant liquide de coût moins élevé. Le Jules Verne en particulier a été conçu, pour cette raison, avec un taux journalier d'évaporation de 0,15 % seulement.

Au cas où c'est le gaz évaporé qui est utilisé comme carburant principal, il suffit en général de consommer dans les chaudières 10 % des besoins sous forme de carburant liquide. Dans les calculs que nous avons effectués, le coût de l'énergie de propulsion a été pris en compte indirectement par un léger surdimensionnement des bateaux et de l'usine de liquéfaction destiné à compenser les pertes de gaz pendant le transport.

5 INFLUENCE DES DIVERS PARAMETRES SUR LA SECURITE ET LE COUT DU TRANSPORT

5.1. METHODES D'APPROCHE

Le choix de la taille et de la capacité des méthaniers nécessaires pour assurer le transport du GNL est un problème difficile qui doit être résolu en prenant comme critère les conditions financières et en faisant intervenir des impératifs de sécurité; la solution retenue doit, en effet, permettre d'assurer un transport aussi régulier que possible, au coût le moins élevé possible, ces deux impératifs étant inévitablement quelque peu contradictoires.

On peut, dans une première approche, et sans se préoccuper de la sécurité, rechercher la capacité minimale nécessaire pour assurer le transport. La recherche d'une meilleure régularité du transport doit ensuite être faite en considérant que les navires ne constituent qu'un maillon dans l'ensemble de la chaîne de transport constituée par le gazoduc d'aménée à la côte, l'usine de liquéfaction, l'usine de regazéification et les stockages; nous aborderons ce second aspect du problème sous le titre E ci-après.

5.2. - CALCUL DE LA CAPACITE NOMINALE

Nos calculs ont été menés en supposant que différents ports européens devaient être alimentés à partir d'une unique usine de liquéfaction et font intervenir, pour déterminer la capacité minimale nécessaire au transport, la notion de capacité nominale. Nous avons appelé capacité nominale spécifique afférente à un trajet donné la capacité des cuves d'un navire unique et fictif, nécessaire et suffisant, pour livrer un milliard de m³ de gaz par an au port considéré. Cette capacité nominale dépend des facteurs suivants :

- . longueur du trajet maritime et vitesse du navire,
- . durée du chargement et du déchargement, et plus généralement, du temps passé au port par un navire au cours d'une rotation complète.

(Ces paramètres conditionnent la durée d'une rotation, et donc le nombre annuel de rotations possibles sur l'itinéraire considéré).

- . taux journalier d'évaporation,
- . coefficient de remplissage des cuves en relation avec les impératifs de sécurité.

(Ces deux paramètres définissent le rapport de la capacité pratique d'un bateau à sa capacité théorique).

Pour ne pas compliquer inutilement cette première phase, le calcul de la capacité nominale spécifique a été fait en supposant que la vitesse des navires, le temps passé au port, le coefficient de remplissage et le taux journalier d'évaporation étaient indépendants de la taille des cuves du navire, ce qui est très proche de la réalité. Moyennant ces hypothèses, il apparaît que la capacité nominale spécifique sur un itinéraire ne dépend que de la distance maritime entre les deux ports.

Le calcul a été mené pour une vitesse de 17 noeuds, une durée du temps passé au port égale à 40 heures par rotation complète, un coefficient de remplissage des cuves de 98 % (imposé par les sociétés de classification), un taux d'évaporation journalier de 0,3 % (bien que ce taux défavorise très légèrement les grosses capacités), et en supposant que le navire gardait dans ses cuves pour le voyage de retour une quantité de GNL égale au double de la quantité évaporée pendant le voyage en mer.

Nous avons enfin pu obtenir, à partir des capacités nominales spécifiques et des quantités livrées dans chaque port, une capacité nominale globale pour chaque hypothèse de livraison égale à $\sum Q_i C_i$, Q_i désignant la quantité livrée au port i et C_i la capacité nominale spécifique correspondant à l'itinéraire desservant le port i .

Le problème reste alors de répartir cette capacité nominale globale en un certain nombre d'unités de taille raisonnable.

5.3. TAILLE DES NAVIRES

Le calcul du coût de transport a été exécuté, pour diverses hypothèses de livraison et pour plusieurs tailles de navire. On a obtenu dans chaque cas une dépense annuelle globale qui comprenait :

- . la charge annuelle d'investissement des méthaniers,
- . les frais de fonctionnement annuels, qui varient avec la taille des bateaux,
- . les charges annuelles d'investissement et de fonctionnement des stockages au port d'embarquement et au port de débarquement, le volume de ces stockages étant calculé en fonction de la taille des navires selon des règles exposées par ailleurs,
- . les charges annuelles d'investissement portuaire, en tenant compte de ce que le nombre de postes à quai nécessaires augmentait avec le nombre de touchées, selon la règle suivante :

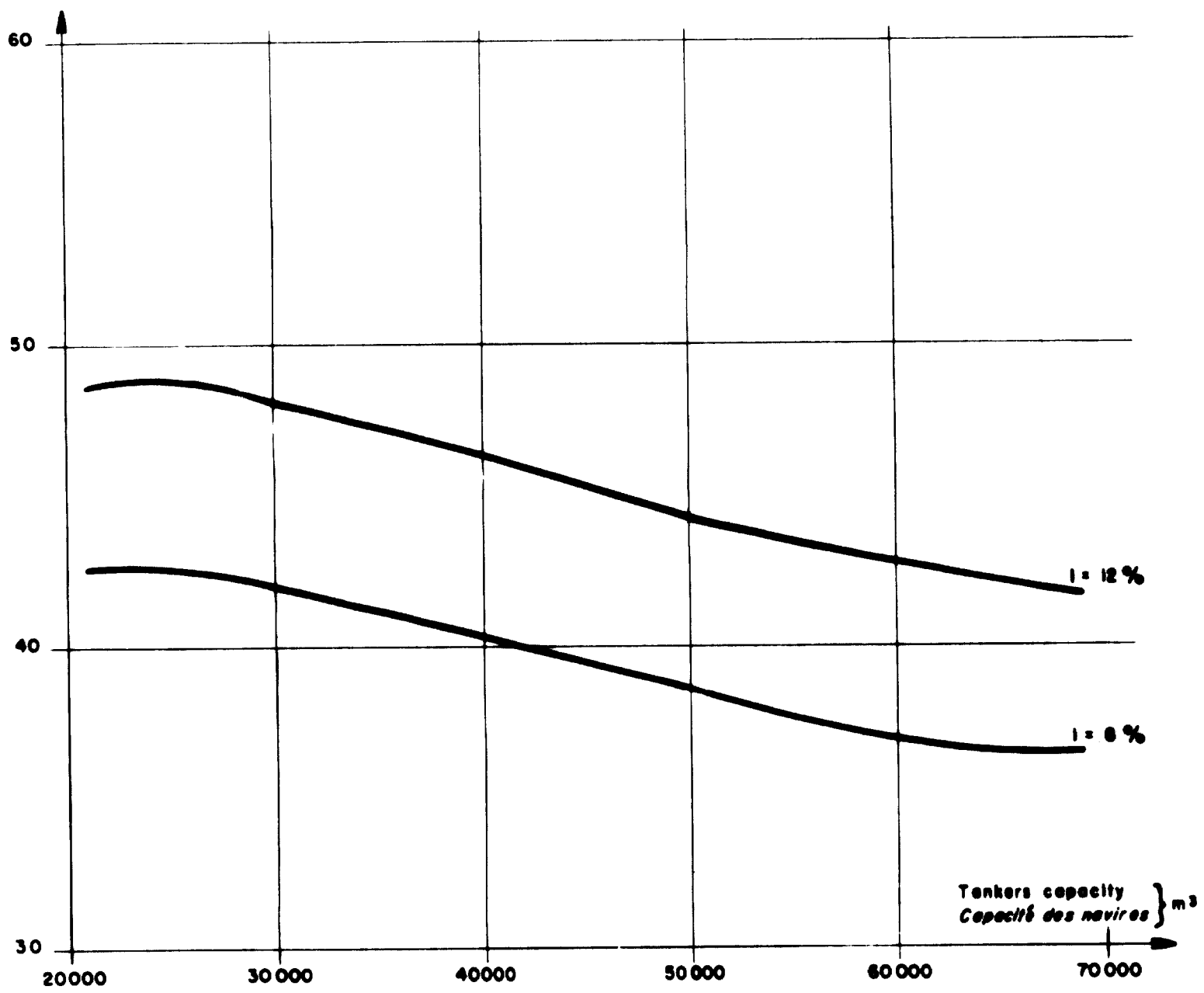
En dessous de 220 journées de navire au port par an : 2 postes à quai
Entre 220 j. et 440 jours de navire au port par an : 3 postes à quai
Entre 440 j. et 660 jours de navire au port par an : 4 postes à quai
etc...

EFFECT OF SHIP SIZE UPON THE COST OF TRANSPORTATION BY TANKER

INFLUENCE DE LA TAILLE DES NAVIRES SUR LE COUT DU TRANSPORT PAR METHANERS

Delivery assumption {
 Hypothèse de livraison {
 Barcelona : $1,8 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$
 Fas : $7 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$
 La Spezia : $2,2 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$
 Keper : $1,8 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$

Annual transportation cost (tankers + storage + ports) } US \$ Millions
 Coût annuel de transport (méthaniers + stockage + ports) }



Le graphique n° 10 montre que s'il existe un optimum, celui-ci doit se situer dans une zone de capacités très élevées et probablement non compatibles avec les distances et les débits prévisibles en Méditerranée. En revanche lorsque la taille du navire augmente, le coût de transport diminue régulièrement mais faiblement malgré la légère croissance du volume de stockage. Il nous apparaît donc nettement que l'arbitrage entre la taille et le nombre des unités choisies peut se fonder sur d'autres critères que les éléments de coût, la préférence étant toutefois donnée, à sécurité comparable aux plus grosses unités. L'un de ces critères peut être par exemple la simplicité d'exploitation; on peut essayer alors, dans la mesure du possible, d'affecter chaque méthanier à un port de livraison déterminé, et d'éviter de combiner les rotations d'un même navire entre différents points de livraison. Ceci conduirait à utiliser des méthaniers de tailles ou de vitesses différentes, une étude approfondie devant alors être faite au niveau de chaque cas particulier.

On peut aussi prendre en considération l'opinion selon laquelle il est souhaitable de construire un nombre de bateaux proportionnel au nombre de lignes de liquéfaction de l'usine. Cette règle, qui est parfois très critiquée conduirait peut-être à une plus grande simplicité d'exploitation, par affectation de chaque bateau à une ligne déterminée de l'usine. Cela n'est d'ailleurs pas incompatible avec l'idée d'affecter les bateaux à des trajets précis. Un tel mode de fonctionnement est appliqué par la CAMEL (trois lignes et trois bateaux, dont deux pour l'Angleterre et un pour la France) et semble également devoir être adopté pour les livraisons de gaz libyen. (4 lignes de liquéfaction, 1 bateau pour l'Espagne et 3 bateaux pour l'Italie).

Au niveau de notre calcul approché des coûts de transport, et étant donné le grand nombre d'hypothèses de livraison, que nous devons considérer, il nous est apparu inutile d'étudier dans chaque cas particulier, le dimensionnement exact de chaque navire de la flotte. Il a donc été supposé pour ce calcul que tous les bateaux auraient la même capacité et la même vitesse et qu'ils pouvaient alterner leurs rotations entre les différents points de livraison. La taille commune des méthaniers a été obtenue par la règle simple suivante. Nous avons admis d'abord qu'il n'était pas souhaitable d'assurer les livraisons avec un seul méthanier même si la capacité nominale globale était faible. Cette règle valant jusqu'à une capacité nominale globale de 90 000 m³, la taille unitaire des méthaniers croissant régulièrement jusqu'à 45 000 m³ :

- De 90 000 à 165 000 m³ de capacité nominale globale nous avons admis que la flotte comprendrait 3 méthaniers dont la capacité unitaire croîtrait ainsi régulièrement de 30 000 à 55 000 m³.
- Au-delà de 165 000 m³ nous avons admis que la flotte serait constituée de navires d'une capacité unitaire au plus égale à 55 000 m³ en nombre le plus petit possible.

5. 4. - INCIDENCE DE LA VITESSE DES NAVIRES SUR LES COÛTS DE TRANSPORT

Pour augmenter la vitesse d'un navire de capacité déterminée, il faut augmenter la puissance des machines, et donc le coût de construction, comme cela a été exposé ci-dessus. Le nombre de rotations annuelles et donc les droits de port augmentent légèrement, de même que la consommation d'énergie de propulsion. En revanche, la quantité de gaz transportée annuellement augmente.

Les graphiques 11 et 12 montrent, pour deux navires de capacité 40 000 m³ et 50 000 m³, comment varie le coût unitaire du transport maritime en fonction de la vitesse et de la distance. Il semble bien qu'il existe un optimum de vitesse, mais cet optimum se situe à des vitesses beaucoup trop élevées pour être réalisables et qui sont vraisemblablement en dehors du champ de validité des formules. Néanmoins, il apparaît sûr que le coût unitaire du transport décroît, mais très lentement, lorsque la vitesse de service augmente. Cette décroissance est évidemment d'autant plus nette lorsque la longueur du trajet est plus élevée.

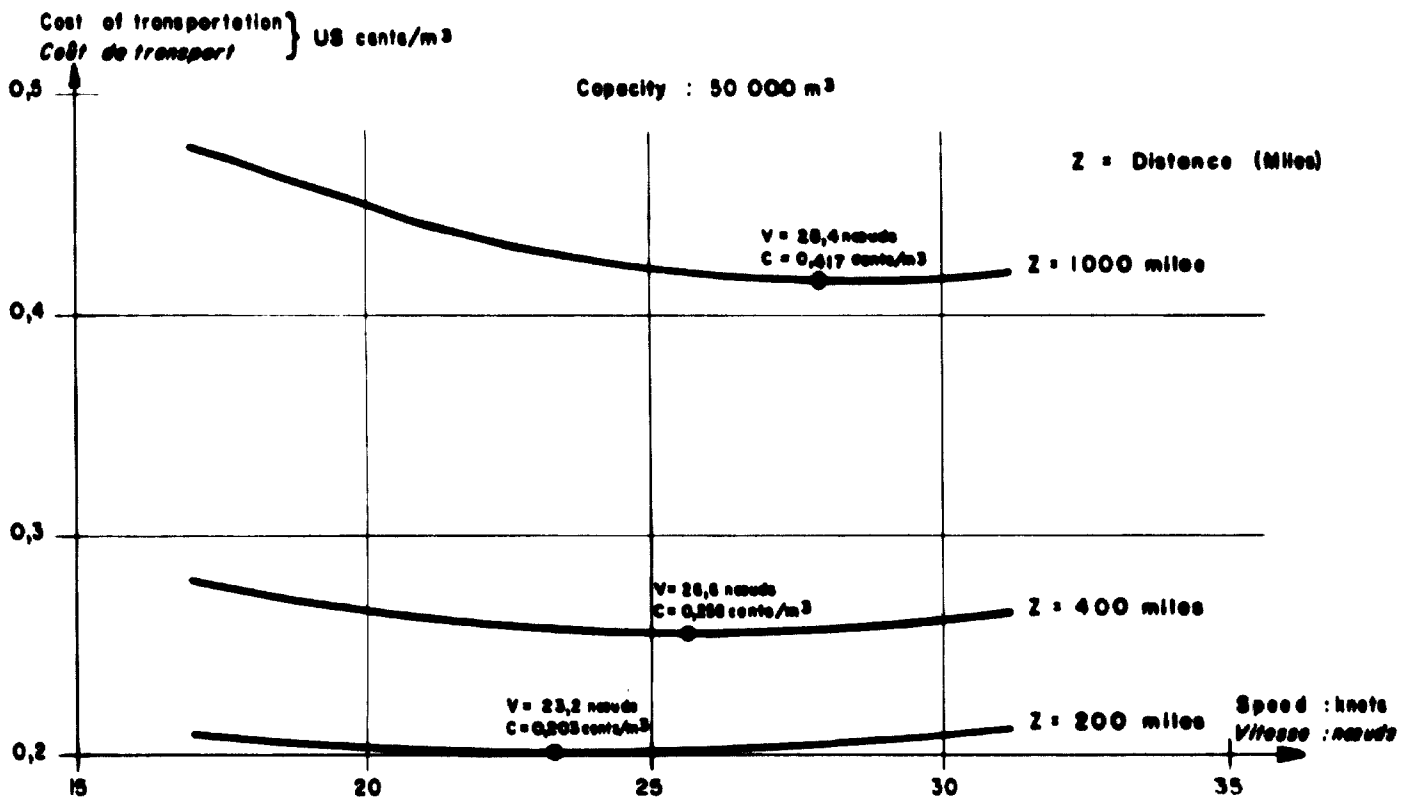
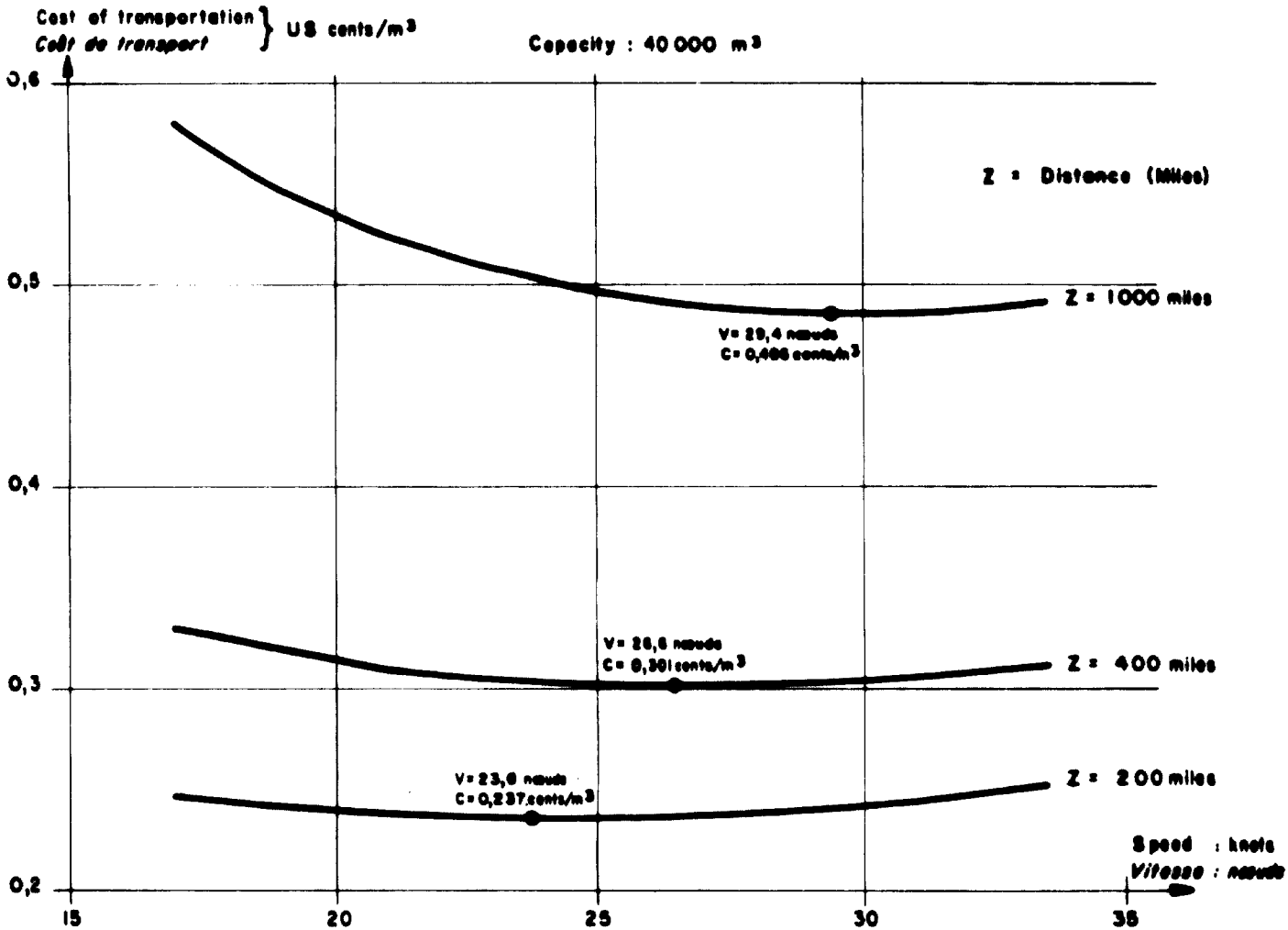
Il semble donc inutile pour des trajets méditerranéens donc de faible longueur de choisir une vitesse très élevée. Le tableau ci-après donne les valeurs de la diminution du coût unitaire de transport pour deux capacités de cuves et pour diverses distances lorsque la vitesse de service passe de 17 à 18 noeuds.

Capacité	Distance		
	200 milles	400 milles	1 000 milles
Capacité : 40 000 m³			
Gain en US cent/m ³	6×10^{-5}	66×10^{-5}	277×10^{-5}
Gain en % du coût	0,03 %	0,2 %	0,5 %
Capacité : 50 000 m³			
Gain en US cent/m ³	103×10^{-5}	271×10^{-5}	774×10^{-5}
Gain en % du coût	0,5 %	1,0 %	1,6 %

Les projets en cours de réalisation ou d'études prévoient toujours d'ailleurs des vitesses commerciales qui se situent entre 17 et 19 noeuds. Il apparaît peu souhaitable en outre de trop augmenter la vitesse des navires si l'on veut éviter de trop amples mouvements cycliques du GNL dans les cuves des navires et une fatigue exagérée de la coque.

EFFECT OF SPEED UPON THE COST OF TRANSPORTATION BY TANKER
INFLUENCE DE LA VITESSE SUR LE COUT DU TRANSPORT PAR METHANERS

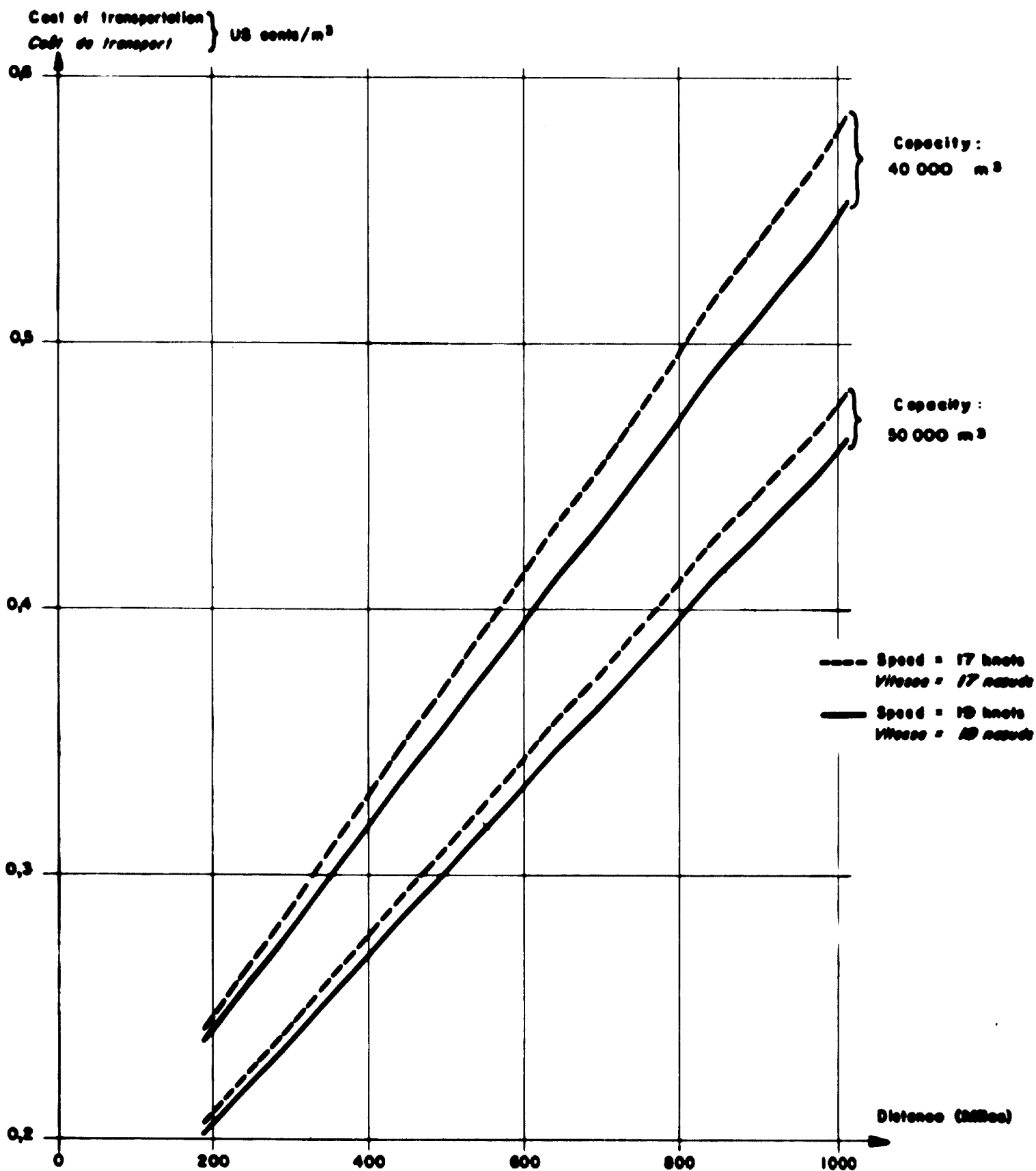
Discount rate - *Taux d'actualisation* = 0,08



EFFECT OF DISTANCE UPON THE COST OF TRANSPORTATION BY TANKER

INFLUENCE DE LA DISTANCE SUR LE COUT DU TRANSPORT PAR METHANERS

Discount rate - *Taux d'actualisation* = 0,08



La vitesse peut toutefois être considérée comme un facteur de modulation de la quantité transportée. On a pu ainsi réduire de 10 à 8,5 jours la durée de rotation du Jules Verne entre Arzew et Le Havre en faisant passer la vitesse de 17 à 18,5 noeuds, ce qui a permis d'augmenter momentanément d'environ 15 % la quantité transportée.

La vitesse peut également être considérée comme un facteur de synchronisation des bateaux. Il a certainement été une erreur, dans le cas de la CAMEL, de prendre des durées de rotation différentes pour les méthaniers anglais et pour le Jules Verne. Il aurait été préférable de donner une vitesse légèrement supérieure aux méthaniers qui desservent Canvey Island, de façon à ce que l'approvisionnement des bateaux par l'usine d'Arzew puisse se faire plus régulièrement. Cette synchronisation doit normalement entraîner une plus grande simplicité de fonctionnement pour la chaîne et doit en outre permettre des économies de stockage au point de chargement, puisque cette opération se fait de façon plus régulière.

5. 5. INCIDENCE DU TEMPS PASSE AU PORT SUR LE COUT DE TRANSPORT

Nous avons également étudié l'influence du temps passé au port. La durée de la rotation, et donc le nombre annuel de voyages, est en effet directement influencée par la durée des opérations de chargement d'attente et d'approvisionnements divers.

Le temps de chargement et de déchargement des méthaniers est en général de l'ordre de 12 heures. Cette durée peut difficilement être réduite. En principe, on essaye de dimensionner les installations de chargement et de déchargement (pompes, tuyauteries etc...) de façon à ce que les opérations puissent se dérouler en une demi-journée, quelle que soit la taille du navire. Néanmoins, les très gros méthaniers de 71 000 m³ commandés pour l'Alaska par Phillips seront déchargés en quinze heures. Le Jules Verne, plus petit, est déchargé régulièrement en douze heures.

Mais le temps de chargement et le temps de déchargement ne constituent que deux éléments du temps total passé au port. Les manoeuvres d'accostage, de sortie du port, les durées d'attente font qu'il est difficile d'envisager une durée totale du temps passé au port inférieure à 40 heures en moyenne. Dans des circonstances exceptionnelles, ce temps a pu être réduit à 35 heures pour le Jules Verne, dont quinze heures au Havre. Néanmoins, il a paru peu réaliste de descendre en dessous de 40 heures pour le calcul des coûts de transport.

L'incidence de la durée du temps passé au port a pu être calculée, et l'on a abouti aux réductions de coût ci-dessous, correspondant à un gain d'une heure au port, au voisinage de 40 heures passées au total.

. Bateau de 40 000 m ³ : 34×10^{-4} US cent/m ³	} par heure gagnée
. Bateau de 50 000 m ³ : 29×10^{-4} US cent/m ³	

La réduction relative exprimée en pourcentage du coût est pratiquement indépendante de la taille du navire et de la vitesse. Elle diminue naturellement lorsque la distance augmente puisque la part du temps passé au port diminue par rapport à la durée totale de la rotation. Cette réduction relative par heure gagnée au port est de :

- 1,4 % du coût de transport maritime pour une distance de 200 milles,
- 1,0 % du coût de transport maritime pour une distance de 400 milles,
- 0,6 % du coût de transport maritime pour une distance de 1 000 milles.

Il semble donc possible, sur les trajets méditerranéens, de réduire d'environ 5 % le coût de transport maritime, en ramenant de 40 heures à 35 heures le temps total passé au port par les bateaux au cours d'une rotation; il y a là un facteur d'économie non négligeable qui mérite certainement la mise en place d'une organisation particulière et peut-être l'adoption de méthodes de roulement du personnel qui s'écarte des errements habituels.

5. 6. - CONCLUSION SUR LE COUT DE TRANSPORT MARITIME

L'étude du coût de transport maritime a finalement permis de faire ressortir que:

- La taille et le nombre des bateaux utilisés pour un transport donné n'ont qu'une influence relativement faible sur le coût unitaire de transport d'un m³ du gaz, et que le dimensionnement de la flotte des méthaniers doit plutôt être étudié en relation avec des impératifs généraux de sécurité et de simplicité d'exploitation, le raisonnement devant être mené au niveau de l'ensemble de la chaîne de transport.
- La vitesse des méthaniers n'est pas de nature à influencer profondément sur le coût de transport, pour des distances de l'ordre de celles que l'on rencontre en Méditerranée.
- Une réduction du temps global passé dans les ports est susceptible d'apporter une économie intéressante, mais cette réduction sera vraisemblablement assez difficile à obtenir.

6 LES INSTALLATIONS PORTUAIRES

6.1. CONSIDERATIONS GENERALES

Le transport du gaz naturel liquéfié par navire nécessite l'utilisation de deux ports : un port d'embarquement et un port de débarquement.

Les installations que l'on trouvera à ces ports peuvent être classées en installations propres au gaz liquéfié et en installations propres aux navires.

Par installations propres au gaz naturel liquéfié, nous entendons essentiellement :

- l'usine de liquéfaction (port d'embarquement),
- les stockages (ports d'embarquement et de débarquement),
- l'installation de regazéification (port de débarquement).

Ces installations ont fait l'objet d'études détaillées. Dans le domaine portuaire, le problème propre à ces installations consiste surtout à trouver un terrain de superficie suffisante, le plus près possible des quais d'accostage, de façon à limiter la longueur des canalisations de transport de gaz naturel liquéfié, qui sont fort coûteuses.

Pratiquement, la surface nécessaire peut être estimée à :

- . 40 hectares pour une usine de liquéfaction de 4,5 G m³/an,
- . 50 hectares pour une usine de liquéfaction de 6,0 G m³/an,
- . 25 hectares pour une installation de regazéification de 3,5 G m³/an, (y compris stockage).

Dans ce qui suit, on ne considèrera l'usine de liquéfaction, les stockages et l'usine de regazéification que sous l'angle de la superficie qui leur est nécessaire au voisinage des installations portuaires.

Les installations propres aux navires comportent essentiellement :

- les quais d'accostage,
- les plans d'eau et chenaux d'accès (qui peuvent nécessiter des dragages).

Les méthaniers, dont la construction peut être envisagée, correspondent à des capacités situées entre 25 000 m³ et 80 000 m³. La densité du GNL étant faible (0,45 environ), le port en lourd des bateaux est aussi relativement faible. Les dimensions des méthaniers sont toutefois assez élevées, par suite du volume important de la cargaison et des caractéristiques sévères imposées aux structures.

On peut donc penser que les principales dimensions des navires se situent dans les limites suivantes :

- . longueur hors tout : entre 200 et 250 m,
- . largeur : entre 25 et 35 m,
- . tirant d'eau : entre 8 et 10 m.

Il en résulte que, dans un port pour navires méthaniers, on devra trouver :

- des quais équipés de postes d'une longueur de 250 m environ, fondés à une cote de - 11 m ou - 12 m,
- des plans d'eau et chenaux ayant une profondeur de - 11 m à - 12 m.

Ces caractéristiques sont légèrement plus élevées que celles que l'on rencontre dans les installations portuaires existantes, comme Arzew, Canvey Island ou Le Havre. Mais il faut tenir compte de ce que les méthaniers qui utilisent actuellement ces installations sont relativement de petite taille.

Les quais devront être équipés de bras de chargement et de déchargement du gaz naturel liquéfié, ainsi que de bras pour la circulation du méthane gazeux.

On sait que, durant le chargement et le déchargement, les navires méthaniers doivent garder l'immobilité la plus complète possible; tout mouvement brusque ou de grande amplitude du navire risquerait d'endommager un bras de chargement, ce qui entraînerait une fuite de gaz liquéfié dont la basse température causerait d'importants dommages au navire.

Il importera donc que les quais d'accostage soient dans un plan d'eau parfaitement abrité, d'autant que la mer Méditerranée connaît des houles fréquentes. Cet abri sera en général assuré par des digues de protection.

Enfin, la zone portuaire où accosteront les navires méthaniers devra leur être strictement réservée, pour des raisons évidentes de sécurité (non utilisation de la zone portuaire "méthaniers" pour les trafics non gaziers).

L'ensemble de ces considérations conduit à penser que la durée et le coût de construction d'un port pour méthaniers varieront énormément en fonction du site portuaire : suivant qu'il faut construire des digues de protection ou qu'elles existent déjà, qu'il faut prévoir des dragages, etc...

Il en résulte que, seule une étude détaillée comportant étude de projet et métré, examinant un à un les divers sites portuaires possibles, pourrait permettre de définir avec précision le coût de construction de chaque port. Dans un premier stade, on ne peut donner que des ordres de grandeur, en se basant sur les coûts des travaux portuaires réalisés ces derniers temps.

On examinera d'abord brièvement les ports méthaniers existant actuellement, puis on procédera à la revue des principaux sites portuaires futurs en Algérie et en Europe.

6.2. PORTS METHANIERES EXISTANT ACTUELLEMENT

Il existe actuellement trois ports méthaniers en fonctionnement :

- . ARZEW (embarquement) en Algérie,
- . LE HAVRE (débarquement) en France,
- . CANVEY ISLAND (débarquement) au Royaume Uni.

Port d'Arzew

Une partie du port d'Arzew est réservée au trafic méthanier; le reste est utilisé pour d'autres trafics, notamment l'exportation d'huile brute.

Trois méthaniers utilisent actuellement le port d'Arzew. La partie du port qui leur est réservée est située au sud de la zone portuaire et comprend essentiellement :

- un quai d'accostage avec deux postes, dragués à - 10,50 m,
- une zone de remblayage.

Cette partie du port est convenablement protégée par la digue générale de protection du port d'Arzew et la traverse sud.

L'usine de liquéfaction et le stockage ont pu être construits tout près du quai d'accostage, moyennant quelques remblaiements.

Port du Havre

Le port du Havre est un des principaux ports de France et présente un trafic très varié.

Le trafic méthanier n'utilise évidemment qu'une petite partie de ce port. Un seul méthanier, le JULES VERNE, accoste actuellement au Havre.

La partie de la zone portuaire réservée au trafic méthanier se trouve à l'entrée du port général et comporte essentiellement :

- un quai avec un seul poste, dragué à - 10 m,
- une zone remblayée où se trouvent trois cuves de stockage de 12 000 m³, le circuit de regazéification et les installations annexes. Pour obtenir la surface correspondante, il a fallu remblayer par voie de remblais hydrauliques.

Les travaux de construction de la partie du port du Havre réservée au trafic méthanier ont coûté environ 2 000 000 US \$.

Port de Canvey Island

Le terminal de Canvey Island est situé dans l'embouchure de la Tamise, en un site suffisamment protégé naturellement. L'installation comprend principalement:

- un appontement d'accostage de 250 m, muni de bras de déchargement du méthane liquide,
- les installations à terre: cinq cuves de stockage de méthane liquide de 10 000 m³, deux cuves expérimentales plus petites de 2 500 m³, soit une capacité totale de stockage d'environ 55 000 m³ de méthane liquide; le circuit de regazéification et diverses autres installations concernant notamment les gaz de pétrole liquéfiés.

6. 3. - PRINCIPAUX PORTS METHANIER EN CONSTRUCTION OU EN PROJET EN AFRIQUE DU NORD ET EUROPE OCCIDENTALE

On distinguera successivement :

- l'Algérie (ports d'embarquement),
- l'Europe (ports de débarquement).

6. 3. 1. - SITES PORTUAIRES POUR METHANIER EN ALGERIE

Les principaux sites portuaires d'Algérie sont les suivants, d'ouest en est :

. Mers-el-Kébir, Oran, Arzew, Alger, Bejaïa, Skikda, Annaba.

Les autres sites (Collo, Djidjelli ...) ne se prêtent pas au trafic méthanier, soit parce qu'ils offrent des fonds insuffisants, soit parce qu'on ne peut y trouver la surface nécessaire à l'usine de liquéfaction.

Les sites d'Oran et d'Alger, où l'on ne peut trouver la surface nécessaire à l'usine de liquéfaction qu'à des distances exagérées du port par suite des zones d'agglomération urbaine, doivent être éliminés pour des raisons de coût et de sécurité.

Il reste donc cinq sites : Mers-el-Kébir, Arzew, Bejaïa, Skikda et Annaba.

Les sites d'Arzew et de Skikda ont été les plus étudiés (de même que les gazoducs Hassi R'Mel - Arzew et Hassi R'Mel - Skikda). On évoquera rapidement les sites de Mers-el-Kébir, Bejaïa et Annaba, avant d'examiner plus en détail les sites d'Arzew et de Skikda.

Site de Mers-el-Kébir

Le port de Mers-el-Kébir a en principe une destination militaire. Une usine de liquéfaction pourrait être construite, soit sur des terre-pleins existants, soit sur une zone de plage sableuse moyennant certains remblaiements. Une telle usine serait ainsi située tout près des quais d'embarquement. Le site de Mers-el-Kébir paraît donc assez favorable à l'exportation de méthane liquide.

Site de Bejaïa

Le port actuel est quelque peu encombré par le trafic d'exportation d'huile brute.

Un port pour méthaniers devrait être implanté au sud de la zone portuaire moyennant des dragages. L'usine de liquéfaction pourrait être implantée au sud

du stockage d'huile brute existant, à 500 m environ de la zone portuaire. Ce choix aurait l'inconvénient d'augmenter la longueur de la canalisation de GNL nécessaire. L'usine pourrait peut-être aussi être implantée sur une zone à remblayer plus proche du port.

Le site est donc moyennement favorable à la construction d'un port méthanier et il faudrait de toute façon des études poussées pour préciser les implantations.

Site d'Annaba

Le port d'Annaba est utilisé pour un trafic assez varié, notamment l'exportation des minerais de fer de l'Ouenza. Une installation de sidérurgie est actuellement en construction à 15 km d'Annaba; le port exportera, fin 1969, la fonte et importera le coke correspondant. Il est donc, dès à présent, bien chargé.

Pour l'implantation d'un port méthanier, il faudrait construire une nouvelle darse au moyen d'une nouvelle digue au sud. Un terre-plein pour l'usine de liquéfaction pourrait peut-être être obtenu par remblaiement.

Les travaux sont donc relativement importants et nécessitent encore des études précises.

Site d'Arzew (voir carte figure 13)

La surface nécessaire pour l'usine de liquéfaction et le stockage existe à côté de l'usine Camel et est suffisante pour une usine de 4,5 G m³/an. Pour une usine de 6 G m³/an, il faudrait peut-être déplacer quelques constructions existantes.

Comme on l'a vu plus haut, une zone portuaire existe déjà, utilisée par trois navires transportant du GNL. Pour une extension portuaire pour méthaniers, on peut envisager trois solutions :

- . La première solution consiste à utiliser les deux postes existants, moyennant de légers aménagements. Cette solution peu coûteuse (environ 100.000 dollars) ne pourrait évidemment être envisagée que pour une augmentation de trafic très limitée.
- . Une deuxième solution serait constituée par l'aménagement d'un nouveau poste sur la jetée secondaire sud existante. Cette solution est également peu coûteuse (environ 3 000 000 de dollars), mais ne permet d'avoir qu'un poste nouveau. Avec les trois postes ainsi utilisables, on ne pourrait assurer encore qu'un trafic total pouvant atteindre 8 G m³ par an.
- . Enfin, on peut envisager de créer une nouvelle zone portuaire, au sud de la zone existante, avec le prolongement de la digue générale de protection vers le sud et la construction d'une nouvelle jetée et de deux postes. Cette solution présente naturellement l'inconvénient d'un coût élevé, que l'on peut estimer à environ 12 000 000 de dollars, se répartissant approximativement de la manière suivante :

- prolongement de la digue	6 000 000	
- traverse	2 000 000	
- dragages	2 000 000	
- divers	2 000 000	
		<hr/>
Total :	12 000 000	de \$

Néanmoins, c'est la seule solution qui permette d'envisager l'exportation de plus de 8 Gm3 de gaz par an.

Cette solution ne correspond qu'à une extension portuaire et on connaît déjà les types d'ouvrages à construire. Les délais de construction pourraient donc être assez réduits (trois ans environ).

Site de Skikda (voir carte figure 14)

Le port de Skikda est situé juste en face de l'agglomération urbaine, et ses abords montagneux ne permettent pas de trouver la surface nécessaire pour construire une usine de liquéfaction.

Cette usine pourrait donc être construite :

- . soit à 3 km à l'est du port actuel où l'on trouve une zone de plaine sableuse avec toute la surface nécessaire, moyennant certains travaux (détournement d'un oued, remblaiements),
- . soit en remblayant immédiatement à l'est du port actuel. Une étude précise doit toutefois être effectuée pour savoir si ce remblaiement est techniquement possible (étude des tassements). De toutes façons, la surface qu'on peut trouver est limitée, ce qui exclut toute possibilité d'extension future de l'usine.

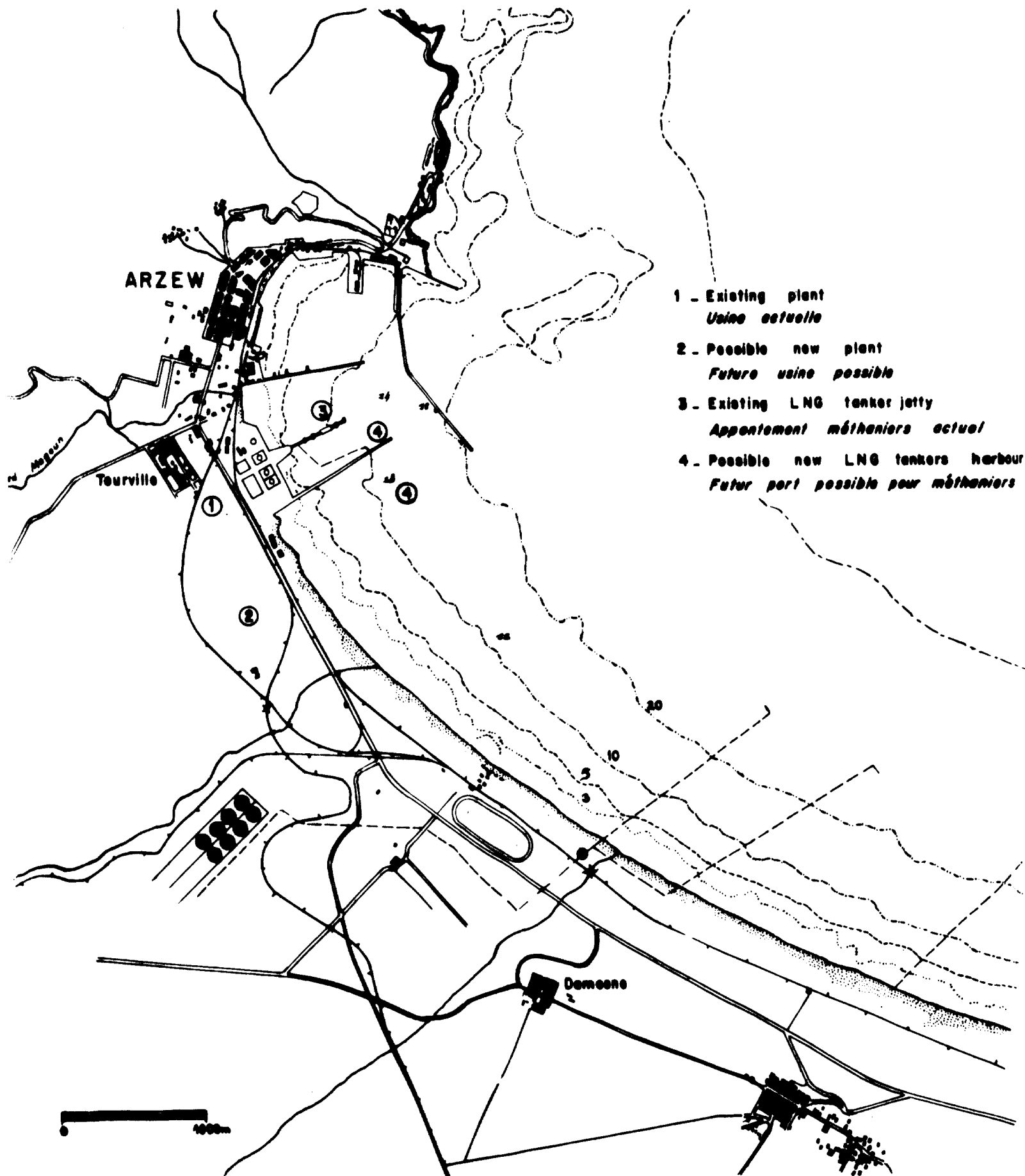
En ce qui concerne les installations portuaires, deux solutions peuvent être envisagées :

La première solution correspond à l'aménagement des installations existantes. Cette solution nécessite de reconstruire le port intérieurement avec la démolition de môles et de traverses, l'agrandissement de la passe d'entrée, des dragages et l'aménagement de deux postes pour méthaniers.

Cet aménagement ne permet pas toutefois d'envisager des évolutions faciles pour les méthaniers, car le port restera relativement étroit. En particulier, il paraît peu probable que le deuxième poste à quai puisse être atteint normalement en marche avant par les navires; les marins débattent de la possibilité qu'auraient alors les méthaniers de rentrer en marche arrière. Le chiffre de

PORT OF ARZEW

PORT D'ARZEW



- 1 - Existing plant
Usine actuelle
- 2 - Possible new plant
Future usine possible
- 3 - Existing LNG tanker jetty
Appontement méthaniers actuel
- 4 - Possible new LNG tankers harbour
Futur port possible pour méthaniers

deux postes à quai doit par conséquent être vraiment considéré comme un maximum. Il paraît difficile par suite d'envisager d'exporter plus de 4 ou 5 milliards de m³ par l'ancien port de Skikda aménagé.

On peut estimer le coût minimum de cette solution à 8 000 000 de dollars. Les délais de construction seraient assez réduits : trois ans environ.

La construction d'un nouveau port à 3 km à l'est du port actuel, face au site est de l'usine de liquéfaction, constitue l'autre solution possible.

Les travaux seraient assez importants : construction d'une digue de protection, d'une traverse, de deux ou trois postes, exécution de dragages, etc...

On peut évaluer le coût de cette solution comme suit :

. digue de protection, environ	15 000 000
. traverse, environ	4 000 000
. dragages, environ	3 000 000
. divers, environ	3 000 000
	<hr/>
Total :	25 000 000 dollars environ.

Cette solution est donc très coûteuse, et nécessite en outre de grands délais de construction :

- études	: 1 an à 1 an 1/2
- lancement de marché et dépouillement de l'appel d'offres	: 1/2 an
- travaux	: 3 ans à 3 ans 1/2

Soit au total environ 5 ans

On voit que l'implantation d'un port méthanier à Skikda pose des problèmes assez ardues. Le choix de la meilleure solution peut être guidé par les considérations suivantes :

Emplacement de l'usine de liquéfaction

Le meilleur emplacement est celui qui est situé à 3 km à l'est du port actuel. Ce site ménage l'avenir, et l'on sait que le terrain actuel (sable) peut se prêter à la construction d'une usine, moyennant des remblaiements pour être hors d'eau.

En outre, seul ce site permet d'envisager la construction d'une usine de liquéfaction de grande capacité (plus de 4 milliards de m³ de gaz par an).

Emplacement du port méthanier

On peut alors comparer les avantages et les inconvénients apportés par la première solution portuaire (utilisation du port actuel) et par la deuxième solution (construction d'un nouveau port).

Utilisation du port actuel

L'utilisation du port actuel apporterait les avantages suivants:

- . coût limité, s'il n'y a pas de dragages rocheux (environ 8 000 000 dollars),
- . délais de construction limités : environ 3 ans. Ces délais assez courts permettraient d'exporter le méthane liquide à la date du 1er octobre 1970 prévue par les accords franco-algériens de juin 1967, ce qui est assez important.

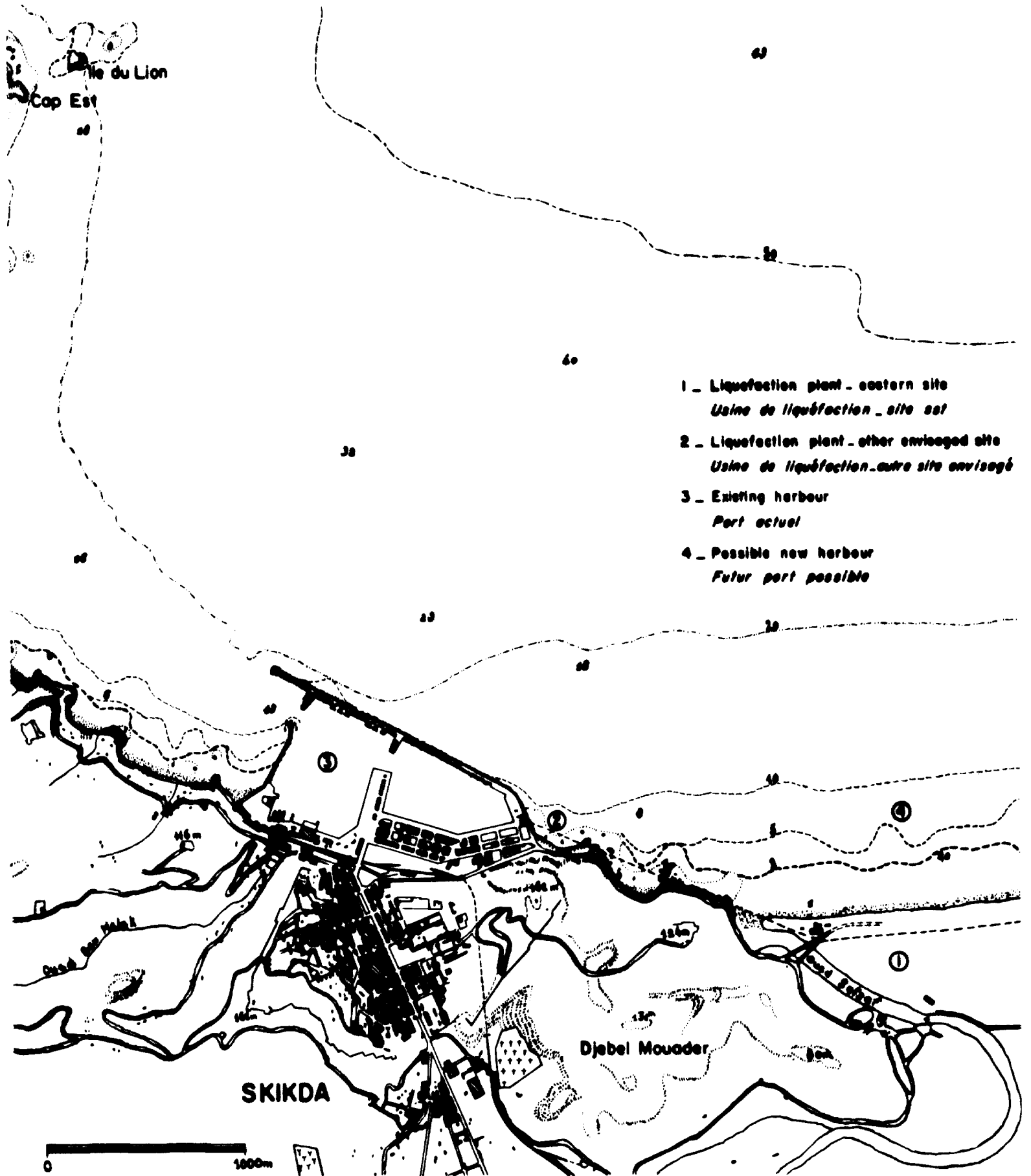
Les inconvénients de cette solution sont toutefois nombreux.

Le port actuel étant situé à 3 km du meilleur emplacement pour l'usine de liquéfaction, il faudra construire une canalisation de transport de méthane liquide de coût élevé (environ 800 dollars le mètre, soit 2 400 000 dollars pour 3 km, sans compter les évaporations durant le transport).

- L'implantation même de cette canalisation de méthane liquide n'est pas aisée par suite des montagnes existantes. Pratiquement, il faudra utiliser la route existante à l'est de Skikda, ce qui entraînera, soit la nécessité de fermer cette route à la circulation générale et de construire une nouvelle route par le sud, soit de faire d'importants travaux supplémentaires si l'on veut continuer à assurer le trafic routier (construction d'une canalisation de GNL surélevée sur pylônes, etc...). On voit que la canalisation de méthane liquide pose certains problèmes.
- Le port actuel étant situé juste en face de la ville, son utilisation pour l'exportation de méthane liquide n'est guère recommandable pour des motifs de sécurité.
- On sait qu'il est également envisagé d'utiliser le port de Skikda pour l'exportation d'huile. Le port actuel pourrait permettre l'aménagement de deux postes à quai sur la digue de protection ce qui paraît bien juste pour un trafic à la fois méthanier et pétrolier. Bien entendu, le trafic "divers" qui est actuellement assez important (plusieurs centaines de milliers de tonnes par an) devra être déplacé sur un autre port.
- Enfin, il faut ajouter que ce port est étroit, et que les évolutions des navires méthaniers y seront malaisées.

PORT OF SKIKDA

PORT DE SKIKDA



Construction d'un nouveau port

La construction d'un nouveau port, par contre, est susceptible d'entraîner certains avantages.

- Le port serait situé juste en face du meilleur emplacement pour l'usine de liquéfaction, ce qui éviterait la construction d'une coûteuse canalisation de transports de méthane liquide (sauf une courte longueur, de 500 m environ, pour aller aux quais d'accostage et qui est de toutes façons indispensable),
- Cette solution permettrait de prévoir un port bien dimensionné, avec toute latitude d'extensions possibles, pour des trafics pétroliers ou autres.

La route actuelle serait maintenue à la circulation et le port actuel surtout pourrait conserver son trafic de "divers".

Enfin, le port méthanier serait à l'écart de la ville, ce qui est préférable pour la sécurité.

En regard de ces avantages, cette solution présente deux inconvénients :

- . d'une part un coût élevé (25 000 000 dollars environ),
- . d'autre part des délais de construction importants; cinq ans environ. Le nouveau port ne pourrait alors pas être prêt à temps pour le 1er octobre 1970, date de début des exportations nouvelles de méthane liquide vers la France.

L'Administration Algérienne a lancé un appel d'offres international pour l'aménagement du port actuel de Skikda en port méthanier. Toutefois, en novembre 1967 les travaux n'étaient pas encore commencés.

Au total, les avantages présentés par la construction d'un nouveau port sont tels que nous estimons préférable de construire ce nouveau port, malgré son coût élevé. Toutefois, ce nouveau port ne pouvant être prêt pour le 1er octobre 1970, il y aura lieu d'utiliser à titre provisoire le port actuel durant les premières années.

6.3.2. PORTS POUR LE DEBARQUEMENT DU METHANE LIQUIDE EN EUROPE

Certains sites font l'objet de travaux actuellement en cours pour la construction de ports méthaniers. Il s'agit essentiellement de la Spezia-Panigaglia (Italie) et de Barcelone (Espagne). Ces travaux sont effectués pour l'importation du gaz libyen. En cas d'importation de gaz algérien, il y aurait simplement lieu de procéder à une extension et de prendre éventuellement en compte une quote-part

sur les travaux déjà exécutés. Le coût correspondant serait donc relativement limité et peut être estimé à environ 3 000 000 dollars pour chacun des deux sites.

D'autres sites font l'objet de projets, mais les travaux n'y sont pas encore commencés. Il s'agit des sites suivants :

- . Koper en Yougoslavie.
- . Bilbao en Espagne,
- . Marseille - Fos en France.

Le site de Koper est bien protégé naturellement, avec des fonds suffisants. Les travaux seraient limités. On a admis un coût maximum de 3 000 000 dollars pour le port méthanier.

Il n'en n'est pas de même du site de Bilbao. La ville de Bilbao est à 10 km à l'intérieur des terres et reliée à la mer par un chenal de tirant d'eau 6 m, donc insuffisant pour les méthaniers. Un port de mer existe, mais avec des fonds insuffisants (6 à 8 m) et le voisinage des montagnes fait craindre la présence de fonds rocheux qui risquent d'entraîner des dragages très coûteux; il serait peut être préférable de créer une nouvelle darse à l'ouest (avec une digue). Ces travaux, relativement importants, peuvent être estimés à environ 12 000 000 dollars, avec bien entendu des délais de construction, également importants (trois à quatre ans).

Le port de Marseille est pratiquement arrivé à la limite d'extension possible, et les autorités françaises ont décidé de construire de nouvelles installations portuaires au site de Fos, à environ 40 km à l'ouest de Marseille. Ce site se prête d'ailleurs bien aux installations portuaires, car on y trouve des fonds importants à côté de grandes étendues de plaines.

Les travaux généraux de construction du port de Fos ont déjà commencé par la construction d'une digue, le dragage d'un chenal et d'un bassin à - 20 m et la construction d'un quai pétrolier à - 20 m.

Les travaux de construction du port méthanier profiteraient donc des constructions déjà réalisées et se limiteraient à :

- . la construction d'un quai avec un ou deux postes,
- . des remblaiements et des aménagements à terre (voiries, etc...).

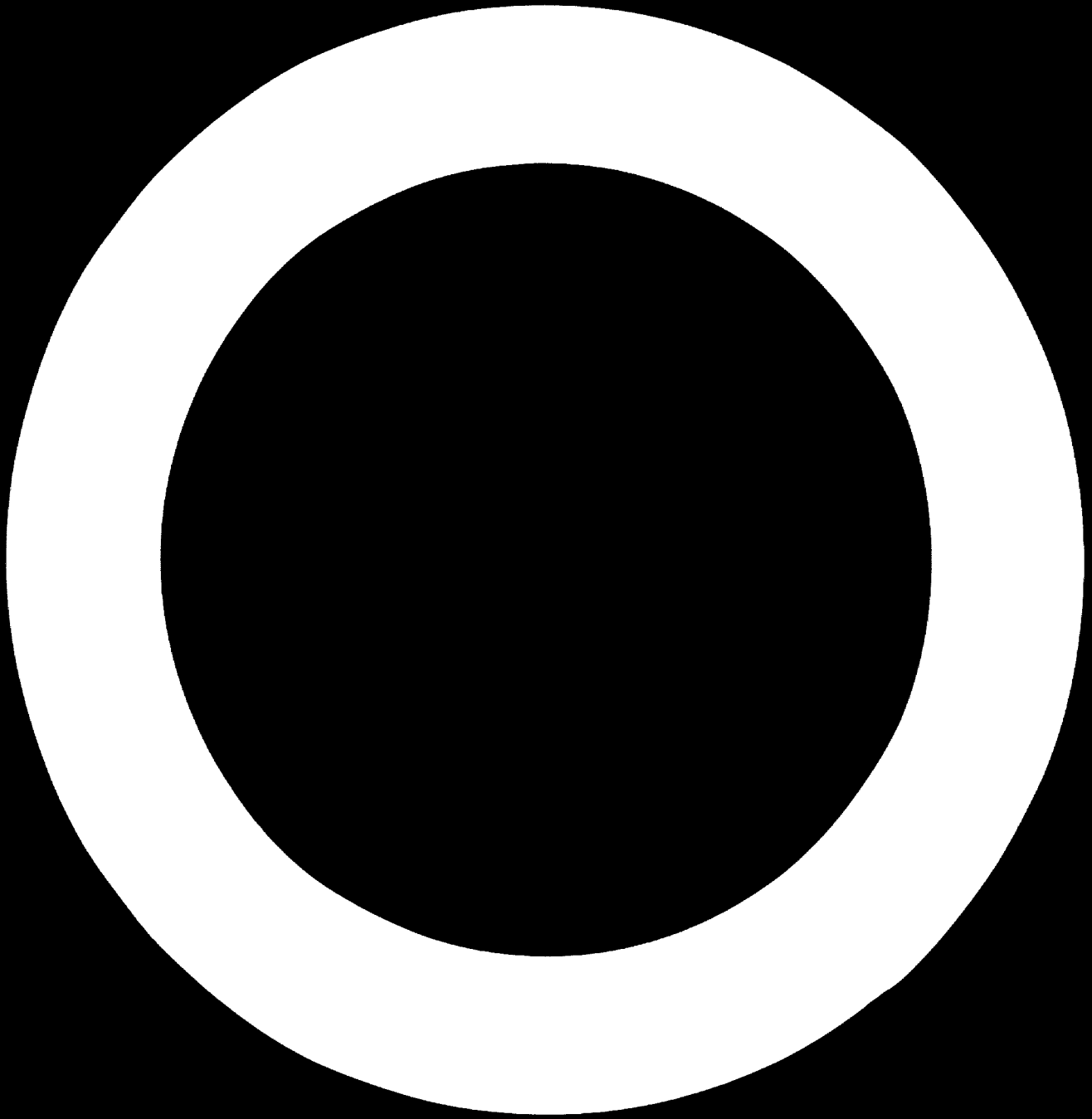
Ces travaux peuvent être estimés à 3 000 000 dollars.

Nous avons utilisé, dans nos calculs pour les ports de débarquement les coûts énumérés ci-dessus pour les ports européens.

En ce qui concerne les ports d'embarquement algériens, nous avons adopté les hypothèses suivantes.

Dans le cas d'Arzew, nous avons considéré que l'on pouvait se limiter à un aménagement du port actuel avec construction d'un nouveau poste (coût : 3 millions de dollars) tant que l'usine de liquéfaction avait une capacité inférieure à 6 milliards de m³ par an; mais qu'il était nécessaire de créer une nouvelle zone portuaire pour les hypothèses de livraison correspondant à une quantité annuelle liquéfiée supérieure à 6 milliards de m³ (coût : 12 millions \$).

Dans le cas de Skikda, nous avons supposé que l'on construirait un nouveau port, et qu'on utiliserait à titre provisoire le port actuel durant les premières années.



E - REGULATION D'UNE CHAÎNE DE GNL

1 - CONSIDERATIONS GÉNÉRALES

Deux facteurs d'irrégularités peuvent être pris en compte dans le fonctionnement d'une chaîne de GNL :

- . les fluctuations de la demande,
- . les irrégularités de fonctionnement des éléments de la chaîne tels le gazoduc, l'usine de liquéfaction, les navires, l'usine de regazéification

En ce qui concerne les fluctuations de la demande, on sait que la partie du marché relative à la consommation domestique introduit une importante fluctuation saisonnière dans la consommation de gaz; or, le coût élevé des chaînes de liquéfaction fait qu'il est impensable de porter la capacité de la chaîne au niveau élevé de la demande d'hiver en sous utilisant les installations pendant l'été.

Par ailleurs, en raison de son coût élevé le stockage en liquide n'est envisageable que pour pallier l'extrême pointe hivernale de consommation, pointe dont l'intensité élevée mais de courte durée (quelques jours par an) correspond finalement à un faible pourcentage seulement de la consommation annuelle.

Fort heureusement, la technique des stockages souterrains, sous forme gazeuse, qui procure des capacités de centaines de millions de m³ semble à même de répondre à ces fluctuations saisonnières. Nous supposons donc par la suite que de tels stockages permettent de ne pas répercuter au stade de la chaîne les irrégularités de la demande.

Nous avons toutefois admis, ce qui se pratique déjà pour la CAMEL, que les arrêts pour l'entretien des divers éléments de la chaîne se feraient de manière coordonnée pour réduire les apports pendant la période de creux de la demande. Comme ces immobilisations systématiques sont de l'ordre de 30 à 35 jours par élément, notre débit annuel moyen est de l'ordre de 90%, de ce qu'il pourrait être. C'est avec ce taux de quasi-modulation de 90% applicable tant aux chaînes de GNL qu'aux gazoducs terrestres ou sous-marins, que nous avons mené la comparaison des coûts de transport.

La possibilité de jouer sur l'existence de stockages souterrains pour faire face aux grandes fluctuations de la demande pourrait faire croire que les irrégularités de débit de la chaîne n'entraînent pas d'inconvénients chez les consommateurs, et qu'aucun interdit ne pèse sur les interruptions ou réductions momentanées de fourniture.

Il convient toutefois de nuancer fortement cette affirmation :

- il faut d'abord que les conditions géologiques permettent la création d'un stockage souterrain en un point relativement peu éloigné du centre de regazéification,
- il faut ensuite, si l'on fait un calcul économique, prendre en compte les coûts de création et d'exploitation de ce stockage et du gazoduc qui l'alimente.

Un deuxième facteur d'irrégularité dans le fonctionnement d'une chaîne de GNL est constitué par l'ensemble des indisponibilités passagères qui peuvent frapper tel ou tel élément de la chaîne. L'usine de liquéfaction par exemple, ou tout autre élément, peut subir des interruptions de fonctionnement dues à des pannes de durée plus ou moins longue, en dehors des périodes d'entretien normal. Nous tenterons dans la suite d'évaluer pour chacun des éléments d'une chaîne l'importance prévisible des arrêts anormaux, en considérant dans chaque cas la fiabilité des divers matériels.

La détermination de la fiabilité des éléments de la chaîne de GNL constitue un problème très important dont la résolution est à la base du choix des dimensions des diverses installations. Les interruptions de fonctionnement ont en effet une répercussion économique sur la taille des unités et donc sur les coûts de transport dans la mesure où l'on veut assurer chaque année la livraison d'une quantité de gaz garantie. Si l'on raisonne de façon indépendante sur chacun des éléments pris successivement, on voit qu'il est nécessaire de donner à chaque maillon de la chaîne de GNL un surdimensionnement calculé de façon à compenser les pertes de production ou de capacité de transport dues aux arrêts et pannes. On est de la sorte assuré d'obtenir une production moyenne annuelle donnée en faisant fonctionner les divers éléments à leur capacité maximum en dehors des périodes d'interruption.

Les raisonnements précédents qui concernent les interruptions aléatoires de fonctionnement doivent cependant être poussés plus loin à cause de l'interdépendance qui existe entre les divers éléments de la chaîne de GNL. Il faut tenir compte en effet de ce que une panne qui frappe l'un des maillons a des conséquences non seulement sur le maillon concerné, mais encore sur tous les autres maillons. En cas par exemple de panne de l'usine de liquéfaction, il faudra, si rien n'a été prévu, arrêter les rotations des méthaniers bien que ceux-ci soient en état de fonctionner. Inversement, un incident portant sur la flotte des bateaux aura pour conséquence un ralentissement obligatoire de l'usine de liquéfaction, à moins que le GNL produit pendant cet incident puisse être conservé quelque temps en attente. Finalement si on se contente de surdimensionner chaque élément de façon à composer seulement ses périodes propres d'interruption, il est facile de voir que l'on n'obtiendra quand même pas la production moyenne annuelle désirée.

Deux types généraux de solutions à ce problème peuvent être envisagés :

- unités séparées sans interconnexions ni secours et surcapacité élevée de production et de stockage :
- unités nombreuses ou très interconnexions et surcapacité faible.

Jusqu'à présent, les installations existantes s'inspirent de la première solution et comportent d'importants stockages liquides.

Nous examinerons d'abord comment se pose pour chaque élément de la chaîne, le problème de la fiabilité

2. FIABILITE DES ELEMENTS D'UNE CHAINE DE G N L

Avant d'exposer les solutions retenues, passons brièvement en revue la fiabilité et la disponibilité des divers éléments :

- . sur le champ, les techniciens s'accordent généralement à équiper des puits et des installations de séparation en secours, ce qui correspond à une politique de fractionnement. Aussi la fourniture de gaz au champ peut elle être considérée comme constante.
- . au stade du gazoduc d'alimentation de l'usine, les seuls éléments sensibles sont les groupes de recompression: leur grand nombre et l'existence de groupes de secours limitent les incidences de la panne de l'un d'entre eux,
- . au stade de l'usine de liquéfaction, les raisons d'une interruption de la production sont nombreuses; il semble bien que pour les projets actuels, en l'absence d'interconnexion ou de groupe de secours, des indisponibilités de l'ordre de 15% , s'ajoutant au temps d'arrêt programmé annuel (environ 10%) doivent être envisagées.

L'élément le plus susceptible de perturber la marche d'une unité de liquéfaction semble être la compression qui groupe les parties mécaniques essentielles de l'usine; les incidents sur les autres éléments (fuite d'échangeur par exemple) semblent devoir être moins courants. Au demeurant, ce sont aussi les éléments mécaniques de la compression qui demandent les temps d'intervention les plus longs. On peut d'ailleurs dire que le coefficient d'indisponibilité est sans aucun doute sensiblement affecté par les choix des solutions retenues pour la partie énergétique de l'usine.

- . Dans une conception unitaire où l'on prévoit un groupe de grande puissance alimenté par une chaudière non interconnectée, les incidents de groupe et les incidents de chaudière se cumuleront; en outre, les temps d'intervention iront croissant avec la taille des groupes. Ces inconvénients devront être mis en balance avec le haut rendement énergétique des grosses unités.
- . Dans une conception fractionnaire où l'on prévoit au contraire des groupes de moyenne puissance un incident aura moins d'influence sur la production. Par contre, le coût sera plus élevé.

Pour pouvoir mener plus loin notre raisonnement relatif aux dimensionnements des stockages, nous admettrons que les indisponibilités de l'usine se répartissent entre de petites interruptions pour un tiers de temps, et de grosses pannes demandant des interventions prolongées pour deux tiers de temps.

- La fiabilité des navires semble élevée, et en dehors de petites irrégularités dues au temps ou aux incidents de chargement et dont l'ordre de grandeur est celui de la journée, il semble qu'il faille s'attendre statistiquement à une interruption globale de 4 ou 5 jours par an, le tout conduisant à une indisponibilité de 3% s'ajoutant aux trois semaines de carénage.
- La regazéification peut présenter des pannes mais il semble facile, étant donné le volume limité de ces installations, de prévoir un fractionnement, et éventuellement un secours sur les éléments sensibles tels que les pompes ou les échangeurs d'eau de mer.

Il semble donc que ce sont les installations de liquéfaction qui présentent la fiabilité la plus faible, et ceci d'autant plus qu'il ne paraît pas d'usage jusqu'à présent d'appliquer dans ce domaine une politique consistant à régulariser le débit de la chaîne en prévoyant des secours sur les éléments sensibles, comme cela se fait déjà pour les installations au champ, les groupes de recompression sur les gazoducs, les installations de regazéification.

Nous allons maintenant raisonner en supposant fixés à un niveau élevé, en l'absence d'installations de secours, les coefficients d'indisponibilité des installations. Nous considérerons dans la suite que chaque élément est surdimensionné pour parer à son indisponibilité propre et nous examinerons la méthode "classique" utilisée jusqu'ici pour résoudre le problème de la non simultanéité des indisponibilités des divers éléments de la chaîne de transport : l'interposition de réservoirs de stockage liquide.

3 L'INTERPOSITION DE RESERVOIRS DE STOCKAGE LIQUIDE

L'étude des installations existantes et des projets en cours fait apparaître que l'on s'est jusqu'à présent orienté vers le choix de solutions comportant des stockages importants évitant ainsi un surdimensionnement trop grand des éléments de la chaîne.

Avant d'étudier le fonctionnement du stockage liquide, nous devons observer qu'un certain volume minimum est de toutes façons indispensable pour assurer la régularité de l'écoulement. Les installations de regazéification et de liquéfaction fonctionnent en effet de façon continue, alors que le rythme de transport du GNL par les bateaux est discontinu. Il faut donc prévoir au moins un volume de stockage égal à la capacité d'un méthanier diminuée du volume produit ou absorbé par les installations terminales pendant la durée du chargement ou du déchargement. Dans le cas d'un chargement ou d'un déchargement simultané de plusieurs navires, le volume minimal de stockage doit naturellement être plus élevé.

Outre ce volume minimum, on peut envisager, et c'est l'objet de cette partie, d'ajouter un stockage liquide supplémentaire pour résoudre le problème de la non-simultanéité des interruptions de fonctionnement. Dans cette optique, le rôle du stockage liquide installé au niveau de la liquéfaction est double.

Le stockage constitue une réserve en plein destinée à assurer l'alimentation normale des bateaux en cas de panne d'une ligne de liquéfaction. En période de fonctionnement normal de l'usine, ce stockage est rempli grâce à l'excédent de production qui résulte de la différence entre la production de pointe de l'usine et la production moyenne pour laquelle est dimensionnée la capacité d'enlèvement des méthaniers. En cas de panne, la réserve en plein est utilisée pour fournir aux bateaux l'appoint nécessaire pour maintenir le rythme de l'enlèvement de GNL. Le volume de ce stockage doit théoriquement être calculé en multipliant la production journalière de GNL d'une ligne de l'usine par la durée estimée en jours d'une panne.

Le deuxième rôle du stockage à la liquéfaction est de constituer une réserve en vide destinée à permettre la conservation pendant un certain délai du GNL produit par l'usine et ne pouvant pas être écoulé à cause de l'indisponibilité d'un navire. Ce stockage doit ensuite être vidé grâce au surdimensionnement de la flotte. Son volume doit être calculé à partir de la capacité d'un méthanier et de la durée de l'indisponibilité.

Il est bien évident que ces deux volumes ne sont pas totalement additifs. La distinction entre réserve en vide et réserve en plein a été faite pour la clarté du raisonnement, et le même stockage peut jouer alternativement l'un et l'autre rôle. Cette analyse montre toutefois que le stockage liquide doit croître avec la capacité et le nombre des méthaniers et avec la taille des lignes de l'usine.

Au stade de la regazéification, le problème se pose sensiblement dans les mêmes termes. On peut décomposer le stockage là encore en une réserve en plein destinée à assurer le fonctionnement de l'usine de regazéification malgré une interruption de livraison des méthaniers et en une réserve en vide dont le rôle serait de permettre le déchargement des bateaux pour le cas où la regazéification serait ralentie. On peut donc estimer que le dimensionnement du stockage au terminal aval doit être fait à partir des paramètres utilisés pour le stockage au terminal amont. Il n'est pas certain par contre que les volumes des deux stockages doivent être pris égaux.

Le tableau ci-après permet d'apprécier, pour les installations de regazéification existantes et en projet, l'importance du volume de stockage comparativement à la taille des navires et à la durée des rotations.

	Cenvey Island	Le Havre	Barcelone (Libye)	La Spezia	En projet	
					Barcelone (Libye Algérie)	Fos (Algérie)
Capacité des méthaniers utilisés (m3)	27 500	25 500	38 000	40 000	38 000 40 000	25 000 à 40 000
Nombre de méthaniers	2	1	1	3	3	3
Durée de chaque rotation (jours)	11	10	8	7	8 4	4
Capacité de stockage (m3)	52 000	36 000	80 000	96 000	139 000	110 000
Equivalence du stocka- ge en nombre de bateaux	1,9	1,4	2,1	2,4	3,5	2,7 à 4

L'examen de ce tableau fait apparaître que le volume des stockages, rapporté à la capacité des méthaniers utilisés, augmente avec l'importance des livraisons annuelles.

Nous avons cherché à exprimer, pour les installations réalisées ou en cours d'étude, le volume de ce stockage en fonction des paramètres :

. capacité et nombre de bateaux,

. durée des rotations ou intervalle entre déchargements successifs.

Il a paru inutile de faire intervenir la capacité de l'usine, cette variable n'étant pas indépendante des précédentes.

Compte tenu des données existantes, il a paru possible d'exprimer le volume du stockage par une formule du type :

$$S = M \times (1 + n f (j))$$

S étant le volume du stockage

M étant la capacité d'un méthanier

n étant le nombre de méthaniers desservant le terminal

j étant l'intervalle (en jours) entre deux arrivées successives de bateaux

f(j) étant une fonction décroissante de j.

Sur le graphique n° 15, on a représenté les valeurs de la fonction f (j) en fonction de j pour chacun des cas évoqués.

En nous appuyant sur les indications de ce graphique, nous avons admis comme expression moyenne de la fonction :

$$f (j) = 0,38 + \frac{0,38}{j}$$

L'examen du graphique montre que le cas de Barcelone est assez particulier. Le projet concernant l'alimentation par la Libye seule comprend en effet un stockage vraisemblablement trop important, peut-être en prévision de livraison de gaz algérien. Dans le cas d'une alimentation double par la Libye et l'Algérie, le problème du stockage est assez complexe, puisque les bateaux ont des rotations de durées inégales, ce qui peut entraîner une alimentation irrégulière.

L'application numérique ci-dessous permet de voir comment varie le volume du stockage avec le nombre et la taille des bateaux, pour une livraison donnée :

- durée de rotation 4 jours :	Volume du stockage
. 1 bateau de 70 000 m3	100 000 m3
. 2 bateaux de 35 000 m3.....	72 000 m3

. 3 bateaux de 23 400 m366 000 m3

- durée de rotation 8 jours :

. 1 bateau de 70 000 m397 000 m3

. 2 bateaux de 35 000 m366 000 m3

. 3 bateaux de 23 400 m358 500 m3

A livraison annuelle constante, le volume de stockage diminue lorsque la taille des bateaux utilisés diminue. Cela explique que la diminution du coût de transport soit faible lorsque la taille des méthaniers augmente.

Nous avons cherché à comparer le stockage à la liquéfaction avec le stockage à la regazéification. Comme nous l'avons vu plus haut, le problème se pose à peu près dans les mêmes termes aux deux terminaux, et ce sont les mêmes variables qui interviennent.

L'application aux usines de liquéfaction réalisées ou en projet de la formule ci-dessus donne les résultats suivants :

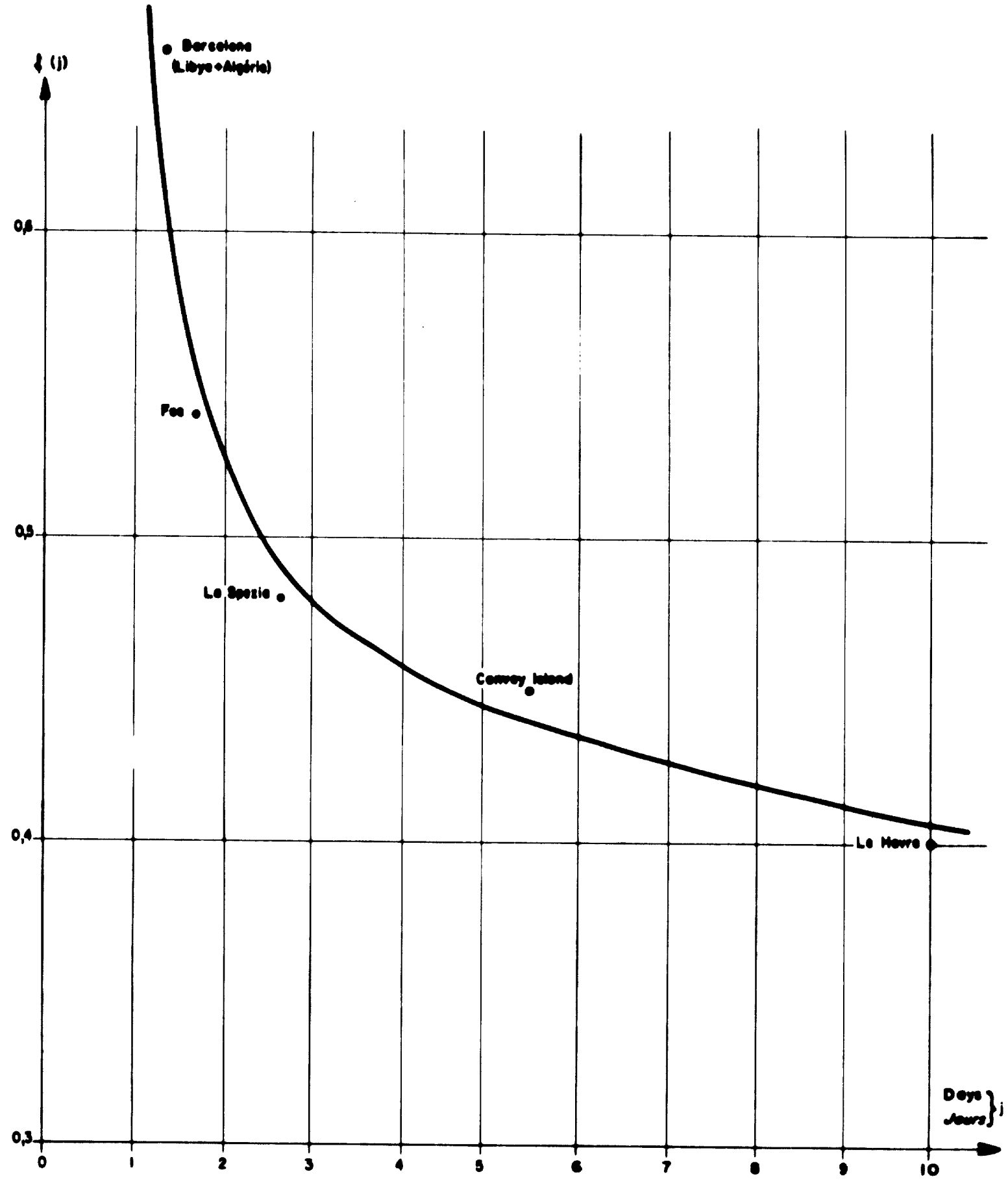
Installation	Stockage calculé	Stockage projeté ou existant
Usine CAMEL (Arzew)	65 000 m3	68 000 m3
Usine de Marsa el Brega	138 000 m3	100 000 m3
Usine de l'Alaska	127 000 m3	112 000 m3
Projet Société Civile de 4,5 Gm3	115 000 m3	159 000 m3

La comparaison entre les volumes calculés et les volumes projetés appelle plusieurs remarques :

- . dans le cas du projet Libyen de Marsa el Brega, le volume du stockage a été déterminé par utilisation d'un modèle de simulation du fonctionnement de la chaîne tenant compte des aléas de fonctionnement des différents éléments et des aléas dus aux conditions météorologiques. Le résultat final correspond à un stockage dont le volume paraît faible à première vue, mais cette faiblesse

STORAGE CAPACITY AT THE REGASIFICATION PLANT
VOLUME DE STOCKAGE A L'USINE DE REGAZEIFICATION

$$S = M \times [1 + n f(i)]$$



peut sans doute s'expliquer par des considérations sur l'optimisation de la chaîne analogues à celles qui sont développées plus loin. Le problème doit se poser dans les mêmes termes pour l'usine de l'Alaska.

Le stockage prévu dans le projet Société civile de 4,5 Gm³ est, par contre, d'un volume supérieur à celui donné par la loi précédente. On constate que ce volume correspond à une panne de l'usine d'une durée de vingt jours.

Malgré ces divergences, le calcul de nos coûts de transport a été mené à partir de la formulation précédente ; nous avons considéré en effet que la réduction de volume de stockage, avec surdimensionnement des éléments de la chaîne, ne pourrait pas être envisagée pour le moment comme nous l'expliquons ci-après.

4. - CONSIDERATION DE L'ENSEMBLE DE LA CHAÎNE

La chaîne complète de transport de gaz avec navires méthaniers comprend : le gazoduc amont, l'usine de liquéfaction, les navires, l'installation de regazéification, le réseau aval.

L'élément le plus sensible de cette chaîne est, on l'a vu, l'usine de liquéfaction. Cette usine de liquéfaction doit être surdimensionnée en fonction de son coefficient d'indisponibilité, de façon à permettre une livraison garantie. En particulier si l'usine de liquéfaction interrompt sa production pendant 15% du temps en moyenne par suite de pannes, il faudra construire une usine d'une capacité égale à 1,15 fois la capacité théorique nécessaire pour assurer la livraison désirée.

Les navires méthaniers sont également susceptibles de connaître des interruptions. On considère habituellement que les navires sont susceptibles d'avoir une panne annuelle de cinq jours, en plus de petites indisponibilités qui peuvent être fréquentes.

On a vu que l'interposition de stockage permettait de ne pas répercuter sur tous les éléments de la chaîne une panne se produisant au niveau d'un seul élément.

Dans le cas idéal d'un transporteur unique effectuant le mouvement complet du gaz depuis le champ jusqu'aux centres de livraison, on pourrait se demander si l'on ne peut pas envisager une autre solution, qui consisterait en un surdimensionnement supplémentaire de certains éléments (gazoduc amont, certaines parties de

l'usine de liquéfaction), et permettrait de réduire les volumes de stockage.

Il faut noter cependant qu'un certain stockage sera de toute façon nécessaire, ne serait-ce que pour rendre compatibles le rythme continu de production des terminaux et le rythme discontinu du transport du GNL par navires.

Par ailleurs le cas idéal d'un transporteur unique effectuant tous les mouvements du transport n'est pratiquement jamais réalisé. Il y a le plus souvent plusieurs transporteurs différents, opérant aux divers stades du transport, entre lesquels existent des contrats de cession de marchandises ou de prestations de service. Chacun des opérateurs aura intérêt à se prémunir contre les indisponibilités possibles des divers éléments de la chaîne, à l'aide d'un système de régulation qui ne peut guère compter sur les éléments de la chaîne dépendant des autres transporteurs et qui, par conséquent, ne peut être que l'existence d'un certain volume de stockage.

On peut donc penser que la méthode de régulation par stockage continuera à être appliquée au moins pendant un certain temps dans les chaînes de transport de GNL.

II - LES AUTRES MODES DE TRANSPORT EN DISCONTINU

La principale caractéristique du transport du gaz en discontinu est son transport maritime à l'aide de navires, à la différence des canalisations sous-marines. Le transport par navire comprend essentiellement les opérations de chargement et déchargement, et le transport maritime lui-même.

On sait que dans les conditions normales, une masse donnée de gaz occupe un grand volume : à 15° C et 1 bar, 1 kg de méthane mesure environ 1,15 m³. Il ne peut évidemment être question de transporter le gaz par navires dans les conditions précédentes ; pour réduire le plus possible le coût du transport maritime, il faut transporter le gaz sous une forme où il occupe le plus petit volume possible pour une masse donnée.

Le volume du gaz peut être diminué :

- soit en le comprimant,
- soit en le liquéfiant.

La compression peut elle-même soit être effectuée à la température ambiante, soit être associée à un refroidissement. De même la liquéfaction peut être envisagée, soit à la pression atmosphérique, soit associée à une augmentation de pression. Si on ajoute qu'au voisinage du point critique les caractéristiques du

gaz différent notablement de ce qu'elles sont dans les conditions normales de température et de pression, on voit que de nombreuses combinaisons peuvent être envisagées.

La liquéfaction du gaz à la pression atmosphérique fut le premier mode de transformation étudié en détail et réalisé. Ce mode permet de ne pas ajouter les difficultés technologiques dues au froid et celles qui sont dues à la pression. On a vu que ce mode de transport est appliqué industriellement à l'heure actuelle.

Parallèlement, des études et recherches ont été effectuées sur les autres modes de transformation physique du gaz naturel, en vue de son transport maritime. Ces études ont été effectuées principalement :

- aux Etats-Unis, par l'Ocean Transport Group ;
- en France, par M. DELARUELLE d'une part, M. TROLLUX d'autre part.

On exposera brièvement les principales caractéristiques des différents procédés qui ont été étudiés.

A PROCÉDES DE L'OCEAN TRANSPORT GROUP : MLG & CNG

Le groupement américain Ocean Transport Group a étudié deux procédés de transport du gaz naturel, procédés appelés MLG et CNG.

A ce sujet, on pourra lire avec intérêt le texte suivant, rédigé par l'Ocean Transport Group.

De nouveaux procédés proposent des transport maritimes moins coûteux pour le gaz naturel

Deux nouveaux procédés, développés et expérimentés par l'Ocean Transport Group, présentent des coûts intéressants, plus économiques que les méthodes de GNL ou de canalisations sous-marines.

Les procédés, le MLG (1) (gaz liquéfié sous forme mixte) et le CNG (2) (gaz naturel comprimé) abaissent les coûts en opérant à une température plus élevée que le GNL. Bien entendu ceci permet de gagner sur la réfrigération. La figure 1 montre le gain obtenu sur la réfrigération. On peut y voir que le MLG ne nécessite qu'environ la moitié de l'énergie de réfrigération requise pour le GNL, et que le CNG n'en nécessite environ qu'un quart. La plus grande partie des coûts de l'usine de traitement sont liés de près à l'énergie. Aussi, les compresseurs utilisés dans les procédés MLG et CNG sont de plus faible puissance, donc moins coûteux, et les turbines à vapeur qui les entraînent sont elles-mêmes réduites et moins coûteuses. La quantité de vapeur utilisée est réduite, l'unité de production de vapeur plus petite, et la quantité de carburant nécessaire est réduite. Tout ceci concourt à réduire de grande façon les coûts d'investissement et de fonctionnement. La relation entre l'énergie de réfrigération et la température est détaillée plus loin en annexe I.

Les procédés sont développés depuis 1962. Ils sont aujourd'hui brevetés, et ont été expérimentés sur un navire de haute mer. La figure 2 montre le "SIGALPHA", liberty-ship converti de l'Ocean Transport Group, qui a expérimenté les procédés MLG et CNG dans trois voyages océaniques. La figure 3 montre le plan du navire de l'OTG.

MLG

Le MLG peut s'appliquer lorsque le GNL est envisagé pour des transports maritimes de gaz naturel.

Le coût total du procédé MLG, comprenant liquéfaction, transport et regazéification du gaz naturel, est moins élevé que celui du procédé GNL pour les distances commerciales envisagées.

(1) MLG = Medium conditioned Liquefied Gas

(2) CNG = Compressed Natural Gas

La principale caractéristique du MLG est sa température, environ - 100° C. Pour conserver le gaz naturel sous forme liquide à cette température il faut une pression d'environ 14 bar. Pour que le gaz se trouve aux conditions d'utilisation, il suffit de le refroidir en le faisant passer par une grande chaîne de réfrigération. Cependant, du fait que la température du MLG est nettement plus élevée que celle du GNL, la quantité de frigories requise est plus petite. Si l'on utilise le procédé de réfrigération à cascade, le procédé MLG nécessitera essentiellement deux cycles, le cycle de propane et celui de l'éthylène, alors que le GNL nécessiterait un cycle supplémentaire, celui du méthane.

Le transport par bateaux utilise le stockage classique. Cependant les pompes de déchargement sont situées à terre plutôt que sur le navire, comme c'est le cas pour le GNL. De plus, un piston à la pression convenable est appliqué en haut du MLG pour aider au déchargement.

Du fait que le MLG, dont la température et la pression sont plus élevées que celles du GNL, est plus proche des conditions de température et de pression des gazoducs terrestres (qui sont aux environs de 15°C, 69 bar), il faut moins de chaleur pour le vaporiser et moins d'énergie de compression pour qu'il atteigne la pression des gazoducs. Bien entendu ceci concourt à réduire le coût de la regazéification.

CNG

Pour des distances de transport maritimes assez courtes, à moins de quelques centaines de kilomètres, le procédé GNL est si coûteux aux cent kilomètres que même des canalisations sous-marines peuvent être envisagées. C'est dans ce champ d'application que les économies du procédé CNG sont les plus grandes. La température du CNG est d'environ - 62° C. La pression utilisée est d'environ 79 bar. Dans ces conditions le gaz naturel n'est pas un liquide au sens classique du terme, mais un fluide en phase dense. La phase dense multiplie les effets de la conversion, permettant d'atteindre des densités plus élevées que celles qu'on pourrait escompter. Du fait que le procédé CNG est le plus souvent applicable à des transports à courtes distances, il est généralement traité comme un service de bac ("ferry service") ou une section de canalisation. Cette méthode requiert une flotte de bateaux opérant en synchronisation de façon à ce qu'il y ait toujours l'un d'eux en cours de déchargement. Ainsi les bateaux constituent un stockage flottant et éliminent le besoin de stockage à terre.

Du fait que la pression du procédé correspond bien à la pression des canalisations terrestres, il n'est besoin d'aucune compression après le déchargement. De plus, la température du procédé est relativement peu basse, et il n'est besoin que d'un peu de chaleur pour atteindre la température des canalisations. Ceci réduit le coût de regazéification à un minimum.

PROCEDES DE L'OCEAN TRANSPORT GROUP

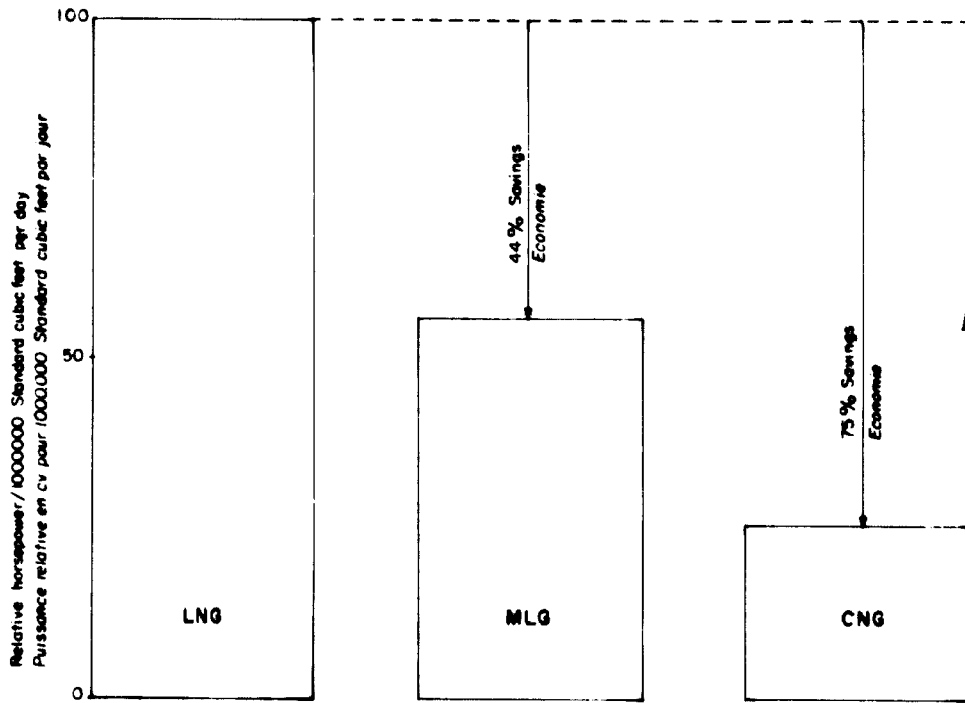


Figure I

RELATIVE REFRIGERATION POWER
ENERGIE RELATIVE DE REFREGIRATION

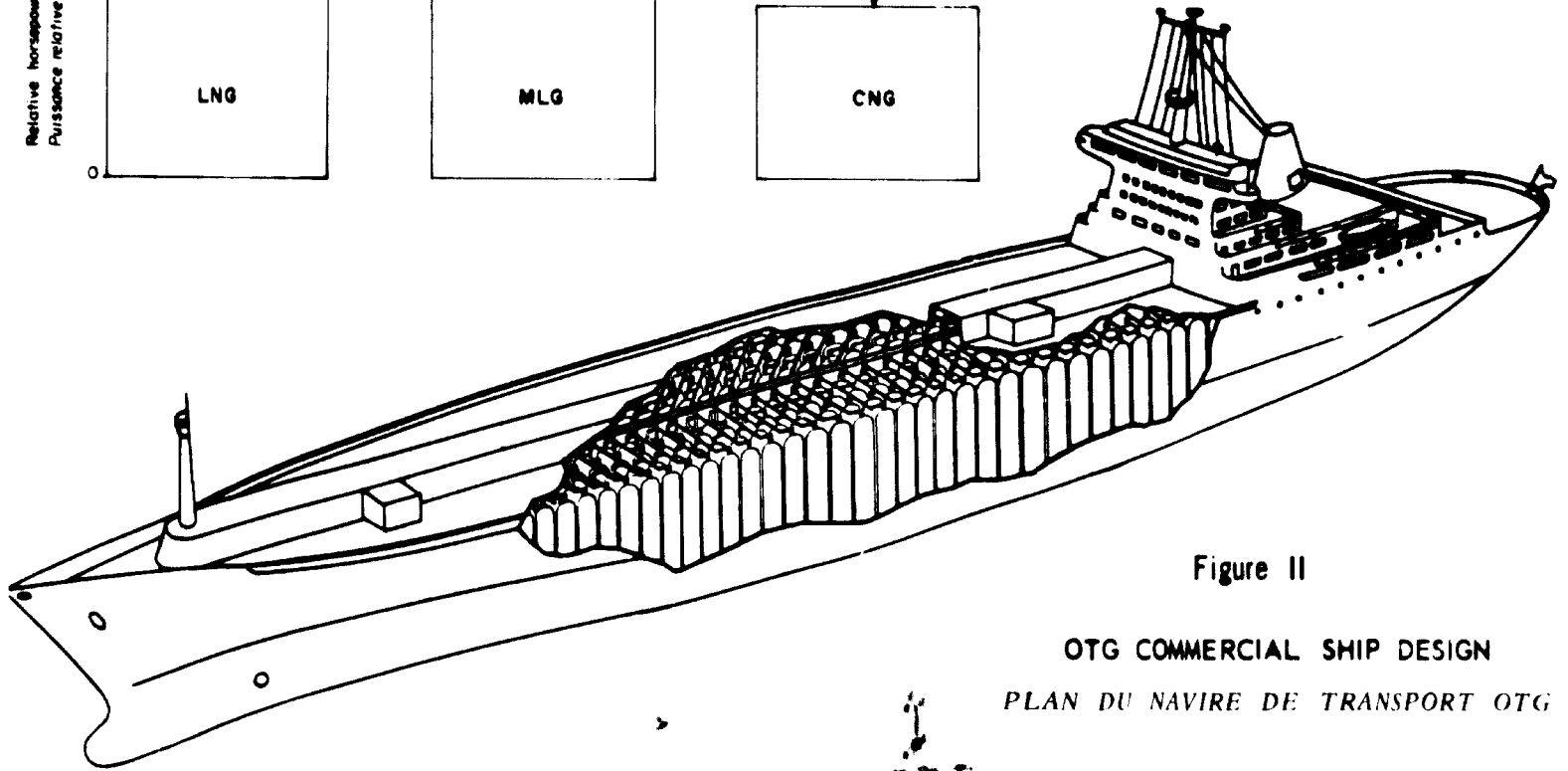
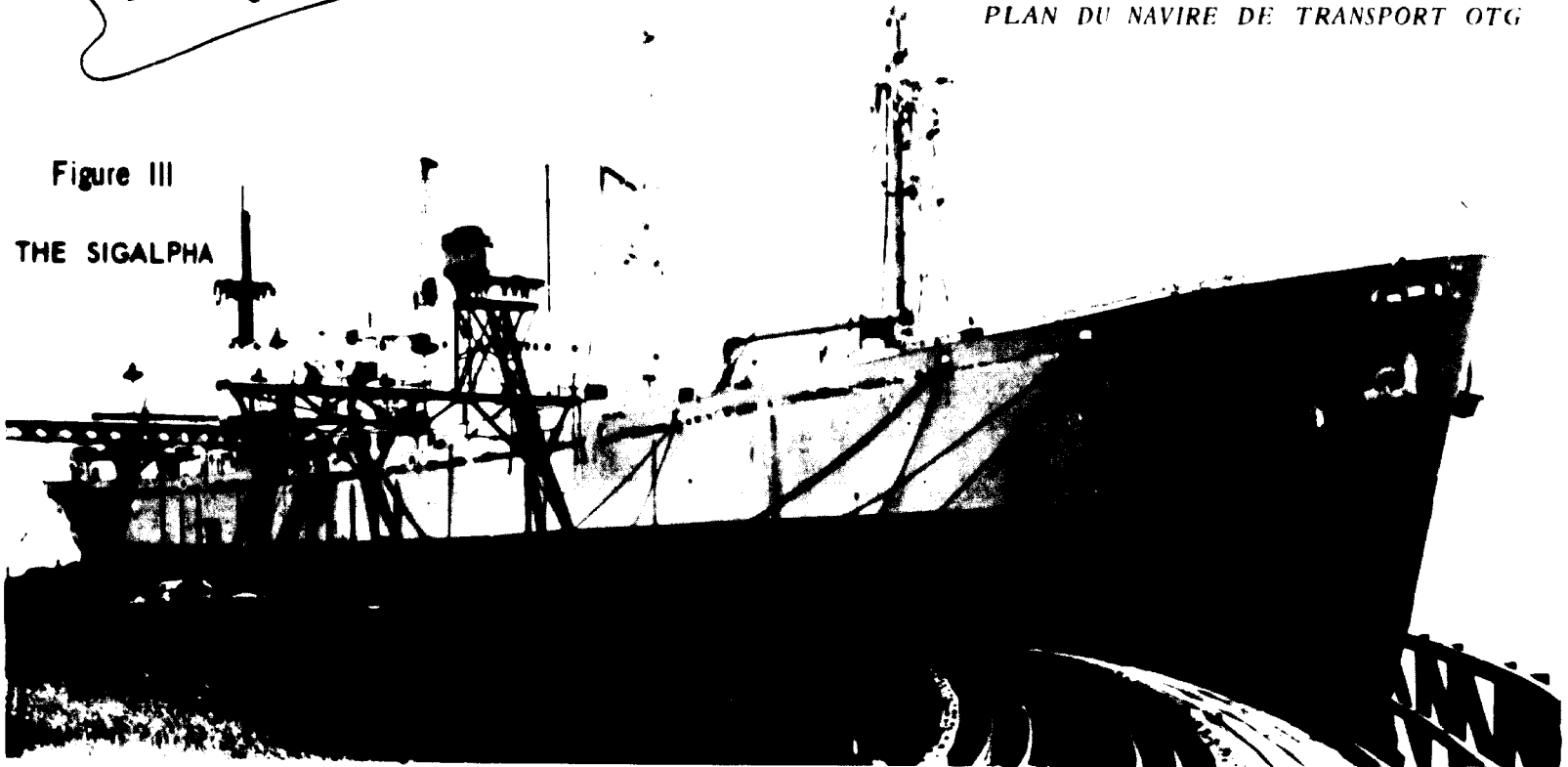


Figure II

OTG COMMERCIAL SHIP DESIGN
PLAN DU NAVIRE DE TRANSPORT OTG

Figure III
THE SIGALPHA



Bien que la pression des réservoirs soit 79 bar, la température est suffisamment peu basse pour que l'on puisse utiliser de l'acier et non de coûteux matériaux cryogéniques comme c'est le cas pour le GNL. D'autres économies sont obtenues en utilisant des réservoirs faits de tubes laminés sans soudure plutôt que des cuves conçues pour de grandes pressions.

Ocean Transport Group -

Les principaux membres de l'Ocean Transport Group sont : le Columbia Gas System, Inc, et la Transcontinental Gas Pipe Line corporation, grandes compagnies de gaz américaines ; Rockwell Manufacturing Corporation, un des meilleurs fabricants de valves, compteurs et autres équipements de l'industrie du gaz ; King Ranch, Inc, détenteur de grandes réserves d'huile et de gaz ; White Weld, une des principales compagnies d'investissement des Etats-Unis ; Robert B. ANDERSON, ancien Secrétaire de la Trésorerie des Etats-Unis ; Dr. Joseph P. KAZICKAS, importateur et exportateur mondial d'Energie ; et F. Franklin MOON, précédemment Avocat Général, Vice-Président et Secrétaire, W.R. GRACE. Les demandes de renseignements sont à adresser à M. F. Franklin MOON, Président et Directeur Général, Ocean Transport Group, 250 Park Avenue, New-York, New-York.

ANNEXE I

ENERGIE DE REFROIDISSEMENT ET TEMPERATURE

On sait que l'énergie nécessaire au refroidissement est proportionnelle à la différence entre la température ambiante et la température à atteindre divisée par la température à atteindre. Ceci est valable à entropie spécifique constante. L'entropie spécifique est la quantité de chaleur qui doit être déplacée pour refroidir de 1° F, 1 000 000 standard cubic feet de gaz (1). Pour ce qui nous intéresse l'entropie spécifique du gaz naturel est constante de façon suffisamment approchée. On peut écrire la loi de la façon suivante :

$$P = K \frac{T_A - T_o}{T_o}$$

où :

P : désigne l'énergie nécessaire au refroidissement

T_A : désigne la température ambiante (absolue)

T_o : désigne la température désirée (absolue)

K : désigne une constante.

(1) C'est à dire pour abaisser de 0,55° C la température de 28 300 m3 de gaz

La température absolue est égale à la température Fahrenheit augmentée de 460. Si l'on considère une température ambiante de 105° F (1), les températures à atteindre et les énergies relatives sont pour les trois procédés :

Procédé	$\frac{T_0}{T_E - T_R}$	TA To	P	P/PGNL, %
GNL	- 260 200	365	1,825 k	100
MLG	- 180 280	285	1,018 k	56
CNG	- 80 380	185	0,487 k	27

Ces énergies relatives sont des chiffres idéaux. Pour un cas récent les énergies relatives nécessaires sont très proches des chiffres précédents : 56 % pour le MLG, soit le même chiffre ; et 25 % pour le CNG, soit un chiffre légèrement inférieur.

(40°)

B PROCÉDE ETUDIÉ PAR M JACQUES DELARUELLE

Le procédé étudié par M. Jacques DELARUELLE depuis 1964 et breveté par ce dernier, consiste à transporter par navires le gaz naturel sous forme comprimée et réfrigérée.

La température d'utilisation est d'environ -60°C , la pression de 80 à 100 bar.

Le volume du gaz est alors fortement réduit, par suite de la compression d'une part, et de l'abaissement du coefficient de compressibilité aux basses températures d'autre part.

Rappel des propriétés physiques du gaz naturel -

On sait que le gaz naturel ne suit pas la loi de Mariotte et que l'équation d'état s'écrit :

$$PV = ZRT$$

où :

P : désigne la pression d'une masse donnée de gaz

V : désigne le volume de la masse de gaz

T : désigne la température absolue de la masse de gaz (en $^{\circ}\text{K}$)

R : est une constante

Z : est le coefficient de compressibilité.

Le coefficient de compressibilité **Z** varie avec la température et la pression :

à 0°C (273°K) et 1 bar on a $Z = 1$

à -60°C et 80 bar on a $Z = 0,30$

On voit que le coefficient de compressibilité **Z** diminue fortement quand on se rapproche des conditions du point critique (On sait que pour le méthane le point critique se situe à -82°C , 45 bar).

L'équation d'état peut s'écrire :

$$V = V(0^{\circ}\text{C}, 1\text{ bar}) \times \frac{ZT}{273 P}$$

Il en résulte qu'à - 60° C et 80 bar, un volume d'un mètre cube renfermera une masse de gaz qui occupera à 0° C et 1 bar un volume de 320 mètres cubes.

On voit que la réduction du volume est importante, sans atteindre toutefois celle que l'on obtient par la liquéfaction. Au voisinage du point critique on pourrait obtenir un rapport de volume de 1 à 300 environ, alors que la liquéfaction à pression atmosphérique permet d'obtenir un rapport de volume de 1 à 600.

En fait il faut tenir compte également du poids des récipients de stockage.

Le poids de la capacité de stockage de 1 mètre cube est proportionnel à la pression, donc est proportionnel à :

$$\frac{P}{Z} \frac{273}{T} = Z \frac{T}{273}$$

Il y a donc intérêt à stocker le gaz à une température aussi basse que possible et à la pression qui correspond à la valeur minimum de Z sans chercher à la dépasser.

Constitution de la chaîne de transport -

La chaîne de transport du gaz sous forme comprimée et réfrigérée comprendra :

- la station de compression et de réfrigération située sur la côte,
- les navires de transport, où le gaz sera stocké dans des réservoirs ou "bouteilles",
- le déchargement et le conditionnement du gaz à l'arrivée.

Station de compression et de réfrigération -

La station de compression devra être installée sur la côte près du terminal de chargement. En agissant sur le gazoduc amont, on pourra amener le gaz à une pression d'entrée d'au moins 25 bar, ce qui fait que le taux de recompression sera inférieur à 4. La compression devrait donc pouvoir être obtenue à l'aide de turbines à gaz et de compresseurs centrifuges.

Le refroidissement à - 60° C peut être obtenu à l'aide d'un deuxième cycle. Eventuellement, une installation de séparation des condensats sera nécessaire.

Navires de transport -

Le gaz comprimé et réfrigéré sera stocké dans des réservoirs d'acier en forme de bouteilles.

Les bouteilles ont une forme cylindrique de grande longueur et sont constituées d'acier spécial. Les principales conditions auxquelles doivent répondre cet acier sont sa résistance aux basses températures, sa résistance à la pression et son rapport coût/poids.

Les bouteilles sont rangées en long dans des caissons flottants ; elles sont remplies de gaz comprimé et réfrigéré. Les caissons remplis de gaz seraient pris en charge par des navires gigognes, qui effectueraient la traversée. Au terminal de déchargement, les navires gigognes laisseraient leurs caissons pleins, reprendraient des caissons vides et les ramèneraient au terminal de chargement.

Les cylindres d'acier sont placés sur des fers I de 200 mm et soutenus sur le côté par des fers identiques. Ils sont empilés en quinconce. L'ensemble est noyé dans une mousse de polyuréthane fabriquée in situ au moment de la mise en place des bouteilles.

Un réservoir de 25 mètres de longueur et de 15 mètres de hauteur contiendra 61 bouteilles dans le sens horizontal et 42 dans le sens vertical, soit au total 2 541 bouteilles. Les bouteilles seront toutes munies d'un robinet, et ces robinets devront bien entendu être à commande hydraulique.

Les réservoirs seront groupés sur des colonnes montantes raccordées à un collecteur commun.

L'énergie de propulsion du navire sera fournie par du gaz naturel provenant de l'augmentation de pression résultant du réchauffement inévitable durant le trajet.

Le gaz nécessaire à la propulsion sera fourni par l'intermédiaire d'un clapet anti-retour placé en by-pass. En cas de déchirure d'une bouteille, le clapet anti-retour l'isolerait de façon à éviter la vidange de l'ensemble.

La robinetterie sera placée à une extrémité des tubes. A l'autre extrémité sera placé un dispositif de réchauffage destiné lors du déchargement à ramener la température à 0°C et à permettre ainsi une vidange plus complète des réservoirs. La source chaude sera tout simplement l'eau de mer (température 10°C à 25°C en Méditerranée), la chaleur étant fournie par l'intermédiaire d'un liquide comme le butane.

Station de déchargement du gaz -

A l'arrivée le gaz des caissons sera déchargé directement dans le réseau de gazoducs aval. Si la pression du gazoduc aval est 70 bar, la pression des réservoirs du caisson suffira pour le déchargement de 70 % du gaz transporté ; la majeure partie du gaz restant peut-être déchargée à l'aide d'un réchauffement des réservoirs.

Stockage -

Le gaz comprimé et réfrigéré ne peut évidemment être stocké que dans des réservoirs cylindriques en acier (bouteilles) analogues à ceux qui seront mis dans les caissons. Des réservoirs de plus grandes dimensions seraient trop coûteux. Il y aura donc intérêt à faire le moins de stockage possible à terre, et à augmenter, si besoin est, le nombre de caissons réservoirs ce qui revient à faire un stockage flottant. Ceci montre l'intérêt d'une rotation rapide des navires entre le point de chargement et le point de déchargement, de façon à diminuer la nécessité de stockage.

Aspects économiques du procédé -

Des premières études économiques ont été faites par M. DELARUELLE. Ces études portaient sur la comparaison du coût de transport du gaz comprimé et réfrigéré avec le coût de transport du gaz liquéfié à la pression atmosphérique.

Ces études économiques montraient que pour une masse donnée de gaz à traiter et transporter :

- la station de compression et réfrigération est moins coûteuse que la station de liquéfaction (investissement et fonctionnement) ;
- le transport maritime proprement dit est plus coûteux dans le cas du gaz comprimé et réfrigéré que dans le cas du gaz liquéfié à la pression atmosphérique ;
- le déchargement du gaz comprimé et réfrigéré est moins coûteux que le déchargement et la regazéification du gaz liquéfié à la pression atmosphérique.

Au total, pour une même masse de gaz à traiter et transporter, le transport sous forme comprimée et réfrigérée comprendrait un terme fixe, correspondant à la mise en condition au départ (compression et réfrigération) et un terme proportionnel à la distance (transport maritime) ; de même le transport sous forme liquéfiée à la pression atmosphérique comporte un terme fixe (liquéfaction) et un terme proportionnel à la distance (transport maritime).

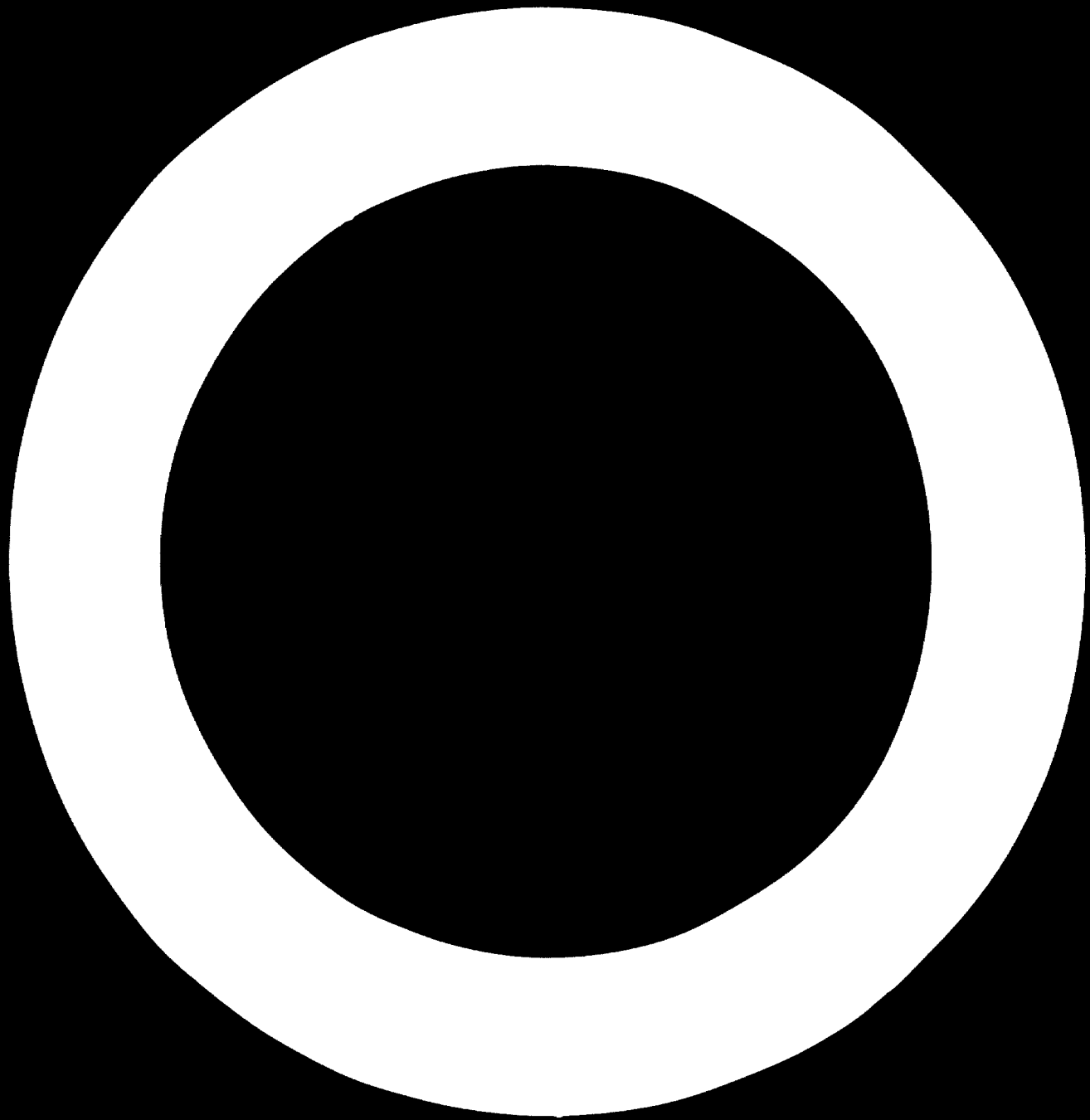
Le terme fixe du procédé compression et réfrigération est inférieur au terme fixe du procédé GNL ; mais le terme proportionnel du procédé compression et réfrigération est supérieur au terme proportionnel du procédé GNL. La comparaison économique des deux procédés montrerait que pour des distances courtes, de l'ordre de quelques centaines de kilomètres, le transport sous forme comprimée et réfrigérée serait moins coûteux que le transport sous forme liquide à la pression atmosphérique. Pour de longues distances le transport sous forme liquide reprendrait l'avantage.

Commentaires sur le procédé -

Les études économiques relatives au transport du gaz naturel sous forme comprimée et réfrigérée devraient être effectuées de façon précise et tenir compte en particulier :

- des mises au point nécessaires pour la fabrication des réservoirs cylindriques (définition des aciers, sécurité) et du coût de ces réservoirs ;
- des mises au point nécessaires pour la fabrication des navires de transport ;
- de l'absence de stockage qui, si elle réduit le coût total, n'est pas forcément un avantage puisqu'elle peut conduire à surdimensionner les gazoducs amont et aval et à rechercher des stockages souterrains en aval.

Ces études précises permettront de se prononcer sur le procédé.



C PROCÉDE ETUDIÉ PAR M JACQUES TROLLUX

Le procédé de transport étudié par M. Jacques TROLLUX consiste à obtenir la réduction du gaz naturel avec le minimum de transformation: le gaz naturel serait transporté sous forme comprimée à la température ambiante, la pression étant de l'ordre de 130 à 200 bar. Les navires effectuant le trafic seraient spécialement équipés en capacités haute pression qui, du fait du choix d'une température ambiante, peuvent être réalisés en aciers non alliés ; par une sorte de noria ils seraient mis en pression au terminal émetteur et vidés au terminal récepteur.

1 CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DU PROCÉDE

Les éléments essentiels de la chaîne de transport sont les navires et leurs capacités. Les stations de compression au chargement et le vidage au déchargement d'un poids économique plus faible doivent se plier aux conditions permettant l'utilisation maximum des navires. Les réservoirs ou capacités seraient encore des "bouteilles" cylindriques, disposés verticalement dans le navire.

Choix de la pression -

Pour obtenir un volume de gaz réduit on est conduit à envisager des pressions élevées. Il faut évidemment tenir compte des divers paramètres dont les principaux sont :

- la densité moyenne de chargement, compte tenu du poids des récipients et des espaces morts, densité qui croît en gros proportionnellement avec la pression et est optimale eu égard au coût des navires dans la zone de 0,8 qui est celle des cargaisons des pétroliers ;
- la sécurité qui impose une limitation : en cas de fuite de gaz, la détente libre cause un refroidissement qui ne doit pas conduire à des températures où l'acier des capacités aurait une résilience insuffisante ;
- les épaisseurs des tubes produits industriellement sont ordinairement limitées à certaines valeurs, c'est-à-dire qu'on ne peut retenir de pressions élevées que si l'on choisit des diamètres faibles ce qui multiplie les connexions et augmente le prix de revient.
- enfin, de divers phénomènes thermiques : en particulier lors du remplissage des capacités, la pression élevée conduit à un échauffement du gaz, donc à une diminution de la masse de gaz contenue dans le volume offert par la capacité, sauf à remédier à cet échauffement par un refroidissement préalable du gaz, d'où des installations à terre plus compliquées.

L'ensemble de ces considérations conduit à se limiter suivant le cas à des pressions de 130 à 200 bar, valeur pour lesquelles d'ailleurs la densité moyenne du chargement est nettement inférieure à celle du pétrole.

Les capacités -

Le choix des capacités dépend du prix, rapporté au kg de gaz contenu ; de l'incidence sur les dimensions, dont le coût du navire ; et des problèmes de sécurité qui définissent le coefficient de sécurité des enveloppes et les possibilités de contrôle selon les exigences des sociétés de classification.

Deux voies sont actuellement envisagées pour les capacités qui toutes deux prévoient l'utilisation de bouteilles cylindriques :

- une première voie consiste en la réalisation de capacités tubulaires construites à partir de tubes de dimension standard tels que produits à relativement bon marché par les usines de tubes, avec en corollaire des limitations de diamètre, donc de nombreuses connexions, et une limitation de pression due à l'épaisseur maximum autorisée par les trains à tubes ;
- une seconde voie consiste en la réalisation de capacités chaudronnées cylindriques de volume plus important, avec éventuellement le recours à des enveloppes multicouches, ce qui permet de réduire le nombre de capacités donc de connexions, et autorise des pressions plus élevées, mais conduit en revanche à des prix au kilog supérieurs car cette conception se prête moins à la construction en grande série.

Dans les deux cas il semble économique mais non obligatoire de recourir à des aciers à hautes caractéristiques obtenues par trempe et revenu (limite élastique à environ 70 kg/mm²). Avec une telle nuance d'acier, et compte tenu d'un coefficient de 2,5 entre la charge de rupture et le taux de travail, le rapport du poids de capacité au poids de gaz contenu est d'environ 5,8 pour un gaz tel que celui de Hassi R'Mel, gaz dont le coefficient de compressibilité à la température ambiante et à 150 bar est de moins de 0,8.

Dans le cas des tubes, ceux-ci seraient groupés dans des sortes de cadres qui sont l'élément standard sous la forme de laquelle des capacités sont installées à bord. Ces cadres ont la forme de "paniers".

Les cadres et, dans le cas de capacités de plus grande dimension, les capacités unitaires sont interconnectées sans vanne en un certain nombre de réservoirs indépendants reliés à un manifold situé sur le pont du navire.

Les navires -

Les navires dans lesquels sont installées ces capacités sont des navires offrant un grand volume de cale.

La disposition des bouteilles serait faite dans le sens vertical, ce qui faciliterait les opérations de démontage pour les épreuves périodiques éventuellement demandées par les sociétés de classification. Cette disposition résout convenablement le problème du report des charges dans le fond du navire, mais présente l'inconvénient de limiter la longueur des bouteilles à environ 20 mètres, creux normal des navires envisagés, et de multiplier d'autant le nombre de connexions.

Le pont résistant des navires doit présenter les ouvertures nécessaires au chargement des capacités au quai d'armement. Les navires doivent être normalement cloisonnés de façon à présenter la sécurité de compartimentage demandée par les sociétés de classification. Ce compartimentage est également utile pour limiter, en cas d'intervention sur une tuyauterie, le dégazage qui peut être nécessaire pour la soudure par exemple.

La vitesse des navires doit être élevée, de façon à pouvoir faire effectuer un maximum de rotations au capital élevé constitué par les capacités. Le combustible utilisé dans les navires est du gaz naturel dont la valeur est à compter au prix de vente FOB à l'aller et au prix de vente CIF au retour (prélèvement sur le gaz résiduel).

Les navires ainsi garnis de capacités tubulaires sont parfois appelés "bateaux tubes" ou "navi-tubes".

Chargement de navires -

Le chargement consiste à comprimer le gaz dans les capacités du navire jusqu'à la pression maximum de service. Le remplissage jusqu'à la pression du gazoduc amont s'effectue par simple détente. Le complément requiert une compression.

La puissance nécessaire pour comprimer alors à volume constant le gaz jusqu'à 150 à 200 bar n'est pas considérable : il faut de l'ordre de 26 000 CV pour assurer un débit de 320 000 Nm³/h.

Les installations de chargement ne constituent donc pas un investissement très lourd. Les débits et rapports de pression envisagés conviennent bien aux compresseurs centrifuges dont l'entraînement peut être effectué par turbine à gaz ou par moteur électrique s'il existe du courant bon marché disponible.

La compression peut être effectuée en plusieurs étapes. De façon à ce que la température en fin de chargement soit très proche de la température ambiante, on peut être amené à surcomprimer le gaz que l'on veut débiter dans le navire et à produire le froid par détente avec ou sans travail extérieur. Il y aurait alors deux étages de pression, le gaz à la pression du gazoduc et le gaz haute pression comprimé à pression constante.

Déchargement des navires -

Au déchargement c'est le gaz correspondant à la tranche de pression en excédent sur la capacité du terminal récepteur qui ne requiert d'autre installation qu'une simple vanne de détente éventuellement réchauffée par circulation d'eau de mer.

Pour pouvoir décharger le gaz restant dans les capacités lorsque la pression est arrivée au niveau du gazoduc aval (50 à 70 bar), il faut pouvoir brancher les capacités sur des niveaux de pression inférieurs soit que ces niveaux de pression soient l'aspiration du compresseur remontant la pression de gaz au niveau du gazoduc, soit que ce niveau de pression inférieure soit celui de capacités de stockage vidées ultérieurement entre deux chargements. Si l'on veut épuiser le gaz jusqu'à une valeur suffisante pour ne pas pénaliser la capacité de transport, il faut descendre jusqu'à des niveaux de 7 à 10 bar où les volumes spécifiques relativement importants nécessitent des connexions importantes à grand débit volumétrique. Par ailleurs la recompression pour atteindre la pression de 70 bar du gazoduc aval nécessite une puissance qui augmente rapidement en fonction du rapport de compression. Il n'apparaît donc guère rentable d'épuiser le gaz contenu dans les navires au-delà d'une plage comprise entre 7 et 12 bar.

Sur le plan pratique, les installations de déchargement se concrétisent donc par un certain nombre de flexibles de branchement connectables à différentes vannes de détente qui peuvent être soit branchés à l'aspiration de compresseurs centrifuges, soit connectables à des réservoirs tampons ultérieurement vidés dans le gazoduc aval.

Schéma de la noria -

La première idée qui vient à l'esprit est de constituer un trafic où les navires se succèdent au chargement et au déchargement, ce qui assure un débit continu des gazoducs amont et aval. Cependant une telle solution conduirait soit à augmenter le temps de chargement et déchargement au-delà de ce qui est techniquement possible afin de ne faire partir un navire que quand le suivant est arrivé, soit à multiplier le nombre des navires, ce qui est préjudiciable aux coûts d'investissement et d'exploitation. En outre une telle solution ne permettrait pas de fluctuation dans les horaires des navires et ne présenterait donc pas la souplesse nécessaire eu égard aux irrégularités de temps de trajet de ces

derniers. On est donc conduit à envisager une noria dans laquelle il existe à chaque terminal des temps morts entre les opérations des deux navires.

Deux conceptions sont alors possibles : on peut prévoir que le débit des gazoducs suivra cette modulation en créneau, s'annulant en l'absence de navire, ou l'on peut au contraire prévoir une capacité de stockage propre à emmagasiner à la pression voulue le gaz débité entre deux navires.

Dans les deux cas une certaine souplesse est donnée par la capacité gazostatique du pipe. Il y a donc une optimisation à faire entre le dimensionnement des installations au chargement et au déchargement d'une part, celui des gazoducs et le coût des stockages aux terminaux d'autre part, compte tenu également des réservoirs souterrains éventuels dans le réseau aval.

2. - EXEMPLE DE CHAÎNE DE TRANSPORT PAR BATEAU TUBE

Selon les promoteurs du système, une chaîne de transport par bateau tube entre Skikda et Marseille pourrait être organisée sur les bases suivantes :

Gaz transporté annuellement : 4,5 Gm³

4 navires de transport capables d'effectuer 125 rotations suivant la répartition suivante :

Temps mort à l'arrivée	3 h
Chargement	6,50 h
Temps mort au départ	3 h
Trajet eau (385 nautiques à 20 N)	19,30 h
Temps mort	3 h
Déchargement	6,50 h
Temps mort	3 h
Trajet retour	19,30 h
	<hr/>
	63,60 h

Navires -

Chaque navire peut transporter 9.10^6 m³ de gaz dans les conditions standard ou encore 7 200 tonnes de gaz, comprimé à 135 bar.

Les navires sont munis de capacités tubulaires constituées à partir de tubes de 20" en acier au vanadium trempé d'une limite élastique de 70 kg/mm² (X - 100) et d'une épaisseur de 11,9 mm, ce qui autorise un taux de travail de 34 kg/mm², compte tenu d'une surépaisseur de corrosion de 0,5 mm.

Les navires contiennent environ 15 000 bouteilles disposées verticalement par groupe de 30 dans des cadres en forme de panier. Les dimensions du navire seraient alors de 250 x 40 x 22, correspondant à celles d'un pétrolier de 90 000 tonnes.

Le navire comporterait une cloison longitudinale et 5 cloisons transversales séparant le volume en dix cales contenant chacune deux réservoirs indépendants.

Les navires seraient équipés pour la chauffe du gaz.

Terminal expéditeur -

Le gaz serait amené par un gazoduc permettant de délivrer une pression entre 40 et 70 bar.

L'installation comporte une station de compression permettant de porter la pression du gaz à 200 bar, une installation de réfrigération par l'eau de mer du gaz comprimé, un stockage à 200 bar à volume constant, c'est-à-dire fonctionnant par mouvement des fluides (kérosène), une installation de pompage et une turbine de détente de 200 à 135 bar pour refroidir le gaz avant le chargement, enfin des flexibles de chargement. Avec cette installation on doit parvenir en fin de chargement dans le navire à une température du gaz dans les récipients de l'ordre de 20° C.

Les installations de chargement ne seraient en fonction que $\frac{26}{64} = 40\%$ du temps. De préférence à un surdimensionnement il a été jugé plus économique de prévoir un stockage à terre permettant d'assurer le débit continu du gazoduc amont en emmagasinant entre deux chargements l'équivalent de 60 % de la cargaison du navire ; il est constitué de réservoirs tubulaires disposés verticalement dans des cavités souterraines.

L'installation de compression est équipée de compresseurs centrifuges. Les calculs font apparaître des puissances de compression nécessaires de l'ordre de 15 000 CV tandis que la puissance des pompes nécessaire serait de l'ordre de 35 000 CV.

Terminal récepteur -

On a vu que le processus de déchargement consiste à décharger la tranche haute pression par simple décompression dans un gazoduc aval, puis, réservoir par réservoir, les tranches inférieures par décompression dans des stockages partiellement remplis à des niveaux décroissants. Les stockages sont ensuite vidés par balayage de fluide et le gaz correspondant envoyé dans le gazoduc aval.

Là encore la quantité de gaz à stocker serait de 60 % de la masse totale de gaz contenu dans un navire. Le balayage des stockages consistera à refouler un liquide à 60 bar pour un volume représentant de quoi stocker 60 % de la cargaison du navire, soit 54 000 m³. Ce balayage serait effectué à l'aide de pompes d'une puissance totale d'environ 17 000 CV.

Données économiques -

Les promoteurs du système ont estimé les coûts d'investissement et de fonctionnement d'une telle chaîne de transport.

Investissement -

Un des principaux problèmes est celui du coût des capacités. Celles-ci auraient un tonnage total de 180 000 tonnes environ, tonnage assez élevé pour la construction en grande série qui devrait permettre de fournir l'acier à environ 22 cents le kg. Les bouteilles installées à bord avec leurs équipements (fermeture, contrôle) reviendraient à environ 41 cents le kg. Les capacités chaudronnées, en revanche, auraient un coût plus élevé, environ 51 cents le kg installé à bord.

Le coût des navires a été estimé par comparaison avec celui des pétroliers (on sait qu'un pétrolier de 120 000 tonnes coûte 80 dollars par tonne de port en lourd). On a admis que pour la pression de 135 bar à un tonnage donné de récipient correspond un navire dont les dimensions sont celles d'un pétrolier de tonnage double.

Pour les stations d'émission et de réception, les promoteurs ont admis un coût total d'investissement de 265 dollars par CV pour la compression et de 200 dollars par CV pour les pompes à grande puissance. Le coût du stockage à terre a été estimé à 80 % de celui de la même capacité prise à bord.

Les installations de branchement et l'apportement ont été estimés à 2 000 000 dollars chacun.

Exploitation -

Les promoteurs ont estimé les frais d'exploitation et ont abouti aux résultats annuels suivants (y compris l'énergie consommée) :

4 navires	11,7 millions de dollars
station d'émission	1,5 million de dollars
station de réception	0,6 million de dollars

Coûts totaux -

Les coûts totaux seraient les suivants selon les promoteurs (en millions de dollars) :

- Investissements

terminal émetteur	24
navires	122
terminal récepteur	18

Total investissements : 164

- Exploitation annuelle

terminal émetteur	1,4
navires	11,6
terminal récepteur	0,6

Total exploitation annuelle : 13,6

On voit que dans la chaîne de transport par bateau tube, le coût des navires est prépondérant, à l'inverse de ce qui se passe pour une chaîne de transport de GNL où c'est le coût de l'usine de liquéfaction qui est le plus important. C'est pourquoi les promoteurs ont envisagé une rotation très rapide des navires, avec une vitesse élevée (20 noeuds), les équipages nécessaires et en ont tenu compte dans leurs estimations.

Les promoteurs ont comparé le coût total actualisé de cette chaîne de transport de gaz comprimé avec le coût total actualisé d'une chaîne de transport de GNL.

Pour ce faire, ils ont tenu compte de la différence des conditions amont et aval des deux chaînes (surdimensionnement du gazoduc amont dans le cas de la liquéfaction).

Les promoteurs ont effectué le calcul sur une période de 15 ans avec un taux d'actualisation de 10 % et ont obtenu les résultats suivants (en millions de dollars).

	Chaîne bateau tube	Chaîne liquéfaction
Investissement	164	228
Exploitation (somme actualisée)	102	122
Autoconsommation et modulation (somme actualisée)	-	53
Coût total actualisé :	266	403
Coût unitaire par thermie :	0,083	0,125

Les coûts de transport par la chaîne de bateau tube seraient ainsi nettement inférieurs à ceux de la chaîne de GNL, la différence étant de 36% environ ; l'avantage resterait de 26 % au cas où le prix des capacités serait de 77 cents le kg soit 50 % de plus que celui pris dans les calculs.

Variation avec la distance -

Les promoteurs ont également évalué les coûts sur le trajet Arzew - Carthagène, où la distance est plus courte. Avec les mêmes hypothèses ils ont obtenu les résultats suivants :

Investissements	75
Exploitation	70
Total :	145 millions de dollars

A l'inverse le coût croît avec la distance et l'équilibre avec la liquéfaction se situerait selon eux aux environs de 600 à 700 milles marins.

Variation avec le débit -

Une augmentation du débit doit entraîner une diminution du coût unitaire, par suite de l'effet d'échelle (faible augmentation du volume des terminaux, etc...). Pour un débit annuel de 9 Gm³/an, le gain serait de 10 % ; inversement, pour un débit annuel de 2,2 Gm³/an, la majoration serait d'environ 20 %.

D. CONCLUSION SUR LES DIVERS PROCÉDES

Les divers procédés présentent des points communs : coût du navire supérieur à celui du terminal expéditeur, coût total relativement peu élevé pour des distances faibles (de l'ordre de quelques centaines de kilomètres).

Le procédé CNG de l'Ocean Transport Group et le procédé compression et réfrigération de M. DELARUELLE sont relativement voisins. Les principaux problèmes qui se posent dans ces procédés semblent être la définition des aciers, d'une part dans les conditions thermiques de travail habituel, d'autre part dans les conditions transitoires (fuites, déchargement). Cependant, l'Ocean Transport Group est allé assez loin dans l'expérimentation des procédés CNG et MLG puisqu'il a construit un navire expérimental, le SIGALPHA qui a déjà effectué quelques voyages d'essai. De plus amples renseignements sur les procédés CNG et MLG pourraient être obtenus en s'adressant à l'Ocean Transport Group (1).

Le procédé étudié par M. Jacques TROLLUX se distingue des autres procédés en ce sens que, afin de rester pour les capacités dans le domaine des températures des aciers au carbone bon marché, la réfrigération y est limitée et que seule demeure une importante compression. Ce procédé semble moins coûteux que le procédé classique de transport de gaz liquéfié à la pression atmosphérique pour des distances de quelques centaines de kilomètres ; ce serait le cas du transport sur des trajets comme Skikda - Marseille ou Barcelone, Tunisie - Sicile, etc... Il reste à corroborer les estimations des promoteurs de ce système aux devis réels basés sur une définition précise des matériels, en particulier des navires avec l'approbation des sociétés de classification.

Il serait donc intéressant d'effectuer une étude précise sur un trajet défini, en liaison avec les industries intéressées, pour définir si ces procédés répondent bien aux espoirs que l'on peut placer sur eux. Un délai d'un an pour une telle étude devrait pouvoir permettre de répondre à cette question, qui est intéressante non seulement sur des trajets comme Skikda - Marseille ou Tunisie - Sicile mais également dans d'autres régions du monde, sur des traversées d'une longueur maximum de l'ordre de quelques centaines de kilomètres.

(1) Ocean Transport Group, 250 Park Avenue, New-York, N. Y., U. S. A.

CHAPITRE II

TRANSPORT EN CONTINU

I. LES CANALISATIONS SOUS-MARINES

A. COMMENTAIRES GENERAUX

Depuis plusieurs années, diverses sociétés ont procédé à des études pour savoir s'il était possible d'installer à travers la Méditerranée une canalisation pour le transport en Europe du gaz naturel algérien. Si une telle canalisation pouvait être réalisée, on disposerait, entre le gisement de gaz et les centres de consommation, d'une liaison continue par canalisations, dont une partie serait installée dans la Méditerranée. Cette canalisation intercontinentale permettrait de transporter le gaz de façon continue, sans avoir à le liquéfier. Une telle idée apparaît séduisante. Cependant, il faut bien mesurer qu'il s'agit là d'une opération difficile et qui dépasse nettement tout ce qui a été réalisé jusqu'ici dans ce domaine.

Pour une entreprise d'une telle ampleur, toute étude théorique doit obligatoirement être sanctionnée par de nombreux essais sur modèles et au moins une expérience en vraie grandeur, sous peine de s'exposer à de graves mécomptes. Les trois procédés de pose de gazoducs sous-marins franchissant la Méditerranée, dont les études théoriques et expérimentales ont été particulièrement poussées, sont :

- . le procédé par traction, étudié par les Sociétés SEGANS et COLLINS, dans le cadre de la Société COSEG;
- . le procédé GAZ DE FRANCE - ELECTRICITE DE FRANCE;
- . le procédé SEGANS de conduite retenue.

L'objet du présent chapitre est l'étude de ces trois procédés et des itinéraires sur lesquels ils pourraient être appliqués en Méditerranée. Avant de procéder à cette étude, nous rappellerons quelques données sur des ouvrages analogues qui peuvent être considérés comme classiques: les sea-lines et les câbles sous-marins.

1. - PROCÉDES CLASSIQUES DE POSE DES CONDUITES SOUS-MARINES

Il existe à l'heure actuelle dans le monde de nombreuses conduites sous-marines ou "sea-lines". La plupart d'entre elles sont utilisées au chargement ou au déchargement des produits pétroliers; quelques-unes à d'autres usages : transport d'eau ou d'effluents ... Ces conduites reposent au fond, à l'exception de la partie terminale des sea-lines pétroliers qui est composée de flexibles. Les sea-lines, comme les conduites terrestres sont, le plus souvent, composés de tubes d'acier assemblés par soudure; ils peuvent être, dans les zones peu profondes, enterrés dans une souille, ou recouverts de béton.

Il existe de nombreuses méthodes de construction des sea-lines. Elles sont adaptées aux conditions du lieu où l'on opère.

Les principaux problèmes à résoudre sont les suivants :

- . assemblage entre eux des éléments de conduite;
- . transport des éléments de conduite à leur emplacement définitif;
- . pose de la conduite.

Les tubes d'acier sont généralement fournis par les fabricants en longueurs unitaires de 10 à 12 mètres. Ces tubes sont assemblés entre eux par soudure, soit à terre sur un chantier littoral, soit en mer, à bord d'une barge de travail.

L'assemblage à terre permet d'obtenir des éléments de plusieurs centaines de mètres de long. Ceux-ci peuvent être transportés au lieu de pose, soit par flottaison à la surface de la mer et remorquage, soit par traction sur le fond, soit, enfin, pour les conduites de faible diamètre, en les enroulant sur un tambour chargé sur une barge. Dans le cas d'assemblage en mer avec pose à l'avancement, les tubes de 12 m sont transportés sur chaland jusqu'à la barge de travail.

Dans le cas où l'on procède par traction sur le fond à partir du rivage, la pose de la conduite au fond s'effectue d'elle-même. Dans les autres cas, elle est effectuée à partir de la surface et le principal problème à résoudre est celui de la résistance de la conduite aux efforts de flexion. En effet, si la conduite prend un rayon de courbure trop petit, elle périclète par aplatissement.

On peut ranger les méthodes classiques de pose de conduites sous-marines en quatre catégories, pour lesquelles nous exposerons successivement les grandes lignes et tenterons d'analyser les avantages et les inconvénients :

- . la pose par flottaison et immersion,
- . la pose par tambour,
- . la pose par barge avec stinger,
- . la pose par traction sur le fond.

1 1 POSE PAR FLOTTAISON ET IMMERSION

Des tronçons de conduites de plusieurs centaines de mètres de long sont assemblés à terre sur un "chantier littoral". Ces tronçons de conduites peuvent, soit avoir une flottabilité propre suffisante, soit voir cette flottabilité propre renforcée à l'aide de flotteurs auxiliaires. Ces tronçons flottants sont halés en mer; au fur et à mesure du halage, on aboute successivement sur le chantier terrestre de nouveaux tronçons à la partie déjà à la mer.

On met ensuite en place, à la surface de la mer, toute la longueur de la conduite au-dessus du tracé choisi, puis cette conduite est envoyée au fond, soit en l'alourdissant avec des blocs, soit en annulant l'action des flotteurs auxiliaires.

La méthode de pose par flottaison et immersion semble être à l'heure actuelle la moins coûteuse. Cependant, elle ne peut guère être utilisée que sur des tracés à faible profondeur et lorsque les courants ne sont pas trop importants. Le contrôle de la tenue de la conduite, alors qu'elle est encore flottante, est une opération délicate, car tout mouvement qui provoquerait un rayon de courbure trop faible entraînerait la rupture de la conduite. Il en est de même de l'opération d'envoi au fond qui ne peut s'effectuer sans rayon de courbure trop faible, donc sans rupture, que par des fonds limités.

Comme exemple de conduite posée de cette façon, on signalera la conduite d'alimentation en eau potable de l'île d'Yeu (France), avec une partie immergée de 17 km de long et des profondeurs n'excédant pas 15 mètres.

1. 2 POSE PAR TAMBOUR

Dans cette méthode, la conduite est assemblée à terre et enroulée sur un tambour situé sur une barge. La pose s'effectue à partir de la barge au fur et à mesure de l'avancement de celle-ci, par déroulement du tambour. La conduite descend au fond à partir de la surface et est soutenue au voisinage immédiat de la barge par

un stinger, dont on reparlera plus longuement dans la méthode par barge et stinger.

La méthode du tambour ne peut être évidemment utilisée que pour des conduites de très petit diamètre, qui, seules, peuvent supporter un tel enroulement. Le tambour est le plus souvent à axe vertical, ce qui permet de lui donner une plus grande section. La limitation du diamètre de la conduite explique que la méthode du tambour n'est presque plus utilisée, la plupart des conduites sous-marines ayant un diamètre supérieur à 10". Par ailleurs, la limitation de profondeur est la même que pour la méthode de pose par barge avec stinger, soit environ 120 m pour des conduites de petit diamètre.

On citera comme exemple "historique" de conduites posées par la méthode du tambour, les quatre conduites militaires d'alimentation en essence, posées par l'armée américaine dans la Manche, entre l'Angleterre et la France, lors du débarquement de 1944. Ces conduites de 70 km de longueur environ, posées par fond de 70 m maximum, avaient un diamètre très petit (3") et sont actuellement détruites.

1. 3. - POSE PAR BARGE AVEC STINGER

Dans cette méthode, les tubes élémentaires de 12 m de long sont acheminés en mer sur chaland jusqu'à une barge de pose. Celle-ci comprend les postes de travail nécessaires (soudure, contrôle, revêtement) pour l'assemblage en mer des éléments et la pose de la conduite; elle est ancrée au moyen de huit lignes d'ancres sur lesquelles elle papillonne. Elle est, en outre, munie d'une rampe inclinée, ou stinger. Les opérations se déroulent de la façon suivante :

L'extrémité côté mer de la conduite ayant déjà été mise en place reste fixée sur la barge de pose, où on lui assemble par soudure les nouveaux tubes de 12 m. Une fois l'aboutage terminé, on laisse filer la conduite ainsi assemblée en faisant avancer la barge. Durant toute l'opération, la partie de la conduite déjà assemblée et située au voisinage de la barge est supportée par le stinger, parfois appelé "davier". Ce stinger permet de donner à la partie de conduite en cours de pose, située entre le fond et la surface, la forme convenable d'une "courbe en S" qui permette d'éviter des rayons de courbure trop faibles, et donc dangereux.

La méthode de pose par barge avec stinger permet d'éviter la construction du chantier terrestre, les opérations de jonction se faisant en mer. Elle permet de poser des canalisations de grande longueur puisque toutes les opérations s'exécutent à l'avancement.

Cette méthode présente en revanche l'inconvénient de nécessiter de longs temps

d'opération en mer. En effet, les soudures se font à bord de la barge et il faut effectuer à chaque opération les contrôles non-destructifs de celles-ci; ces opérations prennent un temps considérable et la méthode ne permet pas de poser plus de 1 à 2,5 km par jour. Un autre inconvénient, le plus important, est que l'on ne peut opérer que par des profondeurs limitées, sauf à installer des stingers de grandeur considérable, pratiquement impossibles à manier et qui risquent d'être endommagés par les courants.

C'est par cette méthode qu'a été posée la plus grande canalisation sous-marine du monde - 174 km de long, 20" de diamètre - construite en 1963 dans le Golfe du Mexique (U.S.A.) pour relier entre elles deux raffineries. La profondeur de pose, limitée, n'excédait pas 30 m.

C'est également par cette méthode que l'on a posé, en 1967, la canalisation de 67 km de longueur et de 16" de diamètre, qui permet de transporter en Angleterre le gaz du gisement off-shore de la Compagnie B.P. en Mer du Nord et la canalisation de 45 km de longueur, 30" de diamètre posée entre le gisement de Mer du Nord Shell-Esso et l'Angleterre. La profondeur de pose n'excédait pas 40 m.

Un article de W.H. BAUERSCHLAG, de la Société BROWN and ROOT, paru dans le numéro de juin 1967 de la revue "Pipe line Industry" examine les profondeurs que l'on peut envisager d'atteindre par cette méthode.

" En se basant sur ces expériences et sur le calcul des contraintes subies par
 " la conduite en cours de pose, on peut établir le tableau suivant donnant un ordre
 " de grandeur des possibilités actuelles de profondeur. Ces estimations sont
 " valables pour une mer assez calme, un poids spécifique de 1,3 pour la
 " conduite revêtue, une épaisseur convenable et un acier de nuance élevé (API
 " 5LX ou plus) :

"	Diamètre maximal	Profondeur maximum
"	de la conduite	en eau calme
"	8 "	120 m
"	16 "	90 m
"	24 "	73 m
"	40 "	43 m

En fait, la limite pratique actuelle de profondeur, pour des conduites de diamètre supérieur à 10 ", semble être de 90 m. C'est ainsi qu'un projet prévoit la construction prochaine dans le Golfe Persique d'une conduite sous-marine à une profondeur allant jusqu'à 87 m.

1.4 POSE PAR TRACTION SUR LE FOND

Dans cette méthode, les tronçons de conduite d'une longueur de plusieurs centaines de mètres sont assemblés à terre sur un chantier terrestre. La conduite est envoyée en mer au moyen de lorrys et glisse sur le fond. Un chaland équipé d'organes de traction tire la conduite qui repose sur le fond par son poids propre diminué de sa flottabilité. Pour des grandes longueurs de pose, le chaland de traction doit être, bien entendu, ancré. Deux variantes principales existent :

- l'extrémité côté mer de la conduite, munie d'une tête de traction, peut rester au fond. Elle est alors reliée au chaland par un câble de traction qui supporte seul les efforts de flexion;
- l'extrémité côté mer peut être fixée directement sur le chaland de traction. La partie de conduite en cours de pose, située entre le fond et la surface, prend alors la forme d'une "courbe funiculaire modifiée" dont la courbure est moins forte que celle du funiculaire statique, voisin de la chafnette.

Au fur et à mesure de l'avancement, les tronçons successifs sont raccordés à terre par soudure à la partie de conduite déjà lancée en mer. La mise en place par traction peut se faire, soit en un seul, soit en plusieurs éléments, avec, dans ce cas, raccordement en mer. Ces raccordements en mer peuvent être effectués au fond à l'aide de plongeurs autonomes qui peuvent effectuer cette opération jusqu'à une profondeur maximum de 75 m dans l'état actuel des techniques de travail sous-marin.

La méthode de pose par traction permet la pose de canalisations sous-marines à des profondeurs plus importantes que les autres méthodes (voir ci-dessous l'exemple de San Francisco). Elle présente cependant quelques inconvénients :

- . elle met en jeu de grandes forces de frottement et nécessite en conséquence la mise en service d'importants moyens de traction;
- . elle nécessite un tracé en ligne droite, et des fonds lisses et réguliers (pour de faibles longueurs, on peut toutefois obtenir des tracés courbes);
- . enfin, le revêtement protecteur de la conduite est endommagé lors de l'opération de traction.

De nombreux sea-lines, actuellement en service dans le Monde, ont été mis en place par la méthode de traction continue sur le fond, qui permet d'opérer à des profondeurs plus importantes que les autres méthodes. On citera en particulier :

- . comme record de longueur par cette méthode, une canalisation sous-marine de 27 km de long, 30 " de diamètre, posée en 1960 dans le Golfe Persique, entre le continent et l'île de Kharg, par des fonds atteignant 46 m;

comme record de profondeur, la canalisation évacuatrice d'effluents de San Francisco, de 11 km de long, atteignant la profondeur de 100 m (canalisation mise en place par la méthode de la tête de traction reposant au fond).

On voit donc que la profondeur des conduites posées par les procédés classiques évoqués ci-dessus et actuellement en service est faible; la profondeur de 100 m n'a été atteinte qu'une fois et la plupart des conduites ont été posées par des profondeurs inférieures à 30 m.

Une seule conduite a dépassé ces normes, celle de 8 km de long, posée en 1965 au large de Cassis (France) pour évacuer des boues industrielles par des profondeurs atteignant 340 m; mais elle n'a pu être mise en place que par un procédé nouveau, le procédé GAZ DE FRANCE - ELECTRICITE DE FRANCE sur lequel nous reviendrons plus longuement.

2 CABLES SOUS-MARINS

Les câbles sous-marins sont beaucoup plus anciens que les conduites sous marines et beaucoup plus faciles à poser; aussi le réseau mondial de câbles sous-marins est-il assez dense. Rappelons que la pose d'un câble sous-marin s'effectue à partir de la surface, de façon continue, à l'aide d'un navire spécial (câblier). Le câble sous-marin reposant au fond peut ensuite être réparé : le câblier cherche à accrocher ce câble au moyen d'un grappin remorqué au fond; le câble sous-marin, une fois agrippé, est remonté à la surface, réparé ou remplacé en partie, puis renvoyé au fond.

Deux câbles sous-marins peuvent se croiser sans difficulté : l'un deux est simplement posé sur l'autre. La réparation d'un câble endommagé au voisinage de son point de croisement avec un autre est possible et s'effectue de manière classique. On reviendra sur ce point lors de l'examen des procédés particuliers de pose de gazoducs sous-marins, notamment des procédés GAZ DE FRANCE ELECTRICITE DE FRANCE et SEGANS (conduite retenue).

La plupart des câbles sous-marins en service sont des câbles téléphoniques et télégraphiques. Toutefois, on a posé ces dernières années quelques câbles transporteurs d'énergie électrique.

Les câbles sous-marins téléphoniques et télégraphiques atteignent des longueurs et des profondeurs considérables : 5 000 km de long, 4 000 à 5 000 m de profondeur dans l'Atlantique Nord. On pourrait se demander si l'activité de tels câbles ne va pas être réduite en raison de l'utilisation de satellites artificiels; en fait, il semble que, dans les conditions actuelles, un tel satellite ne soit rentable que pour des liaisons à grande distance, supérieure à 3 500 km. On continuera donc encore longtemps à utiliser les câbles sous-marins téléphoniques en Méditerranée

dans la zone où ont été étudiées justement des méthodes nouvelles de pose de conduites sous-marines. C'est ainsi, qu'en 1967, a été posé un câble sous-marin entre la France et le Maroc, sur le trajet Perpignan-Tetouan. Rappelons qu'il existe actuellement deux câbles téléphoniques coaxiaux entre la France et l'Algérie : le câble Perpignan-Oran et le câble Marseille-Alger.

3 - LES ITINERAIRES POSSIBLES A TRAVERS LA MEDITERRANEE

Ces itinéraires, que nous examinerons plus loin un à un, apparaissent clairement au simple examen de la carte des fonds de la Méditerranée Occidentale (figure 17). Cette carte, en courbes bathymétriques, permet de voir que ce bassin est profond. Il présente, en général, tant sur son rivage européen que sur son rivage africain, un plateau continental plus ou moins large, puis un précontinent, dont la pente peut atteindre 20 % et qui permet d'atteindre la plaine abyssale de 2 400 à 3 000 m de profondeur.

La profondeur est donc loin d'être faible, sauf dans les zones des détroits et les études de traversées par gazoducs sous-marins ont donc bien dû s'accomoder de ces caractéristiques. On sait, en outre, que les périodes de mauvais temps sont fréquentes dans cette région et que leur arrivée est brutale. Les conditions météorologiques et nautiques seront étudiées plus en détail à propos de chaque procédé.

L'examen de la carte montre immédiatement que quatre itinéraires peuvent être envisagés :

- . détroit de Gibraltar,
- . traversée entre Mostaganem et Carthagène,
- . Afrique, Sardaigne, Corse, Italie,
- . Tunisie, Sicile, Italie.

Ces quatre itinéraires sont ceux qui présentent une longueur de trajet maritime minimum; il convient d'écarter, par exemple, un itinéraire passant par la région des Baléares, qui présenterait des trajets marins de longueur excessive. De même, un itinéraire situé entre le Déroit de Gibraltar et la ligne Mostaganem Carthagène présenterait une longueur de trajet maritime sensiblement égale à la distance Mostaganem-Carthagène, mais imposerait une notable augmentation des longueurs de trajets terrestres vers les gisements de gaz d'une part, vers l'Europe Occidentale d'autre part. Le passage par le Déroit de Gibraltar qui présente ce dernier inconvénient, mais qui permet une réduction considérable du trajet maritime, a en revanche fait l'objet d'études approfondies.



FRANCE



E S P A Ñ A

P O R T U G A L

SECTION 1

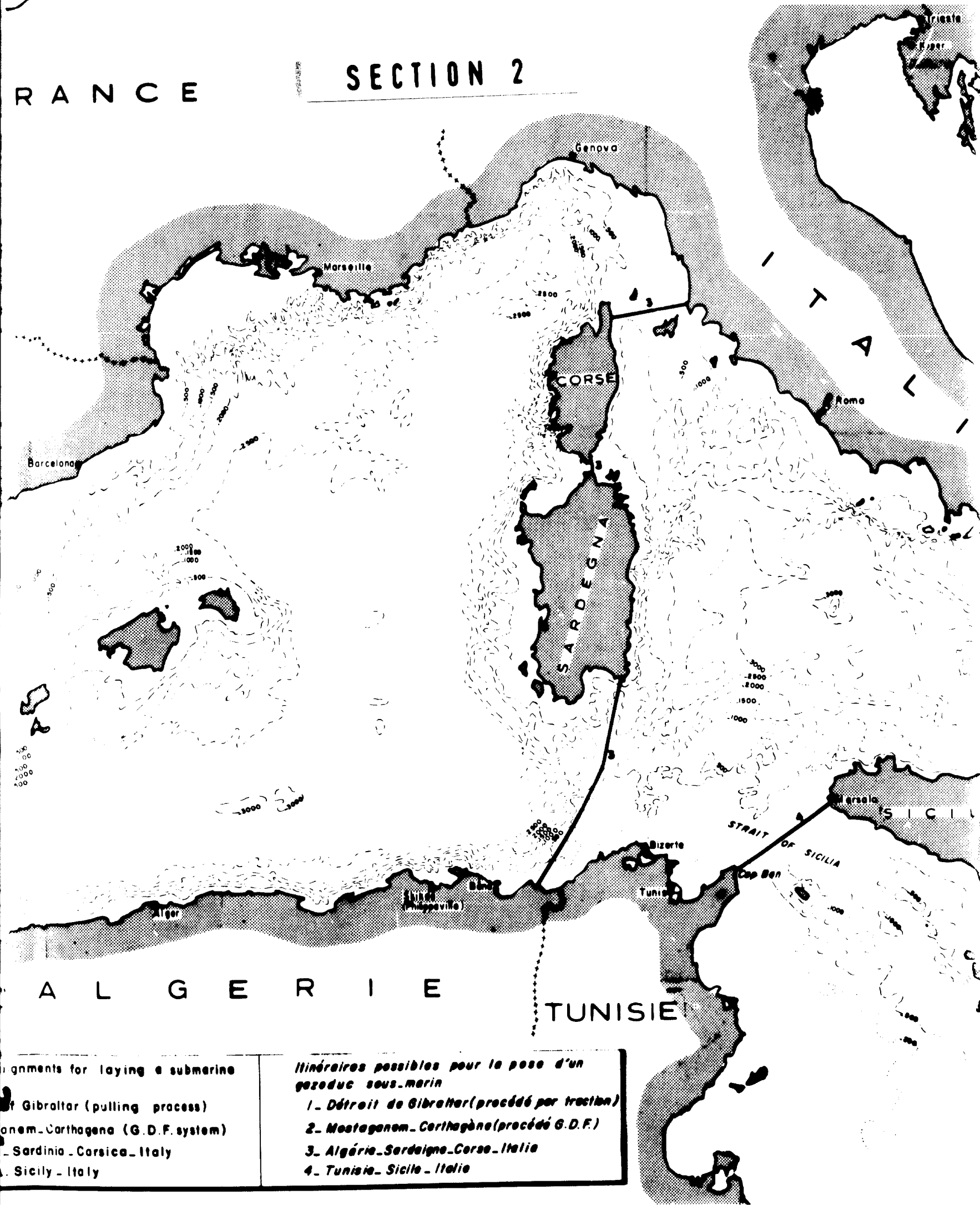
A L G E R I A

M A R O C

- Possible alignments for laying a subsea pipe
- 1 - Straits of Gibraltar (pulling process)
 - 2 - Mestaganem-Carthage (G.D.F. syst)
 - 3 - Algeria - Sardinia - Corsica - Italy
 - 4 - Tunisia - Sicily - Italy

RANCE

SECTION 2



1. Gibraltar (pulling process)
 2. Mostaganem-Carthage (G.D.F. system)
 3. Sardinia-Corsica-Italy
 4. Sicily-Italy

Itinéraires possibles pour la pose d'un gazoduc sous-marin
 1. Détroit de Gibraltar (procédé par traction)
 2. Mostaganem-Carthage (procédé G.D.F.)
 3. Algérie-Sardaigne-Corse-Italie
 4. Tunisie-Sicile-Italie

THE WEST

MEDITERRANEAN SEA

Bathymetric map

Alignments for sea crossing
by submarine pipes

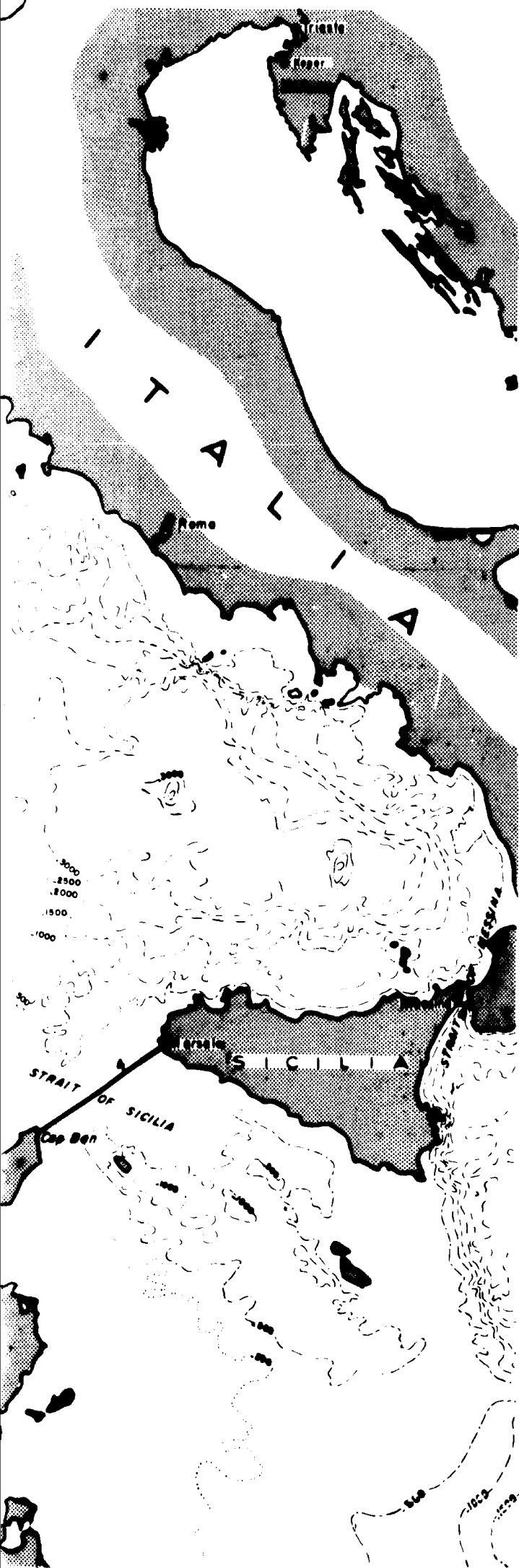
LA MEDITERRANEE

OCCIDENTALE

Carte bathymétrique

Itinéraires des traversées
par canalisations sous-marines

SECTION 3



3. 1. ITINERAIRE EMPRUNTANT LE DETROIT DE GIBRALTAR

Le Détroit de Gibraltar offre l'avantage de présenter une traversée maritime de courte longueur, 15 km à 65 km suivant le tracé. En revanche, il présente l'inconvénient d'imposer l'allongement des trajets terrestres depuis le gisement et vers les centres de livraison. En outre, il est soumis à des courants importants. Sa profondeur maximum est d'environ 400 m.

La pose d'une canalisation dans le Détroit de Gibraltar a été étudiée de façon assez complète par la Société SEGANS, comme on le verra dans la suite du présent chapitre.

3. 2. ITINERAIRE MOSTAGANEM CARTHAGENE

Cet itinéraire apparaît évident au seul examen de la carte de la Méditerranée occidentale. Il présente une longueur de trajet terrestre notablement plus faible que pour l'itinéraire par le Détroit de Gibraltar, mais en contre-partie impose un accroissement du trajet maritime (190 à 200 km) par des profondeurs considérables atteignant 2 600 m.

La pose d'une canalisation sous-marine, dans l'itinéraire Mostaganem - Carthagène, a fait l'objet d'études de la part des Sociétés GAZ DE FRANCE et SEGANS (procédés GAZ DE FRANCE - ELECTRICITE DE FRANCE et conduite retenue).

3. 3. ITINERAIRE AFRIQUE SARDAIGNE CORSE ITALIE

Cet itinéraire comprendrait trois trajets maritimes :

- Afrique - Sardaigne environ 200 km,
- Détroit de Bonifacio environ 15 km,
- Corse - Italie environ 90 km,

Soit au total : environ 300 km.

La profondeur maximum se trouve entre l'Afrique et la Sardaigne (1 500 à 3 000m) Les deux autres trajets maritimes sont nettement moins profonds. La distance Tunisie - Sardaigne est seulement d'environ 200 km, mais on pourrait également envisager un itinéraire Algérie - Sardaigne, d'une longueur légèrement plus grande, 250 km environ. Cette distance est à peu près la distance maximum que l'on puisse envisager sans recompression.

On voit que la part de trajet marin, dans l'itinéraire Afrique - Sardaigne Corse Italie, est encore plus importante que pour l'itinéraire Mostaganem - Carthagène. En outre, la présence de trois tronçons marins différents est un grave inconvénient car elle implique plus ou moins l'existence de trois chantiers de préparation

terrestres. C'est pour cette raison que les Sociétés qui ont étudié la pose d'un gazoduc transméditerranéen n'ont que peu porté leur attention sur cet itinéraire; les campagnes océanographiques entre l'Afrique et la Sardaigne ont notamment été limitées à de simples reconnaissances et sont nettement insuffisantes pour qu'on puisse envisager dans un avenir proche l'établissement d'un ouvrage sur cet itinéraire.

Les études concernant cet itinéraire étant nettement insuffisantes, nous ne l'examinerons pas dans notre rapport.

3.4 ITINERAIRE TUNISIE - SICILE - ITALIE

Cet itinéraire présente une assez grande longueur de trajets terrestres et des trajets marins relativement réduits. Quelques campagnes océanographiques ont été effectuées, qui permettent d'avoir une assez bonne connaissance des fonds et des conditions nautiques. Le trajet Tunisie - Sicile (Cap Bon - Marsala) aurait une longueur de 160 km environ par une profondeur maximum d'environ 500 m. La traversée du Déroit de Messine présenterait quelques difficultés, non insurmontables.

La pose d'une canalisation sous-marine dans le Déroit de Sicile a fait l'objet d'études de la part des Sociétés SEGANS et GAZ DE FRANCE.

Des quatre itinéraires envisagés, trois ont été étudiés à des titres divers :

- . Déroit de Gibraltar,
- . Mostaganem - Carthagène,
- . Tunisie - Sicile - Italie.

Le choix entre eux dépend non seulement de critères géographiques, mais encore des critères liés aux procédés qui leur sont applicables et de critères économiques et financiers. Nous exposerons, dans le présent chapitre, les caractéristiques techniques et océanographiques de chaque itinéraire (bathymétrie, nature des fonds, courants ...) lors de l'étude des divers procédés pouvant être utilisés pour la pose d'une canalisation sous-marine, et nous aborderons le problème du choix entre eux à l'occasion de la comparaison économique des divers systèmes de transport.

B. PROCÉDE COSEG (SEGANS - COLLINS)

On a vu que de nombreux sea-lines en service à l'heure actuelle ont été posés par la méthode de traction de la canalisation sur le fond. Il était donc normal d'envisager l'application de ce procédé pour le franchissement par gazoduc de la Méditerranée. Comme l'un des principaux problèmes à résoudre dans ce procédé est celui du frottement longitudinal de la canalisation sur le fond au cours de la pose, le trajet ne doit donc pas être trop long. La distance maximum sur laquelle une conduite unitaire peut être installée par traction est de l'ordre de quelques dizaines de km. Pour des trajets supérieurs, il est nécessaire de mettre en place plusieurs tronçons distincts, chacun d'une longueur de quelques dizaines de km et de procéder à l'assemblage en mer de ces tronçons, ce qui ne peut être envisagé que pour une profondeur limitée (70 m à 100 m actuellement). L'itinéraire Mostaganem-Carthagène, d'une longueur de 200 km et d'une profondeur de 2 600 m, ne peut donc être franchi à l'aide de ce procédé.

Nous avons vu que cette méthode avait été particulièrement étudiée par la société américaine COLLINS, qui a utilisé ce procédé pour la pose du sea-line de 27 km de long dans le Golfe Persique, entre le continent et l'île de Kharg. Aussi, la Société SEGANS, chargée d'une étude de franchissement, a-t-elle procédé, en accord avec COLLINS et dans le cadre de la Société COSEG (SEGANS-COLLINS), à l'étude de l'application des procédés de traction sur deux des itinéraires cités précédemment et qui empruntent, l'un le Déroit de Gibraltar, l'autre le Déroit de Sicile.

En fait, la Société SEGANS a principalement étudié l'application de ce procédé pour le franchissement du Déroit de Gibraltar, dont la profondeur est de 400 m maximum. C'est pourquoi l'ensemble de notre rapport est orienté sur ce franchissement. Nous n'examinerons le problème du Déroit de Sicile qu'en variante du premier.

1 - DESCRIPTION GENERALE DU PROCÉDE

Si le Déroit de Gibraltar présente la plus faible longueur de traversée maritime et la plus faible profondeur, il est en revanche le siège de courants marins assez violents. Dans ces conditions la stabilité de la conduite au fond, durant la pose et après la pose, ne peut être assurée que si cette conduite a un certain poids. Mais toute augmentation du poids de la conduite entraîne un accroissement corrélatif des efforts de traction en cours de pose. Le problème à résoudre est donc compliqué : il faut trouver une forme de conduite qui puisse être aisément mise en place par traction et qui reste stable sous l'action des courants traversiers. Les études menées par la Société SEGANS lui ont permis de trouver la solution des problèmes les plus importants.

11 CONSTITUTION DE LA CONDUITE

Comme nous l'avons vu, l'étude de la conduite devait permettre de trouver un compromis entre des exigences contradictoires. Ce compromis devait être aussi satisfaisant que possible et concernait les points suivants :

- débit du gaz,
- stabilité de l'ouvrage,
- résistance mécanique des constituants divers,
- efforts de traction maximum à la mise en place.

L'effort a, dans un premier stade, porté essentiellement sur la stabilité des conduites sous l'action des courants transversaux et, en particulier, sur le "profil" de la section droite. Des études très complètes ont été menées sous la direction de SEGANS, par un laboratoire spécialisé où l'on a mesuré les paramètres hydrodynamiques de 11 profils différents pour une gamme de vitesses s'étendant jusqu'à trois noeuds (1,5m/s) La stabilité des différents profils a été étudiée pour des natures de fond différentes (sable, rocher, coquillages). Les coefficients de frottement ont été déterminés, en régime transitoire de démarrage et en régime continu, parallèlement à l'axe de la conduite et perpendiculairement lorsque la nature du sol pouvait laisser supposer que les deux coefficients différaient (par suite de la formation d'une souille, par exemple).

Les résultats obtenus ont montré le grand intérêt que présentent les conduites multiples assemblées dans un carlingage convenable : il est ainsi possible, pour un poids apparent dans l'eau déterminé, de réduire les traînées, car la surface offerte au courant varie très peu avec le nombre de conduites. La Société SEGANS a été ainsi amenée à définir un " bloc conduite " qui comprend deux tubes ayant chacun un diamètre extérieur de 406,4 mm (voir figure 18).

Les deux tubes sont solidarisés par des colliers soudés sur des I.P.N; le carlingage qui assure la continuité du profil, est rempli de produits bitumineux de densité et de coulabilité convenables. Le poids dans l'eau de l'ensemble est réglé entre les valeurs maximales et minimales nécessaires pour assurer la stabilité, compte tenu des vitesses du courant mesurées et des coefficients de frottement déterminés par les essais. Les poids de la conduite dans l'eau sont :

- 36 kg au mètre (partie terminale du trajet),
- 60 kg au mètre (partie centrale du trajet).

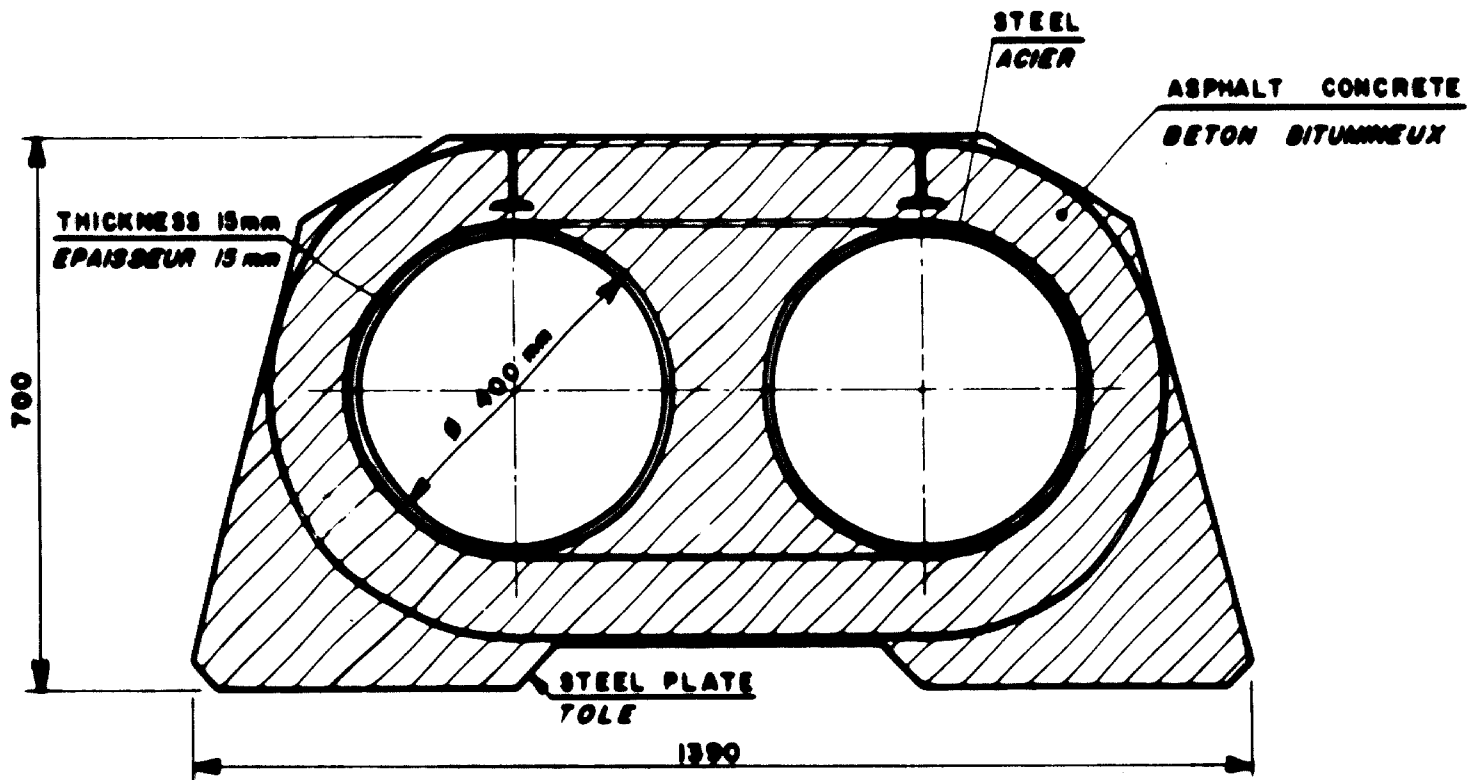
Ce bloc-conduite permet d'assurer un débit annuel de 6 milliards de mètres cubes.

PULL METHOD

PROCEDE PAR TRACTION

COMPOSITION OF THE PIPE

CONSTITUTION DE LA CONDUITE



THE PIPE - BLOCK
LE BLOC CONDUITE

Pour des débits plus importants, une conduite à trois tubes est également concevable. Le prix de revient en est plus important car la construction en est plus difficile. Néanmoins, le rendement économique de l'opération ne semble pas devoir être plus faible, car l'effort de traction nécessaire semble du même ordre.

Le frottement risquera, bien entendu, d'endommager le bloc-conduite. En fait, seule la tôle extérieure pourrait être détruite, et la protection continuera d'être assurée par le béton bitumineux.

1.2. TRACE DE LA CONDUITE

La zone du Déroit de Gibraltar a déjà été très étudiée par les océanographes, qui se sont intéressés tout spécialement aux échanges d'eau entre la Méditerranée et l'Atlantique. Malheureusement, l'effort n'avait pas porté sur l'établissement de cartes à une échelle suffisante pour une conduite sous-marine. Aussi SEGANS a-t-elle dû organiser successivement 4 campagnes océanographiques totalisant 11 mois de mer.

Les deux premières campagnes, relativement courtes, ont permis de confirmer le caractère tourmenté des zones centrales au droit du Déroit et d'acquérir la conviction que, seule la zone Ouest, au prix d'un accroissement important de la longueur du trajet, pourrait être envisageable pour le but recherché.

Les deux campagnes suivantes, de beaucoup les plus importantes, ont permis, à l'aide d'un navire spécialement équipé par SEGANS, de choisir une zone où la pose serait possible et d'en acquérir une connaissance détaillée.

Le tracé déterminé présente des pentes très douces ne dépassant pas 5%. Il se compose de deux parties rectilignes faisant entre elles un angle de 130° environ (voir la carte, figure 19).

La première partie, issue des côtes marocaines aboutit au large du Cap de Trafalgar ; d'une longueur de 55 km, dont 32 km au-dessous de 100 m, elle passe par des profondeurs maximales de 406 m. La seconde partie, issue des côtes espagnoles a 15 km de long et se raccorde à la précédente par fonds de 50 m.

2 ETUDES ET EXPERIENCES DE LA SEGANS

Les études les plus considérables effectuées par la SEGANS ont porté sur des conditions océanographiques. La SEGANS a étudié, en outre, de façon poussée, la technique de la constitution et de la pose de la conduite et les risques divers de ce procédé.

2 1 ETUDES OCEANOGRAPHIQUES

Comme nous l'avons vu plus haut, la SEGANS a mené entre 1959 et 1963 quatre campagnes océanographiques totalisant onze mois de mer. Les deux dernières campagnes ont été menées avec un navire océanographique spécial, l'AMALTHEE. Au cours de ces campagnes ont été effectués de nombreux sondages, carottages, des examens sismiques et des mesures de courants, des examens du fond (en télévision, photos stéréoscopiques, observations directes par tourelle de plongée) et une étude sismologique.

Au cours de ces campagnes, la SEGANS a mis au point des méthodes et instruments entièrement nouveaux pour la mesure des courants de fond, les sondages ultra-sons, la télévision sous-marine, les carottages, l'étude des houles. La SEGANS, ainsi, a pu établir des cartes océanographiques très poussées du Déroit de Gibraltar (bathymétrie, courants, nature des terrains).

2 1 1 RECHERCHE DU TRACE (VOIR FIGURE 19)

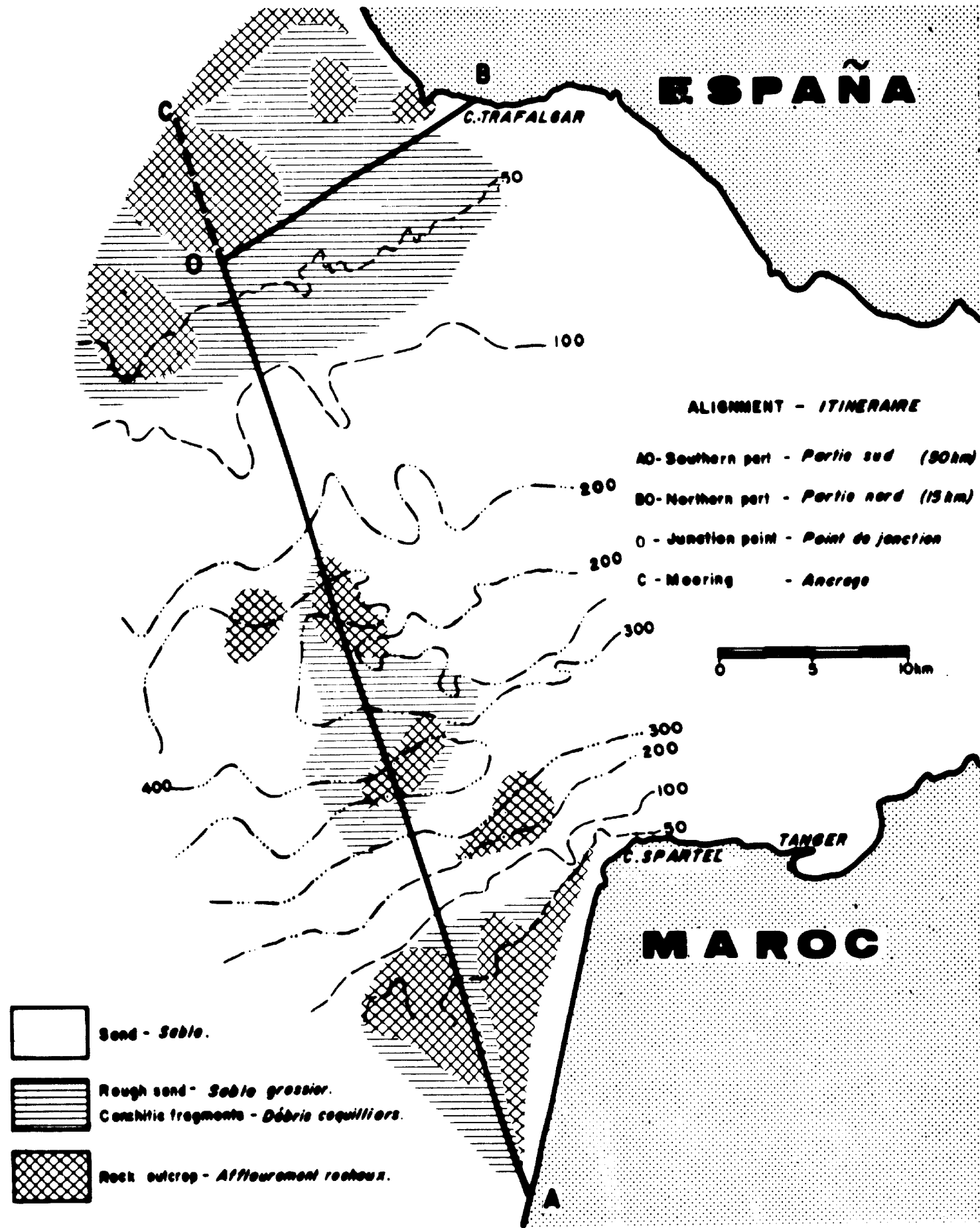
Nous avons vu que le tracé se compose de deux parties rectilignes faisant entre elles un angle d'environ 130° : partie sud au large du Cap Spartel au Maroc (50 km), partie nord au large du Cap Trafalgar en Espagne (15 km). Le tracé a donc une longueur totale de 65 km et sa profondeur maximum est de 406 m. Le profil en long de ce tracé est suffisamment régulier pour permettre la pose de la conduite (voir figure 20).

Le tracé a été entièrement couvert par sondages ultra-sonores à mailles serrées (10 m) sur une bande de 400 m (200 m de part et d'autre du tracé théorique) par examen en télévision, par photographie stéréoscopique (plus de 6 000 photos). Le sondage par ultra-sons classiques permet de connaître la forme générale du fond. Les autres méthodes permettent d'apprécier la rugosité locale du sol qui doit porter la conduite.

SEGANS-COLLINS PROCESS - PROCÉDE SEGANS-COLLINS

STRAITS OF GIBRALTAR

DETROIT DE GIBRALTAR



SEGANS-COLLINS PROCESS

ALIGNMENT IN THE STRAITS OF GIBRALTAR

LONGITUDINAL SECTION

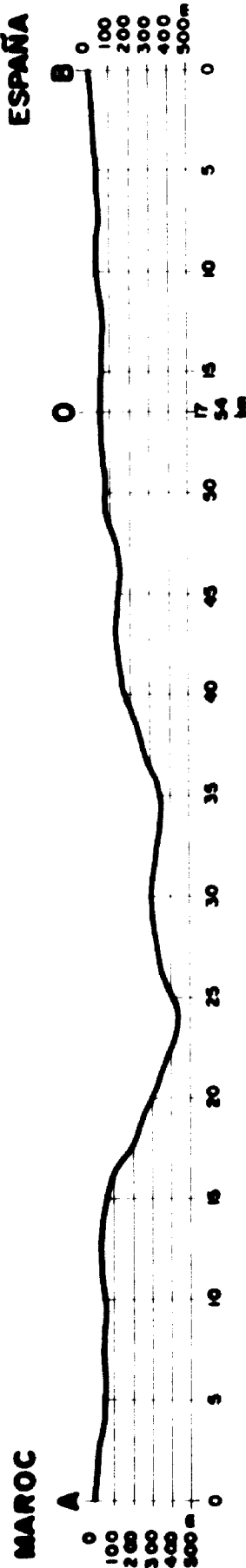
PROCEDE SEGANS-COLLINS

ITINERARE AU DETROIT DE GIBRALTAR

PROFIL EN LONG

SCALES ECHELLES

LENGTH LONGUEUR 1 cm = 2000 m.
HEIGHT HAUTEUR 1 cm = 200 m.



2 1 2 NATURE DES FONDS

Le frottement longitudinal est, bien entendu, un des phénomènes les plus gênants du procédé de pose d'une conduite par traction sur le fond : d'une part, il conduit à des efforts de traction importants, donc à des matériels très poussés, d'autre part, il risque d'endommager la conduite en cours de pose.

Une connaissance poussée des terrains de fond est indispensable. La "chaussée" doit être en quelque sorte "carrossable" au moins dans les zones où l'intervention des plongeurs n'est pas possible. De plus, la nature des fonds doit être connue de manière précise : sur des fonds de sable vasard, la conduite a tendance à s'ensouiller et les coefficients de frottement augmentent, en particulier après les arrêts. Il en va autrement sur les fonds de sable grossier et sur les fonds d'affleurements rocheux, où un certain lissage a été constaté et où la traction fait appel à des efforts qui croissent moins vite que proportionnellement à la longueur tractée. Sur des fonds rocheux la traction est aisée, mais la présence d'affleurements rocheux est souvent le signe de courants de fonds qui peuvent déplacer la conduite, si celle-ci n'a pas un poids apparent suffisant.

Plus de trois cents prélèvements ainsi que des carottages effectués dans la zone du tracé ont permis de déterminer les caractéristiques mécaniques des sols. Une étude complète sédimentologique et géologique a ainsi pu être conduite sur l'ensemble de la zone concernée. Les fonds marins sont en grande majorité sableux. Ce sable est parfois fortement organogène (coquilles brisées), mais contient toujours des éléments siliceux abondants.

De la côte marocaine jusqu'aux fonds de 350 m le sol est essentiellement sableux. Il existe, dans les fonds de 50 m accessibles aux plongeurs, une zone où apparaissent des blocs rocheux épars de 0,50 m à 1 m de hauteur qui seront normalement dispersés par la tête de traction de la conduite, ou qui pourront éventuellement être dispersés ou remblayés sur le passage de la conduite par des travaux localisés.

La zone centrale profonde est constituée par une dalle rocheuse assez friable présentant peu de saillies dont les creux sont colmatés par des dépôts organogènes (balanes et sables très grossiers).

La remontée des fonds de 350 m vers le plateau espagnol s'effectue sur un fond de sable fin, parfois même un peu vaseux ; on observe quelques légers affleurements rocheux au voisinage des fonds de 100 m. Le plateau espagnol enfin est presque entièrement ensablé ; on trouve des affleurements rocheux et des rochers épars par fond de 15 à 20 m.

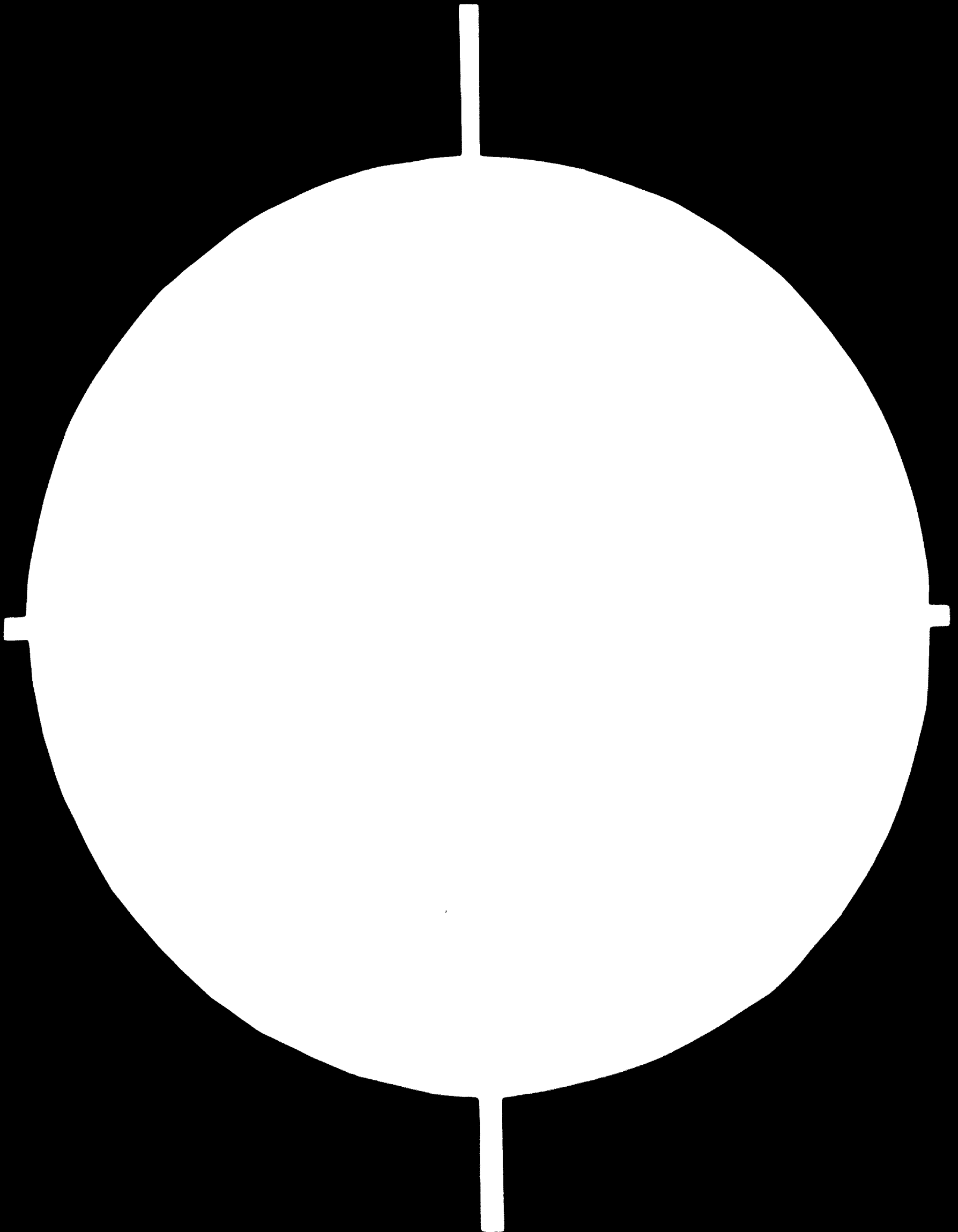
C-582



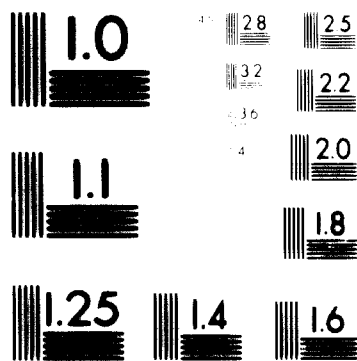
84.12.12

AD.86.07

ILL 5.5+10



6 OF 9



MICROCOPY RESOLUTION TEST CHART
NATIONAL BUREAU OF STANDARDS
STANDARD REFERENCE MATERIAL 1910a
(ANSI and ISO TEST CHART No. 2)

24 x
F

2. 1. 3 - COURANTS

Un courant de fond quasi-permanent circule d'est en ouest dès le Déroit de Gibraltar : sa vitesse est modulée par les marées. Dans la zone retenue par le tracé le courant maximum par coefficients de grande marée est de l'ordre de deux noeuds (1 m/s) pendant un temps très limité. Pendant toute une longue période de l'année où le coefficient ne dépasse pas 90, on peut considérer que le courant de fond maximum ne dépasse pas 1,7 noeuds (0,85 m/s).

Il existe un courant de surface permanent qui circule d'ouest en est auquel vient se superposer un courant de marée qui se renverse. Les intensités maximales des courants de surface ont été relevées près de la côte espagnole ; elles atteignent 2,5 noeuds (1,25 m/s) pour de très forts coefficients de marée (115). Leur influence sur les travaux envisagés est faible compte tenu de la méthode de travail choisie.

Une zone intermédiaire entre la zone intéressée par le courant de fond et celle où règne le courant de surface est le siège d'un phénomène mixte. Dans cette zone intermédiaire, les intensités et directions de courant sont extrêmement variables et du même ordre de grandeur que les courants de fond, avec toutefois des modulations très différentes.

Action des courants sur un obstacle immergé.

Les courants provoquent sur un obstacle des efforts :

- verticaux de portance qui agissent en sens inverse des poids,
- horizontaux de traînées qui pourraient entraîner une dérive de la conduite.

Aussi une étude poussée des courants de fond et de surface était-elle indispensable.

La corrélation entre les marées et les courants de fond et de surface a pu être établie. Enfin, l'étude granulométrique des prélèvements obtenus par dragage a permis de recouper les valeurs mesurées des courants ; en effet, les sédiments (sables, débris, coquilles, etc.) se classent dans chaque zone en fonction de leurs dimensions et des courants qui existent sur le fond.

2 2 AUTRES ETUDES RELATIVES AUX CONDITIONS NATURELLES

2 2 1 CONDITIONS METEOROLOGIQUES ET DE HOULE

Nous verrons plus loin que le chaland de pose est peu sensible aux conditions de mer. On peut admettre que les opérations de pose peuvent s'effectuer sans risque jusqu'à des houles d'amplitude de 2 m, sauf pour quelques opérations spéciales telles que : construction du massif d'ancrage, passage à terre des câbles de liaison, raccordement en mer des deux tronçons.

L'étude des conditions météorologiques dans le Déroit de Gibraltar montre que, durant la période du 1er avril au 30 septembre, au cours de laquelle s'effectueraient les opérations de pose, le pourcentage des vents inférieurs à la force 3 est compris entre 50% et 60%. A ces conditions de vents correspondent, en général, des conditions de mer favorables ; en outre, pendant la période de l'année considérée, la présence des houles longues de l'Atlantique dans le Déroit de Gibraltar est assez rare (2 à 3 jours par mois au maximum).

2 2 2 CONDITIONS SEISMQUES

Une étude séismologique a été effectuée par la SEGANS et a permis de confirmer le choix de la zone retenue. Les statistiques dont on peut disposer pour la période historique connue et un examen géologique montrent que la ligne de fracture correspondant sensiblement à l'Atlas s'infléchit vers le Sud dans la région du déroit, qui ne constitue pas lui-même une zone menacée. La zone ouest est, du reste, un peu plus favorable que la zone est. Par ailleurs, la nature des fonds, sans sédiments meubles, instables, ne présente pas de risque de courants de turbidité déclanchés par un éventuel séisme.

2 3 ETUDES RELATIVES A LA CONSTITUTION DE LA CONDUITE

Nous venons de voir que les études relatives aux conditions naturelles ont permis de trouver un parcours sous-marin, dont le profil en long et la rugosité permettent la mise en place par traction sur le fond. La SEGANS, connaissant ainsi la nature des fonds sur le tracé et la vitesse des courants sur le fond, a pu entreprendre les études relatives à la constitution proprement dite et aux problèmes de mise en place.

Les études ont porté notamment sur :

- **Les contraintes supportées par la conduite aux différents stades de l'opération et la nuance d'acier constituant la conduite;**
- **Les effets de corrosion sur la conduite.**
- **Les pertes de charges et le débit de la conduite.**

2 3 1 - CONTRAINTES DANS LA CONDUITE - NUANCE DE L'ACIER CONSTITUANT LA CONDUITE

Trois cas sont à considérer : contraintes pendant la pose, contraintes en fin de pose, contraintes après la pose (conduite en service).

Les contraintes pendant la pose sont :

- **La contrainte de traction,**
- **La contrainte due à la courbure du terrain,**
- **La contrainte de pression extérieure,**
- **La contrainte d'effet du fond plein, due à la pression extérieure (compression du tube dans le sens longitudinal),**
- **La contrainte due à l'ovalisation des tubes.**

Les contraintes en fin de pose sont :

- **La contrainte de tension résiduelle après fluage au sol,**
- **La contrainte de courbure,**
- **La contrainte de pression extérieure,**
- **La contrainte d'effet de fond (pression extérieure),**
- **La contrainte d'ovalisation.**

Les contraintes après pose sont :

- La contrainte de tension résiduelle,
- La contrainte de pression extérieure,
- La contrainte de pression intérieure,
- Les contraintes d'effet de fond (pression intérieure et extérieure),
- Les contraintes dues à la courbure du terrain.

La contrainte prédominante est, en fait, la contrainte due à la traction pendant la pose et c'est le premier cas qui détermine les calculs de la résistance de la conduite. L'effort de traction maximal, en fin de mise en place, calculé à partir des poids apparents de la conduite et des coefficients de frottement est de 1 000 t. La Société SEGANS estime souhaitable, pour des raisons bien évidentes, de disposer d'une marge de manoeuvre importante. Aussi a-t-elle prévu de s'équiper pour pouvoir réaliser un effort de 1 500 t et d'organiser la conduite de manière telle qu'elle puisse supporter les contraintes correspondantes.

Ceci a amené à prévoir la construction en acier soudable à haute limite élastique - acier type Super ELSO, voisin d'une nuance couramment utilisée en construction navale - les 20 km de tête du bloc-conduite. Le reste, soumis à une force de traction moins importante, étant construit en acier X 60. La résultante des diverses contraintes énumérées ci-dessus s'obtient en construisant les diagrammes de Mohr correspondants. Les calculs ont été effectués aux différents points du trajet.

Il apparaît que, dans tous les cas, au moment des efforts maximums, qui ont lieu pendant la pose, le taux de travail restera inférieur aux trois quarts de la limite d'élasticité de la nuance retenue. Pour une traction de 1 500 t, la contrainte de cisaillement maximale, déduite les diagrammes de Mohr, est limitée à une valeur égale à 0,54 E. (E étant limite d'élasticité du métal). Pour une traction de 1 000 t, la contrainte de cisaillement maximale est de 0,38 E.

2 3 2 PROTECTION DE LA CONDUITE CONTRE LA CORROSION

Les tubes recevront une protection par émaux bitumineux ou par résines époxy, rilsan ou polyuréthane ; la protection anti-corrosion sera en outre convenablement assurée par le béton bitumineux du bloc-conduite.

La nature des fonds dans lesquels on ne trouve que du sable ou des concrétions sur les affleurements rocheux exclut tout risque spécial d'attaque par débris organogènes.

2.3.3 PERTES DE CHARGES ET DEBIT DE LA CONDUITE

Le calcul des pertes de charge et du débit donne les résultats suivants :

	Débit Gm ³ par an	Pression départ Maroc bar	Pression arrivée Espagne bar	Puissance effective station départ Maroc CV	Puissance effective station arrivée Espagne CV	Puissance effective totale CV
Bloc de 2 conduites	4	98	70	15 000	0	15 000
Bloc de 2 conduites	6	120	70	30 000	0	30 000
Bloc de 3 conduites	9	120	70	45 000	0	45 000

2.4 ETUDES RELATIVES A LA MISE EN PLACE DE LA CONDUITE

2.4.1 CABLES ET CHALAND DE TRACTION

Les études ont porté plus particulièrement sur les câbles d'ancrage et les boîtes de blocage du chaland de traction. Un prototype à l'échelle 1 a été construit et essayé par la SEGANS avec le concours de la station d'essais allemande "Westfälische Berggewerkschaft Kasse Seilprüfstelle" de Bochum, disposant d'une machine de traction de 1 200 t. C'est là qu'ont pu être mis au point de manière définitive les coins de serrage et étudiés les phénomènes d'interaction entre les câbles et les coins. C'est là qu'ont été essayés également les raccords entre les longueurs de câbles. Les essais ont porté sur des diamètres de 104 mm et de 84 mm, sur des longueurs prototypes, fournies par les "Câbleries de Bourg" et la plus grande câblerie allemande "FELTIN et GUILLAUME", qui avaient accepté de travailler en étroite liaison entre elles et avec la SEGANS. Les câbles étudiés, prévus pour résister à 1 000 t ont été classés à des valeurs supérieures (jusqu'à 1 100 t).

Chaland de traction

Un dossier complet d'avant-projet du chaland de traction a été établi pour la SEGANS par un chantier naval français. A titre d'indication, les principales caractéristiques du chaland sont énumérées ci-après :

- Longueur hors tout	138,500 m,
- Longueur entre perpendiculaires	125,000 m,
- Largeur hors membres	20,500 m,
- creux au pont principal	10,500 m,
- tirant d'eau en charge	7,000 m,
- port en lourd correspondant	8,850 T.DW,
- déplacement en pleine charge	14,830 env.,
- capacité des soutes à combustible	1 040 m3,
- production d'énergie :	
4 groupes électrogènes de	1 750 k VA à
	1 500 t/m
ou 4 groupes électrogènes de	1 600 k VA à
	1 000 t/m
- propulsion : 2 Voith-Schneider de	2 000 CV,
- vitesse aux essais, à pleine charge	12 noeuds env.

2 4 2 SYSTEME DE REPERAGE EN MER

Pour tous les travaux océanographiques, la localisation du navire a été assurée par une chaîne de radio localisation hyperbolique à 3 réseaux, spécialement mis en place sur les côtes marocaines et espagnoles (système TORAN). Ce procédé permet une précision de l'ordre de 3 mètres dans la zone considérée.

Pour la pose des câbles, SEGANS a étudié, en accord avec la COMPAGNIE GENERALE DE GEOPHYSIQUE et SERCEL, un dispositif traceur de route permettant en permanence de comparer la position exacte du navire avec la position théorique à laquelle il devrait se trouver, les écarts entre les coordonnées TORAN vraies et les coordonnées théoriques étant en permanence calculées et les ordres nécessaires pour annuler ces écarts donnés au système de propulsion du navire. Le dispositif a été expérimenté avec succès pendant toute l'expérimentation effectuée par SEGANS dans le cadre du projet "de conduite retenue" (voir ci-après la conduite retenue SEGANS). C'est ainsi qu'un réseau comportant 18 km de câbles de 45 mm a été construit sur fonds de

1 000 m au large de Nice en 1965, avec une précision géométrique absolument remarquable, puisque ce réseau a permis de fixer et de raccorder entre eux aux positions voulues 2 éléments de conduite construits à terre.

2. 4. 3. - EXPERIENCES EN VRAIE GRANDEUR

Les dispositions prévues par la SEGANS ont fait l'objet d'un essai en vraie grandeur l'automne 1963, sur la côte bretonne (France).

Un "bloc-conduite", comportant deux tubes de trois cents mètres de long a été construit. Les tubes étaient en acier soudable de la qualité spéciale envisagée (100 m), en acier X 60 (100 m), et en acier X 52 (100 m). La soudure de l'acier, de qualité spéciale, a pu être effectuée sans difficulté avec lui-même et avec la nuance X 60.

Cette conduite a été soumise à des essais de traction. Les contraintes étaient mesurées par des jauges de contraintes. La "tête de traction" comportait une distribution de jauges permettant d'en étudier les déformations. Les essais ont comporté des tractions simples, des tractions sur des ondulations de terrain (sable ou roches dures, ou obstacles artificiels) supérieures à celles attendues sur le tracé réel. Des essais de poinçonnement du bloc-conduite ont été également poursuivis en laboratoire.

On a également procédé à des tractions dissymétriques sur le bloc-conduite par des montages spéciaux. En particulier, un effort de 480 t a été appliqué à un seul des deux tubes de bloc-conduite. Enfin, ce "bloc-conduite" a été soumis à l'action de courants marins sur fonds de sable et de fonds rocheux.

3 CONSTRUCTION ET POSE DE LA CONDUITE

La SEGANS a prévu de construire les deux tronçons de la conduite sur des chantiers terrestres avant qu'ils soient posés par traction. Nous examinerons successivement :

- La construction de la conduite,
- Les principes de pose,
- Le matériel de pose,

- Le déroulement des opérations,
- Les délais de constructions.

3 1 CONSTRUCTION DE LA CONDUITE

Le problème essentiel est celui de l'aménagement des chantiers terrestres.

3 1 1 CHANTIER TERRESTRE DE LA COTE ESPAGNOLE

Le problème ne déborde pas le cadre d'entreprises classiques. L'arrière pays est montagneux, la longueur permettant sans aménagement important, la construction de tronçons de 1 km. Une piste normalement carrossable relie la plage choisie par SEGANS à la route Cadix-Gibraltar. Il convient d'ailleurs de noter que le tronçon "côte espagnole" peut être constitué simplement par 2 conduites unitaires, sans qu'il soit nécessaire de les assembler pour la pose.

3 1 2 CHANTIER TERRESTRE DE LA COTE MAROCAINE

La zone où serait aménagé le chantier terrestre est une plaine basse, encadrée de collines, traversée par un oued qui la submerge en partie certaines années. Le sol est marécageux, la présence de sel rend la végétation rare. Deux routes traversent la zone, l'une en bordure de mer, l'autre à l'intérieur des terres à 5 km en retrait. Ces routes sont construites sur des levées dominant la plaine de 1 à 2 m ; elles permettent un accès facile jusqu'au port de Tanger.

Dans l'axe de lancement, on peut disposer d'une longueur de 6 000 m au prix de certains aménagements ; terrassements, dragage de l'oued, construction en matériaux tout venant, y compris convois d'argile pour assurer l'étanchéité, aménagement de routes de chantier, remblais, (des carrières peuvent être ouvertes au voisinage du chantier), constructions de trois ponts, type Bailey, construction de voies de lancement et de stockage.

En fait, tous les travaux ci-dessus ne sortent nullement du cadre d'une entreprise spécialisée dans la construction de conduites. Il en est de même de la construction du "bloc-conduite" défini par SEGANS. Cette construction se fera

par tronçons de 2 km; chaque tronçon, une fois assemblé devra être, par mesure de précaution, pesé dans un canal spécial dont la construction a été prévue, puis stocké sur une aire d'attente.

Cette aire d'attente sera desservie par un réseau de lorrys (à voie normale), permettant d'amener les tronçons jusqu'à l'axe de lancement principal, constitué lui-même d'une voie ferrée à écartement normal.

L'aire facilement aménageable sur une grande largeur étant en retrait de la plage, SEGANS a prévu que les 4 km disponibles entre cette aire principale et la côte seront utilisés pour effectuer "en marche" les raccords entre tronçons. Un arrêt bref sera seul nécessaire pour permettre les clampages. Un chariot mobile de soudure permettra l'exécution du travail.

Bien entendu, comme il est d'usage pour un tel type de construction, les essais d'étanchéité sous pression à l'eau et le passage d'un racleur seront effectués sur les tronçons individuels. Chaque soudure sera radiographiée, y compris les soudures entre tronçons.

Le raccordement de la zone terrestre et la zone maritime se fera jusqu'à la profondeur de 5 m, par portiques de lancements montés sur blocs de béton. Le "bloc-conduite" est d'un poids propre suffisant pour être stable pendant la période de lancement sans être ensouillé.

3 2 PRINCIPES DE LA POSE DE LA CONDUITE

La pose du tronçon espagnol peut être effectuée sans difficulté par des entreprises spécialisées dans la pose des sea-lines, en utilisant la méthode de la barge de traction munie de treuils, ancrée sur des mouillages déplacés à intervalles réguliers par des embarcations auxiliaires. Par contre, la pose du tronçon principal de 50 km, issu de la côte marocaine, nécessite une amplification de la méthode de traction. La SEGANS s'est efforcée de la prévoir dans des conditions offrant le plus de garanties possibles, compte tenu de ce que, pour une partie importante de ce trajet (fonds supérieurs à 100 m) l'intervention humaine sera très difficile. Plusieurs solutions peuvent être envisagées. Nous étudierons la solution considérée comme la plus sûre par SEGANS.

On installe d'abord un ancrage principal à proximité du point de jonction des deux parties du tracé. Un chaland spécial dispose ensuite au cours d'un trajet préalable Espagne-Maroc sur l'ensemble des parcours du tronçon principal de 50 km un faisceau de 3 câbles reliés à l'ancrage principal et constituant le câblage d'ancrage.

Le chaland, relié à la conduite par un faisceau de trois câbles de liaison, se hâle sur les câbles d'ancrage et tire la conduite au fond.

La chaîne cinématique comporte donc (voir figure 21) :

- . La conduite,
- . Le câble de liaison,
- . Le chaland tracteur,
- . Les câbles d'ancrage.

L'ensemble est étudié de façon à permettre de développer l'effort maximal prévu qui est de 1 500 tonnes, sans faire appel à un matériel de conception inédite. Il y a trois lignes de traction identiques prévues chacune pour 500 tonnes, 3 câbles de liaison, 3 installations parallèles de traction sur le chaland, 3 câbles d'ancrage.

3.3 MATERIEL DE POSE DE LA CONDUITE

3.3.1 LE CHALAND DE TRACTION

Le chaland porte l'appareillage nécessaire pour produire l'effort de traction. Les pièces principales sont des boîtes de blocage permettant de serrer les câbles et d'exercer sur eux un effort de traction de 500 tonnes. De telles boîtes sont utilisées pour la mise en tension des câbles de ponts suspendus.

Il y a deux jeux de boîtes :

- . un jeu de boîtes fixes,
- . un jeu de boîtes mobiles, porté par un chariot sur rails.

Chaque boîte a deux positions : ouverte sans serrage sur le câble, fermée avec serrage.

Le mouvement est produit de la manière suivante (voir figure 21) :

Les boîtes fixes étant ouvertes et les boîtes mobiles en position "fermée", le chariot portant les boîtes mobiles est entraîné par un ensemble de treuils et un mouflage vers l'arrière du chaland. Celui-ci avance en se halant sur les câbles d'ancrage et tire la conduite ;

Les boîtes fixes sont alors fermées, les boîtes mobiles ouvertes, le chariot ramené vers l'avant du chaland.

Puis, les boîtes mobiles sont fermées, les boîtes fixes ouvertes, et le cycle recommence.

L'appareillage comprend donc :

- . un châssis "rails" posé sur le pont du chaland sur lequel roule un chariot portant les boîtes mobiles,
- . un chariot mû par un système de treuils et de mouflage, produisant l'effort global. La puissance est transmise aux treuils par un système hydraulique dont la régulation permet la continuité des efforts et leur répartition correcte entre les treuils,
- . un châssis supportant l'appareillage de traction et qui transmet l'effort de traction des "câbles d'ancrage" aux "câbles de liaison" sans faire travailler à la traction la structure du chaland.

Le dispositif ci-dessus permet de ne jamais enrôler les câbles en tension.

3 3 2 LES CABLES

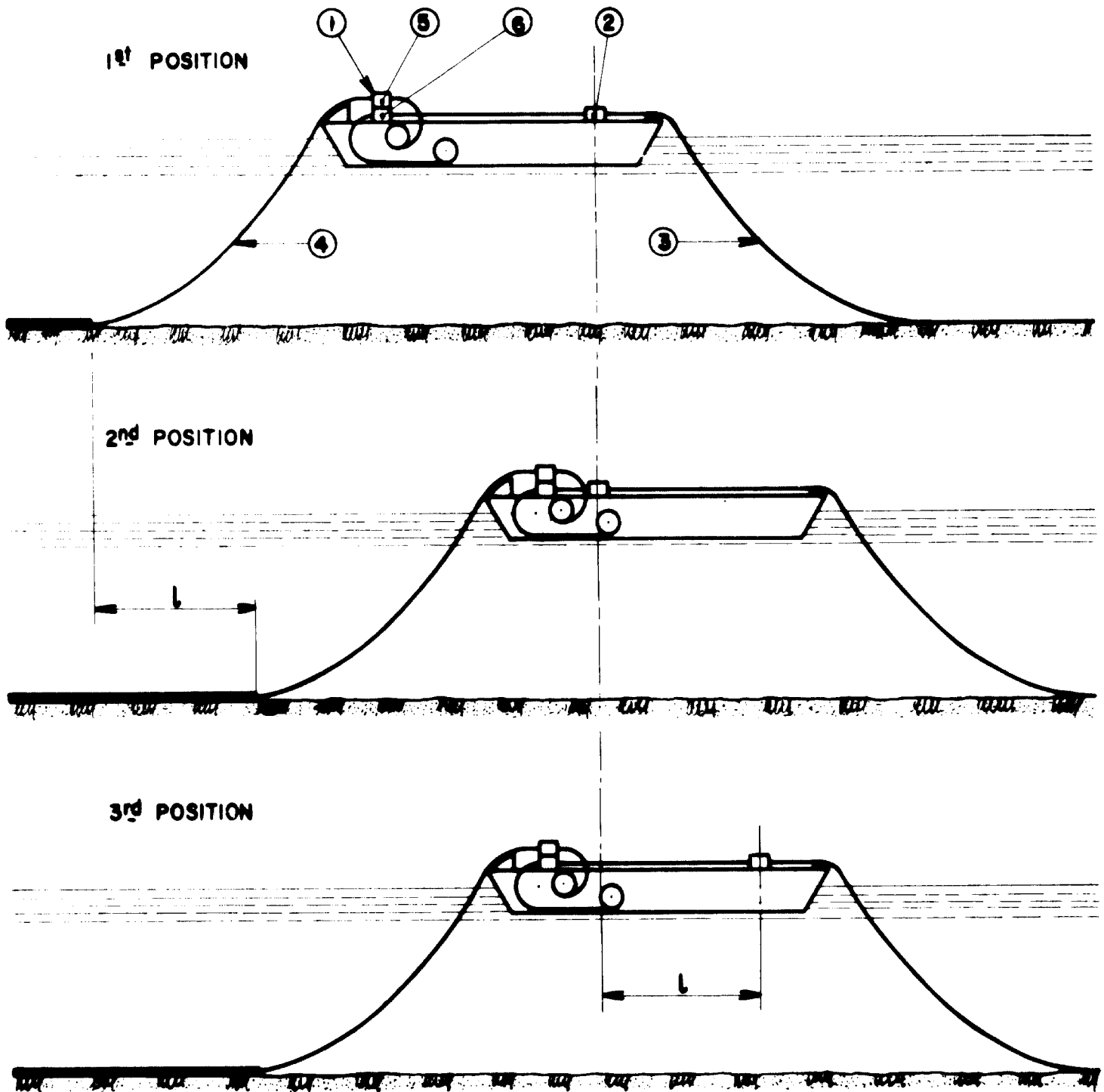
Il convient de rappeler qu'on fabrique à l'heure actuelle des câbles de diamètre de 100 mm, de charge de rupture supérieure à 1 000 tonnes et que l'on peut confectionner des câbles de 120 mm de charge, de rupture supérieure à 1 200 tonnes.

SEGANS a prévu d'utiliser pour les efforts maximaux des câbles de 104 mm, dont la charge de rupture est de l'ordre de 1 100 t. Trois câbles permettent de développer plus de 3 000 tonnes. Chacun des câbles utilisés travaillera dans les hypothèses les plus pessimistes à 500 t. Or, l'effort maximum de 1 000 t à 1 500 t n'est nécessaire qu'en fin de parcours, alors que le bloc-conduite est presque entièrement en place.

Les attaches sur le bloc-conduite n'étant pas accessibles en cours de traction, les câbles de liaison seront au diamètre maximal nécessaire pour l'effort de traction en fin de pose (104 mm). La longueur de ces câbles peut être réglée en cours d'opération en fonction de l'immersion de la conduite et de l'effort de traction.

SEGANS - COLLINS PULL PROCESS

PROCEDE PAR TRACTION SEGANS - COLLINS



- | | |
|----------------------------|---|
| 1. Wedge-boxes gantry | <i>Portique équipé de boîtes à coins</i> |
| 2. Wedge-boxes carriage | <i>Chariot équipé de boîtes à coins</i> |
| 3. Mooring cable | <i>Câble d'amarage</i> |
| 4. Towing cable | <i>Câble de halage</i> |
| 5. Towing cable wedge-box | <i>Boîte à coins pour câble de halage</i> |
| 6. Mooring cable wedge-box | <i>Boîte à coins pour câble d'amarage</i> |

SEGANS a prévu d'utiliser 3 diamètres différents de câble d'ancrage (un diamètre pour chacun des tiers du parcours principal). Pour le dernier tiers interviennent les câbles de 104 mm, reliés (d'après les projets SEGANS de 1963) au massif d'ancrage sur fonds de 20 m, dix kilomètres plus loin que le point d'arrivée du bloc-conduite. La technique des travaux off-shore ne cessant de se perfectionner, SEGANS propose désormais que le massif d'ancrage soit constitué sur fond de 50 m par une plaque métallique à travers laquelle seraient forés et cimentés des pieux en nombre suffisant (6 à 12 suivant la nature du sol sous-jacent). Les câbles de traction seront reliés par des embouts à des pièces d'attache fixées sur la plaque d'ancrage.

La technique des pieux forés ou battus en mer connaît à l'heure actuelle un développement important, en particulier pour la fixation des plateformes fixes de production de pétrole en mer et pour l'ancrage des barges semi-submersibles d'exploration pétrolière. Dans ce dernier cas, les efforts prévus, de l'ordre de 300 t par ligne d'ancrage, sont comparables à ceux prévus par SEGANS.

3.4. LE DEROULEMENT

Les principales opérations de pose sont les suivantes :

- mise en place de l'ancrage principal,
- déroulement des câbles de traction depuis l'ancrage principal jusqu'à 2 km du chantier terre de la côte marocaine,
- passage à terre des câbles de liaison,
- traction du tronçon principal,
- raccordement du tronçon principal au tronçon "Espagne" supposé construit et posé par ailleurs,
- construction de la conduite de la zone d'atterrage.

3. 4. 1. - MISE EN PLACE DE L'ANCRAGE PRINCIPAL

Cet ancrage principal sera constitué par une plaque de base massive (100 t environ) amenée par flottaison à l'aide de flotteurs auxiliaires, coulés sur place par fonds de 50 m. La plaque comporte des logements à travers lesquels des pieux peuvent être forés et cimentés par les techniques usuelles d'installation des plateformes de forage ou de production en mer. La fiche correspondante atteindra 50 m pour des pieux de 1 m de diamètre analogues aux pieux de fixation des plateformes pétrolières. La plaque de base porte trois attaches sur lesquelles peuvent être fixées les pièces d'accordement (culots de câbles), du type dessiné et expérimenté par SEGANS à la station d'essais de Bochum. Cette fixation est faite par plongeurs, des flotteurs auxiliaires compensant le poids des pièces pour faciliter la manutention.

3. 4. 2. - DEROULEMENT

Le déroulement des câbles de traction depuis l'ancrage principal est effectué depuis le chaland de traction. Celui-ci est muni de propulseurs Voith-Schneider permettant de compenser l'action des courants sur les câbles et la coque, et de suivre avec une bonne précision la route de pose. La vitesse prévue pour la dépose des câbles de traction est de 500 m à l'heure, soit 12 km par jour. Même en comptant une perte des $\frac{2}{3}$, la vitesse de 4 km par jour est très acceptable.

3. 4. 3. - PASSAGE A TERRE DES CABLES DE LIAISON

Ce problème existe pour tous les chantiers de pose par traction sur le fond, l'allégement des câbles de 104 m par des flotteurs auxiliaires sera nécessaire pour permettre leur traction depuis la terre par un jeu de câbles de va-et-vient (câble de 19 mm, câble de 30 mm, câble de 52 mm, utilisés successivement).

3. 4. 4. - TRACTION DU TRONCON PRINCIPAL

La route déterminée sera suivie dans les mêmes conditions que pour la dépose des câbles de traction. La vitesse moyenne de traction prévue est de 2 m par minute, car il convient de prendre en compte les manoeuvres d'ouverture et de fermeture des boîtes à coins. La vitesse théorique d'avancement permise par l'installation est donc de près de 3 km/j. Cette vitesse est bien supérieure à celle réalisée dans la pose de certains sea-lines, où la traction est très ralentie par la nécessité de déplacer les ancres après chaque touée.

Il convient de noter que, dans le cas où les efforts de traction s'avèreraient plus importants que prévu, il serait possible de renoncer à tracter au cours de l'opération principale les 15 km de conduite au départ de la côte marocaine. Ces 15 km seraient forés en une opération de reprise et reliés au tronçon principal, comme expliqué ci-dessous. Il y a donc là une marge de sécurité appréciable.

3. 4. 5 RACCORDEMENT DU TRONCON PRINCIPAL ET DU TRONCON ESPAGNE

Le raccordement en mer de tronçons de conduite a déjà fait l'objet d'études et de réalisations de diverses sociétés, dont la Société SEGANS. Deux méthodes peuvent être utilisées :

- soit l'utilisation d'une cabine spéciale de soudure, du type de celle qui est utilisée pour le raccordement en mer des tronçons de la conduite retenue et qui est décrite au paragraphe D du présent chapitre,
- soit l'utilisation d'une barge de pose classique de pipe-line en mer avec stinger.

Il conviendrait, dans ce dernier cas, de dégager les deux ou trois tubes du bloc-conduite (qui, pour ce faire, serait spécialement conçu à cet effet sur la partie de tête), de déposer celui-ci sur le stinger, de relever le stinger sur la position de travail, et d'effectuer avec la barge la pose d'un tronçon de raccordement en suivant la trajectoire donnant le rayon admissible. Cette opération a déjà été effectuée pour des profondeurs allant jusqu'à 80 m. On rappelle que tous les contrôles de soudure sont effectués à bord de la barge.

3. 4. 6. - CONSTRUCTION DANS LES ZONES D'ATTERRAGE

Les zones d'atterrage, tant sur la côte espagnole que sur la côte marocaine sont sableuses, à pente très douce, la tendance générale est à l'ensablement. La conduite pourra y être enterrée sans difficulté spéciale sur les longueurs nécessaires, pour la soustraire aux effets de houle, particulièrement sur la côte marocaine. C'est là le seul aménagement permanent à prévoir dans les zones d'atterrage.

3.5 DELAI D'EXECUTION DES OUVRAGES

Un délai de 6 mois serait nécessaire pour achever les études de détail et la mise à jour de certains perfectionnements de la technique des travaux off-shore.

La construction des équipements spéciaux envisagés, c'est-à-dire surtout le chaland de traction, peut s'effectuer en 18 mois.

La construction à terre des éléments de blocs-conduites du tronçon principal peut s'effectuer en 1 an.

La durée théorique des opérations de pose en mer est de 3 mois. La Société SEGANS a préféré prévoir 6 mois par raison de sécurité et pour tenir compte des aléas. Ces 6 mois doivent, bien entendu, être ceux de la saison favorable, 1er avril au 30 septembre.

La durée totale de construction de la conduite tractée SEGANS-COLLINS dans le Détroit de Gibraltar serait d'environ 3 ans ; c'est-à-dire que, si la décision de construire cette conduite était prise avant le mois d'août 1968, la conduite serait en place en septembre 1971.

4. COMMENTAIRES TECHNIQUES

Avant de présenter nos commentaires sur le procédé COSEG, nous voudrions évoquer quelques-uns des points qui peuvent préoccuper le technicien et qui conditionnent la durée de vie technique de l'ouvrage.

4.1. RISQUES DIVERS ET VIE TECHNIQUE DE LA CONDUITE

Nous examinerons, ci-dessous, les risques d'endommagement que court la conduite posée entre le Cap Spartel et le Cap Trafalgar.

4.1.1. - CORROSION

La protection contre la corrosion est convenablement assurée par la constitution du bloc-conduite. Si la mise en place par traction risque peut-être d'endommager la tôle extérieure, le produit bitumineux subsistera en large épaisseur et assurera donc une protection mécanique convenable. De plus, les tubes sont revêtus au moyen d'émaux bitumineux ou de résine Epoxy.

Enfin, la nature des fonds, en majorité sableux avec quelques affleurements rocheux, exclut tout risque spécial d'attaque par débris organiques.

4.1.2. PRESSION EXTERIEURE ET PRESSION INTERIEURE

La profondeur maximum étant de 406 mètres, la pression extérieure a une valeur maximum de 39 bar. La contrainte correspondante est donc faible.

La pression intérieure est de 120 bar. Un risque de fatigue par variations cycliques de la charge aurait pu exister (fatigue ondulée, marteau de pression). La technique actuelle des compresseurs et la possibilité de prévoir des vannes de sectionnement permettent de réduire très fortement ce risque.

4.1.3. STABILITE SUR LE FOND

On a vu que le poids de la conduite a été calculé pour assurer la stabilité sous l'action des courants de fond. Ceux-ci ont été mesurés sur de longues périodes, y compris pendant les plus forts coefficients de marée.

Il ne peut être entièrement exclu que certaines circonstances particulières créent des courants localisés plus importants. Aussi, on peut, par mesure de précaution, déposer sur la conduite en place, des ancrages de complément qui peuvent être constitués par une partie des câbles de traction récupérés. La stabilité serait ainsi totalement assurée.

4.1.4. RISQUES DE SEISMES

Une étude sismologique a été effectuée pour le compte de la SEGANS et a conclu à la très faible probabilité de risque de séisme dans la zone considérée (voir 2 ci-dessus).

4.1.5. RISQUES D'ENDOMMAGEMENT

La conception même du bloc-conduite fait qu'il ne court aucun risque d'endommagement par les filets de chalutiers. En revanche, il existe un risque d'endommagement par les ancres des navires, sur les fonds jusqu'à une profondeur de 100 m, (l'ancrage par fonds supérieurs à 100 m étant très rare). On a vu que la

conduite serait ensouillée sur les atterrages. Il conviendra de prévoir dans le budget d'exploitation une surveillance des zones par fonds visitables et la diffusion d'avis réglementaires aux navigateurs.

4. 1. 6. - ACTION SUR LES AUTRES ACTIVITES MARITIMES

Il existe dans la zone considérée plusieurs câbles sous-marins encore en service. Ces câbles sous-marins risquent fort d'être détruits lors de la mise en place de la conduite par traction. La réparation des câbles endommagés sera possible par la technique classique des câbliers. Il faudra prévoir l'accord des propriétaires de câbles et le paiement des travaux correspondants.

En dehors de ce risque d'endommagement des câbles sous-marins existants, la conduite SEGANS-COLLINS n'entravera aucunement les autres activités maritimes, puisqu'il s'agira d'une conduite reposant sur le fond. En particulier, il sera facile de poser de nouveaux câbles sous-marins au - dessus de la conduite.

Pour conclure, on peut dire que la conduite une fois posée ne risquera plus grand chose. Pour tenir compte de ces considérations et malgré la nouveauté des techniques nous lui avons affecté dans nos calculs économiques une vie technique de 15 ans.

4. 2. COMMENTAIRES SUR LE PROCEDE PAR TRACTION SEGANS COLLINS

La pose d'une conduite par le procédé de traction SEGANS-COLLINS est particulièrement adaptée au Détroit de Gibraltar. En effet, cette zone est le siège d'importants courants qui interdisent l'amenée d'éléments de conduite par flottaison.

La pose d'une conduite sous-marine par le procédé SEGANS-COLLINS présente les avantages suivants :

- la conduite reste au fond; elle est ainsi toujours soustraite à l'action de la houle (mais non des courants de fond),

- les opérations de raccordement sont pour la plupart effectuées à terre, permettant ainsi tous les contrôles non destructifs classiques,
- la conduite est placée à une profondeur limitée (406 m maximum) ce qui permet un diamètre relativement important et la possibilité de visites et d'entretien sur une certaine partie du tracé.

En revanche, cette méthode présente divers inconvénients :

- Le principal inconvénient est constitué par le frottement sur le fond durant l'opération de traction. Pour vaincre ce frottement, il est nécessaire de mettre en jeu des efforts de traction considérables ;
- un second inconvénient est constitué par la présence des courants régnant au fond, qui sont presque aussi importants que les courants de surface. On a vu que ces courants engendraient sur tout objet placé au fond un effort de portance, effort qui a tendance à décoller la conduite une fois posée. Pour limiter cet effort la SEGANS a été amenée à prévoir un "bloc-conduite" d'un poids unitaire relativement élevé, et par voie de conséquence des efforts de traction considérables, allant jusqu'à 1 500 tonnes et, par conséquent, des câbles d'ancrage et de liaison de grande section. De tels câbles et de telles forces n'excèdent certes pas les possibilités actuelles, mais n'ont été mis en oeuvre qu'exceptionnellement et nécessitent des dispositifs très spécialisés.

Pour limiter la longueur des tronçons, la SEGANS a enfin été obligée de prévoir la pose par deux tronçons distincts :

- pour chacun de ces tronçons, le tracé doit être sensiblement en ligne droite, ce qui est un manque de souplesse gênant dans la recherche du meilleur tracé,
- la jonction de ces deux tronçons devra être opérée en mer, au fond, à l'aide de la cabine spéciale SEGANS, ou à la surface, sur chaland,
- lors de la traction de la conduite, il y a grand risque de voir détruits les câbles sous-marins existants dans la zone considérée.

Le principal handicap est l'écart considérable qui sépare l'ouvrage exceptionnel à réaliser au Détroit de Gibraltar (65 km) des canalisations déjà posées par traction (27 km) et des expériences de traction effectuées en Bretagne.

Compte tenu de la qualité des études et essais sur modèles exécutés par la SEGANS, nous estimons que la pose d'une canalisation sous-marine dans le Détroit de Gibraltar par la méthode SEGANS-COLLINS peut être réalisée. On pourrait seulement craindre l'éventualité d'un blocage de la conduite au cours de la traction qui, obligeant à de nouveaux aboutages en mer, augmenterait le coût et les délais de l'opération.

5 LES VARIANTES POSSIBLES

5 1 APPLICATION DU PROCEDE AU FRANCHISSEMENT DU DETROIT DE SICILE

La Société SEGANS a également étudié les problèmes que poserait la pose d'un gazoduc sous-marin entre la Tunisie et la Sicile par la méthode COLLINS de traction par le fond. On sait que l'itinéraire comporte deux traversées marines :

- Détroit de Sicile -environ 160 km - profondeur maximum 500 m,
- Détroit de Messine -environ 6 km - profondeur maximum 40 m.

La traversée du Détroit de Messine ne présente pas de difficultés majeure malgré la présence de courants assez importants et peut être traitée par les méthodes classiques de pose des sea-lines par traction sur le fond sur des longueurs et des profondeurs limitées.

En revanche, la traversée du Détroit de Sicile est plus difficile. La SEGANS a effectué une campagne océanographique poussée de la zone considérée en vue de définir un itinéraire possible. On sait, en effet, que la région considérée a un relief difficile.

Si, sur la majeure partie, la topographie est assez douce pour envisager la traction d'une conduite sur le fond, il subsiste dans la zone médiane une partie où aucun tracé n'a pu encore être trouvé, une campagne océanographique de complément n'ayant pu être effectuée. Il n'est cependant pas exclu que cette partie puisse être franchie par un autre procédé (conduite retenue SEGANS, par exemple) dont la description sera donnée au paragraphe D plus loin.

La constitution de la conduite tirée au fond serait la même que pour l'itinéraire du Détroit de Gibraltar (bloc-conduite). La traction pourrait être, soit simple, soit double. En revanche, les études n'ont pas permis de définir de façon précise si chaque partie d'itinéraire serait traitée en une, deux ou trois fois, c'est-à-dire le nombre de raccords en mer envisagés.

Connaissant seulement l'enveloppe des dénivellations qui se trouvent au centre du Détroit, la SEGANS pense qu'il est actuellement difficile de dire si on peut les franchir par des canalisations posées par traction sur le fond.

On ne peut donc pas encore dire, sans études complémentaires, si la traversée de ce détroit par une conduite posée par traction serait possible.

5 2 PROCÉDE VARIANTE LE BREVET "PERLES"

Il convient de signaler que la SEGANS a orienté ces dernières années ses recherches sur la mise au point d'un autre procédé de pose dans lequel le frottement est considérablement diminué.

Ce procédé a fait l'objet de brevets déposés dans divers pays et nous l'appellerons procédé du "Brevet PERLES", conformément à l'usage de la SEGANS.

Dans ce procédé, la conduite est maintenue à une certaine distance du fond au moyen d'un lest calculé pour résister à l'effet des courants traversiers. Le lestage est constitué d'appuis en forme de tubes-guides lestés, installés de place en place, tous les 50 m environ et reliés entre eux par deux câbles de liaison.

La conduite passe à l'intérieur des tubes-guides dont le diamètre intérieur est nettement plus grand que le diamètre extérieur de la conduite. La mise en place des tubes-guides s'effectue en les faisant glisser à partir d'un bateau sur un câble de traction servant de funiculaire. Au cours de l'avancement du bateau, la conduite glisse à l'intérieur de ces tubes-guides et reste au fond, reliée au chaland par un câble de liaison. Le frottement au fond est ainsi éliminé et remplacé par le frottement de la conduite sur les tubes-guides, qui est beaucoup plus faible.

Ce procédé de pose paraît assez séduisant. Il appelle cependant deux remarques :

- d'une part, la conduite une fois posée ne repose pas sur le fond, mais constitue une poutre continue sur appuis multiples et est soumise de ce fait à de nombreux efforts,
- d'autre part, si ce procédé a fait l'objet de nombreuses études théoriques et d'expériences sur modèles réduits, il n'a pas, jusqu'à ce jour, fait l'objet d'études en vraie grandeur.

Il n'est donc pas possible, à l'heure actuelle, d'émettre un avis complet sur ce procédé. On peut cependant souhaiter que des expériences en vraie grandeur

soient effectuées car, en dehors même du franchissement du Déroit de Gibraltar, sa mise au point permettrait de faire faire un progrès considérable aux procédés par traction et autoriserait ainsi leur utilisation en dehors du domaine d'application restreint qui est actuellement le leur.

6. INVESTISSEMENTS ET COÛTS DE TRANSPORT DU GAZ

6.1 LES INVESTISSEMENTS

Les investissements nécessaires pour effectuer la construction d'un bloc de deux conduites entre le Cap Spartel et le Cap Trafalgar sont analysés dans le tableau ci-dessous (hors taxes, intérêts intercalaires non compris) :

CONSTRUCTION PAR TRACTION D'UN BLOC DE DEUX CONDUITES ENTRE LE CAP SPARTEL ET LE CAP TRAFALGAR COUT D'INVESTISSEMENT		Unité : 1 000 000 dollars
Ouvrages	Coût	
Construction du chantier terrestre sur la cote marocaine	7	
Construction du chantier terrestre sur la cote espagnole	2	
Construction du bloc conduite, cote marocaine	13	
Construction du bloc conduite, cote espagnole	4	
Achat du chaland et du matériel spécial de pose en mer	11	
Pose en mer, tronçon principal	1,5	
Pose en mer, tronçon Espagne	0,5	
Frais divers (engineering, assurance et autres)	<u>3</u>	
Total partiel		42
Imprévus (20% environ)	9	
Total	<u>9</u>	<u>51</u>

Pour mettre en place un bloc de trois conduites, il conviendrait de prévoir une majoration de 17 000 000 de dollars environ.

Le coût d'investissement de la construction du bloc-conduite entre le Cap Spartel et le Cap Trafalgar serait donc environ le suivant :

. 51 000 000 de dollars pour le bloc de 2 conduites,
(débit 6 Gm³/an)

. 68 000 000 de dollars pour le bloc de 3 conduites,
(débit 9 Gm³/an)

A ces montants doit être ajouté le montant des investissements nécessaires pour la construction de la station de compression du Cap Spartel. Ce montant varie suivant le débit qui transitera par la conduite et peut être estimé à :

- Bloc de 2 conduites

2 milliards de m ³ /an.....	1,8 millions de dollars
4 milliards de m ³ /an.....	5,1 millions de dollars
6 milliards de m ³ /an.....	9,4 millions de dollars

- Bloc de 3 conduites

7 milliards de m ³ /an.....	9,4 millions de dollars
9 milliards de m ³ /an.....	13,9 millions de dollars

6.2. - COUTS DE FONCTIONNEMENT ET D'ENTRETIEN

Les coûts de fonctionnement et d'entretien comprennent :

- L'énergie nécessaire à la station de compression ;
- le fonctionnement et l'entretien de la conduite et de la station de compression.

Pour un gaz naturel de pouvoir calorifique 9,4 thermies par mètre cube, la consommation annuelle de gaz nécessaire à la compression et rapportée au gaz transporté est d'environ 0,7% pour un débit de 6 Gm³ par an.

Les coûts de fonctionnement et d'entretien, énergie non comprise, sont assez faibles en regard des investissements : de 0,2 à 0,5 million de dollar par an suivant le débit.

6.3 DEBITS PRIS EN COMPTE DANS LE CALCUL

On a vu que le procédé SEGANS-COLLINS permettait de faire transiter les débits annuels suivants :

- . 6 Gm³ pour le bloc 2 conduites,
- . 9 Gm³ pour le bloc 3 conduites.

Bien entendu, il n'y aurait pas intérêt à utiliser le bloc-conduite pour des débits de gaz très inférieurs aux débits maxima : la SEGANS a prévu que le bloc de 2 conduites pourrait être utilisé de façon économique à partir de débits annuels de 4 Gm³. De même, on pourra considérer que le bloc de 3 conduites ne sera utilisé que pour un débit annuel supérieur ou égal à 7 Gm³, soit le débit autorisé pour le bloc de 2 conduites 6 Gm³ augmenté de 1 Gm³.

On pourra donc envisager la construction d'une conduite SEGANS-COLLINS entre le Cap Spartel et le Cap Trafalgar pour des débits annuels compris entre les valeurs suivantes :

- . 4 à 6 Gm³ (bloc de 2 conduites),
- . 7 à 9 Gm³ (bloc de 3 conduites).

On effectuera le calcul pour ces valeurs de 4,6,7 et 9 Gm³/an. Pour des valeurs intermédiaires on pourra admettre une variation linéaire du coût en raison de la part considérable des investissements dans le coût de transport. Enfin, on a également effectué le calcul pour une valeur de débit faible, 2 Gm³/an.

6.4 ECHEANCIER DES INVESTISSEMENTS ET DU "REPLISSAGE" DE LA CONDUITE

On a vu que, si la décision de construire une conduite SEGANS-COLLINS au Déroit de Gibraltar est prise avant août 1968, la pose de la conduite pourra être terminée en septembre 1971.

En revanche et, compte tenu :

- de la difficulté de l'opération et de son caractère de nouveauté,
- du coût très élevé des conduites terrestres amont et aval,

il est raisonnable de prévoir que la construction des conduites terrestres commencera effectivement lorsqu'aura été achevée la pose de la conduite sous-marine, c'est-à-dire fin 1971. Bien entendu, les études des conduites terrestres auront été effectuées avant 1971.

La longueur de la canalisation Hassi-R'Mel, Cap-Spartel est particulièrement grande : 950km . Pratiquement on pourra construire en deux ans la canalisation Hassi-R'Mel- Cap-Spartel et une partie des canalisations en Espagne, jusqu'à Valancia et Sagunto. Une troisième année serait nécessaire pour construire la canalisation jusqu'à Avignon et au-delà .

La desserte de l'Espagne peut donc être assurée à partir du 1er janvier 1974 et la desserte des régions d'Avignon et au-delà à partir du 1er janvier 1975 seulement.

Pour les hypothèses de débit envisagées, on a adopté les hypothèses suivantes de cadence de remplissage qui correspondent aux lois constatées en général pour le remplissage des conduites terrestres :

Débit final annuel Gm 3	Débits annuels				
	1ère année	2ème année	3ème année	4ème année	5ème année et suivantes
2	1,3	2,0	2,0	2,0	2,0
4	1,5	3,0	4,0	4,0	4,0
6	1,8	3,6	5,4	6,0	6,0
7	1,9	3,8	5,7	7,0	7,0
9	2,2	4,4	6,6	9,0	9,0

6 5 CALCUL DES COÛTS DE TRANSPORT

Le calcul a été mené pour chacune des cinq hypothèses précédentes. On a, par ailleurs, admis pour le calcul des intérêts intercalaires que les dépenses d'investissement de la conduite seraient échelonnées sur trente mois.

Le calcul a été mené en prenant l'hypothèse d'un amortissement financier en 15 ans. Il convient de noter que cette durée correspond à celle de nombreux contrats de gaz conclus ou en cours de discussions.

On a admis les durées de vie technique suivantes :

- conduite sous-marine : 15 ans,
- station de compression-bâtiments : 25 ans,
- station de compression:équipement, machines: 10 ans,

Dans le poste "fonctionnement" on a fait figurer seulement les coûts de l'entretien de la conduite, et de l'entretien et du fonctionnement de la station de compression, énergie non comprise. Celle-ci est supposée fournie par du gaz naturel décompté à part.

En actualisant les dépenses réelles effectuées chaque année, et en faisant la somme de ces dépenses actualisées, on obtient le coût total actualisé, ou coût total brut.

Au terme des quinze ans, les différentes parties de la station de compression présentent une valeur résiduelle. Comme on a adopté une durée de vie technique prudente, on peut admettre que la valeur résiduelle a diminué de façon linéaire avec le temps. On peut tenir compte de cette valeur résiduelle en l'actualisant et en la retranchant du coût total brut : on obtient ainsi un coût total réduit.

Le calcul figure dans le tableau suivant, pour les deux taux d'actualisation de 8% et 12%.

Débit annuel Gm3	Bloc de deux conduites US \$ 106			Bloc de trois conduites US \$ 106	
	2	4	6	7	9
Teux 8%					
Investissements canalisation	65,8	65,8	65,8	87,7	87,7
Investissement station de compression .					
bâtiments	0,6	1,9	3,1	3,1	4,6
équipements, machines	<u>1,2</u>	<u>3,2</u>	<u>6,3</u>	<u>6,3</u>	<u>9,3</u>
Total investissement	<u>67,6</u>	<u>70,9</u>	<u>75,2</u>	<u>97,1</u>	<u>101,6</u>
Fonctionnement	1,5	2,3	3,0	3,5	4,2
Renouvellement compression	<u>0,6</u>	<u>1,5</u>	<u>2,9</u>	<u>2,9</u>	<u>4,4</u>
Coût total brut	<u>69,7</u>	<u>74,7</u>	<u>81,1</u>	<u>103,5</u>	<u>110,2</u>
Valeur résiduelle	<u>0,3</u>	<u>0,9</u>	<u>1,7</u>	<u>1,7</u>	<u>2,5</u>
Coût total réduit	<u>69,4</u>	<u>73,8</u>	<u>79,4</u>	<u>101,8</u>	<u>107,7</u>
Teux 12%					
Investissement canalisation	74,4	74,4	74,4	99,2	99,2
Investissement station de compression					
bâtiments	0,6	1,9	3,2	3,2	4,8
équipements, machines	<u>1,2</u>	<u>3,2</u>	<u>6,3</u>	<u>6,3</u>	<u>9,3</u>
Total investissement	<u>76,2</u>	<u>79,5</u>	<u>83,9</u>	<u>108,7</u>	<u>113,3</u>
Fonctionnement	1,2	1,9	2,4	2,7	4,8
Renouvellement compression	<u>0,4</u>	<u>1,0</u>	<u>2,0</u>	<u>2,0</u>	<u>3,0</u>
Coût total brut	<u>77,8</u>	<u>82,4</u>	<u>88,3</u>	<u>113,4</u>	<u>121,1</u>
Valeur résiduelle	<u>0,2</u>	<u>0,5</u>	<u>1,0</u>	<u>1,0</u>	<u>1,5</u>
Coût total réduit	<u>77,6</u>	<u>81,9</u>	<u>87,3</u>	<u>112,4</u>	<u>119,6</u>

La consommation de gaz de la station de compression du Cap Spartel est assez faible : elle est d'environ 0,45% pour un débit annuel de 4 milliards de mètres cubes, et de 0,7% pour un débit annuel de 6 milliards de mètres cubes.

Si l'on fait pendant la même durée de quinze ans le total des quantités de gaz transportées actualisées, et si on divise le coût total précédent par la quantité totale de gaz actualisé, on obtient pour chaque valeur de débit annuel le coût unitaire moyen (brut et réduit) par mètre cube de gaz. Le calcul figure dans le tableau suivant, pour les deux taux de 8% et 12%.

Débit annuel G m3 (régime final)	Bloc de deux conduites			Bloc de trois conduites	
	2	4	6	7	9
Taux 8%					
Débit total actualisé	17,1	32,8	47,7	54,0	67,4
Coût total brut	69,7	74,7	81,1	103,5	110,2
Coût total réduit	69,4	73,8	79,4	101,8	107,7
Coût unitaire brut par m3 (cent)	0,408	0,228	0,170	0,192	0,164
Coût unitaire réduit par m3 (cent)	0,406	0,225	0,166	0,187	0,160
Taux 12%					
Débit total actualisé	13,8	26,1	37,8	42,5	52,8
Coût total brut	77,8	82,4	88,3	113,4	121,1
Coût total réduit	77,6	81,9	87,3	112,4	119,6
Coût unitaire brut par m3 (cent)	0,564	0,316	0,234	0,267	0,229
Coût unitaire réduit par m3 (cent)	0,562	0,314	0,231	0,264	0,227

De l'examen des résultats précédents, on peut déduire les remarques suivantes :

L'influence du taux d'actualisation est assez grande, et l'on obtient des coûts unitaires nettement plus élevés pour 12% que pour 8%. Ceci correspond au fait qu'un taux d'actualisation élevé réduit l'importance des phénomènes éloignés dans le temps au profit des phénomènes immédiats. Le débit considéré

étant à peu près régulièrement réparti dans le temps et les investissements, part primordiale des dépenses, concentrés au début de l'opération, ceci explique cela.

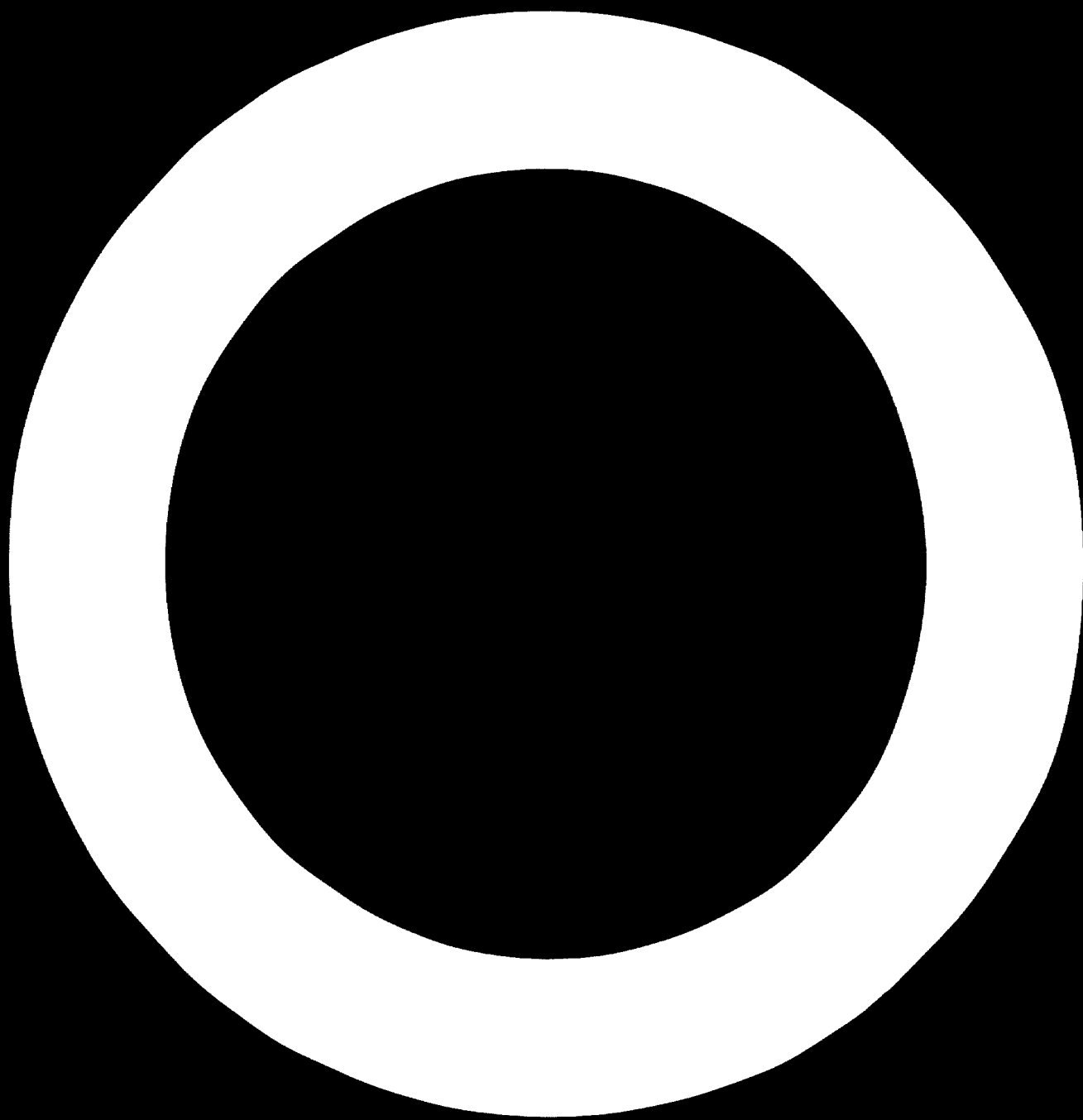
L'influence des valeurs résiduelles est négligeable, et les coûts bruts et réduits sont pratiquement égaux. Cela provient du fait que seules parties relatives à la station de compression présentent au bout de quinze ans une valeur résiduelle.

L'influence du débit. Pour un même bloc conduites (2 conduites ou 3 conduites), le coût unitaire de transport par mètre cube diminue quand le débit augmente. Cette diminution est assez sensible quand on passe de 2 G m³/an à 6 G m³/an (bloc de deux conduites).

On remarquera que pour le bloc de trois conduites, le coût unitaire de transport pour un débit annuel de 7 G m³/an est supérieur à celui qui est obtenu pour un débit annuel de 6 G m³/an avec le bloc de deux conduites. Pour un débit annuel de 9 G m³, on arrive à un coût unitaire plus faible que pour 6 G m³, mais le gain obtenu est faible.

Il en résulte que le bloc de trois conduites ne présente qu'un intérêt limité et qu'il vaut certainement mieux construire pour commencer un bloc de deux conduites (quitte, s'il le fallait, à en construire plus tard un autre).

Le calcul complet du coût de transport de gaz par l'itinéraire du détroit de Gibraltar, comprenant les coûts de transport des parties terrestres du trajet, sera analysé plus loin.



C - PROCÉDE GAZ DE FRANCE - ELECTRICITE DE FRANCE

L'un des principaux inconvénients du procédé de traction Segans-Collins est le frottement de la conduite sur le fond au cours de la pose. Ces forces de frottement entraînent la nécessité d'importants câbles de traction et d'ancrage, et limitent en outre la longueur de la canalisation pouvant être posée : ce qui entraîne la nécessité d'effectuer les assemblages en mer. Les tracés à grande profondeur ne sont donc pas justiciables de ce procédé.

Consciente de ce fait, la Société Gaz de France avec le concours de l'Electricité de France a orienté ses recherches vers la mise au point d'un procédé où la conduite sous-marine serait posée par immersion à partir de la surface, l'immersion se faisant à mesure que l'on avance le long du tracé, de façon un peu analogue à la pose d'un câble sous-marin.

Les études et expériences menées depuis 1959 ont ainsi permis de mettre au point le procédé Gaz de France - Electricité de France de pose de conduite sous-marine, que l'on appellera simplement procédé Gaz de France. Ce procédé a fait l'objet de brevets déposés dans divers pays.

On verra que ce procédé nouveau de pose présente quelques parentés avec deux procédés classiques de pose de conduite sous-marine : le procédé par flottaison et immersion, et le procédé par barge de pose.

Les caractéristiques de détail du procédé Gaz de France dépendent de l'itinéraire de pose. La Société Gaz de France a surtout étudié son procédé pour la pose d'une canalisation sous-marine entre Mostaganem et Carthagène mais a également fait quelques études pour savoir si ce procédé pouvait être appliqué au Déroit de Sicile. C'est pourquoi notre rapport a essentiellement trait au tracé Mostaganem-Carthagène, le trajet Tunisie - Sicile et d'autres trajets éventuels étant examinés à titre de variantes.

On trouvera ci-après sous le titre 1 et sous le titre 2 la description du procédé et l'énumération des études entreprises par Gaz de France pour sa mise au point. Les deux parties du rapport sont essentiellement descriptives et ne comportent aucun commentaire de la part de l'Ingénieur-Conseil. Nos commentaires font en revanche l'objet du titre 3 ci-après, cependant que les titres 4, 5 et 6 se rapportent, le premier aux variantes possibles, et les deux autres aux aspects financiers du procédé.

1 DESCRIPTION GENERALE DU PROCEDE

1.1 - CONSTITUTION DE LA CONDUITE

1.1.1 - LE TUBE D'ACIER

On sait que sur l'itinéraire Mostaganem - Carthagène, la profondeur atteint 2 600 m, sur une grande longueur. A cette profondeur, la conduite reposant au fond sera soumise extérieurement à une pression hydrostatique d'environ 255 bar, pression élevée qui dépasse nettement les pressions auxquelles sont soumises les conduites sous-marines existantes. Pour obtenir une conduite qui résiste efficacement à cette pression extérieure, Gaz de France a été amené à mettre au point un acier soudable à hautes caractéristiques, l'acier classe X-95, (limite d'élasticité 67 kg/mm²) acier dans lequel les fabricants peuvent laminer des tubes sans soudure longitudinale. En outre, Gaz de France a été conduit à donner à ces tubes une épaisseur importante, voisine du 1/19^{ème} de la valeur du diamètre D de la conduite (voir ci-dessous, paragraphe 2.4.3).

Dans ces conditions, on ne peut envisager de diamètre important, du moins dans un premier temps. C'est pourquoi, le diamètre extérieur retenu par Gaz de France est de 244 mm, avec une épaisseur de 12 mm et un diamètre intérieur de 220 mm. Le diamètre extérieur pourra être porté à 273 mm puis 323 mm pour les canalisations ultérieures. Corrélativement et pour profiter des caractéristiques du tube, Gaz de France a prévu de faire travailler la canalisation à une pression interne élevée : 400 bar.

Une conduite en tubes d'acier de diamètre extérieur 244 m, d'épaisseur 12 mm, capable de résister aux importantes pressions hydrostatiques régnant à la profondeur de 2 600 m, a un poids unitaire élevé : 72 kg par mètre dans l'air, et 25 kg par mètre dans l'eau (poids apparent). Une telle conduite est donc très peu maniable dans l'eau. Une des caractéristiques du procédé Gaz de France est que la conduite d'acier est équipée de deux sortes de bouées d'allègement que l'on appellera allègement primaire et allègement secondaire.

1.1.2 L'ALLEGEMENT PRIMAIRE

Il est obtenu au moyen de bouées dites "bouées primaires".

Ces bouées ont la forme de cylindres de 9 ou 10 m de long et de 315 mm de diamètre. L'enveloppe est en PVC spécial dit "PVC choc". Cette enveloppe est remplie avec de l'essence légère, de densité moyenne 0,665, dont le taux de compressibilité est très faible. Les bouées sont fixées sur la conduite à terre. Elles sont posées parallèlement à la conduite, à sa partie supérieure, et attachées au moyen

de colliers en acier. Elles se touchent presque et conservent leur flottabilité jusqu'aux plus grandes profondeurs. Le poids apparent dans l'eau de la conduite munie de ces bouées d'allégement primaire n'est plus que de 2 kg par mètre environ.

1. 1. 3. L'ALLEGEMENT SECONDAIRE (OU SURALLEGEMENT)

Il est obtenu au moyen d'un second système de bouées dites "bouées secondaires". Celles-ci sont des cylindres de 6 m de long et de 600 mm de diamètre. Elles ont été calculées pour fournir une portance d'environ une tonne. Leur principale caractéristique est que leur flottabilité varie avec la profondeur : fixe jusqu'à une certaine valeur de celle-ci, 200 m par exemple, cette flottabilité diminue fortement au-delà.

Cette propriété résulte de la conception même des bouées constituées de cylindres en aluminium remplis d'essence légère et d'azote. La pression du gaz est celle régnant à la profondeur limite indiquée ci-dessus, 20 bar pour 200 m par exemple. Ces bouées secondaires ont naturellement tendance à prendre une position verticale, l'essence étant à la partie inférieure, l'azote à la partie supérieure. L'extrémité inférieure de la bouée est munie d'un clapet dont la fermeture est assurée jusqu'à la pression correspondant à la profondeur limite. Lorsque la bouée atteint cette profondeur, l'eau de mer entre par le clapet, à la partie inférieure de la bouée. L'essence plus légère flotte sur l'eau de mer et remonte à l'intérieur de la bouée, venant comprimer l'azote dont le volume diminue. La flottabilité de la bouée diminue en conséquence. Toutefois la quantité d'essence légère introduite dans la bouée lui assure toujours une légère flottabilité positive, même par grands fonds (2 600 m).

Les bouées secondaires sont attachées à la conduite par des suspentes (acier et textile) d'une longueur de 15 m environ. Espacées de 170 m environ, elles fournissent un allégement de 6 kg au mètre linéaire, qui confère au système en surface un poids apparent de -4 kg au mètre linéaire. Ce poids apparent augmente progressivement dès que les bouées atteignent la profondeur pour laquelle elles ont été mises en pression. On verra plus loin que les éléments de la conduite assemblée à terre, d'une longueur de 3 000 m environ, sont munis à une extrémité de flotteurs secondaires supplémentaires, que l'on appelle "flotteurs d'arrêt" et qui constituent "l'allégement d'arrêt" (ou surallégement d'arrêt).

Un tel élément de conduite équipé des deux systèmes d'allégement et muni de bouchons obturateurs à ses extrémités flotte dans l'eau à une profondeur de 15 m environ, "suspendu" aux bouées secondaires qui restent en surface. La conduite elle-même est ainsi soustraite à l'action de la houle.

1. 2 PRINCIPES DE CONSTRUCTION ET DE POSE

1. 2 1 CHANTIER TERRESTRE EN ALGERIE

Le chantier nécessaire à la construction à terre des éléments de conduite sera situé sur une plage basse longue de 4 km environ, large de 1 km environ, située au pied du Djebel Diss, non loin de l'embouchure de l'oued Chélif, au nord de Mostaganem. Cet emplacement a été utilisé lors des expériences effectuées par Gaz de France de 1960 à 1963. Il possède quelques aménagements, et est relié par une route en terre à la route bitumée de Mostaganem.

Les tubes d'acier livrés par les fabricants ont une longueur moyenne de 12 m. L'assemblage de ces tubes entre eux est effectué de deux façons : par soudure (à terre) et par joints vissés (à terre et en mer). Aussi les opérations suivantes seront effectuées sur le chantier terrestre.

Les tubes de 12 m sont d'abord assemblés par soudure pour obtenir des éléments de $7 \times 12 = 84$ m, puis de $84 \times 18 = 1\,512$ m.

On assemble ensuite par joints vissés, sur le chantier terrestre, deux éléments de 1 512 m pour obtenir un élément de 3 024 m de long que l'on munit aux deux extrémités de bouchons obturateurs vissés dont le principe est analogue à celui des joints vissés.

Les éléments de 3 024 m, soutenus par des lorrys sur une rampe de lancement, sont munis de bouées d'allègement primaires et secondaires puis lancés à la mer où ils flottent par 15 m de profondeur.

1 2 2 CHANTIER A LA MER

On établit d'abord par les procédés classiques (tranchées, bulldozer, etc.) un premier élément qui constituera l'atterrage côté Algérie de la conduite. Ce premier élément est muni de flotteurs secondaires sur sa seule extrémité côté large. La partie de conduite côté terre, plus lourde que l'eau, repose donc sur le fond tandis que la partie côté large a tendance à flotter.

L'étude et l'expérience montrent que si l'on exerce sur l'extrémité côté large une traction modérée, la partie de la conduite située entre le fond et la surface prend la forme d'une courbe en "S" constituée sensiblement de deux arcs de chaînette (1)

(1) On rappelle qu'en mécanique des fils on appelle "chaînette" la courbe d'équilibre d'un fil parfaitement flexible et inextensible fixé à ses deux extrémités et soumis à la seule action de la pesanteur.

à axe vertical qui se raccordent en un point d'inflexion. La traction qui est exercée à l'aide d'un remorqueur, doit avoir une valeur calculée de façon qu'en aucun point de la courbe en "S" le rayon de courbure soit inférieur à la valeur admissible (qui est de 36 m environ, pour un tube de 244 mm).

On achemine par flottage et remorquage un second élément que l'on place en prolongement du premier. Bien entendu, ces éléments sont garnis à leur extrémité de bouchons obturateurs. En outre, le nouvel élément est muni sur son extrémité côté large de quelques bouées secondaires supplémentaires qui constituent "l'allégement d'arrêt".

Un navire abouteur spécial saisit alors l'extrémité côté large du premier élément et l'extrémité côté terre du deuxième élément, et l'on procède à bord de ce navire à l'assemblage de ces deux éléments au moyen d'un joint vissé. Pendant cette opération, le remorqueur qui a amené le nouvel élément exerce en tête de la canalisation une traction contrôlée, pour maintenir, d'une part les rayons de courbure convenable, et d'autre part la canalisation au dessus du tracé fixé.

Compte tenu de la présence des bouées secondaires, dont la flottabilité dépend de la profondeur, et de la traction exercée en tête, la partie de la conduite située entre le fond et la surface a toujours la forme d'une courbe en S, et toute la partie de conduite correspondant au nouvel élément flotte à 15 m de profondeur.

Si l'on augmente alors légèrement la valeur de la traction exercée en tête, la courbe en S se déforme et prend la forme de deux arcs de chafnette assez courts, reliés par une partie droite. Les bouées secondaires, situées près de la profondeur limite, perdent la majeure partie de leur flottabilité et la courbe en S se déplace vers le large parallèlement à elle-même. Au cours de ce déplacement la partie correspondante de la conduite descend lentement vers le fond.

Le léger accroissement de tension que l'on a exercé après la remise à la mer de la partie de conduite aboutée, pour amorcer la descente de la conduite n'est nécessaire que durant la période où les bouées d'arrêt de l'avant dernier élément descendent de la surface à la profondeur limite de flottabilité (200 m). On peut ensuite relâcher légèrement la tension jusqu'à la valeur primitive. Le déplacement de la courbe en S se poursuit de lui-même vers le large, puisque chaque bouée secondaire perd de sa flottabilité quand elle atteint la profondeur limite, et la partie de la conduite située en surface descend lentement vers le fond.

Cependant, par suite de la présence des flotteurs d'arrêt qui garnissent l'extrémité côté large du nouvel élément de conduite, la déformation de la courbe en S s'arrête quand on arrive à cette extrémité côté large. (Il y a lieu de noter que si on augmentait encore la valeur de la traction exercée en tête, l'extrémité côté large de la conduite descendrait elle aussi).

La conduite en cours de pose étant ainsi arrêtée en surface, on amène par flottage et remorquage un troisième élément en prolongement du tronçon précédent, auquel on l'assemble par joint vissé à bord du navire, comme pour le premier assemblage. Cette jonction faite, on augmente la valeur de la traction en tête et l'immersion lente de la conduite recommence, et ainsi de suite (voir figure 22).

Le chantier de pose continue ainsi à l'avancement. On achemine par flottage et remorquage les éléments de 3 024 m de long au point où en est arrivé le chantier de pose ; on effectue l'aboutage à bord du navire abouteur et on immerge l'élément abouté... On poursuit le chantier jusqu'à ce que l'on ait atteint l'atterrage constituant la fin du parcours marin.

Le procédé Gaz de France par immersion, à partir de la surface permet d'avoir des tracés présentant des courbes, à la différence du procédé par traction. Il suffit d'orienter la route du remorqueur de tête en conséquence.

1. 2. 3. L'ATTERRAGE ESPAGNOL

L'atterrage final sera situé sur la côte espagnole, non loin de Carthagène.

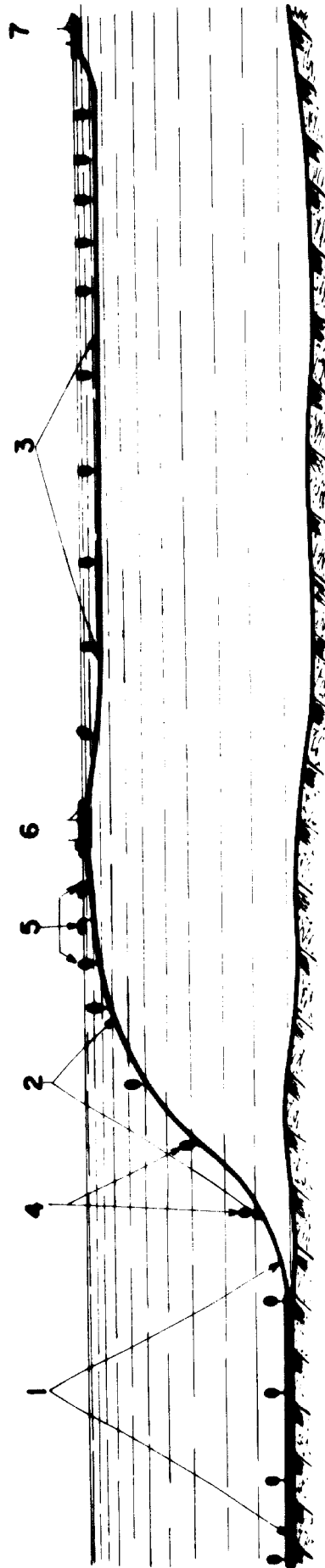
La région correspondante est une plaine basse avec des marais salants ; l'installation d'une canalisation terrestre ne présente pas de difficulté majeure.

1. 2. 4 - CONDITIONS METEOROLOGIQUES

Par un navire abouteur économique, la méthode de pose Gaz de France ne peut être utilisée qu'au cours d'un beau temps relatif : houle d'amplitude ne dépassant pas 1,50 m ; courant de surface compris entre 1 et 1,5 noeuds (0,50 à 0,75 m/s) suivant leur orientation, etc. (un navire abouteur de taille plus importante et doté de moyens de propulsion plus importants, permettrait de reculer ces limites).

En l'absence de courant de surface, la traction en tête, de l'ordre de quelques tonnes, doit évidemment être exercée dans la direction de la pose. L'existence d'un courant de surface parallèle à cette direction de pose conduit à en modifier la valeur sans en modifier la direction. Au cas où se produit un courant de surface traversier, le calcul montre que l'on peut continuer à respecter le tracé de pose prévu, en exerçant la traction de tête dans une direction qui fait avec la direction de pose un angle convenable.

LAYING OF A SUBMARINE PIPE BY THE "GAZ DE FRANCE" PROCESS
 POSE D'UN GAZODUC SOUS-MARIN PAR LE PROCÉDE "GAZ DE FRANCE"



- 1 - Already laid pipe
- 2 - Part of the pipe being laid
- 3 - Part of the pipe still to be laid (30000m)
- 4 - Secondary buoys
- 5 - Stop - buoys
- 6 - Joining ship
- 7 - Tag - boat

- Conduite déjà posée
- Partie de conduite en cours de pose
- Traçage à poser
- Fiateurs secondaires
- Fiateurs d'arrêt
- Navire d'aboutage
- Remorqueur

Cas de mauvais temps

Si le mauvais temps survient au cours de la pose, on peut suspendre provisoirement l'opération, soit en confiant le maintien de la conduite en surface à un navire câblé, qui est pratiquement insensible à une houle de 1,50 m, soit si les conditions météorologiques sont encore plus mauvaises, en demandant à ce navire câblé d'envoyer la conduite au fond afin de la soustraire totalement à l'action de la houle. Cette dernière opération est effectuée de la manière suivante :

On munit l'extrémité de la conduite en surface d'un câble de tension relié à un crapaud. On accroît ensuite légèrement la valeur de la traction en tête, ce qui entraîne l'immersion lente et totale de la partie de conduite qui était retenue en surface, et qui bien entendu est munie de son bouchon obturateur. Le crapaud est lui-même muni d'un orin qu'on laisse filer, de façon que lorsque la conduite repose au fond, elle est prolongée de son aussière dont l'élongation est assurée par le crapaud reposant au fond. Le crapaud est relié par un orin à une bouée flottant en surface (voir figure 23).

L'ensemble de ce dispositif constitue une "queue dragable". Lorsque le beau temps est revenu, il permet de relever la conduite, même dans l'éventualité où la bouée de surface aurait disparu, selon les procédés classiques des câblés : un dragage de l'alsoère au moyen d'un grappin permet de ramener à la surface, aussière et extrémité de conduite. Par suite de la présence des flotteurs secondaires et des flotteurs d'arrêt qui retrouvent leur flottabilité près de la surface, et par suite de la traction exercée en tête, l'extrémité de la conduite reprend la forme d'une courbe en S lors du relevage.

1. 2. 5. NAVIRES NECESSAIRES

La pose d'une canalisation sous-marine par le procédé Gaz de France nécessite la présence d'un navire abouteur spécial, d'un navire câblé, de remorqueurs et de vedettes, et d'un petit bâtiment océanographique.

Le navire abouteur doit être muni de dispositifs de manoeuvre et de blocage des extrémités de conduite à assembler et du dispositif d'assemblage par joints.

La présence d'un navire câblé capable de filer environ 10 000 m de câble est nécessaire pour permettre en cas de mauvais temps d'envoyer la conduite au fond avec une queue dragable.

Certains bâtiments de servitude sont enfin indispensables : petit bâtiment océanographique pour effectuer les mesures de houle et de courant, remorqueurs pour assurer les tractions en tête et remorquage des éléments de conduite, vedettes pour assurer la sécurité de l'opération en mer.

2 ETUDES ET EXPERIENCES DE GAZ DE FRANCE ET ELECTRICITE DE FRANCE

Depuis 1959, la Société Gaz de France a procédé, avec le concours de l'Electricité de France, à de nombreuses études relatives à la mise au point de son procédé. Ces études vont du domaine de la recherche fondamentale à celui de la recherche technologique. De nombreux essais en modèle réduit et en vraie grandeur ont été également effectués.

2.1 ETUDE FONDAMENTALE DU PROCEDE

Le procédé de pose de canalisation sous-marine Gaz de France - Electricité de France est entièrement nouveau par rapport aux procédés traditionnels examinés au début de ce chapitre. Comme il avait été spécialement étudié pour permettre la pose d'une canalisation par grande profondeur, il était nécessaire d'étudier de façon complète le comportement de la conduite en cours de pose.

Pour les calculs, la conduite a été assimilée à un fil, doué ou non de raideur ; le lecteur trouvera ci-après une analyse succincte de ces calculs.

Eléments de l'étude mathématique

Soit p le poids apparent par mètre de conduite munie de son allégement primaire, et v la force ascensionnelle maximale par mètre, fournie par les flotteurs compressibles gonflés à une pression h exprimée en mètres d'eau et uniformément répartis le long de la conduite.

Le poids apparent résultant par mètre de conduite située à une altitude y au-dessus du fond est donc une fonction $p(y)$ dont la valeur est, pour une profondeur de pose H :

$$p(y) = p - v = C^{te} < 0$$

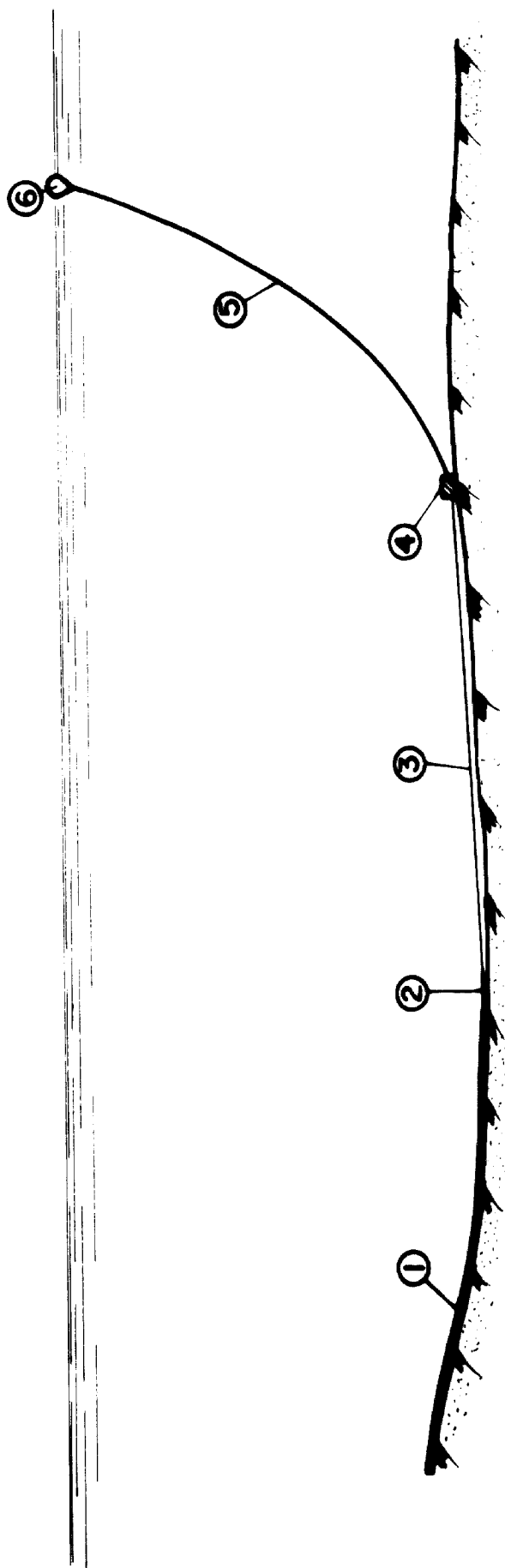
pour $H - h \leq y \leq H$ (domaine d'incompressibilité)

$$\text{et (1) } p(y) = p - v \frac{h + 10}{H + 10 - y}$$

pour $0 \leq y \leq H - h$ (domaine de compressibilité)

(10 correspondant à la pression atmosphérique).

**"GAZ DE FRANCE" PIPE TEMPORARILY LAID DOWN IN THE COURSE OF LAYING OPERATIONS
 CONDUITE "GAZ DE FRANCE" ABANDONNEE PROVISOIEMENT EN COURS DE POSE**



- | | |
|-----------------------------|-----------------|
| 1 - Pipe | Conduite |
| 2 - Buoy (100m) | Aussière (100m) |
| 3 - Hemp-steel cable(2000m) | Gréin (2000m) |
| 4 - Meshroom-anchor | Crépeud |
| 5 - Buoy - rope | Orin |
| 6 - Buoy | Bouée |

On voit immédiatement que le poids apparent s'annule à une profondeur :

$$Z_1 = \frac{v}{p} (h + 10) - 10$$

qui est la profondeur du point d'inflexion de la courbe en S.

On examinera seulement le cas de la pose en régime permanent, à profondeur et vitesse constantes, et en l'absence de courants marins, ainsi que celui de la tenue à l'arrêt.

Dans ces conditions, la théorie des fils doués de raideur montre que les équations intrinsèques exprimant l'équilibre d'un élément de conduite de longueur ds , sous l'action de la force de pesanteur $p(y)$, ainsi que celles d'inertie, de liaison, élastiques et hydrodynamiques, sont les suivantes :

$$(2) \quad \begin{cases} \frac{d T_t}{ds} + \frac{T_n}{R} + f_t (1 - \cos \theta) - p(y) \sin \theta = 0 \\ -\frac{d T_n}{ds} + \frac{T_t}{R} - \frac{p' V^2}{g R} + f_n \sin^2 \theta - p(y) \cos \theta = 0 \\ T_n = EI \frac{d(1/R)}{ds} \end{cases}$$

dans lesquelles :

T_t est la composante de la tension portée par la tangente à la courbe (positive dans le sens des arcs croissants).

T_n est l'effort tranchant (exercé par la partie gauche de la conduite sur la partie droite).

EI est la "raideur" ou "rigidité" de la conduite.

$R = \frac{ds}{d\theta}$ est le rayon de courbure au point considéré.

θ étant l'angle avec l'horizontale.

p' le poids réel (dans l'air) de la conduite et de ses flotteurs.

$f_t = K_t \mathcal{D} V = C^{te}$, est une force de frottement hydrodynamique longitudinale exercée par mètre de conduite de diamètre \mathcal{D} , se déplaçant suivant son axe à la vitesse V ,

$f_n = K_n \mathcal{D} V^2 = C^{te}$, est une force hydrodynamique transversale exercée par mètre de conduite se déplaçant perpendiculairement à son axe à la vitesse V .

Le terme $\frac{p' v^2}{gR}$ correspondant à l'inertie de la conduite, peut être négligé car v est faible (toujours inférieur à 1 m/sec) et R est grand (supérieur à plusieurs dizaines de mètres).

Introduisant alors les composantes horizontale et verticale de la tension :

$$(3) \quad \begin{cases} X = T_t \cos \theta + T_n \sin \theta \\ Y = T_t \sin \theta - T_n \cos \theta \end{cases}$$

le système (2) se transforme en :

$$(4) \quad \begin{cases} \frac{dX}{ds} + f_t (1 - \cos \theta) \cos \theta - f_n \sin^3 \theta = 0 \\ \frac{dY}{ds} - p(y) + f_t (1 - \cos \theta) \sin \theta + f_n \sin^2 \theta \cos \theta = 0 \end{cases}$$

dans lequel les termes correspondant à l'effet de la raideur n'apparaissent plus explicitement.

Pas plus l'un que l'autre, ces systèmes d'équations différentielles ne peuvent être intégrés entièrement analytiquement, et l'on a dû les étudier à la machine, en calcul numérique et analogique. On ne peut entrer ici dans le détail des résultats obtenus, et l'on dira seulement qu'ils ont montré que la raideur peut en général être négligée dans les calculs, et que de plus elle a toujours un effet favorable en limitant la courbure du tube.

On peut néanmoins tirer directement de ces systèmes quelques expressions très importantes concernant les conditions d'équilibre de la conduite à l'arrêt et en pose.

Intégrant la première équation du système (2) entre le point F de contact avec le fond, où $y = 0$ et le point S en surface, où $y = H$, on obtient :

$$(5) \quad (T_{ts} - T_{tF}) + \frac{EI}{2} \left(\frac{1}{R_s^2} - \frac{1}{R_F^2} \right) - \int_0^H p(y) dy + f_t (S - L) = 0$$

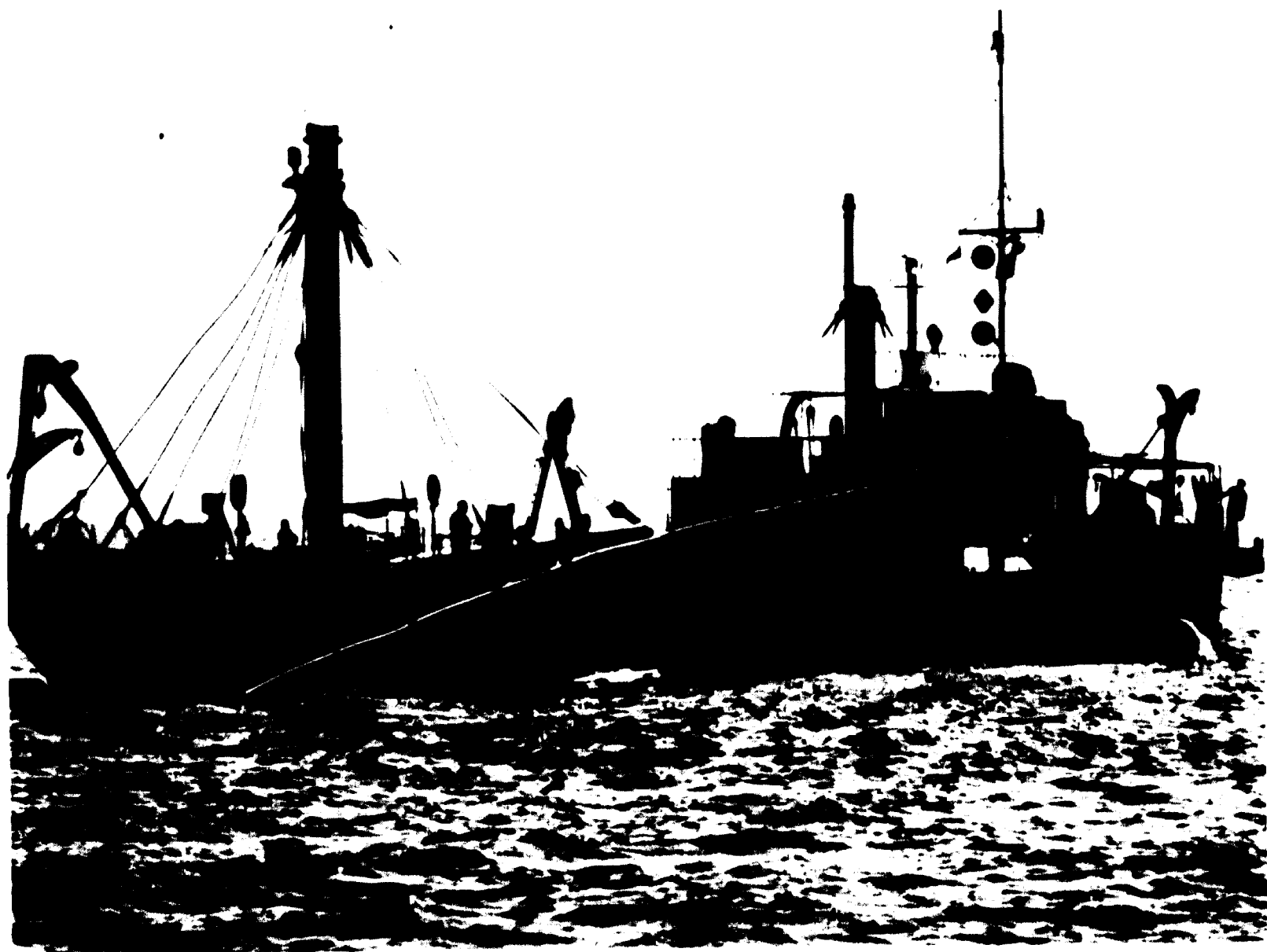
où S est la longueur \widehat{FS} du tronçon de conduite suspendue et L l'abscisse du point S par rapport à F .

L'intégrale $\int_0^H p(y) dy$ se calcule aisément à partir de l'expression (1). Elle a pour valeur :

$$(6) \quad P = p_H - v \left[h + (h + 10) \operatorname{Log} \frac{H + 10}{h + 10} \right]$$

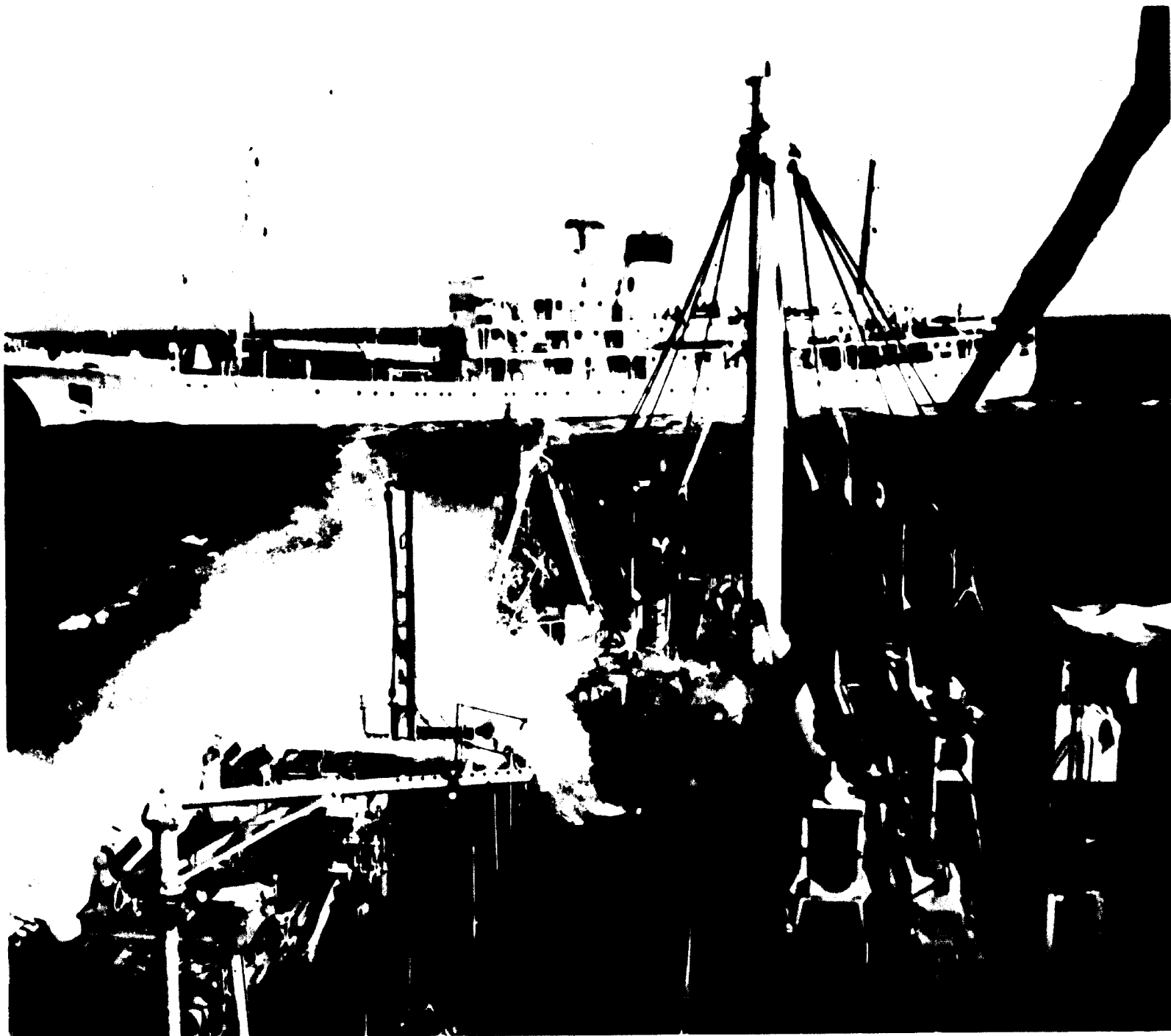
LAYING A SUBMARINE PIPE LINE BY THE GAZ DE FRANCE PROCESS
THE JOINTING SHIP

POSE D'UNE CANALISATION SOUS-MARINE PAR LE PROCÉDE GAZ DE FRANCE
LE NAVIRE ABOUTEUR



LAYING A SUBMARINE PIPE LINE BY THE GAZ DE FRANCE PROCESS
IMMERSION OF THE PIPE LINE

POSE D'UNE CANALISATION SOUS-MARINE PAR LE PROCEDE GAZ DE FRANCE
IMMERSION DE LA CONDUITE



et comme d'après (3), pour $\theta_F = \theta_S = 0$, on a :

$T_{tS} = X_S$, force horizontale de traction exercée sur la conduite en S, et

$T_{tF} = X_F$, tension résiduelle de la conduite posée sur le fond.

On déduit donc de (5) une condition rigoureuse d'équilibre de la conduite en cours de pose :

$$(7) \quad P = (X_S - X_F) + f_t (S - L) + \frac{EI}{2} \left(\frac{1}{R_S^2} - \frac{1}{R_F^2} \right)$$

Or, la partie de conduite située entre le fond et la surface se raccorde en F et S à des tronçons rectilignes qui ne peuvent exercer aucun couple, et les rayons de courbure en F et S sont infinis, ou en tout cas très grands ; d'autre part, le terme $f_t (S - L)$ est en général négligeable et la condition (7) donne la valeur pratique de la tension à exercer en surface pendant la pose, en fonction de P et pour obtenir une valeur donnée de la tension au fond X_F

$$(8) \quad X_S = P + X_f$$

Le calcul montre que la pose s'effectue à une vitesse de pose V_p donnée par la formule approchée suivante :

$$(9) \quad V_p = K \sqrt{\frac{P}{H} \left(1,7 \frac{X_S}{H} + 1 \right)}$$

où K est un coefficient hydrodynamique global de la conduite et de ses flotteurs.

A l'arrêt, $f_t = f_n = 0$ et le système (4) donne, compte tenu de (3) avec $\theta_S = \theta_F = 0$:

$$(10) \quad \begin{cases} X_S = X_f = A = C^{te} \\ \text{et } Y_S - Y_f = \int_0^S p(y) ds = T_{nF} - T_{nS} \end{cases}$$

On en déduit la condition d'équilibre à l'arrêt :

$$P = 0$$

Comme P ne peut être nul pour que la pose soit possible, on obtient l'arrêt en disposant sur la conduite, dans la partie haute de la courbe en S à réaliser, un allègement supplémentaire dit "allègement d'arrêt" de valeur F_A telle que :

$$P - F_A = 0$$

Si cet allègement d'arrêt est réalisé à l'aide de flotteurs compressibles de force ascensionnelle v_A par mètre de conduite, et gonflés à la pression h_A , la valeur de F_A est :

$$(11) \quad F_A = v_A \left[h_A + (h_A + 10) \text{ Log } \frac{H_A + 10}{h_A + 10} \right]$$

où H_A est la hauteur de la zone d'arrêt.

Assimilant la partie haute de la courbe en S à une chafnette de paramètre

$$R_A = \frac{Xs}{v + v_A - p}$$

la longueur d'arrêt doit avoir pour valeur :

$$(12) \quad L_A = \sqrt{H_A (H_A + 2R_A)}$$

2 2. ETUDES OCEANOGRAPHIQUES

Comme pour tous les procédés de canalisation reposant au fond, la méthode Gaz de France exige que la topographie soit assez régulière le long du tracé, d'où l'importance des études océanographiques. Celles-ci ont été menées au cours d'une première campagne de reconnaissance entre Mostaganem et Carthage qui a été effectuée par le Commandant Cousteau avec la "Calypso" de mars à juin 1959, suivie d'autres campagnes menées par le navire océanographique "Grand Du", de l'Electricité de France.

Les travaux ont porté sur la bathymétrie et la topographie, l'étude géologique des fonds, les études des courants. Comme la Segans le faisait parallèlement dans le Détroit de Gibraltar, Gaz de France a effectué des photographies et des prises de vues cinématographiques du fond, de nombreux carottages et sondages, des mesures de houle et de courant. Les résultats de ces campagnes peuvent être résumés de la manière suivante .

2 2 1. BATHYMETRIE

Le précontinent algérien présente une topographie quelque peu tourmentée, sauf dans la région de l'embouchure du Chélif, qui est au voisinage du site choisi . A cet endroit, le plateau continental est assez large, puis viennent des pentes s'accroissant progressivement de 8 à 22 %. Ces pentes sont entaillées par des vallées découpant de larges lobes convexes dont le plus important, celui dit "du Chélif", a été choisi pour recevoir le tracé de la conduite. Un glacis conduit ensuite à la plaine abyssale

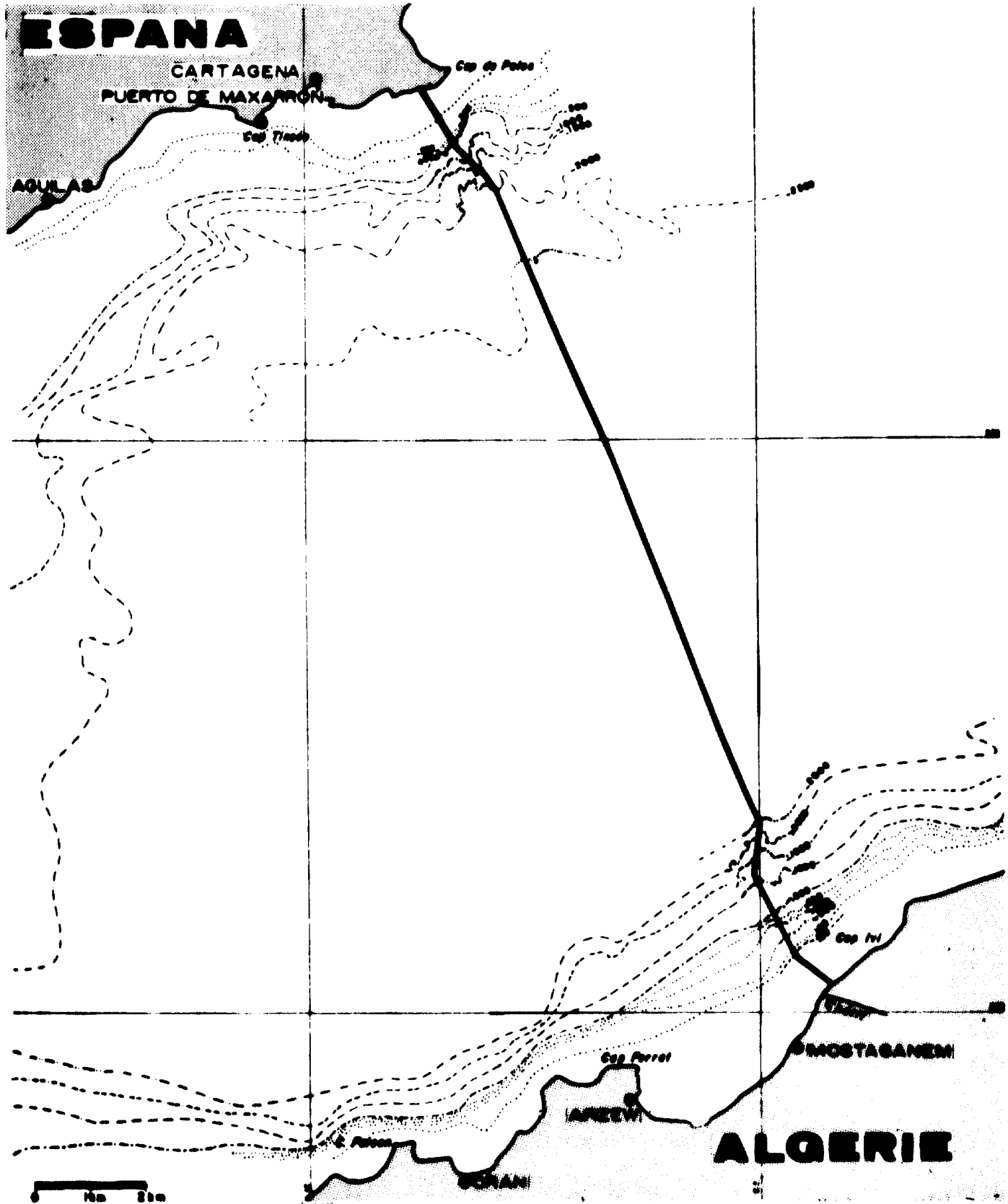
La plaine abyssale est remarquablement plate. Débutant le long du tracé choisi à 2 550 m au pied du précontinent algérien, elle passe par un point bas à 2 650 m et un point haut à 2 300 m pour rejoindre le précontinent espagnol vers 2 550 m.

'GAZ DE FRANCE' PROCESS

PROCEDE 'GAZ DE FRANCE'

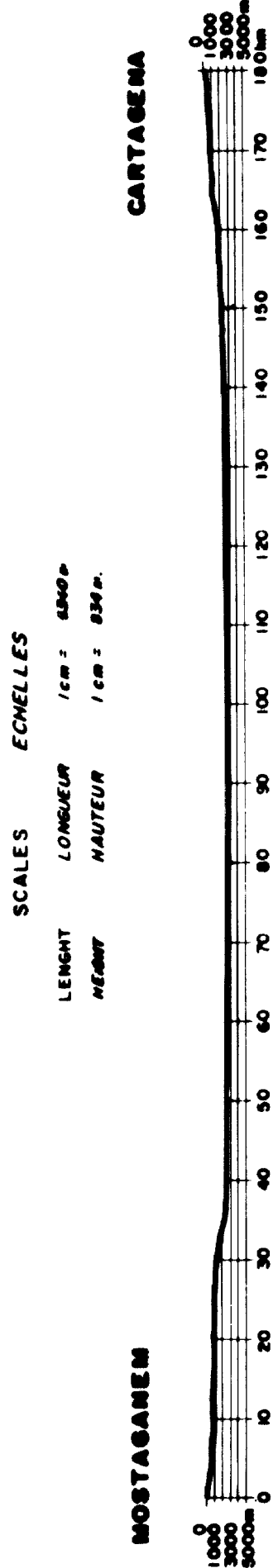
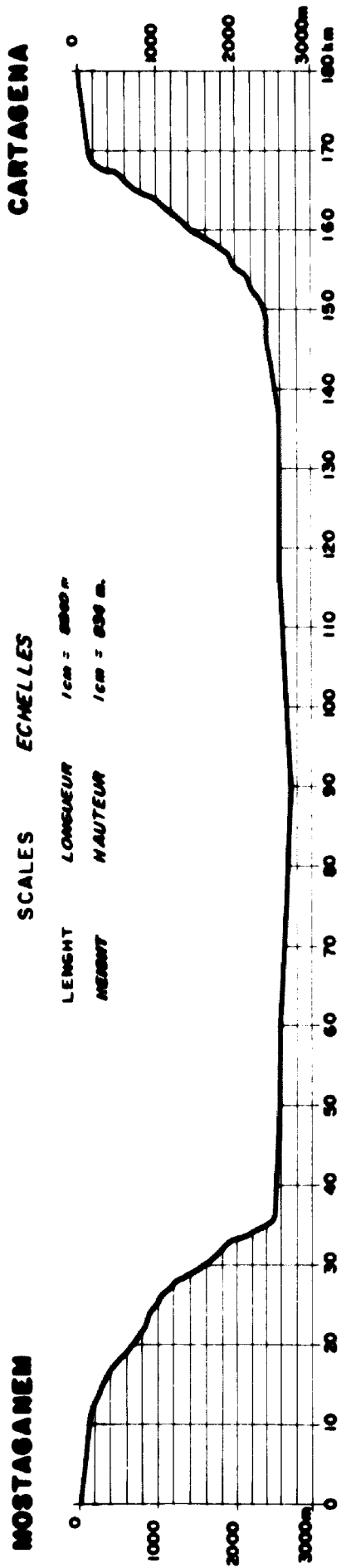
MOSTAGANEM CARTAGENA ALIGNMENT

ITNERAIRE MOSTAGANEM CARTHAGENE



MOSTAGANEM-CARTAGENA ALIGNMENT ITNERAIRE MOSTAGANEM-CARTHAGENE

LONGITUDINAL SECTION PROFIL EN LONG



Le précontinent espagnol est plus tourmenté que le précontinent algérien. Le plateau continental, assez large, se prolonge par un système complexe de vallées séparant des crêtes. L'une de ces crêtes, dite crête de la Calypso qui doit recevoir le tracé de la conduite, franchit sans rupture de pente appréciable, une sorte de falaise inclinée vers 1 400 - 1 600 m et se poursuit jusqu'à la plaine abyssale en se confondant avec le glacis continental.

Le tracé retenu emprunte une crête du précontinent algérien : le lobe du Chélif et une crête du précontinent espagnol : la crête de la Calypso. Sa projection horizontale présente quelques coudes (angle d'ouverture maximum $45^{\circ} 30'$). Le profil en long est assez régulier, sans saillie rocheuse ni crevasse ; sa pente maximum ne dépasse pas 22 ‰ (voir sur la figure 27 le profil en long).

2 2 2 NATURE DES FONDS

Les fonds sont partout recouverts d'une couche sédimentaire d'épaisseur variable (épaisseur minimum 1 m sur les crêtes). Les sédiments que l'on rencontre sont en général de nature vaseuse, à l'exception des sables sur le plateau continental espagnol. La couche superficielle molle repose sur des couches de plus en plus dures.

Les mesures de teneur en oxygène dans les eaux du fond ont montré que la vase superficielle est oxydée, mais sans doute non oxydante, sauf à l'embouchure de l'Oued Chélif où elles contiennent du gaz sulfhydrique libre. Nous reparlerons de ce point à l'occasion de la protection de la conduite contre la corrosion.

2 2 3 CONDITIONS METEOROLOGIQUES

La zone considérée est instable sur le plan météorologique. Les mois les plus calmes sont celui de septembre, puis ceux de juillet et août. Il y a une brusque aggravation en octobre. Il y aurait donc intérêt à commencer au mois de juillet la pose en mer, qui durerait théoriquement trois semaines, mais pour laquelle il convient de prévoir environ deux mois, par mesure de sécurité.

Durant les mois de juillet, août et septembre :

- le risque d'occurrence par décade d'une houle d'amplitude supérieure à 2 m varie de 4 ‰ à 16 ‰,
- les courants de surface sont généralement compris entre 0 m/s et 0,5 m/s.

Les courants de surface les plus forts ont une vitesse comprise entre 0,5 m/s et 1 m/s maximum absolu. Leur fréquence est de 2 % en juillet, 4 % en août, 6 % en septembre. Les courants deviennent négligeables à 150 m de profondeur et s'annulent vers 700 m.

2.3. ETUDES RELATIVES AUX RISQUES SEISMQUES

Le 9 septembre 1954, à l'occasion du séisme d'Orléanville, cinq câbles sous-marins parallèles au rivage ont été rompus. Le problème se posait dès lors de savoir si une ou plusieurs canalisations sous-marines posées dans cette région ne risqueraient pas d'être rompues à l'occasion d'un nouveau séisme. L'analyse des ingénieurs de Gaz de France sur le risque séismique est la suivante :

- l'activité séismique de l'Algérie est très loin d'être exceptionnelle, comparée à celle d'autres régions du globe,
- il semble qu'en aucun cas, un séisme n'ait encore provoqué directement de rupture de câble sous-marin.

Les ruptures de câbles sous-marins consécutives à des séismes et qui ont été constatées le long des côtes de Terre-Neuve le 18 novembre 1929 et le long des côtes d'Algérie le 9 septembre 1954 semblent dues à des courants de turbidité déclenchés par le séisme, et dévalant le talus continental à une vitesse de plusieurs dizaines de noeuds.

De tels accidents sont peu fréquents et n'ont jamais fait renoncer à poser ou séparer, des câbles ou des conduites, dans des régions exposées.

On peut penser qu'un écoulement massif de boue, s'il devait se déclencher, s'effectuerait dans les thalwegs et que les lignes de crête ne devraient pas être intéressées.

La vulnérabilité d'un ouvrage linéaire perpendiculaire à l'écoulement de la vase est nécessairement plus grande que celle d'un ouvrage parallèle à un tel écoulement.

Les ruptures de câbles se sont produites à la suite d'un accroissement de tension qui a dépassé la valeur admissible. Or, la résistance à la tension de la canalisation sous-marine Gaz de France est cent fois supérieure à celle d'un câble sous-marin téléphonique.

2 3 1 EFFORT SUBI PAR LES ELEMENTS DE CONDUITE FLOTTANTE ET REMORQUEE

On sait que les bouées secondaires sont reliées à la conduite par des suspentes d'une longueur de 15 m environ. Lors de l'acheminement, les éléments de la conduite en mer sont donc situés à 15 m de profondeur "suspendus" aux flotteurs secondaires et sont ainsi soustraits à l'action de la houle tout en permettant le passage entre deux flotteurs des engins de servitude.

Toutefois, si la conduite elle-même est soustraite à l'effet de la houle, il n'en est pas de même des flotteurs secondaires qui sont en surface. En cas de forte houle, ceux-ci transmettent des efforts aux suspentes qui transmettent à leur tour des efforts à la conduite. S'il est certain que les efforts subis par celles-ci sont nettement plus réduits que ceux qu'elle subirait si elle était en surface, on pourrait se demander néanmoins si les efforts subis ne sont pas gênants. Cette question a été résolue par des expérimentations en canal réalisées au centre de Chatou. Ces expériences ont montré que la conduite suspendue aux flotteurs se comportait parfaitement en cas de forte houle et ne subissait que peu d'efforts.

2 3 2 COMPORTEMENT DE LA COURBE EN "S"

La partie de la conduite située entre le fond et la surface est soumise à des flexions. On sait que ces flexions entraînent des efforts axiaux qui doivent être inférieurs à la valeur admissible. L'étude théorique et expérimentale montre que le rayon de courbure maximum que peut subir la conduite (voir 2.3.3.) est de l'ordre de 36 m pour la conduite de 244 mm de diamètre. Il importe donc qu'en aucun point le rayon de courbure imposé à la conduite soit inférieur à cette valeur.

On sait que la partie de la conduite située entre le fond et la surface a la forme d'une courbe en S. Deux parties de la conduite en cours de pose sont particulièrement courbées : la partie de la conduite située immédiatement au voisinage de la surface et la partie de la conduite située immédiatement au voisinage du fond. Les études ont montré qu'en aucun point de la courbe en S le rayon de la courbure n'est inférieur à 100 m pour une tension de surface de 0,5 t à 1 t. De plus, ces études ont été vérifiées par les nombreuses expériences effectuées par la Société Gaz de France avec le concours de l'Electricité de France. Elles confirment qu'en aucun point le rayon de courbure n'est inférieur à la valeur admissible.

2 3 3 ETUDES RELATIVES AUX EFFORTS ENGENDRES PAR LA PRESSION

On sait que les tubes soumis à une forte pression extérieure peuvent périr de deux façons différentes :

- soit par écrasement, si le métal est soumis à une contrainte supérieure à la contrainte admissible,
- soit par flambement, le tube commençant à s'aplatir en un point particulièrement sensible, et cet aplatissement se poursuivant alors de plus en plus sous l'effet de la pression extérieure, ou plutôt sous l'effet de la différence entre la pression extérieure et la pression intérieure.

De nombreuses études avaient déjà été menées à ce sujet, notamment par Monsieur Timoshenko. Elles avaient montré en particulier le danger présenté par une ovalisation du tube : les contraintes maximum sont en effet plus grandes dans un tube légèrement ovalisé que dans un tube parfaitement circulaire ; un tel tube a donc plus de chances de périr par flambement (on sait que les contraintes les plus fortes sont des contraintes tangentielles).

Les services d'études de Gaz de France et d'Electricité de France ont continué les recherches théoriques et expérimentales sur les tubes soumis à une importante pression extérieure. Les expériences ont eu lieu au Centre d'Essais et de Recherches de Chatou. Ces expériences ont été effectuées dans une enceinte timbrée à 500 bar, dans laquelle les tubes d'acier, de ϕ 40 mm et de 2 mm d'épaisseur, ont été soumis à l'effet de fortes pressions extérieures, et simultanément, si nécessaire, à l'effet d'une flexion circulaire. Ces tubes pouvaient être préalablement déformés à des ovalisations connues. Les études et expériences ont conduit aux résultats suivants :

Quel que soit le rapport $\frac{D}{e}$ entre le diamètre et l'épaisseur, la pression d'écrasement

d'un tube ovalisé est toujours inférieure à celle du même tube supposé parfaitement circulaire. Elle est d'autre part toujours inférieure à la pression critique de flambement du tube circulaire. Ces deux valeurs doivent donc être prises en considération selon la valeur du rapport $\frac{D}{e}$. Aussi, a-t-il paru judicieux

de choisir les valeurs de la limite d'élasticité de l'acier constituant le tube et du rapport $\frac{D}{e}$ de façon telle que les deux pressions considérées soient toutes deux

sensiblement égales à 2,5 fois la pression maximale qui est de 270 bar. On a pu obtenir ce résultat au moyen d'un acier de classe X - 95 de limite élastique de 67 kg/mm² et en adoptant des tubes pour lesquels le rapport $\frac{D}{e}$ est sensiblement voisin de 19.

On peut définir un coefficient de sécurité vrai de la façon suivante :

- si " P_0 mini" est la pression d'écrasement minimale qui conduit à l'obtention de la limite d'élasticité minimale contractuelle en un point, pour un tube dont le rapport $\frac{D}{e}$ a la valeur maximale résultant des tolérances sur $\frac{D}{e}$ et l'ovalisation la valeur maximale tolérée,
- si " P service" est la pression maximale extérieure que peut subir le tube une fois en place (inférieure à 270 bar), le coefficient de sécurité vrai du tube est égal au rapport

$$\frac{P_0 \text{ mini}}{P \text{ service}}$$

Les études ont pu permettre de définir le coefficient de sécurité vrai en fonction du rapport $\nu = \frac{D}{e}$ de l'ovalisation α et pour une pression de service de 270 bar.

Avant la pose de la conduite, il y aura lieu d'effectuer un contrôle systématique des ovalisations et imperfections géométriques des tubes d'acier livrés par les fournisseurs. L'expérience des fabrications d'essais portant sur 18 km de tubes laminés de diamètres 219 et 244 mm permet d'affirmer que ce contrôle ne conduira pas à dépasser sensiblement les pourcentages de rebut normaux pour une fabrication de qualité si on l'assortit d'un classement des tubes en deux catégories:

- une catégorie "grande profondeur" où la mesure continue des diamètres, des épaisseurs et des ovalisations permettra d'assurer un coefficient de sécurité vrai supérieur à 1,5 pour les plus grandes profondeurs voisines de 2 700 m,
- une catégorie "profondeur moyenne" où les mesures permettront d'assurer un coefficient de sécurité vrai supérieur à 1,5 pour des profondeurs inférieures à 2 000 m environ.

L'examen statistique permet de penser que les longueurs de tubes ainsi obtenues correspondent très sensiblement à la répartition des profondeurs sur le tracé.

Les études ont montré que la flexion du tube n'intervient pas sur la valeur de la pression " P_0 mini". En revanche, cette flexion intervient sur les contraintes axiales. Les études correspondantes ont été faites et ont montré que si l'on veut éviter des incidents, la conduite ne doit en aucun cas présenter de rayon de courbure inférieur à 36 m pour un diamètre de 244 mm, condition qui doit donc être réalisée lors de la pose et après la pose.

2. 4. AUTRES ETUDES EFFECTUEES PAR GAZ DE FRANCE

De 1959 à 1965, Gaz de France a procédé à de nombreuses études théoriques et expérimentales. Ces études et essais sur modèle ont porté en particulier sur :

2. 4. 1. LES PROBLEMES DE SOUDURE

On sait que les éléments des tubes de 12 m de long seront assemblés entre eux par soudure pour constituer des éléments de 1 500 m de long environ. Cet assemblage aura lieu à terre sur le chantier de Djebel Diss, dans un atelier qui sera spécialement construit à cet effet. La mise au point de la soudure a nécessité de longues recherches. En effet, la Société Gaz de France a été obligée, en raison des importantes pressions hydrostatiques régnant à la profondeur de 2 600 m, de porter son choix sur un acier à haute limite élastique, l'acier X - 95, particulièrement difficile à souder du fait de ces caractéristiques et de l'épaisseur des tubes ; les études de Gaz de France ont surtout consisté à rechercher un procédé permettant d'effectuer automatiquement les soudures et pour un prix de revient acceptable.

Gaz de France en collaboration avec la Société Secheron, a pu construire une machine soudant les tubes en position. Une autre machine effectuant le soudage automatique des tubes en rotation, a été conçue et mise au point par le Groupement des Fabricants Français de Tubes d'Acier. Ces deux machines utilisent les mêmes procédés :

- préparation soignée des extrémités des tubes,
- léger préchauffage,
- première passe (TIG) sans apport de métal et sous argon,
- passes de remplissage (MAG) avec métal d'apport et sous mélange gazeux,
- détensionnement.

2. 4. 2. DES MISES AU POINT TECHNOLOGIQUES DIVERSES

Deux procédés d'assemblage par joint vissé, pour assemblage à bord du navire abouteur ont été mis au point : le joint Stecta 10, avec deux bagues et une partie centrale, et vissage sur tout le diamètre ; le joint Pont-à-Mousson, avec deux parties mâle et femelle reliées par serrage de six vis périphériques.

Les bouées d'allégement primaires et secondaires ont été longuement étudiées et essayées.

La conception du navire abouteur a fait l'objet d'études complètes au Bassin des Carènes (Paris). Le navire étudié permettra de poser des conduites de diamètre extérieur allant jusqu'à 323 mm.

Les effets de la corrosion et des salissures extérieures, les risques de dépôts intérieurs, et les meilleurs remèdes à y apporter ont été étudiés : revêtements extérieurs anti-corrosion, revêtements intérieurs qui sont surtout destinés à améliorer le débit, etc.

En ce qui concerne plus particulièrement les risques de dépôts intérieurs, l'étude de la composition du gaz d'Hassi R'Mel montre, que pour les différentes sortes de gaz susceptibles d'être exportées, les courbes de rosée sont situées au-dessous des isothermes (-4°). Lors du transport par la canalisation sous-marine, la température du gaz ne saurait descendre au-dessous de ($+13^{\circ}\text{C}$), valeur de la température de l'eau par grands fonds. Aucune condensation de l'eau n'est donc à craindre dans la conduite sous-marine. Une vérification expérimentale a d'ailleurs été effectuée à ce sujet lors de la détermination du facteur de compressibilité jusqu'à 450 bar pour des températures comprises entre ($+3^{\circ}\text{C}$) et ($+79^{\circ}\text{C}$).

2.4.3 L'ETUDE DE LA PROTECTION CONTRE LA CORROSION EXTERIEURE

En ce qui concerne plus particulièrement la corrosion extérieure, l'étude des fonds sous-marins a permis d'établir que la conduite reposerait sur la presque totalité de son parcours sur de la vase oxydée, mais non oxydante, la teneur en oxygène de l'eau, au voisinage du fond, restant extrêmement faible. Toutefois, sur le plateau continental algérien, au voisinage de l'embouchure du Chélif, la présence de bactéries sulfatoréductrices a été décelée, mais seulement à partir du 20ème centimètre dans l'épaisseur de la vase. Les risques de corrosion s'atténuent rapidement à partir des fonds de 400 m, pour s'annuler pratiquement au-delà de 1 000 m, la teneur en oxygène décroissant avec la profondeur à partir de 400 m.

Dès 1960, de nombreux essais ont été effectués avec des éléments de tubes diversement revêtus (113 éléments, 23 systèmes de revêtement) immergés en particulier à l'embouchure du Chélif où la nature des fonds peut faire craindre la possibilité d'une corrosion. A la suite des résultats de ces essais, il a été prévu d'appliquer la protection suivante :

La canalisation recevra d'abord un revêtement protecteur, à base de produits bitumeux, appliqué selon le procédé d'enrobage en ligne classique pour les canalisations terrestres. L'épaisseur de la couche protectrice sera de 3 mm, sauf éventuellement sur les fonds précontinentaux, où il apparaîtra peut-être prudent de la porter à 6 mm.

Le revêtement proprement dit ainsi réalisé recevra une protection mécanique constituée, soit par une bande en matière plastique (polyéthylène ou rilsan) enroulée hélicoïdalement sur le bitume encore chaud, soit par une gaine en PVC rétractile par léger réchauffage. Dans les deux cas, il se produit un frettage renforçant la solidité de l'ensemble.

Le manchon d'aboutage et les parties du tube adjacentes qui doivent être dépouillées de leur revêtement pour permettre le vissage du manchon sont alors protégés par l'application, à chaud, des bandes épaisses composées de bitume imprégnant un tissu de verre. Le tout est ensuite enfermé dans deux demi-coquilles en PVC qui présentent un renflement épousant la forme du joint.

La protection cathodique, complément nécessaire du revêtement dans les zones où l'on peut craindre des corrosions, sera réalisée par le moyen d'injection de courant à partir de deux postes situés sur la côte africaine et sur la côte espagnole (en effet, la protection par anodes réactives se heurte à des difficultés évidentes). Les essais de résistance contre la corrosion qui ont été effectués ont permis de vérifier que la conduite sera ainsi parfaitement protégée contre la corrosion extérieure.

2.4.3 L'ETUDE DES PERTES DE CHARGES ET DE DEBIT

Le débit dépend bien entendu de la valeur de la compression au départ (station de compression de Mostaganem). Les hautes caractéristiques de l'acier et la grande épaisseur de la conduite, qui sont nécessaires pour résister aux importantes pressions hydrostatiques régnant à 2 600 m, permettent de travailler à des pressions de service élevées, allant jusqu'à 400 bar.

La Société Gaz de France a prévu trois types de conduites sous-marines, de diamètres extérieurs respectifs 244 mm, 273 mm, 323 mm.

En admettant que le gaz est fourni à Mostaganem à une pression de 50 bar, en supposant un fonctionnement de la conduite de 7 880 heures par an, soit 90 % du temps environ et pour une rugosité intérieure des tubes de 15μ , on obtient les résultats suivants :

Diamètre extérieur de la conduite mm	Débit annuel Gm3	Débit horaire 1 000 m3	Station de compression à Mostaganem C V	Pression de départ bar	Pression d'arrivée bar
244	1,8	229	30 000	392	69
273	2,4	308	40 000	392	69
323	3,1	392	52 000	392	69

2. 5. EXPERIENCES EN VRAIE GRANDEUR

Outre les multiples essais sur modèle réduit réalisés de 1960 à 1963, Gaz de France a réalisé des expériences en vraie grandeur de son procédé. Les phases les plus caractéristiques de ces essais concernant l'expérimentation du procédé lui-même ont été les suivantes :

1960 : poses par 1 000 m de profondeur d'une conduite de 3 000 m, ϕ 219 mm soudée et comportant un joint d'aboutage tous les 250 m,

1961 : poses par 1 200 m de profondeur d'une conduite de 2 500 m, ϕ 219 mm partie soudée, partie vissée et immersion à 2 500 m,

1962 : poses par 2 500 m d'une conduite de 5 000 m, ϕ 244 mm entièrement vissée,

1963 : poses d'une conduite de 8 400 m, ϕ 244 entièrement vissée et constituée d'éléments de 1 200 m assemblés en mer, d'une part sur les plus fortes pentes du talus continental algérien et d'autre part sur les fonds de 2 500 m dans des conditions identiques à celles d'une pose définitive,

1965 : pose au large de Cassis d'une conduite de 8 000 m, ϕ 244 mm, jusqu'à 340 m de profondeur destinée à évacuer les boues produites par l'usine Péchiney (ouvrage réalisé par la Société Les Conduites Immergées).

La plupart de ces campagnes ont été effectuées à l'aide d'éléments qui avaient été assemblés à terre par un joint vissé simplifié -type Stecta 13 -. La Société Gaz de France a préféré utiliser ce joint, moins perfectionné et moins coûteux que le joint Stecta 10, pour pouvoir effectuer la vérification du comportement cinématique de la conduite, sans avoir à attendre la fin de la mise au point de l'assemblage par soudure.

Ces diverses expérimentations se sont déroulées sans incident sauf la campagne de 1963. On reviendra sur l'incident de 1963 au cours des commentaires sur le procédé.

Les diverses expériences en vraie grandeur réalisées entre 1960 et 1965 ont eu lieu à l'aide des navires suivants :

- navire abouteur : le LCT "Salvor", qui avait été spécialement aménagé par Gaz de France, Electricité de France et la Société Chaufour-Dumez,
- navires câbliers : les navires de l'Administration Française des PTT,
- gabares et remorqueurs de la Marine Nationale Française et d'entreprises de remorquage algériennes.

3. COMMENTAIRES TECHNIQUES SUR LE PROCÉDE GAZ DE FRANCE

Avant d'en venir aux commentaires proprements dits, nous examinerons rapidement les avantages et inconvénients du procédé envisagé.

3.1. AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU PROCÉDE

La pose d'une canalisation sous-marine par le procédé Gaz de France constitue une méthode originale par rapport aux méthodes classiques de pose. Cette méthode s'apparente quelque peu à deux méthodes classiques de pose de canalisation sous-marines : le mode de transport des éléments de 3 000 m par flottage et remorquage fait penser au procédé par flottaison et immersion ; l'aboutage entre eux des éléments de 3 000 m à bord du navire abouteur, et la pose à partir de la surface s'apparente au procédé par barge et stinger. Cependant, dans le procédé par barge et stinger, les aboutages en mer ont lieu tous les 12 m et la profondeur de pose est limitée, alors que dans le procédé Gaz de France, les aboutages en mer n'ont lieu que tous les 3 000 m. On peut résumer rapidement ci-après les avantages :

3.1.1. - AVANTAGES DU PROCÉDE GAZ DE FRANCE

La canalisation est posée à partir de la surface, d'où absence de frottement longitudinal de la conduite sur le fond lors de la pose.

Le procédé Gaz de France permet d'avoir un tracé présentant des courbes en projection horizontale, d'où la possibilité de retenir le meilleur trajet (lors des expériences réalisées de 1960 à 1963, les mesures effectuées par réflexion ont permis de constater que jusqu'aux plus grandes profondeurs, le tracé prévu était respecté par la conduite posée avec une précision de l'ordre de 50 m).

Il présente une grande facilité de transport des éléments de conduite de 3 000 m qui sont amenés par flottage et remorquage et qui se trouvant à 15 m de profondeur, sont soustraits à l'action directe de la houle et permettent le passage de la plupart des navires.

La pose d'une canalisation sous-marine par le procédé Gaz de France n'endommage pas les câbles sous-marins existants, par suite de l'arrivée lente et par en haut de la canalisation sur le fond.

La réparation des câbles sous-marins croisant la canalisation et la pose d'un nouveau câble restent faciles, comme c'est le cas lorsque deux câbles se croisent au fond.

Il est possible de poser la canalisation à de très grandes profondeurs, dépassant très nettement celles qui avaient été atteintes jusqu'ici (2 600 m contre 100 m).

Enfin, il est possible de suspendre sans risque les travaux de pose par envoi au fond et récupération ultérieure de la conduite, sans manoeuvre maritime délicate et sans mettre en jeu des forces mécaniques importantes en surface.

3. 1. 2. INCONVENIENTS DU PROCÉDE GAZ DE FRANCE

Le principal inconvénient est la limitation du diamètre et l'augmentation de l'épaisseur permettant il est vrai des pressions de service élevées mais entraînant des dépenses élevées de compression. On a vu que le diamètre prévu actuellement est de 220/244 mm, et qu'il pourra être porté ultérieurement à 245/273 mm, puis 290/323 mm (le navire abouteur étudié peut poser des canalisations d'un diamètre allant jusqu'à 323 mm).

Il apparaît nécessaire de conduire l'opération de pose sans incident grave jusqu'à la fin du parcours en une seule belle saison.

Il est impossible de réparer la conduite en cas d'avarie, excepté sur les zones très limitées des atterrages où l'intervention de plongeurs est possible.

Les flotteurs primaires et secondaires sont d'un coût élevé et irrécupérables.

3 2 COMMENTAIRES SUR LES CONDITIONS METEOROLOGIQUES ET NAUTIQUES

3.2.1. CONDITIONS METEOROLOGIQUES

La zone envisagée pour la pose de la conduite, à l'ouest du bassin occidental de la Méditerranée, est située dans une région de transition entre la zone tempérée régulièrement soumise aux alternances du front polaire et la zone tropicale continentale de l'Afrique. C'est une zone instable sur le plan météorologique. On ne saurait mieux décrire cette instabilité et les mesures qu'elle doit inspirer aux navigateurs que par le texte suivant, extrait des "Instructions Nautiques Françaises".

"Il est reconnu qu'on y rencontre des écarts exceptionnellement grands par rapport aux moyennes, avec une fréquence nettement plus grande que dans d'autres régions dont le climat est plus "discipliné".

"Les données statistiques de climatologie, même lorsqu'elles se rapportent très précisément au lieu où se trouve le navigateur, sont de peu de secours pour lui. Par contre, il devra attacher un grand prix à posséder des données tout à fait récentes sur la situation météo générale qui existe en réalité. Le temps réel qui règne actuellement, c'est-à-dire l'actuelle répartition des isobares et des fronts, même à des distances très considérables du lieu où il se trouve, doivent le préoccuper bien plus impérieusement que la moyenne des temps qui ont régné depuis vingt ou même cinquante ans au lieu même où il est.

Ce texte qu'il n'est pas besoin de commenter, montre bien les précautions qu'il conviendra de prendre pour assurer la couverture météorologique du chantier, de telle sorte que les manoeuvres d'urgence, telles que le mouillage de la conduite, puissent être effectuées avant que le temps cesse d'être clément.

Par ailleurs, il faut évidemment choisir pour l'opération de pose la période statistiquement la plus favorable. Nous sommes donc entièrement d'accord avec Gaz de France qui propose de réaliser cette opération en un délai aussi bref que possible trouvant place pendant les trois mois d'été.

3.2.2. CONDITIONS NAUTIQUES

Les deux facteurs principaux susceptibles de gêner la pose de la conduite sont évidemment l'agitation de surface et les courants, notamment les courants transversaux au tracé général de la conduite.

Les caractéristiques générales de l'agitation de surface en Méditerranée sont, d'une part la rapidité de son établissement, d'autre part la forte cambrure de la houle. Cette dernière caractéristique impose aux navires de moyen tonnage des conditions de fatigue plus dures que celles dues par exemple à la longue houle de l'Océan Atlantique. Les mouvements du navire sont également plus secs et désordonnés. Les opérations de pose devront être suspendues pour des creux bien plus faibles que si le chantier se trouvait soumis à une houle de plus longue période.

Les mesures de courants effectuées par Gaz de France et Electricité de France semblent confirmer les indications des documents émanant du Service Hydrographique de la Marine Française. Concentrés au voisinage des côtes espagnoles et algériennes, ils ne semblent pas en surface devoir dépasser 2 noeuds, deviennent négligeables vers - 150 m et s'annulent vers 700 m.

La conception du navire abouteur qui lui permet de tenir à un courant transversal, et la grande flexibilité de la conduite qui supporte aisément une flexion en plan de tronçon en cours d'immersion, doivent permettre de considérer que les courants ne sont pas un facteur majeur de gêne pour l'opération de pose.

3.3. - COMMENTAIRES SUR LE TRACE

3.3.1. ALLURE DES FONDS

Les observations détaillées obtenues par la photographie et cinématographie n'ont pas révélé d'obstacles susceptibles de nuire à la tenue d'une conduite. Toutefois, si les observations effectuées semblent donner toutes garanties en ce qui concerne la topographie générale des fonds et éliminent en particulier le risque de "marches" entraînant des flexions de la conduite, il convient de préciser que le risque de faire passer le tube sur une épave n'est pas nul ; il conviendrait peu de temps avant la pose de la canalisation de se prémunir contre lui par une campagne complémentaire de sondages très dense sur le tracé, y compris dans la zone abyssale et par un contrôle en "continu". Le levé proposé devrait être, comme nous le verrons plus loin, étendu à la zone proprement dite des atterrages.

3.3.2. NATURE DES FONDS

Les études de la mission océanographique ont montré que dans la zone explorée les fonds sont partout recouverts d'une couche sédimentaire récente. Comme aucune reconnaissance n'a pu être faite avec un carottier long, on ne peut faire,

sur l'épaisseur de cette couche, que des suppositions. Les prélèvements effectués au carottier court ont montré que, dans la plupart des cas, la couche superficielle est composée de vase thixotropique, probablement non oxydante et qu'au voisinage de l'embouchure du Chélif, les vases contiennent du gaz sulfhydrique libre.

On peut craindre deux formes de corrosion :

- une corrosion à base d'oxydation dans la zone des faibles fonds,
- une corrosion par action de bactéries sulfatoréductrices sur toute la longueur du tracé.

Il faut donc que la protection dont on assortira la conduite ait un excellent caractère statique et isole le mieux possible sur le plan mécanique la conduite du milieu dans lequel elle sera posée, mais qu'elle présente aussi des caractéristiques diélectriques élevées permettant la mise en service de protections cathodiques par injection de courant aux deux extrémités de la conduite.

Les dispositifs proposés par Gaz de France et qui ont été décrits plus haut nous paraissent répondre à ces exigences.

La recherche de l'épaisseur des vases dans les zones précontinentales nous paraît toutefois devoir être entreprise. En effet, nous verrons plus loin que les risques séismiques apparaissent liés au déclenchement de courants de turbidité mettant en mouvement les masses superficielles de vase : l'étude de l'épaisseur de celles-ci et celle de la variation de leurs caractéristiques mécaniques dans leur épaisseur nous paraît devoir apporter des éléments intéressants pour l'appréciation du risque.

3.3.3 RISQUES D'ACCIDENTS DANS LES ZONES PEU PROFONDES

Le risque dû à l'accrochage éventuel de la conduite par des chaluts ne nous paraît pas négligeable ; si on l'analyse, on peut dire que les caractéristiques mécaniques de l'ensemble chalutiers + funes + chaluts ne permettent pas d'amener une rupture de la conduite. Tout au plus, court-on le risque d'une déformation de celle-ci. Le vrai risque encouru est au contraire celui de la détérioration de la protection. Une telle détérioration ramenant à 0 la résistance électrique du revêtement interdirait pratiquement l'injection de courant dans la conduite et par conséquent supprimerait toute action de protection cathodique.

On peut toutefois dire que ce risque est relativement faible dans les zones où la conduite est posée sur des fonds vaseux sur lesquels on peut espérer un ensouillement rapide, on peut dire aussi que si ce risque existe toujours sur les

fonds rocheux qu'on pourrait trouver sur d'autres tracés que sur le parcours Mostaganem - Carthagène, il est malgré tout très limité par le fait que les fonds rocheux sont généralement non chalutables.

En conclusion, nous sommes d'accord avec G.D.F. pour considérer que le risque encouru est faible, et qu'en cas de détérioration du revêtement, détérioration dont on se rendra vite compte par de simples mesures électriques, on pourra toujours laisser la conduite en service jusqu'à ce que la corrosion ait entraîné sa mise hors de service, ce qui laissera de toute façon un délai suffisant pour mettre en place une conduite de remplacement.

3. 4. COMMENTAIRES SUR LES RISQUES SEISMIQUES

Nous avons vu plus haut quelle analyse du risque sismique donnaient les ingénieurs de Gaz de France. Avant de porter un jugement sur cette analyse, nous voudrions donner connaissance d'une étude que le Professeur ROTHE, Directeur du Bureau International de Séismologie avait établi dès 1964 à la demande du BCEOM.


Rapport sur la sismicité de la Méditerranée occidentale dans la région Oran - Carthagène, par J. P. ROTHE, Professeur à l'Université de Strasbourg, Directeur du Bureau Central International de Séismologie.

Ce rapport est intégralement reproduit sous les numéros 3.4.1. à 3.4.4. ci-après.

3. 4. 1. LA CARTE DES EPICENTRES

La carte des épicentres de la région Oran - Carthagène - Gibraltar est le document de base pour une discussion. Cette carte (voir figure 28) a été dessinée à l'Institut de Physique du Globe de Strasbourg à partir des données fournies par un fichier d'épicentres. Les dépouillements des enregistrements des stations sismologiques ne sont systématiquement utilisables que depuis 1917, aussi la documentation qui a servi à établir le fichier d'épicentres a-t-elle été divisée en deux parties.

1 - Documentation historique concernant les séismes antérieurs à 1917

Cette documentation permet d'établir un fichier relatif à 69 séismes. Pour un certain nombre d'entre eux, des épicentres ont pu être indiqués et figurent sur la carte avec le symbole  ; pour les autres, les indications recueillies sont

trop vagues pour qu'on puisse situer un épicentre ; sur la carte, le symbole \odot figure à l'emplacement de la localité où la secousse a été la plus violente et où les dégâts ont été signalés.

2 - Documentation récente basée sur le dépouillement des enregistrements et sur le calcul des épicentres

Pour les séismes récents (à partir de 1917), on a établi un fichier de 187 épicentres ; ces épicentres ont été déterminés par différents auteurs. Pour un même séisme, plusieurs déterminations, parfois assez divergentes, ont été calculées : un choix a dû être fait. Lorsqu'il s'agira de tenter une interprétation géologique détaillée, il conviendra de se souvenir que la précision avec laquelle sont déterminés les épicentres (et par conséquent la position des points sur la carte) n'est pas toujours très bonne ; le dixième de degré en latitude et en longitude ne peut pas toujours être garanti, en particulier pour les épicentres marins pour lesquels des observations macroséismiques (observations humaines) ne sont pas utilisables.

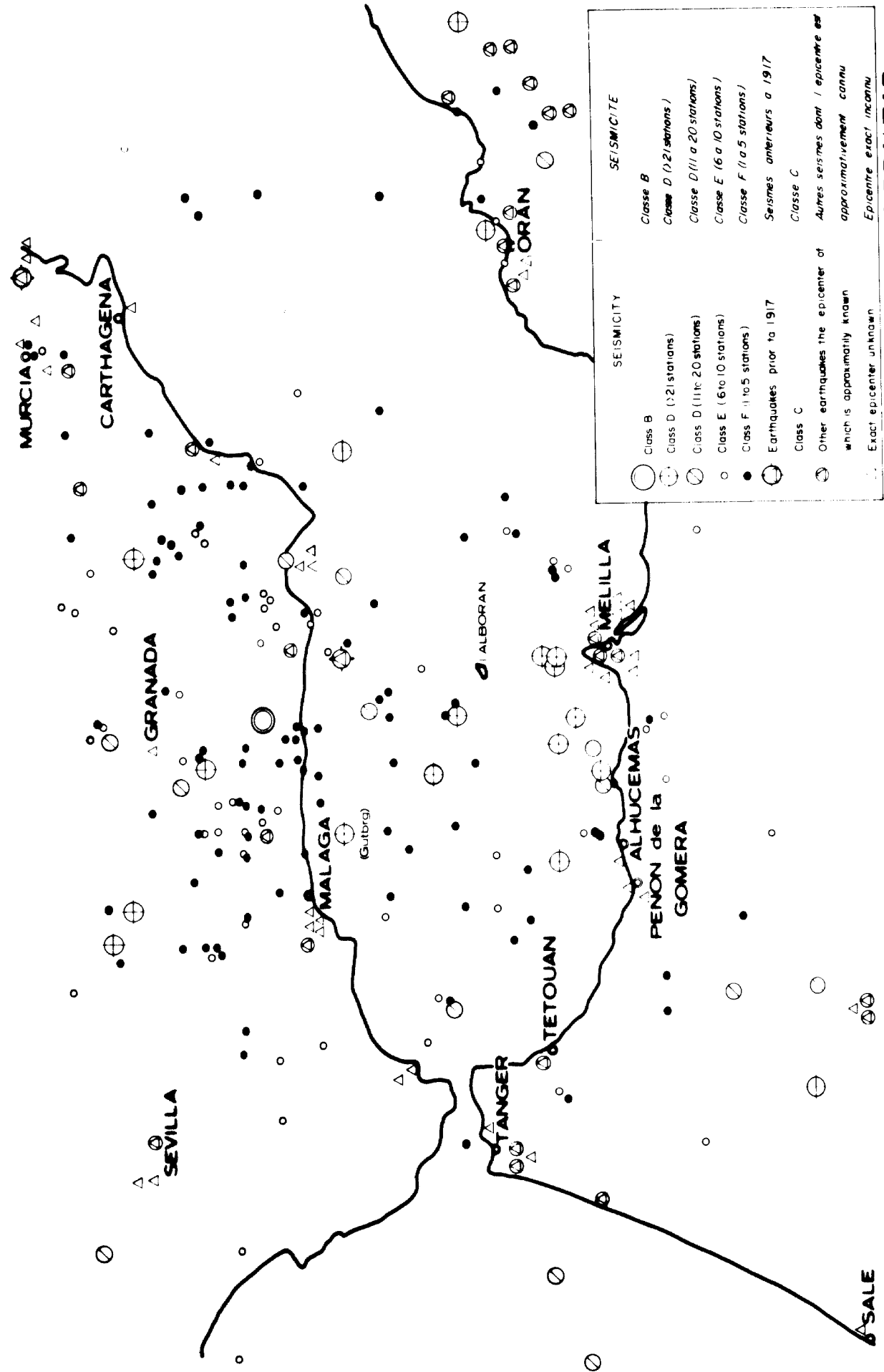
Certains des auteurs qui ont calculé des épicentres (GUTENBERG et RICHTER, par exemple) n'ont pas recherché une grande précision (le demi degré seulement). Les auteurs espagnols, au contraire, ont souvent indiqué les coordonnées d'épicentres en Méditerranée avec une précision de l'ordre de la minute : cette précision est certainement très exagérée, surtout lorsque le calcul a été mené avec les données de 3 ou 4 stations seulement. Sur la carte, les épicentres dont la position est douteuse sont figurés par le symbole Δ .

3. 4. 2. MAGNITUDE DES SEISMES DE LA MEDITERRANEE OCCIDENTALE

Dans toute étude de sismicité, il est désirable que chaque séisme soit défini par un chiffre de magnitude. Les magnitudes peuvent varier entre 0 et 9 : un séisme de magnitude 3 est généralement ressenti dans une zone peu étendue ; une secousse de magnitude 4,5 peut causer des dégâts légers ; les grands séismes enregistrés dans toutes les stations du globe ont une magnitude supérieure à 7.

La magnitude est reliée à l'énergie développée au foyer du séisme : parmi les formules proposées retenons la formule la plus usuelle :

$$\log E = 11,4 + 1,5 M \text{ (E en ergs, M magnitude)}$$



SEISMICITE	
Class B	Classe B
Class D (>21 stations)	Classe D (>21 stations)
Class D (11 to 20 stations)	Classe D (11 a 20 stations)
Class E (6 to 10 stations)	Classe E (6 a 10 stations)
Class F (1 to 5 stations)	Classe F (1 a 5 stations)
Earthquakes prior to 1917	Seismes anterieurs a 1917
Class C	Classe C
Other earthquakes the epicenter of which is approximately known	Autres seismes dont l'epicentre est approximativement connu
Exact epicenter unknown	Epicentre exact inconnu

REGION ORAN-CARTHAGENE-GIBRALTAR

CARTE SISMIQUE

Annexe au rapport de M le Professeur ROTHE

ORAN-CARTHAGENA-GIBRALTAR REGION

EARTHQUAKE MAP
Appendix to Professor's ROTHE report

Pour les séismes de la Méditerranée occidentale, on ne dispose malheureusement que de très peu de données permettant de fixer leur magnitude. Nous avons utilisé un critère approximatif : le nombre N de stations sismologiques ayant enregistré la secousse.

Pour une région déterminée et pendant une période déterminée, on peut tenter de faire une équivalence entre le nombre N de stations et la magnitude M.

Pour la Méditerranée occidentale, on aurait approximativement :

N	1 - 4	5	10	20	30	50	65	100
M <	4,0	4,0	4,5	5,0	5,3	5,5	5,7	6

Les séismes dont les épicentres ont été reportés sur la carte ont été divisés en classes :

Classe B Magnitude supérieure à 7 : le seul séisme appartenant à cette classe est le séisme du 29 mars 1954 ($36^{\circ} 9' N$, $3^{\circ} 3' W$) dont le foyer se trouvait à 650 km de profondeur.

Classe C Magnitude comprise entre 6 et 6,9 : le seul séisme appartenant à cette classe pendant la période 1900 - 1960 est celui du 16 juin 1910 ; l'épicentre calculé par GUTENBERG et RICHTER a pour coordonnées $36^{\circ} 5' N$, $4^{\circ} W$ (magnitude 6,1) ; les coordonnées $36^{\circ} 6' N$, $3^{\circ} 0' W$ sont plus probables.

Classe D1 Nombre N de stations supérieur à 21.

Classe D2 Nombre N de stations compris entre 11 et 20.

Classe E Nombre N de stations compris entre 6 et 10.

Classe F Nombre de stations compris entre 1 et 5.

3. 4. 3. LA SEISMICITE DU PROFIL ORAN-CARTHAGENE

Considérations générales

La région étudiée fait partie de la grande zone sismique méditerranéenne et transasiatique qui englobe tout le système orogénique alpin. En Afrique du Nord, cette zone sismique est superposée aux chaînes littorales de l'Algérie (Atlas Mitidjien, Massif de Miliana, Dabra, Sahel d'Oran, Tessala) ; plus à l'ouest et alors que jusque là les épicentres étaient continentaux, la zone sismique

principale entre en Méditerranée et passe au large de la région comprise entre Oran et Basse Moulouya, en même temps que la plate-forme continentale s'élargit considérablement, ainsi que le montre la belle carte bathymétrique établie par l'Institut Océanographique de Monaco. Il y a à cela une raison tectonique : les chaînes fortement plissées et même charriées sont rejetées plus au nord sous la Méditerranée faisant place sur terre à des massifs autochtones beaucoup plus stables : le massif des Beni-Snassen par exemple peut être comparé au massif de l'Ouarsenis en Algérie dont la sismicité est faible.

Les renseignements utilisés pour déterminer des épicentres marins ne portent que sur une période relativement très courte (1917-1960). Le fait que la région Méditerranéenne à l'ouest d'Oran ne présente que peu ou pas d'épicentres ne veut pas dire a priori qu'il s'agisse d'une région particulièrement stable : il est possible que dans un temps plus ou moins long des épicentres nouveaux viennent combler les vides de la carte dans cette zone. Le fait est fréquent en Algérie et l'exemple du séisme de Mélouza (21 février 1960) est caractéristique : jusqu'alors on ne connaissait aucun épicentre dans la région de Mélouza ; cette absence de sismicité ne devait cependant pas nous empêcher de considérer, pour des raisons de séismotectonique générale, la région de Mélouza comme dangereuse au même titre que les autres régions de l'Atlas tellien.

Le profil Oran -Carthagène

On distinguera :

- la région côtière au voisinage d'Oran - Arzew,
- la plaine abyssale en Méditerranée,
- la région de Carthagène.

a) La région côtière au voisinage d'Oran - Arzew

Cette région est marquée par une forte sismicité, en particulier, au voisinage même d'Oran. Nous avons relevé les épicentres suivants :

9 octobre 1790 : 35° 7 N, 0° 7 W

D'après CHESNEAU (1892) il s'agit du séisme le plus désastreux qu'ait jamais subi l'Algérie : il bouleversa Oran, amena la révolte des Arabes contre les Espagnols et entraîna finalement leur expulsion d'Afrique. Le mémoire de CHESNEAU contient de nombreux détails ; presque toutes les maisons furent renversées ensevelissant près de 3 000 victimes. La secousse fut ressentie sur les côtes d'Espagne et à Malte. Le foyer du séisme était probablement sous-marin et au voisinage même d'Oran (J.P. ROTHE).

29 octobre 1791 : épicentre exact inconnu

Fort tremblement de terre ressenti à Oran (Galbis).

Mars 1819 : 35° 4 N, 0° 1 E

Épicentre près de Mascara où un grand nombre d'habitants périrent sous les décombres ; à Oran, quelques édifices légèrement lézardés (J.P. ROTHE).

8 juin 1862 : 35° 7 N, 0° 5 E

Beaucoup de maisons lézardées à Relizane ; secousse ressentie à Mostaganem (J.P. ROTHE).

29 juillet 1872 : 35° 9 N, 0° 1 E

Plusieurs maisons lézardées à Mostaganem ; clocher de Mazagran endommagé ; secousse ressentie à Oran.

29 novembre 1887 : 35° 35 N, 0° 20 E

Séisme destructeur à Kelaa ; nombreuses victimes, secousse ressentie à Mascara, Relizane, Oran (J.P. ROTHE).

21 mai 1889 : 35° 7 N, 0° 8 W

Violent séisme à Oran, ressenti sur l'Isaac-Pereire ancré dans le port et à Mers-El-Kebir ; maisons lézardées, cheminées renversées (J.P. ROTHE).

30 juillet 1890 : 35° 7 N, 0° 5 E

Maisons lézardées à Relizane (J.P. ROTHE).

23 octobre 1897 : épicentre exact inconnu.

Très forte secousse à Oran ; panique (Galbis).

24 juillet 1912 : 35° 7 N, 0° 4 W

Violente secousse dans la région d'Arzew ; un grand nombre de maisons lézardées (J.P. ROTHE).

19 au 21 juin 1925 : 35° 8 N, 0° 4 W, classe F

Plusieurs secousses ressenties à Port aux Poules et Saint Leu (intensité VI).

24 août 1928 : 35° 9 N, 0° 6 E, classe D1

Séisme destructeur à Inkermann, 4 morts, dégâts à Saint-Aime, lézardes à Rélizane (J.P. ROTHE).

11 janvier 1929 : 35° 5 N, 0° 2 W, classe D2

Violente secousse à Saint-Denis du Sig, édifices lézardés, fortement ressentie à Oran, l'Ouggaz, Saint-Cloud, Rivoli, Mangin (J.P. ROTHE).

1er avril 1939 : 35° 9 N, 0° 1 E, classe F

Forte secousse locale (intensité VI - VII) à Mostaganem ; murs dégradés ; chute de cheminées ; 30 secousses ressenties à Mostaganem au cours du mois d'avril (J.P. ROTHE).

28 avril 1941 : 35° 6 N, 0° 0, classe F

Ressenti à Jean-Mermoz (murs lézardés) ; ressenti à Saint-Denis du Sig, Relizane, etc. (J.P. ROTHE).

4 novembre 1949 : 35° 7 N, 0° 7 W, classe E

Région d'Oran ; intensité V à la Senia, IV - V à Oran.

21 mai 1950 : 35° 7 N, 0° 2 E, classe F

Pas de données macroséismiques.

20 juin 1952 : 35° 8 N, 0° 2 W, classe E

Ressenti dans la région de Saint-Leu, V à Port aux Poules et Saint-Leu (Annales IPGS 1952 p. 48).

8 juin 1957 : 35° 3/4 N, 0° 1/2 W, classe E

Au sud d'Arzew, ressenti à Rivoli, Saint-Leu, etc. (Bulletin BCIS 1957 p. 725),

12 décembre 1959 : 35° 8 N, 0° 6 W, classe D1

Région d'Oran, ressenti fortement à Oran ; lézardes (intensité VII) (Bulletin BCIS 1959 p. 2 395).

b) La plaine abyssale en Méditerranée

La sismicité est très faible : les épicentres portés sur la carte correspondent tous à des séismes de classe F et ont été déterminés par le sismologue espagnol REY PASTOR avec un nombre de données très réduites ; les positions de ces épicentres sont approximatives.

c) La région de Carthagène

Un seul séisme paraît avoir eu son origine aux environs de Carthagène le 7 octobre 1834 (Galbis, p. 90).

Probabilité d'un risque sismique sur le profil Oran - Carthagène

Seule la région située immédiatement au large d'Oran et comprise entre la côte et le rebord du plateau continental paraît dangereuse au point de vue sismique. Ce danger peut se manifester sous deux aspects :

- action directe par formation de failles sur la plate-forme continentale ; ces failles ou cassures pourraient, comme ce fut le cas à Orléansville, accompagner un grand séisme comparable à celui d'Oran du 9 octobre 1790. Il n'est pas exclu qu'un raz de marée puisse être engendré ; on connaît l'exemple du raz de marée du 21 août 1856 au large de Djidjelli.
- action de courants de turbidité déclenchés par une secousse sismique sur le rebord du plateau continental.

Dans un article publié par la "Nature" en janvier 1955, j'avais suggéré que les ruptures de câbles télégraphiques sous-marins observées immédiatement après le séisme d'Orléansville pouvaient être dues "à l'action de courants boueux sous-marins analogues aux Turbidity currents décrits par EWING sur les bancs de Terre-Neuve et mis en mouvement par la secousse". Quelques mois plus tard, MM. EWING et HEEZEN rédigeaient une étude détaillée du phénomène et en utilisant les données sur les heures de ruptures des câbles évaluaient à 40 noeuds la vitesse du courant de boue au pied du talus continental, cette vitesse décroissant ensuite rapidement sur la plaine abyssale.

Afin de permettre une comparaison entre les effets observés lors du séisme d'Orléansville et ceux qui auraient pu se produire lors des principaux séismes de la région d'Oran, on peut dresser le tableau suivant :

- I₀ : intensité macrosismique maxima (échelle internationale),
- N : nombre de stations ayant enregistré le séisme,

M : magnitude (évaluée approximativement),

D : distance de l'épicentre au rebord du plateau continental (en km).

Date	I_0	N	M	D	Région épiscopale probable
9 octobre 1790	X		(6 1/2)	65	Oran
mars 1819	VIII - IX		(6)	90	Mascara
29 novembre 1887	IX		(5,5-6)	75	Kelaa
21 mai 1889	VII VIII		(5-5,5)	65	Oran
24 juillet 1912	VII		5	40	Arzew
24 août 1928	VIII	53	5,5	80	Inkermann
12 décembre 1959	VII	30	5,2	60	N. Oran
A titre de comparaison					
9 septembre 1954	X	141	6 3/4	65	Beni-Rached (Orléansville)

Quand à la demande des statisticiens, il s'agit d'estimer la probabilité du risque sismique, le sismologue doit avouer son impuissance. Il considère seulement qu'il est vain - et dangereux - d'évaluer ce risque suivant les méthodes habituelles du calcul des probabilités. Les tremblements de terre sont des phénomènes qui accompagnent la formation des montagnes (plis et failles). Un cycle orogénique s'étend sur des millions d'années ; or la documentation que nous possédons et que nous cherchons à rendre de plus en plus précise, ne concerne malheureusement que quelques dizaines d'années. Il serait par conséquent extrêmement dangereux de se baser sur les observations d'une période très courte (les onze années 1940-1950, par exemple) pour en déduire les caractères de la sismicité de l'Afrique du Nord (Gaz de France, Direction Générale, note sur les séismes).

Nous devons nous souvenir de l'exemple donné par le séisme d'Agadir : bien que placée dans une situation tectonique très dangereuse, cette ville n'avait pas connu de secousse grave depuis 230 ans. Un autre exemple est plus récent : la ville de Skoplje, détruite en 1963, avait subi un premier désastre en 518 ...

3. 4. 4. CONCLUSIONS DU RAPPORT DE M. ROTHE

Nous savons qu'un grand séisme destructeur s'est produit à Oran en 1790 ; de nombreuses autres secousses plus faibles ont été ressenties depuis dans la même région, en confirmant l'activité sismique. Nous savons aussi par l'exemple du séisme d'Orléansville qu'une secousse de magnitude 6 3/4 peut déclencher des courants de turbidité sur le talus continental à 65 km de l'épicentre.

Le risque sismique sur le parcours Oran - Carthagène au départ de la côte algérienne ne doit donc pas être minimisé, sans pouvoir cependant être exactement évalué.

Il est évident que ce risque peut être atténué en choisissant pour la pose des conduites un parcours approprié, la descente vers la plaine abyssale devant se faire le long d'une croupe à pente aussi faible que possible, en évitant les thalwegs, lieux probables de rassemblement des courants boueux.

Strasbourg, 1er février 1964

J.P.ROTHER

3. 4. 5. - CONCLUSION GENERALE SUR LE RISQUE DE SEISMICITE

Au vu de l'analyse des ingénieurs de Gaz de France et du rapport de M. ROTHE, on peut dire que :

L'origine des déplacements de boues ne peut, semble-t-il, provenir que des points hauts des flancs de thalwegs ; il conviendra donc de se tenir aussi loin de ceux-ci que possible, car dans l'éventualité de l'effondrement d'une crête, le gazoduc serait soumis à des efforts importants, et ceci d'autant plus que l'ouvrage serait plus ensouillé, donc prisonnier de la masse vaseuse, ce qui ne manquerait pas de se produire assez rapidement après la pose si la vase reste molle sur une assez grande épaisseur.

Par ailleurs, il semble bien aussi que l'action d'un tremblement de terre dont l'épicentre serait situé au voisinage de Mostaganem ne serait peut-être pas limitée à des destructions d'immeubles sur la terre ferme et au déclenchement de courants de turbidité sur le talus continental ; le risque de raz de marée ne doit pas être absolument écarté. Au demeurant, l'énergie mise en jeu par une telle secousse étant considérable, il est peut-être aventureux de vouloir limiter de manière trop précise le champ de ses éventuelles conséquences.

Pour conclure :

- nous pensons avec les ingénieurs de Gaz de France que l'implantation de la conduite sur la ligne de crête du lobe du Chélif est sans doute, la plus raisonnable, et réduit au strict minimum les risques de rupture dus aux courants de turbidité,

- nous admettons avec le Professeur ROTHE que le risque de séisme, s'il n'est pas évaluable, n'est pas pour autant négligeable et que sa nature n'est pas absolument précisée,
- mais nous estimons que ce risque ne doit pas empêcher la mise en place sur l'emplacement prévu de la conduite ou du faisceau de conduite envisagé compte tenu d'une part, de l'implantation favorable prévue pour la conduite, d'autre part de la disproportion entre la vie technique retenue pour la conduite et l'échelle des temps orogéniques.

3. 5. COMMENTAIRES SUR LA CONSTITUTION DE LA CONDUITE

Nous avons vu que les ingénieurs de Gaz de France s'étaient orientés vers la pose continue d'une ou plusieurs conduites par grands fonds.

Ce choix impliquait pour de simples raisons de résistance à l'écrasement que le diamètre des tubes soit limité au strict minimum - et par conséquent, que ceux-ci travaillent sous une très forte pression pour leur permettre de transiter un cube raisonnable de gaz. Nous n'examinerons pas dans le détail la démarche qui a conduit au choix de caractéristiques générales désormais arrêtées. En revanche, l'examen auquel nous allons procéder des divers éléments constituant la la conduite, sera dominé par le pari qu'engagera le constructeur en entamant les opérations de pose. Pour ceux qui, tels les ingénieurs de Gaz de France, responsables de l'étude, ont mesuré les difficultés et ont su y parer, l'enjeu est certes important, mais les risques sont minimes. Chez celui qui, au contraire, examine de but en blanc le projet, l'irréparabilité de la conduite suscitera une inquiétude grave, hors de proportions sans doute, avec le risque encouru. Notre propos est donc de déterminer dans quelle mesure sont justifiées la confiance des uns et les inquiétudes des autres.

Pour ce faire, nous examinerons successivement les problèmes posés par la conduite : conduite proprement dite, joints et soudures, accessoires (bouées).

3. 5. 1. - CONSTITUTION GENERALE DE LA CONDUITE

La conduite sera soumise successivement aux efforts suivants :

- efforts dus à la pression externe de l'eau avant que le gaz soit mis en pression ; ce sont des efforts tendant à faire "flamber" les tubes à l'écrasement,

- efforts dus à la mise en pression du gaz, ce sont :

- . des efforts radiaux tendant à faire "éclater" les tubes,
- . des efforts longitudinaux tendant à faire "flamber" les tubes par déformation permanente et localisée de l'axe de la conduite.

En outre, l'étanchéité des joints et la qualité des soudures seront soumises, d'abord aux effets de la pression externe, ensuite à ceux de la pression interne.

3.5.2. LES EFFORTS SUPPORTES PAR LA CONDUITE

Nous avons vu que les ingénieurs de Gaz de France ont mené une étude théorique et expérimentale complète de la tenue des conduites à l'ensemble de ces efforts. Les résultats obtenus que nous ne sommes évidemment pas en mesure de vérifier dans le détail, mais qui nous paraissent être le fruit d'une étude extrêmement sérieuse, ont permis de démontrer les possibilités de soumettre la conduite aux efforts prévus avec des coefficients de sécurité acceptables (2,5 théorique - 1,5 vrai), sous réserve de contrôles géométriques extrêmement serrés.

En ce qui concerne plus particulièrement le problème des déformations de la conduite dues à son allongement lors de sa mise en pression, nous avons tendance à penser, sans pouvoir apporter d'ailleurs à notre opinion de justification théorique, que les risques encourus ne sont pas redoutables : d'une part, parce que, au moment de la première mise en service, la conduite ne sera vraisemblablement pas soumise à la pression maximum, d'autre part, parce que, lors de la mise en pression définitive, la conduite sera vraisemblablement ensouillée dans la vase thixotropique et donc dans une certaine mesure, frettée ; enfin parce que la technique actuelle des compresseurs et la possibilité de mettre des vannes de sectionnement diminuent considérablement les risques de variations brusques de pression.

3.5.3. LES JOINTS ET SOUDURES

Les essais malheureux de la campagne 1963 que nous commentons ci-après ont montré à l'évidence que les joints vissés du premier type (Stecta 13) qui servaient à l'assemblage des tubes sur le chantier terrestre devaient être éliminés et remplacés par des soudures, ceci pour éviter le remplissage intempestif de la conduite lors d'un mouillage "en catastrophe". Ces soudures toutefois devront être de qualité parfaite et il ne faudra absolument pas lésiner sur les contrôles

destructifs ou non destructifs. Sous ces réserves, nous sommes sans inquiétude sur la tenue des éléments destinés à être assemblés en mer par le navire abou-teur. Rappelons que cet assemblage doit se faire à l'aide d'un joint à manchon indesserrable: ce joint (type Stecta 10 ou type Pont à Mousson) sera bloqué, à la différence du joint du premier type, et offre le maximum de garanties.

Nous insisterons particulièrement sur les contrôles, tant destructifs que non destructifs, extrêmement sévères, indispensables, car nous ignorons évidemment à quels efforts la conduite peut être soumise en cas de mouillage rapide. Il ne faut absolument pas que les joints constituent un point faible en cette circonstance et nous pensons qu'il faut mettre tous les atouts dans son jeu. N'oublions pas en effet que, pour un seul joint, accidentellement desserré, l'ouvrage est perdu en totalité.

3. 5. 4. - LES BOUEES

Bien des déboires ont conduit Gaz de France à une transformation complète de ce matériel au cours des campagnes d'essai que des ingénieurs chargés de l'étude estiment maintenant très au point.

Nous estimons, non seulement que ces divers appareils doivent être parfaitement au point car, de leur fonctionnement dépend une pose régulière et sans problème, mais en outre que ce matériel doit conserver ses qualités longtemps après l'immersion. Il faut en effet, envisager le cas où, par suite de difficultés nautiques, météorologiques ou techniques, l'opération de pose devra être abandonnée à mi-parcours pour plusieurs mois. On sait que dans cette hypothèse une queue dragable doit permettre de retrouver la conduite. Encore faut-il, pour pouvoir la remonter, que la flottabilité des flotteurs primaires ait été conservée et que celle des flotteurs secondaires se retrouve au fur et à mesure de la diminution de la pression. Toute défaillance du matériel risque d'être fatale à la conduite; aussi, pensons-nous que, comme pour les tubes et les joints, un programme de réception extrêmement sévère doit être appliqué; mais, nous avons tendance à penser aussi qu'une nouvelle campagne d'essais de ces appareillages en grande profondeur devrait être entreprise et que cette campagne devrait comprendre l'abandon d'un tronçon de conduite tout équipé pendant plusieurs mois.

Pour conclure sur le chapitre de la constitution de la conduite, nous pouvons dire que toutes les précautions humainement envisageables, doivent être prises pour éviter un incident en cours de pose, mais que sous cette réserve, la constitution de la conduite mise au point par Gaz de France répond parfaitement au but poursuivi.

3. 6. COMMENTAIRES SUR LA METHODE DE POSE

Nous examinerons successivement :

- l'incident qui s'est produit lors des essais de l'été 1963,
- les problèmes d'approvisionnement du chantier,
- ceux relatifs au chantier de pose proprement dit.

3. 6. 1. L'INCIDENT DE SEPTEMBRE 1963

Au cours de la campagne d'essais 1963, des éléments de conduite de plus en plus longs ont été posés sur des fonds compris entre 1 600 m et 2 600 m, puis relevés à plusieurs reprises dans des conditions normales. Fin juillet, alors qu'on cherchait à effectuer un dernier aboutage, la mer s'est levée, l'aboutage n'a pas eu lieu et la canalisation fut envoyée au fond, avec le câble d'acier qui équipait le treuil du LCT "Salvor" de façon à ce que l'opération suivante de récupération de la conduite soit effectuée à la fois par le "Salvor" et par le navire câblé.

Lors du relevage, le câble d'acier de l'extrémité nord de la conduite s'est brusquement rompu à mi-course, sur une coque qui s'était formée pendant la période où ce câble était resté sans tension.

Cet incident qui a provoqué la perte de ce tronçon de conduite est dû à la conjonction de plusieurs circonstances défavorables qu'il paraît exclu de rencontrer au cours d'une pose définitive :

- 1 - utilisation répétée de l'élément pour essais de pose à des profondeurs croissantes ;
- 2 - fatigue des flotteurs d'allégement au cours de ces opérations ;
- 3 - par mesure d'économie, usage d'un câble d'acier (il eût fallu disposer de deux navires câblés pour pouvoir placer des grelins mixtes à chaque extrémité du tronçon d'essai ;
- 4 - caractéristiques insuffisantes du "Salvor" par rapport aux opérations à effectuer par mer houleuse ;
- 5 - utilisation lors de la construction à terre des éléments de conduite de joints vissés au lieu et place de soudures.

On a vu que toutes les mesures convenables sont désormais prévues, et aucune de ces circonstances ne doit normalement se présenter lors de la pose de la conduite entre Mostaganem et Carthagène.

3. 6. 2. L'APPROVISIONNEMENT DU CHANTIER

Nous avons vu plus haut que les tronçons de conduite destinés à la pose étaient obtenus par assemblage primaire de tubes élémentaires sur le chantier à terre, puis par assemblage secondaire de ces éléments au moment de leur lancement. Les tronçons de conduite, équipés de leurs éléments d'allégement, doivent être alors remorqués jusqu'à leur lieu de pose.

Stockage en mer

Si le chantier pouvait se dérouler de façon parfaitement régulière, le programme des lancements et des remorquages pourrait être parfaitement minuté. Malheureusement, pendant la campagne de mise en place, on peut craindre que le chantier ne subisse un "coup de tabac" arrêtant le déroulement des opérations pendant 48 ou 72 heures. Ce coup de tabac :

- surprendra en mer les remorqueurs halant chacun leur tronçon,
- suspendra le départ des tronçons assemblés pendant une certaine période.

Il conviendra donc de préparer un mouillage de sécurité où les remorqueurs pourraient éventuellement mettre à l'abri leur tronçon tant sur la côte algérienne que sur la côte espagnole.

Les essais de stockage d'éléments de canalisations sur hauts fonds ont donné de mauvais résultats. En effet,

- les canalisations ont tendance à s'ensouiller rapidement,
- les éléments d'allégement primaire sont détériorés ainsi que leurs colliers de fixation,
- les systèmes de suspension des flotteurs d'allégement secondaire s'abîment par suite des mouvements que subissent d'une part les flotteurs, d'autre part les canalisations qui ont tendance à rouler sur elles-mêmes.

Gaz de France préfère remplacer ce procédé par un système de stockage en mer, sur des fonds supérieurs à 15 m, donc de 25 à 30 m minimum. Les éléments de conduite stockés en mer sont toujours "suspendus" aux bouées secondaires et sont donc à 15 m de profondeur, à une cote où les effets de la houle ne se font plus guère sentir. Cette méthode ne présente pas de difficulté majeure si l'on a préalablement procédé à la mise en place de forts corps morts (50 à 60 t), retenant des coffres importants, auxquels les éléments de conduite sont amarrés.

Ces sites de stockage seront situés sur le plateau continental, tant sur la côte algérienne que sur la côte espagnole, et orientés dans le sens des courants dominants.

Acheminement des tronçons

Les ingénieurs de Gaz de France pensent que le remorquage des tronçons par une profondeur de 10 à 15 m ne présente pas de difficultés, un remorqueur de 100 CV pouvant les entraîner à la vitesse de 3 noeuds par mer calme. Il faudra certes un nombre important de remorqueurs pour alimenter le chantier (de 5 à 10).

Le problème qui nous apparaît le plus délicat dans tel remorquage qui s'effectue de jour comme de nuit est celui des risques encourus par un convoi de 3 km de longueur coupant par le travers un flux de navigation important. Un navire croisant un convoi et le tronçon de conduite remorqué ne risqueraient rien dans la mesure où le tirant d'eau du navire sera inférieur à l'immersion des tubes et où ses hélices n'accrocheront pas un orin de flotteur, malheureusement, en ce qui concerne ce dernier point, rien n'est moins sûr.

Il convient donc d'envisager la protection des convois. Certes, des AVURNAV (Avis urgent aux Navigateurs) auront été émis ; certes, les stations maritimes voisines pourront rappeler aux navires la nécessité d'une vigilance accrue, mais il ne faut pas se faire d'illusions sur l'efficacité de telles mesures : l'expérience prouve qu'il existe des navires dont les officiers n'écoutent pas la radio, même pendant les trois minutes horaires de sécurité, et ne lisent pas les documents non commerciaux qui leur sont remis dans les ports. Pour ceux-là il sera absolument nécessaire :

- de munir les remorqueurs d'engins de signalisation optique puissants pour attirer l'attention des officiers de quart.
- de disposer de vedettes rapides équipées de radars assurant le rôle de "chiens de garde" le long de la route des convois.

3. 6. 3. LE CHANTIER DE POSE PROPREMENT DIT

Le chantier de pose est évidemment le point délicat de l'entreprise ; le problème de l'aboutage en mer est celui pour lequel les ingénieurs Gaz de France ont porté leurs plus grands efforts.

Méthode de travail

On sait que les opérations d'aboutage se dérouleront schématiquement de la façon suivante :

Le navire abouteur saisit et monte à bord pour la fixer dans la machine à assembler, l'extrémité du tronçon en cours de pose, préalablement muni de bouées supplémentaires, dites bouées d'arrêt. Ensuite, il répète l'opération avec la queue de l'élément suivant que l'on vient de remorquer en flottaison. La tête de cet élément est prise en charge par un remorqueur de tête qui exerce sur l'ensemble la traction voulue pour que l'immersion de la conduite se poursuive sans interruption pendant l'aboutage (de telle sorte que le navire abouteur soit déchargé de cette mission et se consacre aux seules opérations d'aboutage proprement dites).

Une fois la mise en place du joint et sa protection terminées, le navire abouteur remet la canalisation à l'eau et se porte, en avant pour effectuer une nouvelle opération.

Cette méthode impose la mise en oeuvre permanente :

- d'un navire abouteur,
- d'un remorqueur de tête,
- d'un câblier pour parer aux difficultés dues à l'arrivée brutale du mauvais temps.

Trois méthodes de travail pour l'aboutage peuvent être envisagées :

- la méthode GDF qui consiste à mener l'opération sur le pont du navire abouteur,
- la méthode de la "baignoire" utilisée pour l'aboutage de sea-lines de grand diamètre, en eau relativement calme ; cette méthode consiste à opérer soudure ou pose de joint vissé sous le niveau de l'eau dans une enceinte ouverte, plongée dans l'eau au flanc de l'engin abouteur, et dans laquelle les deux tubes pénètrent par des orifices d'extrémités maintenus étanches.

- une méthode de soudure ou d'aboutage de sea-line dans une enceinte étanche immergée dans une zone où l'agitation de surface ne se fait pratiquement plus sentir.

La méthode choisie par GDF est évidemment celle qui impose au tube les efforts statiques et dynamiques les plus grands :

- statiques en raison de la flexion de la conduite imposée par son élévation au-dessus de l'eau,
- dynamiques car les mouvements du navire abouteur au niveau du pont sont répercutés sur la conduite.

Celle de la "baignoire" n'impose que peu d'efforts de flexion supplémentaire, mais en revanche, transmet des efforts dynamiques à peine moins importants que ceux dus à la méthode Gaz de France.

Celle de l'enceinte sous-marine est évidemment la plus favorable pour la conduite, car elle ne lui impose aucun effort particulier et la jonction peut s'effectuer dans des conditions de calme exceptionnelles.

Le choix de Gaz de France nous paraît néanmoins rationnel dans l'optique :

- d'une réalisation rapide,
- de l'utilisation d'une conduite de faible diamètre, donc souple. En outre c'est à l'heure actuelle la seule méthode permettant d'effectuer en mer un aboutage sous tension.

La mise au point technologique de ce procédé est plus facile et la souplesse de la conduite due à son faible diamètre permet d'infliger à celle-ci des rayons de courbure relativement importants sans pour autant atteindre la limite d'élasticité du métal. En revanche, cette méthode condamne la soudure du joint qu'on ne peut envisager de réaliser à bord en raison de la durée importante des opérations qu'elle exigerait. Cette exclusion n'est d'ailleurs pas, à notre avis, bien gênante, car il est loin d'être évident qu'on puisse mettre au point, dans un avenir proche, un procédé de soudure utilisable dans l'une quelconque des trois méthodes d'aboutage envisagées ci-dessus, et qui permette de résister aux hautes pressions interne et externe auxquelles le tube sera soumis.

Matériel flottant

Le matériel flottant principal à mettre en oeuvre pour la pose doit permettre de répondre aux besoins suivants :

- 1 - maintenir la traction de la conduite,
- 2 - assurer les opérations d'aboutage,
- 3 - loger le personnel dans de bonnes conditions,
- 4 - mouiller rapidement une queue dragable en cas de mauvais temps.

On pourrait envisager plusieurs schémas de répartition des tâches et notamment:

a) Celui qui a été choisi par le Gaz de France confiant :

- l'opération (1) à un remorqueur,
- les opérations (2) et (3) à un navire abouteur,
- l'opération (4) à un câblier.

b) Celui qui consisterait à confier :

- l'opération (1) à un remorqueur,
- l'opération (2) à un navire abouteur,
- l'opération (3) à un petit paquebot loué pour l'occasion,
- l'opération (4) à un câblier.

c) Celui qui consisterait à confier :

- l'opération (1) à un remorqueur,
- les opérations (2) (3) et (4) à un navire abouteur.

Examinons ces schémas :

La première variante au projet GDF consiste à dissocier les fonctions "aboutage de la conduite" et "logement du personnel". Cette variante conduirait à une limitation sensible du coût de l'engin abouteur ; les frais de fonctionnement seraient en revanche plus élevés car il faudrait affréter pour une campagne de quelques mois un petit paquebot. Au total, l'opération serait peut-être bonne sur le plan financier, mais elle présente un inconvénient rédhibitoire lié à la dissociation même des fonctions ; le personnel serait amené à transborder fréquemment d'un navire sur l'autre. Cette opération délicate par beau temps, serait pratiquement impossible dès que la mer se lèverait et les risques d'accident seraient considérablement accrus.

La seconde variante est d'ordre plus technique. Elle consiste à faire assurer par le navire abouteur le mouillage rapide d'une queue dragable en cas de mauvais temps. Elle se fonde sur l'idée que, justement par mauvais temps, il est difficile de passer du navire abouteur au câblier ou du remorqueur au câblier, l'extrémité de l'aussière liée à la conduite.

Cette objection est certes intéressante mais deux autres facteurs jouent en sens inverse ;

- il nous paraît peu prudent de vouloir faire jouer à un seul engin tous les rôles énoncés ci-dessus ; la présence d'une autre unité, dont l'équipement et le personnel sont en effet, l'un conçu et l'autre formé pour faire face à des problèmes de cet ordre, nous paraît indispensable. Nous irons même plus loin : il ne suffit pas à notre sens que le câblier reste à proximité du chantier pour parer à un "coup dur". Il faut que son équipage et plus particulièrement son état-major soient en permanence au fait de la marche des travaux et se sentent vraiment partie intégrante de l'équipe de pose,
- vouloir à tout prix rendre le navire abouteur capable de remplir tant de tâches diverses, c'est vouloir encombrer ce navire de mécanismes volumineux au risque de réduire l'espace disponible à bord de façon déraisonnable.

En définitive, nous pensons donc que la solution adoptée par Gaz de France est la meilleure.

Protection du chantier

Les recommandations que nous avons énoncées plus haut en ce qui concerne la protection des convois de remorquage sont également valables pour le chantier de pose proprement dit. Aux précautions classiques, AVURNAV et messages radio, il conviendra d'ajouter la couverture RADAR et la protection du chantier de jour et de nuit par des vedettes rapides.

3.7. DELAI D'EXECUTION DES OUVRAGES

3.7.1. LE NAVIRE ABOUTEUR, LE CHANTIER A TERRE ET LES TUBES

Le délai le plus long concerne la construction du navire abouteur. Le dossier de ce navire est d'ailleurs déjà pratiquement au point. La construction et les essais du navire abouteur dureront environ 20 mois.

Les travaux d'équipement du chantier à terre du Djebel Diss nécessiteront environ un an.

Les commandes de tubes d'acier et d'équipements spéciaux nécessiteront environ un an.

3. 7. 2. - LE CHANTIER A LA MER

La vitesse de pose théorique est commandée par la vitesse des opérations d'aboutage. La durée d'une opération d'aboutage est de quatre heures. Compte-tenu du temps nécessaire au navire abouteur pour se rendre au point de jonction suivant, on pourra effectuer trois opérations complètes d'aboutage par jour, c'est-à-dire poser en un jour $3 \times 3 = 9$ kilomètres de conduite. Le chantier terrestre pour la construction et le lancement de tronçons de 3 kilomètres de conduite sera organisé de manière à pouvoir assurer cette cadence.

La durée théorique de pose en mer de la conduite est donc de $\frac{200}{9} = 22$ jours.

Compte tenu du risque d'occurrence de mauvais temps et des imprévus, Gaz de France a prévu une durée totale de chantier à la mer de 70 jours, calculée statistiquement sur l'année la plus défavorable au point de vue météorologique.

On rappelle que le chantier à la mer ne peut avoir lieu que durant les mois de juillet, août et septembre.

3. 7. 3. - POSE DE LA PREMIERE CONDUITE

Compte tenu de ce que nous venons de dire, la durée totale des opérations pour la pose de la première conduite serait de deux ans et demi à trois ans environ.

Si la décision de construire une conduite sous-marine entre Mostaganem et Carthagène est prise avant le mois d'août 1968, cette première conduite pourra être terminée en Septembre 1971.

3. 7. 4. POSE DES CONDUITES ULTERIEURES

La pose des conduites ultérieures sera plus rapide, car le navire abouteur sera déjà construit et les installations à terre seront réalisées.

La première conduite posée, il sera ainsi possible de poser une conduite supplémentaire par an, à condition de prévoir à l'avance les commandes de fourniture.

Gaz de France a prévu que les deux premières conduites auraient un diamètre extérieur de 244 mm ; la troisième conduite pourra avoir un diamètre de 273 mm ; enfin, la quatrième conduite et les conduites suivantes pourront avoir un diamètre de 323 mm.

3. 8. - CONCLUSIONS GENERALES SUR LE PROCEDE

Nous pouvons conclure de la façon suivante cet examen du procédé Gaz de France/ Electricité de France appliqué à l'itinéraire Mostaganem-Carthagène :

- le principe révolutionnaire du procédé est le fruit d'un remarquable esprit d'invention appuyé par une excellente analyse des phénomènes physiques ;
- tous les problèmes relatifs à la constitution de la conduite nous semblent résolus sur le plan de la conception ; quelques mises au point complémentaires pour la réalisation à l'échelle industrielle nous paraissent encore nécessaires ;
- une étude océanographique du tracé Mostaganem -Carthagène a déjà été effectuée, mais il serait utile de faire un levé de vérification juste avant la pose de la conduite ;
- l'expérimentation en vraie grandeur a démontré la validité du procédé ;
- les risques techniques doivent pouvoir être aisément surmontés sous réserve d'une minutieuse préparation des opérations. Nous estimons donc globalement que la pose d'une conduite ou d'un faisceau de conduites selon le procédé Gaz de France/Electricité de France est réalisable avec des risques limités. Le risque séismique ne nous paraît pas devoir être dirimant.

4. LES VARIANTES POSSIBLES DE TRACE

4.1. L'ITINERAIRE TUNISIE-SICILE-ITALIE

On a vu que l'itinéraire Tunisie - Sicile - Italie comprend deux parties : Détroit de Sicile (160 km) et Détroit de Messine (6 km).

4.1.1. DETROIT DE SICILE

Des études océanographiques particulières n'ont pas été menées pour l'application du procédé Gaz de France à la pose d'une canalisation sous-marine dans le Détroit de Sicile. Des études préliminaires ont cependant été faites sur des documents océanographiques généraux existants.

Ces documents ont montré que la zone correspondante a un relief tourmenté. Cependant, le procédé Gaz de France permettant de réaliser des tracés courbes (à la différence du tracé par traction) ces documents océanographiques généraux montrent que des passages sans affleurements rocheux peuvent être trouvés pour la pose d'une canalisation Gaz de France entre le Cap Bon (Tunisie) et Marsala (Sicile). La profondeur maximum serait de 500 m environ. A cette profondeur, la pression hydrostatique n'est que de 49 bar, contre 260 bar à 2 650 m de profondeur entre Mostaganem et Carthagène.

La conduite serait donc moins épaisse que celle prévue sur l'itinéraire Mostaganem - Carthagène, et la pression de service autorisée serait moins élevée, 175 bar au lieu de 400 bar. Les difficultés étant moindres qu'entre Mostaganem et Carthagène, on pourrait commencer tout de suite avec une canalisation de 273 mm; on poserait ensuite une deuxième canalisation de 273 mm; puis, on pourrait passer au diamètre de 323 mm.

Par suite de la réduction de la longueur de traversée et de la profondeur, il serait ensuite certainement possible de poser deux conduites par an.

Avec une pression d'admission de 175 bar et un fonctionnement annuel de 7 880 heures les débits autorisés seraient les suivants, par an :

- 1,15 Gm³ en diamètre 273 mm
- 1,76 Gm³ en diamètre 323 mm.

4. 1. 2. - DETROIT DE MESSINE

On sait que la traversée du Détroit de Messine n'offre pas de difficulté particulière et peut être effectuée par les procédés classiques de pose de conduites sous-marines à faible profondeur.

L'établissement d'une conduite sous-marine par le procédé Gaz de France entre la Tunisie, la Sicile et l'Italie peut donc être envisagé, mais il y aura lieu d'effectuer d'abord une campagne océanographique détaillée. Il en résulte que l'installation d'une première conduite selon le procédé Gaz de France sur cet itinéraire nécessiterait un ou deux ans de plus que sur l'itinéraire Mostaganem-Carthagène.

4. 2. - L'ITINERAIRE PAR LE DETROIT DE GIBALTAR

Les études océanographiques n'ont pas été faites sur l'itinéraire du Détroit de Gibraltar pour la pose d'une canalisation Gaz de France. On peut penser que cette pose doit être possible dans la même zone que pour la pose d'une canalisation par traction, c'est-à-dire à l'ouest du détroit. Il faut toutefois signaler que la présence d'importants courants de surface et de fond pose des problèmes difficiles de chantier.

Par suite du manque d'études et d'expériences sur le tracé, nous n'envisagerons pas une traversée du Détroit de Gibraltar par le procédé Gaz de France.

5. - INVESTISSEMENT ET COUTS DE TRANSPORT SUR LE TRACE MOSTAGANEM-CARTHAGENE

5. 1. - INVESTISSEMENT ET FONCTIONNEMENT

5. 1. 1. - COUTS D'INVESTISSEMENT PROPREMENT DIT

La société Gaz de France a procédé à l'estimation du coût d'investissement des canalisations posées suivant son procédé entre Mostaganem et Carthagène, en se basant sur les indications des fournisseurs et entrepreneurs et sur les prix analogues du marché. L'étude a été faite jusqu'à la cinquième conduite.

L'analyse de ce coût d'investissement figure dans le tableau ci-dessous (hors taxes, intérêts intercalaires non compris) :

Construction de canalisations sous-marines Gaz de France entre Mostaganem et Carthagène
 Cout d'investissement unité : 1 000 000 dollars

Ouvrage	1ère conduite 244 mm	2ème conduite 244 mm	3ème conduite 273 mm	4ème conduite 323 mm	5ème conduite 323 mm
Chantier terrestre (Mostaganem)	4,2		0,2	0,2	0,1
Navire d'aboutage	2,0		0,3	0,3	0,1
Achat de tubes d'acier	6,2	5,9	7,8	11,0	10,8
Allègement, revêtements et divers sur conduite	8,0	7,8	9,2	11,4	11,4
Pose en mer	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8
Redevance et brevets	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Frais généraux, assurance, engineering, transports, imprévus	<u>4,0</u>	<u>4,0</u>	<u>6,0</u>	<u>7,0</u>	<u>7,0</u>
TOTAL	27,7	21,0	26,8	33,3	32,8

Il y a lieu de noter que ces coûts comprennent l'assurance pour la pose de la canalisation, pour laquelle un organisme mondial d'assurances et de réassurances a donné un accord de principe, la prime étant d'environ 5 % pour la première conduite sous-marine.

Le coût de la seconde conduite est moins élevé que celui de la première, car les frais de construction du chantier terrestre et du navire d'aboutage ont été comptés en totalité pour la première conduite.

GDF a tenu compte d'un aménagement du chantier terrestre et du navire d'aboutage pour passer du diamètre 244 mm au diamètre 273 mm (3ème conduite), puis du diamètre 273 mm au diamètre 323 mm (4ème conduite).

Aux coûts d'investissement ci-dessus, il convient d'ajouter :

- le coût d'investissement de la station de compression qui devra être construite sur la côte algérienne près de Mostaganem,
- les coûts de fonctionnement et d'entretien de la conduite et de la station de compression, ces derniers dépendant évidemment du débit de gaz transporté.

5. 1. 2. ECHEANCIER DE POSE DES CANALISATIONS SOUS MARINES

Si la décision d'utiliser le procédé Gaz de France pour poser les conduites sous-marines à travers la Méditerranée était prise avant le mois d'août 1968, la première conduite pourrait être posée durant l'été 1971, entre Mostaganem et Carthagène.

Il s'agit d'une opération de grande envergure. En conséquence, nous admettrons que les commandes pour la seconde conduite ne seront passées de façon ferme qu'après réussite de la pose de la première conduite. Dans ces conditions, et par suite du délai de livraison des tubes et appareils spécialisés, la seconde conduite ne pourrait être posée que durant l'été 1973. En revanche, les conduites suivantes pourront être posées à raison d'une conduite par année ; en effet, si la première conduite est posée sans encombre, on pourra prendre en temps voulu la décision de poser le nombre de conduites total qui aura été retenu, et donc passer en temps voulu les commandes de matériel nécessaire.

On voit donc que, si le procédé Gaz de France est retenu, la décision financière sera prise en deux temps :

- dans un premier temps, décision de principe pour l'emploi du procédé et décision ferme pour la pose d'une conduite. Cette conduite serait posée durant l'été 1971 si la décision est prise avant août 1968.
- dans un deuxième temps, décision ferme relative aux autres conduites.

Ces conduites suivantes seraient placées à raison d'une par an (à partir de 1973 si la décision ferme relative aux autres conduites intervient en fin 1971).

On voit donc que la première conduite sera, si l'on peut dire, une conduite pilote, puisque de l'achèvement de sa pose dépendra la poursuite de l'opération et qu'un délai de deux ans s'écoulera avant la pose de la seconde conduite.

Elle jouera bien entendu le rôle d'une conduite de service dès que la station de compression amont aura été construite et qu'un flux de gaz pourra l'emprunter pour alimenter les premiers clients sur la rive espagnole.

Nous avons néanmoins admis que le faisceau opérationnel minimum admissible pour des raisons de sécurité serait constitué de deux conduites.

5. 1. 3. ECHEANCIER DE POSE DES CANALISATIONS TERRESTRES

Les canalisations terrestres correspondant à l'itinéraire Mostaganem-Carthagène ont les longueurs suivantes :

Hassi R'Mel - Mostaganem	475 km
Carthagène - Bilbao	750 km
Carthagène - Avignon	960 km

Nous avons admis que ces canalisations terrestres pourraient être construites en deux ans, de façon à être prêtes pour la fin de la pose de la seconde conduite.

Il en résulte que les livraisons de gaz pourraient avoir lieu dès les dates suivantes :

Carthagène - Escombreras	fin 1971
Reste de l'Espagne, Europe du Sud	fin 1973

5. 1. 4. DIAMETRE ET COUT DES CONDUITES GAZ DE FRANCE

Nous avons dit plus haut que l'échéancier technique envisagé par le GDF était le suivant :

- la première conduite aurait un diamètre extérieur de 244 mm,
- la seconde conduite aurait un diamètre extérieur de 244 mm,
- la troisième conduite pourrait avoir un diamètre de 273 mm,
- la quatrième conduite et les conduites ultérieures pourraient avoir un diamètre extérieur de 323 mm.

Toutefois, on peut évidemment envisager de poser une troisième ou une quatrième conduite d'un diamètre de 244 mm seulement, si pour un certain régime de débit un tel diamètre apparaît suffisant. Le coût d'investissement s'élève en effet sensiblement lorsque croît le diamètre, et il peut s'avérer intéressant, dans certains cas, de se limiter à de faibles diamètres.

On reviendra sur ce point dans les paragraphes suivants.

5. 1. 5. SECURITE DE L'APPROVISIONNEMENT

On sait que la sécurité d'approvisionnement est l'un des impératifs fondamentaux du marché du gaz.

L'étude montre très rapidement que la solution de sécurité la plus intéressante consiste à poser une canalisation supplémentaire qui serait posée au cours de l'année de mise en service du réseau ; cette conduite ne resterait pas inactive et le système de transport calculé pour n conduites travaillant à la pression de 392 bar compterait en fait $(n + 1)$ conduites travaillant toutes mais à une pression sensiblement inférieure.

Dans l'éventualité où une des $(n + 1)$ conduites viendrait à périr accidentellement, le système fonctionnerait à nouveau sur ses bases théoriques (n conduites à 392 bar) jusqu'à ce qu'une nouvelle canalisation de sécurité permette à nouveau de travailler avec $(n + 1)$ conduites à pression réduite. Cette canalisation pourrait être posée en un à deux ans.

5. 1. 6. DEBITS POSSIBLES CHOIX DES SYSTEMES DE CONDUITES

On a vu que les débits maxima des conduites sous-marines Gaz de France correspondant à une pression de service de 392 bar et un coefficient d'utilisation de 0,90 étaient les suivants :

Diamètre de la conduite	Pression de service	Coefficient d'utilisation	Débit annuel
244 mm	392 bar	0,90	1,8 Gm3
273 mm	392 bar	0,90	2,4 Gm3
323 mm	392 bar	0,90	3,1 Gm3

Considérons alors les systèmes de n conduites sous-marines C_1, C_2, \dots, C_n , de diamètres P_1, P_2, \dots, P_n , et limitons nous à :

$$2 \leq n \leq 5$$

On sait que :

- les diamètres P_1 et P_2 seront de 244 mm,
- le diamètre P_3 pourrait être de 244 mm ou 273 mm,
- les diamètres P_4 et P_5 pourraient être de 244 mm, 273 mm ou 323 mm.

On peut donc envisager les systèmes de conduites suivants, auxquels on a affecté, pour plus de clarté des numéros dont le premier chiffre correspond au nombre de conduites du système (dont une conduite de sécurité).

Système nominal	Nombre de conduites de diamètre			Nombre de conduites total	Débit nominal
	244 mm	273 mm	323 mm		
2	2			2	1,80
31	3			3	3,60
32	2	1		3	3,60
41	4			4	5,41
42	3	1		4	5,41
43	2	2		4	6,04
44	2	1	1	4	6,04
51	5			5	7,21
52	4	1		5	7,21
53	3	2		5	7,84
54	3	1	1	5	7,84
55	2	3		5	8,47
56	2	2	1	5	8,47
57	2	1	2	5	9,14

Le débit nominal indiqué dans la dernière colonne correspond au débit des canalisations strictement nécessaires au transport envisagé et alimentées par une station de compression donnée.

Il ne tient pas compte de la conduite de sécurité dont l'incidence sur le système permet seulement d'abaisser la pression de refoulement, la capacité d'aspiration de la compression restant inchangée, qu'elle travaille sous 392 bar ou sous une pression moindre. Nous avons admis que cette conduite de sécurité aurait un diamètre égal à celui de la conduite de service de plus grande section.

On voit immédiatement que certains systèmes sont à éliminer, comme inintéressants du point de vue financier : ce sont les systèmes qui présentent le même débit nominal que des systèmes comprenant des conduites de diamètre plus petits, donc moins coûteux.

On est donc conduit à ne pas considérer le système 32, plus coûteux que le système 31 mais assurant seulement le même débit.

De même, on écartera les systèmes 42, 44, 52, 54 et 56, plus coûteux que les systèmes 41, 43, 51, 53 et 55, qui ont les mêmes débits nominaux.

Les systèmes 32, 42, 44, 54, 52, 56 peuvent cependant être considérés comme des systèmes intermédiaires correspondant à un marché en évolution croissante et dont la situation définitive correspondra à un des systèmes 43, 53, etc.

Seuls ont donc été envisagés pour le calcul des coûts, les systèmes 2, 31, 41, 43, 51, 53, 55 et 57. On remarquera que ce sont les systèmes où le diamètre le plus élevé est représenté par au moins deux conduites.

Débit annuel en Gm3	Système de conduites sous-marines	Nombre de conduites sous-marines du système par diamètre		
		244 mm	273 mm	323 mm
1,8	2	2		
de 1,8 à 3,6	31	3		
de 3,6 à 5,4	41	4		
de 5,4 à 6,0	43	2	2	
de 6,0 à 7,2	51	5		
de 7,2 à 7,8	53	3	2	
de 8,0 à 8,4	55	2	3	
de 8,4 à 9,1	57	2	1	2

On voit que :

- tout débit inférieur ou égal à 1,80 Gm3 par an serait assuré au moyen du système 2,
- tout débit supérieur à 1,80 Gm3 par an et inférieur ou égal à 3,60 Gm3 par an serait assuré au moyen du système 31 etc.

Chaque système de conduite ne sera évidemment intéressant au point de vue des coûts que pour des débits proches du débit nominal. Il n'y aurait aucun intérêt à utiliser un système de conduite donné pour un débit par trop inférieur à ce débit nominal.

Toutefois, si l'on veut avoir une idée exacte de l'évolution du coût unitaire de transport par mètre cube quand varie la quantité totale annuelle transportée, il faut faire une première étude complète qui envisage tous les cas de débits annuels possibles.

Nous avons effectué le calcul pour chaque système avec deux hypothèses :

- une hypothèse haute, où le système est utilisé pour le débit nominal,
- une hypothèse basse, où le système est utilisé pour un débit correspondant au débit nominal du système précédent, augmenté de 0,2 Gm3 par an.

Entre ces deux valeurs, on pourra admettre que les coûts varient de façon linéaire, la même loi linéaire étant admise également entre l'hypothèse basse et le débit nominal du système précédent.

5. 1. 7. - ECHELONNEMENT DES DEBITS DANS LE TEMPS

Il nous faut tenir compte du fait que, dans la plupart des cas, le débit envisagé ne pourra être assuré qu'au bout de deux ou trois ans, lorsque seront posées toutes les conduites moins une (celle de sécurité).

Pour les années intermédiaires nous avons admis une croissance de débit compatible avec la capacité des conduites déjà posées.

Cette croissance fait l'objet du tableau suivant :

Débit final à assurer	Système final de conduites			Débit assuré en				Années suivantes	
	Gm3 par an	244	273	323	1974	1975	1976		1977
1,8	2				1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2,0	3				1,8	2,0	2,0	2,0	2,0
3,6	3				1,8	2,6	3,6	3,6	3,6
3,8	4				1,8	2,6	3,8	3,8	3,8
5,4	4				1,8	3,6	5,4	5,4	5,4
5,6	2	2			1,8	3,6	5,6	5,6	5,6
6,0	2	2			2,0	4,0	6,0	6,0	6,0
6,2	5				2,0	4,0	6,0	6,2	6,2
7,2	5				2,0	4,0	6,0	7,2	7,2
7,4	3	2			2,0	4,0	6,0	7,4	7,4
7,8	3	2			2,0	4,0	6,0	7,8	7,8
8,0	2	3			2,0	4,0	6,0	8,0	8,0
8,4	2	3			2,2	4,4	6,4	8,4	8,4
8,6	2	1	2		2,2	4,4	6,4	8,6	8,6
9,1	2	1	2		2,3	4,6	6,8	9,1	9,1

5. 1. 8. COUT DE FONCTIONNEMENT

Dans le poste "fonctionnement" nous n'avons fait figurer que le coût de l'entretien et du fonctionnement de la station de compression, énergie non comprise. Celle-ci est supposée fournie par du gaz naturel qui est compté à part : pour le gaz d'Hassi R'Mel (9,4 thermies par mètre cube), la consommation de la station de compression de Mostaganem sera d'environ 2,3 % du gaz effectivement transporté à Carthagène.

5. 2 CALCUL DU COUT DE TRANSPORT

5. 2. 1. HYPOTHESE DE CALCUL

Le calcul du coût de transport a été effectué pour chacune des hypothèses figurant dans le tableau précédent, pour les deux valeurs du taux : 8 % et 12 % et pour une durée de 15 ans.

Les hypothèses suivantes ont été admises :

- Durée de vie de la conduite sous-marine 15 ans
- Durée de la vie de la station de compression :
 - . Bâtiments 25 ans
 - . Equipements, machines 10 ans

On a donc pris en compte le renouvellement au bout de dix ans de l'équipement et des machines de la station de compression.

La somme des dépenses annuelles, actualisées, permet d'obtenir le coût total actualisé, que l'on a appelé coût total brut.

On a également calculé un coût total réduit, obtenu en retranchant du coût total brut, la valeur résiduelle actualisée des matériels au bout de quinze ans (cette valeur résiduelle est obtenue en supposant une diminution de valeur linéaire avec le temps ; ce qui est justifié par la valeur prudente de la durée de vie technique).

5. 2. 2. COUTS GLOBAUX BRUT ET REDUIT

Les calculs sont résumés dans les tableaux suivants :

Unité : 100 US \$

	1,8	2,0	2,6	3,6	3,8	5,4	5,6	6,0	6,2	7,2	7,4	7,8	8,0	8,4	8,6	9,1
Débit annuel en Gm3	1,8	2,0	2,6	3,6	3,8	5,4	5,6	6,0	6,2	7,2	7,4	7,8	8,0	8,4	8,6	9,1
Investissements canalisation	57,8	78,0	78,0	78,0	91,8	91,8	107,5	107,5	114,1	114,1	124,0	124,0	129,6	129,6	140,4	140,4
Investissements station de compression :																
- bâtiments	3,2	3,2	4,4	5,5	5,5	7,6	7,6	7,8	8,2	8,6	9,5	9,9	9,9	9,9	9,9	10,3
- équipements et machines	6,8	6,8	9,9	12,8	12,8	17,3	17,3	18,8	20,2	21,5	22,8	24,2	24,2	26,0	26,0	27,5
Total investissements	67,8	88,0	92,3	96,3	110,1	116,7	132,4	134,1	142,5	144,2	156,3	159,1	163,7	165,5	176,3	178,2
Fonctionnement total	3,7	3,5	4,5	7,2	6,9	10,6	10,2	11,2	11,1	13,2	12,8	13,5	13,5	14,9	14,6	15,0
Renouvellement compression	3,2	3,2	4,7	6,1	6,1	8,1	8,1	8,8	9,5	10,1	10,7	11,3	11,3	12,0	12,0	12,9
Coût total brut	74,7	94,7	101,5	109,6	123,1	135,4	150,7	154,1	163,1	167,5	179,8	182,9	188,5	192,4	202,9	206,1
Valeur résiduelle	1,5	1,9	2,6	3,3	4,3	5,5	5,8	6,2	7,6	8,0	9,0	8,4	9,5	9,8	10,5	10,9
Coût total réduit	73,2	92,8	98,9	106,3	118,8	129,9	144,9	147,9	155,5	159,5	170,8	174,5	179,0	182,6	192,4	195,2

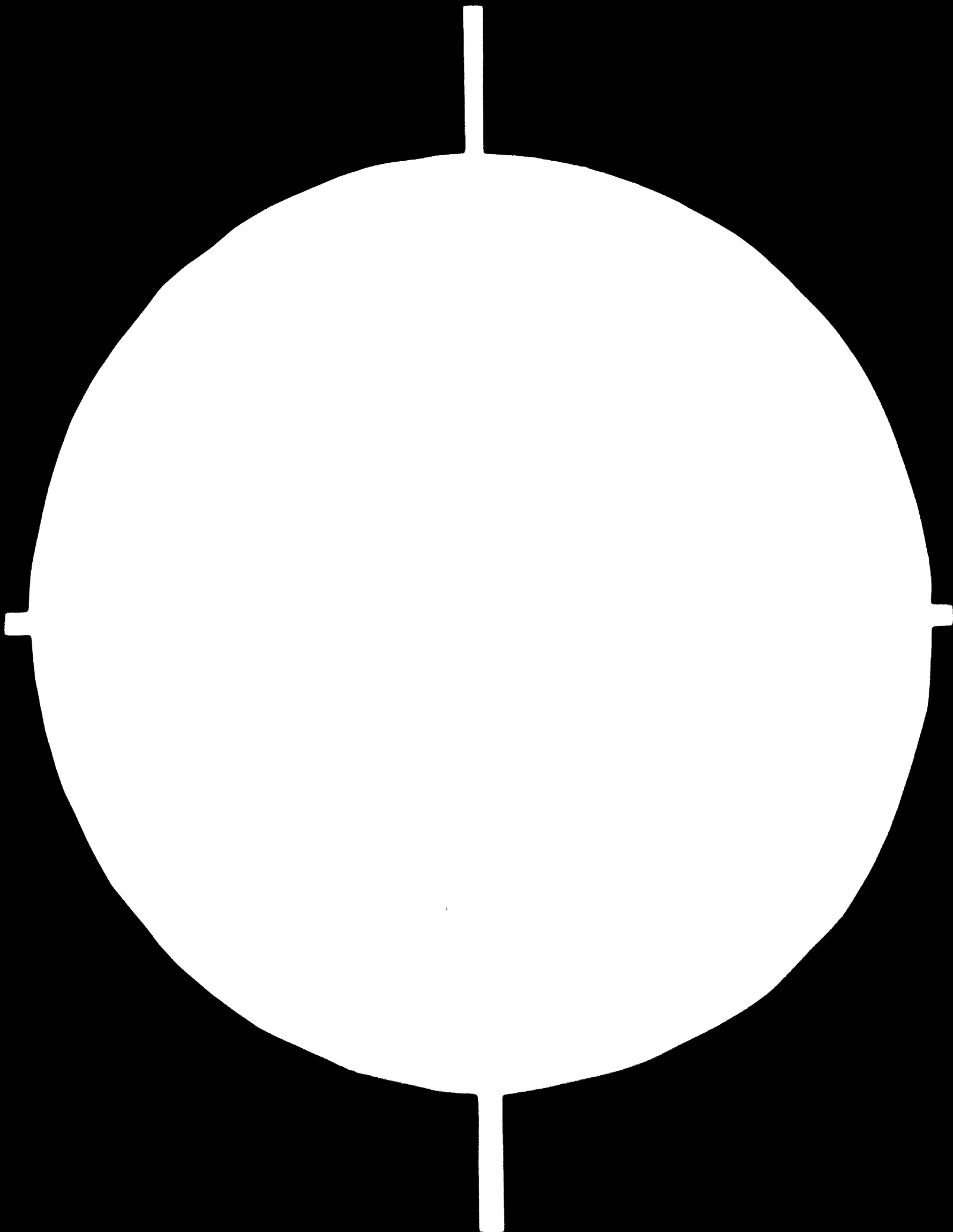
C-582



84.12.12

AD.86.07

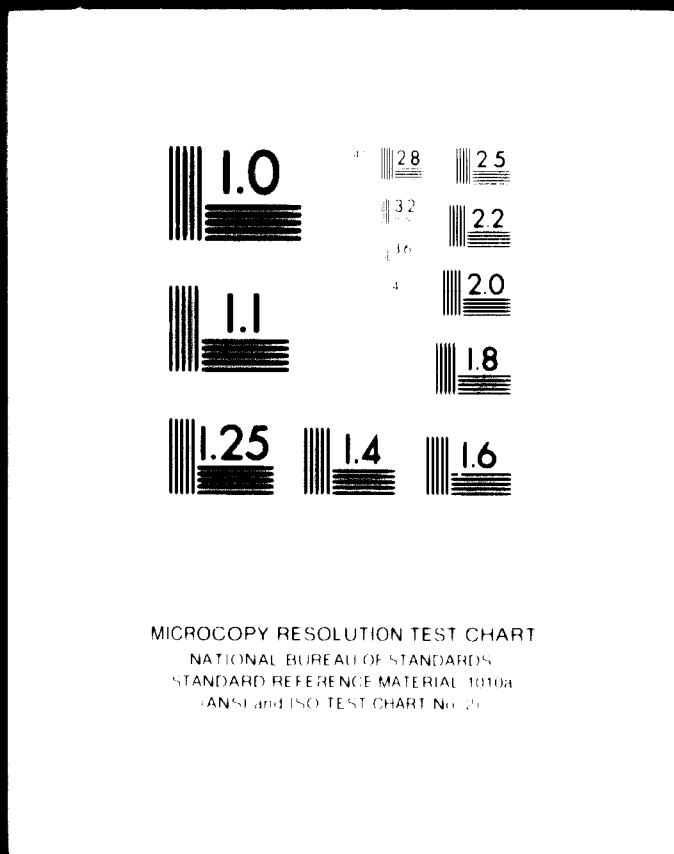
ILL5.5+10



7

OF

9



24 x F

Unité : 10⁶ US \$

	1,8	2,0	2,6	3,6	3,8	5,4	5,6	6,0	6,2	7,2	7,4	7,8	8,0	8,4	8,6	9,1
Débit annuel en Gm3	1,8	2,0	2,6	3,6	3,8	5,4	5,6	6,0	6,2	7,2	7,4	7,8	8,0	8,4	8,6	9,1
Taux 12%																
Investissements canalisations	62,8	82,6	82,6	82,6	100,4	100,4	110,7	110,7	116,2	116,2	125,4	125,4	130,9	130,9	141,3	141,3
Investissements station de compression :																
- bâtiments	3,3	3,3	4,5	5,6	5,6	7,7	7,7	8,0	8,4	8,8	9,6	10,1	10,1	10,1	10,1	10,5
- équipements et machines	6,9	6,9	10,1	12,9	12,9	17,1	17,1	18,5	19,8	21,0	22,2	23,4	23,4	25,2	25,2	26,7
<u>Total investissements</u>	73,0	92,8	97,2	101,1	118,9	125,2	135,5	137,2	144,4	146,0	157,2	158,9	164,4	166,2	176,6	178,5
Fonctionnement total	3,0	2,8	3,6	5,7	5,4	8,4	8,1	8,9	8,8	10,4	10,1	10,6	10,6	11,8	11,5	11,8
Renouvellement compression	2,3	2,3	3,4	4,3	4,3	5,7	5,7	6,1	6,6	7,2	7,5	7,7	7,7	8,3	8,3	10,7
<u>Coût total brut</u>	78,3	97,9	104,2	111,1	128,6	139,3	149,3	152,2	159,8	163,6	174,8	177,2	182,7	186,3	196,4	201,0
Valeur résiduelle	0,9	1,1	1,5	2,0	2,5	3,1	3,4	3,6	4,4	4,6	5,2	5,4	5,4	5,6	6,0	6,2
<u>Coût total réduit</u>	77,4	96,8	102,7	109,1	126,1	136,2	145,9	148,6	155,4	159,0	169,6	171,8	177,3	180,7	190,4	194,8

5. 2. 3. - COUTS UNITAIRES DE TRANSPORT

Si l'on divise le coût total précédent par la quantité totale de gaz actualisé (sur quinze années) on obtient pour chaque valeur de débit annuel le coût unitaire moyen (brut et réduit) par mètre cube de gaz. Le calcul figure dans le tableau suivant, pour les deux taux de 8 % et 12 %.

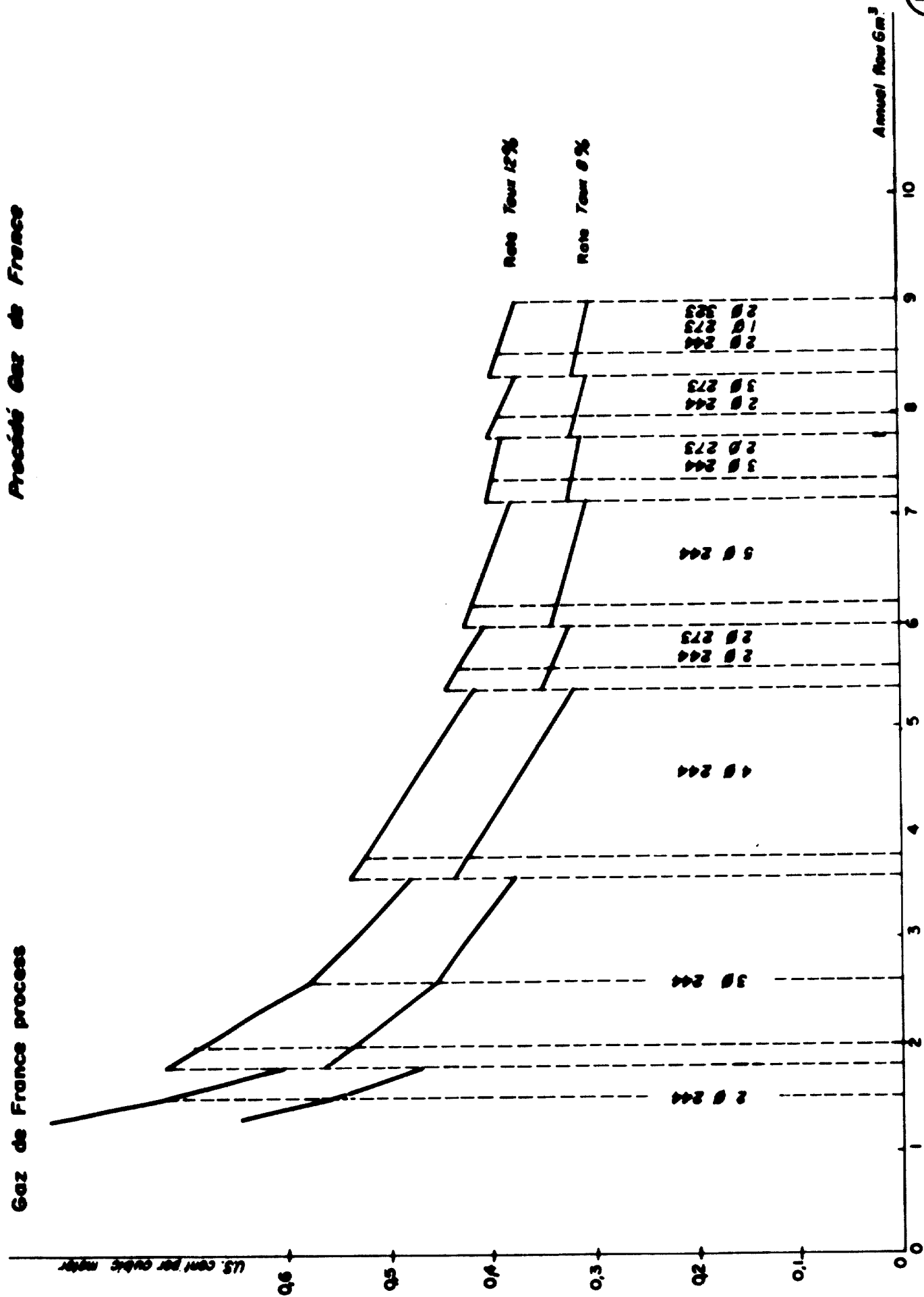
Débit annuel Gm ³	Taux 8%			Taux 12%		
	Gaz transporté actualisé en Gm ³	Coût brut en US cent/ m ³	Coût réduit en US cent/ m ³	Gaz transporté actualisé en Gm ³	Coût brut en US cent/ m ³	Coût réduit en US cent/ m ³
1,8	16,01	0,467	0,457	12,97	0,604	0,596
2,0	17,59	0,538	0,527	14,22	0,689	0,682
2,6	22,38	0,453	0,442	17,97	0,580	0,572
3,6	29,3	0,375	0,363	23,4	0,476	0,467
3,8	30,7	0,402	0,388	24,5	0,525	0,515
5,4	42,9	0,316	0,303	33,9	0,412	0,402
5,6	44,4	0,340	0,326	35,0	0,427	0,417
6,0	47,7	0,323	0,311	37,8	0,403	0,394
6,2	48,9	0,333	0,318	38,7	0,413	0,402
7,2	54,9	0,305	0,290	43,4	0,377	0,366
7,4	56,4	0,319	0,303	44,3	0,394	0,383
7,8	58,8	0,311	0,299	46,1	0,385	0,373
8,0	60,1	0,314	0,298	47,1	0,388	0,377
8,4	63,6	0,303	0,288	49,8	0,373	0,363
8,6	64,8	0,313	0,297	50,8	0,387	0,375
9,1	68,3	0,301	0,286	53,6	0,375	0,364

**COST OF CROSSING THE MEDITERRANEAN SEA
ON THE MOSTAGANEM-CARTHAGENA ALIGNMENT**

**COÛT DE LA TRAVERSEE A L'ITINERAIRE
MOSTAGANEM - CARTHAGENE**

Gaz de France process

Procedé Gaz de France



5. 2. 4. CONCLUSIONS

On a porté sur des graphiques l'évolution des coûts unitaires en fonction du débit annuel (voir graphique 29). Seuls ont été figurés les coûts unitaires bruts, les plus importants.

La lecture de ces graphiques montre immédiatement que certains débits annuels sont défavorables, car pour ces débits, les coûts par mètre cube sont supérieurs aux coûts obtenus pour des débits plus faibles. Il s'agit évidemment des débits correspondant aux hypothèses basses de chaque système de conduite, c'est-à-dire des débits d'une valeur peu supérieure à celle du débit nominal des systèmes précédents.

On voit donc qu'il y a des zones de débit "favorables" telles que dans l'ensemble de ces zones le coût par mètre cube décroît avec le débit. Il s'agit des zones de débit suivantes :

1,8 Gm3 par an

2,6 à 3,6 Gm3 par an

4,4 à 5,4 Gm3 par an

6 Gm3 par an et au-dessus.

En dehors de ces zones de débit, le transport de gaz peut être effectué par canalisation entre Mostaganem et Carthagène, mais à des conditions nettement moins économiques.

Les graphiques montrent que pour les débits supérieurs à 7 milliards de mètres cubes par an, le coût par mètre cube est pratiquement constant. Dans les calculs de comparaison, nous avons admis que pour des débits égaux ou supérieurs à 7 milliards de mètres cubes de gaz par an, le coût de transport était constant et égal à 0,31 cent par mètre cube (taux de 8 %) et 0,38 cent par mètre cube (taux de 12 %).

**6 - INVESTISSEMENTS ET COÛTS DE TRANSPORT SUR LE TRACE CAP BON
ET MARSALA (DETROIT DE SICILE)**

6. 1. - INVESTISSEMENTS ET FONCTIONNEMENT

6. 1. 1. - COÛTS D'INVESTISSEMENTS ET DE FONCTIONNEMENT

Le coût d'investissement des conduites Gaz de France au détroit de Sicile est analysé dans le tableau ci-dessous, (hors taxes, intérêts intercalaires non compris).

**CONSTRUCTION DE CANALISATIONS SOUS MARINES
GAZ DE FRANCE ENTRE LE CAP BON ET MARSALA
COUT D'INVESTISSEMENT**

Unité : 1 000 000 dollars

Ouvrage	1ère conduite 273 mm	2ème conduite 273 mm	3ème conduite 323 mm
Chantier terrestre	3,8	0,2	0,2
Navire d'aboutage	2,0	0,3	0,3
Achat de tubes d'acier	3,0	3,0	3,8
Allégements, revêtements et divers sur conduites	5,1	5,1	6,0
Pose en mer	2,2	2,2	2,2
Redevances et brevets, études	1,7	0,7	0,7
Frais généraux, assurance, engineering, imprévus	3,2	3,0	3,6
TOTAL	21,0	14,5	16,8

A ces coûts, il convient d'ajouter environ 4 000 000 de dollars pour la pose dans le détroit de Messine d'une conduite sous-marine capable d'assurer le transport de 4 à 6 Gm³ par an.

De même que sur Mostaganem-Carthagène, le coût de la seconde conduite est moins élevé que celui de la première, qui supporte les frais importants de construction du chantier terrestre et du navire d'aboutage.

Aux coûts d'investissements ci-dessus, il convient d'ajouter :

- le coût d'investissement de la station de compression qui devrait être construite sur la côte Tunisienne près du Cap Bon,
- les coûts de fonctionnement d'entretien de la conduite et de la station de compression, ces derniers dépendant évidemment du débit de gaz transporté.

6. 1. 2. ECHEANCIER DE POSE DES CANALISATIONS SOUS MARINES

Les études de détail océanographiques et technologiques pour la pose d'une canalisation Gaz de France dans le Déroit de Sicile étant moins poussées que sur l'itinéraire Mostaganem-Carthagène, un délai de quatre ans à partir de la première décision est nécessaire pour la construction de la première conduite. Cette première conduite ne pourrait donc être posée que durant l'été 1972.

De même que pour l'itinéraire Mostaganem-Carthagène, la deuxième conduite ne serait posée que deux ans après. Cependant, la distance et la profondeur étant plus faibles, il serait possible de construire deux conduites par an entre le Cap Bon et Marsala.

La canalisation dans le Déroit de Messine pourrait être posée en deux ou trois ans et donc en temps voulu.

6. 1. 3. ECHEANCIER DE POSE DES CANALISATIONS TERRESTRES

Les canalisations terrestres nécessaires pour atteindre Milan (le premier centre de livraison potentielle important) présentent les longueurs suivantes :

Hassi R' Mel - Cap Bon	920 km
Marsala - Messine	300 km
Villa San Giovanni (Messine) Milan	1 140 km

Les distances terrestres sont donc très grandes et il ne faudrait pas moins de trois ans pour construire ces canalisations terrestres.

La construction de ces canalisations commencerait après la fin de la pose de la première conduite sous-marine Cap Bon - Marsala, c'est-à-dire fin 1972.

Il en résulte que la première livraison de gaz dans la région de Milan par l'itinéraire du Détroit de Sicile ne pourrait avoir lieu que fin 1975, (alors que l'itinéraire Mostaganem - Carthagène permettrait de livrer du gaz dans la région d'Avignon fin 1973, c'est-à-dire deux ans plus tôt).

6. 1. 4. - DIAMETRE DES CONDUITES ET CHOIX DES SYSTEMES DE CONDUITES

On a vu que le diamètre prévu est de 273 mm pour les deux premières conduites, et que ce diamètre pourra être porté à 323 mm à partir de la 3ème conduite.

Les débits possibles sont de 1,15 Gm³ par an pour la conduite de 273 mm, et de 1,76 Gm³ par an pour la conduite de 323 mm.

En suivant le même raisonnement que pour l'itinéraire Mostaganem-Carthagène, on trouve que les systèmes de conduite à retenir sont les suivants (1) :

Canalisations Gaz de France entre le Cap Bon et Marsala			
Nombre de canalisations de diamètre		Nombre de canalisations total	Débit nominal Gm ³ /an
273 mm	323 mm		
2		2	1,15
3		3	2,3
4		4	3,45
2	2	4	4,0
5		5	4,6
3	2	5	5,2
2	3	5	5,8
4	2	6	6,3
3	3	6	6,9
2	4	6	7,5

(1) Comme sur Mostaganem-Carthagène, la sécurité de l'approvisionnement est assurée par une conduite sous-marine supplémentaire ; pour simplifier nous n'avons pas tenu compte de la possibilité de remplacer cette conduite supplémentaire par un réservoir souterrain dans la région de Pescara ou de Foggia.

Chaque système a encore été envisagé dans deux hypothèses de débit ; une hypothèse haute où le système assure un débit égal à son débit nominal, et une hypothèse basse où le système assure un débit égal au débit du système précédent, augmenté de 0,2 Gm³ par an.

6. 1. 5. - ECHELONNEMENT DES DEBITS DANS LE TEMPS

On a admis pour les premières années des valeurs de débit compatibles avec les conduites qui seront déjà en place, en tenant compte du fait qu'à partir de la deuxième conduite, il sera possible d'installer deux conduites par an.

La croissance des débits adoptés est indiquée dans le tableau suivant (1) :

Débit final à assurer (Gm ³ par an)	Système final de conduite		Débit assuré en				Années suivantes
	273 mm	323 mm	1976	1977	1978	1979	
1,15	2		1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
2,3	3		1,3	2,3	2,3	2,3	2,3
3,4	4		1,4	3,0	3,4	3,4	3,4
4,0	2	2	1,5	3,0	4,0	4,0	4,0
4,6	5		1,6	3,2	4,6	4,6	4,6
5,2	3	2	1,7	3,3	4,9	5,2	5,2
5,8	2	3	1,7	3,5	5,2	5,8	5,8
6,3	4	2	1,8	3,6	5,4	6,3	6,3
6,9	3	3	1,9	3,8	5,7	6,9	6,9
7,5	2	4	2,0	4,0	6,0	7,5	7,5

(1) Pour alléger, nous n'avons pas indiqué les échelonnements correspondants aux " hypothèses basses " ; ils sont intermédiaires entre les valeurs indiquées ci dessus.

6. 2. - CALCUL DU COUT DE TRANSPORT

6. 2. 1. - HYPOTHESE DE CALCUL

Le calcul financier a été effectué pour chaque système de conduites, pour les deux hypothèses basse et haute, et pour les deux valeurs du taux d'actualisation : 8 % et 12 %.

On a admis les hypothèses suivantes :

- durée d'amortissement financier 15 ans
- durée de vie de la conduite sous-marine 15 ans
- durée de vie de la station de compression :
 - bâtiments 25 ans
 - équipements , machines 10 ans

On a donc pris en compte le renouvellement au bout de 10 ans de l'équipement et des machines de la station de compression .

Dans le poste "fonctionnement" ne figure que le coût de l'entretien et du fonctionnement de la station de compression, énergie non comprise. Celle-ci est supposée fournie par du gaz naturel qui est compté à part. Pour le gaz de Hassi R' Mel (9,4 thermies par mètre cube) la consommation de la station de compression du Cap Bon sera d'environ 1,7 % du gaz effectivement transporté à Marsala.

6. 2. 2. - COUT GLOBAUX BRUTS ET REDUITS

On a ainsi calculé le coût total actualisé, appelé coût total brut, et le coût total réduit obtenu en retranchant du coût total brut la valeur résiduelle de la station de compression.

Les calculs sont résumés dans les tableaux suivants :

Unité : 106 US \$

Débit annuel en Gm3	1,15	1,35	2,3	2,5	3,45	3,65	4,0	4,2	4,6	4,8	5,2	5,4	5,8	6,0	6,3	6,5	6,9	7,1	7,5
Taux 8%																			
Investissements canalisation	42,5	56,6	56,6	65,6	65,6	74,5	74,5	83,3	83,3	89,4	89,4	91,6	91,6	99,8	99,8	101,9	101,9	104,1	104,1
Investissement station de compression :																			
bâtiments	2,5	2,5	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	4,3	4,3	4,3	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	5,3	5,3	5,3	6,4
équipements et machines	1,7	1,7	3,3	3,3	6,6	6,6	6,6	8,2	8,2	8,2	9,5	9,5	9,5	9,6	11,0	11,1	12,5	12,7	12,7
<u>Total investissements</u>	46,7	60,8	63,7	72,7	76,0	84,9	84,9	94,2	95,8	101,9	103,6	105,8	105,8	114,1	116,1	118,3	119,7	122,1	123,2
Fonctionnement total	2,4	2,4	3,2	3,2	5,6	5,4	6,1	6,3	6,8	6,9	7,2	7,3	7,6	7,9	8,1	8,1	8,8	8,9	9,4
Renouvellement compression	0,7	0,7	1,4	1,4	3,1	3,1	3,1	3,1	3,9	3,9	4,5	4,5	4,5	4,5	5,2	5,3	5,9	6,0	6,0
Cout total brut	49,8	63,9	68,3	77,3	84,7	93,4	94,1	103,6	106,5	112,7	115,3	117,6	117,9	126,5	129,4	131,7	134,4	137,0	138,6
Valeur résiduelle	0,5	0,8	1,2	1,8	2,4	2,5	2,5	3,1	3,5	3,8	3,2	3,6	3,6	4,1	4,5	4,5	4,8	4,9	5,0
Cout total réduit	49,3	63,1	67,1	75,5	82,3	90,9	91,6	100,5	103,0	108,9	112,1	114,0	114,3	122,4	124,9	127,2	129,6	132,1	133,6

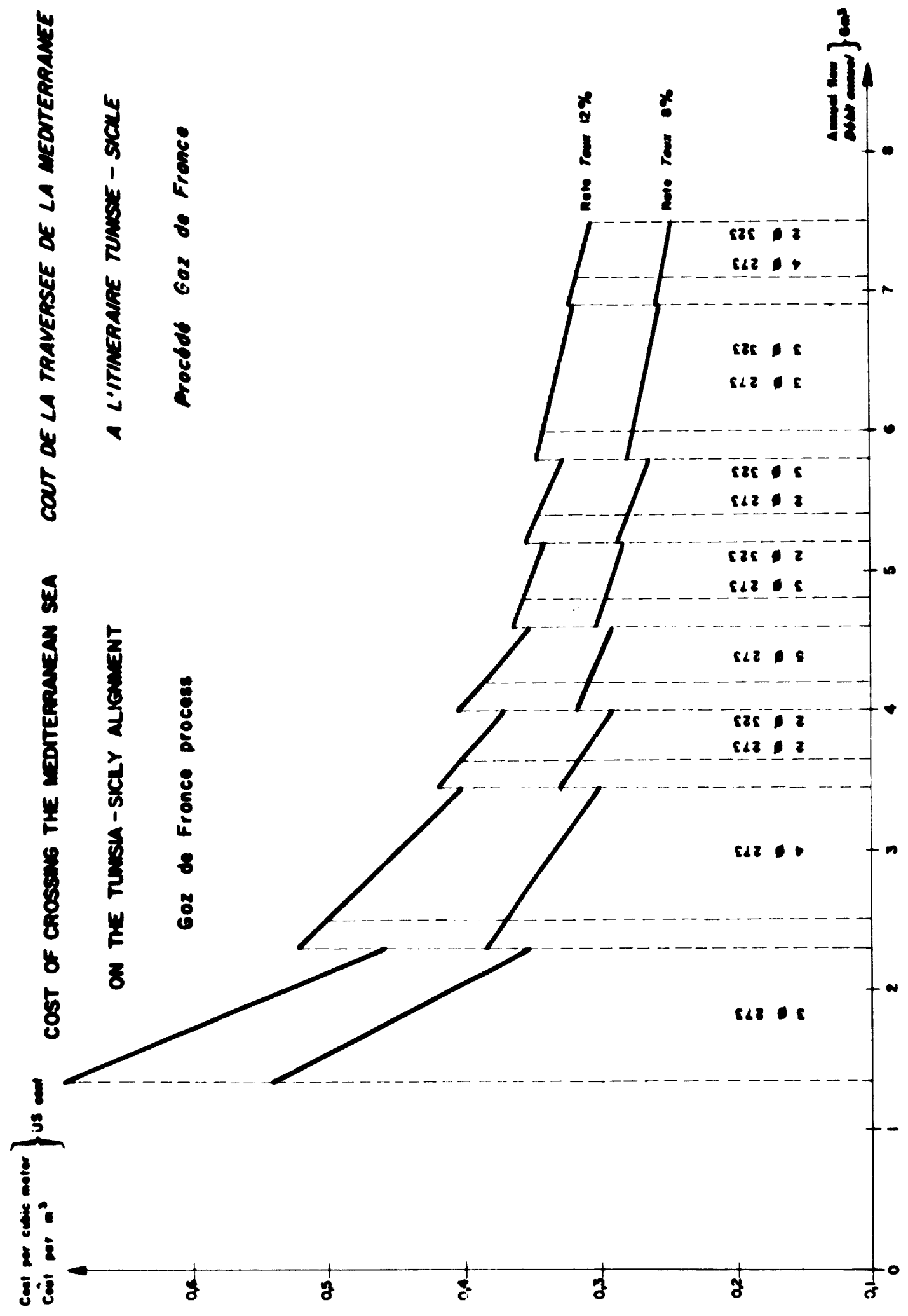
Unité : 10⁶ US \$

Débit annuel en Gm3	1,15	1,35	2,3	2,5	3,45	3,65	4,0	4,2	4,6	4,8	5,2	5,4	5,8	6,0	6,3	6,5	6,9	7,1	7,5	
Year 12%																				
Investissements canalisation	46,3	60,1	60,1	73,2	73,2	77,4	77,4	85,5	85,5	89,5	89,5	91,7	91,7	101,1	101,1	103,1	103,1	105,3	105,3	
Investissements station de compression :																				
- bâtiments	2,6	2,6	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	4,4	4,4	4,4	4,8	4,8	4,8	4,8	5,4	5,4	5,4	5,4	6,5	
- équipement et machines	1,8	1,8	3,3	3,3	6,6	6,6	6,6	8,2	8,2	9,4	9,4	9,4	9,4	9,5	10,9	10,9	12,3	12,4	12,4	
<u>Total investissements</u>	50,7	64,5	67,3	80,4	83,7	87,9	87,9	96,5	96,5	102,1	103,7	105,9	105,9	115,4	117,4	119,4	120,8	123,1	124,2	
Fonctionnement total	1,9	1,9	2,9	2,6	4,5	4,3	4,8	5,0	5,4	5,4	5,8	5,9	6,0	6,3	6,5	6,5	7,0	7,1	7,4	
Renouvellement compression	0,5	0,5	1,0	1,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,9	2,9	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,7	4,1	4,2	4,2	
<u>Coût total brut</u>	53,1	66,9	71,2	84,0	90,4	94,4	94,9	103,7	106,4	110,4	112,8	115,1	115,2	124,9	127,6	129,6	131,9	134,4	135,8	
Valeur résiduelle	0,3	0,4	0,7	1,0	1,1	1,4	1,4	1,7	1,9	2,0	1,8	2,0	2,0	2,3	2,5	2,5	2,7	2,7	2,8	
<u>Coût total réduit</u>	52,8	66,5	70,5	83,0	89,3	93,0	93,5	102,0	104,5	108,4	111,0	113,1	113,2	122,6	125,1	127,1	129,2	131,7	133,0	

COST OF CROSSING THE MEDITERRANEAN SEA COUT DE LA TRAVERSEE DE LA MEDITERRANEE
ON THE TUNISIA - SICILY ALIGNMENT A L'ITINERAIRE TUNISIE - SICILE

Procédé Gaz de France

Gaz de France process



Cost per cubic meter } US cent
 Côté par m³ }

Annual flow } 10¹⁰ m³/year }

6. 2. 3. COUT UNITAIRE DE TRANSPORT

Si l'on divise le coût total précédent par la quantité totale de gaz actualisé sur quinze ans, on obtient pour chaque valeur de débit annuel le coût unitaire moyen (brut et réduit, par mètre cube de gaz).

Le calcul figure dans le tableau suivant, pour les deux taux 8% et 12%.

Débit annuel Gm ³	Taux 8 %			Taux 12 %		
	Gaz transporté actualisé Gm ³	Coût unitaire brut US cent/m ³	Coût unitaire réduit US cent/m ³	Gaz transporté actualisé Gm ³	Coût unitaire brut US cent/m ³	Coût unitaire réduit US cent/m ³
1,15	10,2	0,489	0,484	8,3	0,640	0,636
1,35	11,8	0,542	0,535	9,6	0,696	0,693
2,3	19,4	0,352	0,345	15,6	0,457	0,452
2,5	21,0	0,369	0,360	16,8	0,502	0,495
3,45	28,3	0,299	0,291	22,4	0,403	0,398
3,65	29,7	0,316	0,307	23,6	0,400	0,394
4,0	32,2	0,289	0,281	25,6	0,371	0,365
4,2	33,7	0,308	0,299	26,9	0,386	0,380
4,6	36,8	0,289	0,280	29,1	0,366	0,360
4,8	38,2	0,295	0,285	31,2	0,355	0,348
5,2	40,9	0,282	0,274	33,3	0,339	0,334
5,4	42,4	0,272	0,269	33,6	0,343	0,337
5,8	45,0	0,263	0,254	35,5	0,324	0,319
6,0	46,6	0,278	0,263	36,7	0,341	0,334
6,3	48,5	0,267	0,258	38,1	0,335	0,329
6,5	50,2	0,263	0,254	39,7	0,327	0,320
6,9	52,7	0,256	0,247	41,7	0,317	0,311
7,1	54,4	0,252	0,243	42,8	0,315	0,308
7,5	57,0	0,244	0,235	44,7	0,304	0,298

6. 2. 4. - CONCLUSION

De même que pour l'itinéraire Mostaganem-Carthagène, il y aura intérêt à utiliser un système de conduite pour un débit aussi proche que possible de son débit nominal. La lecture des résultats précédents montre en outre que le système (4 conduites 273 + 2 conduites 323) envisagé pour des débits allant de 6,0 à 6,3 Gm³/an est franchement défavorable et doit être écarté au profit du système suivant (3 conduites 273 + 3 conduites 323) qui devra être utilisé par des débits annuels de 6,0 à 6,9 Gm³.

On constate que d'une façon générale le coût des travaux est moins élevé au Déroit de Sicile qu'entre Mostaganem et Carthagène : pour un même débit annuel, la différence est de 15 % environ.

Mais une comparaison valable entre ces deux itinéraires maritimes ne peut être faite qu'en tenant compte des différences qu'ils entraînent dans les tracés terrestres. Nous reprendrons donc ce sujet plus loin après avoir traité des canalisations terrestres.

Auparavant nous examinerons le troisième procédé de traversée sous-marine, le procédé Segans de conduite retenue.

D PROCÉDE SEGANS DE CONDUITE RETENUE

Les deux procédés que l'on vient d'étudier, le procédé SEGANS-COLLINS et le procédé GAZ DE FRANCE, s'apparentent aux méthodes classiques de pose de conduites sous-marines : le procédé SEGANS-COLLINS est le perfectionnement du procédé par traction, et l'on peut dire que le procédé GAZ DE FRANCE s'apparente à la fois au procédé de pose par barge et au procédé de pose par flottaison et immersion.

Ces deux procédés ne sont pas exempts d'inconvénients, dont les principaux sont les suivants :

- pour le procédé de traction SEGANS-COLLINS, l'existence d'importantes forces de frottement longitudinal lors de la pose ;
- pour le procédé GAZ DE FRANCE, la limitation du diamètre et l'augmentation de l'épaisseur.

En outre, ces deux procédés nécessitent des fonds présentant une topographie relativement régulière.

Consciente de ces faits, la Société SEGANS a orienté ses recherches vers un procédé de pose des canalisations sous-marines ne présentant pas les inconvénients énumérés ci-dessus. Ces inconvénients ayant pour origine, soit le fond, soit la profondeur, la SEGANS s'est orientée vers la mise au point d'un procédé conçu par Eugène FREYSSINET, procédé où la canalisation une fois en place resterait entre le fond et la surface et plutôt plus près de celle-ci.

Le procédé SEGANS de "conduite retenue" a ainsi été mis au point par la Société SEGANS en collaboration avec la Société Française CAMPENON BERNARD, propriétaire des brevets FREYSSINET.

Ce procédé de "conduite retenue" est un procédé révolutionnaire qui ne s'apparente pas aux procédés classiques de pose de conduite sous-marine, excepté peut-être par le mode d'amenée des tronçons, semblable à celui de la méthode par flottaison et immersion.

Le procédé de conduite retenue a été plus spécialement étudié pour la pose d'une canalisation sous-marine sur l'itinéraire Mostaganem-Carthagène où la profondeur est importante. Des études ont également été effectuées sur l'itinéraire du Détroit de Sicile. On décrira d'abord le procédé de conduite retenue SEGANS dans sa généralité, car ce procédé ne dépend que peu de l'itinéraire, comme on le verra par la suite. On décrira ensuite l'application de ce procédé aux itinéraires Mostaganem-Carthagène et Détroit de Sicile.

1. DESCRIPTION GENERALE DU PROCÉDE

1. 1. - CONSTITUTION DE LA CONDUITE

Une fois mise en place selon le procédé SEGANS, la canalisation et ses accessoires se présentent de la façon suivante (voir figure 31).

La conduite elle-même, de diamètre important (\varnothing 620 à 1 000 mm selon le cas) est constituée, soit d'acier spécial (\varnothing 620) soit de béton pré-étreint sur tube d'acier, économique aux grands diamètres (\varnothing 700 à 1 000). L'épaisseur est sensiblement réduite ($e = 16$ mm pour une conduite de \varnothing 620 mm). La conduite a donc naturellement tendance à flotter. Elle est retenue vers le bas, d'où son nom de conduite retenue, par un système de câbles et suspentes dénommé canevas, ancré à des corps morts reposant au fond.

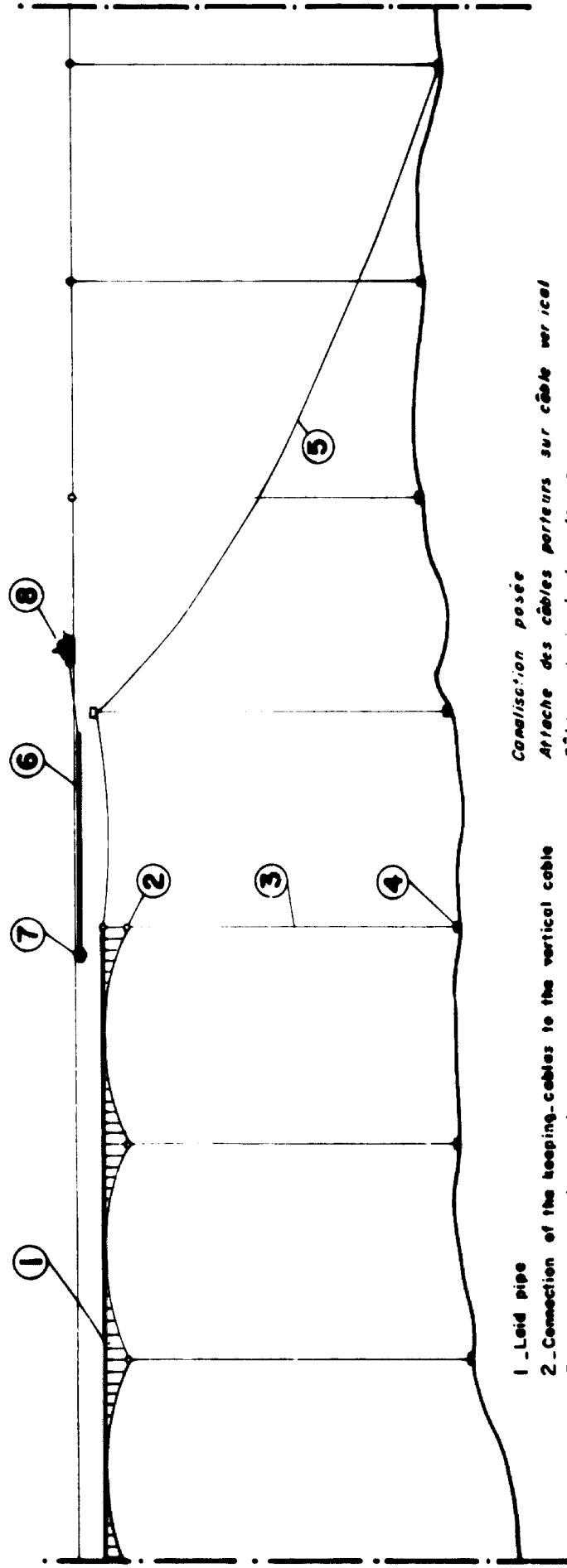
Le canevas est composé :

- de câbles principaux de retenue, qui sont des câbles verticaux attachés aux corps morts,
- de câbles porteurs ayant la forme d'une parabole à axe vertical, concavité tournée vers le bas. Ces câbles porteurs sont attachés aux câbles de retenue,
- de suspentes reliant la conduite aux câbles porteurs, et qui permettent à la conduite d'avoir une forme horizontale, sans courbure,
- de câbles de culée enfin, donnant à la conduite la tension longitudinale nécessaire.

La conduite sollicitée par deux forces de sens opposé, l'une vers le bas, l'autre vers le haut, reste ainsi entre deux eaux à une profondeur que les constructeurs peuvent faire varier de 20 m à 300 m. Signalons à ce sujet que la SEGANS a mis au point un dispositif de télécommande qui pourrait permettre de faire monter et descendre la conduite en cas de besoin.

Les câbles et suspentes sont constitués, soit en acier, soit de fibres synthétiques mises au point par la SEGANS. La distance entre câbles verticaux est de 1 600 m.

LAYING THE "CAPTIVE PIPE LINE" - POSE DE LA "CONDUITE RETENUE"



- 1 - Leid pipe
- 2 - Connection of the keeping-cables to the vertical cable
- 3 - Principal cable (vertical)
- 4 - Anchor - block
- 5 - Abutment cable
- 6 - Mast span brought by floating
- 7 - Submarine jointing - box
- 8 - Tugboat

- Canalisation posée
- Attache des câbles porteurs sur câble vertical
- Câble principal de retenue
- Massif d'ancrage
- Câble de culée
- Neuvaine travée emmenée par flottage
- Chambre sous-marine de jonctionnement
- Remorqueur

1. 2. CONSTRUCTION ET POSE DE LA CONDUITE

La pose de la conduite comporte les stades successifs suivants :

- construction à terre des tronçons de conduite,
- lancement et équipement des tronçons de conduite,
- construction de la ligne de pose,
- mise en place des blocs d'ancrage,
- accrochage des arches sur la ligne de pose,
- accrochage des arches sur les câbles verticaux,
- raccordement entre les arches,
- immersion à la côte définitive.

1. 2. 1. CONSTRUCTION A TERRE DES TRONÇONS DE CONDUITE

Cette construction se fait suivant les méthodes classiques d'assemblage de tronçons de conduite sur un chantier terrestre. A chaque extrémité, les tronçons de conduite portent :

- . des bouchons obturateurs,
- . des pièces du positionnement du dispositif sous-marin de raccordement,
- . la pièce d'attache correspondant au câble porteur.

Chaque tronçon est muni à terre :

- . d'une pièce de fixation pour suspente, tous les 50 m,
- . de ses deux câbles porteurs qui sont disposés soigneusement sur la longueur et fixés par des attaches faciles à couper (câbles de nylon),
- . des suspentes les plus courtes (jusqu'à 50 m de longueur environ) qui sont lovées sur la conduite dans des conditions devant permettre par la suite leur déroulement correct.

Ces suspentes sont reliées, d'une part à la conduite sur les pièces d'attache prévues à cet effet, d'autre part aux câbles porteurs, par des dispositifs de fixation analogues à ceux que l'on trouve sur les ponts suspendus.

1. 2. 2. - LANCEMENT DES TRONÇONS DE CONDUITE

Le lancement des tronçons de conduite se fait sans difficulté si les courants au voisinage de la plage de lancement ne dépassent pas 1,5 à 2 noeuds. Il est toutefois souhaitable d'aménager vers l'intérieur de la plage un canal d'entrée de 50 à 100 m de longueur, au fond duquel il est aisé de récupérer au fur et à mesure du lancement, les lorrys de support de la conduite.

Pour éviter tout déraillement pendant le lancement des conduites, on construit au voisinage de l'entrée dans l'eau un point fixe, constitué en général, par un dispositif à diabolos de roulement. La présence de câbles et de pièces d'attache sur la conduite retenue, rend nécessaire la construction de deux dispositifs pouvant s'ouvrir : Lorsqu'un point particulier sur la conduite apparaît, un des dispositifs est ouvert, le point fixe est assuré par l'autre. De tels dispositifs ont été conçus et essayés avec succès par la SEGANS.

La conduite munie de ses auxiliaires (attaches, câbles) flotte et sa flottabilité est d'environ 70 kg par mètre. Pour faciliter certaines manoeuvres ultérieures, on peut alourdir la conduite de façon que sa flottabilité ne soit plus que de 5 kg par mètre. Cet alourdissement peut être exécuté facilement au moyen de lests de béton accrochés avec des câbles en nylon tous les 12 m.

Les opérations de lancement de ce type ont été effectuées aisément en 2 h pour des tronçons de conduite de 800 m.

1. 2. 3. - EQUIPEMENT DES TRONÇONS DE CONDUITE

Le tronçon de conduite, que l'on appelle également arche ou travée, est envoyé en mer et stocké entre deux coffres sur un fond de 50 m. On effectue alors un pré-déploiement des câbles porteurs qu'on laisse pendre d'une vingtaine de mètres sur la conduite, et un pré-déploiement des suspentes courtes. Les suspentes longues sont livrées enroulées sur des tourets à frein manuel que l'on fixe sur des colliers aux emplacements convenables de la conduite. Ces tourets sont nécessaires pour obtenir un déroulement contrôlé. L'extrémité des suspentes longues est fixée aux câbles porteurs.

Si la conduite a été munie de lests auxiliaires réduisant sa flottabilité à 5 kg par m, il est facile de l'immerger sur les fonds de 40 à 50 m où ont lieu les opérations d'équipement, en utilisant quelques flotteurs ballastables que l'on remplit d'eau. Une chasse à l'air comprimé permet alors de faire remonter la conduite à la surface.

1. 2. 4. CONSTRUCTION EN MER D'UNE LIGNE DE POSE

La ligne de pose est un échafaudage de câbles portant les pièces d'attache destinées à permettre la fixation des extrémités de chaque arche. La construction de cette ligne de pose est faite de la manière suivante :

- un navire dépose en mer une ligne de câble entre un premier ancrage et la terre (début du travail) ou entre un second ancrage et le premier ancrage en service. Cette ligne de câble est soutenue par des flotteurs;
- le navire de pose vient ensuite effectuer la mise en tension de la ligne à la valeur nécessaire pour assurer la mise en tension longitudinale de l'ouvrage.

1. 2. 5. MISE EN PLACE DES BLOCS D'ANCRAGE

Les blocs d'ancrage sont des massifs en béton solidement armé, dans lequel est mis en place un dé métallique, relié au réseau d'armatures recevant la pièce d'attache du câble vertical. L'embase métallique du bloc d'ancrage doit avoir une forme adaptée à la pente moyenne du terrain, ceci surtout sur la partie reliant le plateau à la plaine abyssale.

Le câble vertical qui est utilisé pour la descente du bloc reçoit en outre une pièce d'attache sur laquelle doivent être fixés les deux câbles principaux du canevas. Cette pièce d'attache peut coulisser sur le câble vertical ; elle contient des billes (billes de roulement de tourelles d'artillerie) dont, grâce à un dispositif de commande, décrit au paragraphe 1.2.7. ci-dessous, on peut provoquer l'éjection de telle manière qu'elles se bloquent sur des épanouissements du câble vertical, empêchant ainsi la remontée de la conduite.

Lorsque les blocs d'ancrage ont été mis en place, les câbles verticaux correspondants restent soutenus par un flotteur auxiliaire jusqu'à l'accrochage de la conduite.

1. 2. 6. - ACCROCHAGE DES ARCHES SUR LA LIGNE DE POSE

Les arches sont remorquées depuis le chantier d'équipement en mer jusqu'à la ligne de pose. Le remorquage est aisé : un remorqueur de 500 CV remorque aisément une travée de 800 m à la vitesse de 4 noeuds, sans que soit endommagée l'ordonnance du réseau de câbles.

Il convient de prendre la précaution de contrôler la conduite à l'aide d'un remorqueur plus petit qui, en général, se laisse lui-même remorquer en file de la conduite.

On immerge alors l'extrémité de la conduite à l'aide d'un flotteur ballastable, et, à l'aide de plongeurs, d'un treuil placé sur le remorqueur et d'un renvoi de câbles entre le remorqueur et la pièce d'attache de la ligne de pose, on vient fixer l'extrémité de conduite sur cette pièce d'attache.

Alors que la partie de conduite déjà posée est tendue, l'arche nouvellement accrochée n'est pas sous tension. L'approche entre l'extrémité de la conduite déjà posée et l'extrémité de la nouvelle arche est faite à l'aide d'un treuil sous-marin. Les plongeurs verrouillent alors le dispositif qui permettra un espacement correct (30 cm) des deux arches successives, en vue du raccordement sous-marin.

Il convient alors de rompre la ligne de pose, de façon que la tension soit prise par la conduite. A cet effet, la ligne de pose est munie tous les 800 m d'une attache explosive qu'il suffit de mettre à feu pour en provoquer la rupture. Les deux segments de 800 m sont ensuite récupérés.

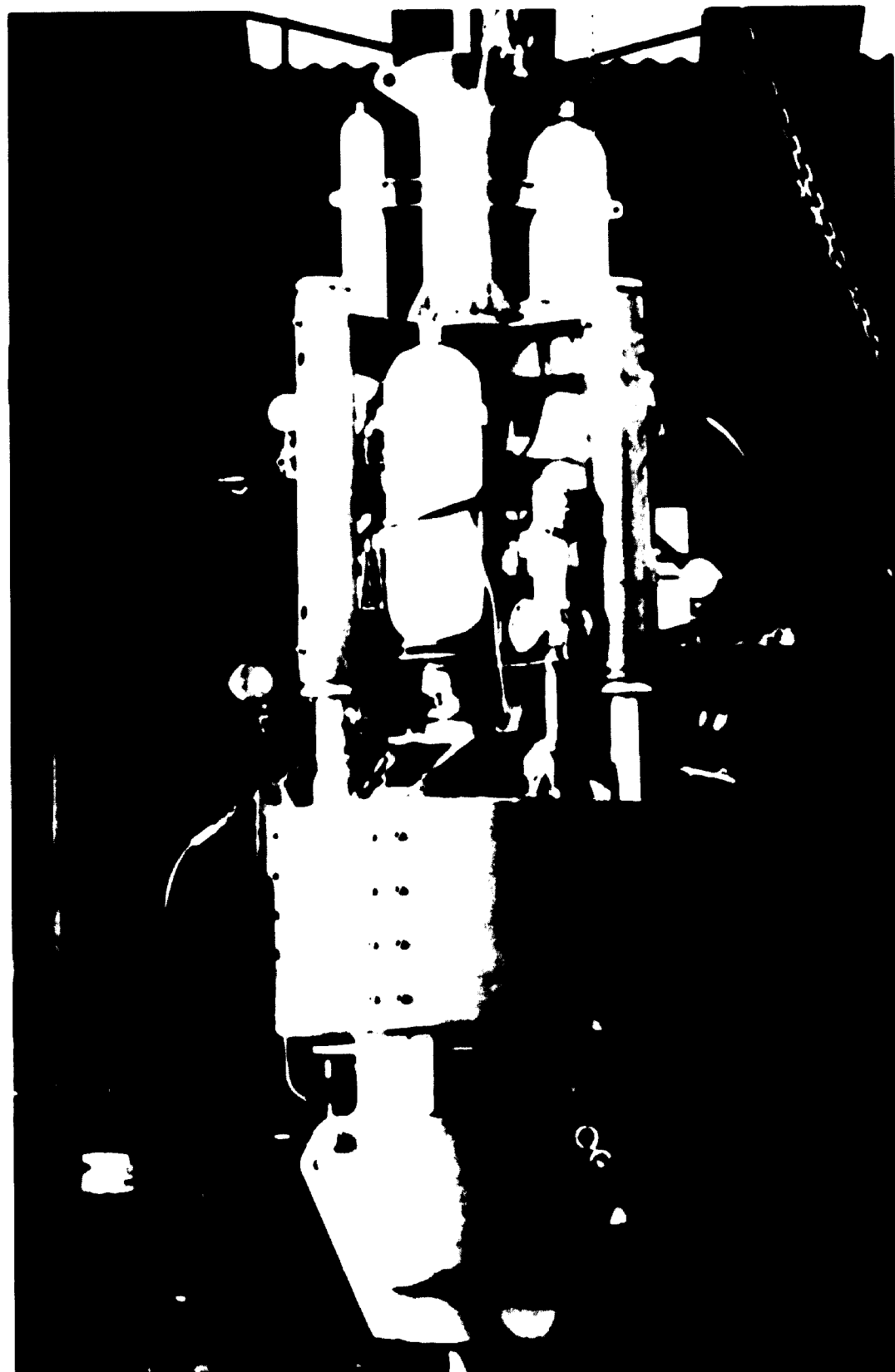
1. 2. 7. - ACCROCHAGE DES ARCHES SUR LES CABLES VERTICAUX

On a vu qu'après la mise en place des blocs d'ancrage, chaque câble vertical est fixé à une extrémité au bloc d'ancrage, à une autre, à un flotteur. Le câble vertical est muni en attente de la pièce d'attache pour câbles porteurs. Les plongeurs autonomes fixent les extrémités des câbles porteurs sur la pièce d'attache. A l'aide du navire de pose, on effectue ensuite les opérations suivantes :

- raccordement du câble vertical à un câble de manoeuvre,
- élimination du flotteur,

SEGANS PROCESS - THE FIXING DEVICE WITH THE REMOTE CONTROLLED EQUIPMENT

PROCEDE SEGANS - L'APPAREIL DE FIXATION ET LE MECANISME TELECOMMANDE



- verrouillage sur la pièce d'attache, du dispositif de manoeuvre permettant la sortie des billes et le blocage.

Le dispositif de manoeuvre est lesté de manière à ce que son poids soit supérieur à la flottabilité de la partie correspondante de la conduite. Il porte en outre un appareil de mesure de pression hydrostatique. Enfin, le câble de manoeuvre contient les conducteurs électriques qui permettent la commande du dispositif à l'immersion voulue.

Pour ce faire, on a fixé sur le câble porteur, un appareil complexe composé de deux parties :

- . la pièce d'attache,
- . le dispositif de manoeuvre,

(voir photo planche 32). Par télécommande on peut manoeuvrer cet appareil, le faire monter ou descendre, ou encore séparer le dispositif de manoeuvre et le récupérer en surface.

1. 2. 8. RACCORDEMENT DES ARCHES

Le raccordement entre l'extrémité de conduite déjà posée et l'extrémité de la nouvelle arche est effectué par soudure à 20 m de profondeur environ. Cette soudure est effectuée dans une cabine sous-marine spéciale que SEGANS a réalisée et expérimentée avec succès.

Cette cabine de soudure (voir photo planche 33) comporte une chambre inférieure qui peut s'ouvrir suivant un axe parallèle à la conduite et deux flotteurs qui soutiennent cette chambre inférieure. L'un des flotteurs comporte une station de compression, un groupe électrogène, un groupe de soudure, une station de contrôle et des ballasts.

La cabine est amenée par remorquage, puis fixée à la conduite au moyen de deux câbles, à la verticale de l'emplacement de la soudure à effectuer. On ouvre la chambre inférieure, puis, par enroulement des deux câbles de fixation, on descend la cabine jusqu'à la conduite. Quatre plongeurs suffisent à assurer la mise en place de la cabine, dont la flottabilité est assez faible, 100 à 150 kg seulement.

Lorsque les deux extrémités à assembler sont dans la cabine inférieure, les plongeurs referment cette chambre inférieure et la verrouillent sur les deux arches. L'étanchéité est assurée par des joints gonflables. L'eau se trouvant

dans la chambre inférieure est alors pompée dans les ballasts des flotteurs supérieurs, ce qui ne change pas le poids total. Les plongeurs-soudeurs pénètrent alors à l'intérieur de la chambre de travail qui est alimentée en air par un Schnorkel.

A l'intérieur de cette chambre de travail, les plongeurs effectuent les opérations suivantes :

- récupération des bouchons obturateurs,
- rafraîchissement des chanfreins,
- approche des chanfreins à l'aide des vérins dont est munie la cabine inférieure,
- soudure en plusieurs passes,
- contrôle de la soudure
- revêtement par procédé à froid.

Lorsque ces opérations de raccordement sont effectuées, on remplit d'eau de nouveau la chambre inférieure avec les ballasts et la chambre inférieure peut être ouverte pour dégager l'ensemble de la cabine.

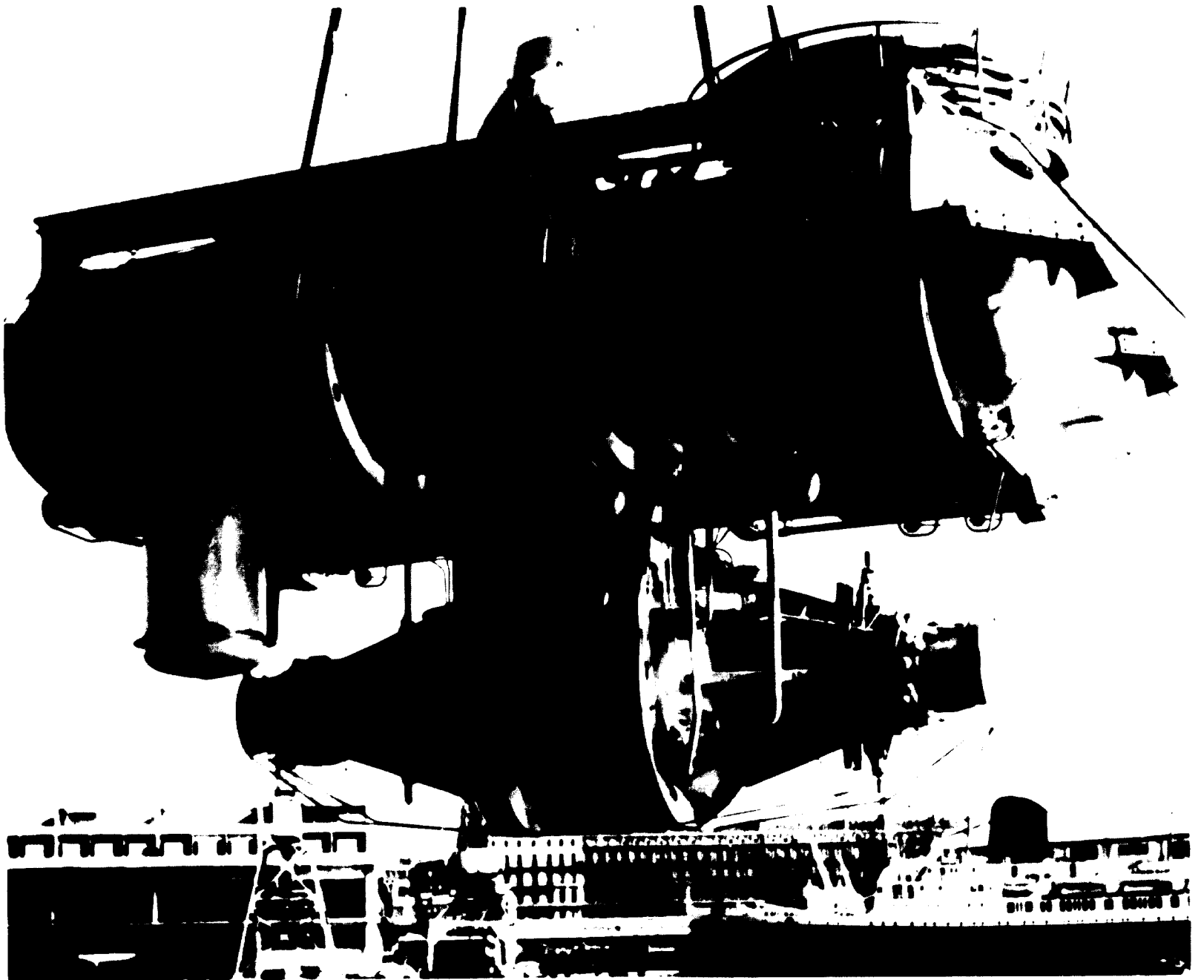
1. 2. 9. IMMERSION A LA COTE DEFINITIVE

Lorsque les raccordements entre arches ont été effectués, la conduite assemblée est à la profondeur de 20 m environ et est donc soustraite à l'action de la houle.

Les projets de la SEGANS portaient sur une immersion de la conduite à la cote 300 m. Cette immersion serait atteinte en agissant par palier de 75 m sur les travées successives : la première travée étant descendue à 75 m, la seconde à 150 m, la troisième à 225 m et la quatrième à 300. La courbe déformée correspondante ne crée pas de contraintes exagérées dans la conduite, ni de surtension dans le réseau de câbles.

SEGANS PROCESS - THE WELDING CHAMBER

PROCEDE SEGANS - LA CABINE DE SOUDURE



1. 3. - CAS PARTICULIER DES ATTERAGES

La SEGANS a prévu la construction de la conduite par traction sur le fond jusqu'à la profondeur de 50 m, puis la poursuite de cette construction par arches de longueurs croissant de 300 à 1 600 m, au fur et à mesure de l'accroissement des fonds.

2. - ETUDES ET EXPERIENCES EFFECTUEES PAR LA SEGANS

2. 1. - ETUDES PROPUREMENT DITES

En vue de la mise au point du procédé de conduite retenue, la Société SEGANS a effectué de nombreuses études et essais sur modèles. Ce procédé permettant d'installer une conduite dans une zone topographique irrégulière, les études océanographiques ont été limitées.

Les études ont surtout porté sur les points suivants :

- étude fondamentale du réseau de câble du canevas (tension des câbles, forme du canevas, forme et contrainte de la conduite),
- étude et mise au point du matériau constituant la conduite (tout acier ou béton pré-étreint sur acier), des câbles (acier ou matériau synthétique) et des gaines de câbles (plastiques),
- étude et mise au point des raccordements gaine-culot,
- étude du dispositif de manoeuvre de la pièce de fixation du câble vertical, et du système de télécommande de ce dispositif de manoeuvre,
- étude de la cabine spéciale permettant la jonction des tronçons de conduite par soudure à 20 m de profondeur,
- étude de la forme d'embase des blocs d'ancrage, pour l'adapter à la pente du terrain naturel,
- étude spéciale du navire de pose (voir ci-dessous),
- étude du système de repérage en mer (voir ci-dessous),
- étude des risques de corrosion et salissures, des risques de destruction accidentelle ou volontaire (sabotage), remède à y apporter,

- étude du comportement de la conduite sur place, notamment des vibrations et du bruit propre, la conduite n'étant pas appuyée sur le fond,
- étude des entraves apportées aux diverses activités maritimes.

2. 2. - EXPERIENCE EN VRAIE GRANDEUR

La SEGANS a effectué des expériences en mer sur le procédé de conduite retenue:

- en 1962-63 avec deux éléments maquette de 300 m de long, au large des fles du Frioul (France),
- en 1965, avec deux éléments semi-industriels de 800 m de long, au large de Nice (France).

Nous examinerons brièvement ci-après certains points saillants relatifs à ces essais et au matériel utilisé à leur occasion.

2. 2. 1. - NAVIRE DE POSE

Pour effectuer ses expériences, la SEGANS avait réalisé un navire spécial de pose, capable d'effectuer la mise en place du bloc d'ancrage et les diverses opérations. Ce navire était équipé :

- d'un récepteur de radio-localisation avec dispositifs annexes permettant de suivre une route pré-déterminée,
- de bobines magasin permettant de stocker 12 à 20 km de câbles,
- d'un treuil ou d'un touret permettant des efforts de l'ordre de 80 tonnes pour effectuer les mises en tension,
- d'un système de blocage de câbles (coins) permettant de soutenir le câble pendant la mise en place des diverses pièces d'attache,
- d'un puits permettant la circulation des pièces d'attache.

Le repérage était effectué au moyen du système TORAN de la Compagnie Générale de Géophysique, pour lequel la SEGANS avait fait réaliser un dispositif "calculateur d'écarts" entre position théorique et position vraie, permettant une tenue dynamique de pose.

2. 2. 2. REMORQUAGE ET ACCROCHAGE DES ARCHES

Les opérations de remorquage ont été effectuées par la SEGANS à plusieurs reprises sans difficultés majeures sur des distances de 30 milles (54 kilomètres) par des conditions de mer atteignant 3,5 m d'amplitude de houle.

Les opérations d'accrochage d'arches sur la ligne de pose effectuées par la SEGANS ont duré 2 heures environ avec une dizaine de plongeurs.

2. 2. 3. PIÈCE D'ATTACHE DISPOSITIF DE MANŒUVRE

L'appareil complexe composé d'une part de la pièce d'attache sur câble vertical, d'autre part, du dispositif de manoeuvre, a été réalisé et expérimenté en mer (voir photoplanche 32). Cet appareil a permis l'accrochage de deux travées expérimentales, ainsi que des manoeuvres de montée et de descente de ces deux travées. Cet appareil télémanipulateur a pu fonctionner jusqu'à 400 m de profondeur.

2. 2. 4. - CABINE SPECIALE DE SOUDURE

La cabine spéciale de soudure (voir photoplanche 33) une des plus intéressantes réalisations de la SEGANS. Cette cabine a permis en 1963 d'effectuer une opération complète de jonction par soudure en mer, à 20 m de profondeur des deux conduites. L'opération complète a duré 24 heures. Toutefois, la cabine prototype réalisée par la SEGANS n'étant pas munie de dispositif de contrôle de soudure, ces contrôles n'ont pu être effectués. Ils le seraient avec une cabine industrielle.

3 ITINERAIRES POSSIBLES

3. 1. - APPLICATION DU PROCÉDE A L'ITINÉRAIRE MOSTAGANEM - CARTHAGÈNE

La Société SEGANS a étudié l'application de son procédé à la pose d'une conduite retenue sur l'itinéraire Mostaganem - Carthagène. On sait que la distance Mostaganem - Carthagène est de 200 km environ, la profondeur maximum étant de 2 650 m.

Les études SEGANS de perte de charge et de débit ont montré que, sur l'itinéraire Mostaganem - Carthagène, une conduite retenue de 620 mm permettait un débit de 5 Gm³ par an, avec une pression d'admission de 100 bar et une pression d'arrivée de 40 bar.

Le délai total de construction d'une conduite retenue SEGANS entre Mostaganem et Carthagène serait de deux ans environ.

3. 2. - APPLICATION DU PROCEDE SEGANS A L'ITINERAIRE DETROIT DE SICILE

On sait que la largeur du Détroit de Sicile, entre le Cap Bon et Marsala est de 160 km environ, la profondeur maximum étant de 500 m environ. Cette profondeur étant faible, le procédé de conduite retenue Segans n'y présente qu'un intérêt limité.

Toutefois, on a vu au paragraphe B ci-dessus que la Segans avait retenu ce procédé pour le combiner au procédé de gazoduc dont elle a étudié la pose par traction dans le Détroit de Sicile. La Segans n'a pas été encore à même de trouver sur la zone centrale à relief tourmenté un tracé correct pour la pose d'une conduite par traction ; si une campagne complémentaire confirmait qu'aucun tracé par traction ne peut être trouvé dans cette zone, la Segans envisagerait de franchir cette région par une courte section posée suivant le procédé de conduite retenue.

4. - COMMENTAIRES SUR LE PROCEDE SEGANS DE CONDUITE RETENUE

Le procédé Segans de conduite retenue constitue une innovation révolutionnaire dans le domaine des canalisations sous-marines. Ce procédé offre des avantages incontestables mais présente également de graves inconvénients.

4. 1. - AVANTAGES DU PROCEDE SEGANS DE CONDUITE RETENUE

On sait que la quasi-totalité des conduites sous-marines existantes sont des conduites qui reposent au fond. Cette pose présentant des difficultés lorsque la longueur de la conduite est importante, de nombreux chercheurs ont essayé de mettre au point un procédé qui permettrait de construire une conduite entre deux eaux. La plupart de ces chercheurs se sont orientés vers un système de conduite retenue vers le bas, avec massifs d'ancrage et câbles verticaux, mais leurs projets présentaient divers défauts : pour maintenir l'horizontalité de la conduite, ces chercheurs étaient amenés à prévoir de très nombreux massifs d'ancrage et câbles verticaux, et des systèmes assurant la rigidité de la conduite.

La méthode de conduite retenue Segans, permet de diminuer le nombre de massifs d'ancrage et de corps morts, et d'éviter les systèmes de rigidité. Le canevas de câbles porteurs et suspentes, un peu analogue au réseau de câbles et suspentes des ponts suspendus, permet de façon élégante d'assurer la rectitude de la conduite.

Les principaux avantages du système sont les suivants :

- grand diamètre et épaisseur réduite de la conduite,
- possibilité d'installation de la conduite sur un tracé où les fonds ont une topographie tourmentée,
- possibilité d'arrêter le chantier de construction en cas de mauvais temps et de le reprendre plus tard,
- possibilité en cours d'exploitation de faire remonter la conduite grâce au système de télécommande et de la visiter.

4. 2. INCONVENIENTS DU PROCEDE DE CONDUITE RETENUE SEGANS

Les principaux inconvénients du procédé de conduite retenue SEGANS concernent les interactions avec les activités sous-marines et la possibilité de destruction.

INTERACTIONS AVEC LES ACTIVITES SOUS MARINES

La conduite retenue SEGANS, qui est maintenue entre deux eaux, avec un système de câbles verticaux et de canevass, constitue un obstacle qui risque de gêner les activités des autres usagés du domaine maritime. La conduite retenue SEGANS apporte ainsi un problème nouveau d'interaction avec des moyens plus anciens du domaine sous-marin : pêche, navigation sous-marine, câbles sous-marins.

Le droit actuel n'apporte que peu de choses sur ce problème. C'est ainsi que le sous-marin dans les textes juridiques est surtout évoqué par les obligations qui lui sont faites de naviguer en surface en diverses circonstances.

Des accords internationaux seraient donc d'abord à établir entre les Etats concernés par l'apparition, à l'occasion d'un nouveau mode de transport de l'énergie, d'un système pouvant créer des contraintes dans leurs activités sous-marines.

Pêche

Il faudrait instituer une zone d'interaction de pêche par chalutage aux abords de la conduite retenue. Il est vrai que la conduite retenue est spécialement étudiée pour franchir des zones où la pêche est peu probable, même près des côtes.

Navigation sous-marine

La conduite retenue doit être installée à une profondeur de 300 mètres. A cette profondeur, la conduite retenue n'entrave par les mouvements des sous-marins habituels des marines militaires, de même que d'éventuels sous-marins

commerciaux. Il n'en est pas de même des sous-marins de pointe. On peut penser que de tels bâtiments de technique très poussée devraient pouvoir repérer la conduite retenue, grâce à leurs moyens de navigation sous-marine et de positionnement géodésique. La conduite retenue constituerait ainsi un site particulier supplémentaire, apportant la balance habituelle des avantages et des inconvénients d'une anomalie.

Câbles sous-marins

La réparation ou la pose d'un câble téléphonique sous-marin dont le tracé croise celui de la conduite retenue pose des problèmes assez ardues. La SEGANS a proposé des solutions à ces problèmes, solutions qui n'ont malheureusement pu être expérimentées, faute de délais et de crédits.

- POSSIBILITES DE DESTRUCTION

La conduite retenue peut être détruite par sabotage en période de tension internationale. Les essais effectués ont d'ailleurs montré que pour affecter gravement une conduite cylindrique, un sabotage devrait être du domaine militaire. Il n'en demeure pas moins qu'en période de tension il faudrait instituer une surveillance contraignante qui n'est pas nécessaire pour une conduite reposant sur le fond.

5. - CONCLUSION SUR LE PROCÉDE

Ce procédé très original a permis de mener des recherches dans des domaines nouveaux et de mettre au point des procédés qui sont applicables dans les activités off-shore.

L'expérimentation a été poussée activement jusqu'à la construction en 1963 et 1965 de prototypes qui sont soumis à des observations périodiques et permettent d'acquérir des connaissances intéressantes sur de nombreux problèmes.

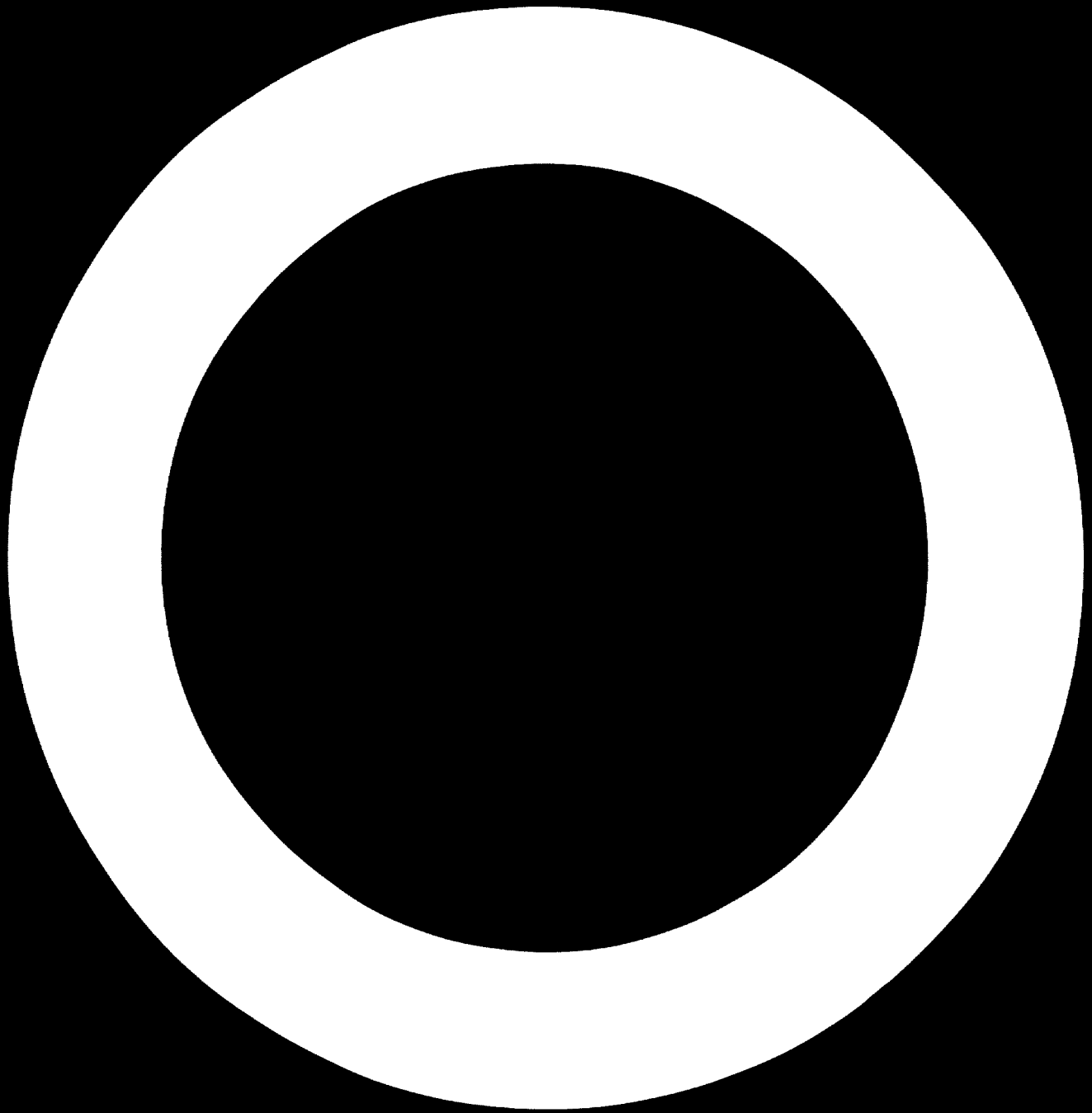
Le procédé de la conduite retenue semble dans la situation actuelle plus sujet à oppositions d'ordre international que les autres projets. Ce procédé pose des problèmes pour lesquels des solutions existent peut-être mais n'ont pu être expérimentées; des négociations devraient par ailleurs être menées avec divers Etats, parallèlement aux expérimentations qui devaient être effectuées.

Nous estimons donc préférable de ne pas retenir l'éventualité de construction d'une conduite retenue SEGANS pour le franchissement de la Méditerranée.

Il faut, cependant, remarquer que les études effectuées par la SEGANS dans ce domaine nouveau lui ont permis, outre la mise au point du procédé de conduite retenue, de concevoir et de mettre au point des procédés qui sont tout à fait utilisables dans les activités off-shore.

Parmi ces procédés mis au point par la SEGANS , nous citerons :

- la pièce d'attache et le mécanisme télécommandé,
- la cabine de soudure en mer, dont nous pensons qu'elle pourrait être également utilisable pour la soudure en mer de conduites mises en place par d'autres procédés.



II. LES CANALISATIONS TERRESTRES

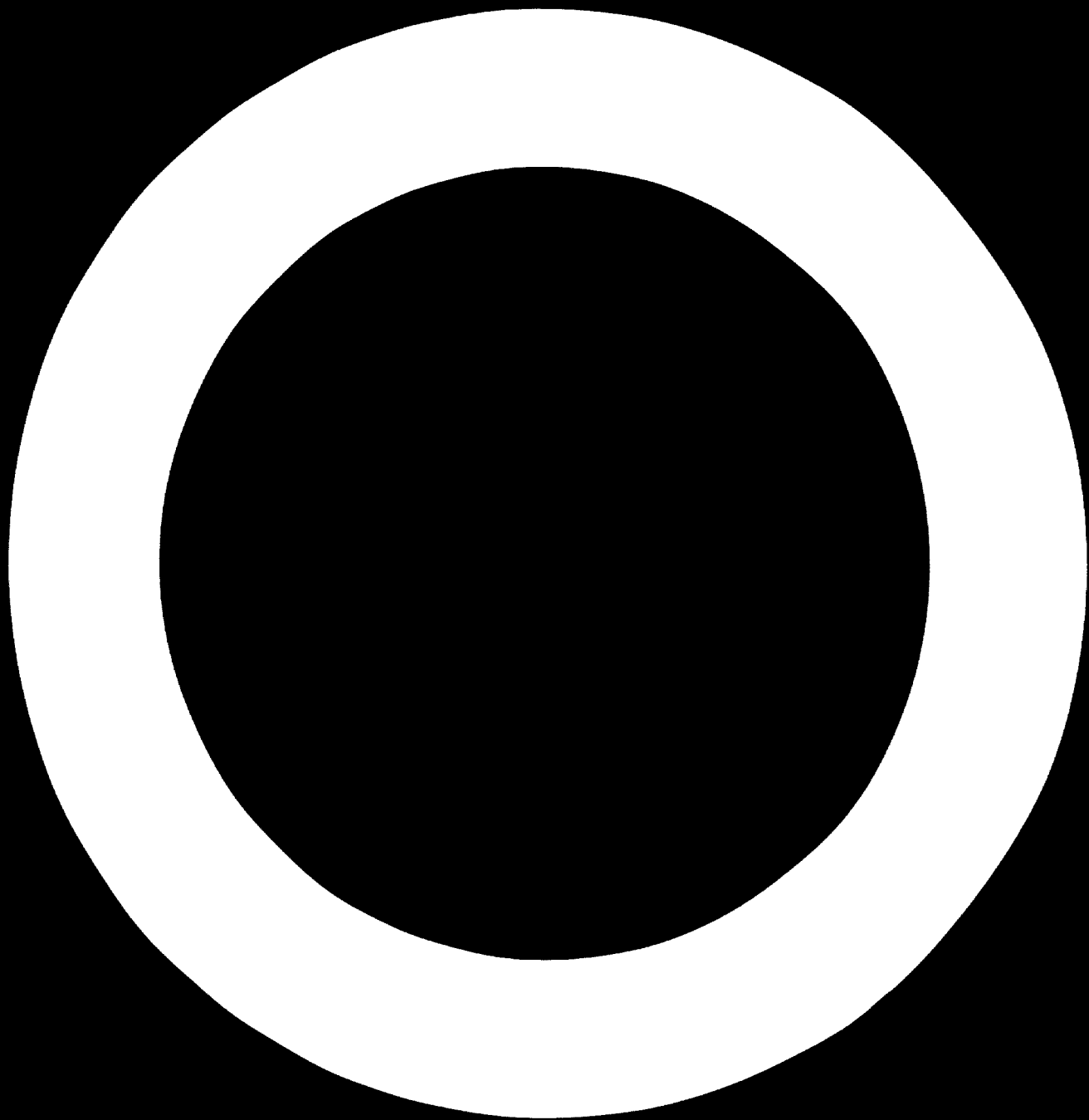
A. GENERALITES

L'usage de canalisations terrestres pour le transport du gaz est ancien, puisque dès l'année 900 les chinois ont utilisé des tubes de bambou pour transporter du gaz.

Les premiers gazoducs industriels ont été réalisés aux Etats-Unis en 1871 : canalisations de courte longueur, en Illinois, de diamètres 3,4 et 6 pouces, canalisation de 40 km, dans l'Etat de New-York, de diamètre 12 1/2 pouces (1). Ces canalisations étaient composées de tubes de bois, assemblés avec des colliers d'acier dont l'étanchéité était obtenue avec du mastic à base de minium de plomb.

Les réalisations de gazoducs terrestres se sont ensuite multipliées, principalement aux Etats-Unis. Mais, c'est surtout au cours des dernières décennies que les gazoducs terrestres ont atteint un développement que l'on peut qualifier d'exceptionnel. En 1965, la longueur totale des gazoducs en service dans le monde était de plus de 1 000 000 km.

(1) Pour se conformer aux usages généralement admis en matière de pétrole et de gaz naturel, le diamètre extérieur des canalisations terrestres est indiqué en pouces (inches) en abréviation".
Un pouce vaut 2,54 cm



B ASPECTS TECHNIQUES

1 CONSIDERATIONS GENERALES

Les gazoducs terrestres sont composés de canalisations en acier soudé dont le diamètre atteint actuellement 42 pouces, valeur qui est peut-être appelée à s'accroître dans les prochaines années. Dans ces canalisations, le gaz s'écoule sous l'action d'une pression motrice P appliquée à l'extrémité amont. Cette pression est fournie, soit par le gisement de gaz, soit par une station de compression. A l'heure actuelle, cette pression est généralement de 70 bar ou légèrement inférieure (USA et surtout URSS où la pression de service était jusqu'à présent de 56 bar).

L'écoulement de gaz entraîne d'amont en aval, une baisse de la pression ou perte de charge. Cette perte de charge peut être calculée par diverses formules ; dans une canalisation en régime permanent, la pression décroît suivant une loi parabolique en fonction de la distance comptée à partir de l'extrémité amont.

En pratique, la distance maximale sur laquelle on peut transporter le gaz sous l'action de la pression amont ne dépasse pas 200 à 300 km. Il en résulte que, pour des distances supérieures, on est obligé d'installer des stations de recompression (appelées simplement stations de compression) qui redonnent à la pression du gaz la valeur initiale P.

Ainsi, dans une station de compression, le gaz arrive à une pression amont P_a inférieure à la pression initiale P, par suite des pertes de charge, et ressort à la pression initiale P.

On appelle en général taux de recompression r de la station, le rapport de ces deux pressions :

$$r = \frac{P}{P_a}$$

2 CONSTRUCTION DE LA CANALISATION

2.1. CONSTITUTION DE LA CANALISATION

En général, la canalisation constituée de tubes d'acier laminé sans soudure d'une longueur de 12 m environ est enterrée à environ 1 m de la surface. En terrain courant, le chantier commence par la construction d'une piste de servitude, pour engins, et d'une saignée où sera enterrée la canalisation. Les tubes sont acheminés sur le chantier où ils sont assemblés entre eux par soudure puis revêtus. La canalisation est ensuite mise en place dans la saignée et recouverte de terre.

De place en place, se présentent des points singuliers : passages de cours d'eau, seuils rocheux, terrain marécageux, terrain de haute montagne. Ces points particuliers nécessitent des ouvrages spéciaux qui augmentent le coût de construction de la canalisation.

Ce coût augmente également dans les zones d'agglomération urbaine, où droit de passage et indemnité d'expropriation ont une valeur élevée.

2 2 - DUREE DE CONSTRUCTION

La cadence de construction d'une canalisation terrestre, comprenant la fourniture, le transport et la pose des tubes, et le franchissement des passages singuliers, est d'environ 150 km par an pour un "cirque" de pose.

Pour des longueurs supérieures il faut mettre en oeuvre plusieurs "cirques" : on peut pour cela utiliser plusieurs entreprises de pose et les grandes entreprises peuvent ouvrir plusieurs chantiers de pose.

La longueur de canalisations terrestres qu'on peut poser en un an en Afrique du Nord et en Europe occidentale peut être limitée soit par les possibilités des fabricants de tubes d'acier, soit par celles des entrepreneurs de pose. En fait, c'est surtout cette dernière qui joue. Pratiquement, on peut considérer que la longueur maximum de canalisations qui pourrait être posée en un an dans des conditions normales est de 900 à 1 000 km.

La construction des stations de compression correspondantes n'offre pas de difficulté et peut être effectuée facilement en un an.

3 CARACTERISTIQUES D'UNE CANALISATION

3 1. PARAMETRES INFLUENÇANT LE DEBIT

Le débit horaire d'une canalisation dépend principalement :

- de son diamètre,
- de la pression,
- de l'espacement des stations de recompression

3. 2. DIAMETRE

En Europe occidentale, les diamètres couramment utilisés pour les canalisations atteignent 36 pouces. En 1966 et 1967, on a posé quelques canalisations de 40 et 42 pouces. On parle pour l'avenir de conduites de diamètre supérieur, mais l'équipement des entreprises ne permet pas d'envisager la pose de conduites de tels diamètres dans un proche avenir.

Dans ce qui suit, nous prendrons en considération des canalisations dont le diamètre pourra atteindre 42 pouces.

En général, les diamètres des canalisations sont normalisés, c'est-à-dire qu'on ne fabrique industriellement que des canalisations dont le diamètre est choisi dans une suite de valeurs discontinues : par exemple 16, 20, 24, 30, 34, 36, 40, 42 pouces. En fait, les fabricants peuvent produire des tubes de n'importe quel diamètre (jusqu'à 42 pouces), et ce sont plutôt les appareils auxiliaires (vannes) qui sont fabriqués pour des diamètres normalisés.

3. 3. - PRESSIONS

De nombreuses études ont été effectuées en Europe sur le prix de revient du transport de gaz naturel par canalisations terrestres, en fonction du diamètre de la conduite et des caractéristiques des stations de compression : espacement, puissance, pression aval, taux de compression (1).

Sur la base des conditions économiques régnant en Europe occidentale, elles ont montré que, pour une canalisation unique de grande longueur, c'est-à-dire pratiquement de longueur supérieure ou égale à 500 km, ne livrant pas de gaz sur son parcours et avec recompression en cours de route, le coût unitaire de transport par mètre cube est minimum lorsque :

1. la conduite a le même diamètre D sur tout son parcours,
2. toutes les stations de recompression refoulent le gaz, quel que soit le débit, à la pression maximale de service P admise pour les canalisations,
3. toutes les stations de recompression sont équidistantes.

(1) Citons en particulier, " le calcul économique des réseaux de transport de gaz à grande distance" Communication présentée par MM. DESCAZEAUX et RAMOND au Congrès de l'Union Internationale de l'Industrie du Gaz, Stockholm, 1961

Il en résulte que la pression d'aspiration $\frac{P}{r}$ et le taux de recompression r sont les mêmes pour toutes les stations de recompression.

Par ailleurs, les études effectuées ont montré que le coût unitaire de transport par mètre cube décroît lorsque l'on accroît la pression de service P , pour passer par un minimum qui dépend évidemment des conditions économiques et qui, en Europe occidentale, se situerait aux environs de 100 bar. En fait, le coût unitaire ne diminue que très peu à partir de 70 bar. Pour des raisons de sécurité et d'obtention des nuances d'acier constituant la conduite, on préfère se limiter à cette pression de service de 70 bar.

Il en résulte qu'en Europe occidentale, de même qu'aux Etats-Unis, la pression de service optimum de la plupart des canalisations terrestres de gaz est de 70 bar. Signalons qu'en Union Soviétique, la pression de service qui était en général fixée à 56 bar, passerait à 64 bar pour les canalisations en projet. Ces valeurs tiennent au fait que, au moins jusqu'à présent, les critères d'optimisation soviétiques étaient différents de ceux pris en compte en Europe occidentale ; le tonnage d'acier mis en oeuvre semble avoir été le plus important d'entre eux.

4 - STATIONS DE RECOMPRESSION

4.1 - ESPACEMENT DES STATIONS

Une conduite de transport de gaz à grande distance de diamètre D étant donnée et fonctionnant à la pression de service de 70 bar, le débit horaire dépend encore de l'espacement et de la puissance des stations de compression.

L'espacement optimal des stations de recompression correspondant au coût de transport minimum, se déduit de l'estimation des pertes de charge. Celle-ci peut être effectuée à l'aide de diverses formules.

En France, on utilise généralement deux formules, la formule de RENOARD, de Gaz de France, quand le nombre de Reynolds est inférieur à 2 000 000 (écoulement laminaire) et la formule de PANHANDLE, quand le nombre de Reynolds est supérieur à 2 000 000 (écoulement turbulent).

$$\text{formule de RENOARD : } P^2 - P_a^2 = K \frac{Q^{1,82} L}{D^{4,82}}$$

$$\text{formule de PANHANDLE : } P^2 - P_a^2 = K \frac{Q^{1,96} L}{D^{4,96}}$$

$$\text{nombre de Reynolds : } R = \frac{V D}{\nu} = \frac{4 Q}{\pi V D}$$

avec :

P pression à l'extrémité amont

P_a pression à l'extrémité aval

Q débit de gaz

L longueur de canalisation

D diamètre de la canalisation

V vitesse d'écoulement du gaz

ν coefficient de viscosité cinématique du gaz (0,143 cm²/s pour le méthane gazeux).

Aux Etats-Unis, on utilise plutôt la formule de PANHANDLE.

On trouve finalement qu'en Europe occidentale, l'espacement optimal des stations de recompression a les valeurs suivantes :

150 km pour une conduite de 42 pouces,

164 km pour une conduite de 36 pouces,

197 km pour une conduite de 30 pouces,

215 km pour une conduite de 24 pouces.

Le taux optimal de recompression des stations est lié aux résultats précédents : il varie de 1,29 (canalisation de 42 pouces) à 1,60 (canalisation de 24 pouces). Ce taux de recompression étant donné, la puissance de la station est proportionnelle au débit de gaz refoulé.

4. 2. - DEBIT HORAIRE OPTIMAL

Lorsqu'on a défini pour une canalisation le diamètre, la pression de service (valeur commune de la pression d'extrémité amont et des pressions de refoulement des stations de compression), le taux de recompression et l'espacement des stations de recompression, le débit horaire est défini. Pour une pression de

service de 70 bar et pour les valeurs optimales définies ci-dessus de l'espacement des stations de compression et du taux de recompression, le débit horaire optimal a la valeur suivante, en fonction du diamètre :

Diamètre de la conduite	Débit horaire
24 "	330 000 m ³
30 "	600 000 m ³
36 "	960 000 m ³
40 "	1 250 000 m ³
42 "	1 500 000 m ³

4. 3. - INSTALLATIONS TECHNIQUES DES STATIONS DE COMPRESSION

Les stations de compression sont équipées de compresseurs entraînés par des moteurs. Il existe deux grandes familles de compresseurs : compresseurs à pistons et turbo-compresseurs ; et trois grandes familles de moteurs : moteurs électriques, moteurs à gaz à pistons, turbines à gaz. On a souvent intérêt à utiliser le gaz transitant par la conduite comme source d'énergie, ce qui élimine les moteurs électriques.

Compte tenu de ces données, il n'existe pratiquement que deux types d'installations de compression :

- moteurs à gaz à pistons et compresseurs à pistons (souvent montés autour du même vilebrequin),
- turbines à gaz et turbo-compresseurs.

En Europe occidentale et aux Etats-Unis, la grande majorité des stations de compression existantes sont équipées avec des moteurs à pistons et des compresseurs à pistons, mais les turbines à gaz associées à des turbo-compresseurs se sont rapidement répandues ces dernières années, surtout aux Etats-Unis, et semblent moins coûteuses que les compresseurs et moteurs à pistons. Leur emploi est peut-être un peu moins souple que celui des moteurs à pistons mais leur fiabilité est meilleure. Elles semblent être la solution d'avenir pour les grands débits.

5 DEBIT ANNUEL D UNE CANALISATION

5.1. - COEFFICIENT D'UTILISATION

Le débit annuel théorique d'une canalisation serait obtenu en multipliant le débit horaire par le nombre d'heures d'une année, c'est-à-dire 8 760. En fait, le débit annuel est souvent inférieur au débit théorique et ceci pour deux raisons :

- d'une part, il faut prévoir outre les révisions des divers appareils de la conduite (vannes et autres), les révisions périodiques des compresseurs,
- d'autre part, le réseau de distribution client préfère souvent recevoir une quantité journalière de gaz variable suivant l'époque de l'année, en fonction de ses besoins qui sont plus faibles en été qu'en hiver.

La conjonction de ces deux raisons aboutit au fait qu'en Europe occidentale le débit annuel réel est très souvent inférieur de dix à vingt pour cent au débit annuel théoriquement possible. On dit que le transport est effectué avec un coefficient d'utilisation de 0,90 ou 0,80. Bien entendu, le transport pourrait être effectué avec un débit annuel sensiblement égal au débit théoriquement possible, c'est-à-dire avec un coefficient d'utilisation égal à 1, comme cela se produit souvent aux Etats-Unis où les nombreux stockages souterrains sous forme gazeuse facilitent la modulation.

L'exportation en Europe du gaz naturel algérien nécessitera des canalisations terrestres de grande longueur, supérieure à celle des canalisations en service actuellement dans la même partie du globe. En conséquence, on peut penser que l'on aura intérêt à avoir un coefficient d'utilisation élevé, sans toutefois espérer atteindre 1 en raison notamment de la rareté et du coût élevé des stockages souterrains.

En conséquence, nous avons admis pour la suite de notre calcul que ce transport de gaz serait effectué avec un coefficient de 0,90 pour les canalisations terrestres. Ce coefficient de 0,90 convient par ailleurs pour mener dans des conditions d'homogénéité convenable la comparaison économique avec les autres moyens de transport, notamment avec les chaînes de GNL pour qui le coefficient 0,90 résulte de contraintes de maintenance.

5.2. - DEBIT ANNUEL DE LA CANALISATION

Avec un coefficient d'utilisation de 0,90, les débits annuels correspondant aux débits horaires économiques définis ci-dessus sont les suivants en milliards de mètres cubes, notés Gm3 :

Diamètre de la conduite	Débit annuel au coefficient 0,90
24 "	2,6 Gm3
30 "	4,7 Gm3
36 "	7,6 Gm3
40 "	10,0 Gm3
42 "	11,6 Gm3

6. - DUREE DE VIE TECHNIQUE

Les canalisations terrestres en acier soudé sont maintenant bien connues. Elles sont convenablement protégées contre la corrosion, et une fois posées, elles atteignent des durées de vie très longues, trente à cinquante ans environ, avec un faible entretien.

Les stations de compression comprennent, quant à elles, deux parties : les bâtiments et l'équipement moteurs-compresseurs. La durée de vie technique des bâtiments est de vingt cinq à trente ans environ, comme celles de tous les bâtiments. La durée de vie technique des moteurs et des compresseurs est variable suivant les parties de l'équipement. En moyenne, elle est de dix à douze ans.

Pour le calcul financier, nous avons adopté les hypothèses suivantes :

- canalisations proprement dites 25 ans
- stations de compression : bâtiments 25 ans
- stations de compression : équipements moteurs et compresseurs... 10 ans

Les valeurs adoptées étant basses, on pourra admettre que durant la période de vie technique, la valeur résiduelle du matériel correspondant décroît de façon linéaire avec le temps.

C ASPECTS ECONOMIQUES

Les coûts de transport du gaz par canalisations terrestres dépendent de divers postes : coûts d'investissement de la conduite et des stations de compression, coûts de fonctionnement de la conduite et des stations de compression, débits annuels de gaz transporté.

On analysera successivement ces différents postes.

1 COUTS D'INVESTISSEMENT DE LA CANALISATION ET DES STATIONS DE COMPRESSION

1. 1. CONSIDERATIONS GENERALES

Les coûts d'investissement de la canalisation sont essentiellement variables. En effet, si les prix de fourniture des tubes d'acier et des accessoires le sont en général peu, les prix de transport et de pose varient beaucoup avec la nature des terrains, et la fréquence des points ou passages singuliers (traversée de cours d'eau, zone d'agglomération urbaine, passages montagneux), qui peuvent augmenter considérablement le coût.

Une étude de transport de gaz à grande distance devrait tenir compte de ces facteurs. En fait, il faudrait pour chaque canalisation terrestre, faire le projet d'exécution complet, avec levés sur le terrain, pour estimer convenablement les aléas de pose et faire une estimation convenable ; mais celle-ci ne serait en général pas la même que celle résultant du dépouillement des offres, et ce dernier a toutes les chances enfin d'être encore différent du coût final une fois l'opération terminée.

Notre étude d'exportation du gaz algérien doit envisager de très nombreux itinéraires de transport. Il n'est évidemment pas envisageable d'effectuer pour tous ces itinéraires des études de détail. Heureusement pour des canalisations de grande longueur, les erreurs sur les conditions locales des coûts se compensent en partie. Aussi, dans la suite de l'étude, nous admettrons des coûts sensiblement constants aux 100 km sauf à faire intervenir un coefficient de majoration pour les itinéraires de haute montagne.

1. 2. - BORDEREAU DES COUTS D'INVESTISSEMENT

Pour des canalisations de grande longueur, fonctionnant dans les conditions économiques définies ci-dessus (pression de 70 bar, stations de compression équidistantes et séparées par l'intervalle économique correspondant au diamètre) on a admis les coûts d'investissements suivants, hors taxes, intérêts intercalaires non compris :

Diamètre de la conduite (en pouces)	Débits annuels Gm ³		Coûts d'investissement US \$ 1 000 000	
	(Coefficient 0,90 pression 70 bar)	Conduites	Stations de compression	
			Bâtiments	Equipe- ment moteurs compresseurs
24	2,6	9	0,75	1,25
30	4,7	13	0,80	2,10
36	7,6	18	1,00	3,00
40	10,0	21	1,20	3,70
42	11,6	23	1,30	4,00

Les valeurs adoptées ci-dessus sont des valeurs prudentes approchées par excès, valables pour une canalisation de grande longueur construite en terrain moyen et plutôt légèrement difficile. Elles sont légèrement supérieures aux coûts des canalisations construites ces dernières années en Europe occidentale et en Afrique du Nord, d'une part, pour tenir compte de l'évolution des prix et des salaires, d'autre part, parce qu'il s'agit de travaux de grande ampleur qui mobiliseraient la majeure partie des moyens des entreprises. Nous pensons qu'elles sont approchées à environ 5 % près.

Pour les équipements en moteurs et compresseurs des stations de compression, nous avons pris les coûts des compresseurs et moteurs à piston, en les abaissant légèrement pour tenir compte de l'éventualité possible de turbines à gaz. Au surplus, les coûts des stations de compression sont de peu d'importance par rapport à ceux de la conduite proprement dite, et une variation de ces coûts n'aurait qu'une faible incidence sur le coût total.

1. 3. - ITINERAIRES MONTAGNEUX

Pour certains itinéraires particuliers, comportant des parcours de haute montagne particulièrement longs, les valeurs précédentes ne sont plus valables. Sur un tel parcours montagneux, les coûts peuvent varier de façon considérable. Ceci intéresse quelques itinéraires qui seront étudiés plus loin : Avignon - Milan par Montgenèvre, ou Koper - Linz (Autriche).

Pour ces itinéraires, nous avons admis que les coûts correspondant au parcours de haute montagne, c'est-à-dire à la partie du tracé située au-dessus de la côte 500 m seraient égaux au prix de base multiplié par 1,8. En fait, l'incidence du tracé montagneux sur le coût du transport total, entre Hassi R'Mel et Linz par exemple (via Skikda et Koper), est finalement assez faible.

2. COÛTS DE FONCTIONNEMENT ET D'ENTRETIEN

Pour calculer les coûts de transport, il convient de prendre en compte non seulement les coûts d'investissement mais aussi les coûts annuels de fonctionnement et d'entretien de la canalisation et des stations de compression,

Les coûts d'entretien et de fonctionnement de la canalisation sont pratiquement indépendants du débit de gaz. Ils comprennent essentiellement des visites et vérifications périodiques.

Les coûts d'entretien et de fonctionnement des stations de compression dépendent du débit de gaz. Pour les débits économiques des canalisations définies ci-dessus, nous avons adopté les valeurs moyennes suivantes, en comptant à part l'énergie, supposée fournie par la consommation de gaz naturel d'un pouvoir calorifique de 9,4 thermies par mètre cube.

CANALISATION DE GAZ D'UNE LONGUEUR DE 100 KILOMETRES				
Diamètre de la conduite en pouces	Débits annuels Gm ³ coefficient 0,90 - 70 bar	Fonctionnement et entretien US \$ 1 000 000		Consommation annuelle de gaz en % du débit annuel
		canalisation	station de compression	
24	2,6	0,11	0,20	0,22
30	4,7	0,13	0,30	0,21
36	7,6	0,15	0,40	0,20
40	10,0	0,16	0,47	0,19
42	11,6	0,17	0,50	0,19

L'incidence de la consommation de gaz sur le coût de transport se traduit surtout par la nécessité de surdimensionner les canalisations en amont : pour une longueur de 1 000 km, la consommation de gaz est d'environ 2 % du gaz transporté, la canalisation au départ doit donc être conçue pour un débit supérieur de 2% à celui qui sera livré en aval.

3 - DEBITS ANNUELS INTERMEDIAIRES

3.1. - DELAI DE "REPLISSAGE" DE LA CONDUITE

On sait que dans le cas général, il faut plusieurs années pour placer sur le marché une grande quantité annuelle de gaz. Les raisons sont, d'une part économiques (délai de discussion avec les acheteurs), d'autre part techniques (délai de construction des réseaux de distribution et de transformation des équipements ménagers et industriels).

Il en résulte que les canalisations terrestres ne fonctionnent en général à leur débit optimum qu'au terme de plusieurs années. Ce "délai de placement" est évidemment plus long pour les conduites de grand diamètre que pour des conduites de petit diamètre. En moyenne, nous admettons qu'une quantité annuelle de 2,5 Gm³ peut être placée en deux ans tandis qu'il faudra cinq ans pour placer une quantité annuelle de 10 milliards de mètres cubes.

Pour l'étude des coûts des canalisations terrestres, nous avons supposé que durant la période de placement la quantité annuelle de gaz transporté augmenterait de façon linéaire avec le temps, et que la quantité correspondant au débit optimum serait atteinte en deux ans pour les conduites de 24 pouces, trois ans pour les conduites de 30 pouces, quatre ans pour les conduites de 36 pouces, cinq ans pour les conduites de 40 et 42 pouces, la quantité initiale variant de 1,3 Gm³ par an (conduite de 24") à 2,5 Gm³ par an (conduite de 42"). Ces hypothèses correspondent aux conditions générales de transport et de placement du gaz en Europe occidentale.

Durant les années de "remplissage" de la conduite, correspondant aux années de placement du gaz, la conduite transportera un débit annuel inférieur au débit annuel optimum. Ceci aura une faible incidence sur les coûts d'investissement : l'investissement de la conduite, de loin le plus important, reste inchangé et a lieu dès l'origine. Les investissements des stations de compression seront quelque peu étalés entre les années un et quatre, mais leur total restera le même. De même, le coût d'entretien de la canalisation proprement dite ne changera pas.

3.2. - COÛTS DE FONCTIONNEMENT DES STATIONS DE RECOMPRESSION

En revanche, durant les années de chargement, les coûts de fonctionnement des stations de compression seront plus faibles que les coûts qui correspondent au débit optimum.

3.2.1. - COUT DE L'ENERGIE

La consommation annuelle de gaz sera inférieure à la valeur qu'elle atteint pour le débit économique, c'est-à-dire inférieure à 0,2 %. En fait, il faudra quand même construire les canalisations amont avec un surdimensionnement calculé pour la consommation de gaz aval atteinte lors du régime optimal. Le coût total sera donc sensiblement le même.

3.2.2. COUT DE L'ENTRETIEN ET DU FONCTIONNEMENT HORS ENERGIE

Ces coûts seront moins élevés que lors du régime optimal. De façon approchée, on peut estimer qu'avec un nombre de stations de compression égal à la moitié du nombre de stations correspondant au régime optimal, on assure un débit égal au débit optimal multiplié par $\frac{1}{\sqrt{2}} \approx 0,7$ la puissance de chaque station étant elle-

même celle qui serait nécessaire pour le régime optimal (avec toutes les stations) multipliée par 0,7. On peut dire que la "densité de compression", c'est-à-dire la puissance nécessaire à la compression et ramenée à l'unité de longueur de canalisation, varie comme la puissance troisième du débit.

Dans les années de "remplissage", les coûts d'entretien et de fonctionnement sont donc inférieurs aux coûts correspondants en période de débit optimal et on doit en tenir compte dans les calculs. En fait, si l'on déduit l'énergie, il reste surtout l'entretien des stations de compression, qui est de façon approchée proportionnel à la puissance seconde du débit.

4 CALCUL DES COUTS GLOBAUX ACTUALISES

4.1. CONSIDERATIONS GENERALES

Pour une canalisation de diamètre donné, on connaît les divers coûts composant les coûts de transport : coûts d'investissements, coûts de fonctionnement de la canalisation et des stations de compression, consommation de gaz pour la compression. On peut donc faire le calcul financier complet sur une période de temps donnée.

Le calcul a été effectué avec les hypothèses suivantes :

- durée d'amortissement financier : 15 ans,
- taux d'actualisation : 8 % et 12 % par an,
- taux d'intérêt (intérêts intercalaires) : 8 % et 12 % par an,
- durée de vie de la canalisation : 25 ans,
- durée de vie des stations de compression :
 - bâtiments : 25 ans,
 - équipements, machines : 10 ans.
- durée de construction de la canalisation et des stations de compression (intérêts intercalaires) : 1 an.

Nous avons également tenu compte du renouvellement après dix ans de l'équipement et des machines des stations de compression.

Durant les premières années, le régime de remplissage admis pour la canalisation est celui qui a été indiqué ci-dessus.

4. 2. - COUT TOTAL BRUT ET COUT TOTAL REDUIT

En sommant chaque année les dépenses réelles (investissements et fonctionnement) et en faisant la somme de ces dépenses actualisées à la première année, on obtient le coût total actualisé, que l'on a appelé coût total brut. La période de quinze ans étant inférieure à la durée de vie de la canalisation (25 ans) et des stations de compression (dont les machines renouvelées peuvent servir jusqu'à la vingtième année), ces diverses parties de la canalisation présenteront au terme de cette période de quinze ans une valeur résiduelle pour le cas où la canalisation continuerait à transporter du gaz.

Comme nous avons adopté pour la durée de vie des diverses parties de la canalisation (canalisation proprement dite, bâtiment et machines des stations de compression) une valeur plutôt faible, on peut admettre que la valeur résiduelle d'un matériel décroît linéairement avec le temps pour s'annuler au terme de la durée de vie. Par exemple, au bout de quinze ans, la valeur résiduelle de la canalisation est égale à la valeur primitive, multipliée par le rapport du nombre des années de vie restantes au nombre des années de vie totale, soit $\frac{10}{25}$.

En actualisant ces valeurs résiduelles à la première année et en les retranchant du coût total brut, on obtient ce que nous avons appelé coût total réduit actualisé ou plus simplement coût total réduit.

Le calcul est résumé dans le tableau suivant (prix hors taxes, unité de compte \$ 1 000 000), pour différents diamètres de canalisations.

Diamètre de la canalisation (en pouces) Longueur : 100 km	24	30	36	40	42
Teux 8%					
- Investissement canalisation	9,3	13,5	18,7	21,8	23,9
- Investissement stations de compression :					
- batiments	0,8	0,8	1,0	1,3	1,4
- équipements, machines	1,3	2,0	2,7	3,3	3,3
<u>Total investissements</u>	<u>11,4</u>	<u>16,3</u>	<u>22,4</u>	<u>26,4</u>	<u>28,6</u>
- Entretien canalisation	1,0	1,2	1,3	1,4	1,5
- Entretien compression	1,7	2,3	2,8	3,1	3,3
- Renouvellement compression	0,5	0,9	1,1	1,3	1,4
<u>Coût total brut</u>	<u>14,6</u>	<u>20,7</u>	<u>27,6</u>	<u>32,2</u>	<u>34,8</u>
Valeur résiduelle	1,5	2,3	3,3	3,9	4,4
<u>Coût total réduit</u>	<u>13,1</u>	<u>18,4</u>	<u>24,3</u>	<u>28,3</u>	<u>30,4</u>
Teux 12%					
- Investissement canalisation	9,5	13,8	19,0	22,2	24,3
- Investissement station de compression :					
batiments	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4
- équipements, machines	1,3	2,0	2,6	3,2	3,2
<u>Total investissements</u>	<u>11,6</u>	<u>16,7</u>	<u>22,7</u>	<u>26,6</u>	<u>28,9</u>
Fonctionnement canalisation	0,8	0,9	1,1	1,2	1,2
Fonctionnement compression	1,3	1,8	2,2	2,4	2,5
- Renouvellement compression	0,4	0,6	0,7	0,9	1,0
<u>Coût total brut</u>	<u>14,1</u>	<u>20,0</u>	<u>26,7</u>	<u>31,1</u>	<u>33,6</u>
- Valeur résiduelle	0,9	1,4	2,0	2,2	2,5
<u>Coût total réduit</u>	<u>13,2</u>	<u>18,6</u>	<u>24,7</u>	<u>28,9</u>	<u>31,1</u>

Nous avons également envisagé le cas de débits annuels de faibles valeurs, transportés avec des canalisations de 16 pouces (0,85 Gm3 par an) et 20 pouces (1,6 Gm3 par an). Pour ces derniers, nous avons supposé que le régime de débit optimal serait atteint dès la première année, et les résultats de l'expérience ont conduit à admettre que les divers coûts globaux relatifs aux canalisations de 16 et de 20 pouces étaient sensiblement égaux aux coûts correspondants de la canalisation de 24 pouces multipliés par le coefficient $\frac{58}{100}$ (conduite de 16 pouces) et le coefficient $\frac{79}{100}$ (conduite de 20 pouces).

On obtient en définitive les résultats indiqués dans le tableau ci-dessous :

**CANALISATIONS TERRESTRES - COUT TOTAL ACTUALISE
POUR UNE LONGUEUR DE 100 KILOMETRES (HORS TAXES)**
Unité : 1 000 000 dollars

Diamètre de la canalisation (pouces)	Débit annuel Gm3	Taux d'actualisation 8%		Taux d'actualisation 12%	
		Coût total brut	Coût total réduit	Coût total brut	Coût total réduit
16	0,85	8,5	7,7	8,3	7,8
20	1,60	11,6	10,3	11,0	10,4
24	2,60	14,6	13,1	14,1	13,2
30	4,70	20,7	18,4	20,0	18,6
36	7,60	27,6	24,3	26,7	24,7
40	10,00	32,2	28,3	31,1	28,9
42	11,60	34,8	30,4	33,6	31,1

4.3 - INCIDENCE DU TAUX D'ACTUALISATION ET DE LA VITESSE DE " REMPLISSAGE "

On voit que le coût total actualisé varie peu avec le taux d'actualisation. Cela provient du fait que la plus grande partie des dépenses est constituée de dépenses d'investissements qui sont effectuées la première année.

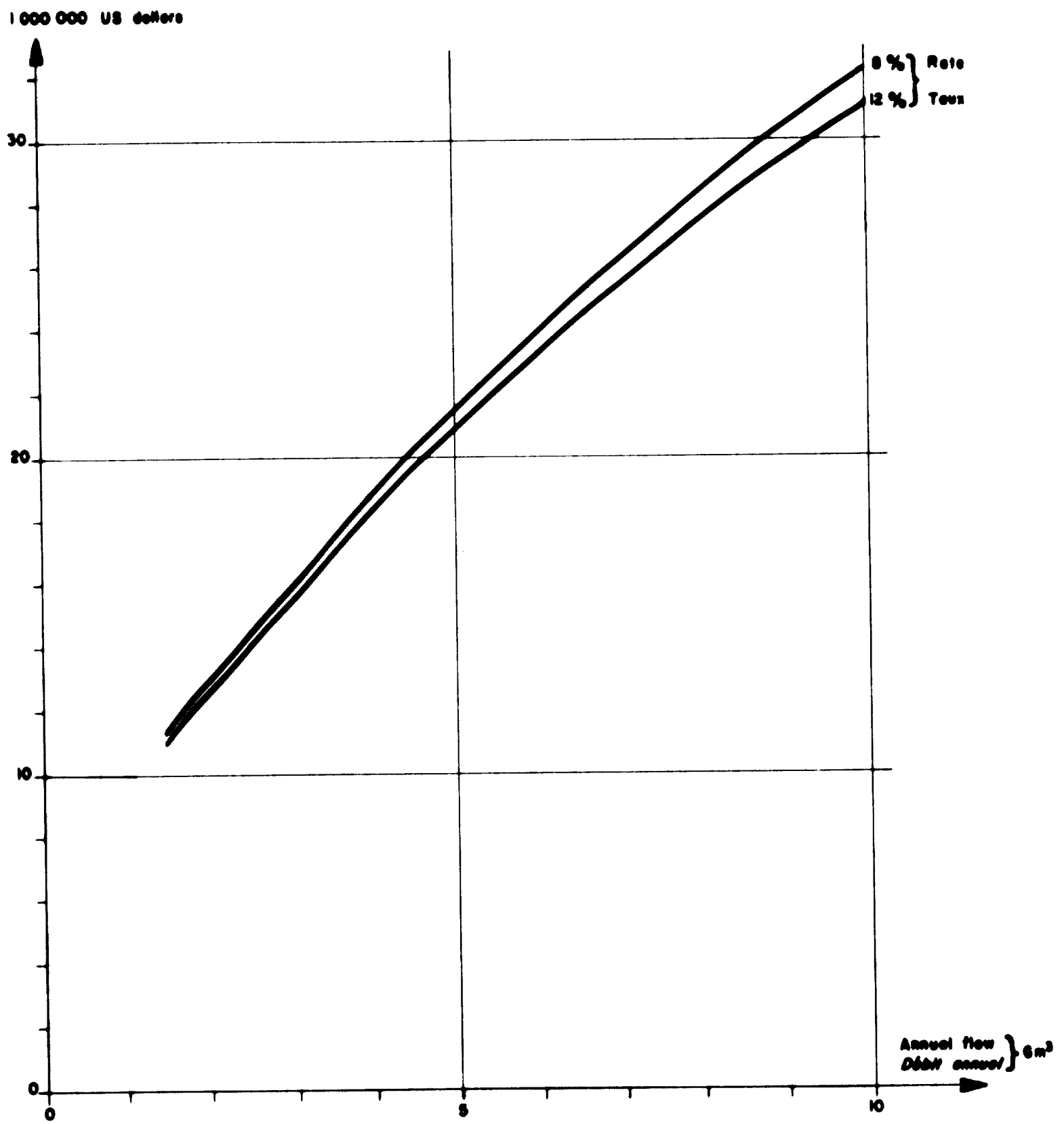
De même le coût total varierait peu si l'on adoptait durant les premières années, une cadence de chargement différente de celle qui a été indiquée au paragraphe 3 ci-dessus ; si l'on atteignait le régime de débit optimal deux fois plus vite, le coût total n'augmenterait que de 1 % (conduite de 24 pouces), à 2,5 % (conduite de 42 pouces), c'est-à-dire une quantité inférieure aux erreurs d'estimation sur les coûts. On a vu de plus que pour les conduites de 16 et 20 pouces, on a supposé un régime de débit optimal atteint dès la première année.

LAND PIPELINES

CANALISATIONS TERRESTRES

Total cost of transportation
for 100 Km

Coût total de transport
pour 100 Km



Ainsi, pour une canalisation de longueur donnée, le coût total brut et le coût total réduit ne dépendent pratiquement que du diamètre ou ce qui revient au même, que du débit annuel obtenu en régime définitif (débit économique), puisque à chaque diamètre correspond une valeur de débit économique.

4. 4. - CAS D'UN DEBIT ANNUEL QUELCONQUE

Nous avons étudié ci-dessus le cas de canalisations de diamètre 16, 20, 24, 30, 36, 40 et 42 pouces, qui correspondent à des valeurs de débit annuel bien définies. A d'autres valeurs de débit annuel correspondraient d'autres valeurs du diamètre.

On sait que les industriels fabriquent en général des canalisations dont le diamètre est choisi dans une série normalisée, qui est pratiquement la série indiquée ci-dessus plus quelques valeurs. Mais en fait on peut fabriquer industriellement des canalisations de tous les diamètres jusqu'à 42 pouces. Pour de faibles longueurs, on préfère adopter une valeur de diamètre normalisé, surtout à cause des accessoires (vannes).

Comme pour le transport du gaz algérien on aura le plus souvent affaire à des canalisations de grande longueur, il est vraisemblable que les constructeurs adopteront alors le diamètre strictement nécessaire au débit considéré, la grande longueur permettant de construire en série les accessoires adaptés. On peut penser que pratiquement les diamètres considérés varieront de 2 pouces en 2 pouces, et que l'on adoptera le diamètre immédiatement supérieur à celui qui serait nécessaire. De plus, la compression sera calculée exactement en fonction du diamètre et du débit.

Comme les chiffres de base qui ont été adoptés pour les calculs précédents sont des valeurs approchées, plutôt par excès, l'on ne commettra pas d'erreur appréciable, pour un débit quelconque, en adoptant des valeurs de coût total obtenues par interpolation entre les valeurs calculées ci-dessus pour les diamètres normalisés.

5 - COUT DE TRANSPORT AU METRE CUBE

5. 1. - METHODE DE CALCUL

Le transport d'une quantité annuelle de gaz par canalisation terrestre entre deux points A et B, entraînera une dépense totale actualisée qui a été définie ci-dessus et qui, pour une référence de 15 ans, dépend surtout de la distance et du débit annuel et dans une moindre mesure du taux d'actualisation.

On pourrait ainsi, à chaque valeur de débit annuel, associer un coût total actualisé (pour une période de 15 ans et pour un taux d'actualisation donné).

Cependant, le transport se traduit par une vente de gaz par unité, mètre cube ou thermie. On considérera l'unité mètre cube qui, pour le gaz de Hassi R'Mel correspond à 9,37 thermies.

Pour des raisons qui sont exposées ailleurs, l'ensemble du présent rapport utilise la notion de coût du transport moyen au mètre cube, cette moyenne étant calculée sur la durée totale des contrats, soit 15 ans par hypothèse. Ce coût moyen résulte de la division du coût total actualisé par la somme actualisée des quantités de gaz transportées chaque année. On obtient les résultats suivants :

5. 2. - RESULTATS DES CALCULS

Le tableau suivant condense les résultats obtenus :

CANALISATIONS TERRESTRES - COÛTS UNITAIRES MOYENS PAR METRE CUBE DE GAZ TRANSPORTE, LONGUEUR DE 100 KM (HT) Unité : US cent					
Diamètre de la canalisation (pouces)	Débit annuel Gm ³	Taux d'actualisation 8%		Taux d'actualisation 12%	
		Coût unitaire brut	Coût unitaire réduit	Coût unitaire brut	Coût unitaire réduit
16	0,85	0,115	0,105	0,14	0,13
20	1,60	0,084	0,075	0,100	0,093
24	2,60	0,065	0,0585	0,0785	0,0735
30	4,70	0,055	0,049	0,067	0,0625
36	7,60	0,048	0,042	0,059	0,0545
40	10,00	0,044	0,0385	0,054	0,0505
42	11,60	0,0415	0,036	0,0515	0,0475

Comme il fallait s'y attendre, le coût unitaire de transport par mètre cube est élevé pour les petites quantités annuelles correspondant aux faibles débits. Il décroît pour les grandes quantités, sa décroissance se ralentissant à partir du diamètre de 40 pouces (10 milliards de mètres cubes par an).

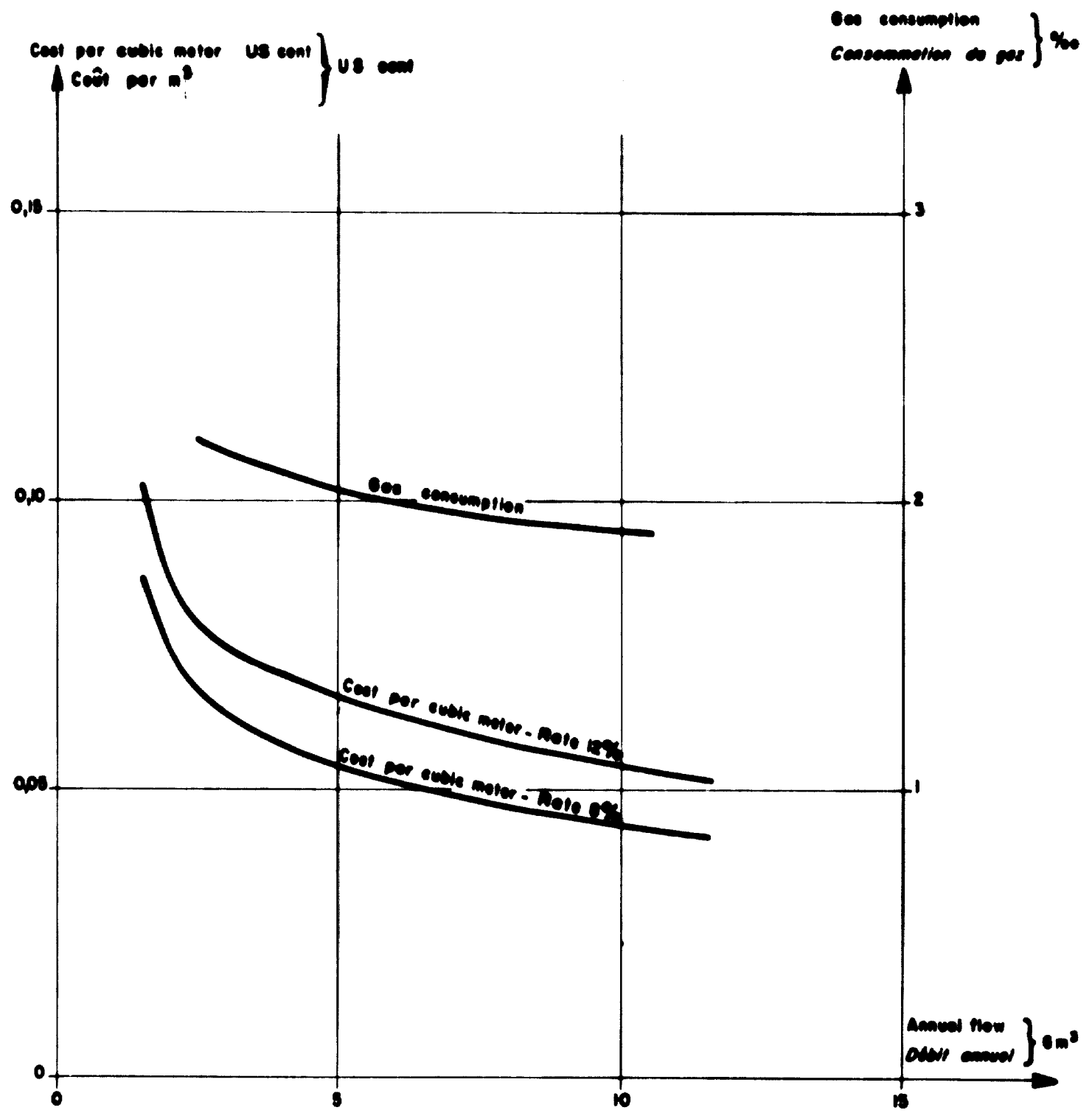
De même, les coûts unitaires par mètre cube sont nettement plus élevés pour un taux d'actualisation de 12 % que pour un taux de 8 %. Cela provient du fait qu'avec un taux d'actualisation élevé, le chiffre matérialisant la quantité totale "actualisée" de gaz est plus faible qu'avec un taux d'actualisation réduit.

LAND PIPELINES

CANALISATIONS TERRESTRES

Average transportation cost
per cubic meter for 100km.

Coût moyen de transport
par mètre cube pour 100 km.



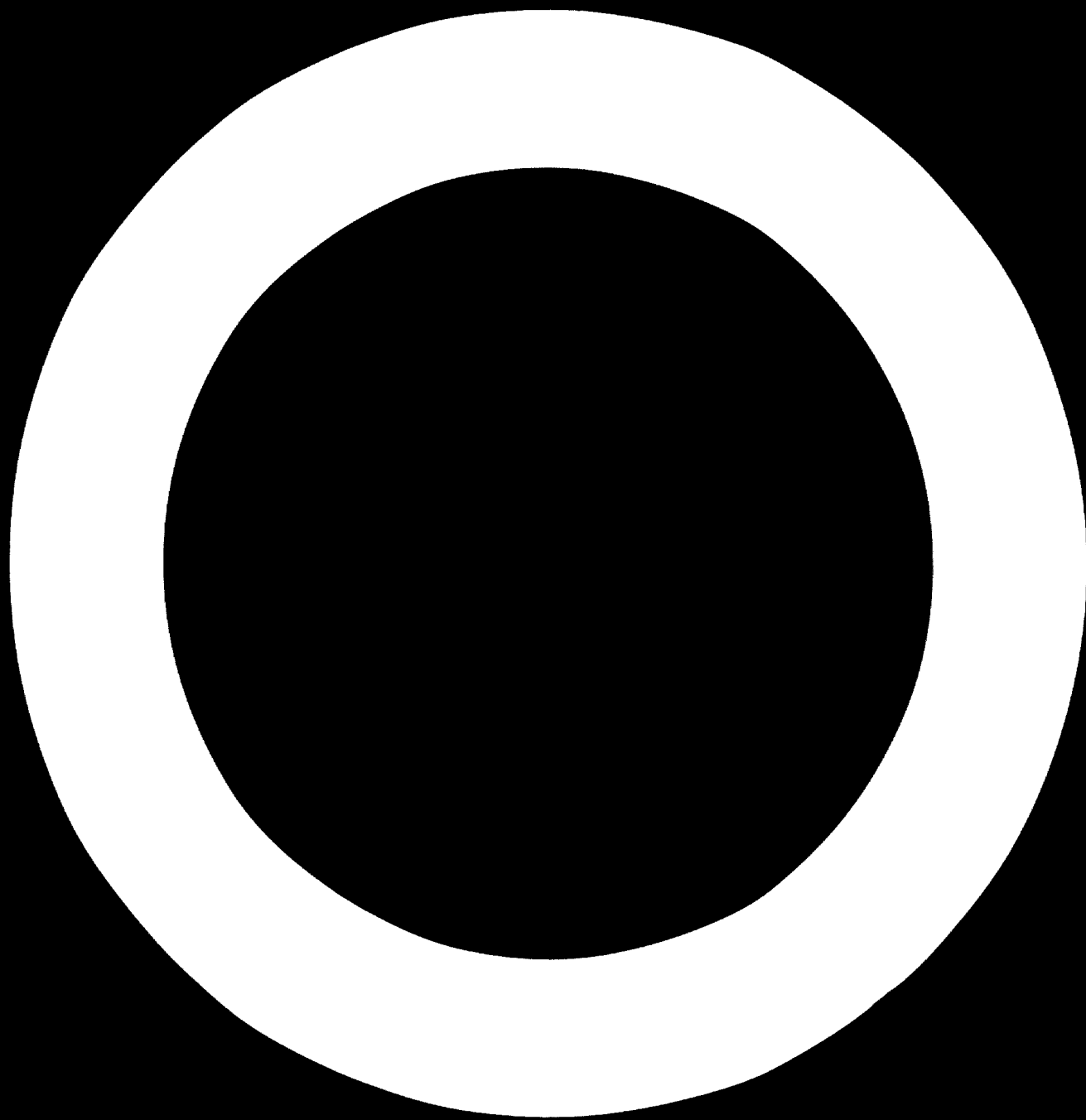
Aux coûts unitaires précédents, il convient d'ajouter la consommation de gaz, qui est très faible pour une longueur de 100 kilomètres : 0,2 à 0,3 % en moyenne. Pour les canalisations de grande longueur, on tiendra compte de cette consommation pour transporter, outre le gaz effectivement livré, le gaz consommé par le transport même dans toute la partie aval, soit par exemple, 2 à 3 % pour une longueur de 1 000 km.

5.3. CAS D UN DEBIT ANNUEL QUELCONQUE

Le calcul précédent nous a donné le coût unitaire moyen de transport par mètre cube de gaz pour des débits annuels bien déterminés, correspondant aux canalisations de diamètre 16, 20, 24, 30, 36, 40 et 42 pouces.

Dans le cas d'un débit annuel autre et, comme pour le calcul du coût unitaire, on ne commettra pas d'erreur appréciable en procédant par interpolation entre les valeurs précédentes, qui sont d'ailleurs assez voisines à partir du débit de 2,6 milliards de mètres cubes par an (canalisation de 24 pouces).

Pour les débits annuels plus faibles, le coût unitaire croît plus vite, et l'interpolation risque d'être aléatoire, surtout pour des quantités qui seraient comprises entre 0,8 et 1,6 Gm³/an. En fait, ces faibles débits annuels ne seront le plus souvent transportés que sur de petites distances et l'on pourra admettre que la précision fournie pour cette extrapolation est suffisante.



D PROBLEMES DIVERS LIES AU TRANSPORT TERRESTRE

1. - REGULATION

Pour être économiques, les transports terrestres de gaz naturel doivent être le plus réguliers possible. Or la consommation d'énergie sous forme gazeuse est essentiellement variable, la variation se produisant dans le jour et dans l'année. Les deux activités, transport et consommation, présentent donc des aspects contradictoires .

L'harmonisation entre le transport et la consommation peut être obtenue de diverses façons : modulation du transport, élasticité des réseaux, tarification, interposition de stockages de gaz. Dans l'avenir on peut envisager l'interconnexion des réseaux entre eux. Enfin on rappellera que l'on utilise souvent à titre d'appoint des gaz manufacturés obtenus à partir de charbon ou de produits pétroliers.

1.1. MODULATION

Comme on l'a vu ci-dessus, plutôt que d'assurer un débit horaire absolument constant, la majorité des canalisations de transport en service en Europe assurent le transport avec un débit horaire variant quelque peu ; on dit que le débit est "modulé". Dans le présent rapport nous avons admis un coefficient d'utilisation de 0,9, c'est à dire qu'avec un tel coefficient le débit annuel effectif est égal à 90 % du produit du débit horaire maximum par le nombre d'heures d'une année

Pratiquement, la canalisation fonctionnera le long de l'année avec des régimes variables, les régimes les plus faibles correspondant bien entendu aux périodes de révision périodique des machines et à celles de moindre demande de consommation.

Cependant l'harmonisation que l'on obtient ainsi est assez limitée, car les variations de demande de la consommation sont couramment de l'ordre de un à dix. D'autres méthodes d'harmonisation doivent donc être utilisées.

1.2. ELASTICITE DES RESEAUX

On sait que les canalisations terrestres présentent une certaine capacité gazométrique, que l'on utilise en faisant varier la pression de transport. La réserve gazométrique d'une canalisation terrestre correspond couramment à une journée de consommation, ce qui permet d'amortir en partie les variations journalières.

1. 3. - TARIFICATION

Un transporteur de gaz utilise au mieux les ressources que lui procurent les différentes formes de contrat de vente : contrats de base, contrats de pointe, contrats de creux... Les consommateurs désireux de faire varier leur consommation à volonté paieront évidemment les prix les plus élevés ; tel est le cas en général du secteur domestique. Aux industriels on offrira des tarifs moins élevés s'ils consentent à acheter une quantité régulière dans le temps, ce qui les incitera à s'équiper en gazomètres. Enfin les transporteurs cherchent à souscrire avec les centrales thermiques, généralement dotées d'un équipement mixte fuel et gaz, des contrats permettant de leur vendre les plus grandes quantités de gaz dans les périodes de creux.

1. 4. - STOCKAGE

La création de stockages de gaz naturel permet de résoudre de façon technique le problème de l'harmonisation entre le transport et la consommation : durant les périodes de faible demande on remplit les stockages, que l'on vide durant les périodes de forte demande. La rentabilité économique de tels stockages, d'un coût élevé en général, est étroitement liée aux problèmes de distribution et nous ne l'examinerons pas ici. Nous nous contenterons d'examiner quelques aspects techniques des stockages de gaz naturel.

D'une façon générale, le gaz naturel peut être stocké :

- soit sous forme liquide,
- soit sous forme gazeuse.

1. 4. 1. - STOCKAGE DU GAZ NATUREL LIQUIDE

Ce type de stockage a été étudié au chapitre I, où l'on a vu qu'il est utilisé dans les installations de liquéfaction et de regazéification.

Le stockage de gaz naturel liquide a également commencé à se répandre ces dernières années en divers pays, pour répondre aux fluctuations de la demande (Etats-Unis, Canada, Royaume-Uni...). Les techniques de stockage utilisées sont celles qui ont été décrites au chapitre I (transport en discontinu), principalement les réservoirs métalliques surélevés et les excavations à parois congelées. Ces stockages sont alimentés par de petites usines de liquéfaction destinées à écrêter les pointes de consommation, les "peak shaving plants", ou simplement par des importations de méthane liquide comme c'est le cas au Royaume-Uni.

1. 4. 2. STOCKAGE DU GAZ NATUREL SOUS FORME GAZEUSE

Le stockage du gaz naturel sous forme gazeuse s'est développé ces dernières années en Europe et aux Etats-Unis. Deux principales méthodes ont été utilisées, toutes deux sous forme de stockages souterrains :

- le stockage en gisement épuisé,
- le stockage souterrain en couche aquifère.

Le stockage en gisement épuisé n'est évidemment utilisable que dans les régions où de tels gisements existent. On les envisage en particulier en Italie, en Autriche, etc... où de petits gisements seront bientôt proches de l'épuisement.

Des recherches sont également menées actuellement pour réaliser d'autres modes de stockages souterrains : stockages en couches salifères (en cavité par dissolution du sel), stockages en ancien gisement de charbon, etc...

On décrira plus en détail les stockages souterrains en couche aquifère.

Stockages souterrains du gaz naturel en couche aquifère

Le stockage souterrain du gaz naturel en couche aquifère s'obtient en refoulant le gaz dans les pores serrées de la roche aquifère dont on chasse l'eau qui reste adjacente et fait fonction de tampon. La roche aquifère doit être assez profonde (plusieurs centaines de mètres sous le niveau du sol), elle doit être fermée de tous côtés et sa couverture doit être assurée par une couche épaisse de roche imperméable.

La couche aquifère est si possible en forme de dôme ; elle a une porosité telle qu'une pression raisonnable de gaz suffit pour en chasser l'eau. Le gaz ne peut ainsi s'échapper à la surface, et l'oxygène ne pouvant accéder au stockage, les dangers d'incendie et d'explosion sont écartés.

Les stockages souterrains se sont rapidement répandus ces dernières années :

- aux Etats-Unis, le nombre de stockages souterrains est passé de 1 en 1952 à 37 en 1966 ;
- en Union Soviétique, des stockages en aquifère existent dans la région de Moscou, de Leningrad et de Kiev (des essais de stockage en salifère ont lieu dans la région d'Erevan).

- en Europe Occidentale, les stockages souterrains se multiplient, en particulier en France où l'on a réalisé un certain nombre de stockages en aquifère : Beynes et Saint-Illiers près de Paris, Lussagnet près de Lacq, tandis que d'autres stockages sont en cours de réalisation notamment à Saint-Maur près de Compiègne, Velaine près de Nancy et Contres près de Blois, et que des essais ont lieu de stockage en salifère.

Il y a lieu de noter que les stockages sont en général coûteux ; c'est en particulier le cas des stockages en couche aquifère. Dans ces derniers les charges d'investissement se répartissent à peu près également entre d'une part les frais de recherche et de forage des puits, d'autre part la constitution du "gaz coussin". Ce "gaz coussin" est le premier remplissage de gaz du réservoir et ne peut être utilisé pratiquement ; son volume est à peu près égal à celui du gaz récupérable que l'on utilise pour assurer la régulation.

2. - INTERCONNEXION DES RESEAUX DE TRANSPORT TERRESTRE DE GAZ NATUREL

On a pu voir en annexe au préambule la description des réseaux de gazoducs terrestres existants et en construction à l'heure actuelle en Europe Occidentale. On a vu que généralement chaque gisement a un réseau de transport plus ou moins développé, et que les différents réseaux s'interconnectent assez peu.

Cependant la situation en ce domaine évolue très vite. Les réseaux de gazoducs s'étendent constamment et sont parfois assez proches de se rencontrer. On peut alors se demander si dans l'avenir on ne pourra pas interconnecter ces réseaux entre eux, c'est-à-dire les faire se rejoindre et profiter de ces jonctions pour alimenter certains centres tantôt à partir d'un gisement, tantôt à partir d'un autre. On aurait ainsi une nouvelle façon d'assurer la régulation et la sécurité du transport.

2. 1. - COMPARAISON AVEC L'INTERCONNEXION DES RESEAUX DE TRANSPORT ELECTRIQUES

On rappellera à ce sujet que la plupart des réseaux de transport d'énergie électrique en Europe Occidentale sont interconnectés. L'exemple le plus caractéristique d'artère d'interconnexion électrique est fourni par l'ensemble de deux câbles sous-marins électriques qui ont été installés en 1961 entre la France et l'Angleterre. Ces deux câbles de transport, installés entre Le Portel (près de Boulogne) et Dungeness (près de Douvres) fonctionnent en courant continu à la tension respective de + 100 KV et - 100 KV par rapport à la mer. Ils permettent le transport d'une puissance maximum de 160 MW. Des stations terminales

(mutateurs, transformateurs) sont installées à Echinghen (près de Boulogne) et à Lydd (près de Douvres) ; elles permettent le raccordement aux réseaux électriques français (225 KV) et britanniques (275 KV). Les deux câbles sous-marins électriques Le Portel-Dungeness fonctionnent tantôt dans un sens, tantôt dans l'autre, permettant à l'ensemble des deux réseaux de transport français et britannique d'envoyer de l'énergie électrique dans celui des pays où la demande est la plus importante.

De même, les réseaux allemand, suisse, français, etc... sont interconnectés et s'envoient mutuellement de l'énergie électrique ; cette interconnexion se fait à l'aide d'artères de transport pouvant fonctionner dans les deux sens et à l'aide d'installations de transformation.

2. 2. - INTERCONNEXION DES RESEAUX DE GAZODUCS

On examinera rapidement si une telle interconnexion peut être réalisée dans les réseaux de transport de gaz naturel. On remarquera immédiatement que le problème est plus difficile que dans le cas de l'électricité. Dans le cas de l'électricité il faut harmoniser la tension et, en cas de courant alternatif, la fréquence, ce qui se fait assez facilement. Dans le cas de gaz naturel il faut harmoniser la composition du gaz dont découle son pouvoir calorifique, opération plus importante. Les différents gisements alimentant l'Europe Occidentale ont en effet des compositions assez différentes.

On donnera à titre d'exemple l'examen d'un cas particulier, celui de la région parisienne.

2. 2. 1. - CAS DE LA REGION PARISIENNE

La région parisienne reçoit actuellement du gaz de quatre origines différentes :

- gaz manufacturé en provenance de cokeries de Lorraine,
- gaz algérien en provenance du Havre,
- gaz de Groningue,
- gaz de Lacq.

Il faut également y ajouter le gaz obtenu à partir de produits pétroliers.

En fait la proportion de gaz manufacturé est appelée à décroître rapidement. Dans l'avenir il y aura donc trois principales sources d'approvisionnement en gaz de la région parisienne : gaz de Lacq, gaz de Groningue et gaz algérien par Le Havre.

Tous ces gaz ont des compositions différentes, et en conséquence des pouvoirs calorifiques différents. En particulier le gaz de Groningue contient une forte proportion d'azote, 14 %, alors que les gaz de Lacq et d'Arzew en contiennent moins de 1 %.

Les réseaux de transport des ces trois gisements qui aboutissent à la région parisienne sont interconnectés, puisque ces trois réseaux ont des artères qui aboutissent au réservoir souterrain de Saint-Illiers.

Les trois gaz décrits ci-dessus, gaz de Lacq, gaz de Groningue et gaz algérien, ne sont pas compatibles. En conséquence les opérations suivantes seront effectuées .

Le gaz de Groningue sera dénitrogéné dans une station située à Alfortville. Il recevra ensuite du gaz d'Arzew, ce qui en fera un gaz compatible avec celui de Lacq : en effet le pouvoir calorifique du gaz de Lacq est intermédiaire entre les pouvoirs calorifiques du gaz de Groningue et du gaz d'Arzew.

Les opérations précédentes sont nécessaires par suite du manque de souplesse des appareils d'utilisation. Elles permettent d'obtenir à partir du gaz de Groningue un gaz substituable à celui de Lacq. Ultérieurement des régions alimentées actuellement en gaz de Lacq pourront ainsi être alimentées en gaz de Groningue rendu substituable.

Les différents traitements évoqués ci-dessus se font dans des installations spéciales de dénitrogénéation, de mélange et de mesure.

2. 2. 2. CAS GENERAL

On a vu que la région parisienne est le point d'aboutissement de trois réseaux.

Il est fort probable que dans quelques années d'autres réseaux de transport se rencontreront : par exemple dans la région de Suisse-Allemagne du sud, il y aura une rencontre possible des réseaux de transport du gaz de Groningue, du gaz soviétique et du gaz algérien.

Que va-t-il alors se passer ? Sera-il possible et sera-t-il souhaitable, de procéder à des échanges de sens de transport de manière à obtenir une meilleure régulation et une meilleure sécurité de l'approvisionnement ?

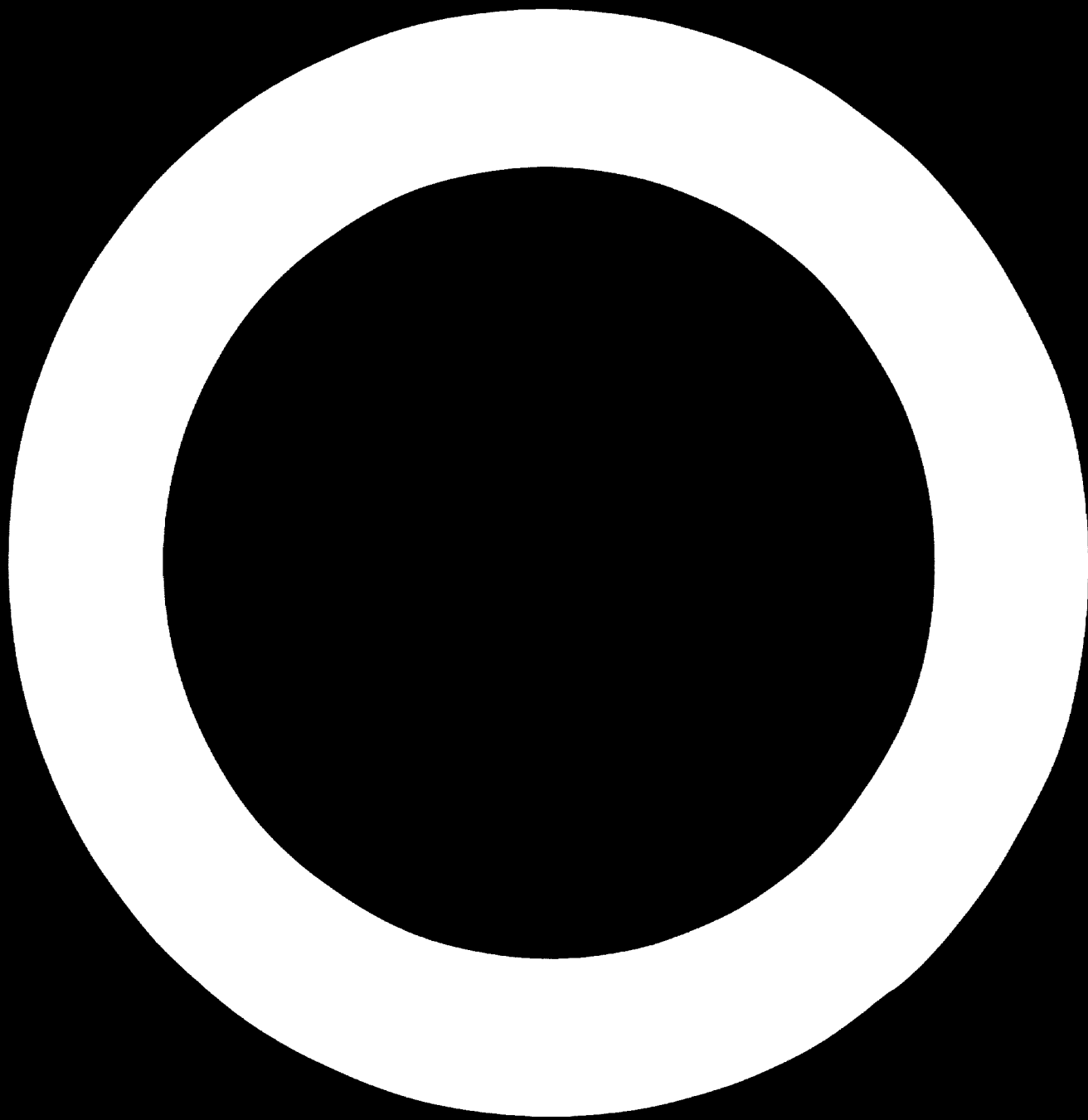
L'exemple de la région parisienne a montré qu'il serait fort possible de transformer les caractéristiques des gaz, de façon à les rendre substituables l'un à l'autre. Signalons également que le gaz libyen déchargé à la Spezia sera traité au moyen d'un "reformer" à vapeur où les C3+ seront réformés puis mélangés avec les constituants plus légers ; le gaz obtenu, dont le pouvoir calorifique sera moins élevé que celui du gaz déchargé sera substituable à celui qui est actuellement utilisé dans le réseau de distribution de la Vallée du Pô, et pourra ainsi être injecté dans ce réseau.

D'une façon générale, l'harmonisation des caractéristiques physiques des gaz nécessite des installations assez complexes. Un autre problème se pose : celui du sens de transport dans les gazoducs. Si la canalisation proprement dite peut fonctionner dans les deux sens, il n'en est pas de même en général des stations de compression qui sont normalement construites pour un sens déterminé. Toutefois certaines canalisations de transport construites actuellement sont déjà conçues pour fonctionner dans les deux sens ; c'est en particulier le cas de canalisations aboutissant aux réservoirs souterrains, qui suivant la demande doivent soit apporter du gaz au réservoir, soit transporter le gaz soutiré dans ces réservoirs.

L'intérêt d'avoir des installations permettant d'échanger le sens de transport serait de permettre un meilleur équilibrage des réseaux et une plus grande sécurité d'exploitation. En cas d'interruption momentanée d'une source d'approvisionnement, cela permettrait de pallier cette défaillance et d'alimenter dans certains cas la région correspondante à partir d'autres sources.

En résumé :

- l'interconnexion des réseaux de transport de gaz est possible, et elle est déjà réalisée en certains points à l'heure actuelle ;
- cette interconnexion nécessite des installations spéciales : usines de traitement des gaz pour les rendre substituables, stations de compression pouvant fonctionner dans les deux sens. Les réservoirs souterrains alimentés si possible par différentes sources sont en outre souhaitables.



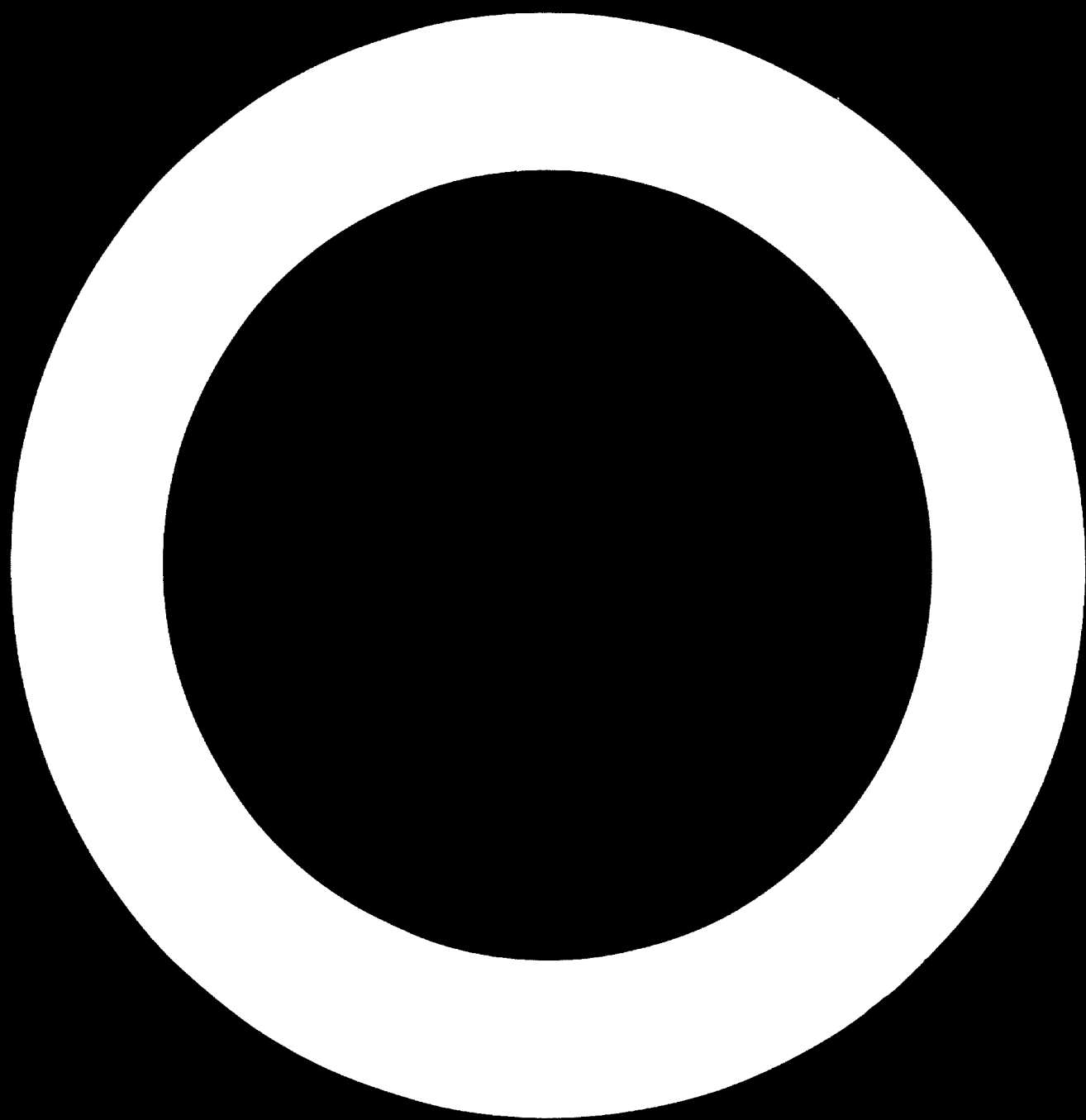
III. - COMPARAISON DES ITINERAIRES SOUS-MARINS

On a effectué plus haut (voir chapitre II - D) l'étude technique et financière de la traversée de la Méditerranée par canalisation sous-marine.

On a vu que trois itinéraires de traversée pouvaient être envisagés, liés chacun à un procédé :

- Détroit de Gibraltar (procédé par traction SEGANS-COLLINS),**
- Mostaganem - Carthagène (procédé Gaz de France),**
- Détroit de Sicile (procédé Gaz de France).**

Les deux premiers itinéraires abordent l'Europe par l'Espagne, tandis que le troisième traverse l'Italie.



A. RAPPEL DES RESULTATS DE L'ETUDE TECHNIQUE - ECHEANCIER

L'étude technique a montré que les deux procédés, SEGANS-COLLINS et Gaz de France, ont été convenablement étudiés et que la pose d'une canalisation sous-marine par ces procédés est possible.

On a également vu que les études océanographiques de détail ont été effectuées sur les itinéraires Déroit de Gibraltar et Mostaganem - Carthagène, mais n'ont été que partielles sur le Déroit de Sicile. En conséquence, la première canalisation sous-marine pourrait être posée en trois ans au Déroit de Gibraltar et sur Mostaganem -Carthagène, et en quatre ans au Déroit de Sicile.

Si l'on tient compte de ces délais et du temps de construction des canalisations terrestres, on voit que les premières livraisons de gaz peuvent avoir lieu aux dates suivantes, si la décision est prise en 1968.

- itinéraire par Gibraltar :

- . 1er janvier 1974 - Espagne,
- . 1er janvier 1975 - France et Europe ;

- itinéraire Mostaganem - Carthagène :

- . 1er janvier 1974 - Espagne et Europe ;

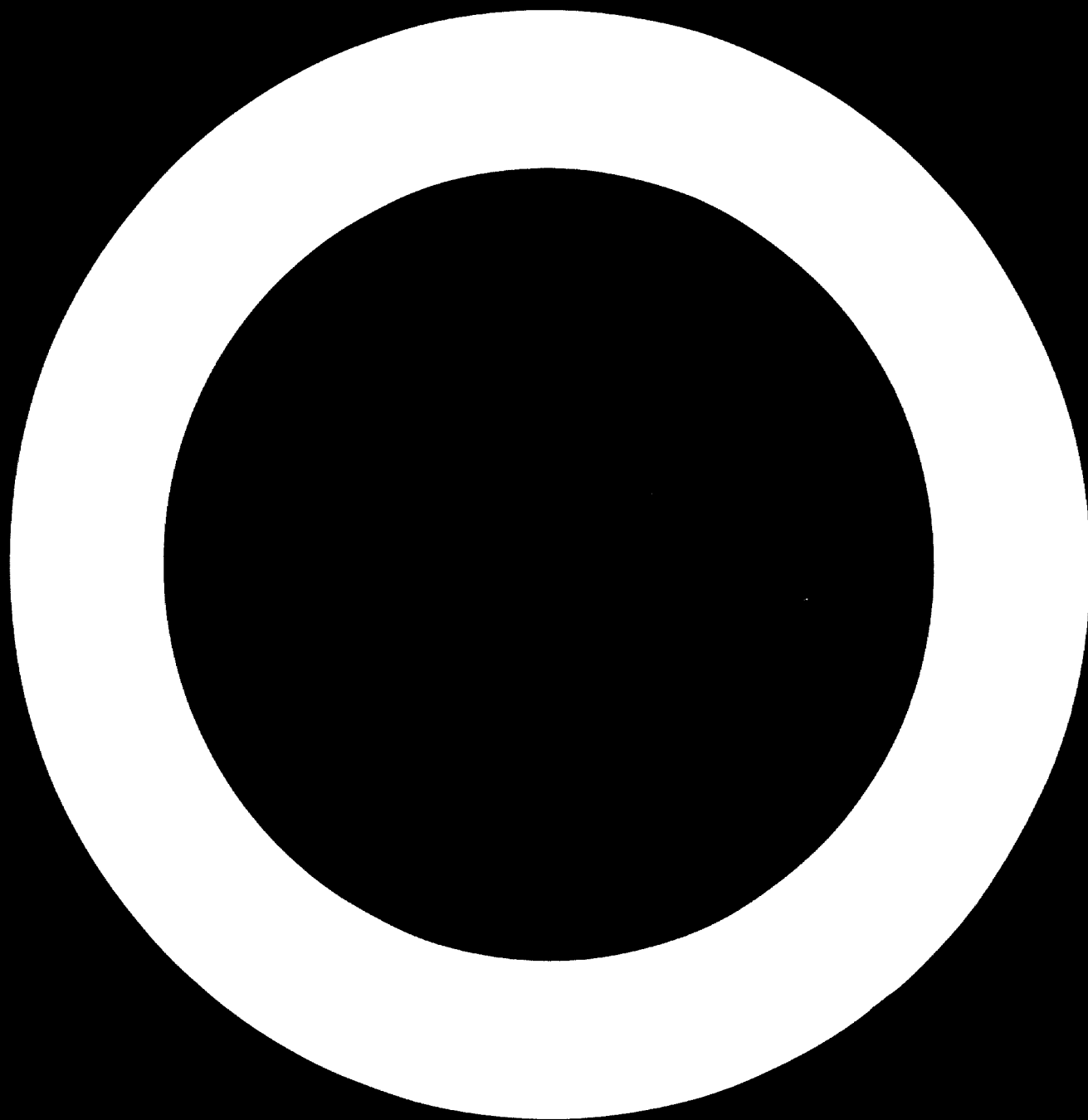
- itinéraire Déroit de Sicile :

- . 1er janvier 1975 - Italie centre et sud,
- . 1er janvier 1976 - Italie nord et Europe.

L'itinéraire Mostaganem -Carthagène est celui qui permet d'assurer le plus vite les premières livraisons de gaz. Cela provient du fait que cet itinéraire a fait l'objet d'études nombreuses et présente les canalisations terrestres les plus courtes.

L'itinéraire par Gibraltar permettrait une desserte de l'Espagne à la même date que l'itinéraire Mostaganem - Carthagène, c'est-à-dire à partir du 1er janvier 1974, mais ne permettrait la desserte de la France et de l'Europe qu'une année plus tard, en raison de la majoration des longueurs des canalisations terrestres.

Enfin, l'itinéraire par le Déroit de Sicile est celui qui donne les dates de livraisons les plus tardives, en raison d'une part de la nécessité de compléter les études techniques et océanographiques, d'autre part de la grande longueur des canalisations terrestres.



B - COMPARAISON DES ITINERAIRES

Un itinéraire complet de transport de gaz par canalisation intercontinentale entre le gisement d'Hassi R'Mel et les centres de consommation comportera, outre la traversée marine, des parties terrestres. L'étude des canalisations terrestres qui vient d'être faite permet maintenant d'effectuer la comparaison complète des trois itinéraires, comparaison qui sera effectuée au vu du coût de transport du gaz depuis Hassi R'Mel jusqu'aux centres de livraison.

On effectuera d'abord la comparaison entre les deux itinéraires "espagnols" ; si cette comparaison permet de définir un itinéraire meilleur que l'autre, cet itinéraire sera ensuite comparé à l'itinéraire "italien".

1. - COMPARAISON DES ITINERAIRES " ESPAGNOLS " DETROIT DE GIBRALTAR ET MOSTAGANEM - CARTHAGENE

On sait que les itinéraires au départ de Hassi R'Mel sont les suivants :

- pour le passage par Gibraltar :

. Hassi R'Mel - Cap Spartel (itinéraire terrestre)	950 km
. Cap Spartel - Cap Trafalgar (traversée marine)	65 km

- pour le passage par Mostaganem - Carthagène :

. Hassi R'Mel - Mostaganem (itinéraire terrestre)	475 km
. Mostaganem - Carthagène (traversée marine)	200 km

Les itinéraires abordent l'Espagne aux points suivants :

- pour le passage par Gibraltar : au Cap Trafalgar,
- pour le passage par Mostaganem - Carthagène : à Carthagène.

On résume ci-après les résultats de l'étude des coûts de traversée de la Méditerranée, indiqués pour quelques valeurs de débit (les coûts indiqués sont les coûts bruts).

Coût de la traversée de la Méditerranée par mètre cube de gaz (US cent)	par le Déroit de Gibraltar	par Mostaganem Carthagène
---	----------------------------	---------------------------

Taux 8 % :

2,0 Gm3/an	0,408	0,538
4,0 Gm3/an	0,228	0,391
6,0 Gm3/an	0,170	0,323
9,0 Gm3/an	0,164	0,31

Taux 12 % :

2,0 Gm3/an	0,564	0,689
4,0 Gm3/an	0,316	0,511
6,0 Gm3/an	0,234	0,403
9,0 Gm3/an	0,229	0,38

La traversée de la Méditerranée est plus coûteuse entre Mostaganem et Carthagène qu'à Gibraltar ; cependant, le passage par Gibraltar impose un important allongement des trajets terrestres.

Le résultat concernant le coût de transport total aux centres européens n'est donc pas évident et il faut effectuer le calcul complet.

Dans la considération des zones à desservir, l'Espagne a une grande importance puisque c'est elle qui est abordée la première. Son cas doit donc être étudié avec un soin particulier.

On effectuera l'étude comparée des coûts de transport en deux étapes successives :

- en premier lieu, on comparera les coûts de transport dans l'hypothèse d'une desserte de l'Espagne et de l'Europe,
- en second lieu, on comparera les coûts de transport dans l'hypothèse d'une desserte de l'Espagne seule.

Centres à desservir :

On peut admettre, en première analyse, que les centres à desservir sont :

- en Espagne :

- . Madrid, Bilbao,
- . Carthagène - Escombreras, Sagunto, Barcelone,
- . Cadix ;

- en Europe du sud, hors Espagne :

- . France : Avignon, Lyon, Bâle - Mulhouse,
- . Italie : Milan,
- . Allemagne : Bâle - Mulhouse, Munich.

1. 1. - COMPARAISON DES ITINERAIRES POUR LA DESSERT DE L'ESPAGNE ET DE L'EUROPE DU SUD

Les réseaux terrestres seraient les suivants :

- à partir du Cap Trafalgar :

- . la région de Cadix est desservie au départ du réseau,
- . une canalisation se dirige vers Valencia et Sagunto, en passant par Linares (embranchement vers Madrid et Bilbao) et Albacete (embranchement vers Carthagène - Escombreras),
- . après Sagunto, la canalisation se dirige vers Barcelone, Avignon et le reste de l'Europe ;

- à partir de Carthagène :

- . la région de Carthagène - Escombreras est desservie au départ du réseau,
- . une canalisation se dirige vers Villena (embranchement), Sagunto, Barcelone, Avignon et le reste de l'Europe,
- . une canalisation adjacente part de Villena et se dirige vers Bilbao avec un embranchement Alocer - Madrid.

La région de Cadix n'est pas desservie ; en effet, le marché d'Andalousie est trop faible pour justifier une canalisation qui mesurerait environ 550 km.

A partir de Barcelone, les deux réseaux sont les mêmes, et l'étude comparative des coûts de transport en Europe peut être limitée à la comparaison des coûts de transport à Barcelone.

Les coûts de transport dépendent évidemment des divers débits de gaz transporté. On a choisi autant que possible les hypothèses telles que le débit total soit avantageux pour l'itinéraire par Gibraltar. On sait que cet itinéraire est économique pour les valeurs de débit annuel : 4 Gm³, 6 Gm³ et 9 Gm³. On s'est donc rapproché le plus possible de ces débits, en adoptant pour chaque centre espagnol deux hypothèses, une hypothèse basse et une hypothèse haute.

On aboutit aux six hypothèses de débits annuels indiquées dans le tableau suivant :

Hypothèse	Débit total Gm ³ /an	Débit annuel à .. (Gm ³ /an)					Itinéraire par	
		Cadix	Madrid	Bilbao	Carthagène Escombreras	Sagunto		Barcelone Europe
1	4,2	0,2	0,3	0,5	0,5	0	2,7	Gibraltar
2	6,0	0,2	0,3	0,5	0,5	0	4,5	
3	9,0	0,2	0,3	0,5	0,5	0	7,5	
4	6,0	0,2	0,7	1,2	0,5	0,6	2,8	
5	7,7	0,2	0,7	1,2	0,5	0,6	4,5	
6	9,0	0,2	0,7	1,2	0,5	0,6	5,8	
1 bis	4,0	0	0,3	0,5	0,5	0	2,7	Mostaganem Carthagène
2 bis	5,8	0	0,3	0,5	0,5	0	4,5	
3 bis	8,8	0	0,3	0,5	0,5	0	7,5	
4 bis	5,8	0	0,7	1,2	0,5	0,6	2,8	
5 bis	7,5	0	0,7	1,2	0,5	0,6	4,5	
6 bis	8,8	0	0,7	1,2	0,5	0,6	5,8	

A chaque hypothèse de débit passant par Gibraltar correspond une hypothèse "bis" de débit diminué de 0,2 Gm³/an et passant par Mostaganem et Carthagène ; cette diminution traduit le fait que l'itinéraire Mostaganem - Carthagène ne permet pas d'assurer la desserte de l'Andalousie.

Le calcul des coûts de transport a été fait par l'addition des coûts unitaires de transport sur chaque tronçon, et pour un gaz à 9,37 thermies par mètre cube (gaz de Hassi R'Mel).

Les distances de transport terrestres sont indiquées dans le tableau suivant :

Canalisations terrestres	Longueur (km)
Itinéraire par Gibraltar	
Hassi R'Mel - Cap Spartel	950
Cap Trafalgar - Linares	320
Linares - Madrid	270
Madrid - Bilbao	350
Linares - Albacete	180
Albacete - Carthagène	170
Albacete - Sagunto	175
Sagunto - Barcelone	310
Itinéraire par Mostaganem - Carthagène	
Hassi R'Mel - Mostaganem	475
Carthagène - Villena	125
Villena - Alocer	175
Alocer - Madrid	95
Alocer - Bilbao	350
Villena - Sagunto	125
Sagunto - Barcelone	310

Avec un taux d'actualisation de 12 %, on obtient les résultats suivants dans les différents centres, en US cent par thermie (coûts moyens ne tenant pas compte des risques de dépassement ni du prix départ champ) :

Hypothèse de débit	Débit total Gm3/an	Coût de transport par thermie à : (Unité = US cent par thermie)						Itinéraire
		Cadix	Madrid	Bilbao	Carthagène Escombreras	Sagunto	Barcelone	
1	4,2	0,100	0,168	0,240	0,171	(0,150)	0,176	par Gibraltar
2	6,0	0,088	0,154	0,225	0,155	(0,132)	0,154	
3	9,0	0,080	0,143	0,215	0,144	(0,120)	0,138	
4	6,0	0,088	0,134	0,174	0,156	0,134	0,158	
5	7,7	0,084	0,129	0,170	0,150	0,127	0,144	
6	9,0	0,080	0,123	0,165	0,144	0,120	0,141	
1 bis	4,0		0,168	0,213	0,089	(0,110)	0,136	par Mostaganem Carthagène
2 bis	5,8		0,154	0,199	0,076	(0,094)	0,116	
3 bis	8,8		0,146	0,190	0,069	(0,086)	0,104	
4 bis	5,8		0,127	0,154	0,076	0,095	0,120	
5 bis	7,5		0,121	0,148	0,070	0,087	0,110	
6 bis	8,8		0,120	0,146	0,069	0,086	0,108	

On constate qu'à Madrid, les coûts de transport sont voisins par l'itinéraire Mostaganem- Carthagène et par l'itinéraire Détroit de Gibraltar. Ailleurs, il en va toujours autrement.

A Bilbao, le coût par Gibraltar est d'environ 11 % plus élevé que par Mostaganem-Carthagène. En fait, il faudrait prendre l'ensemble Madrid + Bilbao, pour lequel le coût par Gibraltar serait d'environ 7 % plus élevé que par Mostaganem - Carthagène.

Les différences les plus grandes sont constatées à Barcelone, où elles sont en moyenne de 24 %, et évidemment à Carthagène - Escombreras où elles atteignent 51 %. Cela provient, bien entendu, du fait que le passage par Gibraltar entraîne un allongement du parcours terrestre plus important si l'on se dirige sur Carthagène ou Barcelone que si l'on se dirige vers Madrid ou Bilbao.

La question se pose de savoir si, d'une part le léger surcroît de coût sur Madrid et d'autre part le manque à gagner dû à l'absence de livraison à Cadix fait perdre à la solution Mostaganem - Carthagène l'avantage qu'elle présente par son coût plus faible dans les autres centres.

La réponse est négative. En effet, le calcul montre d'une part que la desserte de tous les centres indiqués (sauf Cadix qu'il faut traiter à part) coûterait annuellement (avec un taux d'intérêt de 12 %) entre 15 et 25 millions US dollars en moins en passant par Mostaganem qu'en passant par Gibraltar (15 millions sur les hypothèses 1 et 1 bis, 25 millions sur les hypothèses 6 et 6 bis). Et d'autre part que cet avantage est très supérieur à la perte du marché de Cadix ; cette perte peut être mesurée par le bénéfice maximum qui pourrait être tiré de la vente de gaz à Cadix qui, dans le cas d'un prix de vente de 0,25 US cent par thermie serait (sur l'hypothèse 6 par exemple) de :

$$(0,25 - 0,08) 10^{-2} \times 0,2 \times 9,37 \times 10^9 = 3,2 \text{ millions US\$}$$

Déduction faite de ce manque à gagner, l'avantage financier de la solution Mostaganem par rapport à la solution Gibraltar serait de 12 millions US dollars par an, dans l'hypothèse de livraison n° 1, et de 22 millions US dollars par an dans l'hypothèse 6.

Le coût total de transport pour ces mêmes hypothèses de livraison (desserte de tous les centres, sauf Cadix) étant inférieur à 100 millions US dollars par an, l'avantage que l'on vient de dire est tout à fait appréciable (et bien supérieur aux erreurs de mesure que nous pouvons faire sur les coûts de transport).

Il reste à considérer le cas d'une livraison en cours de route au Maroc (dans la région de Fès). Ce cas ne diminue que peu le coût de transport par Gibraltar : le calcul a été effectué dans l'hypothèse d'une livraison de 1 milliard de mètres cubes à Fès. On constate que les coûts en Espagne ne baissent que de 0,02 à 0,03 cent par thermie, soit environ 2 %.

(Il faut remarquer, pour ce qui concerne le seul Maroc, que les coûts de transport direct Hassi R'Mel - Fès doivent être comparés aux coûts de transport par Hassi R'Mel - Relizane (embranchement) - Fès. Pour un transport de 1 milliard de m³/an à Fès correspondant à 9,4 milliards de thermies/an sur un transport total de 5 milliards de mètres cubes/an, on obtient une différence de 0,054 cent par thermie à Fès, soit une perte de $9,4 \times 0,054 = 5\ 000\ 000$ dollars, nettement inférieure aux gains obtenus en Espagne).

Nous avons également effectué tous les calculs précédents avec un taux d'actualisation de 8 % (au lieu de 12 %) et constaté que les résultats sont très voisins.

Au total dans le cas d'une livraison de gaz en Europe et en Espagne, l'itinéraire Mostaganem-Carthagène est nettement moins coûteux que l'itinéraire Détroit de Gibraltar.

1. 2. - COMPARAISON DES ITINERAIRES POUR LA DESSERTTE DE L'ESPAGNE SEULE

Nous ajoutons en Espagne le centre de Saragosse qui serait desservi par une antenne partant de San Mateo entre Sagunto et Barcelone (San Mateo - Saragosse 160 km), ou par une antenne partant de Siguenza entre Alocer et Bilbao.

D'autre part, nous abandonnons l'hypothèse basse des livraisons (0,3 Gm³/an à Madrid, 0,5 Gm³/an à Bilbao, etc) dont les coûts de transport, lorsqu'on ne livre rien au-delà de l'Espagne, dépassent le prix de vente que l'on peut espérer sur le marché. Les hypothèses retenues pour la présente comparaison sont les suivantes :

Hypothèse de débit	Débit annuel Gm ³ /an	Débit annuel à ... (Gm ³ /an)							Itinéraire par
		Codix	Madrid	Bilbao	Carthagène Escombreras	Sagunto	Saragosse	Barcelone	
1	1,9	0,2	0,4	0,8	0,5	0	0	0	Gibraltar
2	3,9	0,2	0,7	1,2	0,5	0,6	0,2	0,5	
1 bis	1,7	-	0,4	0,8	0,5	0	0	0	Mostaganem
2 bis	3,7	-	0,7	1,2	0,5	0,6	0,2	0,5	Carthagène

Dans le cas de livraisons nulles à Sagunto et Barcelone, les itinéraires en Espagne sont légèrement différents et on en a tenu compte.

Le calcul des coûts donne les résultats suivants, en US cent par thermie (compte non tenu des risques de dépassement ni des prix départ champ).

Hypothèse de débit	Débit total Gm3/an	Coût de transport par thermie à ...							Taux	Itinéraire par
		Cadix	Madrid	Bilbao	Carthagène Escombreras	Sagunto	Saragosse	Barcelone		
1	1,9	0,123	0,177	0,221	0,195				8%	Gibraltar
2	3,9	0,060	0,118	0,151	0,138	0,128	0,195	0,173		
1 bis	1,7		0,152	0,178	0,094				8%	Mostaganem Carthagène
2 bis	3,7		0,115	0,137	0,072	0,094	0,166	0,149		
1	1,9	0,148	0,212	0,262	0,234				12%	Gibraltar
2	3,9	0,098	0,145	0,183	0,169	0,155	0,236	0,210		
1 bis	1,7		0,187	0,220	0,118				12%	Mostaganem Carthagène
2 bis	3,7		0,143	0,167	0,092	0,118	0,201	0,182		

On constate que pour chaque centre espagnol le coût de transport est nettement moins élevé par Mostaganem - Carthagène que par Gibraltar : pour le taux de 12 %, la différence moyenne est de 6 % à Madrid, 12 % à Bilbao, 14 % à Barcelone et 47 % à Carthagène - Escombreras. Nous pensons que ces écarts sont supérieurs aux erreurs de mesure que nous commettons sur les coûts.

La perte causée par la non desserte de l'Andalousie se chiffre au maximum à :

$$(0,250 - 0,100) \times 1,87 = 2\,800\,000 \text{ de dollars,}$$

alors que le seul gain à Carthagène - Escombreras est au minimum de :

$$(0,169 - 0,092) \times 0,5 \times 9,37 \times 10^7 = 36\,000\,000 \text{ de dollars}$$

Malgré la perte causée par la non desserte de Cadix, l'itinéraire Mostaganem est donc nettement le plus avantageux.

De même, l'hypothèse d'une livraison en cours de route au Maroc dans le cas d'un itinéraire par Gibraltar ne diminuerait les coûts en Espagne que de 0,02 cent à 0,03 cent par thermie (dans le cas d'une livraison de l'ordre de 1 Gm3/an à Fès), c'est-à-dire que le coût en Espagne ne diminuerait que de 2 % : dans ce cas, la différence serait encore en faveur de l'itinéraire Mostaganem-Carthagène de 4 % à Madrid, 10 % à Bilbao, 12 % à Barcelone et 45 % à Carthagène - Escombreras.

Conclusion : avantages de l'itinéraire Mostaganem - Carthagène

Le calcul des coûts de transport par les deux itinéraires a été fait dans un éventail assez large d'hypothèses de livraison et pour des débits choisis, autant que possible, pour être favorables au passage par Gibraltar.

Dans tous ces cas, les coûts de transport vers l'Espagne et vers le reste de l'Europe, se sont avérés moins élevés par l'itinéraire Mostaganem - Carthagène que par celui du Détroit de Gibraltar.

Si l'on ajoute que dans le cas d'un passage par Gibraltar, il faudrait un an de plus pour desservir la France et l'Europe que dans le cas d'un passage par Mostaganem et Carthagène, on voit que le meilleur itinéraire est celui de Mostaganem - Carthagène.

Nous allons maintenant comparer ce dernier à l'itinéraire "italien" passant par le Détroit de Sicile.

2 COMPARAISON DE L'ITINÉRAIRE "ESPAGNOL" MOSTAGANEM-CARTHAGÈNE ET DE L'ITINÉRAIRE "ITALIEN" DÉTROIT DE SICILE

On sait que les itinéraires au départ de Hassi R'Mel sont les suivants :

- pour le passage par Mostaganem - Carthagène :
 - . Hassi R'Mel - Mostaganem (itinéraire terrestre) 475 km,
 - . Mostaganem - Carthagène (traversée marine).... 200 km;
- pour le passage par le Détroit de Sicile :
 - . Hassi R'Mel - Cap Bon (itinéraire terrestre)..... 920 km,
 - . Cap Bon - Marsala (traversée marine) 160 km.

L'Europe est abordée soit à Carthagène en Espagne, soit à Marsala en Sicile.

On rappelle également que la desserte de la France et de l'Europe par l'itinéraire Détroit de Sicile nécessiterait deux années de plus que par l'itinéraire Mostaganem - Carthagène. Un tel handicap est assez lourd et il faudrait que les coûts de transport en France et en Europe par la Sicile soient nettement moins élevés que par Mostaganem - Carthagène pour le rattraper.

On résume ci-dessous les résultats de l'étude des coûts de traversée de la Méditerranée, indiqués pour quelques valeurs de débit (les coûts indiqués sont les coûts bruts)

Coût de la traversée de la Méditerranée par mètre cube de gaz US cent	Par Mostaganem Carthagène	Par le détroit de Sicile
Taux 8 % :		
2 Gm3/an	0,538	0,412
4 Gm3/an	0,391	0,289
6 Gm3/an	0,323	0,272
Taux 12 % :		
2 Gm3/an	0,689	0,524
4 Gm3/an	0,511	0,371
6 Gm3/an	0,403	0,341

Le coût de la traversée de la Méditerranée est moins élevé au Détroit de Sicile qu'entre Mostaganem et Carthagène; la différence est plus importante pour les faibles débits, où elle est d'environ 22 %, que pour les débits de l'ordre de 6 Gm3 où elle est d'environ 15 %. Cependant, le détour par le Détroit de Sicile impose d'importants allongements de parcours terrestre ; le résultat final de la comparaison n'est donc pas évident sauf dans le cas de livraisons à l'Espagne seule ou à la seule Italie Centrale et Méridionale.

Pour le reste de l'Europe dont les principaux points d'éclatement des consommations sont Avignon et Milan, il faut rappeler d'abord son éloignement d'Hassi R'Mel (les distances suivantes comprennent les trajets marins) :

- Hassi R'Mel - Avignon par Mostaganem - Carthagène	1 645 km
- Hassi R'Mel - Avignon par le Détroit de Sicile	3 000 km
- Hassi R'Mel - Milan par Mostaganem - Carthagène	2 125 km
- Hassi R'Mel - Milan par le Détroit de Sicile	2 520 km

La traversée de la Méditerranée au Déroit de Sicile est de 15 à 20 % moins coûteuse qu'entre Mostaganem et Carthagène. Cependant, la différence entre les distances de Hassi R'Mel à Avignon par les deux itinéraires est telle que le coût de transport du gaz à ce centre par l'itinéraire Déroit de Sicile est de toute évidence nettement plus élevé que par l'itinéraire Mostaganem - Carthagène. En revanche, il n'est pas évident qu'il en soit de même en ce qui concerne la desserte du centre de Milan, d'autant plus que le coût du trajet Avignon - Milan, doit tenir compte du supplément de dépenses causé par la traversée des Alpes.

Nous avons donc effectué le calcul des coûts de transport de Hassi R'Mel à Milan, d'une part par l'itinéraire Mostaganem - Carthagène, d'autre part par l'itinéraire Déroit de Sicile. Le calcul a été fait avec deux hypothèses de livraisons annuelles de gaz à Milan : 1,5 Gm³/an et 3 Gm³/an.

Nous avons supposé que :

- par l'itinéraire Mostaganem - Carthagène, on livrerait en cours de route 0,5 Gm³/an à Carthagène, et pour Avignon, on a choisi deux hypothèses : 0 Gm³/an et 3 Gm³/an.
- par l'itinéraire Déroit de Sicile, on livrerait en cours de route 0,5 Gm³/an ou 1 Gm³/an en Italie Centrale, livraison supposée faite à hauteur de Pescara.

Les hypothèses de débits sont donc les suivantes :

Hypothèse de débit	Livraison annuelle de gaz au centre de			Gm ³		Itinéraire par
	Carthagène Escombreras	Avignon	Milan	Pescara		
1	-	-	1,5	0,5	Déroit de Sicile	
2	-	-	3	1		
1 bis	0,5	0	1,5	-	Mostaganem	
2 bis	0,5	0	3	-		
1 ter	0,5	3	1,5	-	Carthagène	
2 ter	0,5	3	3	-		

Le calcul a été fait en ajoutant les coûts de transport sur chaque tronçon du trajet. On obtient les résultats indiqués dans le tableau suivant, en cent par thermie (coûts moyens ne tenant pas compte des risques de dépassement ni du prix départ champ) :

Hypothèse de débit	Coût de transport de Hassi R'Mel à Milan, en cent par thermie		Débit annuel à Milan Gm3	Itinéraire par
	8 %	12 %		
1 2	0,24 0,17	0,28 0,22	1,5 3	Détroit de Sicile
1 bis 2 bis	0,24 0,18	0,29 0,23	1,5 3	Mostaganem, Carthagène pas de livraison de gaz à Avignon
1 ter 2 ter	0,18 0,15	0,23 0,19	1,5 3	Mostaganem Car thagène avec li vraison de 3 Gm3/ an à Avignon

On voit que :

- avec une livraison de 0,5 Gm3/an à Carthagène - Escombreras et rien à Avignon d'une part, 0,5 Gm3/an et 1 Gm3/an à Pescara d'autre part, les coûts de transport à Milan sont très légèrement inférieurs (5 %) si l'on passe par la Sicile,
- si l'on suppose en outre une livraison à Avignon de 3 Gm3/an le coût de transport à Milan par Mostaganem - Carthagène devient nettement inférieur au coût de transport par le Détroit de Sicile : la différence est d'environ 17 %.

Conclusion : avantage de l'itinéraire Mostaganem - Carthagène

On vient de voir que :

- le coût de transport de gaz à Avignon par le Détroit de Sicile est nettement plus élevé que par Mostaganem - Carthagène en raison de l'allongement du du parcours terrestre,
- le coût de transport de gaz à Milan par le Détroit de Sicile est très légèrement inférieur au coût par l'itinéraire Mostaganem - Carthagène, si par cet itinéraire on ne livre pas le gaz ailleurs qu'à Carthagène ; or, cette hypothèse paraît exclue,
- dès qu'on suppose une livraison de gaz à Avignon, le coût de transport de gaz à Milan par le Détroit de Sicile est supérieur à celui par Mostaganem - Carthagène.

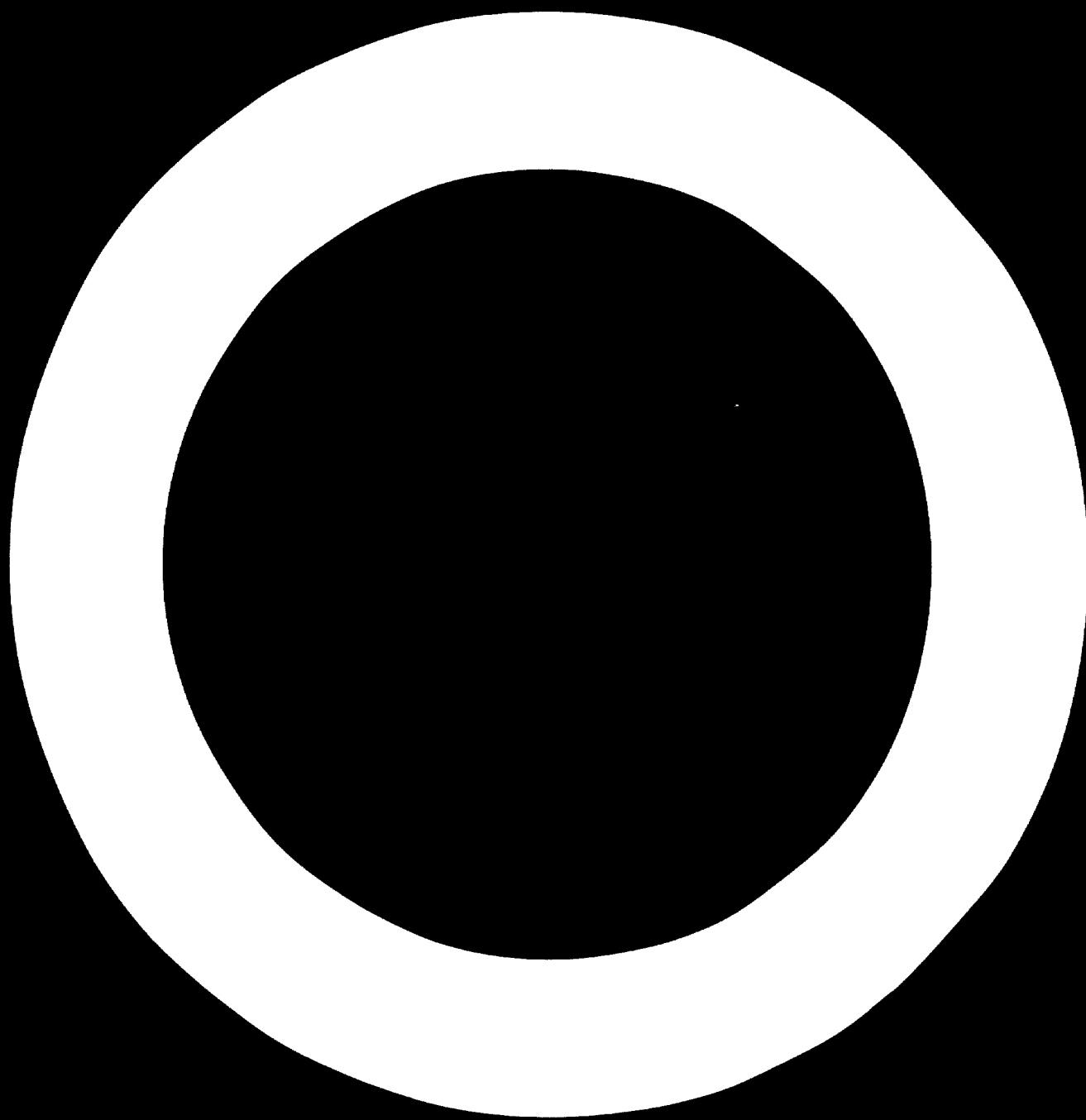
Si l'on ajoute que les études de détail sont moins avancées sur le Déroit de Sicile que sur Mostaganem - Carthagène, on voit que l'itinéraire Mostaganem - Carthagène est plus avantageux pour la desserte de l'Europe du Sud que l'itinéraire Sicilien.

Ce dernier serait meilleur pour la desserte de l'Italie centre et sud. Mais dans cette partie de l'Italie, les marchés potentiels du gaz naturel algérien sont trop faibles pour justifier une traversée sous-marine ; elle conduirait à des coûts de transport prohibitifs.

3. ITINERAIRE RETENU POUR LA COMPARAISON DES COÛTS DE TRANSPORT

L'étude comparative des trois itinéraires a montré que le meilleur itinéraire pour le transport de gaz en Europe est l'itinéraire Mostaganem - Carthagène.

C'est cet itinéraire qui sera retenu comme itinéraire de transport de gaz par canalisation sous-marine, et qui sera comparé au transport de gaz par navires méthaniers.



CHAPITRE III

COMPARAISON ECONOMIQUE DES METHODES DE TRANSPORTS

A - INTRODUCTION

1 - OBJET DU CHAPITRE

L'objet du chapitre est d'examiner du point de vue économique les avantages et les inconvénients des différentes solutions de transport du gaz naturel en provenance de l'Algérie et à destination de l'Europe.

Les chapitres précédents ont analysé longuement les différentes techniques selon lesquelles pourrait se faire ce transport. Dans les pages qui suivent, nous comparerons seulement deux d'entre elles ; d'une part la solution comportant la liquéfaction du gaz à la pression atmosphérique avant son chargement sur méthaniers, et d'autre part la solution comportant le recours au procédé Gaz de France de traversée sous-marine par canalisations (entre Mostaganem et Carthagène). Nous nous sommes déjà expliqués sur les raisons pour lesquelles nous ne retenons pas les autres itinéraires de traversée sous-marine. Quant aux procédés types bateaux-tubes, MLG et CNG le fait que leurs études soient à l'heure actuelle moins avancées et leur mise au point moins détaillée, nous a conduits à les laisser hors du champ de cette comparaison.

Plusieurs réserves de gaz sont exploitables aujourd'hui en Algérie, mais comme il a été dit au début de la partie III, la plus importante et la mieux équipée est celle d'Hassi R'Mel, qui est la seule que nous considérons.

A partir de ce gisement et jusqu'aux grands centres de livraison, le transport comprend une suite d'opérations ; mais les divers procédés pour traverser la Méditerranée ne peuvent être jugés indépendamment de la totalité de la chaîne dans laquelle ils s'inscrivent. Le présent chapitre analysera donc l'économie de l'opération de transport comme s'il devait exister une société qui achèterait le gaz au départ du champ et le revendrait au centre de livraison. L'image de cette société unique de transport ne préjuge pas de son existence, elle souligne seulement le fait que les prix de transport que devront supporter les éventuels clients seront fonction du coût des diverses opérations, du départ du champ aux centres européens.

2 - DEFINITION DU CRITERE DE COMPARAISON DES COÛTS

Le principal critère de comparaison économique des différentes méthodes de transport possibles concerne évidemment leur coût. Puisqu'il s'agit d'opérations dont les dépenses sont étalées sur plusieurs années, depuis les premières études préalables jusqu'aux dernières livraisons de gaz inscrites au contrat, le coût à considérer est la somme actualisée de toutes ces dépenses. On dira qu'une solution est moins coûteuse qu'une autre si son coût total actualisé est inférieur tandis que les quantités transportées sont les mêmes. Ce critère est strictement identique à celui du bénéfice total actualisé, lorsqu'il s'agit de mêmes débits dans chaque centre de livraison : en effet, dans ce cas, les recettes actualisées sont identiques et le bénéfice actualisé ne diffère qu'en raison des dépenses.

On pourrait recourir à un autre critère de comparaison : le taux de rentabilité interne. La grande incertitude concernant les prix de vente qu'il sera possible de pratiquer se répercuterait entièrement sur la valeur numérique de ce critère dont l'utilisation apparaît de ce fait très fragile. Si l'on ajoute que le classement des différentes solutions de transport effectué à l'aide de ce même critère ne peut être différent de celui obtenu d'après le coût total actualisé, on comprend qu'il n'y a pas lieu de l'introduire dans le présent travail.

Le coût total actualisé ne peut servir cependant à comparer des méthodes de transport lorsque les quantités livrées ne sont pas les mêmes. On est alors amené à calculer des coûts moyens au mètre cube transporté (obtenus en divisant le coût total actualisé par les quantités totales actualisées) ; nous reviendrons plus loin sur la signification de ces coûts moyens.

3. REGLES FONDAMENTALES DU CALCUL DES COÛTS

Dans le calcul du coût actualisé, ont été adoptées les règles suivantes :

- a) La durée de service de l'ensemble des systèmes de transport est de 15 ans

Dans un monde statique, cette durée serait naturellement égale à la période de vie physique des investissements qui pour certains d'entre eux (les canalisations terrestres par exemple) est bien supérieure à 15 années. Mais, dans le monde à évolution rapide qui est le notre, la durée de service probable d'un investissement est conditionnée par le changement des circonstances économiques (par exemple apparition de nouvelles sources d'énergie) et par celui des techniques (apparition de modes de transport du gaz moins coûteux).

L'attitude la plus sage consiste à prévoir une durée de service égale à la durée de la plupart des contrats d'exportation de gaz, soit 15 années. Ce sera très vraisemblablement, en particulier, l'attitude qu'adopteront les organismes de financement qui seront amenés à s'intéresser à l'opération : ils en calculeront la rentabilité en se limitant à la période couverte par des contrats de vente.

En adoptant cette position, nous négligerons les services que pourraient encore rendre après la quinzième année telles parties des systèmes de transport, ou encore : nous comptons pour nulles leurs "valeurs résiduelles". Mais ces services sont incertains et leur valeur actualisée est faible.

- b) Les taux d'actualisation considérés sont respectivement de 8 et 12 %

On sait que pour une économie donnée, ces taux reflètent la rareté plus ou moins grande des capitaux ou encore le choix que le pays entend faire, dans la limite de ses ressources, entre ses besoins de consommer immédiatement et ses ambitions d'investir. S'agissant d'une opération qui intéressera plusieurs pays simultanément, et où interviendront des capitaux étrangers à l'Algérie, le choix de ces taux pose des problèmes difficiles. En l'absence d'un taux fixé par l'ensemble des instances intéressées et en particulier par l'Algérie, nous avons retenu deux valeurs : 8 et 12 % qui déterminent un intervalle dans lequel se situent généralement les taux d'actualisation retenus pour de gros investissements d'infrastructure, dont le mode de financement est en partie international.

- c) Les intérêts intercalaires supportés par les différentes opérations sont aussi de 8 et 12 %

Il n'y a pas de raison de principe pour que les intérêts intercalaires soient égaux aux taux d'actualisation, car ils dépendent seulement des conditions financières qui pourront être obtenues. C'est uniquement par simplicité que, faute d'informations particulières en ce domaine, nous avons retenu les mêmes taux. Tous

les prix qui figureront dans ce chapitre seront comptés intérêts intercalaires compris, sauf indication contraire.

d) Les calculs sont effectués hors taxes

Les opérations de transport concernent plusieurs pays, entre lesquels n'existe pas, à l'heure actuelle du moins, de procédure qui permette de considérer que les taxes soient de simples transferts qui, au bilan général, s'annuleraient entre eux. Cependant le calcul est effectué hors taxes, parce que d'une part celles-ci ont des chances d'être assez faibles et que d'autre part, il est difficile d'en prévoir dès maintenant le montant (1).

e) Le prix de revient du transport au mètre cube est augmenté par le fait que la pleine capacité des installations n'est pas utilisée dès la première année

Nos estimations tiennent compte de ce fait. En accord avec les chapitres précédents, nous avons admis en effet que, si le débit de croisière sur un tronçon donné du réseau est inférieur à trois milliards de mètres cubes par an, ce débit de croisière ne sera atteint que la seconde année, le débit effectif de la première année étant seulement de 1,5 milliard de mètres cubes ; si le débit de croisière est compris entre 3 et 5 milliards de mètres cubes par an, il n'est atteint qu'au terme de la troisième année.

f) Le coût de transport ne comprend pas le prix du gaz acheté au champ, sauf s'il s'agit du gaz qui doit être consommé dans les opérations de transport proprement dites (pour la liquéfaction et pour le fonctionnement des stations de compression). Nous avons estimé que ce gaz consommé serait payé au départ du champ 0,1 US cent/m³ ; étant donné l'importance des autres dépenses du transport, une modification de ce prix départ champ aurait une incidence négligeable.

g) Le coût de transport passe à la charge des acheteurs européens les dépenses du stockage qui est nécessaire pour répondre aux variations saisonnières de la demande. En effet, dans le présent rapport, la fourniture de gaz par le transporteur est supposée ne pas connaître d'autres fluctuations que celles qui correspondent aux arrêts ou ralentissements exigés par l'entretien des équipements. Naturellement, nous tenons compte de ce que le transporteur prend ses dispositions pour faire coïncider les périodes d'entretien avec les phases de faible demande ; plus les débits sont importants et donc les équipements fractionnés en éléments parallèles, plus cette variation des quantités transportées peut s'étaler au long de l'année et s'adapter aux variations de la demande ; mais au total, aussi bien pour le procédé par canalisations sous-marines que pour le procédé par méthaniers, les ralentissements ou les arrêts de livraison

(1) cf. Partie V du présent rapport : « Aspects institutionnels et légaux ».

représentent environ 10 % de la livraison annuelle. Tous les réseaux que nous étudions ont donc un taux d'utilisation égal à 0,9 et laissent à l'acheteur le soin de faire face aux variations de la demande non couvertes par ce coefficient.

h) Les coûts de transport publiés dans ce chapitre résultent des analyses détaillées des deux chapitres précédents et ne tiennent pas compte des dépassements possibles

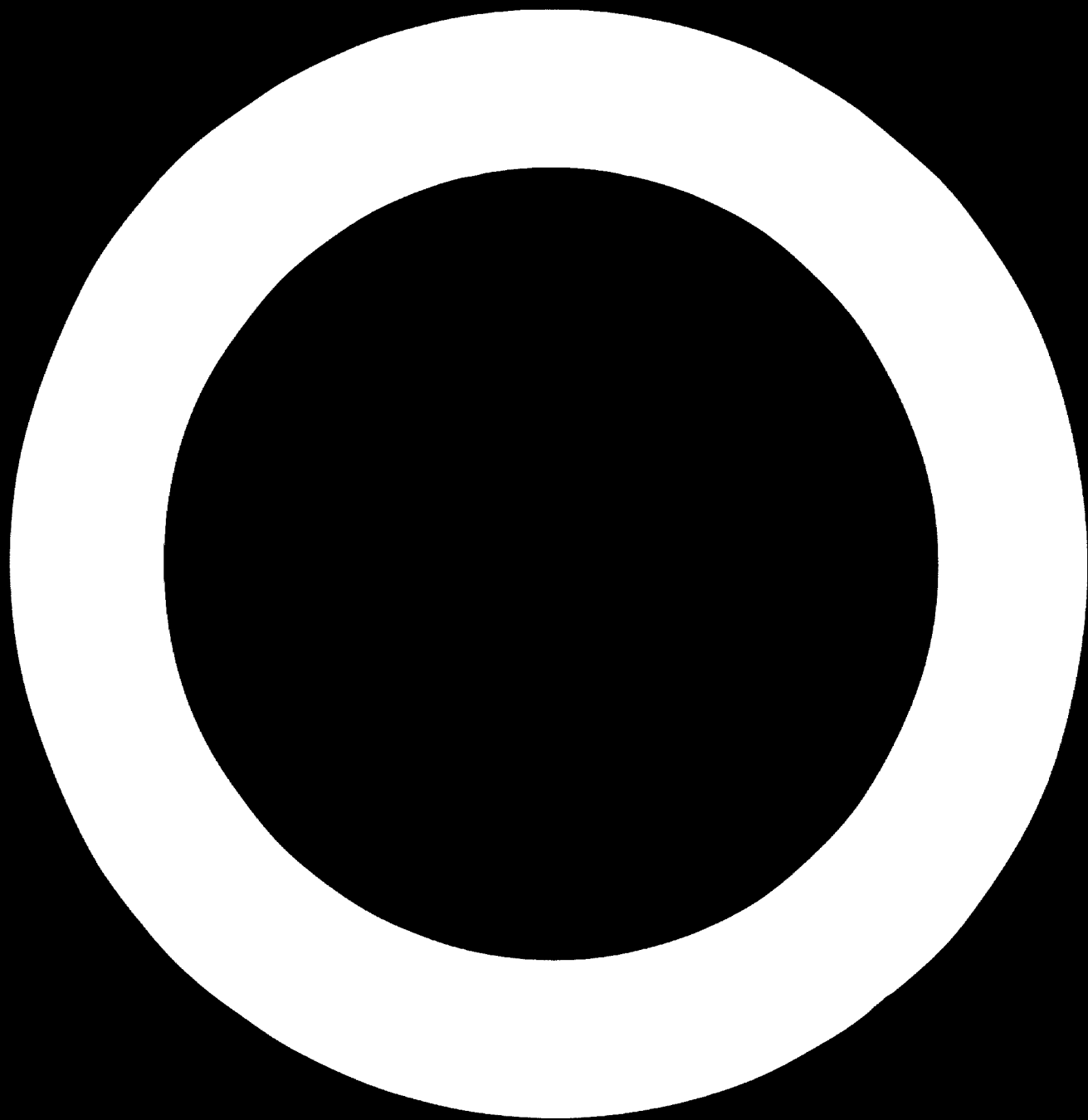
Ce risque de dépassement existe et est probablement plus important dans les systèmes utilisant des méthaniers que dans ceux comportant des canalisations sous-marines. Cette différence tient au fait que les canalisations terrestres, dont le coût est assez bien connu, représentent une part de la dépense totale beaucoup plus grande en général dans les systèmes de transport en continu que dans les systèmes discontinus.

Au cours de ce chapitre, nous tiendrons compte du fait que des dépassements peuvent se produire, mais nous n'introduirons pas de suppléments dans les coûts car cela n'est pas nécessaire à la comparaison.

Cette introduction de suppléments interviendra seulement dans la Partie IV (Politique d'Exportation) où seront publiés des "prix de revient" du gaz en Europe résultant de l'addition suivante :

Coûts de transport estimés dans la Partie III

- + Correction forfaitaire pour risque de dépassement
- + Prix d'achat du gaz au champ.



B - COMPARAISON DES COÛTS DE TRANSPORT SELON LES DEUX METHODES

1. - L'ETUDE D'UN CAS

Nous commencerons par examiner avec quelque détail le coût d'un réseau qui serait destiné à livrer chaque année 2 milliards de mètres cubes dans la région de Fos - Avignon. Cet examen permettra de montrer quelle place détient dans la dépense totale chacun des éléments de la chaîne de transport.

Le tableau suivant présente en effet la décomposition de la dépenses totale actualisée (respectivement dans le cas d'un taux d'actualisation de 8 et de 12 %) d'un réseau destiné à livrer 2 milliards de mètres cubes à Fos - Avignon.

Le procédé par méthaniers est supposé ici utiliser le site de Skikda.

Parmi les dépenses d'investissement qu'il requiert, les plus lourdes concernent d'une part le gazoduc terrestre en Algérie et, d'autre part la liquéfaction ; ces deux postes sont d'un montant équivalent. L'investissement en méthaniers proprement dit représente une part beaucoup plus faible du total (dans le présent tableau il est, pour cette raison, regroupé avec les investissements portuaires et de stockage).

Dans le procédé comportant des canalisations sous-marines entre Mostaganem et Carthagène et desservant la région de Fos - Avignon après avoir traversé l'Espagne, le long de sa côte méditerranéenne, la part des canalisations sous-marines est à peine égale au tiers de la dépense totale.

Si l'on compare les deux procédés, l'on voit que le procédé par méthaniers requiert un peu moins de capitaux, mais entraîne davantage de dépenses de fonctionnement que le procédé par canalisations sous-marines. Cette constatation est d'une portée très générale ; elle vaut pour d'autres hypothèses de livraisons que celle qui est examinée dans le tableau. Nous y reviendrons plus longuement par la suite.

Quant aux coûts totaux des deux procédés, le lecteur aura sûrement noté qu'ils sont très voisins, mais cette constatation ne doit pas être généralisée : cela provient du fait que le débit de 2 Gm³/an dont on étudie ici la dépense est défavorable à la méthode des canalisations sous-marines parce qu'il oblige à poser 3 conduites (dont 1 pour la sécurité) alors qu'un débit de 1,8 Gm³/an nécessiterait seulement deux conduites.

**COUT TOTAL ACTUALISE D'UN RESEAU DESTINE A
LIVRER PENDANT 15 ANS 2 MILLIARDS DE M3/AN
DANS LA REGION DE FOS - AVIGNON
(et aucune autre quantité ailleurs)**

1. Dans la solution GNL (Via Skikda)

Unité : 1 000 000 US \$

Taux d'actualisation	0,08	0,12
Dépenses en capital		
Canalisation Hassi R Mel - Skikda	70	70
Liquefaction	72	72
Bateaux, ports, stockage	51	51
Regazéification	7	7
	—	—
Total des dépenses en capital	200	200
Dépenses de fonctionnement		
Canalisation Hassi R Mel - Skikda	16	12
Liquéfaction	51	41
Bateaux, ports, stockage	21	17
Regazéification	9	7
	—	—
Total des dépenses de fonctionnement	97	77
Cout total actualisé	297	277

Note : Les couts de transport qui précèdent ne tiennent pas compte des risques de dépassement. Ces risques auraient des incidences plus importantes dans les systèmes utilisant des méthaniers que dans ceux comportant des canalisations sous marines.

Dans la Partie IV (Politique d'Exportation) seront publiés des prix de revients du gaz algérien en Europe qui résulteront de l'addition :

- Cout de transport
- + Correction forfaitaire pour risque de dépassement
- + Prix d'achat du gaz au champ.

**COUT TOTAL ACTUALISE D'UN RESEAU DESTINE A
LIVRER PENDANT 15 ANS 2 MILLIARDS DE M3/AN
DANS LA REGION DE FOS - AVIGNON
(et aucune autre quantité ailleurs)**

**2. Dans la solution canalisation sous-marine
(Via Mostaganem - Carthagène)**

Unité : 1 000 000 US \$

Taux d'actualisation	0,08	0,12
Dépenses en capital		
Canalisation terrestre Hessi R Mel - Mostaganem	50	50
Canalisation sous-marine	91	91
Canalisation terrestre Carthagène - Avignon	102	102
	—	—
Total des dépenses en capital	243	243
Dépenses de fonctionnement		
Canalisation terrestre Hessi R Mel - Mostaganem	13	10
Canalisation sous-marine	4	3
Canalisation terrestre Carthagène - Avignon	26	20
	—	—
Total des dépenses de fonctionnement	43	33
 Cout total actualisé	 286	 276

Note : Les coûts de transport qui précèdent ne tiennent pas compte des risques de dépassement. Ces risques auraient des incidences plus importantes dans les systèmes utilisant des méthaniers que dans ceux comportant des canalisations sous marines.

Dans la Partie IV (Politique d'Exportation) seront publiés des « prix de revient » du gaz algérien en Europe qui résulteront de l'addition

- Coût de transport
- + Correction forfaitaire pour risque de dépassement
- + Prix d'achat du gaz au champ.

2 - LA DEFINITION DES COÛTS MOYENS

La moyenne du coût de transport au mètre cube (c) sur les quinze années de livraisons se déduit immédiatement de la dépense totale actualisée en la divisant par la somme des débits annuels actualisés en début de période soit :

$$c = \frac{\hat{D}(i)}{\hat{Q}(i)}$$

où $\hat{D}(i)$ est la dépense totale actualisée avec le taux (i)

et $\hat{Q}(i)$, la somme des débits actualisés avec le même taux.

On peut discuter de la signification d'une moyenne calculée sur une période dans laquelle les débits annuels ne sont pas constants puisqu'il existe une phase où le réseau se charge progressivement. En dehors du fait que le coût moyen est un critère d'appréciation particulièrement simple, on peut faire remarquer que le transporteur en accord avec ses clients tendra sans doute à reporter sur l'ensemble de la période le surcroît de dépenses au mètre cube qu'il encourra au cours des années de chargement du réseau ; ce report qu'implique notre calcul du coût moyen équivaut à considérer qu'il existe des dépenses de mise en route et que c'est l'opération prise dans son ensemble qui doit les supporter.

Le coût moyen (c) ainsi défini est exactement équivalent à ce que devrait être le prix de transport du m³ de gaz (p) pour que l'opération de transport ait une rentabilité égale à (i). L'on sait en effet que le taux de rentabilité interne (i) est égal au taux d'actualisation qui annule le bénéfice total actualisé de l'opération, c'est-à-dire qui est la racine de l'équation :

$$p \hat{Q}(i) - \hat{D}(i) = 0$$

En considérant cette équation et la précédente, on voit que le coût moyen que nous avons défini (c) est bien égal à p, prix d'un transport de rentabilité i.

Lorsque le réseau dessert plusieurs centres à la fois, quelques difficultés de méthode apparaissent puisqu'il faut alors fixer une règle d'imputation des charges relatives à l'ensemble du réseau entre les multiples centres desservis.

La règle la plus immédiate, qui est celle que nous retiendrons, consiste à faire cette imputation de façon proportionnelle aux livraisons, et ceci, pour chaque tronçon. Si par exemple, le débit dans un tronçon commun J est égal à q_j et que la livraison dans le centre m est égale à d_m , la dépense relative au tronçon j sera imputée au centre m dans la proportion :

$$\frac{d_m}{q_j}$$

En opérant ainsi, on obtient des coûts de transport au mètre cube qui tiennent compte des deux facteurs qui agissent le plus profondément sur la dépense totale, à savoir la distance et le volume livré.

Un traitement un peu particulier a dû être appliqué pour répartir les dépenses concernant les charges portuaires en Algérie et les navires méthaniers. Comme on l'a vu plus haut (chapitre I, I. D), lorsque plusieurs ports doivent être livrés nous n'avons pas affecté à chacun d'entre eux une flotte particulière ; supposant ainsi qu'un même navire pouvait être utilisé tour à tour sur différentes lignes, nous avons réparti les charges de la flotte (amortissement, assurance, entretien, personnel) au prorata des temps passés sur les différents itinéraires. Les charges portuaires algériennes, dans la même ligne de pensée, ont été réparties entre chaque destination proportionnellement aux temps d'utilisation.

De façon générale, ces modes de calcul d'un coût de transport au mètre cube jusqu'à un centre européen donné permettent des comparaisons entre les différentes méthodes ; mais nous devons très fermement mettre en garde contre la tentation d'utiliser ce même coût moyen pour apprécier ce que pourrait être le prix de vente du mètre cube de gaz algérien en chaque centre. Cette réserve ne tient pas simplement à la fragilité de nos chiffres ou au fait qu'ils ne comprennent pas le prix d'achat du gaz au départ du champ mais aussi à des questions de principe. En effet, d'une part le vendeur doit s'efforcer de vendre à des prix supérieurs à son prix de revient, ce dernier ne représentant pour lui qu'une indication sur le seuil en dessous duquel il vendrait à perte. D'autre part, le prix de revient en un centre donné peut comporter une autre répartition des charges communes que celle qui est fixée par la proportion des livraisons. Le problème de savoir comment tarifier le transport lorsqu'un même réseau dessert plus d'un centre donnera certainement lieu à des discussions entre les différents pays intéressés, discussions dont il est difficile de prévoir l'issue. La tarification selon les coûts proportionnels présente certes deux des qualités majeures d'une bonne tarification : celle d'assurer la couverture complète de la dépense totale, et celle de la simplicité. Mais il existe d'autres formules qui jouissent des mêmes propriétés.

3 LES CENTRES DE LIVRAISON ET LES ITINERAIRES DE TRANSPORT

Les deux méthodes de transport envisagées ne peuvent être considérées indépendamment de la question de savoir quels sont les centres européens où le gaz doit être livré et quels seraient les itinéraires suivis. Confronter les deux méthodes sans préciser quelles sont les conditions géographiques réelles du transport est un exercice qui a souvent été pratiqué ; on a ainsi comparé sur des parcours théoriques de longueurs variables les avantages respectifs des méthaniers et des

canalisations comportant des parties immergées ; mais les résultats obtenus laissent insatisfait, en raison du caractère beaucoup trop abstrait du raisonnement sur lequel ils sont fondés.

Notre propos est d'analyser les deux méthodes de transport en nous plaçant le plus près possible des conditions concrètes dans lesquelles pourrait s'effectuer l'exportation du gaz algérien, et en recherchant si chacune de ces deux méthodes possède des propriétés d'ordre économique qui puissent être considérées comme généralement valables pour le transport du gaz algérien vers l'Europe.

3 1 LES CENTRES DE LIVRAISON

Un certain nombre de pays ou de régions ne peuvent être desservis de toute façon que par méthaniers ; c'est en particulier le cas de la Grèce ; il n'est besoin d'aucun calcul pour savoir, qu'étant donné la position géographique de ce pays et les quantités de gaz qu'il peut absorber, le transport par canalisations serait toujours plus onéreux.

Pour les autres régions ou pays européens, un examen attentif des résultats obtenus dans les études de marché (1) conduit aux remarques suivantes :

- En Espagne des livraisons pourraient être faites en particulier à Carthagène, Madrid, Bilbao et Barcelone. Nous verrons plus loin que dans le cas où on livrerait l'Espagne par méthaniers, le marché de Carthagène serait très certainement abandonné et ceux de Madrid, Bilbao et Barcelone pourraient être desservis par un seul port, celui de Barcelone.

Dans le cas où l'Espagne serait traversée par des canalisations terrestres prolongeant la canalisations sous-marine Mostaganem - Carthagène, deux centres d'éclatement des livraisons se situeraient sur la ligne Carthagène - Barcelone.

- En France, deux centres importants peuvent être retenus : celui de Fos - Avignon et celui de Lyon ; l'un et l'autre se situent dans les régions françaises potentiellement les plus "perméables" au gaz algérien et sur l'axe Méditerranée - Allemagne du Sud qui pourrait être emprunté par un réseau de grande exportation.
- Dans chacun des autres pays, l'étude des coûts peut être faite en considérant que les livraisons se font en un seul centre : Milan pour l'Italie, Koper pour la Yougoslavie, Munich pour la Bavière, l'Autriche et la Tchécoslovaquie, Vallorbe - Bâle pour la Suisse et l'Allemagne du Sud-Ouest (Bade - Würtemberg). L'hypothèse d'un centre unique par pays est raisonnable, car l'emplacement de ces centres est tel qu'en aval de chacun d'eux les tracés soient à peu près communs à toutes les méthodes de transport.

(1) Cf. Partie II du présent rapport

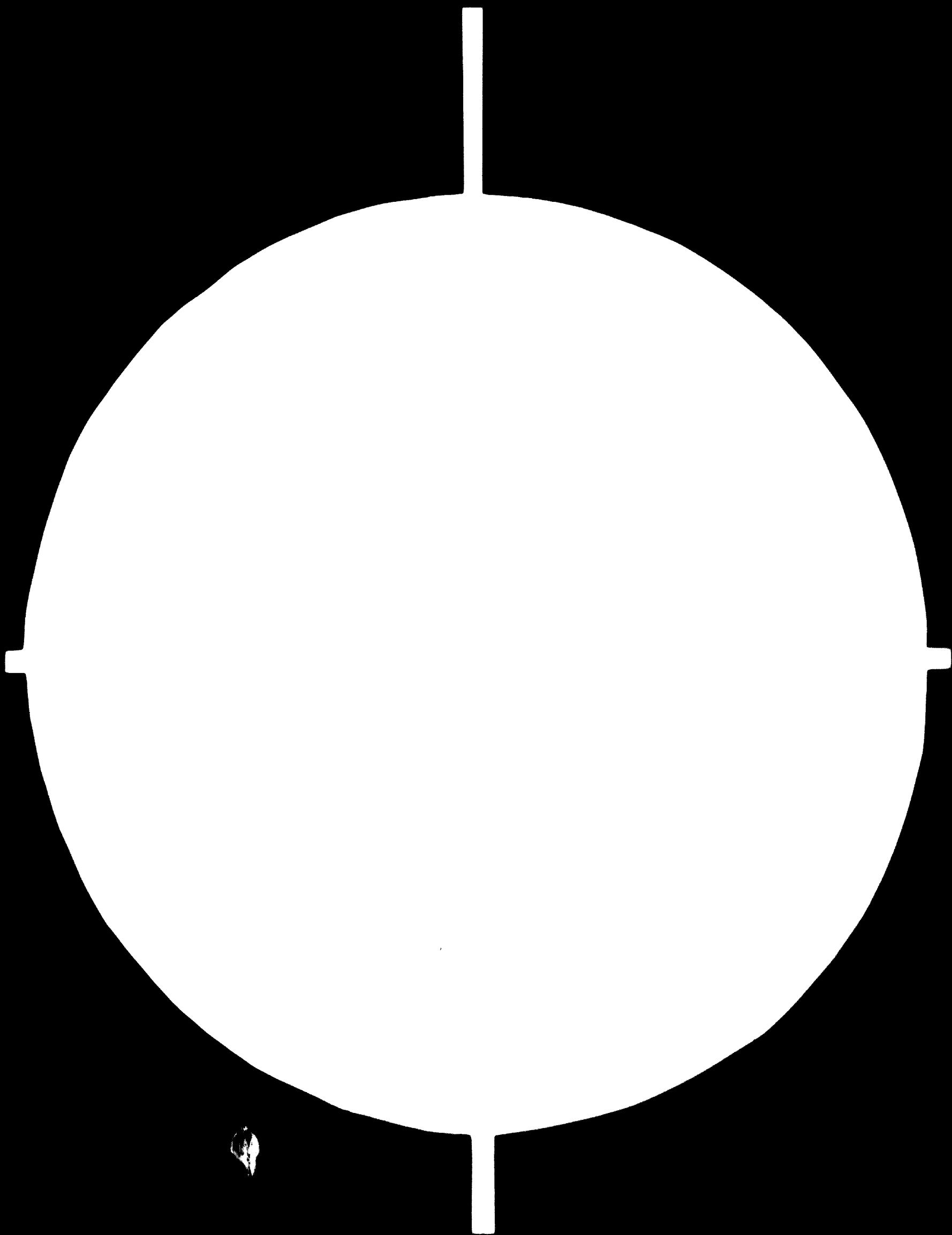
C-582



84.12.12

AD.86.07

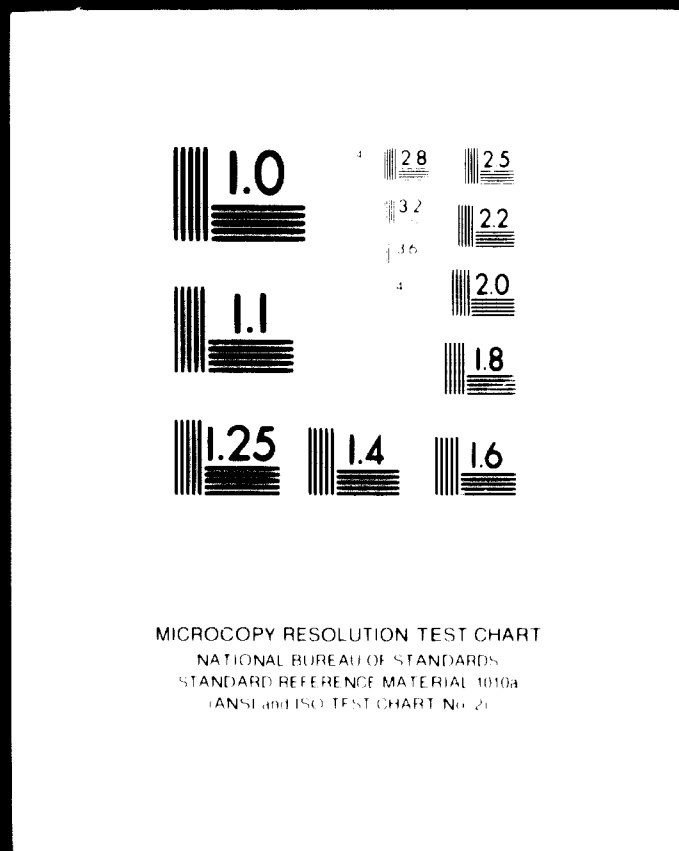
ILL5.5+10



8

OF

9



24 x
F

Pour relier les différents centres à Hassi R'Mel chaque méthode de transport suit l'itinéraire qui lui est le plus avantageux.

3. 2. - RESEAU DE TRANSPORT AVEC CONDUITES SOUS-MARINES

Le réseau correspondant à l'itinéraire sous-marin Mostaganem - Carthagène est figuré sur la carte suivante (figure 36).

Il comprend au départ une canalisation terrestre d'Hassi R'Mel à Mostaganem, puis plusieurs canalisations sous-marines de Mostaganem à Carthagène. De Carthagène, une canalisation terrestre se dirige vers Villena (embranchement), Sagunto, Barcelone, Avignon, Lyon, Arbois (embranchement) et Bâle - Mulhouse.

Les principales canalisations adjacentes sont les suivantes :

- Villena - Bilbao, avec les embranchements Alocer - Madrid et Siguenza - Saragosse,
- Avignon - Milan par Montgenèvre,
- Arbois - Vallorbe (Suisse).

Les longueurs des canalisations sont indiquées dans le tableau ci-après :

Itinéraire	Distance (km)
Hassi R'Mel - Mostaganem	475
Mostaganem - Carthagène (trajet sous-marin)	200
Carthagène - Villena	125
Villena - Alocer	275
Alocer - Madrid	95
Alocer - Siguenza	60
Siguenza - Saragosse	170
Siguenza - Bilbao	290
Villena - Sagunto	125
Sagunto - Barcelone	310
Barcelone - Avignon	410
Avignon - Milan	480
Avignon - Lyon	210
Lyon - Arbois	150
Arbois - Vallorbe	55
Arbois - Bâle - Mulhouse	170
Bâle - Mulhouse - Munich	310

Dans le cas des parcours montagneux, on a considéré que les coûts de transport seraient ceux des zones normales, majorés forfaitairement de 80 % pour tenir compte des majorations de dépenses.

3.3. RESEAU DE TRANSPORT AVEC METHANIERES

a) Position générale du problème

La définition du réseau de voies maritimes et terrestres pour le transport par méthaniers est conditionnée par le choix des ports d'embarquement et de débarquement.

On a envisagé deux ports d'embarquement en Algérie, Arzew et Skikda ; et cinq ports de débarquement en Europe : Bilbao, Barcelone, Marseille - Fos, la Spezia et Koper. Les distances maritimes sont indiquées dans le tableau ci-après :

DISTANCES MARITIMES EN MILLES

Ports d'embarquement	Ports de débarquement				
	Bilbao	Barcelone	Fos	La Spezia	Koper
Arzew	1 250	380	510	700	1 470
Skikda	1 700	345	390	470	1 100

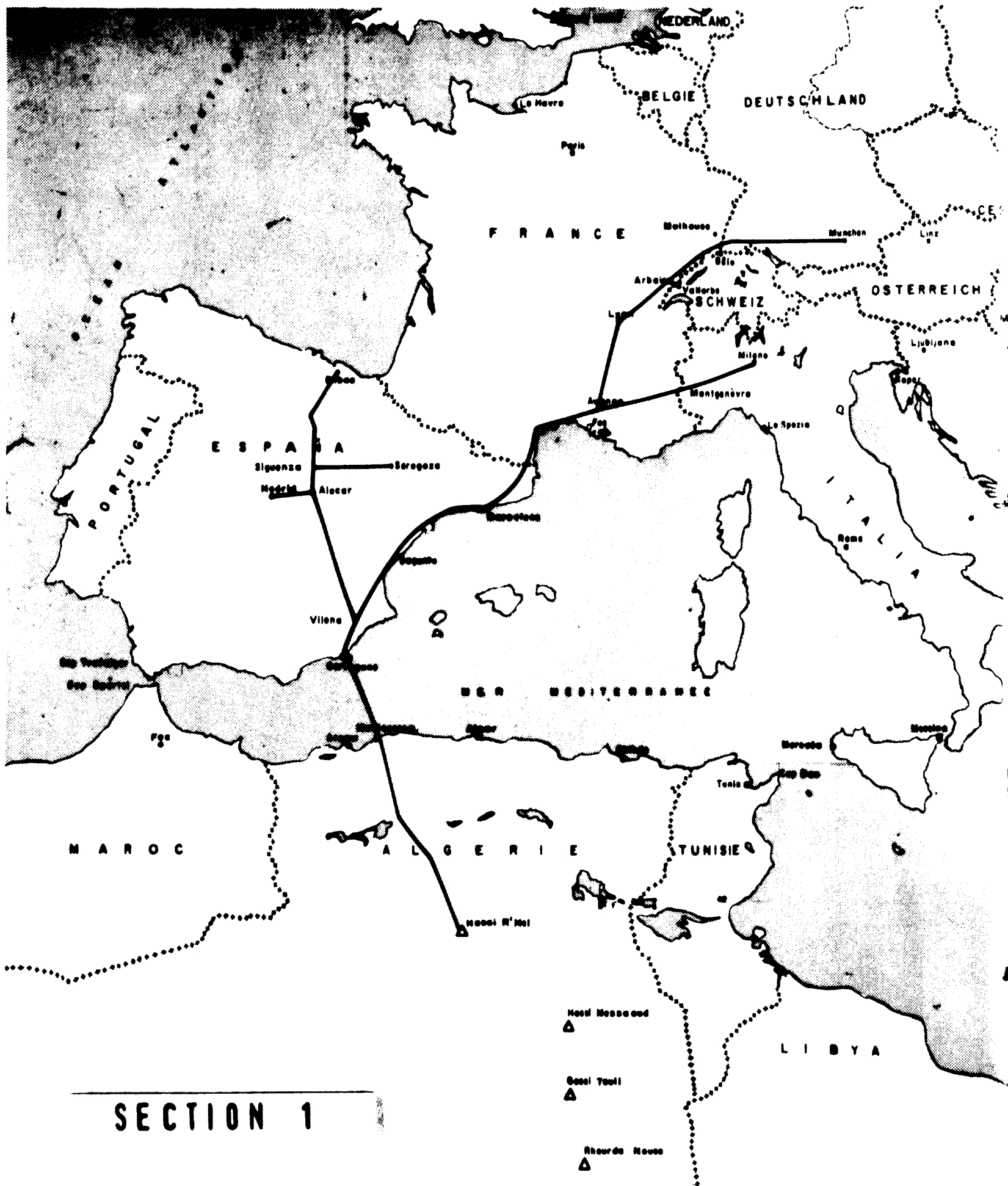
Nous examinerons plus loin la question du choix entre Arzew et Skikda.

La première partie du réseau de canalisations terrestres est constituée en Algérie par la conduite reliant Hassi R'Mel au port d'embarquement.

La deuxième partie, en Europe, comporte :

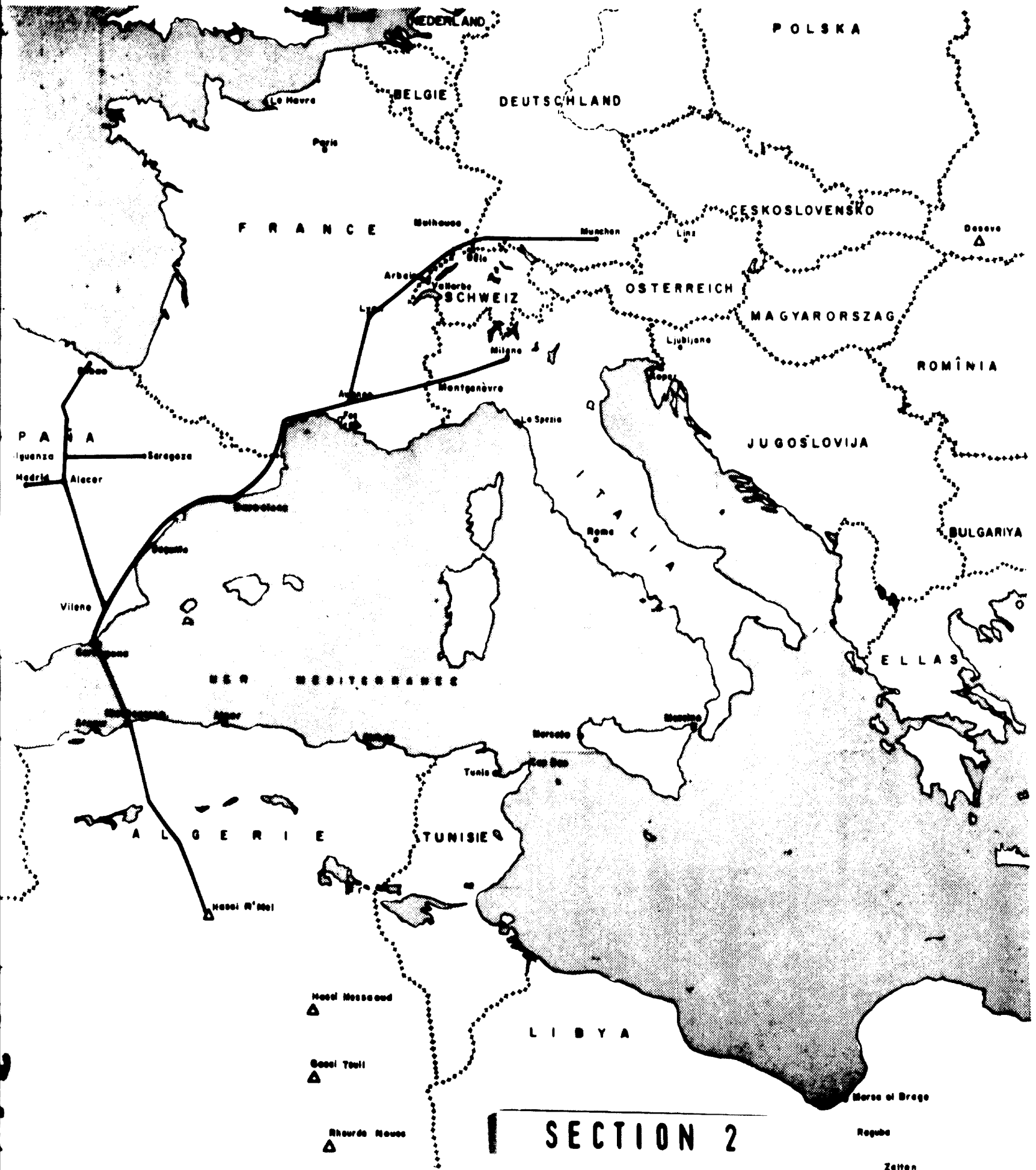
- à partir de Bilbao, une conduite vers Madrid ;
- à partir de Barcelone, une conduite vers Saragosse qui se divise en ce point en deux branches rejoignant l'une Madrid et l'autre Bilbao.

TRANSPORT NETWORK WITH SUBMARINE PIPE LINE
RESEAU DE TRANSPORT AVEC CANALISATION SOUS-MARINE



SECTION 1

PORT NETWORK WITH SUBMARINE PIPE LINE
TRANSPORT AVEC CANALISATION SOUS-MARINE



SECTION 2

Ces deux derniers réseaux sont naturellement concurrents et ne peuvent être réalisés simultanément ; on verra plus loin lequel présente le plus d'intérêt.

- A partir de Fos, le réseau est constitué par une conduite rejoignant à Avignon un réseau analogue à celui qui a été défini pour le calcul des coûts de transport par conduites sous-marines, et qui dessert la vallée du Rhône, la Suisse et la Bavière.

L'alimentation de Milan a été envisagée à partir du port de la Spezia, au moyen d'une conduite directe reliant ce port à Milan.

Enfin, on a considéré que le port de Koper était destiné à desservir le nord de la Yougoslavie, l'Autriche et éventuellement la Bavière. A partir de Koper, la conduite terrestre s'écarte notablement de la ligne droite vers l'Est, pour permettre le franchissement des Alpes. Ce détour permet d'envisager la desserte des villes de Ljubljana en Yougoslavie et Linz en Autriche avant l'arrivée de la conduite en Bavière. Le coût de l'acheminement du gaz jusqu'à Munich a pu ainsi être calculé par deux voies différentes (à partir de Fos et à partir de Koper); ces deux voies seront comparées plus loin. Le tronçon Ljubljana - Linz comporte une traversée alpine de 90 km environ dont le coût est supérieur de 80 % à celui d'une canalisation en terrain ordinaire.

Les distances terrestres qui figurent dans le tableau ci-dessous sont les distances réelles, alors que l'on a utilisé dans le calcul des coûts de transport des distances fictives supérieures pour tenir compte du relief.

Itinéraire	Distance (km)
Bilbao - Madrid	340
Barcelone - Saragosse	270
Saragosse - Madrid	280
Saragosse - Bilbao	260
Fos - Avignon	60
La Spezia - Milan	170
Koper - Ljubljana	90
Ljubljana - Linz	370
Linz - Munich	205

b) Comment assurer la desserte de l'Espagne ?

Si l'on doit livrer l'Espagne par méthaniers, faut-il envisager le déchargement à Barcelone ou à Bilbao ?

Après le récent accord conclu entre l'Espagne et la Libye pour la livraison de gaz naturel à Barcelone, les principaux centres que l'on peut envisager d'alimenter en gaz algérien sont Bilbao et Madrid, et accessoirement Saragosse. L'existence d'un marché potentiel à Bilbao nous a conduit à envisager la possibilité d'un débarquement de GNL en ce port.

Le port naturellement le mieux placé pour servir le terminal espagnol semble pourtant être Barcelone tant en raison de sa situation géographique qu'en raison des possibilités d'user en commun des installations mises en place pour les livraisons de gaz libyen.

Pour éclairer le choix à faire entre les ports de Barcelone et Bilbao, nous avons effectué le calcul de coût de transport du gaz par méthaniers dans deux cas :

- celui d'un transport maritime Skikda - Barcelone et d'un transport terrestre Barcelone - Madrid et Barcelone - Bilbao,
- et celui d'un transport maritime Skikda - Bilbao et d'un transport terrestre Bilbao - Madrid.

Les résultats du calcul (1) montrent que lorsque les quantités à livrer augmentent, la dépense annuelle de transport s'élève plus vite dans le cas de Bilbao que dans le cas de Barcelone. En d'autres termes, il serait plus économique de passer par

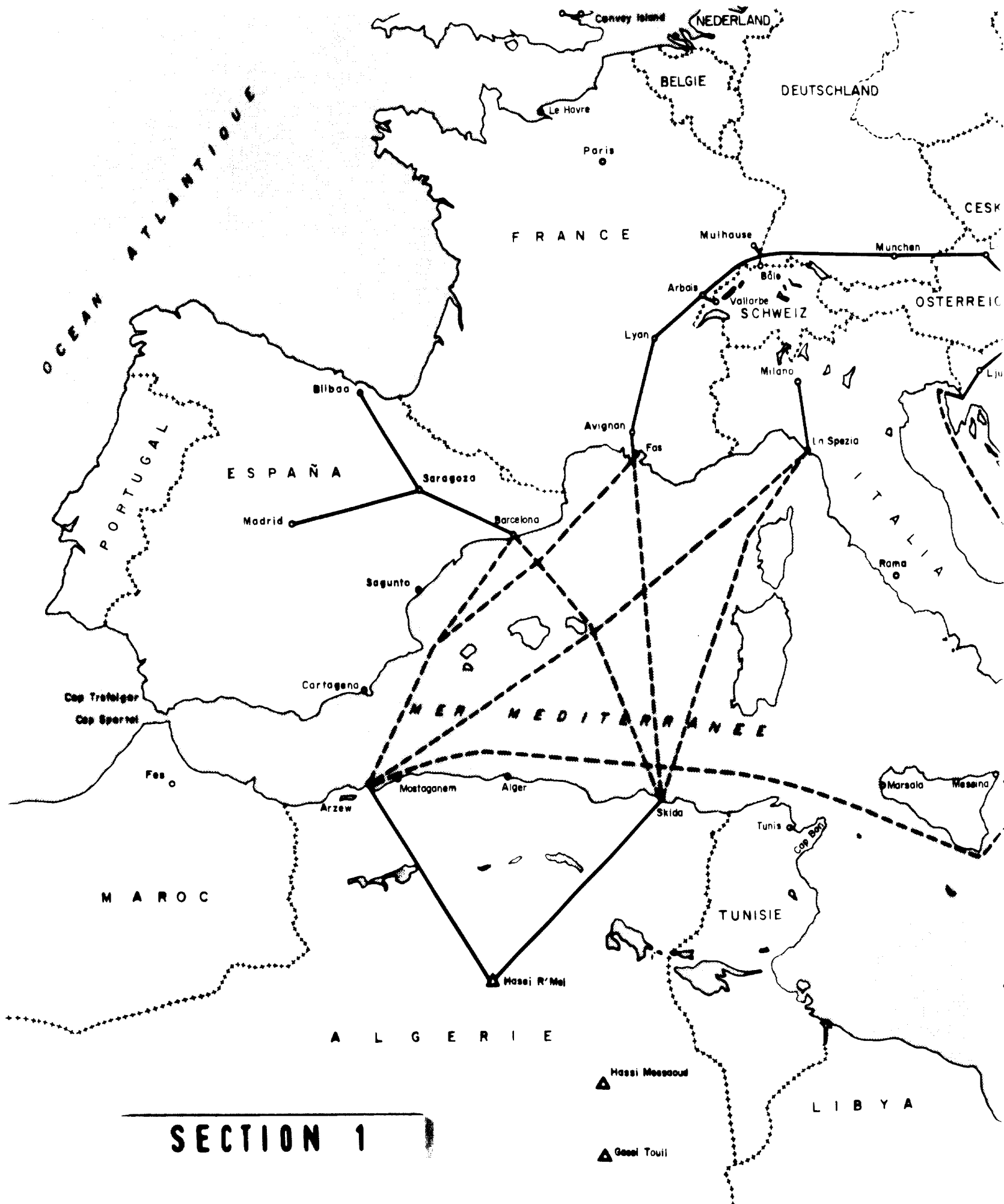
(1) Le tableau suivant met en évidence les résultats du calcul. Les quantités livrées sont exprimées en milliards de m³, les coûts de transport en US cent/m³ (à 10 thermies par m³) et la dépense annuelle totale de transport en millions de dollars. Ces calculs correspondent à un taux d'actualisation de 12%.

Débit annuel		Via Barcelone		Dépense annuelle totale	Via Bilbao		Dépense annuelle totale
		Coût de transport à			Coût de transport à		
Madrid	Bilbao	Madrid	Bilbao		Madrid	Bilbao	
0,5	0,8	2,85	2,75	36,4	3,16	2,36	34,7
0,7	0,8	2,46	2,66	38,5	2,85	2,25	38,0
0,5	1,2	2,67	2,27	40,9	3,04	2,34	43,2
0,7	1,2	2,37	2,17	42,6	2,74	2,24	45,9

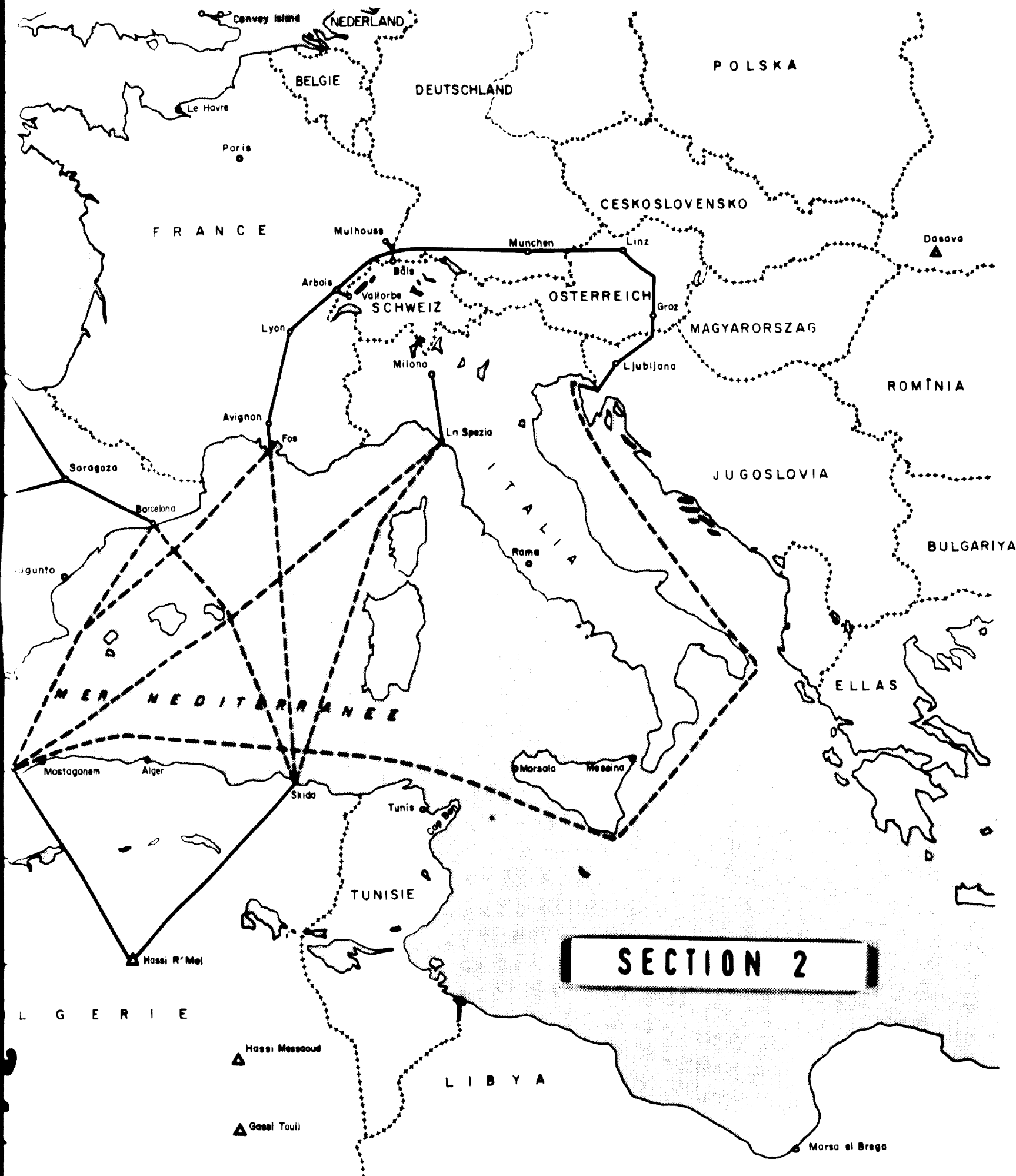
On rappelle que les coûts ci dessus ne tiennent pas compte des risques de dépassement, ni du prix d'achat du gaz au champ.

TRANSPORT NETWORK WITH METHANE CARRIERS

RESEAU DE TRANSPORT AVEC METHANIERES



SECTION 1



Bilbao tant que les quantités à livrer restent faibles, l'avantage revenant à Barcelone dès que les marchés atteignent une importance moyenne. Or, compte tenu des économies d'échelle que l'on peut obtenir dans le transport du gaz naturel et par conséquent du niveau élevé des coûts de transport pour de très faibles quantités, il semble peu raisonnable d'espérer couvrir les frais de transport en dessous d'un certain niveau de livraisons.

Il faut ajouter que la création d'un port méthanier à Bilbao nécessiterait des travaux importants, et très longs, alors que les travaux pour la réception du gaz libyen sont déjà en cours à Barcelone.

Ces raisons nous ont finalement conduits à retenir Barcelone comme terminal de débarquement espagnol, et à effectuer à partir de ce port les calculs pour la comparaison des méthodes de transport. Le choix de Bilbao ne pourrait être raisonnable que dans l'hypothèse d'un marché important de gaz qui ne serait localisé que dans la seule région de Bilbao.

c) Comment assurer la desserte de la Bavière ?

L'alimentation en gaz naturel de la région de Munich pose un problème d'itinéraire analogue à celui de l'Espagne. La Bavière peut, en effet, être desservie par voie maritime, soit à partir de Fos par une conduite suivant la vallée du Rhône et contournant les Alpes par la Suisse et l'Allemagne du Sud, soit par le port de Koper, en Yougoslavie, au moyen d'une conduite traversant les Alpes au voisinage de la frontière hongroise et desservant ensuite au passage les villes de Graz et Linz en Autriche.

Comme dans le cas de l'Espagne, le choix doit être fait entre un parcours long comportant une partie maritime importante et un trajet plus court qui nécessite par contre, un transport terrestre un peu plus long. L'hésitation est a priori possible, car la sensibilité à la distance du coût de transport est beaucoup plus faible pour le transport maritime que pour le transport terrestre.

Le calcul du coût de transport du gaz naturel jusqu'à Munich a par conséquent été réalisé pour un grand nombre d'hypothèses de livraisons. Sur la figure 38 sont représentées les limites inférieures et supérieures (1) du coût de transport en fonction de la quantité livrée selon l'itinéraire emprunté.

(1) Ces limites, inférieure et supérieure, correspondent aux hypothèses définies plus loin (§ R. 4).

A l'examen du graphique, un léger avantage se dessine en faveur du débarquement à Fos. L'explication de cet avantage réside principalement dans la longueur de la canalisation reliant Koper à Munich. Le franchissement des Alpes impose en effet un détour important vers l'est et, de plus, le trajet comporte une centaine de kilomètres en zone très accidentée, ce qui élève encore le coût de transport.

L'examen cas par cas des hypothèses de livraison montre d'ailleurs que, à moins de livraisons très importantes en Autriche et en Yougoslavie, le transport du gaz à Munich est moins coûteux par la vallée du Rhône, dès que de faibles ventes de gaz algérien sont effectuées en France. Or les marchés autrichiens et yougoslaves sont fort menacés par la concurrence du gaz soviétique de Dashava, alors que des livraisons en France sont assurées.

Nous avons donc, dans le cas de la Bavière, mené la comparaison entre le transport maritime et le transport par conduites, en supposant que le gaz éventuellement liquéfié et destiné à la Bavière était débarqué à Fos.

d) Le choix du port d'embarquement

Les itinéraires européens et les points de débarquement étant ainsi fixés, nous pouvons comparer les deux sites d'embarquement envisagés : Arzew et Skikda. Nous les considérerons successivement des deux points de vue :

- d.1 Coût de transport
- d.2 Délais de construction.

d.1 - Les coûts de transport

Les principaux facteurs qui interviennent dans la comparaison des coûts sont : les distances terrestres du champ au port d'embarquement en Algérie, les installations portuaires, les distances maritimes (1)

La distance terrestre Hassi R'Mel - Arzew n'est que de 505 km contre 585 km pour la distance Hassi R'Mel - Skikda. Les coûts de transport terrestre étant proportionnels à la distance, il en résulte une économie d'environ 14 % sur le coût de transport en Algérie, en faveur d'Arzew. De plus le site d'Arzew, situé

(1) Nous sommes obligés de laisser de côté les économies qui pourraient résulter d'une éventuelle jonction de l'usine nouvelle avec les installations de la CAMEL à Arzew. Certes ces économies pourraient être substantielles, mais il n'est pas possible d'en estimer le montant.

TRANSPORTATION BY TANKERS

TRANSPORT PAR METHANIERES

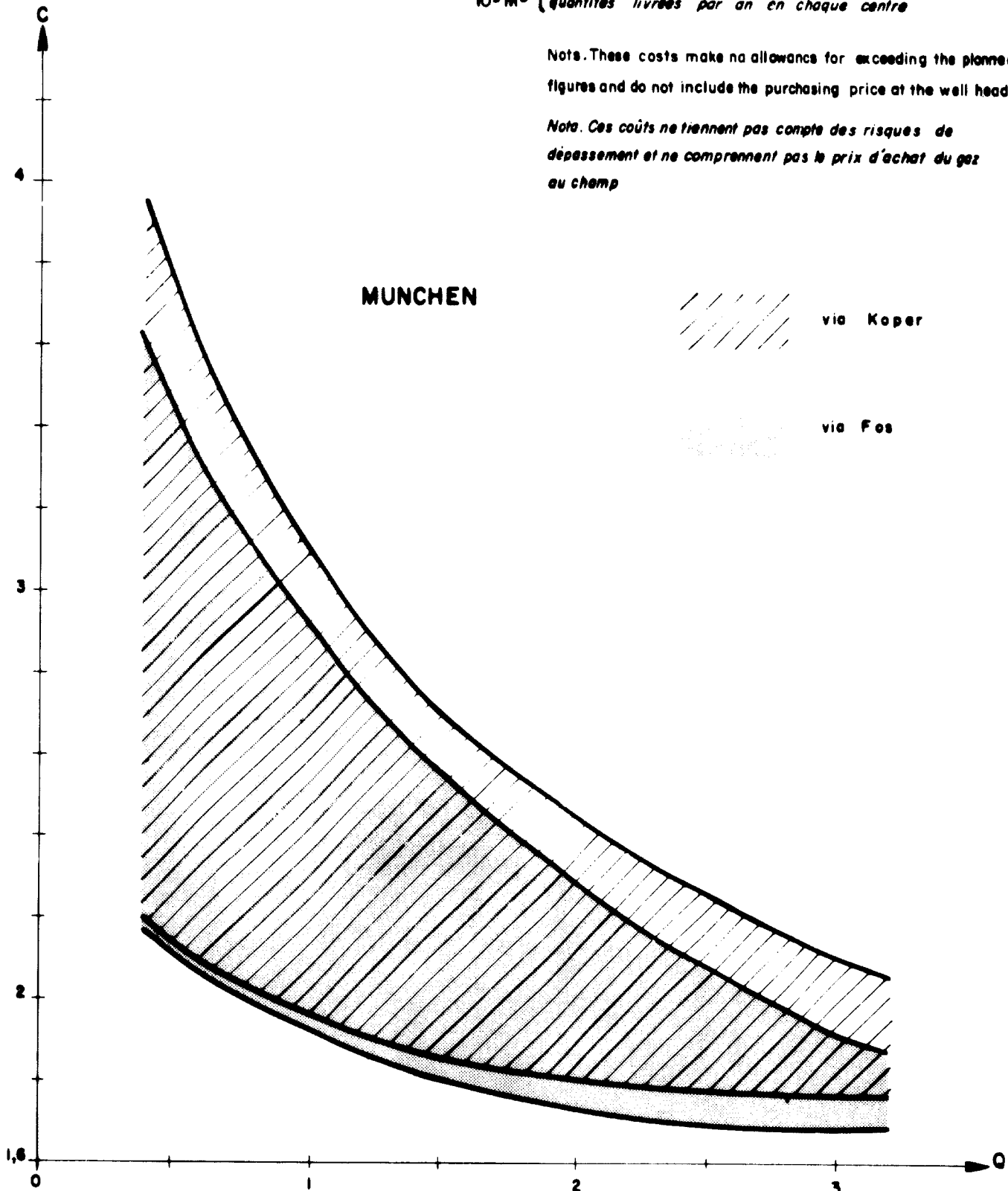
Discount rate - *Taux d'actualisation* = 0,08

C { average costs of transportation in US cents/10th.
coûts moyens de transpor: en US cents/10th.

Q $10^9 m^3$ { quantities delivered per year in each center
quantités livrées par an en chaque centre

Notes. These costs make no allowance for exceeding the planned figures and do not include the purchasing price at the well head

Note. Ces coûts ne tiennent pas compte des risques de dépassement et ne comprennent pas le prix d'achat du gaz au champ



dans l'ouest algérien, permettrait en cas d'exportation mixte par GNL et par conduites sous-marines de bénéficier d'une canalisation commune de Hassi R'Mel à Relizane, d'où de nouvelles économies.

En ce qui concerne les installations portuaires, rappelons que nous avons dans tous les cas d'embarquement à Skikda, opté pour la construction d'un nouveau port à l'est du port actuel, celui-ci étant utilisé les premières années à titre provisoire. Pour le cas où l'usine de liquéfaction serait installée à Arzew, nous avons admis que la construction d'un troisième poste à quai pour un coût de 3 millions US dollars permettrait l'embarquement de gaz liquéfié jusqu'à 6 Gm3 par an (en supplément du 1,5 Gm3 de la CAMEL). Ce n'est qu'au delà de cette quantité qu'il faudrait procéder à l'extention du port d'Arzew, pour un montant de 12 millions de dollars.

Enfin les distances maritimes ne sont pas les mêmes à partir d'Arzew ou à partir de Skikda. Comme le montre le tableau publié en 3.3 a, elles sont plus longues à partir d'Arzew.

Le graphique n° 12 qui donne la variation du coût de transport maritime en fonction de la distance, permet d'estimer les différences de coût résultant de ces variations de distance.

Finalement, si l'on ne tient compte, comme nous l'avons fait ici, que des éléments géographiques qui différencient les deux ports d'embarquement possibles, on aboutit aux résultats suivants :

Port de débarquement	Barcelone		Fos		La Spezia		Koper		
Quantités livrées Milliards de m ³ /an	1	2,5	1	3,5	7,5	1,5	4	1,5	3,5
Coût de transport via Arzew _____ × 100	85	90	90	95	100	95	100	102	106
Coût de transport vers Skikda									

La comparaison est nettement en faveur d'Arzew pour Barcelone, et en faveur de Skikda pour les livraisons à Koper, le facteur à distance maritime étant alors primordial.

Dans le cas de livraisons à Fos et à la Spezia, la comparaison fait ressortir un léger avantage pour Arzew qui s'efface quand on atteint de grosses quantités annuelles de gaz. Les investissements supplémentaires que l'on doit faire à Arzew pour les installations portuaires effacent alors le bénéfice du trajet terrestre plus court en Algérie.

Les livraisons éventuelles à Koper jouant, dans les perspectives de marché du gaz algérien, un rôle moins important que les livraisons vers les autres centres, les différences de coût que nous venons de mettre en évidence sont en faveur d'Arzew. Elles doivent être appréciées en considérant qu'elles portent presque uniquement sur des dépenses en capital. Par exemple pour une livraison de 3,5 Gm³ à Fos, un gain de 0,09 US cent/10 thermies sur le coût de transport pourrait paraître négligeable si l'on ne prenait conscience qu'il représente au total une économie de dépenses en capital de 27 millions de dollars environ.

d.2 - Les délais de construction

Nous avons vu, dans la partie du chapitre I concernant les installations portuaires, que le problème technique de la construction d'un port méthanier à Skikda était difficile à résoudre.

Nous avons été conduits à retenir la construction d'un nouveau port, malgré son coût élevé ; toutefois, cette construction nécessitera un délai de cinq ans environ, et il y aura donc lieu d'utiliser à titre provisoire le port actuel dans les premières années.

Les problèmes portuaires du site d'Arzew sont incontestablement beaucoup plus faciles à résoudre. Qu'il s'agisse d'un aménagement ou d'une extension, les études nécessaires seraient assez légères, et les délais de construction pourraient ne pas dépasser trois ans.

L'examen technique des problèmes portuaires conduit donc à une conclusion assez nettement en faveur du site d'Arzew, compte tenu des difficultés de construction et des délais de réalisation.

d.3 - Conclusion sur le site portuaire

La considération des coûts et celles des délais sont en faveur d'Arzew. Si l'exportation se fait par méthaniers, l'Algérie aurait donc intérêt à choisir ce site pour lui permettre, face à un marché difficile, d'améliorer sa position de vendeur, ne fut-ce que légèrement.

Cependant, pour des raisons de commodité, les calculs qui vont suivre, dans ce chapitre, sont effectués dans l'hypothèse d'un embarquement à Skikda.

Les résultats des comparaisons économiques entre les deux méthodes de transport, canalisations sous-marines et méthaniers, sont d'ailleurs très peu sensibles à cette hypothèse.

4. - COMPARAISON DES COÛTS

Nous sommes maintenant en présence de réseaux de transport qui, soit par canalisations sous-marines, soit par méthaniers, doivent être susceptibles de livrer du gaz algérien aux six centres suivants (1) :

- Barcelone pour l'Espagne,
- Fos-Avignon et Lyon pour la France,
- Vallorbe (en provenance de la région de Fos - Avignon) pour la Suisse et l'Allemagne du Sud-Ouest (Bade - Württemberg),
- Milan (en provenance d'Avignon dans le procédé par canalisations sous-marines et de la Spezia dans le cas de livraisons par méthaniers) pour l'Italie,
- Munich (en provenance de Fos - Avignon) pour la Bavière et l'Autriche.

Pour chacun de ces centres, nous désirons connaître le coût de transport par l'une ou l'autre méthode, selon le volume de gaz qui serait livré.

Afin de donner le plus de généralité possible à nos conclusions, nous avons calculé ce coût en chaque centre :

- pour un grand nombre de quantités livrées en ce centre (un demi, un, deux... cinq, six... milliards de m³/an) ;
- en nous situant chaque fois dans une hypothèse définie concernant les livraisons faites dans les autres centres. Ces livraisons d'ailleurs peuvent prendre un très grand nombre de valeurs ; cherchant à encadrer la réalité, nous avons retenu seulement deux hypothèses.
- l'hypothèse qui conduit aux coûts maxima est celle où le réseau est construit pour desservir le centre considéré et pour livrer ailleurs des quantités minimales : 0,5 milliard de mètres cubes à Carthagène dans le procédé par canalisations sous-marines ; 1 milliard de mètres cubes à Avignon lorsqu'une canalisation traverse ce centre ; 1 milliard de mètres cubes à Lyon, lorsqu'une canalisation traverse ce centre.

(1) Cette présentation est bien entendu très schématique. Dans le cas de l'ESPAGNE en particulier on commet une erreur en prenant la ville de Barcelone pour centre commun d'arrivée des deux types de réseaux, il est clair que l'endroit où un réseau utilisant des canalisations sous-marines pénétrerait vers l'intérieur de l'Espagne serait situé au sud de Barcelone.

Il semble que, dans les plus mauvais cas, ces livraisons seraient acquises si l'on traversait ces villes. Si l'on passe par Carthagène, par exemple, il est pratiquement certain, d'après les études de marché, que l'on pourra vendre certaines quantités de gaz pour la Centrale d'Escombreras.

- L'hypothèse qui conduit aux coûts minima est celle d'un réseau qui est destiné à assurer dans les différents centres les débits inscrits dans le tableau suivant.

Ces débits correspondent à des systèmes de livraison identiques pour chacune des deux méthodes de transport, à ceci près que dans la méthode par canalisation sous-marine, on livre un supplément de 0,5 Gm³/an à Carthagène - Escombreras et que, dans la méthode par méthaniers, on livre un supplément de 1 Gm³/an à Koper.

Les analyses de la partie II du présent rapport montrent que les quantités qui figurent au tableau ci-dessus sont parmi les plus fortes que l'on puisse espérer livrer vers 1975. C'est pour cette raison que nous les avons retenues.

Au total, ces quantités sont toujours supérieures à 9 Gm³/an, c'est-à-dire que, sauf sur les antennes terminales du réseau où ce débit n'est pas toujours atteint, tous les éléments de la chaîne de transport fonctionnent à un régime où toutes les économies d'échelle sont acquises. C'est ce qui explique que sur les graphiques obtenus les coûts minima soient quasiment constants (sans variation sensible avec les quantités livrées dans le centre considéré).

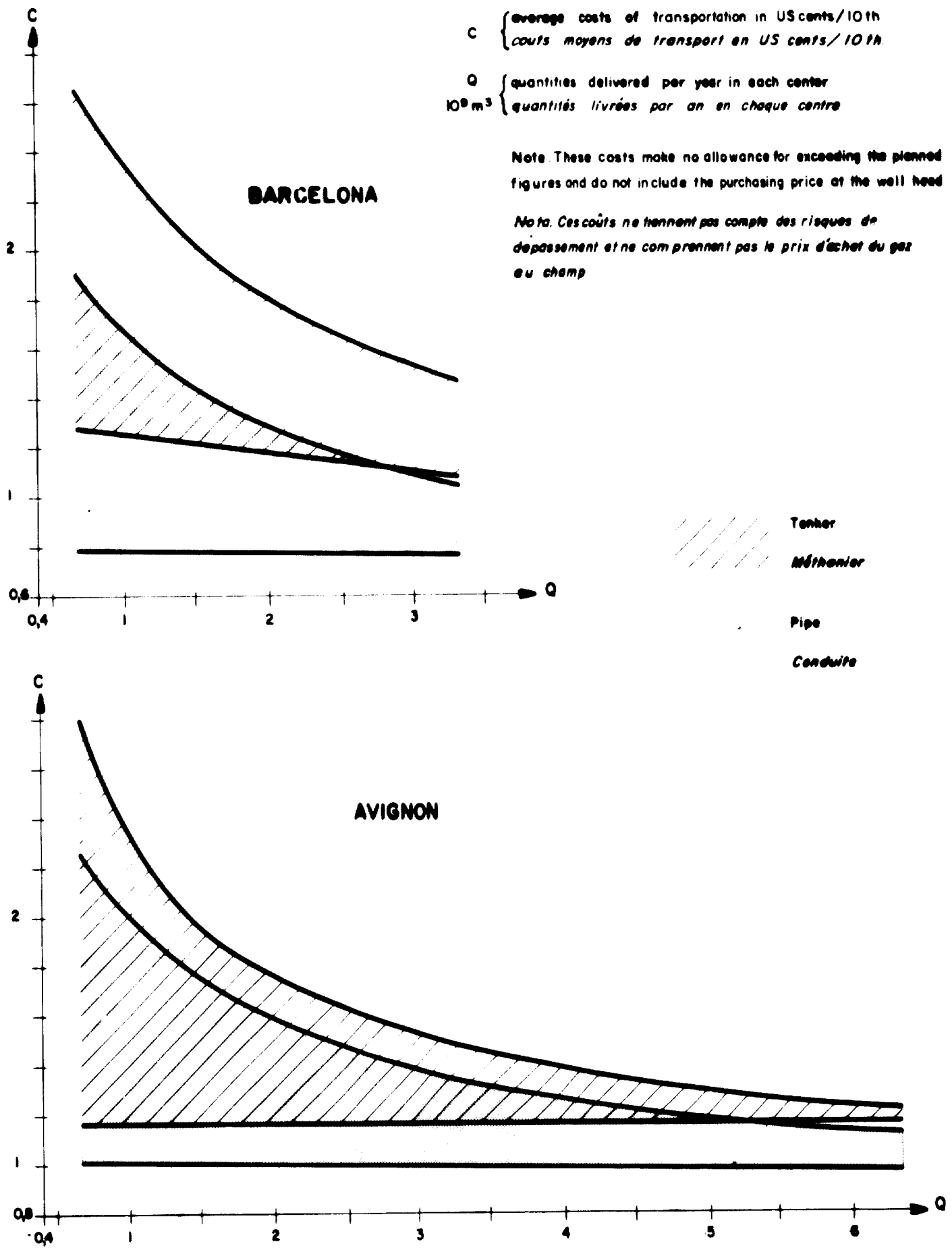
DEFINITION DES HYPOTHESES DE DEBITS MAXIMA UTILISEES POUR
ESTIMER LES COUTS MINIMA DE TRANSPORT AU M3 DANS CHAQUE CENTRE

Quand on livre X Gm ³ /an à	Les débits dans les autres centres sont de Gm ³ /an								
	Carthagène Escombreras	Bilbao	Barcelone	Avignon Fos	Lyon	Vallorbe Bale	Munich	La Spezia Milan	Koper
Barcelone	par Pipe	0,5	1,0	9,5 + X					
	par GNL			1 + X	9,5				1,0
Fos-Avignon	par Pipe	0,5	1,0	8 + X	6,5 + X				
	par GNL			2,5	6,5 + X				1,0
Lyon	par Pipe	0,5	1,0	9 + X	7,5 + X	3,5 + X			
	par GNL			2,5	7,5 + X	3,5 + X			1,0
Vallorbe	par Pipe	0,5	1,0	10,5 + X	9 + X	5 + X	3 + X		
	par GNL			2,5	9 + X	5 + X	3 + X		1,0
Munich	par Pipe	0,5	1,0	9,5 + X	8 + X	4 + X	2 + X	X	
	par GNL			2,5	8 + X	4 + X	2 + X		1,0
Milan	par Pipe	0,5	1,0	10 + X	8,5 + X			X	
	par GNL			2,5	8,5			X	1,0

COMPARISON OF TRANSPORTATION BY PIPES AND BY TANKERS

COMPARAISON DU TRANSPORT PAR CONDUITES ET METHANERS

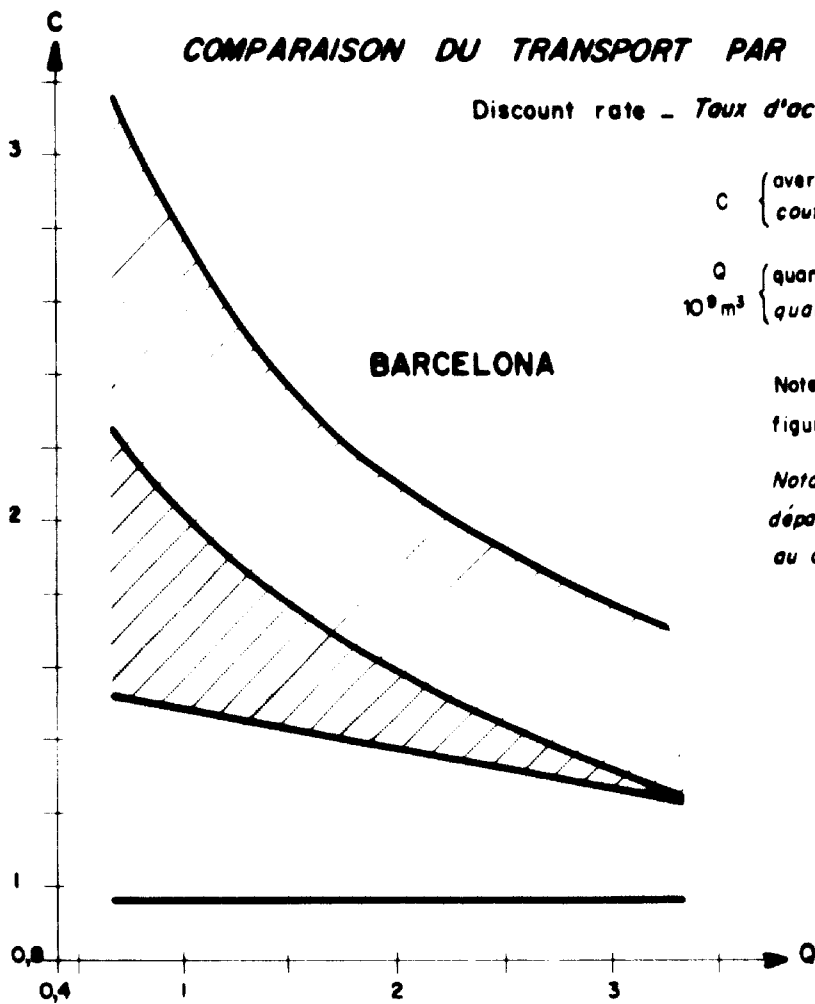
Discount rate - Taux d'actualisation = 0,08



COMPARISON OF TRANSPORTATION BY PIPES AND BY TANKERS

COMPARAISON DU TRANSPORT PAR CONDUITES ET METHANERS

Discount rate - Taux d'actualisation = 0,12







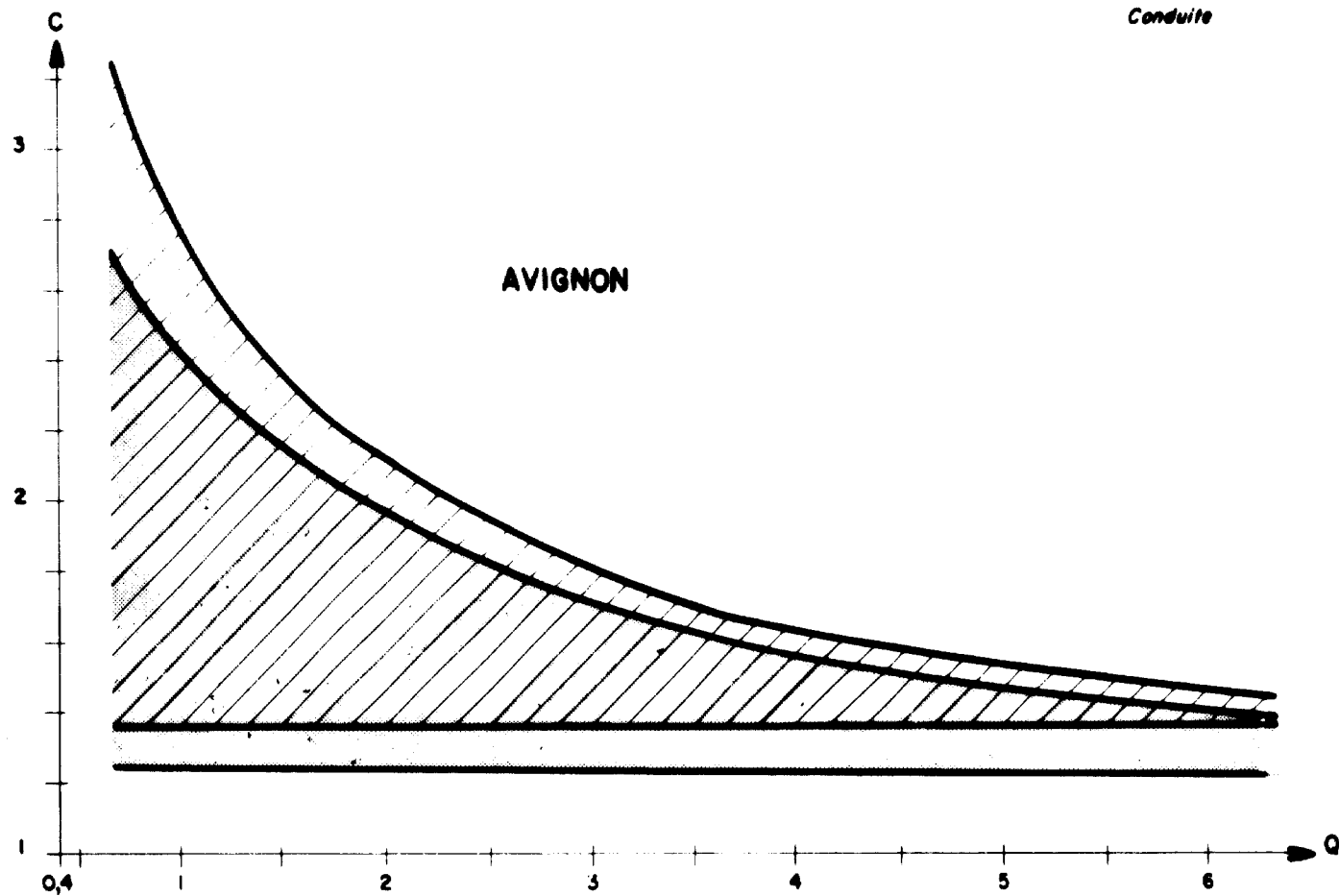
C { average costs of transportation in US cents/10th
 { couts moyens de transport en US cents /10th

Q { quantities delivered per year in each center
 { quantités livrées par an en chaque centre
 10⁹m³

Note: These costs make no allowance for exceeding the planned figures and do not include the purchasing price at the well head

Nota: Ces coûts ne tiennent pas compte des risques de dépassement et ne comprennent pas le prix d'achat du gaz au champ

 Tanker
 Méthanier
 Pipe
 Conduite



COMPARISON OF TRANSPORTATION BY PIPES AND BY TANKERS

COMPARAISON DU TRANSPORT PAR CONDUITES ET METHANERS

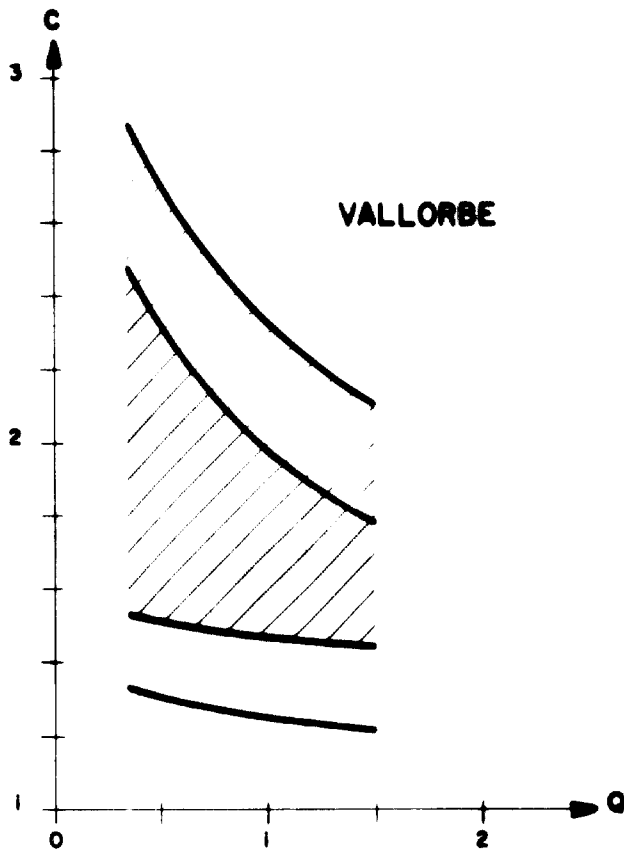
Discount rate - Taux d'actualisation = 0,08





C { average costs of transportation in US cents/10th.
 { couts moyens de transport en US cents/10th.

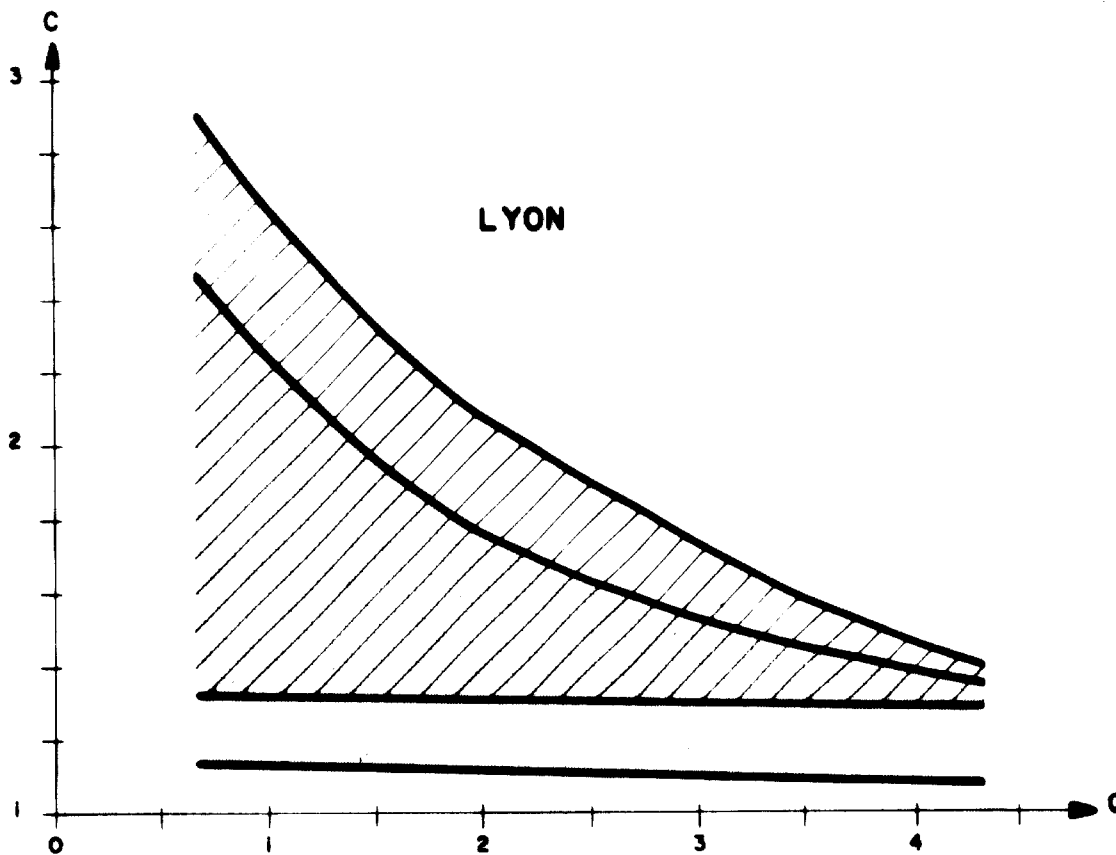
Q { quantities delivered per year in each center
 { quantités livrées par an en chaque centre
 10⁹m³

Note. These costs make no allowance for exceeding the planned figures and do not include the purchasing price at the well head

Nota. Ces coûts ne tiennent pas compte des risques de dépassement et ne comprennent pas le prix d'achat du gaz au champ



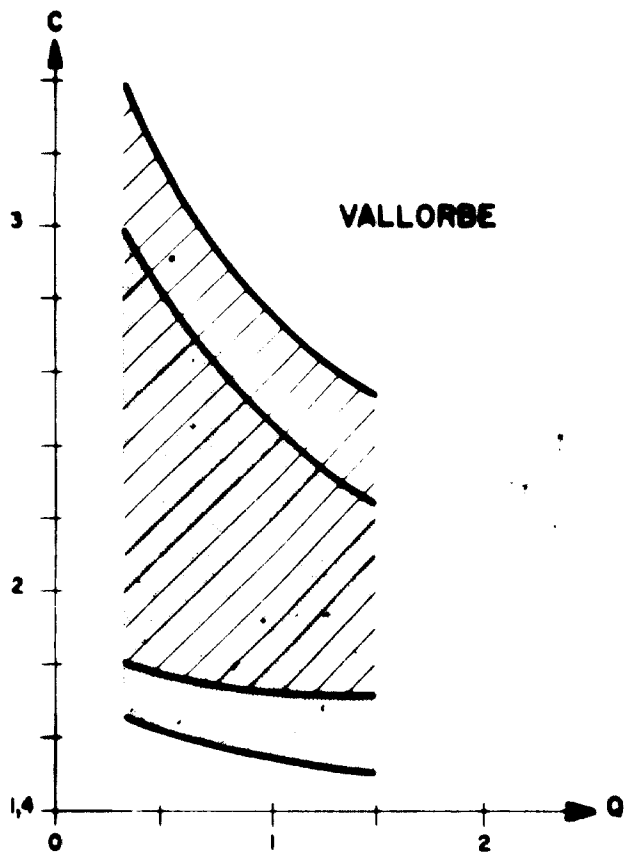
 Tanker
 Méthanier
 Pipe
 Conduite



COMPARISON OF TRANSPORTATION BY PIPES AND BY TANKERS

COMPARAISON DU TRANSPORT PAR CONDUITES ET METHANERS

Discount rate - Taux d'actualisation = 0,12



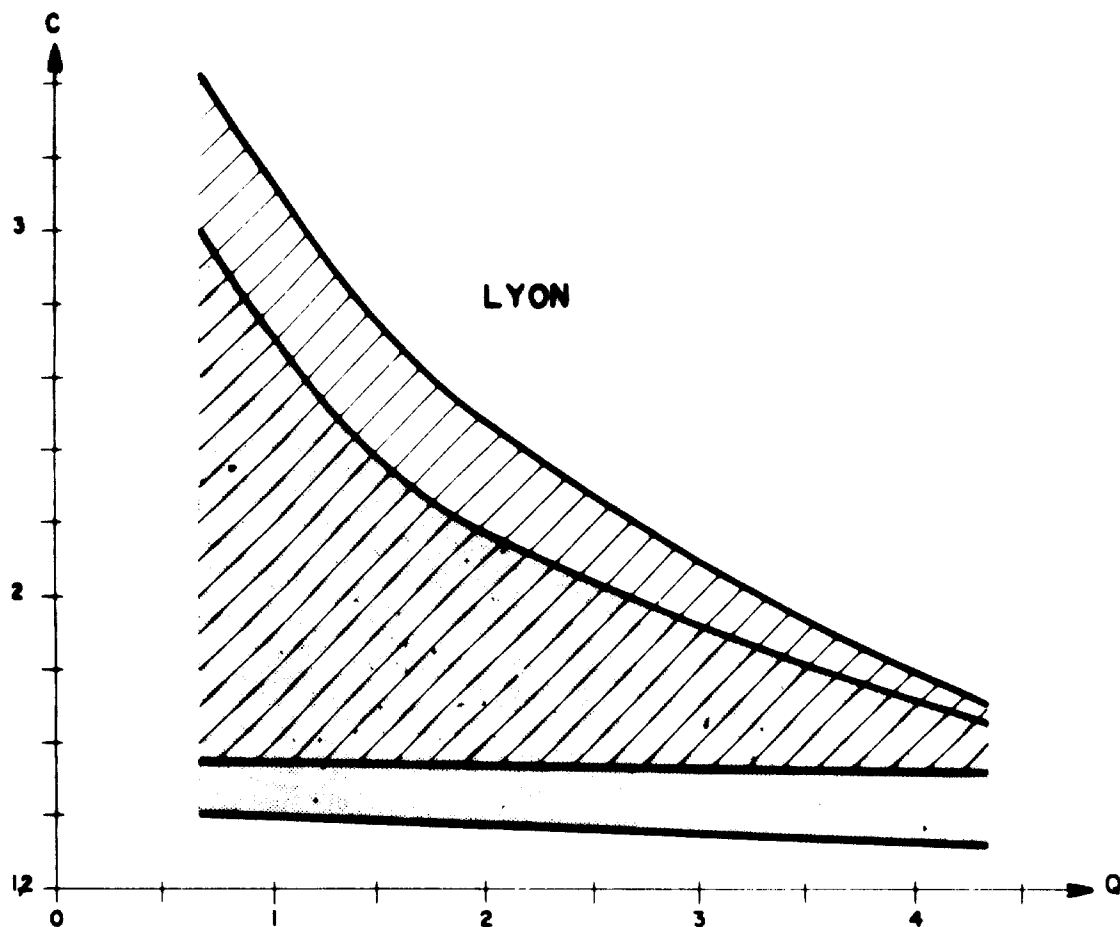
C { average costs of transportation in US cents/10th.
 { couts moyens de transport en US cents/10th.

Q { quantities delivered per year in each center
 { quantités livrées par an en chaque centre

Note. These costs make no allowance for exceeding the planned figures and do not include the purchasing price at the well head

Note. Ces coûts ne tiennent pas compte des risques de dépassement et ne comprennent pas le prix d'achat du gaz au champ

Tanker
 Méthanier
 Pipe
 Conduite



COMPARISON OF TRANSPORTATION BY PIPES AND BY TANKERS

COMPARAISON DU TRANSPORT PAR CONDUITES ET METHANERS

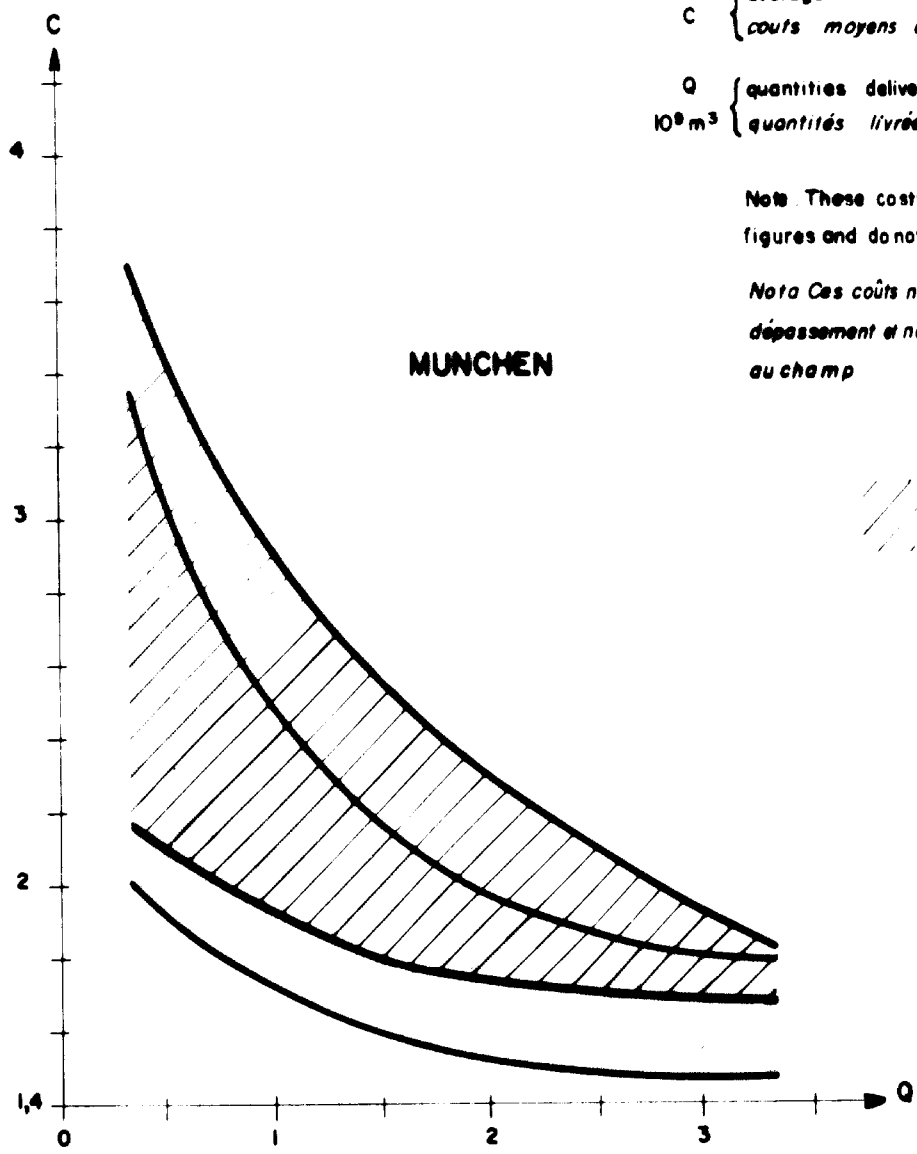
Discount rate - Taux d'actualisation = 0,08



C { average costs of transportation in UScents/10th.
 { *coûts moyens de transport en US cents/10th.*

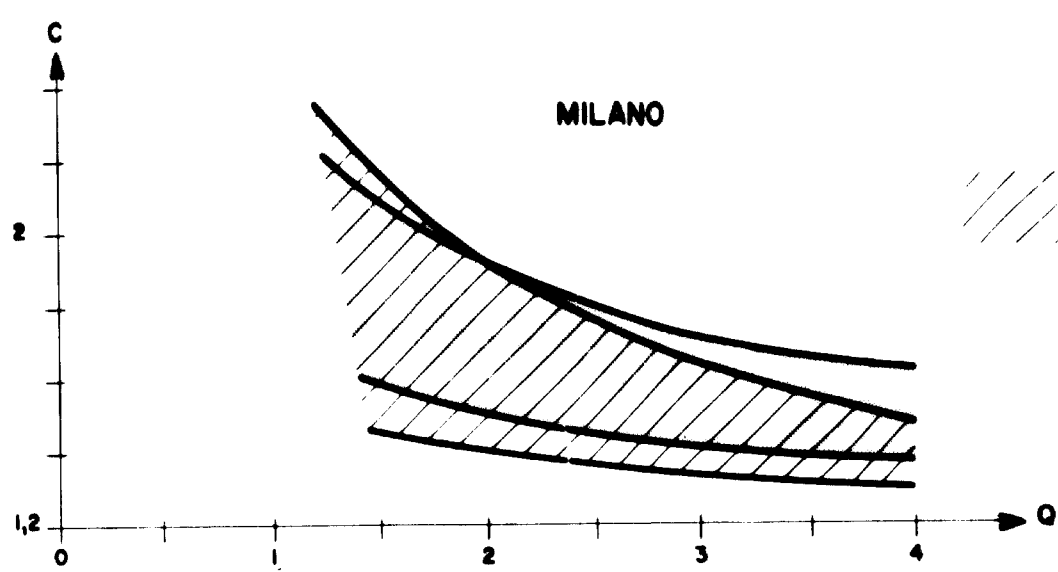
Q { quantities delivered per year in each center
 { *quantités livrées par an en chaque centre*



Note: These costs make no allowance for exceeding the planned figures and do not include the purchasing price at the well head

Note: Ces coûts ne tiennent pas compte des risques de dépassement et ne comprennent pas le prix d'achat du gaz au champ



 Tanker
 *Méthanier*
 Pipe
 Conduite



 Tanker
 *Méthanier*
 Pipe
 Conduite

COMPARISON OF TRANSPORTATION BY PIPES AND BY TANKERS

COMPARAISON DU TRANSPORT PAR CONDUITES ET METHANIER

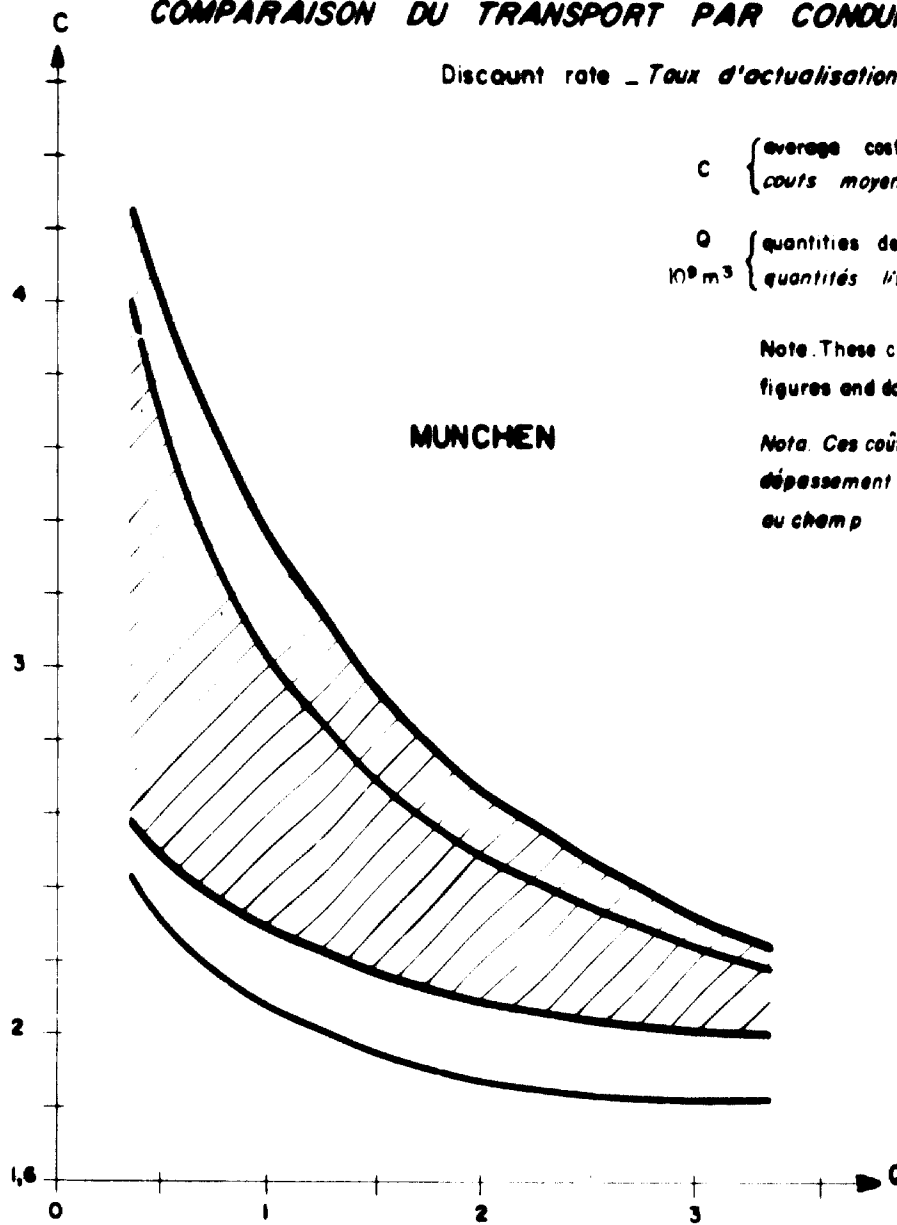
Discount rate - Taux d'actualisation = 0,12

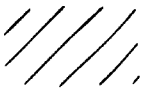
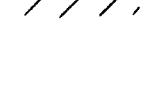
C { average costs of transportation in US cents/10th
coûts moyens de transport en US cents/10th

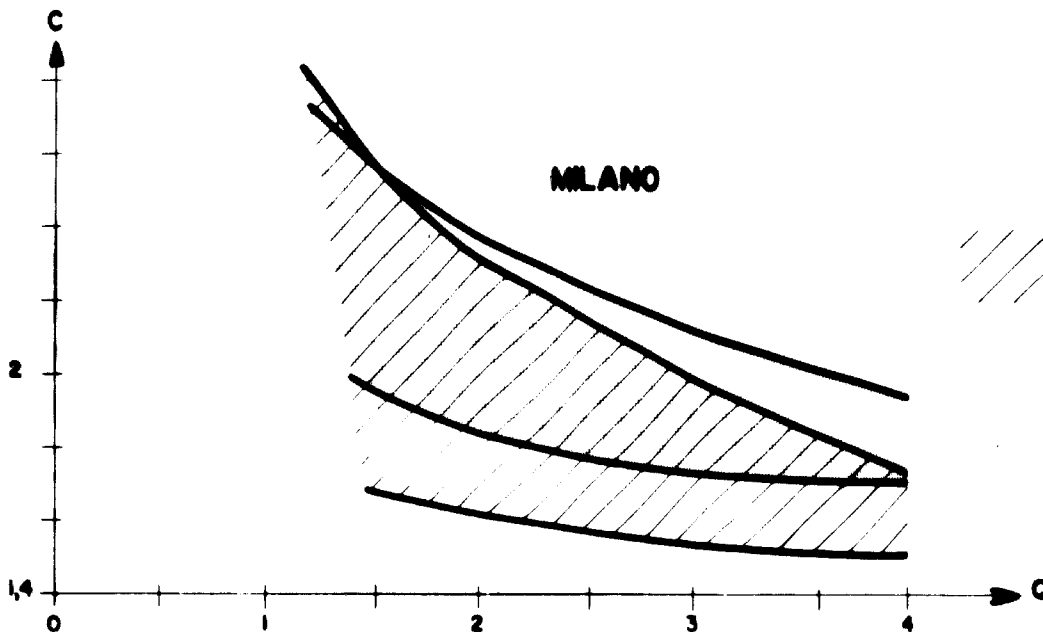
Q { quantities delivered per year in each center
10⁹ m³ { quantités livrées par an en chaque centre


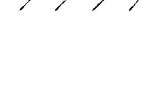
Note: These costs make no allowance for exceeding the planned figures and do not include the purchasing price at the well head

Nota: Ces coûts ne tiennent pas compte des risques de dépassement et ne comprennent pas le prix d'achat du gaz au champ



 Tanker
 Méthanier
 Pipe
 Conduite



 Tanker
 Méthanier
 Pipe
 Conduite

Les résultats du calcul ont été portés sur les graphiques 39, 40, 41, 42, 43 et 44.

Les graphiques présentent les résultats essentiels de la comparaison des coûts de transport. Leur examen conduit aux conclusions suivantes :

a) Parmi tous les centres considérés, Milan tient une place particulière : en cette ville en effet les deux types de réseaux ne se départagent pas nettement et l'on ne saurait dire lequel est le plus avantageux sans une étude beaucoup plus approfondie.

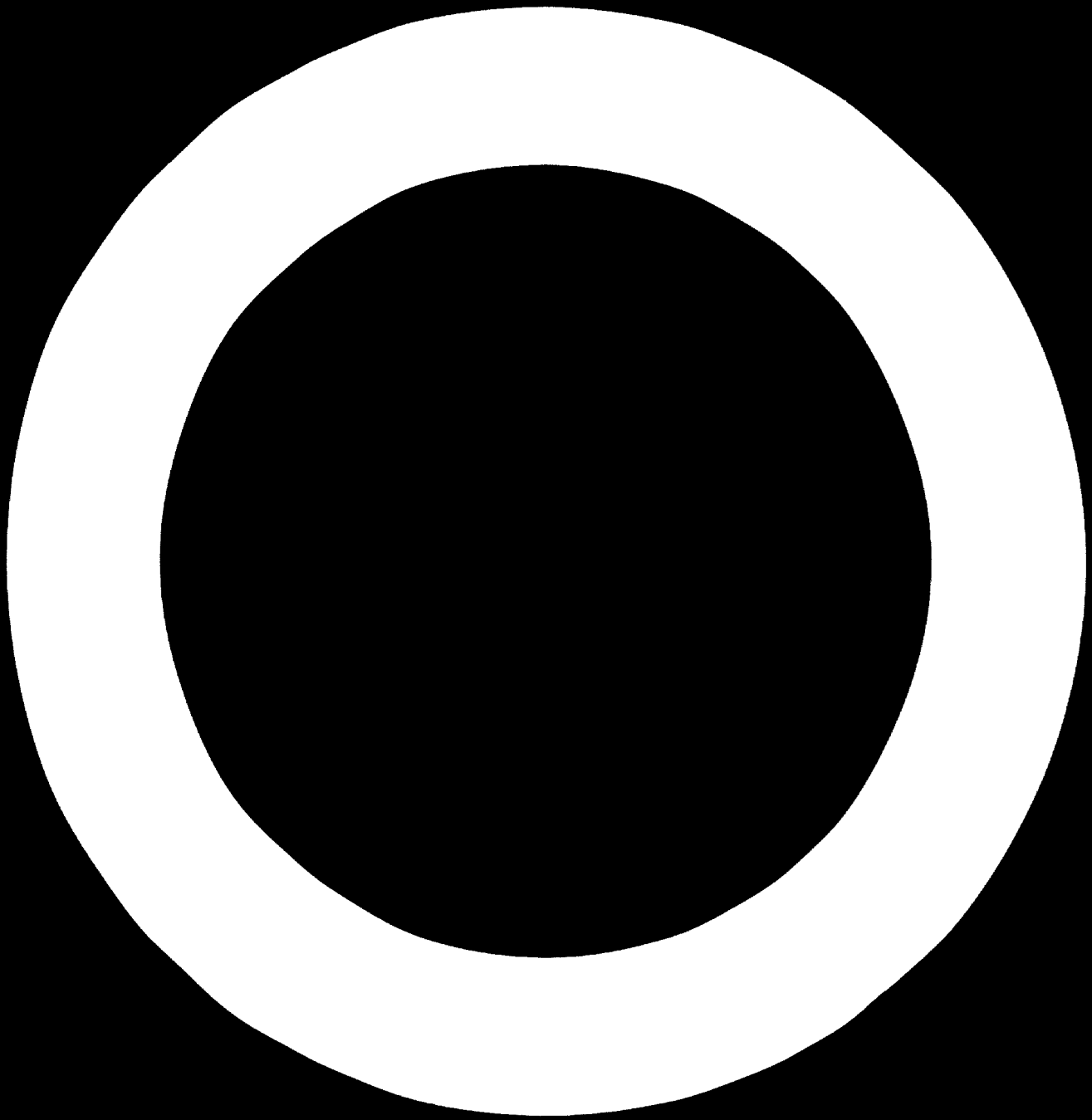
b) Partout ailleurs, le transport par canalisations sous-marines est moins cher que le transport par méthaniers aussi bien pour les faibles débits que pour les grands et aussi bien pour le taux d'actualisation de 12 que pour celui de 8 % (1). La différence de coût est de l'ordre de 40 % en Espagne et 10 % dans les autres centres.

Comme nous l'avons dit dans l'introduction de ce chapitre, l'examen de la structure des coûts de chacune des deux méthodes conduit à penser que les risques de dépassement des coûts prévus ici sont plus grands dans le cas du transport par méthaniers que dans celui des canalisations sous-marines. En effet, les postes sur lesquels pèsent les incertitudes les plus grandes concernent, pour la première méthode, la liquéfaction et les navires méthaniers proprement dits, qui représentent environ les 2/3 de la dépense totale (2) : et, pour la seconde méthode, les canalisations sous-marines dont la dépense représente seulement le 1/3 du coût d'un système de transport en continu (2). Les autres maillons des chaînes de transport et en particulier ceux qui sont constitués par les canalisations terrestres, les ouvrages portuaires et la regazéification, présentent des coûts bien mieux connus.

Il s'ensuit que les écarts relatifs entre les deux méthodes sont probablement plus élevés que ceux qui apparaissent ici.

(1) Avec un taux de 12%. L'avantage relatif des canalisations sous marines sur les méthaniers est un peu plus faible qu'avec un taux de 8%. mais il demeure très appréciable comme les graphiques permettent de le voir.

(2) Dans le cas d'un transport vers le Sud de la France



C. - AUTRES COMPARAISONS

Nous avons consacré le début de ce chapitre à l'étude du coût des deux méthodes de transport, mais ce point de vue n'épuise pas les comparaisons économiques qui peuvent être faites entre les deux techniques. Nous devons examiner maintenant :

- les économies d'échelle,
- les possibilités d'extension progressive de la capacité,
- la part des dépenses en capital,
- les dépenses en monnaie algérienne,
- enfin la rigidité des liens entre fournisseurs et clients tenant à chaque méthode de transport.

1. - LES ECONOMIES D'ECHELLE

Lorsque l'on compare des réseaux de capacités distinctes, fonctionnant tous à leur régime optimum, les coûts moyens de transport décroissent lorsque les débits croissent comme l'illustrent les graphiques qui viennent d'être présentés. Cette décroissance, souvent désignée par le terme d'économie d'échelle nous renseigne sur les différences de coût qui correspondent à des différences du plan d'exportation lorsque ces dernières sont connues avant que ne soient commencées les installations.

On ne doit pas confondre ce problème avec celui de l'ajustement d'installations déjà existantes à des variations du plan de production. Les possibilités de tels ajustements dans chacune des deux techniques seront examinées dans le titre suivant de ce même chapitre.

Que peut-on dire sur les économies d'échelle ?

a) Dans les conditions technologiques actuelles, l'on ne peut plus guère espérer de telles économies d'échelle au-delà des quantités suivantes sur le trafic Algérie-Europe :

- | | |
|---------------------------|------------------------------------|
| - Chafnes de liquéfaction | 6 milliards de m ³ /an |
| - Conduites sous-marines | 7 milliards de m ³ /an |
| - Conduites terrestres | 13 milliards de m ³ /an |

Sur les trajets qui font l'objet de notre comparaison économique, ceux comportant des conduites immergées comprennent une bien plus grande proportion de conduites terrestres que ceux comprenant une chaîne de liquéfaction. En conséquence, le seuil limite des économies d'échelles est beaucoup plus élevé pour les premiers que pour les seconds. Nous avons calculé par exemple que dans le cas d'un réseau débouchant dans la région de Fos, ce seuil limite est voisin de 12 milliards de m³ dans la méthode par canalisations sous-marines, et seulement de 7 milliards de m³ dans la méthode utilisant des méthaniers.

b) Il reste que, jusqu'à 7 milliards de m³/an, l'une et l'autre des deux méthodes présentent des coûts décroissants. Dans la recherche des solutions les plus avantageuses, et dans leur confrontation, l'existence de ces coûts décroissants joue un rôle important.

Il est possible de calculer, pour un centre donné, quelle est en valeur relative la différence du coût de transport au mètre cube entre deux plans d'exportation dont l'un correspond à une quantité annuelle livrée en ce centre supérieure de 10 % à l'autre. Si le réseau ne dessert qu'un seul centre, cette élasticité du coût de transport au m³ par rapport au volume livré est voisine de : - 0,35 dans les deux méthodes de transport (tant que le volume livré reste inférieur à 7 Gm³/an). Ceci signifie qu'en accroissant par exemple de 10 % le volume à livrer à Fos - Avignon, on réduirait de 3,5 % le coût au mètre cube sur un réseau desservant uniquement cette région. Evidemment, si le réseau dessert aussi d'autres centres et qu'on répartisse les dépenses communes en proportion des livraisons en chaque centre, l'économie entraînée par un surcroît de livraison à Avignon deviendra plus faible, les autres centres en profitant en partie. Dans tous les cas, sauf celui de l'Espagne, une telle politique de répartition des charges et des économies nivelte davantage celles-ci dans le transport par méthaniers que dans le transport par canalisation puisque les éléments communs dans la chaîne de transport y pèsent d'un plus grand poids.

Au point de vue des économies d'échelle, les différences ne sont donc pas très grandes entre les deux techniques que nous comparons tant que l'exportation prévue ne dépasse pas 7 milliards de m³/an.

Au-delà de cette quantité, des économies d'échelle sont encore possibles dans le transport par canalisations sous-marines (sur la partie constituée par les conduites terrestres) ; en l'état actuel de nos connaissances, elles sont très problématiques dans la liquéfaction.

2 LES POSSIBILITES D'EXTENSION FUTURE DES CAPACITES DE TRANSPORT ET LE PROBLEME DU SURDIMENSIONNEMENT

Il est bien évident que les choix principaux qui sont à la base de la construction d'installations de transport ne doivent pas être fondés sur la considération des seuls contrats obtenus au départ, mais doivent tenir compte de possibilités ultérieures et aléatoires d'extension du marché.

Il peut donc être intéressant, en ce domaine, de faire en quelque sorte un pari sur l'avenir et prévoir des installations dont on puisse augmenter, sans trop de difficultés, la capacité de transport, même si cela nécessite au départ quelques investissements supplémentaires.

L'objet de ce paragraphe est de donner une évaluation, pour chacun des deux modes de transport, du coût d'un surdimensionnement préalable, et de l'avantage ultérieur que peut apporter une telle opération.

2. 1. LE SURDIMENSIONNEMENT DES CONDUITES TERRESTRES (1)

Lorsque l'on décide de construire un gazoduc terrestre, le choix du diamètre de la canalisation est évidemment primordial, puisque ce diamètre conditionne le débit que l'on peut faire transiter dans la conduite, et donc la quantité annuelle de gaz que l'on peut transporter. A chaque diamètre de canalisation correspond un débit optimum, et on ne peut dépasser ce débit que dans d'étroites limites, car les coûts de fonctionnement d'une conduite varient autour du débit optimum, comme le cube du débit transitant. Par contre, il est parfaitement possible de faire passer dans une conduite durant les premières années un débit très inférieur au débit optimum.

Choisir un diamètre de canalisation, c'est donc fixer une limite supérieure au débit possible et s'exposer à devoir poser une nouvelle conduite pour faire passer, dans le futur, un débit supplémentaire. Or, le coût d'investissement d'une canalisation peut se décomposer en un coût de fourniture de la conduite proprement dite et en un coût des opérations de pose, ce dernier poste représentant environ 50 % du total. L'importance de la pose s'explique naturellement par le fait qu'il est nécessaire d'employer un personnel et un matériel spécialisés, de construire des ouvrages d'art, de supporter les dépenses d'organisation d'un chantier en déplacement sur de grandes distances.

(1) Les remarques présentées dans ce paragraphe sont fondées sur l'examen du coût des conduites terrestres effectué plus haut. chapitre 2.

Il semble donc naturel de chercher à évaluer le coût du surdimensionnement initial d'une conduite, puisque ce surdimensionnement permet d'éviter le doublement des opérations de pose lorsqu'il s'avère nécessaire de transporter une quantité supplémentaire de gaz.

Rappelons qu'une canalisation pour le transport de gaz naturel est susceptible de faire transiter un débit égal à 70 % de son débit optimum avec simplement la moitié des installations de recompression normalement nécessaires à l'optimum (la puissance de chaque station étant 0,7 fois celle nécessaire pour le débit optimum).

Un calcul simple fait alors apparaître que si l'on pose une conduite surdimensionnée de telle façon que le débit initial ne représente que 70 % du débit optimum de la conduite, on doit supporter un supplément de dépenses de 25 % environ par rapport aux dépenses entraînées par la pose d'une canalisation parfaitement ajustée au débit initial. Si par contre, au bout de trois ans, on doit faire passer un débit supplémentaire, la solution avec surdimensionnement entraîne par rapport à la solution consistant à poser successivement deux canalisations, une économie de près de 20 % (pourcentage mesuré sur les dépenses actualisées).

Si la conduite initiale est surdimensionnée pour le double du débit initial, le supplément de dépenses initiales est de l'ordre de 45 %. L'économie prévisible en cas de demande de gaz supplémentaire au bout de trois ans, en quantité telle que la conduite soit utilisée à son optimum, reste située autour de 15 % des dépenses totales actualisées.

La faiblesse apparente des économies de surdimensionnement (15 à 20 % dans les deux cas), provient de la diminution que l'actualisation des dépenses fait subir au coût de construction d'une deuxième conduite.

La conclusion de ces remarques est que l'utilisation d'un surdimensionnement de conduite qui dépend bien sûr de la probabilité d'une demande de transport supplémentaire dans l'avenir, reste réelle tant qu'il ne s'écoule pas plus de cinq années entre la pose d'une conduite surdimensionnée et l'utilisation optimale de cette conduite.

2. 2. LE SURDIMENSIONNEMENT DANS LE CAS D'UN TRANSPORT DE G N L

Si l'on choisit de transporter le gaz naturel sous forme liquide, le problème d'un surdimensionnement préalable des installations pour faire face plus facilement à une demande accrue dans l'avenir ne se pose pas exactement dans les mêmes termes.

En remontant la chaîne de transport de l'aval vers l'amont, on rencontre successivement les installations de regazéification, les méthaniers et les installations de liquéfaction.

a) La regazéification

Nous avons vu que les installations de regazéification étaient très souples d'emploi et que leur coût était relativement réduit par rapport aux autres éléments de la chaîne. Il semble qu'on puisse, sans difficulté et sans dépenses nouvelles importantes, agrandir une usine de regazéification, en ajoutant quelques échangeurs supplémentaires. En première analyse, on peut admettre que le coût d'un tel agrandissement est égal à la différence entre le coût d'une usine de capacité égale à la capacité finale et le coût d'une usine de capacité égale à la capacité initiale. Cela revient simplement à supposer qu'il est uniquement nécessaire de prévoir, lors de la construction d'une usine, la surface de terrain nécessaire pour faire face à une augmentation future de la capacité demandée.

b) Les méthaniers

En ce qui concerne les méthaniers, il ne peut être question de construire dès l'origine un navire avec une capacité de transport excédentaire, cette opération ne pouvant apporter que des avantages très réduits. Pratiquement toute demande de livraison supplémentaire nécessite la construction d'un ou plusieurs nouveaux méthaniers.

c) La liquéfaction

Le problème se pose de façon très différente pour une usine de liquéfaction qui constitue une unité extrêmement lourde et d'emploi relativement rigide. Si l'on veut garder la possibilité d'augmenter la capacité d'une telle usine dans un avenir assez rapproché (de l'ordre de deux ou trois ans), il est indispensable de prévoir à l'avance la construction échelonnée en deux phases successives d'une usine de grande capacité, quitte à ne pas réaliser plus tard la deuxième phase et à garder une capacité réduite.

L'échelonnement de la construction est alors de nature à entraîner une hausse de prix par rapport à la construction simultanée de tous les éléments d'une usine de grande capacité. Trois facteurs entrent en jeu pour expliquer cette hausse de prix.

1) Lors de l'exécution de la première tranche de travaux, il est nécessaire de mettre en place certains éléments techniques (tels que le comptage, le traitement de l'eau des chaudières, un groupe électrogène, des réseaux d'eau de mer, etc...) qu'il faut dimensionner dès le départ en tenant compte d'une possibilité d'extension future de l'usine. Cette mise en place d'éléments surdimensionnés a pour

conséquence de porter le coût de l'usine à un niveau supérieur à celui correspondant à une usine de même taille, mais non extensible.

2) Lorsqu'on envisage une extension future pour une usine de capacité momentanément limitée, on décide en général que la deuxième tranche sera réalisée selon les procédés techniques utilisés lors de la première tranche s'ils ont donné satisfaction. On passe alors commande aux fournisseurs d'une manière ferme pour le matériel à mettre en place immédiatement, et avec option pour le matériel identique à livrer éventuellement quelques années plus tard. Malgré les précautions que l'on peut prendre dans la rédaction des marchés, les constructeurs profitent d'un monopole au moment de la seconde livraison, d'autant plus large qu'ils évitent le plus souvent de fixer plusieurs années à l'avance le prix du matériel à option.

Cette option sur le matériel futur est indispensable si l'on veut reconduire le procédé utilisé, car il faut alors employer exactement le même matériel, donc recourir au même constructeur pour éviter toute modification des plans, la moindre d'entre elles s'avérant extrêmement coûteuse.

Ne pas prendre d'option sur le procédé technique correspondant à une extension future de l'usine permettrait théoriquement de profiter des dernières améliorations techniques qui peuvent se traduire par une diminution du coût. Mais cette solution présente des inconvénients importants ; un changement complet de procédé lors de l'extension nécessite, en effet, de nouvelles études d'engineering, et entraîne des difficultés de mise au point qui auraient pu être évitées si l'on avait profité de l'expérience passée. Enfin l'utilisation d'un nouveau procédé entraîne des difficultés sur le plan du fonctionnement et plus particulièrement de l'entretien, puisqu'il faut prévoir des équipes différentes pour l'entretien des anciennes et des nouvelles constructions.

Il est actuellement impossible de savoir dans quel sens penche la balance sous l'effet du poids des divers arguments. Un facteur de décision important est naturellement constitué par le délai qui s'écoule entre les deux phases de la construction. Il faut noter que les constructeurs, de toute façon, n'acceptent pas d'option portant sur une durée supérieure à trois ans.

3) Certaines difficultés se présentent au moment du lancement de la deuxième phase. Les frais de supervisions du chantier, de lancement des commandes, de réembauche du personnel augmentent le coût des opérations, ainsi que les délais.

D'autre part, le raccordement des nouvelles installations aux anciennes ne se fait pas sans difficultés : l'opération a certainement une incidence sur le rythme

de production des anciennes installations. Le manque à produire se traduit par une perte qui doit être comptée en coût d'investissement supplémentaire.

Nous avons examiné plus particulièrement le cas d'une usine de liquéfaction d'une capacité initiale de 3,5 milliards de mètres cubes par an, construite de façon à pouvoir être portée dans la suite à une capacité de 5 milliards de m³/an (l'extension étant faite selon les mêmes techniques que l'installation initiale). Il semble que le coût d'une usine de 3,5 milliards extensible à 5 milliards de m³ par an, soit d'environ 15 % supérieur au coût de la construction d'une usine de 3,5 milliards de m³ non extensible.

Le coût de l'extension de l'usine (pour atteindre réellement la capacité de 5 milliards) serait assez lourd, du fait des frais d'installation de chantier, de la reprise d'études anciennes d'engineering, etc... Néanmoins, le surdimensionnement initial permet par rapport à la solution consistant à construire successivement deux usines indépendantes, à trois ans d'intervalle, des économies comprises entre 5 et 10 % sur la dépense totale actualisée. La relative faiblesse de ces économies tient en particulier au fait que lorsqu'on ne surdimensionne pas, on recule pour plus tard une beaucoup plus grande masse de dépenses ; ce recul des dépenses en allège évidemment le poids (1).

2. 3. LES POSSIBILITES D'EXTENSION DU RESEAU DES CONDUITES SOUS MARINES

Pour un réseau de conduites sous-marines établies par le procédé Gaz de France, le problème du surdimensionnement ne se pose pratiquement pas. En effet, comme on l'a vu dans le chapitre 2, quel que soit le débit que l'on veuille assurer, il est nécessaire de poser plusieurs canalisations, chacune d'entre elles ayant une capacité de 2 à 3 Gm³ environ selon les types. Par suite de ce fractionnement, le réseau peut être adapté, année par année, à l'évolution des débits demandés.

Installer dès le départ une capacité plus grande, ou accroître la capacité plusieurs années après le démarrage des livraisons entraîne des dépenses supplémentaires peu différentes.

Prises isolément les canalisations sous-marines du procédé Gaz de France, présentent donc l'avantage de pouvoir s'adapter de façon économique aux accroissements éventuels des exportations.

(1) On tient compte de cela en comparant les deux solutions d'après la somme de leur coûts actualisés

2. 4. COMPARAISON DES POSSIBILITES D'ADAPTATION DES DEUX SYSTEMES

Pour résumer l'examen qui précède, l'on peut dire que :

- pratiquement aucune dépense pour les accroissements futurs (et éventuels) de capacité n'est intéressante à engager dès le départ lorsqu'il s'agit :
 - de l'usine de regazéification,
 - des navires méthaniers,
 - des canalisations sous-marines.

Il est préférable en ces domaines d'accroître les capacités seulement lorsque des livraisons supplémentaires sont acquises.

- par contre, si des livraisons supplémentaires sont espérées dans un délai inférieur à cinq années, en vue d'en réduire le coût, l'on a intérêt à surdimensionner dès le départ les deux types d'ouvrage que sont :
 - les canalisations terrestres,
 - l'usine de liquéfaction.

Chacun des deux systèmes de transport comportant sa part d'ouvrage à surdimensionner, on peut se demander quel est finalement celui dont l'adaptation à un accroissement espéré des débits serait la plus économique.

Pour éclairer ce problème, considérons le cas d'un réseau d'exportation sur le Sud de la France (région de Fos-Avignon) destiné à y livrer 3,5 milliards de m³/an.

Par la technique GNL, son coût total actualisé (au taux de 8 %) serait de 423 millions US dollars environ. Par canalisation sous-marine, de 363 millions de dollars environ.

Si prévoyant pour une année assez proche l'éventualité d'une livraison supplémentaire de 1,5 milliard de m³/an (toujours dans le Sud de la France), on veut dès le commencement mettre le réseau en état de s'y adapter au moindre coût, on devra ajouter aux sommes précédentes :

- environ 40 millions de dollars dans le système GNL (pour surdimensionner la canalisation terrestre en Algérie et l'usine de liquéfaction) ;
- environ 50 millions de dollars dans le système par canalisations sous-marines (pour surdimensionner les canalisations terrestres en Algérie et en Europe).

Il semble donc que le supplément à consentir initialement serait un peu plus léger dans le système GNL ; toutefois la différence serait probablement inférieure à 10 millions de dollars car nos chiffres concernant le surdimensionnement de la liquéfaction sont probablement affectés d'une erreur par défaut, ce qui n'est pas le cas des chiffres concernant le surdimensionnement des canalisations terrestres.

Pour achever la comparaison, il faut enfin calculer la dépense d'investissement qui resterait à effectuer pour achever de porter la capacité à 5 Gm³/an. Cette dépense serait (en valeur non actualisée) :

- environ 90 millions de dollars dans le système GNL (essentiellement pour l'usine de liquéfaction et les navires) ;
- et environ 35 millions de dollars dans le système par canalisations sous-marines (essentiellement pour les canalisations sous-marines et les nouvelles stations de compression des canalisations terrestres).

On peut conclure ainsi (1) :

a) prévoir initialement l'adaptation future du réseau à un accroissement de débit entraîne un supplément de dépenses initiales à peu près du même ordre de grandeur dans les deux systèmes ;

b) mais si la nécessité d'accroître les débits se confirme, une dépense nouvelle reste à effectuer et cette dépense est plus lourde dans le système GNL que dans le système par canalisations sous-marines.

En d'autres termes, ou l'accroissement des débits ne sera pas confirmé et la perte du surdimensionnement initial utilisé sera à peu près du même montant dans les deux systèmes (2) ; ou cet accroissement devra être réalisé, et il sera moins coûteux si l'on a choisi la solution canalisations sous-marines.

(1) L'exemple sur lequel on s'appuie a une portée suffisamment générale pour penser que ces conclusions valent dans les autres cas.

(2) Il y aurait bien, sensiblement, égalité des pertes, mais la perte serait évidemment plus facile à supporter dans le système où le coût de transport des quantités fermement vendues est le moins lourd, c'est à dire, dans le transport par canalisations sous marines.

3. LA PART DES DEPENSES EN CAPITAL SELON LES METHODES DE TRANSPORT

Dans toutes les comparaisons que nous avons faites jusqu'à présent, nous avons considéré les coûts globaux des deux systèmes de transport. Or du point de vue des investisseurs et des prêteurs possibles, il est indispensable de distinguer entre les dépenses en capital (premier investissement et renouvellement) et les dépenses de fonctionnement (entretien, frais d'assurances, et toutes dépenses annuelles d'opération). Nous allons nous attacher maintenant à faire cette distinction.

La méthode que nous allons utiliser pour estimer la part des dépenses en capital consiste à faire le rapport de la somme des dépenses actualisées d'investissement et de renouvellement d'une part et la dépense totale actualisée d'autre part. Il n'y a pas d'autre façon simple de comparer ces deux séries de dépenses dont l'étalement dans le temps est essentiellement différent. La proportion que l'on estime par cette méthode est exactement celle que l'on obtiendrait en faisant le rapport entre les annuités d'emprunt d'une part et la somme de la dépense annuelle d'autre part, dans le cas où la totalité des capitaux utilisés serait remboursée à annuités constantes sur la durée du contrat (15 ans) et où les dépenses annuelles de fonctionnement seraient exactement les mêmes d'une année à l'autre.

Les calculs seront effectués sans tenir compte d'aucune déduction pour les valeurs résiduelles des équipements puisque nous devons considérer les dépenses réelles de l'ensemble de l'opération.

Cette étude de la part des dépenses en capital selon les différentes méthodes de transport a déjà été menée par plusieurs auteurs dans des cas assez théoriques où l'on compare par exemple la structure des coûts pour 1 000 kilomètres de conduites terrestres d'une part et 1 000 kilomètres de transports par méthaniers d'autre part. Nous nous situerons seulement dans le cas du trajet Hassi R'Mel - Avignon (ou Fos) et comparerons sur des itinéraires précis la méthode de transport par canalisation et celle comportant la liquéfaction du gaz. Nous considérerons successivement trois hypothèses de livraison : celle où sont livrés chaque année 2 milliards de mètres cubes de gaz dans la région Avignon-Fos, celle où sont livrés 3,5 milliards de mètres cubes et 8 milliards de mètres cubes dans cette même région ; dans ces trois hypothèses aucune livraison n'est faite en dehors de la région de Fos et Avignon.

Pour les différents cas qui viennent d'être définis le tableau suivant présente les résultats essentiels.

Il montre que la part de dépenses en capital est plus forte dans le système de transport effectué entièrement par canalisations que dans le système comportant la liquéfaction. Dans le premier système cette part oscille entre 85 et 90 %,

tandis que dans le second, elle est comprise seulement entre 67 et 72 %. En valeur absolue, le montant des capitaux nécessaires est aussi plus élevé dans le premier système que dans le second. Cette réalité ne tient pas tellement, comme on pourrait le croire, au poids des investissements demandés par les canalisations sous-marines proprement dites, mais bien d'avantage au fait que le recours à cette dernière méthode pour livrer le gaz dans la région d'Avignon entraîne, par rapport au système GNL, un allongement considérable des canalisations terrestres nécessaires.

PART DES DEPENSES EN CAPITAL DANS LE COUT TOTAL ACTUALISE

Cas de livraisons à Avignon ou Fos seulement (rien ailleurs) (1)

Unité : 1 000 000 US dollars

	Taux d'actualisation 8%				Taux d'actualisation 12%							
	2 Gm3/an		3,5 Gm3/an		2 Gm3/an		3,5 Gm3/an					
	Pipe	GNL	Pipe	GNL	Pipe	GNL	Pipe	GNL				
Capital (somme des dépenses en capital actualisées)	243	200	312	287	534	484	243	200	312	287	534	484
Fonctionnement (somme des dépenses actualisées de fonctionnement et d'entretien)	43	97	51	136	73	237	33	77	40	108	57	188
Total	286	297	363	423	607	721	276	277	352	395	591	672
$\frac{\text{Capital}}{\text{Total}} \times 100$	85	67	86	68	88	67	88	72	89	73	90	72

Si cependant le système de transport par canalisation est au total moins coûteux que le système de transport par méthaniers, c'est qu'il exige beaucoup moins de dépenses de fonctionnement. On sait, en effet, l'importance des dépenses de fonctionnement de l'usine de liquéfaction, et dans une moindre mesure, des navires et de l'usine de regazéification.

(1) Ces couts de transport ne tiennent pas compte des risques de dépassement. ni du prix du gaz départ champ.

Les exigences en capital de la solution "transport par canalisations sous-marines", si l'on considère le cas d'Avignon qui vient d'être examiné, tempèrent légèrement l'avantage financier qu'elle représente par rapport à la solution "transport par méthaniers". Il est évident, en effet, que si les capitaux qu'il est possible de trouver pour financer le transport du gaz algérien sont assortis d'un taux d'intérêt élevé, ce dernier alourdira davantage la solution "la plus capitalistique" : l'on voit du reste, sur le tableau précédent, dans le cas d'une livraison de 2 milliards de mètres cubes par an, qu'avec un taux de 8 % la solution canalisations est moins chère que la solution GNL, alors qu'avec un taux de 12 %, l'avantage commence à se renverser. Toutefois, l'élévation du taux d'intérêt n'entraîne ce renversement que dans le cas où les deux solutions avaient déjà des coûts très voisins.

Si le montant des capitaux disponibles est strictement limité et qu'aucun emprunt ne soit possible au-delà d'une certaine somme, quel que soit le taux d'intérêt, la solution canalisations peut devenir impraticable alors que la solution méthaniers resterait possible. Cette situation semble cependant assez peu vraisemblable ; l'écart sur le montant des capitaux nécessaires n'étant que de 10 à 20 % il n'y a pas lieu de penser qu'il puisse opérer à lui seul une sélection aussi nette.

En sens inverse, mais avec les mêmes nuances, le montant des dépenses de fonctionnement, plus élevé dans le transport par méthaniers, constitue un argument qui est défavorable à ce dernier dans la mesure où l'élévation des prix alourdirait dans le futur ces dépenses courantes. On se trouverait alors en mauvaise position si, lors de révision des contrats de vente, les prix européens de gaz concurrents poussaient les acheteurs de gaz algérien à demander une baisse.

L'ensemble des remarques qui viennent d'être faites à propos de la structure des coûts de transport entre Hassi R'Mel et Avignon valent pour les centres européens situés en aval d'Avignon à condition de tenir compte de ce que les canalisations terrestres Avignon - Lyon, Lyon - Bâle, etc... qui sont identiques dans les deux solutions réduisent les particularités financières de chacune des deux méthodes de transport.

4. LES DEPENSES EN MONNAIE ALGERIENNE

Du point de vue de l'économie algérienne, il est important de savoir quelles seraient, sur le total des opérations de transport, les dépenses effectuées en monnaie algérienne. En restant dans le circuit économique national, ces dépenses en effet, peuvent contribuer au développement de la production intérieure et à l'élévation du niveau de vie, tandis que les dépenses en devises n'ont évidemment pas ces effets.

Les dépenses en monnaie algérienne comprennent :

- les salaires et traitements versés aux personnes de nationalité algérienne occupées à la construction ou au fonctionnement des équipements de transport ;
- la part non rapatriée des salaires et traitements versés aux étrangers travaillant en Algérie à la construction et au fonctionnement des équipements du transport ; cette part qui comprend les impôts perçus par l'Algérie sur les salaires, et les dépenses de consommation effectuées en Algérie pourrait être de l'ordre de 40 % ; c'est le chiffre que nous retiendrons ;
- les autres impôts et taxes perçus par le Gouvernement algérien sur la construction ou le fonctionnement des équipements du transport ;
- la valeur ajoutée en Algérie sur les biens et les services intervenant dans la construction ou le fonctionnement du réseau.

4. 1. - LES DEPENSES EN MONNAIE ALGERIENNE DANS LE PROCÉDE PAR METHANIERES

En s'en tenant à la définition qui vient d'être donnée, le procédé par méthaniers entraînerait les dépenses suivantes en monnaie algérienne :

- canalisation terrestre d'Hassi R'Mel à l'usine de liquéfaction : 52 % de l'investissement et 80 % des dépenses de fonctionnement. Ces pourcentages élevés tiennent compte de ce que le maître d'oeuvre dans cette opération serait algérien ;
- usine de liquéfaction et stockage en Algérie : 36 % de l'investissement et 64 % des dépenses de fonctionnement. Ces pourcentages s'expliquent par une forte contribution de la main d'oeuvre algérienne à la construction de l'usine et par son rôle prépondérant dans le fonctionnement, une fois passées les années de mise au point ;
- construction du port algérien : 60 % de la dépense totale ;
- les droits de port en Algérie ;
- les taxes sur la canalisation terrestre et sur la liquéfaction.

En appliquant ces pourcentages aux différents postes de la dépense totale actualisée, on trouve que dans le cas d'un réseau desservant uniquement Fos -

Avignon, la part en monnaie algérienne serait, sans tenir compte des taxes sur la canalisation et la liquéfaction et pour un taux d'actualisation de 8 % équivalente à :

- 140 millions US dollars sur un total de 297, dans le cas d'un débit de 2 Gm³/an, soit 47 %.
- 293 millions US dollars sur un total de 721, dans le cas d'un débit de 8 Gm³/an, soit 41 % (1).

Avant taxes, la part en monnaie algérienne serait donc un peu inférieure à la moitié ; elle serait en outre un peu plus faible dans le cas d'installations de grosse capacité que dans celui d'installations de petite capacité, ce qui s'explique essentiellement par la différence des dépenses de main d'oeuvre dans les deux cas.

Si l'on se reporte à l'estimation des dépenses en capital faite dans les pages qui précèdent pour ces deux mêmes hypothèses, on voit que pour un dollar de capital investi dans l'opération de transport, que ce capital soit d'origine algérienne ou étrangère, il retournerait à l'économie algérienne sous forme de monnaie locale, par suite de sa participation à l'investissement et au fonctionnement du transport, et avant taxes, l'équivalent de 0,6 ou 0,7 dollar.

Si l'on voulait mesurer le rendement total en monnaie algérienne de l'opération, consistant à transporter et à vendre en Europe le gaz d'Hassi R'Mel, il faudrait bien entendu ajouter à ces chiffres la part algérienne dans le prix de vente du gaz au champ.

4. 2. - LES DEPENSES EN MONNAIE ALGERIENNE DANS LE PROCEDE PAR CANALISATIONS SOUS-MARINES

Le procédé par canalisations sous-marines entraînerait les dépenses suivantes en monnaie algérienne :

- canalisation terrestre Hassi R'Mel - Mostaganem : 52 % de l'investissement et 80 % des dépenses de fonctionnement ;
- canalisations sous-marines : 33 % du total "investissement - renouvellement et fonctionnement" pour une installation ayant une capacité de 2 Gm³/an

(1) Ces deux cas (débit 2 Gm³/an et débit 8 Gm³/an sur Fos Avignon) ont fait l'objet d'une analyse des dépenses en capital dans les pages précédentes.

et 29 % pour une installation de capacité 8 Gm³/an. Ces pourcentages tiennent compte en particulier d'une contribution importante en main d'oeuvre algérienne et de l'intervention d'entreprises algériennes pour le déchargement au port et le transport terrestre des tubes et fournitures nécessaires ;

- des taxes sur les canalisations terrestres en Algérie et éventuellement sur les canalisations sous-marines.

Avant taxes, la part en monnaie algérienne dans le coût total d'un réseau desservant Avignon s'élève ainsi, pour un taux d'actualisation de 8 %, à environ :

- 67 millions de dollars sur un total de 286, dans le cas d'une livraison de 2 Gm³/an ; soit 23 % ;
- 133 millions de dollars sur un total de 607, dans le cas d'une livraison de 8 Gm³/an ; soit 22 %.

Pour un dollar de capital investi (que ce capital soit d'origine algérienne ou étrangère), il retournerait à l'économie algérienne sous forme de monnaie locale, par suite de sa participation à l'investissement et au fonctionnement du transport, et avant taxes, l'équivalent de 0,25 dollar environ.

4.3. COMPARAISON DE LA PART EN MONNAIE ALGERIENNE DANS LES DEUX PROCÉDES

Pour un réseau desservant uniquement Fos - Avignon, on voit donc que la part en monnaie algérienne représenterait, hors taxes, un peu moins de la moitié de la dépense totale du transport jusqu'à Fos - Avignon dans le procédé par méthaniers, et le quart dans le procédé par canalisations sous-marines.

Pour l'équivalent d'un dollar de capital investi, le premier procédé rapporterait l'équivalent de 0,65 dollar à l'économie algérienne sous forme de dépenses en monnaie locale ; le second procédé rapporterait environ 0,25. Dans les deux cas, s'ajouterait bien sûr la part algérienne dans le prix de vente du gaz au champ ; mais, sous cet aspect, les deux procédés ne se distinguent pas (1).

(1) Sauf en ce qui concerne les quantités de gaz consommées dans ces opérations de transport, quantités qui sont plus importantes dans le procédé par liquéfaction. En les négligeant, nous sous-estimons très légèrement la part algérienne en monnaie locale, un peu plus dans le procédé par méthaniers que dans celui par canalisations sous marines.

Ces écarts entre les deux procédés s'expliquent évidemment par le fait que le transport par canalisations sous-marines entraîne la construction de canalisations en Europe, qui représentent des dépenses à l'étranger beaucoup plus importantes que celles des méthaniers et des usines de regazéification.

Dans le cas d'un réseau qui desservirait uniquement l'Espagne, la part des canalisations à l'étranger baissant, les écarts que nous avons mis en évidence se réduiraient notablement ; ils ne seraient pas supprimés.

Du point de vue de l'économie algérienne, le coefficient élevé des dépenses en monnaie locale dans le procédé par méthaniers est un facteur favorable à ce dernier.

5 - LA RIGIDITE DES LIENS FOURNISSEUR-CLIENTS

On a beaucoup discuté au cours des dernières années de la souplesse des chaînes de GNL en l'opposant à la rigidité du transport empruntant des conduites sous-marines. Ce point mérite d'être commenté.

5.1. - COMMENTAIRES GENERAUX

Il est certain qu'un réseau composé de conduites sous-marines et de canalisations terrestres est un système absolument rigide, tout au moins géographiquement.

Il est certain au contraire que les navires méthaniers pourront dans l'avenir s'alimenter au bras de chargement de n'importe quelle usine de liquéfaction, puis déverser leur cargaison à n'importe quel terminal de regazéification, moyennant peut-être certains aménagements techniques.

Il est également certain qu'un terminal récepteur ne représente en soi qu'un investissement modéré, mais n'est utilisable que si un réseau aval existe qui puisse absorber sa production.

Il est, en revanche, sûr qu'une usine de liquéfaction assortie de sa conduite d'alimentation représente un investissement considérable ; cet ensemble sera donc en général dimensionné pour répondre aux contrats signés préalablement à sa construction en ménageant si cela est possible, des possibilités d'extension ; mais toute usine ne fonctionnant pas régulièrement à sa pleine capacité aura des charges d'amortissement exorbitantes.

5. 2. - SITUATION DES ANNEES PROCHES

Examinons dès lors la situation des années 70 au cours desquelles n'existeront sans doute pas plus de trois usines de liquéfaction sur la côte méditerranéenne.

Si un pays client désire changer de pays fournisseur, il ne pourra le faire instantanément, car il n'existera pas, à proximité, de capacité de liquéfaction excédentaire qui puisse satisfaire ses besoins. Il devra donc passer un contrat avec un nouveau fournisseur pour la création d'une capacité supplémentaire qui ne sera pas disponible, au mieux, avant deux ou trois ans. Si, pour des raisons diverses, politiques par exemple, il interrompt ses achats, il se privera de gaz pendant cette période d'attente et stérilisera son investissement en terminaux de regazéification, gazoducs aval et éventuellement méthaniers.

Si un pays fournisseur désire cesser ses livraisons à un pays client, il peut attendre pour ce faire d'avoir trouvé un nouvel acheteur, ce qui ne sera certes pas impossible dans un marché en croissance continue, mais sera néanmoins long et difficile, en raison de l'existence de contrats de longue durée.

Il peut également interrompre ses livraisons sans attendre. Dans ce cas, il stérilisera son investissement en gazoduc amont, usine de liquéfaction et éventuellement méthaniers.

5. 3. SITUATION FUTURE

Essayons d'imaginer maintenant comment se présentera la situation dans deux ou trois décennies, lorsque les usines de liquéfaction et les terminaux de regazéification se seront multipliés :

Les pays clients auront peut-être un peu plus de facilité pour diversifier leurs approvisionnements, car ils pourront profiter de surcapacités temporaires de liquéfaction correspondant à des défaillances de l'enlèvement. Mais cette surcapacité ne sera vraisemblablement pas permanente en raison des coûts élevés d'investissement évoqués plus haut, et ils courront le risque de stériliser leurs propres investissements pendant plusieurs années, s'ils interrompent leurs achats.

Le fournisseur se trouvera, lui, dans une situation encore plus inconfortable car, doté d'un équipement ancien, il se trouvera en concurrence avec des pays équipés d'unités nouvelles fournissant à plus bas prix.

La souplesse relative des chaînes GNL paraît donc assez faible. Elle pourrait cependant être exploitée dans des cas particuliers, tels ceux où l'on pourrait faire coïncider la date à laquelle un client cesserait d'être desservi par des navires méthaniers pour être desservi par un système de canalisations et la date à laquelle apparaîtrait un nouveau client pour lequel le transport pourrait être assuré par les méthaniers devenus disponibles.

D. - RESUME ET CONCLUSIONS

Les résultats obtenus au terme de ce chapitre peuvent être résumés de la façon suivante :

1. Le transport par canalisations sous-marines (itinéraire Mostaganem - Carthagène, procédé Gaz de France) coûte moins cher que le transport par méthaniers.

2. Augmenter la capacité de la ligne après sa création coûte moins cher dans le transport par canalisations sous-marines que dans le transport par méthaniers.

3. A capacité égale, le transport par canalisations sous-marines demande un peu plus de capitaux que le transport par méthaniers. Mais la différence est faible (10 à 20 %) et l'inconvénient qu'elle constitue semble balancé par le fait que les très faibles dépenses de fonctionnement du transport par canalisations sous-marines le mettent à l'abri des hausses de prix dans les 10 ou 15 prochaines années ; de telles hausses seraient au contraire très probables dans le transport par méthaniers.

4. Le transport par méthaniers laisserait à l'économie algérienne, par mètre cube de gaz exporté, un revenu plus important que le transport par canalisations sous-marines.

5. Les deux systèmes de transport, malgré les apparences, établissent entre le fournisseur de gaz et les clients des liens à peu près aussi rigides l'un que l'autre.

Pour éclairer le choix à faire entre les deux procédés, deux considérations doivent donc être retenues en ce point de notre examen :

- le transport par conduites sous-marines serait moins coûteux ;
- le transport par méthaniers laisserait à l'économie algérienne un revenu plus important.

Les questions importantes consistent donc maintenant à savoir :

- si le coût de transport plus faible du système par canalisations sous-marines ouvrirait au gaz algérien des marchés qui dans l'autre système lui seraient inaccessibles ;
- si le transport par canalisations sous-marines ne se heurterait pas à des difficultés de délais ou d'organisation entre les pays intéressés beaucoup plus grandes que le transport par méthaniers.

La carte de la planche 1 a été établie à l'aide de documents fournis par l'ERAP et par le Gaz de France.

La photographie de la planche 3 a été réalisée par le Studio Photo-Technic, 3 rue du Docteur Zelet - Le Havre (France).

La photographie de la planche 5 a été réalisée par le Studio Taboureau-Bossuet, 3 boulevard Clemenceau - Salon (France).

Les photographies des planches 24 et 25 ont été réalisées par le Studio Louis Falquet (France).

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES DERIVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

0300
150

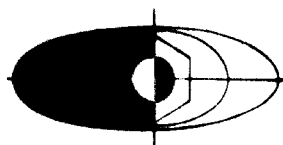
**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 4
POLITIQUE D'EXPORTATION**



**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1967



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES DERIVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

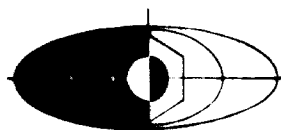
03259
(5 of 6)

**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 4
POLITIQUE D'EXPORTATION**

**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1967



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

Les Nations Unies ont été désignées en Janvier 1965 par le Conseil d'Administration du Programme des Nations Unies pour le Développement (Fonds Spécial) comme Organisation Participante et chargée d'exécuter le projet suivant en Algérie: "Etudes industrielles et commerciales sur les dérivés du pétrole et le gaz naturel". Par contrat 60/66, les Nations Unies ont chargé ScandiaConsult AB, de Suède, et le Bureau Central d'Etudes pour les Equipements d'Outre-Mer (BCEOM) de France, conjoints, d'exécuter la partie du projet relative à l'étude des marchés d'exportation et des techniques de transport du gaz naturel algérien.

Le 1er Janvier 1967, l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel est devenue Organisation Participante et chargée de l'exécution du Programme des Nations Unies pour le Développement; à partir du 1er Juillet 1967, elle a assumé l'entière responsabilité de ce projet. Toutefois, la partie du projet relative aux études de gaz naturel est demeurée sous la responsabilité des Nations Unies par lesquelles elle a été menée à bien.

SOMMAIRE

	Page
CHAPITRE 1 <u>INTRODUCTION</u>	1
1.1 Considérations générales	1
1.2 Marchés potentiels et éventuels pour le gaz naturel algérien	3
1.3 Marchés qui pourraient s'ouvrir les premiers au gaz algérien	7
1.4 Méthodes de calcul	8
1.5 Correction pour risque de dépassement des coûts de transport	10
CHAPITRE 2 <u>SOLUTIONS GNL</u>	11
2.1 Solution I: Livraison de GNL, $3,5 \text{ Gm}^3$ par an, exclusivement à Fos	11
2.2 Solution II: Livraison à Fos seulement de 5 Gm^3 de GNL par an	16
2.3 Solution III: Livraison de GNL à partir d'Arzew: $3,5 \text{ Gm}^3$ par an à Fos et $2,2 \text{ Gm}^3$ à Barcelone	17
2.4 Conclusion au sujet des solutions GNL	19
CHAPITRE 3 <u>SOLUTION MIXTE</u>	21
3.1 Solution IV: Livraison de GNL par navires: $3,5 \text{ Gm}^3$ par an à la France; et $1,8 \text{ Gm}^3$ par an à l'Espagne par canalisation sous-marine	21
3.2 Conclusion	23
CHAPITRE 4 <u>SOLUTIONS PAR CANALISATIONS</u>	24
4.1 Solution V: Livraison de gaz à la France et à l'Espagne par canalisations sous-marines à raison de $5,4 \text{ Gm}^3$ par an	24

	Page	
4.2	Solution VI: Livraison par canalisations à l'Espagne et à la France de 8 Gm ³ par an	29
4.3	Solution VII: Livraison de gaz par canalisations: 9,5 Gm ³ à l'Espagne et à la France	33
4.4	Conclusions au sujet des projets de canalisations	35
CHAPITRE 5	<u>LE MARCHE ITALIEN</u>	36
5.1	Solution A: Livraisons simultanées de GNL: 3,5 Gm ³ à Fos et 1,5 Gm ³ à La Spezia	37
5.2	Solution B: Livraisons de GNL à partir de Skikda: 3,5 Gm ³ à Fos en 1975 et une quantité supplémentaire de 1,5 Gm ³ à La Spezia en 1978 ou plus tard	38
5.3	Solution C: Livraisons par canalisation à partir de Mostaganem à la France et à l'Italie via l'Espagne	38
CHAPITRE 6	<u>RESUME ET CONCLUSIONS</u>	40
6.1	Considérations générales	40
6.2	Solutions GNL	42
6.3	Solution mixte	42
6.4	Solutions par canalisations sous-marines	44
6.5	Conclusion générale	47

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1 Considérations générales

Il s'agit d'après les termes de référence de cette partie de l'étude, de déterminer une politique d'exportation pour le gaz naturel vendu sous forme soit liquide soit gazeuse. Il convient de faire une étude de l'utilisation maximale des réserves de gaz dans le but d'obtenir le meilleur rapport pour l'Algérie.

Dans les limites imparties à notre étude il s'agit notamment d'examiner les possibilités d'exportation du gaz algérien. Les autres possibilités qui s'ouvrent à l'Algérie, en vue d'obtenir le rapport économique optimal de ses immenses réserves de gaz n'entrent pas dans le domaine du rapport.

Les perspectives d'exportation du gaz algérien sont à considérer en fonction de conditions techniques, économiques et financières. Les considérations ci-après sont d'une importance primordiale:

- la capacité d'absorption des marchés européens en fonction à la fois de la quantité et des prix,
- le coût du transport et son incidence sur le prix du gaz algérien dans les marchés ci-dessus,
- le prix compétitif dans ces marchés des autres sources d'énergie et notamment les fuels et le gaz naturel d'autres provenances.

Certains de ces éléments sont connus et il est possible d'évaluer les autres d'une manière assez précise. Il ne faut pas perdre de vue cependant que toute décision que prendrait l'exportateur algérien à l'heure actuelle peut influencer, modifier ou même exclure les décisions futures. Il y a entre les différentes décisions possibles une interdépendance manifeste lorsqu'il s'agit d'un réseau de gazoducs et de l'interconnexion de dif-

férents pays au moyen d'un système de canalisations qui leur est commun.

Le calendrier des exportations de gaz a également une importance sous un autre aspect. Il importe de savoir à quel moment l'Algérie pourra et voudra commencer ses premières livraisons à l'exportation mais il importe aussi de décider si le gaz saharien doit être présent dès maintenant sur le marché européen. On peut aussi attendre dans l'espoir d'une meilleure conjoncture aussi bien des quantités que des prix. La sagesse d'une telle décision sera examinée plus loin.

D'autre part et bien que les investissements qu'exigent les canalisations de transport soient à peu près du même ordre qu'il s'agisse de liquide ou de gaz il serait peut-être plus facile de trouver des fonds pour le transport du liquide que pour des gazoducs. Il faut également considérer dans quelle mesure les investissements devront être financés au moyen de monnaie convertible.

Compte tenu de ce qui précède et des incertitudes que comportent inévitablement toutes les solutions éventuelles il s'agirait, en matière de "détermination d'une politique d'exportation", de présenter une gamme de solutions possibles plutôt qu'une décision de politique déterminée. L'objet de cette partie de l'étude doit être par conséquent de combiner les divers éléments des solutions éventuelles, de comparer les résultats qu'on peut espérer et de tirer les conclusions en fonction des stratégies possibles.

L'adoption d'une stratégie c'est à dire le choix d'une décision plutôt qu'une autre est une question strictement politique et par conséquent n'est pas du ressort de cette partie de l'étude.

1.2

Marchés éventuels et potentiels pour le gaz naturel algérien

La deuxième partie de l'étude examine les marchés éventuels et les marchés potentiels pour le gaz naturel. Le terme "marché potentiel"

s'applique à toutes les régions et secteurs qui, du point de vue économique et technique, sont à la portée du gaz algérien alors que les "marchés éventuels" ne comprennent que ceux qui ne sont pas déjà appropriés par le gaz naturel d'autres provenances, de situation géographique plus favorable, ou pour d'autres raisons.

Il faut bien comprendre d'autre part, que les marchés éventuels, eux aussi, se caractérisent par l'âpreté de la concurrence mais il serait possible de les gagner au gaz algérien dans certaines conditions et surtout si les prix soutiennent la concurrence.

Les études consacrées à cette partie, ont été résumées dans un tableau reproduit ci-dessous en raison de son importance fondamentale pour la détermination d'une politique d'exportation.

Marchés potentiels pour le gaz algérien en 1975

Pays	Région et/ou utilisation	Prix en cents U.S. par thermie	Quantités en millions de m ³ à 9 thermies
Espagne	Carthagène	0,190	500
	Madrid	0,230	500
	Andalousie	0,230	200
	Saragosse	0,250	200
	Bilbao	0,250	1.000
	Barcelone	0,230	500
France	Lyon, substitution	0,240	900
	Région Lyon-Marseille (services nouveaux)	0,240	1.500
	Cimenteries de Grenoble	0,190	150
	Remplacement du gaz de Lacq pour les centrales thermiques	0,184	1.000
Suisse	Bâle-Zurich	0,208	500
Bade-Wurtemberg	Stuttgart	0,208 (1)	500
Bavière	Partie Sud	0,208 (1)	1.200
Autriche	Vienne-Linz	0,224	1.500
Yougoslavie	Koper	0,204	800
Italie	La Spezia ou Vado-Ligure	0,190	1.000

(1) A l'entrée du réseau, à Bâle

Les indications de prix ci-dessus constituent, comme il a été expliqué dans la deuxième partie, une moyenne pondérée approximative du prix des combustibles de la concurrence ajusté pour tenir compte des avantages spécifiques du gaz naturel comme aussi du facteur de charge de 0,9 pour le transport.

Autrement dit ces prix représentent la valeur d'équivalence, c'est à dire le coût que l'acheteur serait disposé à supporter lorsqu'il abandonnerait un autre combustible en faveur du gaz sans que cela entraîne de modification de son coût unitaire de production ou d'utilisation.

Il n'est pas possible, comme nous l'avons déjà dit, de cumuler les quantités indiquées ci-dessus, qui sont à considérer comme des débouchés éventuels de rechange pour le gaz algérien. Il ne convient pas, non plus, de les considérer comme des marchés déjà acquis au gaz algérien.

Il n'est pas possible d'évaluer un marché par lui-même. Tout marché est à considérer comme faisant partie d'un ensemble tributaire d'un système de transport, d'efficacité raisonnable. Notre tâche consiste par conséquent, à comparer les chiffres ci-dessus avec les coûts de transport élaborés dans la troisième partie de l'étude.

Avant de faire cette comparaison, il convient d'examiner le degré de probabilité des prévisions et d'en tirer des premières conclusions.

La solidité des prévisions dépend en premier lieu, de certaines hypothèses fondamentales sur le développement économique général et les besoins d'énergie qui augmentent en principe presque dans les mêmes proportions que le produit national des pays de l'Europe.

Il se présente un deuxième aspect encore plus important. La deuxième partie avait conduit à la conclusion que la situation au cours de la première moitié des années de 1970 à 1980 sera marquée par une abondance plutôt qu'une insuffisance d'énergie. Il s'ensuit que le gaz naturel doit se substituer aux autres sources d'énergie.

Le rythme du processus de substitution dépendra des avantages techniques que présente le gaz naturel et de l'élasticité de son prix par rapport à celui des autres sources d'énergie.

Il convient ici d'examiner les différents facteurs qui permettront d'arriver à une première conclusion en vue de déterminer une politique d'exportation du gaz algérien.

Le gaz naturel connaît des servitudes d'ordre technique qui en limitent l'utilisation à 30 ou 40 % de la consommation totale d'énergie.

Ces limites techniques à l'emploi du gaz naturel sont faites de divers éléments: il n'est pas possible de considérer tous les secteurs économiques comme des consommateurs potentiels de gaz naturel; la fourniture de gaz dépend de l'existence d'un réseau de distribution et d'autre part l'électrification des pays européens connaîtra une extension rapide, et ainsi de suite...

Le taux de croissance de la demande d'énergie sera relativement élevé - c'est à dire au dessus de la moyenne - dans les secteurs électricité et transport mais relativement faible - c'est à dire inférieure à la moyenne - dans les secteurs de la consommation industrielle, commerciale, et domestique. Ces derniers secteurs constituent cependant les plus gros consommateurs éventuels de gaz naturel.

Une augmentation rapide de la demande dans le secteur des transports se traduit par une consommation accrue d'énergie motrice et par conséquent par une augmentation de la production d'essence et de gasoil (huile diesel) comme aussi des produits complexes (les fuels). Cette demande exercera une pression constante sur le prix des combustibles liquides.

La substitution d'autres combustibles au charbon continuera sans doute pendant les quelques années qui viennent mais vers le milieu des années de 1970 à 1980 elle aura presque atteint ses limites techniques et/ou économiques. Le gaz naturel aurait de fortes chances de se substituer au charbon dans l'avenir le plus rapproché mais les perspectives à plus longue échéance, vers la fin des années de 1970 à 1980, seront plus marquées par la tendance générale de la demande d'énergie dans l'industrie et le secteur domestique que par la substitution de gaz naturel aux autres combustibles.

Bien qu'il ne soit pas possible de prédire de nouvelles découvertes de pétrole et de gaz naturel il est assez probable que de nouveaux gisements seront découverts dans la Mer du Nord, dans le Nord-Ouest de l'Europe et aussi en Méditerranée. D'autre part les livraisons croissantes de gaz soviétique en Europe occidentale et méridionale auront la même signification économique qu'une découverte de nouvelles ressources.

Conclusion:

Les considérations qui précèdent ont conduit à une première conclusion pour la politique d'exportation:

Si l'Algérie ne veut pas risquer de perdre, en Europe, des marchés potentiels et tient à conserver une porte ouverte sur les marchés de l'avenir elle doit s'efforcer, dès maintenant, d'y pénétrer.

C'est dire qu'elle doit négocier sans tarder avec les clients éventuels et conduire les négociations avec une certaine souplesse afin de passer des contrats pour des livraisons futures.

1.3

Marchés qui pourraient s'ouvrir les premiers au gaz naturel algérien

A la lumière de ce qui précède nous avons étudié les marchés européens qui seraient accessibles aux exportations de gaz algérien dès maintenant ou à court et moyen terme.

Il a fallu tenir compte dans cette étude de certaines réalités fondamentales:

Si l'on suppose que la demande de gaz naturel dans les pays de l'Europe doit augmenter assez rapidement avec toutefois une certaine stagnation, voire un glissement, des prix, la politique d'exportation adoptée devra chercher à maintenir les prix de transport du gaz algérien à un niveau assez bas pour faciliter la concurrence avec les autres combustibles. Cela est important car le coût du transport est le principal élément constitutif du prix du gaz algérien livré en Europe.

Le gaz algérien qui jouit d'une forte position sur le marché français devrait profiter de cette situation pour se faire une place sur d'autres marchés et renforcer ses positions pour l'avenir. Toutes les recherches ont donc porté d'abord sur le marché français.

Il se présente trois solutions possibles dont une doit être adoptée sans trop tarder.

- Une solution à base exclusive de gaz liquéfié
- Une solution mixte où il serait envisagé de livrer du gaz liquéfié à la France et de livrer en Espagne par canalisation.
- Une solution fondée exclusivement sur la transmission par canalisation.

Chacune de ces trois solutions sera examinée en fonction des marchés français, espagnol et germano-suisse.

Il a fallu examiner aussi le marché italien qui présente des caractéristiques particulières.

En ce qui concerne le calendrier nous avons fait une distinction entre une première génération de contrats, qui englobe les livraisons qui commenceraient aux cours de la première moitié des années de 1970 à 1980, et une deuxième génération de contrats qui occuperait la seconde moitié de cette décennie. Nous avons principalement étudié la première génération de contrats.

1.4

Méthodes de calcul

Les chiffres des tableaux ci-après ont été calculés selon les méthodes élaborées dans le Chapitre 3 et sur la base des éléments ci-après.

Tous les chiffres représentent le prix de revient pour 10 thermies. Les prix livrés à Fos comprennent le coût de la regazéification. Ces chiffres ne sont, dans aucun cas, à considérer comme des prix de vente. Ils ont été calculés en vue de donner une indication du coût minimal selon la méthode de transport adoptée.

Tous les chiffres correspondent à des valeurs actuelles calculées avec un taux d'actualisation de 8 %. Ils s'appliquent à un mètre cube standard avec un pouvoir calorifique de 10 thermies par m³. Il faut se dire que ce chiffre ne correspond pas toujours à la valeur thermique réelle du gaz naturel et des gaz associés qui varie de manière assez étendue (8.400 à 12.300 Kcal par m³). Nous supposons que le gaz naturel algérien après régazéification à Fos aura un pouvoir calorifique de 10 thermies par m³.

Les chiffres tiennent compte des délais d'utilisation du réseau de transport. On suppose pour le réseau de transmission, un facteur de charge de 0,9. Ce chiffre ne comprend pas cependant le taux d'utilisation par les consommateurs. Si ce taux était compris, le chiffre serait bien inférieur à ce qu'il est, selon la catégorie des utilisateurs.

Les prix livrés, théoriques, comportent un prix d'achat du gaz au champ de 0,10 cents U.S. les 10 thermies, et tiennent compte de la consommation de gaz qui résulte du transport.

On suppose que la construction d'une nouvelle usine de liquéfaction demandera trois ans, de sorte que les premières livraisons de GNL pourraient avoir lieu en 1971.

On suppose également que les livraisons par canalisation sous-marine commenceraient deux ans plus tard.

Lorsqu'il s'agit de livrer le GNL au moyen de méthaniers, il faut encore examiner deux autres aspects:

- Pour le cas où il serait envisagé de charger le GNL à Skikda, il a été tenu compte de l'aménagement d'un nouveau port et non pas seulement de l'agrandissement du port existant;
- Pour le cas où le GNL serait chargé à Arzew, nous avons supposé que le port existant serait aménagé de manière à lui donner une

capacité de 6 milliards de m³ en plus des quantités en provenance de l'usine Camel existante. Il a été tenu compte, en outre, de l'aménagement de nouvelles installations lorsque les livraisons en sus de la production Camel existante, dépasseraient 6 milliards de m³ par an.

Par ailleurs, dans le cas où le chargement se ferait à Arzew il a toujours été admis que les frais de liquéfaction et de stockage seraient les mêmes que pour les livraisons faites depuis Skikda. Il serait possible de compter sur des économies qui résulteraient de l'adjonction d'une nouvelle usine à l'usine actuelle mais les incertitudes sont telles qu'il ne convient pas d'en tenir compte.

1.5

Correction pour risque de dépassement des coûts de transport

Le coût de transport, excepté les coûts des ports maritimes, des conduites sur terre et le prix d'achat du gaz, a été augmenté de 30 % afin de tenir compte de différentes inconnues ou incertitudes qui pourraient avoir une incidence sur les évaluations. Les chiffres indiqués ne comprennent pas la taxe sur le chiffre d'affaires du gaz ou du transport.

oo0oo

Les tableaux ci-après sont toujours présentés selon la même procédure. On commence les tableaux de prix du gaz algérien livré calculés selon les méthodes indiqués ci-dessus.

L'étape suivante consiste à mettre ces chiffres en parallèle avec les évaluations de quantités et de prix de la deuxième partie de cette étude.

Il s'agit enfin d'évaluer les possibilités de réalisation des projets pris individuellement.

CHAPITRE 2 SOLUTIONS GNL

Sous cette rubrique il ne s'agit que de transport par navires méthaniers.

Parmi les possibilités existantes nous examinons les trois ci-après:

- 3,5 Gm³ jusqu'à Fos et rien ailleurs
- 5,0 Gm³ jusqu'à Fos et rien ailleurs
- 3,5 Gm³ jusqu'à Fos et 2,2 Gm³ jusqu'à Barcelone.

2.1 Solution I: Livraison de GNL à raison de 3,5 Gm³ par an à Fos seulement

Tableau 1 Livraison de GNL: 3,5 Gm³ par an à Fos seulement (1)

		Coût calculé en cents pour 10 thermies	
		Chargement à Skikda	Chargement à Arzew
Prix à Fos	(3,5 Gm ³)	1,81	1,72
<u>Hypothèse 1 (x)</u>			
Fos	(0,5 Gm ³)	1,81	1,72
Lyon	(2,0 Gm ³)	1,98	1,88
Bâle	(1,0 Gm ³)	2,31	2,22
<u>Hypothèse 2 (x)</u>			
Fos	(0,5 Gm ³)	1,81	1,72
Lyon	(2,0 Gm ³)	1,98	1,88
Munich	(1,0 Gm ³)	2,63	2,54
<u>Hypothèse 3 (x)</u>			
Fos	(0,5 Gm ³)	1,81	1,72
Lyon	(1,0 Gm ³)	1,98	1,88
Munich	(2,0 Gm ³)	2,45	2,36

(x) Les quantités entre parenthèses sont des quantités réellement livrées dans les centres indiqués, abstraction faite des quantités transitées.

(1) Les symboles employés dans ces tableaux sont:

1 Gm³ = 1 milliard de mètres cubes

1 cent = 1 US cent

10 thermies = 10 millions de calories. La "thermie" n'est pas l'équivalent du "therm" britannique qui correspond à 0,252 thermies.

Les négociations de 1967 entre la France et l'Algérie envisagent des livraisons de l'ordre de $3,5 \text{ Gm}^3$ par an en 1975. On peut admettre qu'une première livraison de $1,5 \text{ Gm}^3$ sera faite en 1971 ou 1972 et que les quantités livrées pourraient être augmentées à raison de $0,5 \text{ Gm}^3$ par an. Il serait ainsi possible d'atteindre la quantité totale de $3,5 \text{ Gm}^3$ en 1975-1976.

a) Jusqu'en 1975

La Partie II du rapport donne des évaluations de la demande nette de gaz naturel de toutes origines en France (à l'exception des régions alimentées en gaz de Groningue) pour la période 1970 et 1975. Il est possible par interpolation d'évaluer comme ci-après la progression de la demande au cours de la période intermédiaire:

	1.000 Tcal	Gm^3 à 10 thermies
1970	52,5 - 59	5,25 - 5,9
1971	59 - 66	5,9 - 6,6
1972	66 - 73	6,6 - 7,3
1973	72 - 81	7,2 - 8,1
1974	79 - 89	7,9 - 8,9
1975	86 - 96	8,6 - 9,6

Les livraisons les plus importantes de gaz viennent de Lacq à raison d'environ 5 Gm^3 par an (1). Les nouvelles ressources du Sud-Ouest de la France permettraient de livrer $0,5 \text{ Gm}^3$ de plus, disons à partir de 1970, et ce supplément pourrait être progressivement porté à $1,5 - 2,5 \text{ Gm}^3$ par an en 1975.

(1) Il convient de préciser que ce chiffre correspond à la quantité disponible à la vente après que le soufre a été éliminé du gaz brut.

Nous en arrivons à la conclusion que le marché français (toujours la région ci-dessus désignée) pourrait consommer jusqu'à $1,5 \text{ Gm}^3$ de gaz importé par an à partir de 1972.

	<u>Gm^3</u>
Demande en 1972	6,6 à 7,3
Fourniture de gaz français	<u>5,9</u>
Débouché éventuel pour le gaz algérien	0,7 à 1,4

b) A partir de 1975

La situation après 1975 se présente de manière moins nette. Si nos évaluations des livraisons par Lacq et les autres gisements français se confirment, il sera possible d'expédier de 2 à $2,5 \text{ Gm}^3$ de gaz algérien à Lyon, mais il ne serait pas possible d'atteindre la totalité de la quantité envisagée de $3,5 \text{ Gm}^3$.

La région Marseille-Lyon pourra absorber, en 1975, environ $2,4 \text{ Gm}^3$ au prix de 2,4 cents pour 10 thermies (c'est le prix du gaz de Lacq). Le prix de revient du gaz algérien à Lyon est de 1,88 cent venant d'Arzew ou de 1,98 cent venant de Skikda. Il ne serait possible de vendre des quantités supplémentaires qu'en les substituant au fuel lourd dans les centrales thermiques à 1,90 cent/10 thermies, ce qui est inférieur au prix demandé pour le gaz algérien qu'il vienne d'Arzew ou de Skikda. Cependant, les producteurs de fuel lourd peuvent, eux aussi, réduire leur prix pour conserver le marché. Conclusion: 1 Gm^3 au moins de GNL court le risque de ne pouvoir se placer dans la région Fos-Lyon du marché français. Il faut donc chercher des marchés supplémentaires.

L'hypothèse 1 a considéré le transport de $1,0 \text{ Gm}^3$ jusqu'à Bâle où le gaz arriverait à un prix de revient théorique de 2,22 à 2,31 cents les 10 thermies (1). Ce prix est plus élevé que le prix de référence du fuel lourd

(1) Sur la base d'un prix théorique de 1,72 cent en provenance d'Arzew et de 1,81 cent en provenance de Skikda.

(2,08 cents les 10 thermies) mais inférieur au prix du fuel léger (2,5 à 2,8 cents les 10 thermies). Il se présente toutefois certains inconvénients et notamment:

- le marché suisse à lui seul ne peut pas absorber une telle quantité et il faut trouver d'autres débouchés, par exemple en Bade-Wurtemberg;
- le coefficient d'utilisation des livraisons aux consommateurs domestiques etc. est faible; il faudrait, en définitive, aménager un stockage intermédiaire qui augmenterait le prix livré à Bâle ou à Stuttgart.

L'hypothèse 2 prévoit la livraison de 2,5 Gm³ à Fos-Lyon et de 1,0 Gm³ à Munich. Le prix de revient rendu à Munich (2,54 à 2,63 cents les 10 thermies) est trop élevé et cette solution n'est pas à retenir.

L'hypothèse 3 envisage de vendre 1,5 Gm³ dans la région Fos-Lyon avec un prix de revient entre 1,72 et 1,98 cents les 10 thermies, et le transport jusqu'à Munich de 2,0 Gm³ dont le prix de revient à l'arrivée sera de 2,36 à 2,45 cents les 10 thermies. Dans cette dernière région le gaz algérien pourrait soutenir la concurrence des fuels légers (2,8 à 3,0 cents les 10 thermies sans taxe à la consommation), mais il serait beaucoup plus cher que le fuel lourd. De plus ce ne serait pas là le handicap le plus lourd car les principaux consommateurs potentiels de gaz naturel, c'est à dire ceux du secteur économique et commercial, brûlent du fuel léger.

Le gros obstacle réside dans le fait que le gaz de Groningue est déjà implanté dans le nord de la Bavière et cherche à s'étendre à la région située au sud du Danube. Il est probable que le gaz de Groningue sera déjà dans cette région en 1969 alors que le gaz algérien ne pourrait l'atteindre avant 1972.

La demande de gaz naturel en France, en dehors de la région alimentée par le gaz de Groningue doit, selon les estimations, augmenter de 1975 à 1980 à raison de 1 Gm^3 par an. Il en est de même pour l'Allemagne du Sud et du Sud-Ouest, de sorte que la demande totale pourra augmenter de 2 Gm^3 par an.

La production totale de gaz naturel français serait de $7,5 \text{ Gm}^3$ par an. Il serait donc possible de livrer un supplément de gaz algérien en France mais le prix de revient du GNL livré serait tel que le gaz algérien n'aurait pas plus d'attrait que les autres sources d'énergie.

La situation en Allemagne du Sud et du Sud-Ouest dépend de facteurs qui sont encore inconnus dont notamment:

- le gaz de Groningue qui sera implanté dans cette région et pourra augmenter ses livraisons; le gaz naturel allemand pourrait, lui aussi, essayer de pénétrer dans le marché du Sud allemand.
- le gaz soviétique qui pourrait être livré en Bavière. Bien que cela ne soit pas très probable actuellement, pour des raisons politiques, la situation pourrait se modifier par la suite.
- la concurrence des combustibles liquides en provenance des raffineries déjà construites ou qui se construisent en Bavière. Il est certain que les nouvelles raffineries tendront à créer une abondance d'énergie dans cette région.

Il est projeté, si les travaux ne sont déjà entrepris, de doter cette même région de centrales nucléaires. Ces centrales assureraient la charge de base et le gaz naturel n'interviendrait qu'à titre de secours ce qui ne serait pas rentable.

Les avantages et les inconvénients des solutions GLN seront examinés à la fin de cette section.

2.2 Solution II: Livraison à Fos seulement de 5 Gm³ de GNL par an

Cette solution pourrait être considérée comme une solution de rechange pour la solution I. Elle envisage dès le commencement de livrer 5 Gm³ par an. Cette solution présente sur la première l'avantage d'un meilleur échelonnement (voir Tableau 2).

2.2.1 Possibilités de réalisation de la solution II

Il est possible de livrer le gaz algérien dans la région Marseille (Fos)-Lyon à des prix inférieurs à ceux du gaz et des fuels de Lacq. Rien ne s'opposerait à la substitution de 2,5 Gm³ de gaz algérien à du gaz naturel d'origine française.

1 Gm³ de gaz algérien serait transféré à Bâle où il arriverait à un prix de revient inférieur au prix de vente du fuel oil lourd, taxes comprises.

Tableau 2 Livraison de GNL: 5 Gm³ par an à Fos seulement

		Prix de revient calculé en cents par 10 thermies	
		Chargement à Skikda	Chargement à Arzew
Prix rendu à Fos (5,0 Gm ³)		1,60	1,57
(x)	Fos (0,5 Gm ³)	1,60	1,57
	Lyon (2,0 Gm ³)	1,75	1,72
	Bâle (1,0 Gm ³)	1,96	1,93
	Munich (1,5 Gm ³)	2,23	2,20

(x) Les quantités entre parenthèses sont des quantités réellement livrées dans les centres indiqués, abstraction faite des quantités transitées.

A Munich le gaz algérien pourrait supporter la concurrence des fuel oils légers (sans taxe à la consommation) mais pas celle du fuel oil lourd dont le prix sera, de toute manière, inférieur à 2,0 cents les 10 thermies.

Dans l'éventualité de réalisation de cette solution, il convient de considérer la concurrence que représente le gaz de Groningue. Le prix de ce gaz à Munich, calculé en fonction des données connues à l'heure actuelle est de 2,36 cents les 10 thermies. Le gaz algérien serait donc moins cher (1).

Par contre, le gaz de Groningue pourra - par absorption du fret - adapter son prix à celui du gaz algérien. Il faut dire aussi que le gaz de Groningue sera sans doute à pied d'oeuvre avant son concurrent d'Algérie. La décision dépendra en définitive de l'importance qu'on attache, en Bavière, à la diversité des sources.

Il se présenterait des perspectives de vente de gaz algérien dans chacun de ces trois pays après 1975, à la condition que le gaz algérien puisse soutenir la concurrence. La demande générale ira en augmentant. Cette augmentation joue en faveur de l'Algérie et la possibilité pour elle de s'assurer sa part de la demande croissante serait meilleure s'il était possible, sans plus tarder, d'engager la négociation des contrats de livraison future, ceci afin qu'il soit possible de prendre la décision fondamentale sur le système de transport.

2.3

Solution III: Livraison de GNL à partir d'Arzew: 3,5 Gm³ par an à Fos et 2,2 Gm³ à Barcelone

Cette solution reste encore dans le domaine particulier du GNL. Elle est identique à la première dans la mesure où elle aboutit au terminal de Fos et où il s'agit d'une quantité de 3,5 Gm³ par an.

Elle diffère de la première solution en ce qu'elle comporte des livraisons de GNL à l'Espagne.

Il convient, pour des raisons économiques, de livrer via Arzew.

(1) Depuis la fin de cette étude, la NAM Export aurait réduit son prix de 7 %.

Tableau 3 Livraison de GNL à partir d'Arzew: 3,5 Gm³ par an à Fos
et 2,2 Gm³ à Barcelone

Prix de revient calculé en cents par 10 thermies		
Prix à Fos	(3,5 Gm ³)	1,53
Prix à Barcelone	(2,2 Gm ³)	1,55
<u>Hypothèse de répartition en Espagne (x)</u>		
Barcelone	(0,5 Gm ³)	1,55
Saragosse	(0,2 Gm ³)	1,77
Bilbao	(1,0 Gm ³)	2,05
Madrid	(0,5 Gm ³)	2,22

(x) Les quantités entre parenthèses sont des quantités réellement livrées dans les centres indiqués, abstraction faite des quantités transitées.

2.3.1

Possibilités de réalisation de la solution III

La demande potentielle de gaz naturel en Espagne devrait suivre la progression ci-après, à condition de mettre en place un réseau de distribution adéquat.

	10 Gm ³
1969	0
1969/70	0,4 - 0,6
1971	0,7 - 0,9
1972	1,0 - 1,3
1973	1,3 - 1,7
1974	1,6 - 2,1
1975	2,0 - 2,8

Pendant la période 1969/70 la consommation de gaz naturel sera limitée à Barcelone avec une quantité initiale de 500 millions de m³ qui pourra atteindre le double vers 1972.

Cette alimentation est garantie par le contrat avec Esso-Libya qui prévoit la livraison de 500 millions de m³ à partir de 1968 avec option sur une seconde livraison de même quantité, soit au total, un milliard de m³ ce qui correspond à la capacité d'absorption de Barcelone jusqu'à la seconde moitié des années de 1970 à 1980.

Le prix du gaz de Libye cif. Barcelone serait de 1,9 cents mais il n'est pas certain qu'il s'agit de mètres cubes à 12,3 thermies (valeur équivalente du gaz libyen associé) ou de 10 thermies.

Le prix de revient du gaz liquifié libyen à Barcelone calculé au plus juste sur la base des frais de transport est de 1,3 cents les 10 thermies ce qui est bien inférieur à celui du gaz algérien (2,55 cents les 10 thermies).

La possibilité, pour l'Algérie, de se faire une place sur le marché espagnol en livrant par navires méthaniers dépend par conséquent de la politique de la Esso-Libya.

La situation clé de Bilbao constitue un autre point faible pour le gaz algérien. Abstraction faite de considérations politiques le prix praticable dans la région de Bilbao n'offre que peu d'attrait et il semble, pour toutes ces raisons qu'il serait difficile de réaliser ce projet de manière rentable.

2.4

Conclusions sur les solutions GNL

Les solutions GNL pourraient intervenir assez rapidement sur certains marchés complémentaires mais pas avant le gaz de Groningue. Le prix de revient est trop élevé pour permettre d'exploiter toutes les possibilités de commercialisation dont notamment les centrales thermiques. Cette

situation aurait également des répercussions défavorables sur l'utilisation maximale du système pris dans son ensemble et il en résulterait une situation dominée par des difficultés financières.

CHAPITRE 3 SOLUTION MIXTE

3.1 Solution IV: Livraison de GNL par navires: 3,5 Gm³ par an à la France; et de 1,8 Gm³ par an à l'Espagne par canalisation sous-marine

Cette solution consiste à livrer 3,5 Gm³ de GNL à Fos et, par gazoduc sous-marin, 1,8 Gm³ à l'Espagne via Arzew. Ces livraisons utilisent en commun, dans un cas comme dans l'autre le gazoduc terrestre de Hassi R'Mel à Relizane dont la capacité est d'au moins 6 Gm³.

Tableau 4 Livraison de gaz à l'Espagne par gazoduc sous-marin (1,8 Gm³) et de GNL à Fos (3,5 Gm³), via Arzew dans les deux cas avec un gazoduc terrestre en commun de Hassi R'Mel à Relizane

		Prix de revient calculé en cents pour 10 thermies
Prix à Fos	(3,5 Gm ³)	1,67
Prix à Carthagène	(1,8 Gm ³)	1,05
<u>Hypothèse de distribution en Espagne (x)</u>		
Carthagène	(0,3 Gm ³)	1,05
Madrid	(0,5 Gm ³)	1,51
Bilbao	(1,0 Gm ³)	1,80

(x) Les quantités entre parenthèses sont des quantités réellement livrées dans les centres indiqués, abstraction faite des quantités transitées.

3.1.1 Possibilités de réalisation de la solution IV

Arguments en faveur de cette solution:

- Le prix sortie usine de regazéification à Fos est bien inférieur au prix de 3,5 Gm³ de GNL livré séparément à Fos (1,67 cents au

lieu de 1,72 cents les 10 thermies) et se rapproche du prix (convenu lors des négociations de 1967 entre la France et l'Algérie) de 1,62 à 1,60 cents les 10 thermies avant regazéification. Il est donc possible, dans le cas de Bâle également, de ramener le prix des 10 thermies de 2,22 à 2,17 cents.

- Cette solution évite Barcelone et la concurrence directe et difficile à soutenir du gaz libyen.
- Elle pourrait ouvrir le marché de Madrid à un prix rentable et donner ainsi une position sur le marché espagnol.

Arguments contre cette solution:

- L'application de cette solution pour l'Espagne n'est pas possible avant 1973. La demande de gaz naturel en Espagne à cette époque est évaluée à 1,3 à 1,7 Gm³ par an, dont environ 1 Gm³ cependant pour la région de Barcelone et cette fraction sera satisfaite par le gaz de Libye. Ce ne serait pas là un obstacle insurmontable car la demande espagnole augmente et devrait atteindre 2 à 2,8 Gm³ en 1975.
- La région de Bilbao constitue le secteur dominant du marché et sa capacité d'absorption, en 1975 est évaluée à 1 Gm³ par an. Cette région n'est pas bien située pour le gaz algérien non seulement parce qu'elle est loin de Carthagène mais aussi parce que le gaz français pourrait accaparer ce marché. Le coût du transport du gaz algérien ne laisserait pas assez de marge pour soutenir avec succès la concurrence des combustibles liquides et du gaz naturel d'autres provenances. Cette situation se présenterait de manière particulièrement caractérisée lorsque le gaz de Lacq, évincé de la région lyonnaise par le gaz algérien, chercherait à compenser cette perte par des exportations sur la région de Bilbao.

3.2 Conclusion

Dans l'ensemble cette solution serait assez exposée à la concurrence des autres combustibles. Pendant la période initiale l'Algérie aurait à résoudre de sérieux problèmes financiers mais les pertes subies au cours de cette période seraient probablement compensées par les bénéfices ultérieurs.

Après avoir bien considéré les avantages et les inconvénients, nous recommandons d'entamer les négociations avec les pays intéressés avant la fin de 1968.

CHAPITRE 4 SOLUTIONS PAR CANALISATIONS

Ces autres solutions reposent exclusivement sur le transport par gazoducs et abandonnent complètement le système GNL. Toutes les livraisons sont faites par Mostaganem. Dans ce cas, trois options sont étudiées en détail.

4.1 Solution V: Livraison de gaz à la France et à l'Espagne par canalisations sous-marines à raison de 5,4 Gm³ par an

Tableau 5 Livraisons à l'Espagne et à la France par canalisations sous-marines de 5,4 Gm³ par an

		Prix calculé en cents pour 10 thermies
Prix à Carthagène	(5,4 Gm ³)	0,82
<u>Hypothèse de répartition</u> <u>entre l'Espagne et la</u> <u>France (x)</u>		
Carthagène	(0,4 Gm ³)	0,82
Madrid	(0,5 Gm ³)	1,28
Bilbao	(1,0 Gm ³)	1,54
Avignon	(3,5 Gm ³)	1,43
<u>Hypothèse de répartition</u> <u>en France (x)</u>		
Avignon	(0,5 Gm ³)	1,43
Lyon	(3,0 Gm ³)	1,57

(x) Les quantités entre parenthèses sont des quantités réellement livrées dans les centres indiqués, abstraction faite des quantités transitées.

On a supposé que cette solution ne serait pas réalisée avant 1975 à cause des difficultés techniques d'y arriver à une date antérieure.

Les premières livraisons pourraient être faites début 1974 mais le volume total ne pourrait être atteint avant 1976.

La France ne pourrait recevoir les livraisons de la totalité des quantités spécifiées au contrat qu'uniquement via Mostaganem.

Les hypothèses dans ce cas sont:

- que l'Espagne absorbera environ 2 Gm^3
- que $3,5 \text{ Gm}^3$ correspondant aux quantités envisagées soient vendus et distribués en France c'est à dire dans la région Avignon-Lyon.

4.1.1

Possibilités de réalisation de la solution V

Arguments en faveur de cette solution:

Le gaz algérien arrivera à Lyon à un coût (1,57 cents pour 10 thermies) qui permettrait sa substitution au gaz de Lacq et aux combustibles liquides dans les stations électriques et dans les usines de ciment (1,84 à 1,90 cents pour 10 thermies).

La quantité de gaz que l'on pourrait ainsi remplacer a été estimée à environ $1,1 \text{ Gm}^3$. Si on ajoute cette quantité à la quantité de $2,4 \text{ Gm}^3$ donnée plus haut (voir solution I) le volume total de $3,5 \text{ Gm}^3$ peut être placé sur le marché français.

En ce qui concerne le marché espagnol, il n'y a aucune difficulté à vendre à $0,4 \text{ Gm}^3$ à Carthagène pour l'usine électrique d'Escombreras.

Le placement de $0,5 \text{ Gm}^3$ à Madrid et de 1 Gm^3 à Bilbao dépend, en première instance, de l'établissement d'un système de canalisations reliant ces régions à Carthagène. Les prix du gaz algérien rendu à ces centres sont assez attrayants pour justifier le projet. Cependant le marché principal reste dans la région de Bilbao. Les prix du gaz algérien rendu à

ces centres sont assez attrayants pour justifier le projet. Cependant le marché principal reste dans la région de Bilbao.

Arguments contre cette solution:

a) France

En 1975, la demande nette possible de gaz naturel en France (excepté les régions qui reçoivent du gaz de Groningue) est estimée à 8,6-9,6 Gm³ (à 10 thermies par m³).

La fourniture de gaz naturel pourrait donc être la suivante (en Gm³):

5,0	de Lacq
2,0 à 2,5	d'autres sources françaises
<u>3,5</u>	gaz algérien

Total 10,5 à 11,0

Il semble donc y avoir un excédent de livraisons de l'ordre de 1,5 à 2,5 Gm³. Cependant, on arrive à un équilibre:

- si les estimations pour la demande future s'avéraient trop basses; à condition que la livraison de gaz soit abondante et que les prix du gaz soient bas, il pourrait y avoir plus de clients potentiels que prévu. On ne peut pas faire de conjecture à ce sujet;
- si les prévisions de demande de gaz pour 1975 sont correctes, l'accroissement prévu de la demande conduira à une structure, disons en 1977-1978, où il y aura équilibre entre l'offre et la demande. Ceci entraînerait soit un ralentissement du projet soit une hausse du coût du transport pendant la phase initiale parce que l'utilisation du système de canalisation jusqu'à cette date serait insuffisante. Les pertes seront plutôt élevées pendant la période initiale mais pourraient être compensées plus tard.

- si la production de gaz naturel français était réduite même pour une période limitée ou si le gaz naturel français était exporté en Espagne c'est à dire à Bilbao. Ces deux décisions ne peuvent être estimées que dans le contexte de la politique générale énergétique de la France mais une exportation de gaz français mettrait en danger tout le projet, étant donné la position clé du marché de Bilbao;
- s'il y avait des possibilités d'exporter le gaz algérien à partir de la France vers le marché Suisse-Allemagne; cette possibilité sera discutée plus loin à l'intérieur de cette section.

b) Espagne

La capacité d'absorption du marché espagnol est estimée à 2-2,5 Gm³ en 1975, dont 1 Gm³ sera consommé à Barcelone. Lorsque le réseau de distribution sera établi en Espagne, aucune difficulté sérieuse ne semble pouvoir empêcher la fourniture d'environ 2 Gm³ en Espagne (à l'exception de Barcelone) après 1975.

c) Considérations supplémentaires et conclusions provisoires

Si l'on considère le côté institutionnel et si l'on se réfère à ce qui est dit à la cinquième partie de cette étude en ce qui concerne les dispositions de l'accord franco-algérien, les négociations qui seraient nécessaires en cas d'une canalisation internationale pourraient impliquer de grands délais.

En ce qui concerne les prix, les intérêts français doivent jouir du traitement spécial du partenaire "le plus favorisé". Suivant l'article 16 de l'accord franco-algérien, le Gouvernement algérien s'engage à ne pas accorder à des acheteurs d'un pays tiers des conditions plus avantageuses que celles accordées aux acheteurs français.

Cet accord ne traite pas explicitement de l'interprétation de cette clause en cas de transport par canalisations. Il est cependant évident

qu'une fixation des prix non discriminatoire du gaz naturel est plus compliquée dans le cas du transport par gazoducs que dans le cas du transport par méthaniers.

Conclusion:

Il semble que la fourniture de gaz algérien à l'Europe au moyen de canalisations exclusivement augmente les chances de conquérir une plus large part des marchés si on les compare aux chances dans le cas du système GNL aussi bien que dans le cas d'une solution mixte.

ooOoo

Les solutions suivantes sont des variations de la solution V. Les deux solutions alternatives se rapportent à des livraisons de gaz algérien à l'Europe exclusivement au moyen de gazoducs mais diffèrent l'une de l'autre dans l'ordre de grandeur des fournitures. Elles tiennent compte de l'effet d'échelle de quantités plus grandes mais doivent d'autre part considérer des marchés plus larges pour absorber ces quantités.

4.2

Solution VI: Livraison par canalisations à l'Espagne et à la France
de 8 Gm³ par an

Tableau 6 Livraisons par canalisations: 8 Gm³ par an à l'Espagne
et à la France

Coût calculé en cents pour 10 thermies		
Coût à Carthagène	(8,0 Gm ³)	0,78
<u>Hypothèse de réparti-</u>		
<u>tion entre l'Espagne</u>		
<u>et la France (x)</u>		
Carthagène	(0,5 Gm ³)	0,78
Madrid	(0,5 Gm ³)	1,24
Bilbao	(1,0 Gm ³)	1,50
Barcelone	(0,5 Gm ³)	1,09
Avignon	(5,5 Gm ³)	1,32
<u>Hypothèse de réparti-</u>		
<u>tion en France et</u>		
<u>ailleurs (x)</u>		
Avignon	(0,5 Gm ³)	1,32
Lyon	(3,0 Gm ³)	1,44
Bâle	(0,5 Gm ³)	1,69
Munich	(1,5 Gm ³)	1,98

(x) Les quantités entre parenthèses sont des quantités réellement livrées dans les centres indiqués, abstraction faite des quantités transitées.

Les quantités seraient fournies suivant approximativement le calendrier suivant:

	Gm ³
1973	1,5
1974	2,8
1975	4,1
1976	5,4
1977	6,5
1978	8,0

4.2.1 Possibilités de réalisation de la solution VI

a) Espagne

Jusqu'en 1972 il n'y aura de livraisons que de gaz de Libye mais à partir de 1973 les premières livraisons de gaz algérien à Carthagène (0,4 Gm³) pourraient être faites.

Celles-ci pourraient augmenter progressivement et atteindre le but fixé soit 2,5 Gm³ en 1977. Les livraisons de gaz de Libye à Barcelone d'environ 1 Gm³ par an continueront.

La situation n'est pas claire après 1977 mais il semble que, à partir de 1975, une tendance à une offre trop abondante prévaudra.

Jusqu'en 1972 les prix présumés seront ceux du gaz de Libye livré à Barcelone mais ils pourraient tomber légèrement après cette date quand les livraisons de gaz algérien augmenteront. Dans le tableau suivant, les chiffres bas sont ceux calculés pour l'usine de Carthagène, les prix les plus élevés sont ceux qui se réfèrent à Bilbao.

Tableau 7 Offre et demande estimées pour l'Espagne

Année	Demande Gm ³	Offre (de Libye et d'Algérie) Gm ³	Prix calculés cents/10 thermies
1970	0,4 - 0,47	0,4 - 0,6	1,90
1971	0,7 - 0,90	0,5 - 1,0	1,90
1972	1,0 - 1,30	0,5 - 1,0	1,90
1973	1,3 - 1,70	1,0 - 1,4	0,78 - 1,90
1974	1,6 - 2,10	1,6 - 2,2	0,78 - 1,50
1975	2,0 - 2,80	2,2 - 2,7	0,78 - 1,50
1976	2,4 - 3,20	2,4 - 3,1	0,78 - 1,50
1977	2,8 - 3,60	2,8 - 3,5	0,78 - 1,50

Le tableau 7 montre que l'offre excède potentiellement la demande jusqu'à environ 1977, si l'on retient les chiffres les plus bas pour la demande.

On suppose que la distribution régionale en Espagne est celle figurant au tableau 8.

Tableau 8 Marchés régionaux possibles pour le gaz algérien en Espagne en 1975-1976

	Gm ³ à 10 thermies	Prix de référence du marché cents/10 thermies	Prix calculés cents/10 thermies
Carthagène	450	1,90	0,78
Madrid	450	2,30	1,24
Andalousie	180	2,30	-
Saragosse	180	2,50	-
Bilbao	910	2,50	1,50
Barcelone	450	2,30	1,09

Une distinction a été faite entre les prix du marché de référence, indiquant un équilibre dans la compétition globale entre les différentes formes d'énergie, et les coûts du gaz algérien qui sont calculés sur la base des coûts de transport.

On peut voir facilement que le gaz algérien peut battre tous ses concurrents quand on considère la situation du marché en lui-même, mais la réalité en 1975 ne sera ni si simple ni si nette.

En fait, on a supposé (voir le tableau ci-dessus) que 450 à 500 millions de m³ (suivant le pouvoir calorifique de ce gaz, voir page 19) pourraient être vendus à Barcelone en 1975. La capacité d'absorption de ce marché sera alors d'environ 1,0 Gm³. Si l'on considère uniquement les coûts calculés, il semble possible pour l'Algérie de battre son concurrent libyen. Par ailleurs, on ne doit pas négliger le fait que le gaz de Libye

pour la période intermédiaire pourrait avoir reçu l'option pour la capacité totale de Barcelone.

En conséquence, le gaz algérien pourrait trouver des difficultés à placer des livraisons supplémentaires à Barcelone. Dans ce cas aussi la vitesse des négociations est essentielle.

La position-clé du marché de Bilbao constitue un autre problème pour cette solution. Elle ne peut être évaluée qu'en combinaison avec le marché français.

b) France

Comme dit plus haut (voir les remarques sur les solutions GNL I et III) il sera difficile de placer 3,5-5,0 Gm³ en France dans le milieu des années de 1970 à 1980.

Tableau 9 Offre et demande en France à l'exception de la région du Nord en Gm³ par an (1)

	1975	1976	1977	1978
<u>Demande nette</u>	8,6-9,6	9,5-10,7	10,4-11,8	11,3-12,5
<u>Offre</u>				
Gaz de Lacq	5,0	5,0	5,0	5,0
Autres gaz français	2,5	2,5	2,5	2,5
Gaz algérien	3,5	4,5	5,0	5,5
	11,0	12,0	12,5	13,0

(1) Tous les chiffres en Gm³ à 10 thermies par m³

Il faudra probablement quelque temps, par exemple jusqu'à la fin de la décennie 70-80, avant que la capacité du marché soit assez grande pour absorber la totalité de livraisons de gaz naturel français et algérien.

Cette limitation est due principalement au délai nécessaire pour établir un réseau de distribution et aux investissements qu'il entraîne.

"Le gaz algérien à bas prix vient tard". Cette déclaration n'exclut pas la possibilité - principalement politique - de solutions durant une période transitoire. Le Gouvernement français pourrait, par exemple, décider de maintenir la production de Lacq à un niveau bas ou d'exporter son surplus à Bilbao.

c) Exportation de France vers les marchés suisses et allemands

Une solution économique pourrait être d'exporter le gaz algérien vers Bâle et Munich - au total environ de 2 Gm³. Ceci est possible économiquement puisque le coût calculé s'élève respectivement à 1,69 cents et 1,98 cents pour 10 thermies (voir tableau 6) et est donc inférieur au coût du gaz de Groningue livré à Munich (1).

Les prix pour les combustibles liquides pétroliers lourds sans taxes sont cependant sensiblement inférieurs à ceux du gaz algérien mais à la lumière de ce qui a été dit plus haut, il pourrait cependant y avoir des débouchés pour le gaz algérien en remplacement du fuel léger.

4.3

Solution VII. Livraison de gaz par canalisations: 9,5 Gm³ à l'Espagne et à la France

Cette solution tente d'utiliser les effets de livraisons à grande échelle mais il est possible qu'elle ne soit pas complètement réalisée avant la fin des années de 1970 à 1980.

(1) cf. la note en bas de la page 17 sur la réduction récemment annoncée du prix du gaz NAM.

Tableau 10 Livraison à l'Espagne et à la France au moyen exclusif de canalisations: 9,5 Gm³ par an (après 1977)

Coût calculé en cents pour 10 thermies		
Coût à Carthagène	(9,5 Gm ³)	0,77
<u>Hypothèse de répartition</u>		
<u>entre l'Espagne et la</u>		
<u>France (x)</u>		
Carthagène	(0,5 Gm ³)	0,77
Madrid	(0,5 Gm ³)	1,22
Bilbao	(1,0 Gm ³)	1,48
Barcelone	(0,5 Gm ³)	1,04
Avignon	(7,0 Gm ³)	1,26
<u>Hypothèse de répartition</u>		
<u>entre la France et les</u>		
<u>pays au-delà (x)</u>		
Avignon	(0,5 Gm ³)	1,26
Lyon	(3,0 Gm ³)	1,37
Bâle	(1,0 Gm ³)	1,57
Munich	(2,5 Gm ³)	1,79

(x) Les quantités entre parenthèses sont des quantités livrées dans les centres indiqués, abstraction faite des quantités transitées.

Les avantages de cette solution en ce qui concerne les prix sont évidents. Les coûts du gaz algérien à Bâle et à Munich sont inférieurs à ceux des différentes formes d'énergie en compétition, à l'exception du fuel lourd.

Les marchés potentiels semblent suffisamment vastes pour absorber les quantités en cause.

La principale objection est que la solution ne peut être mise en application avant 1977 et qu'il pourrait être trop hasardeux de l'adopter comme une hypothèse de travail dès à présent.

4.4

Conclusions au sujet des projets de canalisations

En cas de transport par canalisations et dans tous les cas étudiés ci-dessus, le gaz algérien arrive sur la plupart des différents marchés à un prix compétitif. Le principal problème est le délai qui nécessite d'engager très tôt les négociations avec les pays intéressés.

CHAPITRE 5 LE MARCHE ITALIEN

Des recherches supplémentaires ont été faites afin d'essayer d'incorporer les livraisons à l'Italie dans les solutions précédentes.

Le gaz italien - son bilan

Le bilan du gaz naturel en Italie est estimé ainsi qu'il suit:

<u>Demande nette</u>	<u>1970</u>	<u>1975</u>	<u>1980</u>
Gm ³ à 10 thermies par an	8-9	15-17	20-25

On a supposé que la demande augmente de 1 Gm³ par an

<u>Offre</u>	<u>1970</u>	<u>1975</u>
Gm ³ par an		
Gaz naturel italien	6-7	4-5
Gaz soviétique	3-5	3-5
Gaz libyen	<u>3</u>	<u>3 ou plus</u>
	12-15	10-15

Il apparaît extrêmement difficile de prévoir la situation après 1975 parce qu'elle dépendra d'un certain nombre de faits qui ne sont pas encore connus. Parmi ces faits, les résultats des travaux de recherches en mer Adriatique ont une certaine importance, mais certaines décisions relatives à la politique énergétique en général de l'Italie sont plus vitales. Ces décisions ont trait par exemple aux questions suivantes: les réserves de gaz domestique doivent-elles être totalement exploitées? Dans quelle mesure des négociations doivent-elles être entamées avec d'autres fournisseurs de gaz?

Il semble probable que des livraisons de gaz algérien ne seront pas considérées dans un avenir prochain. Elles sont liées de façon étroite avec la position future du gaz algérien en France et à ce sujet il doit être décidé si des livraisons à l'Italie devraient être faites en même temps que les livraisons à la France ou successivement.

Deux cas seront examinés:

- les livraisons à l'Italie seraient faites en même temps que les livraisons à la France c'est à dire livraisons simultanées.
- les livraisons à l'Italie commenceraient plus tard que celles faites à la France c'est à dire livraisons successives.

5.1

Solution A: Livraisons simultanées de GNL: 3,5 Gm³ à Fos et 1,5 Gm³ à La Spezia

Ce projet rendrait possible l'utilisation des effets d'échelle car l'usine de liquéfaction pourrait être conçue pour une capacité de 5 Gm³.

<u>Coût</u>	<u>Cents pour 10 thermies</u>
à Fos	1,61
à La Spezia	1,75

Le calcul a pris pour base des livraisons faites à partir d'Arzew. Cette solution est meilleure que celle qui serait fondée sur des livraisons à partir de Skikda en raison de l'économie du transport terrestre de Hassi R'Mel à Relizane et aussi en raison des facilités portuaires à Arzew.

La question principale a trait alors à la position du gaz algérien vis à vis des autres concurrents.

Les renseignements au sujet des prix du gaz soviétique cif. à la frontière italienne sont, comme on l'a déjà dit, assez vagues. Le chiffre de 1,60 cents pour 10 thermies à Milan qui a été mentionné quelquefois a encore besoin d'être confirmé.

Quant au gaz libyen, on dit que son prix actuel est de 1,90 cents pour 10 thermies à La Spezia. Si l'on considère la position favorable des gisements libyens qui ne sont pas très éloignés de la côte, ainsi que la valeur calorifique élevée du gaz associé, il semble parfaitement possible

d'offrir ce gaz à un prix beaucoup plus bas à l'Italie.

En conséquence, le GNL algérien n'aurait pas beaucoup de chance sur le marché italien par suite de cette compétition.

5.2 Solution B: Livraison de GNL à partir de Skikda, 3,5 Gm³ à Fos en 1975 et une quantité supplémentaire de 1,5 Gm³ à La Spezia en 1978 ou plus tard

Cette solution représente un programme de livraisons successives, mais la capacité de l'usine de liquéfaction doit être dimensionnée pour 5 Gm³ dès le début.

Le coût moyen pondéré pour livraisons à Fos et à La Spezia serait de 1,82 cent pour 10 thermies, ce qui est beaucoup trop élevé pour être accepté.

Pour les mêmes raisons, des livraisons successives sans excès de capacité au début doivent être exclues car les prix seraient encore trop élevés.

5.3 Solution C: Livraisons par canalisations à partir de Mostaganem à la France et à l'Italie, via l'Espagne

Dans ce cas, diverses possibilités quantitatives existent. L'étude examine les possibilités de livraison suivantes:

2,0 Gm³ à l'Espagne

3,5 Gm³ à la France

1,5 Gm³ à l'Italie

Dans ces conditions, le gaz algérien arriverait à Milan à un coût calculé de 2 cents pour 10 thermies.

Ce prix élevé s'explique par la distance de Fos/Avignon à Milan qui est longue et qui nécessite des investissements coûteux pour les canalisations, celles-ci devant en outre franchir les Alpes.

En conséquence, aucune de ces solutions n'est possible économiquement.

CHAPITRE 6 RESUME ET CONCLUSIONS

La partie IV de l'étude avait pour objet la détermination d'une politique d'exportation du gaz algérien; le terme "détermination d'une politique" étant entendu comme présentation de différentes alternatives ou stratégies.

En vue d'atteindre cet objectif les méthodes suivantes ont été utilisées:

- confrontation des résultats des parties II et III du rapport,
- examen des éléments et composants contenus dans ces deux parties et analyse de plusieurs combinaisons entre eux,
- examen des différentes solutions en vue d'un optimum économique pour l'Algérie.

6.1 Considérations générales

Une première question d'un intérêt général se posait:

- Le gaz algérien doit-il être présent sur les marchés européens maintenant ou dans un délai très court et ceci même avec le risque de pertes pendant la période initiale de l'opération,
- ou, serait-il préférable de n'envisager que des solutions pour les années à venir, en gros après le milieu de la période 1970-1980, solution qui donne plus d'espoir pour les quantités, les prix et les profits.

La réponse trouvée était nettement en faveur de la première solution. L'Algérie devrait s'efforcer d'être présente sur les marchés européens aussi tôt que possible.

Les principales raisons pour cette prise de position étaient que la lutte entre différentes formes et origines d'énergie pour des quote-parts de marchés plus élevés est déjà très sévère et deviendra probablement plus forte encore dans le proche avenir. Une abondance relative de fourniture d'énergie est beaucoup plus probable qu'une pénurie d'approvisionnement.

Les prix d'énergie auront donc tendance à être bas et des concurrents potentiels du gaz algérien s'efforceront de conquérir et de maintenir, par des contrats de livraison à long terme, des quote-parts de marché les plus larges possibles.

Le gaz algérien arrive déjà tard; attendre encore plus longtemps et guetter de meilleures occasions à l'avenir équivaut à courir le risque de trouver la plupart des marchés potentiels déjà occupés par d'autres concurrents.

La seconde question était: quelles sont les premières dates auxquelles le gaz algérien peut être présent en Europe?

La réponse était liée aux techniques de transport appliquées.

La première livraison de GNL, environ $1,5 \text{ Gm}^3/\text{an}$, peut être effectuée en 1971 au plus tôt. Avec des augmentations successives faites régulièrement, le total de $3,5 \text{ Gm}^3/\text{an}$, envisagé dans les négociations entre la France et l'Algérie, pourrait être atteint en 1975.

Des livraisons par conduite sous-marine ne peuvent commencer avant 1973. On pourrait cependant accélérer les tranches suivantes. Ceci dépend essentiellement de l'expérience et du succès de la nouvelle technique de transport qui doit être démontrée par la première conduite-pilote, ainsi que des négociations en temps opportun avec les pays consommateurs potentiels.

6.2 Les solutions GNL

Les coûts de la chaîne GNL sont trop élevés pour concurrencer avec succès le fuel résiduel.

Le prix de revient calculé du GNL à Fos paraît également trop élevé pour la vente du gaz au marché suisse-allemand.

En conséquence, et bien que la livraison de GNL en France soit la solution réalisable le plus rapidement possible, il est peu probable qu'une quantité annuelle de 3,5 Gm³ puisse être vendue en 1975, parce que la position concurrentielle du gaz algérien est défavorable par rapport à celle du fuel résiduel.

Une solution variante serait de combiner cette solution avec des livraisons simultanées de GNL à Barcelone. Pourtant, cette variante est improbable ou en tout cas non économique parce que le gaz associé de la Libye peut être livré avec des coûts beaucoup plus bas que le gaz liquéfié algérien.

Pour ces raisons, les recherches ont surtout porté sur d'autres solutions, à savoir: soit des livraisons partiellement par GNL et partiellement par canalisations soit des livraisons effectuées exclusivement par canalisation sous-marine en Espagne comme en France.

6.3 Solution mixte

Arguments en faveur de cette solution:

- elle applique des techniques minimisant les risques d'interruptions,
- Une défaillance de la conduite sous-marine ne compromettrait guère l'exécution des obligations prévues par les accords franco-algériens.

- Le système complet serait prévu pour des livraisons annuelles d'environ 7 Gm³; il comprendrait une conduite terrestre commune de Hassi R'Mel à Relizane, une usine de liquéfaction à Arzew permettant en même temps de livrer 3,5 Gm³ de gaz en France et pouvant éventuellement travailler en jonction avec l'usine Camel existante.
- La solution mixte offrirait l'occasion d'appliquer une nouvelle technique de transport et d'obtenir des bénéfices sur les coûts de transport, tandis que les pertes dans le cas d'une défaillance dans la mise en place de la canalisation ne sont pas estimées à plus de \$ 15 millions.

Arguments contre cette solution:

- La partie "conduite" du système ne peut fonctionner avant 1973.
- Cette solution ne donne que peu de chance de substituer le gaz algérien au fuel résiduel dans la région de Lyon et d'être compétitif dans les marchés du nord de Lyon, comme la Suisse et l'Allemagne du sud pendant la première moitié des années de 1970 à 1980.
- Les pertes de l'opération jusqu'au milieu de la période 1970-1980 peuvent être assez élevées et quelques années supplémentaires peuvent être nécessaires pour les compenser par des bénéfices dérivés d'une meilleure utilisation du gazoduc.

Les résultats sont résumés au tableau 11 qui montre un excès de l'offre qui ne disparaîtra probablement pas avant 1977/78. En outre, c'est essentiellement la politique énergétique française qui permettra de savoir si l'on peut envisager de ne pas augmenter la production de gaz naturel français, ou de trouver d'autres débouchés pour ce gaz français.

6.4

Solutions par canalisations sous-marines

Ces solutions envisagent le transport du gaz naturel par conduites sous-marines de Mostaganem-Arzew à Carthagène et de là en Espagne et en France et si possible en Suisse et en Allemagne. On peut envisager diverses quantités, les coûts diffèrent selon les quantités transportées par suite des effets d'échelle.

La structure possible du marché est indiqué au tableau 12.

Espagne: Un léger excès de l'offre peut exister en 1975 mais le gaz algérien est compétitif dans tous les centres indiqués. La position clé se trouve à Bilbao.

France: Il n'y a pas de difficultés sérieuses pour écouler 3,5 Gm³ de gaz algérien dans la région d'Avignon-Lyon mais ceci peut amener un excès de gaz naturel français de l'ordre de 1,4-1,9 Gm³. Dans ce cas, le marché devrait être étendu vers la Suisse et l'Allemagne du Sud ce qui est réalisable, notamment si le gaz algérien peut se substituer au fuel léger. L'obstacle principal est que le gaz de Groningue sera probablement présent plus tôt sur le marché allemand.

Dans l'ensemble, la région espagnole-française montrera probablement un sur-approvisionnement de 1,9-2,4 Gm³ mais il n'y a pas de doute que la demande en gaz naturel rattrapera l'offre durant les années postérieures à 1975.

Tableau 11

Exemple de livraisons d'Arzew à l'Espagne et à la France

Solution mixte: 1,8 Gm³ par canalisation à Carthagène
 3,5 Gm³ par GNL en France

Situation en 1975

	Demande totale		Fourniture d'autres gaz		Gaz algérien		Excès (+) ou Déficit (-) Gm ³
	Gm ³	Prix d'équivalence cents/10 th.	Gm ³	Prix d'équivalence cents/10 th.	Gm ³	Prix d'équivalence cents/10 th.	
<u>Espagne (1)</u>	2,4/2,5	1,9-2,5	1,0	1,3-1,5	1,8	-	+0,3/0,4
Barcelone	1,0	1,9-2,5	1,0	1,3-1,5	0	1,55	0
Carthagène	0,3/0,3	1,9	0	-	0,3	1,05)
Madrid	0,5/0,2	1,9-2,5	0	0	0,5	1,51)
Bilbao	0,6/1,0	1,9-2,5	0	0	1,0	1,80)
<u>France (2)</u>	8,6/9,6	-	7/7,5	-	3,5	-	+1,9/1,4
Fos	0,5	1,8-2,4		2,4	0,5	1,67	0
Lyon	2,4/3,5	1,8-2,4	7/7,5	2,4	2,0	1,87	0
Autres régions	5,7/5,6	(1,8-2,4)			-	-	+1,9/1,4
<u>Extension vers</u> Bâle-Allemagne du Sud-Ouest (3)	2,5	1,3-2,8	2,5/2,5	(2,15) (4)	1,0	2,2	+1,0/1,5

(1) Les prix d'équivalence sont donnés de la façon suivante:

(a) pour tout le pays, par les prix des fuels fixés par la CAMPSA

(b) pour les autres gaz: prix de revient le plus bas calculé pour le LPG libyen

(c) pour le gaz algérien: chiffres des tableaux 3 et 4

(2) Pour les prix d'équivalence indiqués, la valeur basse est le prix des fuels lourds, la valeur haute est le prix du gaz de Lacq

(3) Les prix d'équivalence indiqués sont les prix des fuels lourds et légers sans taxes

(4) Cette valeur, encore incertaine, a été établie en supposant une réduction de 10 % des prix du gaz NAM

Tableau 12 Exemple de livraison d'Arzew vers l'Espagne et la France
 Par canalisation seulement: 1,9 Gm³ vers l'Espagne
 3,5 Gm³ vers la France
 Situation en 1975 (1)

	Demande totale		Pourniture d'autres gaz		Gaz algérien		Excès (+) ou Déficit (-) Gm ³
	Gm ³	Prix d'équivalence cents/10 th.	Gm ³	Prix d'équivalence cents/10 th.	Gm ³	Prix d'équivalence cents/10 th.	
<u>Espagne (2)</u>	2,4/2,5	1,9-2,5	1,0	1,3-1,5	1,9	0,82-1,54	+0,5/0,4
Répartition:							
Carthagène	0,4	0,82	0	0	0,4	0,82	0
Madrid	0,5	1,9-2,5	0	0	0,5	1,28	+0,5/0,4
Bilbao	1,0	1,9-2,5	0	0	1,0	1,54	
<u>France (3)</u>	8,6/9,6	-	7,0/7,5	-	3,5	-	+1,9/1,4
Répartition:							
Avignon	0,5	1,8-2,4		2,4	0,5	1,43	0
Lyon	2,4/3,5	1,8-2,4	7,0/7,5	2,4	3,0	1,57	+0,6/0,5
Autres régions	5,7/5,6	(1,8-2,4))			-	-	+1,9/1,4
Total Espagne + France	11/12		8/8,5		5,4		+2,4/1,9

- (1) Il n'est pas fait mention d'une extension possible du marché vers la Suisse et l'Allemagne mais les chiffres donnés au tableau 11 indiquent une telle possibilité
- (2) Les prix d'équivalence indiqués pour les fuels lourds et les autres gaz sont donnés dans le Tableau 11; pour le gaz algérien, ils sont donnés au tableau 5
- (3) Pour les prix d'équivalence indiqués, voir le tableau 11. Le gaz algérien peut être livré à un prix de revient plus bas que le fuel lourd.

6.5 Conclusion générale

La question de savoir comment déterminer une politique d'exportation pour le gaz algérien devait envisager trois méthodes de transport possibles :

- transport exclusivement par des méthaniers ou solution GNL
- transport partiellement par des méthaniers et partiellement par des gazoducs, ou solution mixte
- transport exclusivement par canalisations sous-marines

L'analyse faite sur la base des coûts calculés montre que la première solution n'ouvre que peu de chance de développer des exportations de gaz algérien vers l'Europe. Cette solution a, bien entendu, l'avantage pour le gaz algérien d'être présent très tôt sur les marchés européens. A cet égard, elle peut constituer un premier pas vers l'exportation de gaz algérien.

En conséquence, vu sous un aspect purement économique, le choix d'une politique adéquate d'exportation doit être réduit à l'alternative suivante :

- ou combiner le système GNL pour les premières livraisons avec le transport de quantités supplémentaires par canalisations sous-marines,
- ou se confier exclusivement et dès le départ à un système de gazoducs.

La solution mixte peut se révéler profitable. Elle est avantageuse par sa flexibilité, parce qu'elle permet de se retourner vers le système GNL. En cas de défaillance de la canalisation sous-marine, elle donne des moyens de remplacement de livraisons au marché français et donne ainsi

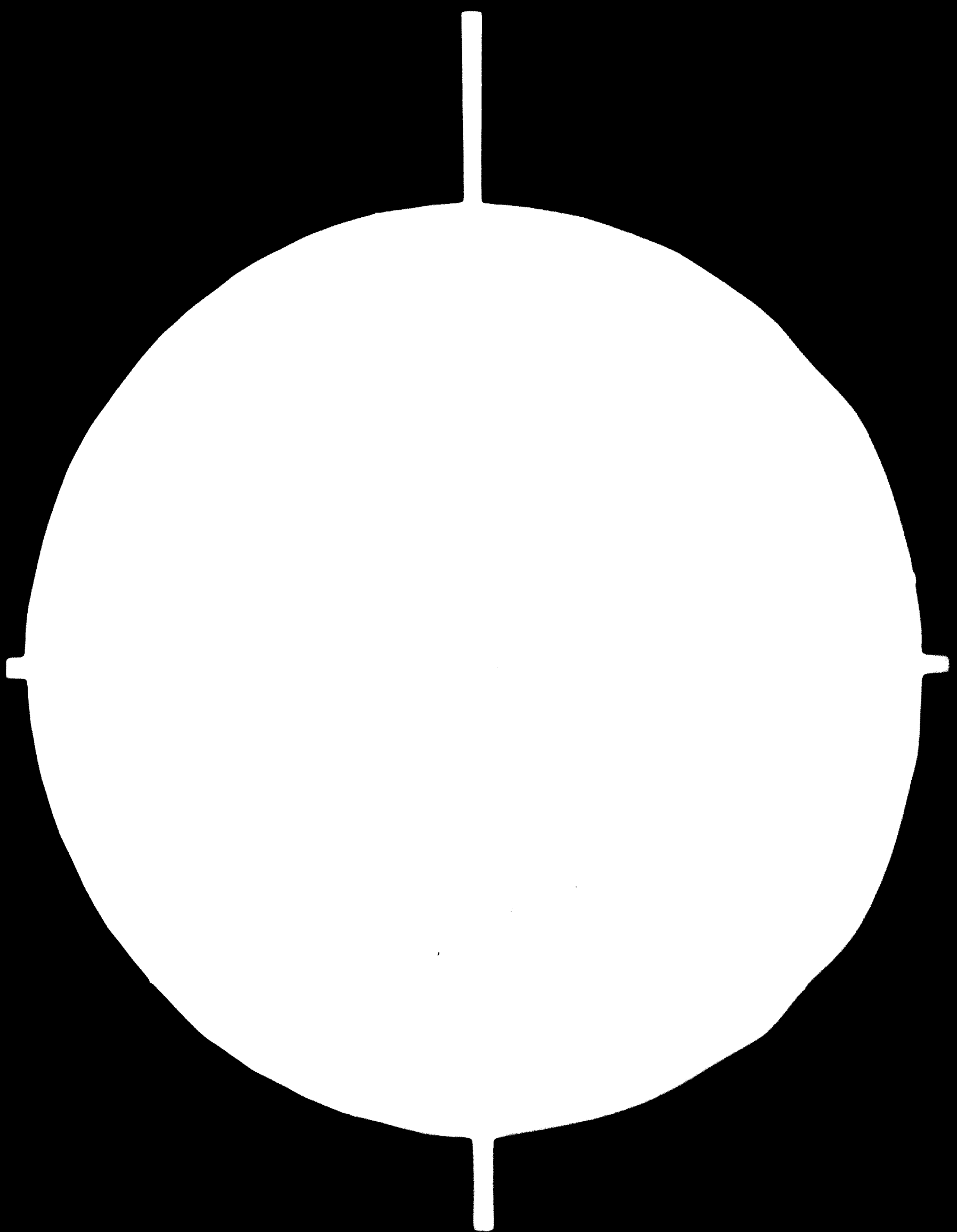
C-582



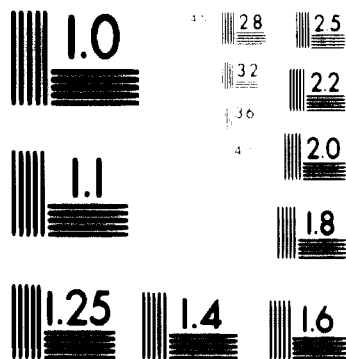
84.12.12

AD.86.07

ILL 5.5+10



9 OF 9



MICROCOPY RESOLUTION TEST CHART
NATIONAL BUREAU OF STANDARDS
STANDARD REFERENCE MATERIAL 1010a
(ANSI and ISO TEST CHART No. 2)

24 x F

une sécurité supplémentaire. Elle est susceptible d'entraîner des pertes pendant la période initiale qui cependant peuvent être compensées par des profits futurs.

Le système de canalisations sous-marines conduit aux coûts des transports les plus bas. Son inconvénient le plus saillant est que le gaz arrivera trop tard sur les marchés européens lorsque tous les marchés en puissance seront probablement conquis par d'autres concurrents. Ces problèmes pourraient cependant être atténués par des négociations avec les pays intéressés, négociations qui devraient commencer aussi tôt que possible.

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES DERIVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

0325
(600)

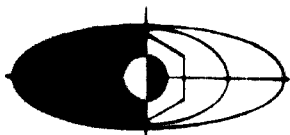
**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE 5
ASPECTS INSTITUTIONNELS ET LEGAUX**



**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1967



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

**ETUDES INDUSTRIELLES ET COMMERCIALES SUR LES SERVES DU PETROLE ET LE GAZ NATUREL
ALGERIE**

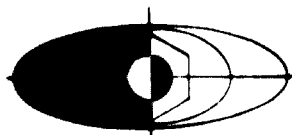
03259
(6046)

**ETUDE DES MARCHES D'EXPORTATION ET DES TECHNIQUES
DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL ALGERIEN**

**PARTIE B
ASPECTS INSTITUTIONNELS ET LEGAUX**

**RAPPORT PREPARE POUR L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVE-
LOPPMENT INDUSTRIEL EN SA QUALITE D'ORGANISME PARTICIPANT AU PROGRAM-
ME DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT ET CHARGE DE SON EXECUTION**

DECEMBRE 1987



**BCEOM
FRANCE**

SCANDIACONSULT



SUÈDE

Les Nations Unies ont été désignées en Janvier 1965 par le Conseil d'Administration du Programme des Nations Unies pour le Développement (Fonds Spécial) comme Organisation Participante et chargée d'exécuter le projet suivant en Algérie: "Etudes industrielles et commerciales sur les dérivés du pétrole et le gaz naturel". Par contrat 60/66, les Nations Unies ont chargé ScandiaConsult AB, de Suède, et le Bureau Central d'Etudes pour les Equipements d'Outre-Mer (BCEOM) de France, conjoints, d'exécuter la partie du projet relative à l'étude des marchés d'exportation et des techniques de transport du gaz naturel algérien.

Le 1er Janvier 1967, l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel est devenue Organisation Participante et chargée de l'exécution du Programme des Nations Unies pour le Développement; à partir du 1er Juillet 1967, elle a assumé l'entière responsabilité de ce projet. Toutefois, la partie du projet relative aux études de gaz naturel est demeurée sous la responsabilité des Nations Unies par lesquelles elle a été menée à bien.

SOMMAIRE

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1	
<u>L'ACCORD DU 29 JUILLET 1965 ENTRE L'ALGERIE ET LA FRANCE RELATIF AUX HYDROCARBURES ET AU DEVELOPPEMENT INDUSTRIEL DE L'ALGERIE</u>	3
1.1	3
1.2	5
1.2.1	7
1.2.2	9
1.3	10
CHAPITRE 2	
<u>LE CADRE LEGAL ET INSTITUTIONNEL ACTUEL</u>	13
2.1	13
2.2	14
2.2.1	19
2.3	21
2.3.1	24
2.4	26
CHAPITRE 3	
<u>LEGISLATION NATIONALE</u>	27
3.1	27
3.2	28
3.3	29
3.4	30

3.5	Règles concernant l'opération d'un système de transmission	34
3.6	Conclusions; l'application de la législation nationale	35
3.7	Conclusions; dérogations au droit national	36
CHAPITRE 4	<u>ORGANISATION POSSIBLE POUR LE TRANSPORT DE GAZ ALGERIEN</u>	38
4.1	L'organisation actuelle; intérêts dont dépend une nouvelle organisation	38
4.1.1	L'organisation actuelle	38
4.1.2	Intérêts dont dépend une nouvelle organisation	39
4.1.3	Les problèmes	44
4.2	Méthodes de transport	45
4.2.1	Le transport de gaz par méthaniers	45
4.2.2	Le transport du gaz par gazoducs sous-marins	47
4.2.3	Le transport du gaz par gazoducs terrestres	52
4.3	Types d'entreprises	55
4.3.1	Sociétés privées	56
4.3.2	Compagnies publiques	57
4.3.3	Entreprises nationales faisant du commerce à l'étranger	58
4.3.4	"Joint ventures"	59
4.3.5	Sociétés privées internationales	60
4.3.6	Corporations publiques internationales	61
4.4	La corporation publique internationale	62
4.4.1	La création de la corporation	65
4.4.2	"Internationalisation"	66
4.4.3	"Privatisation"	67
4.4.4	Questions juridictionnelles	68
4.4.5	Partenaires. Financement	68
4.4.6	Prise de décisions	69
4.4.7	Conclusions	70

INTRODUCTION

Dans cette partie du rapport, l'étude s'occupe de l'organisation pour le transport du gaz saharien vers l'Europe occidentale. En ce qui concerne les ventes effectuées à la France, le système de transport utilisé maintenant a été réglé, depuis 1965, par l'Accord du 29 juillet 1965 entre l'Algérie et la France relative aux Hydrocarbures et au Développement Industriel de l'Algérie. Cet Accord contient aussi des dispositions qui se réfèrent à d'autres questions que le transport et quelques dispositions concernant la coopération qui aura lieu entre l'Algérie et la France dans les situations où le gaz sera vendu à d'autres marchés que le marché français. Le premier chapitre de cette étude contient une interprétation formelle de l'Accord de 1965 entre l'Algérie et la France et de la Convention faite le 15 juillet 1967 entre ces deux pays pour la mise en application de l'Accord de 1965.

Une étude des structures institutionnelles et légales de l'organisation pour le transport du gaz algérien doit se baser sur le fait qu'il faut que le gaz naturel, pour parvenir au consommateur, passe par un réseau de conduites qui nécessairement occupe de l'espace faisant partie de propriétés publiques et privées. Dans chaque pays le système de gazoducs est soumis aux lois du pays. Dans la plupart des pays la transmission de gaz est un monopole ou sujette à des concessions et contrôlées par des autorités publiques. Il faut que le transport de gaz venant de l'Algérie et passant à travers le territoire d'un autre Etat soit organisé de manière à se conformer aux lois et à l'intérêt public de l'Etat étranger. Ceci est un élément judiciaire important et qui doit être pris en considération.

La transmission internationale de gaz signifie une transmission à grandes distances de gaz à travers les territoires de deux ou plusieurs Etats. Dans ce cas, il faut que les gazoducs passent des frontières nationales et que l'organisation de transmission tienne

compte des dispositions existantes du droit international qui règle les opérations transitaires et du jeu du système légal international pour le règlement d'affaires qui concernent plusieurs Etats. En d'autres termes, le choix des formes d'organisation de la coopération internationale qui conviennent au transport du gaz algérien suppose qu'on prenne en considération les règles pertinentes du droit international. De plus, en ce qui concerne le gaz algérien, le transport est sujet à des règles spéciales du droit maritime international, étant donné qu'il faut transporter le gaz ou par méthaniers ou par gazoducs maritimes à travers la haute mer. Les considérations qui concernent les règles pertinentes de la loi internationale se trouvent dans le chapitre 2 de cette étude tandis que les renseignements se référant à la législation nationale se trouvent dans le chapitre 3.

Des exemples de différentes formes d'organisation pour la coopération internationale à être prises en considération pour l'organisation du transport du gaz saharien vers l'Europe occidentale se retrouvent au chapitre 4.

CHAPITRE 1 L'ACCORD DU 29 JUILLET 1965 ENTRE L'ALGERIE ET LA FRANCE RELATIF AUX HYDROCARBURES ET AU DEVELOPPEMENT INDUSTRIEL DE L'ALGERIE

1.1 La structure générale de l'Accord

Cet Accord sera traité dans la mesure où il se rapporte à l'exploitation et à l'utilisation du gaz. Les dispositions détaillées régissant les ressources pétrolières de l'Algérie et leur exploitation dépassent la portée de ce rapport. Toutefois, quelques observations au sujet de la structure générale de l'Accord sont nécessaires.

L'Accord fut signé à Alger le 29 juillet 1965 et entra en vigueur le 30 décembre 1965. Il comprend un procès-verbal séparé et des règles détaillées concernant sa mise en application. L'Accord est valide pour une période de 15 ans, et les deux parties ont convenu qu'il pourra être renouvelé pour une période égale.

Sous cet Accord, un "Organisme de coopération industrielle" (OCI) a été constitué dans le but de favoriser le développement économique de l'Algérie. Cela signifie une "institutionnalisation" de l'aide financière que la France donne à l'Algérie et qui remplace les négociations traditionnelles pour une aide bilatérale destinée à des projets spécifiques. La France doit donner à l'Algérie une assistance financière en payant la somme de 1.000 millions de francs répartie sur cinq années, dont 20 % est une subvention et le reste un prêt à être rendu dans l'espace de vingt ans à 3 % d'intérêt.

L'article 1 de l'Accord établit une "Association coopérative" qui selon l'article 2 est "fondée sur la solidarité des intérêts d'un pays producteur en voie de développement et d'un pays consommateur déjà industrialisé". Alors que la base légale de l'Association se retrouve dans les articles 1 et 2 de l'Accord, des règles détaillées concernant sa composition et ses tâches figurent dans le procès-verbal spécial qui, selon l'article 1 de l'Accord, est à

considérer comme partie intégrante de l'Accord.

Avant de nous occuper de quelques-unes des règles du procès-verbal qui se réfèrent à l'Association, il nous faut dire quelques mots sur les dispositions assez compliquées relatives aux cas de litiges qui sont comprises dans l'Accord lui-même. Des litiges survenus entre les deux gouvernements signataires de l'Accord, au sujet de son interprétation ou de son application, seront réglés, selon l'article 51, par conciliation ou par arbitrage ou, en dernière instance, par la Cour internationale de justice. Cependant, dans le but d'éviter des litiges, l'article 50 établit une "Commission mixte", composée de représentants des deux gouvernements. Il incombe à la commission de surveiller l'accomplissement de l'Accord et de proposer aux gouvernements les mesures jugées utiles pour une application efficace et harmonieuse de ses règles.

L'Accord prévoit aussi la possibilité que des litiges se produisent entre les autorités de l'Algérie et des sociétés jouissant de concessions, concernant l'interprétation ou l'application du "code pétrolier saharien" ou des termes des contrats de concession ou de l'Accord. En ce cas, selon l'article 46 de l'Accord, un système de conciliation et/ou d'arbitrage établi sous le "titre" de VII, § 3, du procès-verbal sera mis en action. En conformité du procès-verbal ce procédé est aussi applicable aux litiges survenus entre le gouvernement algérien et le partenaire français de l' "Association coopérative" et entre les partenaires algérien et français (sociétés A et F) de cette association.

"Association coopérative"

Du point de vue juridique cette association n'est qu'un contrat d'association. Les parties contractantes sont une société A représentant les intérêts algériens, et une société F représentant les intérêts français (article 1 du procès-verbal). A la tête de l' "Association" se trouve un conseil composé de six membres de chacune

des sociétés A et F. L'association, c'est-à-dire son conseil, est responsable de l'exploration et de l'exploitation faites en commun par l'Algérie et la France des hydrocarbures en Algérie, mais sans que son objet soit restreint aux hydrocarbures liquides. Il y a cependant des stipulations spéciales pour le gaz naturel qui seront traitées ci-dessous.

Les décisions du conseil sont prises par une majorité de deux tiers des membres présents ou représentés. Si le conseil ne réussit pas à atteindre un accord sur une certaine question, il faut qu'un conciliateur soit choisi (article 10 du procès-verbal). Si les parties ne peuvent pas s'entendre sur la nomination d'un conciliateur, le conciliateur sera choisi par le président de la cour cantonale de Zurich en Suisse.

Selon le procès-verbal (§ 3) les parties de l'association (A et F) remplissent la fonction d'opérateurs.

Tandis que les différentes concessions qui existent pour les hydrocarbures selon le Code du pétrole saharien de 1958, telles qu'elles ont été confirmées par la convention d'Evian de 1962, sont confirmées aussi par l'Accord de 1965, celui-ci, en instituant l'association et son conseil (et des comités sous lui) et en créant la commission franco-algérienne, a établi un mécanisme administratif important. Ses opinions et ses décisions peuvent influencer sur les concessions ultérieures pour l'exploration, l'exploitation et le transport et sur les conditions pour la vente et la distribution du pétrole et du gaz qui, à l'avenir, exigent le consentement du gouvernement algérien.

1.2

Règles spéciales concernant le gaz naturel

Les règles spéciales concernant le gaz naturel se retrouvent dans les articles 3-21 de l'Accord et dans les articles 107-122 du procès-verbal. Ces règles concernent les relations qui existent entre

l'Algérie et la France depuis l'époque de l'entrée en vigueur de l'Accord de 1965. Par l'Annexe No. IV jointe à l'Accord, il a été clairement établi que les contrats sur la fourniture de méthane liquifié à destination du Royaume Uni et de la France demeurent inchangés. Dans l'Annexe No. XI jointe à l'Accord concernant l'aide que donnera la France à l'Algérie, il y a aussi des arrangements faits à l'égard du transport maritime des hydrocarbures.

Pendant que les règles spéciales relatives au gaz concernent un nouveau régime, il faut signaler que, selon l'article 10 de l'Accord, il sera nécessaire d'entrer de nouveau en négociations s'il devient possible de transporter du gaz dans des gazoducs sous-marins intercontinentaux, au profit de plusieurs pays européens.

Deux procédés différents sont ébauchés dans l'article 10. Le premier procédé se rapporte à la situation où les gouvernements algérien et français ont convenu d'utiliser le gazoduc pour fournir du gaz à la France. Dans ce cas, le gouvernement algérien proposera au gouvernement français des négociations qui auront pour but de définir la personnalité légale du gazoduc et de décider de la répartition des profits gagnés par la vente du gaz. Les profits seront la différence entre le prix à payer par l'acheteur et le prix payé, à la tête du puits, par l'Algérie au concessionnaire, avec addition des frais du transport jusqu'au gazoduc. Si le gazoduc n'est pas destiné pour la fourniture de gaz à la France, les gouvernements algérien et français doivent entamer des consultations dans le but de considérer comment, dans cette situation, une coopération pourrait s'établir entre eux.

L'Accord fait une distinction entre la fourniture de gaz pour le marché français et pour d'autres marchés. Les règles générales concernant l'association coopérative se rapportent, ainsi qu'il a été expressément établi dans le procès-verbal, article 107, à l'exploitation du gaz naturel, mais selon l'article 108, elles ont été modifiées de manière à s'adapter aux deux alternatives différentes de distribution, c'est-à-dire la distribution au marché français, d'un

côté, et aux autres marchés, de l'autre côté.

1.2.1 Règles relatives aux marchés en général

L'article 3 de l'Accord stipule que les concessionnaires d'hydrocarbures sont obligés - à l'époque de l'entrée en vigueur de l'Accord SN REPAL et CFP (A) - de vendre à l'Algérie, à la tête du puits, la quantité de gaz que l'Algérie désire obtenir pour le marché algérien et pour quelques contrats d'exportation qu'elle puisse conclure. Selon l'article 4, il faut que ces ventes soient basées sur des contrats à long terme contenant des dispositions relatives à la quantité, au mode de fourniture et au prix. L'Algérie désigne les puits d'où le gaz sera tiré (article 9).

Le système d'achat fonctionne comme suit. L'Algérie demandera au concessionnaire de fournir la quantité de gaz que l'Algérie désire obtenir (article 8). Les facteurs relatifs à l'établissement du prix sont définis dans l'article 6. En se fondant sur ces facteurs, l'Algérie fera une offre (article 8:3) au concessionnaire. Si elle n'a pas reçu de réponse avant un mois, un contrat sera jugé conclu en conformité de l'offre. Si l'offre est rejetée ou des contre-propositions sont faites et s'il est impossible de parvenir à un arrangement par des négociations, l'Algérie peut faire appel à une "commission permanente d'experts", comme cela a été défini dans l'article 8:5. La commission se compose de trois experts (un choisi par l'Algérie, un par la France et le troisième par les deux qui viennent d'être mentionnés ou, s'ils ne peuvent tomber d'accord, par le président de la Cour internationale de justice). L'article 8:10 stipule que le prix définitif (et rétroactif) soit fixé en conformité de l'article 6 par le procédé prescrit dans l'article 8. La commission calcule chaque élément du prix, à l'exception de ce qui regarde le produit du capital qui ne doit pas dépasser 12 %, et l'amortissement d'opérations antérieures qui a été fixé par l'Algérie et qui doit pas être inférieur à 15 %.

L'établissement en détail des éléments du prix spécifiés dans l'article 6 peut être l'objet d'opinions différentes et les conditions de l'Accord peuvent être interprétées de manières différentes. Si, dans une certaine période, la commission avait à décider les prix, l'interprétation des clauses contenant les éléments des prix pourrait être facilitée par des précédents. Toutefois, quand en juin 1967 des décisions furent prises concernant des prix, on y arriva sans recourir à la commission en faisant des accords entre les parties dans le cadre de la "commission mixte" établie selon l'article 50 de la Convention. La commission décida non seulement sur les prix des achats de gaz faits par l'Algérie aux concessionnaires, mais aussi sur le prix à être payé à l'Algérie par la "société mixte" selon l'article 12 de la Convention et sur le prix pour la vente de la part de la "société mixte" à des acheteurs français. Les accords sur les prix n'ont pas été publiés. (Concernant la "société mixte", voir le paragraphe suivant).

Quand l'achat de gaz par l'Algérie a l'effet de permettre au concessionnaire de produire des quantités additionnelles de condensat, une remise spéciale devra être faite sur le prix du gaz que demande l'Algérie. Le producteur pourra cependant vendre le condensat sans restrictions spéciales.

Des règles additionnelles concernant la fourniture de gaz pour d'autres marchés que le marché français sont comprises dans les articles 115-120 du procès-verbal. Ces règles se réfèrent sur une vaste échelle aux relations entre les sociétés A et F de l'association coopérative, donnant dans l'article 118 une option à la société F de participer aux opérations, mais réservant dans l'article 115 à la société A le droit de décider sur la production de gaz pour le marché algérien et des marchés étrangers autres que le marché français et de prendre l'initiative de négociations pour des ventes à des marchés non-français, d'exécuter les négociations et de conclure des contrats.

1.2.2

Règles spéciales relatives au marché français

Comme déjà mentionné, les contrats de vente conclus avant l'Accord pour les livraisons destinées au "United Kingdom Gas Council" et au "Gaz de France" demeurent inchangés, tandis que les ventes futures faites à la France seront effectuées par une société mixte, la société mixte Franco-Algérienne, établie selon les articles 11 et suivants de l'Accord. Cette société achète le gaz à l'entrée de l'usine de liquéfaction, le transport depuis la tête des puits étant assuré par l'Algérie (ce qui est aussi le cas lorsque le gaz est transporté depuis la tête des puits pour la vente à d'autres marchés que le marché français). La société mixte est responsable de la liquéfaction - laquelle devra être exécutée par la société ou par un tiers - et du transport du méthane par bateau jusqu'à l'acheteur. La personnalité légale de la société a été définie par la Convention de 1967 sur l'accomplissement de l'Accord de 1965.

Les règles additionnelles concernant les ventes au marché français se retrouvent dans les articles 109-114 du procès-verbal.

Selon les articles 16 et 17 de l'Accord, les intérêts français jouiront du traitement de partenaire commercial "le plus favorisé". Selon l'article 16, le gouvernement algérien s'est engagé à ne pas accorder aux acheteurs d'un tiers pays de conditions plus avantageuses que celles qui ont été accordées aux acheteurs français. Cette obligation ne porte cependant pas sur la vente de gaz destinée à fournir aux besoins du Maghreb ou des autres pays africains limitrophes de l'Algérie. L'article 16 parle d' "acheteurs français". Les intérêts français pourraient se décrire comme des "acheteurs" seulement au moment où la "société mixte" conclut un contrat pour la vente de gaz à une entreprise française. Par conséquent, la comparaison des conditions paraît devoir se rapporter, d'un côté aux contrats conclus entre la "société mixte" et des acheteurs français et, de l'autre côté aux contrats que l'Algérie a conclus pour la vente de gaz à des ache-

teurs d'un tiers pays. Le prix qui est d'intérêt ici devrait être celui qui s'entend fcb. port algérien. L'article 16 fournit aussi la possibilité de consultations entre les gouvernements français et algérien dans le cas où la vente à un tiers marché paraît plus avantageuse à l'Algérie que les ventes au marché français.

L'article 17 concerne les producteurs du gaz. Si pour l'une ou l'autre raison des producteurs du gaz en Algérie obtiennent des conditions plus favorables que les concessionnaires qui ont conclu des contrats avec l'Algérie selon l'article 4 de l'Accord, les possesseurs de ces contrats jouiront des mêmes conditions favorables que les autres producteurs.

1.3

La Convention de 1967 relative à l'application de l'article 11 de l'Accord de 1965

Le 15 juillet 1967 l'Algérie et la France signèrent une "convention d'application relative à la société mixte prévue à l'article 11 de l'accord du 29 juillet 1965". La "société mixte" fut prévue par l'article 11 de l'accord de 1965 et ses fonctions y sont expliquées. Elle ne fut cependant pas établie comme personne civile dans l'accord lui-même. Ceci fut fait par la convention de 1967 à laquelle furent ajoutés comme annexe des statuts pour la "société mixte". La convention et les statuts entrèrent en vigueur au mois de septembre 1967. Selon les statuts, la "société mixte" est fondée en Algérie comme une société de nationalité algérienne et à laquelle s'applique la loi algérienne dans la mesure où cette loi n'est pas contraire aux dispositions qui se trouvent dans les articles pertinents de l'accord de 1965, dans la convention de 1967 et les statuts y annexés.

Ainsi, la convention de 1967 donne suite aux principes dont on avait convenu en 1965 et éclaircit, sinon toutes les questions d'interprétation, du moins certaines, se référant à l'accord de 1965. Elle stipule des règles relatives au traitement préférentiel des entreprises algériennes (article 4) et à l'exemption d'impôts. Dans

l'article 4 de la convention les deux gouvernements s'engagent à faciliter par tous les moyens l'activité de la société mixte.

La convention et les statuts de 1967 contiennent, cependant, aussi des dispositions qui ne furent pas prévues par l'accord de 1965 et qui pourraient être décrites comme des modifications de cet accord ou comme des "interprétations modifiées", ou des nouveautés. Selon l'article 1 de la convention et l'article 4 des statuts, la "société mixte" devra exister pendant 99 ans, tandis que l'accord de 1965 fut conclu pour 15 ans. A l'expiration de celui-ci, les statuts de la société peuvent être amendés mais non en opposition avec le régime établi par la convention de 1967. Toutefois, la société peut cesser d'exister avant la fin de la période de 99 ans, c'est-à-dire si tous les contrats de gaz sont expirés (article 1 de la convention) ou si les trois quarts de son capital ont été perdus (article 25 des statuts).

L'article 2 de la convention de 1967 et l'article 2 des statuts y annexés définissent la fonction et l'objet de la "société mixte". Selon l'accord de 1965, article 11, il était convenu que la société se chargerait de la liquéfaction et du transport du gaz destiné au marché français, bien qu'il lui fût permis de s'intéresser aussi à l'exportation à d'autres marchés. L'article 12 fournissait les détails des opérations vers le marché français, comprenant des règles applicables aux situations où les opérations seraient effectuées par des tiers. L'article 13 s'occupait des exportations aux tiers marchés; ici, l'Algérie pourrait demander assistance à la société mixte. Les dispositions de la convention et des statuts de 1967 sont libellées autrement. Elles se rapportent aux articles 11, 12, 13 et 14 de l'accord de 1965, mais en même temps, la société mixte est chargée de la tâche d'approvisionner aussi d'autres marchés que le marché français et d'étudier et d'exécuter "tous les projets industriels de liquéfaction et de transport maritime par bateaux méthaniers du gaz algérien". Toutefois, selon l'article 2 des statuts, la société mixte peut faire des contrats avec des tiers et fonder d'autres sociétés. Sa position indépendante de compagnie publique bi-

nationale rendrait possible des arrangements satisfaisants aussi du point de vue des exportations à destination d'autres marchés que le marché français. Conformément à l'article 7 de la convention de 1967, supplément de l'article 14 de l'accord de 1965, les profits provenant des opérations relatives au gaz fourni à d'autres marchés que le marché français, seront exclusivement réservés aux actionnaires de la société mixte.

CHAPITRE 2 LE CADRE LEGAL ET INSTITUTIONNEL ACTUEL

2.1 Les institutions et les pratiques internationales

En prenant en considération le cadre légal international, il faut faire attention non seulement aux règles légales, mais aussi au travail continu des organisations intergouvernementales. Par leurs activités, de nouvelles pratiques techniques et commerciales peuvent s'établir et se développer.

Les organisations qui appartiennent au système des Nations Unies développent et surveillent continuellement des pratiques techniques et légales qui pourraient être significatives à l'égard de la distribution internationale du gaz algérien. L'Organisation intergouvernementale consultative de la navigation maritime (OMCI) est, particulièrement par l'intermédiaire de son comité de sécurité maritime, responsable de l'élaboration de normes dans les questions qui concernent la sécurité maritime et la sécurité de navigation. Elle a des fonctions importantes selon la Convention de 1960 sur la sauvegarde de la vie humaine en mer, et elle coopère avec d'autres organes des Nations Unies, tels que le Conseil Economique et Social lorsqu'il s'agit de rédiger des normes relatives au transport de produits dangereux en général et par divers moyens de transport. L'OMCI a aussi des fonctions qui se rattachent à la Convention pour prévenir la pollution des eaux de la mer par les hydrocarbures, dont mention sera faite ci-dessous.

Les pratiques économiques et commerciales développées par les Nations Unies et particulièrement par le Conseil Economique et Social et des agences telles que l'UNCTAD ou le GATT doivent entrer en ligne de compte. Les pratiques économiques et commerciales concernant l'énergie en général et le gaz naturel en particulier intéressent aussi les organisations intergouvernementales à l'extérieur du système des Nations Unies. L'OCDE, le Conseil de l'Europe et la Communauté Economique Européenne sont tous occupés à étudier les problèmes

relatifs à l'énergie; un résultat possible serait un accord inter-gouvernemental qui pourrait stipuler les conditions pour la distribution du gaz algérien à l'intérieur de l'Europe. Cette étude ne peut pas s'occuper des problèmes, pour le moment très discutés, d'une politique coordonnée, par rapport à l'énergie, entre les six pays de la CEE ou d'une communauté économique plus grande en Europe. Il faut signaler cependant que ces problèmes, à beaucoup d'égards, sont fondamentaux pour l'organisation d'un système pour le transport international et la distribution du gaz algérien, et de plus, quand des décisions sur des questions d'organisation sont discutées, qu'il n'est pas toujours facile de faire une distinction nette des aspects purement institutionnels et légaux d'un côté, et des questions de caractère politique et/ou économique, de l'autre côté.

2.2

Le droit international de la mer

Les conventions de Genève sur le droit international de la mer du 29 avril 1958 sont d'une importance fondamentale pour le transport du gaz, par méthanier comme par gazoducs maritimes. Les conventions codifient les règles coutumières existantes du droit international, mais elles comprennent aussi quelques innovations du droit et, en tout cas, elles contribuent à en éclaircir le contenu.

En droit international, le terme de "haute mer" désigne toutes les parties de la mer qui ne sont pas comprises par la mer territoriale ou les eaux intérieures d'un Etat. Les eaux intérieures comprennent aussi les ports. La souveraineté d'un Etat s'étend au delà de son espace terrestre et de ses eaux intérieures, comprenant une zone de mer adjacente à sa côte, décrite comme la mer territoriale. Il n'y a pas de consensus parmi les nations au sujet de la largeur de la mer territoriale. Il faut désigner la vieille limite de trois milles comme périmée. Une limite de 12 milles paraît défendable d'après l'état actuel du droit international, mais il est arrivé qu'une zone de mer territoriale de jusqu'à 200 milles a été réclamée. Ceci est un élément perturbateur dans le commerce international, le régime à l'intérieur

de la mer territoriale étant un régime national; l'Etat côtier a la juridiction sur la mer territoriale, y inclus le fond et le sous-sol. En ce qui concerne la navigation, les navires de tous les Etats jouissent du droit de passage innocent à travers la mer territoriale. Ce privilège, cependant, ne s'étend pas au transport par gazoducs sous-marins. Il faut que la pose des gazoducs et leur utilisation à l'intérieur des eaux territoriales s'accordent avec les lois nationales et les règlements en vigueur.

La haute mer, au contraire, est ouverte à toutes les nations. Conformément à l'article 2 de la Convention sur la haute mer, la liberté de la haute mer comprend non seulement la liberté de navigation mais aussi la liberté de poser des câbles et des gazoducs sous-marins. Il faut que ces libertés soient "exercées par tous les Etats en tenant raisonnablement compte de l'intérêt que la liberté de la haute mer présente pour les autres Etats".

La Convention citée contient des règles spéciales pour la protection du droit de poser des câbles et des gazoducs sous-marins et pour la protection des dispositifs eux-mêmes. Les articles 26, 27, 28 et 29 de la Convention sont ainsi conçus:

Article 26

1. "Tout Etat a le droit de poser des câbles et des pipe-lines sous-marins sur le lit de la haute mer.
2. L'Etat riverain ne peut entraver la pose ou l'entretien de ces câbles ou pipe-lines, réserve faite de son droit de prendre des mesures raisonnables pour l'exploration du plateau continental et l'exploitation de ses ressources naturelles.
3. En posant ces câbles ou pipe-lines, l'Etat en question doit tenir dûment compte des câbles ou pipe-lines déjà installés sur le lit de la mer. En particulier, il ne doit pas entraver les pos-

sibilités de réparation des câbles ou pipe-lines existants".

Article 27

"Tout Etat est tenu de prendre les mesures législatives nécessaires afin que la rupture ou la détérioration, par un navire battant son pavillon ou par une personne soumise à sa juridiction, d'un câble sous-marin en haute mer, faite volontairement ou par négligence coupable, et qui pourrait avoir pour résultat d'interrompre ou d'entraver les communications télégraphiques ou téléphoniques, ainsi que la rupture ou la détérioration dans les mêmes conditions d'un câble à haute tension ou d'un pipe-line sous-marins, constituent des infractions passibles de sanction. Cette disposition ne s'applique pas aux ruptures, aux détériorations dont les auteurs n'auraient eu que le but légitime de protéger leur vie ou la sécurité de leur navire, après avoir pris toutes les précautions nécessaires pour éviter ces ruptures ou détériorations".

Article 28

"Tout Etat est tenu de prendre les mesures législatives nécessaires afin que les personnes soumises à sa juridiction qui sont propriétaires d'un câble ou d'un pipe-line en haute mer et qui, par la pose ou la réparation de ce câble ou de ce pipe-line, causent la rupture ou la détérioration d'un autre câble ou d'un autre pipe-line, en supportent les frais de réparation".

Article 29

"Tout Etat est tenu de prendre les mesures législatives nécessaires afin que les propriétaires des navires qui peuvent prouver qu'ils ont sacrifié une ancre, un filet ou un autre engin de pêche pour ne pas endommager un câble ou un pipe-line sous-marins soient indemnisés par le propriétaire du câble ou du pipe-line, à condition qu'ils aient pris préalablement toutes mesures de précaution raisonnables".

Il n'y a pas de convention spéciale en vigueur pour la protection des gazoducs sous-marins. En ce qui concerne les câbles, une convention pour la protection des câbles télégraphiques sous-marins fut signée à Paris le 14 mars 1884 par 26 Etats. Par cette convention les Etats signataires s'engagèrent, entre autres choses, de punir la rupture intentionnelle ou coupablement négligente ou l'endommagement d'un câble en haute mer.

Dans le paragraphe 2 de l'article 26 de la convention de 1958 sur la haute mer, une référence spécifique est faite au droit que possèdent les Etats côtiers "de prendre des mesures raisonnables pour l'exploration du plateau continental et de l'exploitation de ses ressources naturelles". Ce droit a été prévu en détail par la convention sur le plateau continental. Conformément à l'article 2 de la convention, l'Etat riverain exerce sur le plateau continental des droits souverains aux fins de l'exploration de celui-ci et de l'exploitation de ses ressources naturelles, c'est-à-dire les ressources minérales et les produits de la pêche de certaines espèces sédentaires. Le terme de "plateau continental" est employé dans la convention comme désignant

- "-a) le lit de la mer et le sous-sol des régions sous-marines adjacentes aux côtes, mais situées en dehors de la zone de la mer territoriale, jusqu'à une profondeur de 200 mètres ou, au-delà de cette limite, jusqu'au point où la profondeur des eaux surjacentes permet l'exploitation des ressources naturelles des dites régions;
- b) le lit de la mer et le sous-sol des régions sous-marines semblables adjacentes aux côtes des îles."

Selon l'article 5 l'Etat riverain a le droit de construire et entretenir ou de faire fonctionner sur le plateau les installations et autres dispositifs nécessaires pour son exploration et son exploitation, et d'établir des zones de sécurité autour de ces installations ou dispositifs et de prendre les mesures nécessaires dans ces zones à leur protection. Les navires de toutes nationalités sont tenus de respecter les zones de sécurité. Celles-ci peuvent s'étendre à une

distance de 500 mètres autour des installations ou autres dispositifs. Les installations et les dispositifs n'ont pas de mer territoriale à eux-mêmes et leur présence n'influe pas sur la délimitation de la mer territoriale de l'Etat riverain.

Dans l'article 4 de la convention il est stipulé que "réserve faite de ses droits de prendre des mesures raisonnables pour l'exploration du plateau continental et l'exploitation de ses ressources naturelles", l'Etat riverain "ne peut entraver la pose ou l'entretien de câbles ou de pipelines sous-marins sur le plateau continental". Cette obligation résulte du principe que les eaux se trouvant au-dessus du plateau continental gardent leur état légal de haute mer.

Dans l'article 24 de la convention sur la haute mer il est établi que chaque Etat doit édicter des règles visant à éviter la pollution des mers par les hydrocarbures répandus par les navires ou les gazoducs, ou résultant de l'exploitation et de l'exploration du sol, et du sous-sol sous-marins, en tenant compte des dispositions conventionnelles en la matière. Il faut que cette obligation générale soit observée quand on forme les projets pour le transport de gaz par méthanier ou par gazoduc et que le développement du droit international par des traités et de la législation nationale concernant la pollution soit suivi. Toutefois, le risque de pollution de la mer causée par du gaz saharien vidé de gazoducs est nul.

La Convention pour la prévention de la pollution des eaux de la mer par les hydrocarbures, qui a été mentionnée ci-dessus, fut adoptée par une conférence à Londres en 1954 et amendée en 1962. On doit noter que la France, par un décret du 26 décembre 1964, a rendu valables dans son territoire les règles contenues dans la convention.

2.2.1

Le droit de la mer; implications pratiques au sujet des gazoducs sous-marins

Les règles formées dans la Convention de Genève de 1958 sont les seules règles du droit international qui aient de l'importance sur la pose et l'opération des gazoducs pour transmission de gaz naturel. Comme les règles sont divergeantes pour les différentes parties de la mer, il est extrêmement important, quand on projette de poser des gazoducs sous la Méditerranée entre l'Algérie et des pays de l'Europe occidentale, de définir l'état légal des eaux dans lesquelles le gazoduc est placé.

La mer territoriale de chaque Etat est sujette à sa juridiction. Par conséquent, pendant que l'installation d'un gazoduc à la côte algérienne et son opération dans les eaux de l'Algérie sont entièrement régies par la loi algérienne, la partie du gazoduc placée dans la mer territoriale par exemple de la France, de l'Espagne ou de l'Italie, dans l'absence d'un régime juridique spécial qui déroge aux lois en vigueur, sera soumise à la législation, s'il y en a, dans le pays concerné ou aux stipulations faites par les autorités nationales compétentes de ce pays. Il a déjà été mentionné que les revendications au sujet de la largeur de la mer territoriale varient de pays en pays. Pendant que l'Algérie revendique 12 milles, la France revendique 3 milles et l'Italie, le Portugal et l'Espagne revendiquent 6 milles. Dans la zone appelée la zone contiguë qui selon les règles de Genève de 1958 peut s'étendre 12 milles à partir de la ligne de base de la mer territoriale, les Etats riverains sont autorisés à exercer le contrôle nécessaire pour empêcher et punir des infractions à leurs prescriptions de police, de douane, de fisc, de santé, d'immigration et de défense nationale. Ainsi, il sera nécessaire de s'assurer, dans l'une ou l'autre forme, d'autorisations pour les gazoducs destinés à traverser des eaux territoriales non-algériennes.

On peut supposer qu'une législation nationale, existante, réglant la transmission de gaz par des gazoducs terrestres, sera directement

ou par analogie applicable à l'installation dans les eaux territoriales de gazoducs sous-marins.

Dans la haute mer de la Méditerranée la règle appliquée est celle de la liberté de faire des installations selon les articles 2 et 26 de la Convention sur la haute mer. Les règles des articles 27 à 29 concernant la prévention d'endommagements aux gazoducs et le paiement des frais de réparation, favorisent l'Etat ou l'entreprise qui est propriétaire du gazoduc. Il faut pourtant que le gazoduc soit construit et utilisé en ayant des égards raisonnables pour les intérêts d'autres Etats, particulièrement leurs intérêts vis-à-vis de la sécurité de la navigation.

Dans les parties de la haute mer qui sont soumises à la Convention sur le plateau continental, des conflits sont possibles entre l'exercice de la liberté de poser des gazoducs sous-marins dans la haute mer et le droit de les entretenir, d'un côté, et de l'autre côté, les mesures prises par l'Etat riverain en vue d'exploiter le plateau. Ce problème devient de plus en plus important au fur et à mesure que les activités sur le plateau continental continuent à accroître en valeur et en étendue. Quand des installations auront été faites ou des dispositifs construits sur le plateau continental et des zones de sécurité établies en conformité de la Convention, il est possible que les activités pour la pose des gazoducs puissent être restreintes et que l'opération des gazoducs existants soit rendue plus difficile. Peut-être on ne pourra juger d'une manière réaliste du degré des conflits éventuels qu'après avoir étudié les implications techniques des méthodes employées sur le plateau continental qui se font concurrence et les coûts occasionnés par les mesures prises pour protéger les gazoducs en même temps que les dispositifs se trouvant sur le plateau continental. Dans l'Europe continentale, les installations sur le plateau sont particulièrement étendues dans la Mer du Nord, et il est possible que le problème soulevé soit moins pertinent au sujet de la côte de la Méditerranée. Des explorations sont pourtant en voie de se réaliser à la côte méditerranéenne de la France;

Les entreprises intéressées sont l'Entreprise de Recherches et d'Activités Pétrolières (ERAP) et la Compagnie Française des Pétroles (CFP). Les conventions de Genève de 1958 maintenant discutées ne contiennent pas de stipulations pour le règlement de litiges, mais il y a annexé aux conventions un "protocole de signature facultative concernant le règlement obligatoire des différends", renvoyant les litiges à la Cour internationale de justice comme ceux entre les Etats signataires du protocole. Il ne fut signé que par 20 Etats. L'expérience démontre qu'il a été jugé utile d'insérer des stipulations pour le règlement de litiges, particulièrement dans les accords sur le pétrole, tels que l'Accord de consortium iranien en 1954 et l'Accord fait en 1957 entre la Compagnie Nationale des Pétroles d'Iran et l'AGIP italien.

2.3

Transmission internationale de gaz par gazoducs terrestres

Il n'y a pas de règles de droit international général régissant l'établissement et l'opération des systèmes internationaux de gazoducs. Toutefois, les Etats ont la liberté de conclure des traités bilatéraux et/ou multilatéraux réglant la transmission de gaz à travers leurs frontières. Quelques arrangements de ce caractère ont été réalisés sur le continent américain, et dans le Moyen-Orient un système uniforme de gazoducs a été obtenu par le fait que plusieurs pays ont accordé des concessions à la même entreprise (par exemple la "Transarabian Pipeline Co."). De l'autre côté, la plupart des systèmes de gazoducs existant dans l'Europe occidentale, quoique internationaux au sens économique, sont toujours gouvernés par une série successive de régimes légaux nationaux, et la transmission apparaît comme une succession d'opérations nationales de transport. Ainsi le gaz exporté par la "Nederlandsche Aardolie Maatschappij" (NAM) au "Gaz de France" sera livré à la frontière hollandaise-belge d'où le transport à travers la Belgique sera continué par une entreprise belge (le "Distrigaz") conformément à un contrat avec le "Gaz de France", et ensuite, à la frontière française repris par le "Service National" français. Voir le tableau d'organisation No. 3.

D'une manière semblable, les opérations de transport du consortium international "La Société du pipeline sud-européen" (SEPL) chargé du transport entre Lavéra près de Marseille en France et Karlsruhe en Allemagne sont régies en France par législation française et en Allemagne par réglementation allemande. Il est toutefois possible de parler d'une loi en voie de se former par rapport aux systèmes internationaux des gazoducs en Europe. Les raisons pour que l'on fasse des efforts pour arriver à un accord sur des règles internationalement obligatoires, sont les suivantes: l'accroissement des nouvelles ressources de gaz accessibles au marché européen et le besoin de règles nouvelles qui diffèrent des règles traditionnelles de la législation sur le transport, au sujet de la transmission du gaz sur de grandes distances; la diversité des sources du gaz, et la complexité des opérations de transport qui pourraient exiger des réglementations légales de types différents (nationales et internationales, ayant le caractère aussi bien de droit public que de droit commercial); le besoin d'investir des capitaux considérables dans le mécanisme du transport; le besoin de sécurité, en sens légal et en sens économique, pour les capitaux investis; le besoin de continuité du service du point de vue des entreprises intéressées (entreprises de transport et distributeurs) aussi bien que des consommateurs, ce qui suppose que les autorisations données soient maintenues et que les contrats conclus soient respectés. Bref, il y a un besoin de garanties légales que l'on pourrait obtenir en harmonisant la législation existant dans les pays européens et en remplissant les lacunes du droit actuel.

Les techniques légales pour parvenir à harmoniser la législation nationale ou l'uniformité varient. Le résultat peut être atteint par un traité formel conclu entre les Etats et par lequel les signataires consentent à introduire dans leurs systèmes légaux nationaux une série de règles légales essentielles. On peut aussi réaliser ce dessein en dressant des codes modèles dont l'acceptation ne lierait pas nécessairement les Etats qui ont participé à dresser les codes. Quelque méthode qui soit employée ou projetée, des préparatifs considérables s'imposent, lesquels consistent à comparer les lois

existant dans les pays en cause, et à déterminer les besoins de règles nouvelles, particulièrement dans le but de remplir les lacunes existantes qui donnent lieu, actuellement, à une grande incertitude vis-à-vis de la position légale par rapport à l'établissement et à l'installation des systèmes de gazoducs.

Il est possible que beaucoup de problèmes légaux compliqués, de caractère international, puissent se résoudre à l'aide de l'adoption d'une convention générale sur le transport international du gaz par gazoducs, ou sur le transport par gazoducs en général. Le modèle d'une telle convention serait probablement les conventions par lesquelles fut établi à Berne, en 1890, l'Office Central pour le transport international par chemin de fer. La convention de 1890 et celles qui suivaient, constituent une codification très complète de la loi internationale sur le transport concernant le transport de marchandises, de voyageurs et de bagages par chemin de fer. Les conventions garantissent la continuité du transport et l'égalité de traitement des agences de transport et des diverses catégories qui utilisent les moyens de transport. L'office intervient, en conciliateur ou en médiateur, dans les litiges dus à l'interprétation et à l'application des conventions, et a accompli, dans le cours des années, un travail très utile.

En 1965, le Comité pour le Gaz de la Commission Economique pour l'Europe publia une "Etude sur l'état légal des pipe-lines pour la transmission internationale du gaz" dans un nombre de pays d'Europe. (Gaz/Acte No. 146 avec Addenda). Elle fut suivie d'une étude comparative en 1967 (Gaz/Acte No. 188). Le groupe des rapporteurs du comité se réunit en juillet 1967 dans le but d'examiner les résultats des études et se réunira de nouveau en octobre 1967 dans le but de préparer ses conclusions pour une réunion du Comité du Gaz en janvier 1968. Il paraît raisonnable de croire qu'un certain temps s'écoulera avant qu'il ne soit possible d'harmoniser ou d'unifier, d'une manière efficace, la législation sur les gazoducs en Europe, dans des circonstances qui garantiraient un régime légal unifié et équilibré d'une

organisation future pour le transport du gaz algérien vers l'Europe occidentale, et qui ferait entrer en ligne de compte la sécurité technique des gazoducs et des autres ressources de l'organisation, la nécessité de la continuité des fournitures, et une stabilité commerciale complète. Il y a cependant des débuts de progrès, et les efforts faits par le Comité du Gaz de CEE/ONU doivent être suivis de près, à l'avenir. Quelques-uns des renseignements recueillis chez des gouvernements par le Comité du Gaz se référant à des règlements nationaux dans l'Europe occidentale sont reproduits ci-après.

Mention doit aussi être faite de ce que le Comité légal de l'Assemblée consultative du Conseil de l'Europe, à sa réunion à Paris le 31 mars 1967, a discuté la rédaction de règlements uniformes sur les oléoducs et gazoducs. Tout résultat émanant de ces efforts toucherait les Etats membres du Conseil de l'Europe, y inclus l'Autriche, la France, la République Fédérale Allemande, l'Italie et la Suisse. L'Espagne n'est pas membre du Conseil de l'Europe mais fait partie, comme les pays cités, de l'OCDE. Il y a lieu de rappeler que l'Autriche et la Suisse sont membres de l'AELE.

Entre les pays qui probablement seront des consommateurs de gaz algérien, la France, l'Italie et la République Fédérale Allemande sont membres de CEE. D'ailleurs des négociations ont eu lieu concernant l'adoption éventuelle de l'Espagne comme membre. L'harmonisation des règles et stipulations légales et administratives envisagée à l'intérieur du Marché commun sous l'article 3 du Traité de Rome de 1957 pourra à l'avenir s'étendre à des questions ayant trait à l'établissement et à l'opération de systèmes de gazoducs entre les pays intéressés.

2.3.1

"Common carriers" internationaux

Dans la discussion sur l'établissement possible d'un système européen unifié de réseaux pour le gaz basé sur des conceptions légales communes il se recommande de faire attention aux développements réalisés

sur le continent de l'Amérique du Nord (au Canada, au Mexique et aux Etats-Unis). Aux Etats-Unis, le premier pipe-line pour du gaz naturel fut construit en 1870. Il couvrait une distance de cinq milles et demi. En 1960, la consommation de gaz naturel ayant doublé pendant la décennie de 1950, les réseaux de gazoducs furent estimés à plus de 600.000 milles. Dans le but de résoudre les problèmes légaux que fait naître ce système de transport, qui s'étend sur tout un continent et qui traverse les frontières de plusieurs Etats, lesquels jouissent d'une souveraineté législative à l'intérieur de leurs territoires mais sont soumis à la législation fédérale quand il s'agit du commerce entre les Etats, les cours et les législateurs américains s'en sont référés au concept anglo-américain du "common carrier". Un "common carrier" est une personne ou un organisme qui offre au public le service commercial de transporter des voyageurs ou des marchandises. Les chemins de fer et notamment aussi les gazoducs sont regardés comme des "common carriers" distincts du transporteur privé qui fait des contrats avec quelques uns de ses propres clients. L'obligation du "common carrier" consiste à fournir au public des services raisonnables à des coûts raisonnables sans distinction arbitraire. Aux Etats-Unis, le décret de 1938 sur le gaz naturel donne les règles à appliquer au commerce du gaz naturel entre les Etats sous la juridiction de la "Federal Power Commission". Elle fixe les tarifs et accorde des licences, décide des sollicitations faites par des entreprises publiques relatives au droit de disposer de facilités, d'abandonner des services et de coopérer avec d'autres entreprises. Ainsi, selon le concept relatif au "common carrier" et le décret de 1938, la transmission et la distribution du gaz naturel sont considérées comme faisant essentiellement partie du système de service public de la nation; plusieurs entreprises de gaz privées y sont engagées mais, en ce qui concerne le transport et l'emmagasinement, dans le rôle de "common carriers".

Des négociations récentes entre le Canada et les Etats-Unis relatives à la transmission de gaz entre les deux pays sont facilitées par le fait que le concept du "common carrier" existe dans les lois nationales

des deux pays. Quand elles aboutissent à un accord sur un règlement unifié du système de transmission et de distribution sur la base de ce concept commun, ceci apparaîtra comme un noyau d'un concept légal international, c'est-à-dire celui d'un "common carrier" international que les pays de l'Europe pourraient aussi adopter pour leurs relations réciproques.

2.4

Le Code international de sécurité

Pendant que les questions relatives au transport par bateau ou par chemin de fer ont longtemps été l'objet de règlement international sous bien des rapports y compris la sécurité de transport, ceci n'est pas le cas en ce qui concerne la transmission internationale de gaz combustible par gazoduc, chose que l'on peut décrire comme un nouveau moyen de transport. Le Comité sur le gaz de la Commission économique pour l'Europe des Nations Unies adopta, en février 1965, un "Code international de sécurité pour la transmission internationale par pipe-line de gaz combustible". Le code fut préparé par l'Union internationale du gaz (IUG). Le Comité sur le gaz de l'ECE recommanda aux pays participants d'utiliser les stipulations du code dans leurs règlements existants ou futurs et leur fit observer que le code ne contenait que des normes minimums à titre d'indication.

Pendant que ce code ne fait pas encore partie du droit international obligatoire, il faut que ses règles soient prises en considération lorsque l'on projette la structure d'une organisation pour le transport de gaz par gazoducs. Le code est le seul instrument technique international qui existe relatif au transport de gaz par gazoduc.

CHAPITRE 3 LEGISLATION NATIONALE

3.1 Portée de la législation nationale

Les règles de la législation nationale applicable à la transmission du gaz sont, dans la plupart des pays, peu nombreuses ou incomplètes, ou bien totalement inexistantes. Dans l'absence de règles applicables, il faut juger la situation légale sur la base des instruments généraux de la loi relative aux travaux publics et aux services publics et à la pratique établie par le gouvernement. Il faut aussi tenir compte de ce que le gouvernement et/ou la législature en général ont le pouvoir, conformément à la loi constitutionnelle, d'introduire des règles et des règlements à appliquer dans de nouvelles situations et, pour ainsi dire, de traduire des pratiques adoptées en règles de loi.

Dans la plupart des pays, y compris les pays où le système économique peut se caractériser, en principe, comme une économie de marché libre, la production et la distribution d'énergie sont soumises au contrôle ou à la surveillance du gouvernement. C'est particulièrement le cas par rapport au gaz. Les raisons varient; elles comprennent les méthodes spécifiques pour le transport et la distribution du gaz, l'utilité d'avoir des prescriptions relatives aux prix pour les sources d'énergie qui se font concurrence, et la nécessité d'assurer la continuité et la sécurité. En évaluant la situation légale au sujet de la transmission du gaz dans un pays quelconque, on ne doit pas oublier que cela a trait à des pratiques gouvernementales et parfois à des organismes contrôlés par le gouvernement et à d'autres entreprises publiques. Par conséquent, même là où on peut trouver et définir des règles légales, la loi peut subir des changements rapides.

3.2

Importation et exportation de gaz

En Autriche, les accords sur l'importation et l'exportation de gaz ne sont pas soumis à l'approbation d'autorités publiques.

En France, l'importation et l'exportation de gaz ont été nationalisées de la même manière que la transmission de gaz. Les contrats d'importation relatifs à la livraison de gaz aux réseaux de transmission et les contrats pour l'exportation de gaz doivent être soumis au ministre compétent pour approbation.

En Allemagne, l'importation du gaz naturel est en principe sans restrictions. Cependant, l'autorisation du gouvernement est requise et les dates de livraison sont postérieures à neuf mois. Ceci est considéré comme une sauvegarde contre l'importation de si grandes quantités que la production sur le territoire national de produits servant le même ou un but semblable serait sérieusement mise en danger. Pour les accords sur l'exportation aucune autorisation n'est requise, mais des restrictions vis-à-vis de l'exportation prescrites par le gouvernement ne sont pas exclues.

En Suisse, l'importation et l'exportation du gaz naturel est libre, mais la construction et l'opération de gazoducs traversant les frontières nationales (fédérales) nécessitent une concession fédérale.

Il n'y a pas de législation spéciale relative à l'importation et à l'exportation de gaz en Italie et en Espagne.

La législation qui existe se rapporte rarement de manière spécifique au cas de transit, c'est-à-dire le cas où le gaz est transporté dans un gazoduc traversant le territoire d'un Etat d'une frontière à l'autre sans livraison de gaz à l'intérieur du territoire de l'Etat en question. Cela peut être dû à ce que les opérations transit de gaz ne sont pas encore très répandues, bien qu'elles soient sans doute assez proches.

3.3

Transport de gaz par méthaniers

Comme déjà mentionné, le transport de gaz par méthaniers sur la haute mer est protégé par les règles qui régissent la liberté de la haute mer, sauf certaines restrictions et conditions, y compris celles qui ont été déterminées dans des conventions relatives à la sécurité maritime. La navigation jouit aussi du droit de ce que l'on appelle passage innocent, à travers la mer territoriale de divers Etats. Mais le droit général international n'accorde pas aux navires étrangers l'accès des eaux et des ports intérieurs. Pour le transport de gaz par méthaniers il faut par conséquent faire entrer en ligne de compte la législation nationale des pays en question ayant trait à l'accès et à l'emploi de ports d'embarquement et de débarquement. Une législation de ce genre peut renfermer des règles concernant la sécurité maritime, des permis de différentes sortes, des impôts, etc.

Les règles pertinentes concernant les conditions applicables aux ports se retrouvent dans le code français "Code des ports maritimes" du 29 mars 1956 et les stipulations y ajoutées, dans le code italien de navigation du 30 mars 1942 et les stipulations y ajoutées, et dans la "Ley de puertos" espagnole du 19 janvier 1928 et les stipulations y ajoutées.

De plus, il y a lieu de mentionner la Convention et le statut sur le régime international des ports maritimes du 9 décembre 1923. Cette convention fut signée, entre autres, par la France, l'Italie, l'Espagne, et fut par la suite ratifiée par la France (non pour les territoires d'outre-mer) et l'Italie mais non par l'Espagne. Le statut définit comme ports maritimes "tous les ports qui sont normalement fréquentés par des vaisseaux marins et utilisés pour le commerce étranger". Chaque Etat contractant est obligé selon la convention "de garantir aux vaisseaux des autres Etats contractants un traitement égal à celui de ses propres vaisseaux" dans les ports maritimes "en ce qui concerne la liberté d'accès au port, l'utilisation au port, et la pleine jouissance des avantages en ce qui concerne la navigation

et les opérations commerciales qu'il accorde à des vaisseaux, à leurs cargaisons et à leurs passagers".

Aux terminals récepteurs des méthaniers transportant du gaz naturel il faut que le produit soit stocké, regazéifié et envoyé au réseau de distribution. Si les terminals sont construits et opérés par des agences du pays importateur, les questions de la législation nationale de ce pays n'intéresse pas directement le pays exportateur ou l'organisation chargée du transport par méthanier. Si toutefois il n'en est pas ainsi, les règles de la législation nationale du pays importateur ayant rapport aux travaux publics, à l'expropriation de terrains, etc., deviennent applicables. On peut supposer que ces règles ressemblent à celles qui s'appliquent à la pose et à l'opération des gazoducs se trouvant à l'intérieur du pays importateur.

3.4

Autorisation pour la transmission de gaz; la pose de gazoducs

En Autriche, la seule condition pour l'installation de gazoducs et l'opération d'un système de distribution de gaz est une déclaration faite au Ministère Fédéral de Commerce et de Reconstruction. Le Ministère peut toutefois en prohiber la construction pour des raisons d'intérêt public. La transmission et la distribution du gaz naturel produit en Autriche sont à présent confiées à des entreprises nationalisées.

En France, la transmission de gaz combustible autre que le gaz naturel est confiée à une institution publique, le "Gaz de France". La transmission de gaz naturel ne peut être effectuée que par une institution publique ou par une compagnie nationale dont la plus grande partie du capital est la propriété de l'Etat ou d'une institution publique. Pour la transmission de gaz par gazoduc une concession est requise. La sollicitation d'une concession doit indiquer le volume du gaz à transmettre, le parcours du gazoduc, les clauses déterminant les taux auxquels le gaz est vendu à des distributeurs publics et à des consommateurs industriels, et les contrats pour la livraison du gaz.

En Allemagne, les compagnies pour la transmission de gaz sont en général organisées comme des compagnies sous la loi privée, c'est-à-dire comme des sociétés par actions ou des sociétés à responsabilité limitée. Les actionnaires ou sociétaires sont en certains cas des entreprises industrielles privées et en d'autres des corporations municipales; souvent les deux groupes participent. En quelques cas l'Etat fédéral ou les Länder sont aussi des actionnaires en qualité d'apporteurs privés. En principe, les compagnies de transmission de gaz, étant des entreprises privées, sont soumises aux lois générales, comme le Code de commerce, la loi régissant les corporations, le code des impôts, etc. Mais toutes les entreprises qui s'occupent de la fourniture d'énergie, soit gaz, soit électricité, sont régies par le Décret du 13 décembre 1935 sur le développement financier de l'énergie et par les ordonnances exécutives passées en vertu du décret, plus particulièrement, en ce qui concerne le gaz, la quatrième ordonnance du 7 décembre 1938.

Toutes les entreprises et usines qui fournissent de l'énergie électrique ou du gaz à d'autres ou qui administrent des usines de ce genre sont "des entreprises fournisseuses d'énergie" dans le sens du décret, quelle qu'en soit la forme légale ou la catégorie de la propriété. Les "installations pour de l'énergie" sont celles qui sont utilisées pour la production, la transmission ou la distribution d'électricité ou de gaz. Ainsi, les compagnies pour la transmission de gaz sont des "entreprises fournisseuses d'énergie" et les gazoducs sont des "installations pour de l'énergie" dans le sens du décret. Selon l'article 4 les entreprises qui fournissent du gaz sont obligées, en qualité d'entreprises fournisseuses d'énergie, d'aviser les autorités des Länder compétentes pour surveiller la fourniture d'énergie, avant que des installations pour la fourniture de gaz (y compris les gazoducs) ne soient construites, renouvelées, élargies ou fermées. Si une entreprise ou usine qui n'est pas une entreprise fournisseuse d'énergie, s'engage dans l'activité de fournir de l'énergie à d'autres, il lui incombe de demander, à cette fin, l'autorisation de l'autorité compétente pour surveiller la fourniture d'énergie

(article 5). Cet avis et ces demandes d'autorisation doivent nécessairement être soumis à l'autorité supérieure du Land, compétente par rapport au service de l'énergie (Ministre des affaires économiques du Land). Les décisions concernant des projets qui s'étendent au delà des frontières d'un Land sont prises par le Land qui a été avisé du projet au moyen d'un accord avec les autorités d'énergie des autres Länder intéressés et le Ministère fédéral des affaires économiques. Les autorités responsables du contrôle des fournitures d'énergie et compétentes pour recevoir les avis donnés par des entreprises qui fournissent du gaz, peuvent s'opposer à des projets dont l'avis est obligatoire et, si nécessaire, refuser leur consentement si les considérations de l'intérêt public le demande. Les mots "intérêt public", tels qu'ils sont employés dans l'article 4, paragraphe 2, sont interprétés de manière que le dessein du décret signifie l'intérêt du public constitué par un approvisionnement sûr, en quantité suffisante, d'énergie, à un prix raisonnable. En conséquence, les considérations de l'intérêt public exigent que le consentement à des projets soit refusé si, particulièrement, ils sont nuisibles à un approvisionnement sûr, en quantité suffisante, d'énergie à un prix raisonnable ou s'ils le mettent sérieusement en danger. Dans les cas où ces considérations l'exigent, le consentement aux projets est refusé.

En Italie, l'installation de gazoducs pour la transmission de gaz est soumise à l'autorisation du Ministère pour l'Industrie et le Commerce, mais il est possible qu'à l'avenir un autre genre de concession soit exigé. Les entreprises de transmission peuvent être des compagnies privées, en possession de concessions accordées par des municipalités pour l'accomplissement de services publics, ou des compagnies contrôlées par l'ENI dans la région de la vallée du Pô où l'ENI a un monopole.

Conformément à un projet de loi en préparation en Espagne, des distinctions sont faites entre les "gazoducs d'utilité publique", les "gazoducs privés" et les "gazoducs traversant le territoire national en

transit". C'est le Conseil des Ministres qui accordera les concessions pour les gazoducs d'utilité publique aux demandeurs espagnols ou étrangers, qui sont obligés de constituer, au préalable, une société, l'Etat espagnol ayant le droit de participer à la société en qualité d'actionnaire. Les concessions pour les gazoducs transit seront aussi accordées par le Conseil des Ministres, mais les conditions devront être décidées dans chaque cas particulier. Selon le projet de loi, les gazoducs transit seront traités comme des utilités publiques en ce qui concerne les effets de l'expropriation obligatoire, l'établissement du droit de passage et l'utilisation de terrains appartenant à l'Etat et d'autres terrains publics. Si une entreprise pour la transmission de gaz est déclarée comme étant "d'importance primordiale" selon une ordonnance du 2 décembre 1963, cette entreprise peut bénéficier de plusieurs privilèges, y compris la réduction de certains impôts et la dispense de l'amortissement des cinq premières années.

En Suisse, les installations pour la transmission par gazoducs de combustibles liquides ou gazeux sont régies par un décret fédéral du 4 novembre 1963. Ce décret est applicable aux gazoducs utilisés pour la transmission de gaz naturel et aux gazoducs traversant les frontières nationales. La construction et la manoeuvre de ces gazoducs sont soumises à des concessions accordées par le Conseil fédéral. Pour d'autres gazoducs l'autorisation est donnée par les autorités cantonales. Les concessions peuvent être refusées ou elles peuvent être accordées sous réserve de certaines conditions et des exigences imposées seulement pour des raisons de sécurité, pour éviter des dommages, pour protéger des sites et des travaux publics, pour la sécurité nationale, pour maintenir l'indépendance ou la neutralité, éviter la dépendance économique préjudiciable à l'intérêt général, à cause de la nationalité des demandeurs, ou pour des égards à l'intérêt public.

En particulier là où les installations traversent la frontière nationale, les concessions peuvent uniquement être accordées à des

ressortissants suisses domiciliés en Suisse, à des corporations publiques suisses ou à des personnes morales de nationalité suisse qui ne sont pas unilatéralement dominées par des intérêts étrangers, soit à titre d'actionnaires, soit d'une autre manière. Il faut que l'administration et la direction de l'entreprise soient établies en Suisse, et qu'elle soit constituée de manière à assurer la conformité à la loi suisse.

3.5

Règles concernant l'opération d'un système de transmission

En général, il y a des dispositions pour le contrôle par une autorité publique du prix du gaz fourni aux consommateurs. Cependant, il semble que ce soit une question en suspens de savoir comment ce contrôle du prix influencerait sur une entreprise de transmission qui n'est pas propriétaire du gaz transmis mais ne fait que le fournir à des systèmes d'approvisionnement nationaux soumis au contrôle des tarifs applicables à la distribution. Des règles légales et les règlements de nature générale existant dans tous les pays et qui concernent les transferts de capital, les règlements des changes, l'importation de main-d'oeuvre, le statut légal des ouvriers étrangers, etc. se rapportent aussi aux systèmes pour la transmission du gaz.

La période de validité d'une concession de transmission est en France en général 30 ans, en Allemagne illimitée et en Suisse 20 ans avec possibilité de la prolonger. Dans tous les pays en question une concession ou autorisation peut être annulée pour des raisons fondées sur le concept de l'intérêt public. Dans les cas d'annulation, l'entreprise peut quelquefois avoir droit à une compensation. Dans la plupart des pays quelques règles de nature générale ou spéciale ont trait à la transmission obligatoire d'une autorisation, au devoir d'effectuer des services au profit de tierces personnes, aux occurrences impossibles à prévoir et à la surveillance et à l'inspection.

La législation sur les impôts dans les différents pays n'entre pas dans cet aperçu. Quant aux droits de douane il faut pourtant observer

que la convention de Barcelone de 1921 sur le régime des voies navigables d'intérêt international, bien que non applicable à la transmission de gaz par gazoducs, exprime, dans l'article 3, le principe que les marchandises transportées en transit à travers un pays ne doivent pas être passibles de taxes spéciales par rapport au transit (y compris entrée et sortie) au profit du pays de transit. Des taxes peuvent néanmoins être perçues pour couvrir les frais de surveillance et d'administration causés par le transport en transit. Il faut que les tarifs des impôts de ce genre, de n'importe quelle nature, correspondent si près que possible avec les frais qu'ils devront couvrir.

3.6

Conclusions; l'application de la législation nationale

La législation nationale existante se rapporte à un système selon lequel la transmission de gaz est effectuée par des entreprises nationales, publiques ou privées, qui exige l'autorisation du gouvernement ou, en tout cas, est soumise à la surveillance des autorités publiques, qui peuvent intervenir et prohiber des opérations. Les gazoducs internationaux transportant le gaz d'un pays à un autre en passant des frontières nationales ne sont pas prévus par la loi. A présent, le gaz est transporté à l'aide d'une succession de transmissions nationales. Une entreprise algérienne pour l'exportation de gaz (nous ne nous occupons pas ici de son organisation que nous allons traiter dans un chapitre suivant) paraît, en vue de la législation existante, se trouver dans l'alternative de deux procédés possibles. L'un serait de s'appuyer sur un système national existant ou projeté. Le gaz peut, par exemple, être transporté par un gazoduc sous-marin, opéré par l'entreprise ou par des entreprises représentant des intérêts algériens (X) à un terminal sur la côte d'Espagne. Si le gaz est destiné au marché français, une entreprise espagnole, opérant selon la loi espagnole, aurait à transmettre le gaz jusqu'à la frontière française. Il faudrait que le propriétaire du gaz passe un contrat avec l'entreprise nationale ou les entreprises nationales responsables de la transmission. Cette application

de la législation nationale existante exclurait X de s'engager dans un transport par terre et des profits économiques éventuels provenant d'un tel engagement. X aurait à considérer, ou bien de fournir le gaz au terminal du gazoduc sous-marin, auquel cas l'acheteur ou les acheteurs passeraient un contrat de transmission avec le système national ou les systèmes nationaux de transmission intéressés, ou bien de faire de tels accords lui-même et de fournir le gaz, par l'intermédiaire de l'agent, au système de distribution indiqué par l'acheteur. L'autre procédé serait que X chercherait à établir, conformément aux lois des pays en question, des filiales pour la transmission du gaz. De cette manière, X ou une filiale aurait la possibilité d'obtenir en Espagne une concession pour l'opération d'un gazoduc. Toutefois, il peut être pratiquement difficile ou légalement impossible de créer, de cette manière, un système complet de transmission. Les lois de France et de Suisse, par exemple, sont des obstacles évidents.

3.7

Conclusions; dérogations au droit national

L'établissement d'un système vraiment national pour la transmission du gaz algérien peut se baser sur des dérogations à la législation nationale existante, obtenues à l'aide de négociations. Cela implique, de la part des pays acheteurs, que l'application du droit public (constitutionnel ou administratif) autorise le gouvernement ou la législature à admettre des dérogations.

Les méthodes de se faire accorder des dérogations peuvent varier. L'Algérie pourrait conclure un ou plusieurs traités avec d'autres Etats garantissant à X le droit d'obtenir l'autorisation nécessaire pour l'établissement d'un système de transmission. Il serait aussi possible de conclure un accord multilatéral entre tous les pays intéressés. Par ce moyen, l'établissement et l'opération du système seraient garantis par le droit international. Mais la dérogation pourrait aussi être admise à l'aide d'une action législative dans un ou plusieurs pays importateurs. Dans ce cas, X aurait à demander une concession et/ou les contrats nécessaires. Sa situation serait

soumise au droit national, à part les garanties pour la concession qui se retrouveraient dans les règles générales du droit international sur la protection de droits acquis.

La base d'une dérogation sont les intérêts communs du producteur du gaz et des consommateurs, représentés par les gouvernements et les organismes contrôlés par les gouvernements, d'autres agences publiques et des entreprises privées situées dans les pays en question. Dans l'Annexe I, page 62, de l'acte GAZ No. 188 de la Commission Economique pour l'Europe, on faisait la déclaration suivante: "En dernière analyse, il sera la tâche de l'autorité publique, en exerçant ses pouvoirs souverains, d'évaluer dans quelle mesure il sera possible d'atténuer les formalités ou d'y renoncer, tout en ayant l'égard dû aux besoins de la nation et ne perdant de vue l'avantage qu'on pourrait obtenir après avoir accompli avec succès l'opération proposée".

Il faut ajouter que la possibilité existe aussi que des modifications seront apportées à la législation nationale comme résultat d'efforts visant à faire une nouvelle loi, comme déjà mentionné (paragraphe 2.3). Si par exemple un concept légal international européen du "common carrier" se fait jour par suite de modifications apportées à la législation nationale des pays européens et par des accords entre eux, ce développement doit nécessairement influencer sur la structure légale future du système pour le transport du gaz algérien à destination et à l'intérieur de l'Europe occidentale.

CHAPITRE 4 ORGANISATION POSSIBLE POUR LE TRANSPORT DE GAZ ALGERIEN
A L'EUROPE OCCIDENTALE

Ce chapitre décrit l'organisation actuelle pour le transport du gaz algérien à l'Europe occidentale et discute, par la suite, les différents intérêts économiques qui ont trait à l'établissement d'une nouvelle organisation pour fournir de plus grandes quantités de gaz et pour vendre à de nouveaux marchés. Cela entraîne beaucoup de problèmes qui ne peuvent pas tous se résoudre de la même manière. Ceci est vrai quand il s'agit des problèmes juridiques en eux-mêmes, mais les conclusions finales par rapport à une organisation éventuelle pour le transport du gaz algérien à l'Europe occidentale dépend d'une série de différents éléments: économiques, techniques, financiers et politiques. De ces éléments dépendent les procédés par lesquels une organisation pourrait s'établir, comme les rôles à attribuer, au sein de l'organisation, à diverses parties (gouvernements, organismes publics, compagnies privées).

4.1 L'organisation actuelle; intérêts dont dépend une nouvelle organisation

4.1.1 L'organisation actuelle

A présent le gouvernement algérien ou des intérêts algériens sont engagés dans la production du gaz, c'est-à-dire les intéressés sont autorisés à entrer en possession du gaz à la tête des sources pour le distribuer ensuite. On suppose que cette situation restera sans changement.

Quant au transport du gaz de la tête des sources jusqu'à la frontière algérienne, ce sont à présent les intérêts algériens qui en ont la responsabilité. On suppose aussi que cette situation restera sans changement, bien que l'on puisse attendre qu'une nouvelle entreprise assumera la responsabilité du transport directement à la tête des sources.

Par rapport au transport du méthane après liquéfaction, c'est à présent, en ce qui concerne l'exportation vers la France, la "société mixte" qui en est responsable, société dont 50 pour cent des actions sont la propriété d'intérêts algériens et 50 pour cent la propriété d'intérêts français. Les opérations de liquéfaction et de transport peuvent être effectuées par un tiers choisi par la "société mixte" conformément à l'article 12 de l'Accord dont nous nous sommes occupés ci-dessus.

A présent, il n'y a que des méthaniers qui soient utilisés pour le transport de gaz algérien vers l'Europe. Le système actuel pour l'exportation de gaz vers la France est illustré par le Tableau d'organisation No. 1. L'exportation de gaz selon les contrats de vente conclus avant l'Accord de 1965 pour livraison au Royaume Uni et au "Gaz de France" et auquel l'Accord n'apporta pas de changement, est effectuée d'après le système montré au Tableau No. 2, tandis que les ventes de gaz hollandais sont organisées selon le Tableau No. 3.

4.1.2

Intérêts dont dépend une nouvelle organisation

L'Algérie s'intéresse naturellement à une exploitation rationnelle de ses ressources nationales, y compris le gaz naturel, pour le développement économique du pays en général. Ceci signifie qu'il faudra faire des efforts pour réussir à vendre des quantités plus grandes de gaz à des prix favorables et trouver de nouveaux marchés. Tandis que les arrangements actuels des ventes à la France peuvent être considérés comme satisfaisants, tant que le système de décider les prix à la tête des sources, à l'entrée de l'usine de liquéfaction fonctionne sans contretemps, et de même, la vente aux acheteurs français par la "société mixte", la participation de l'Algérie à des opérations de transport élargies qui intéressent des marchés autres que le marché français, peut être jugée désirable. Ceci permettrait à l'Algérie de s'engager dans une activité qui contribue

Tableau d'organisation pour l'exportation du gaz algérien conformément à l'accord du 15 juillet 1967.

No. 1

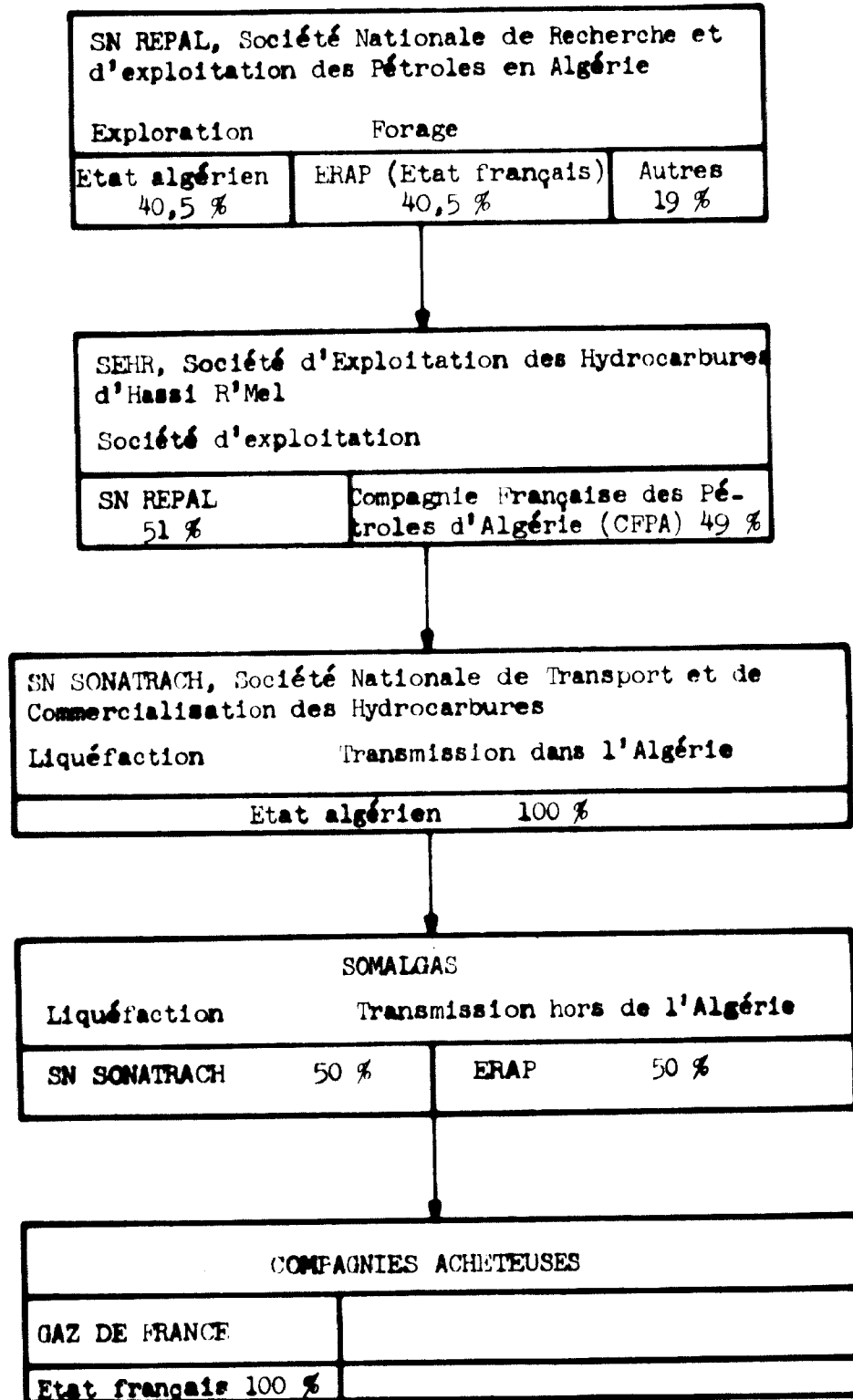
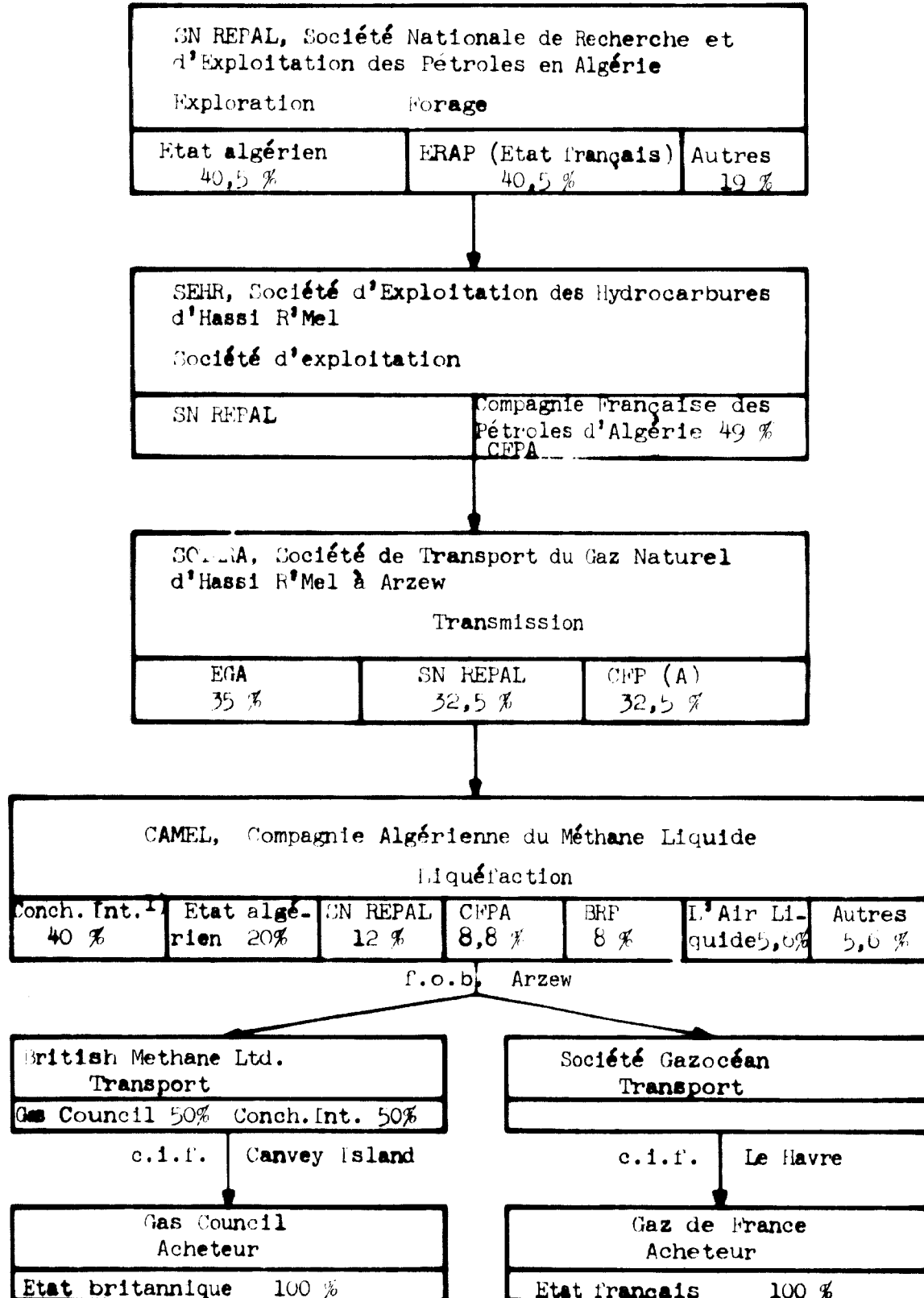


Tableau d'organisation pour l'exportation du gaz algérien au Royaume-Uni et à la France conformément à l'accord de 1961

No. 2

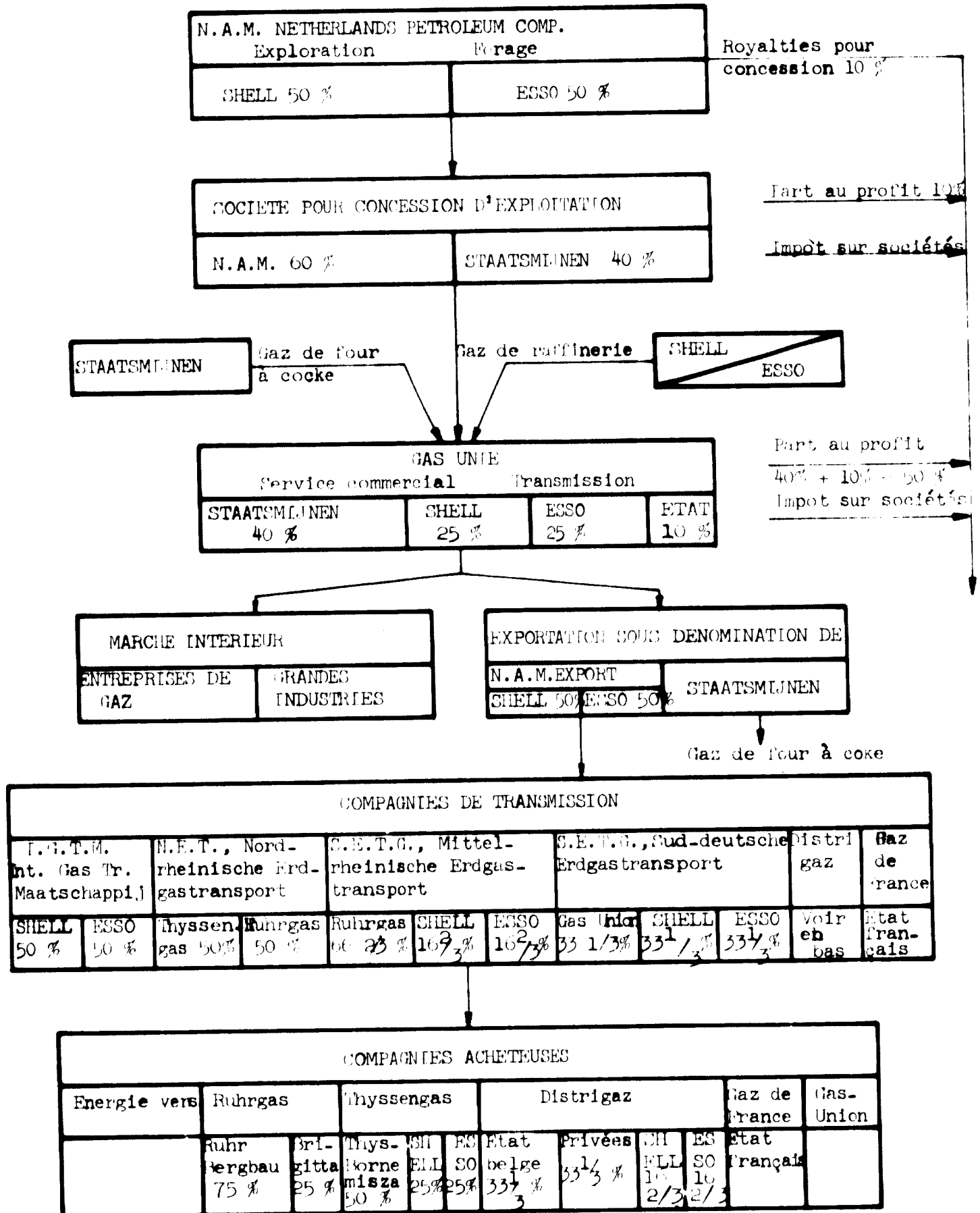


1) Conch. International Methane Ltd. appartenant à

Royal Dutch Shell	40 %
Continental Oil Co	40 %
Union Stockyard and	20 %

Tableau d'organisation pour les ventes du gaz naturel hollandais

No. 3



à lui faire obtenir un prix de son produit basé aussi sur les services rendus en transportant le produit jusqu'à l'acheteur. La participation de l'Algérie à l'organisation pour le transport de son gaz à l'Europe occidentale, suppose, toutefois, que l'Algérie puisse investir des capitaux dans l'organisation. Ceci, à son tour, peut soulever la question relative aux ressources financières disponibles. Ici, l'intérêt international qui est général quand il s'agit des progrès économiques des "nouveaux pays" est de grande importance. Cet intérêt n'est pas limité aux Nations Unies; d'autres organisations intergouvernementales, aussi bien que des gouvernements individuels, portent leur attention sur ce problème.

Les intérêts économiques communs à l'Algérie et à la France ont eu pour résultat la conclusion des accords de 1965 et de 1967. Tandis que ces accords permettent à l'Algérie d'exporter du gaz à d'autres pays que la France, donnant en même temps aux intérêts français le traitement de "la partie la plus favorisée", la politique pratiquée par l'un des deux pays dans le domaine des hydrocarbures est intimement liée à celle de l'autre par des accords. Les possibilités données aux intérêts français de participer à l'exportation du gaz à des pays autres que la France, fournissent la base d'un accord futur entre l'Algérie et la France concernant l'organisation des exportations du gaz algérien à plusieurs pays de l'Europe occidentale. Les arrangements de 1965 et de 1967 laissent pourtant quelques problèmes en suspens. Des accords sont indispensables par rapport aux prix, et dans certaines situations de nouvelles négociations ou consultations entre les deux pays sont prévues. Naturellement, ceci introduit un élément politique dans les relations entre l'Algérie et la France. De même que les règles de l'Accord de 1965 et de la Convention de 1967, qui lient les deux parties, imposent des conditions aux transactions avec d'autres parties, de même les problèmes laissés "en suspens" impliquent un certain degré d'incertitude: si on ne peut pas arriver à l'entente prévue, ceci peut influencer sur la possibilité de réaliser certains arrangements entre l'Algérie et d'autres intéressés, mais, en même temps, le seul fait que certaines

choses ont été laissées en suspens peut être considéré comme un moyen de rendre plus flexible l'application des accords entre l'Algérie et la France.

Des parties intéressées, outre le pays producteur et les entreprises engagés en Algérie dans l'exploitation de ses ressources, sont les pays intéressés dans l'importation du gaz. Au sujet des pays de l'Europe occidentale, leur intérêt concerne la fourniture de combustible - gaz naturel - à leurs industries et aux consommateurs particuliers. Les parties représentant les intérêts dans des pays qui peuvent se considérer comme des marchés possibles pour le gaz algérien varient. Il y a les gouvernements responsables de la politique concernant l'énergie dans sa totalité qui sont en cause, aussi bien que les gouvernements des "Länder" ou des cantons dans les Etats fédéraux, les municipalités, et les agences publiques ou privées qui sont responsables ou qui s'occupent autrement de la distribution du gaz. La question de savoir si les pays de l'Europe occidentale ont intérêt à participer, en qualité d'associés ou d'actionnaires, dans une organisation pour le transport du gaz algérien, semble dépendre de si le bon fonctionnement d'un tel système de transport est considéré comme important en vue de sauvegarder un approvisionnement sûr. Les prix calculés pour le gaz algérien ont aussi de l'importance. Il y a peut-être des considérations spéciales à prendre par rapport à l'intérêt que peut avoir un pays dans la production et la vente de méthaniers ou de tubes pour gazoducs. L'intérêt général qu'il y a à créer un système intercontinental équilibré pour la transmission du gaz est d'une importance même plus grande.

4.1.3

Les problèmes

Les problèmes légaux à résoudre sur la base de considérations techniques, économiques et politiques favorables à l'établissement d'une nouvelle organisation pour le transport du gaz algérien, se rapportent

principalement à quelle catégorie d'entreprise on doit choisir. Des exemples des formes d'organisation qui pourraient se réaliser sont donnés ci-après. Il faut mentionner, cependant, que l'établissement d'une forme d'organisation, dans le sens d'une seule compagnie, n'est pas nécessairement satisfaisant. Une combinaison d'entreprises peut amener une meilleure solution.

Toutefois, le transport peut s'effectuer par méthaniers, gazoducs sous-marins, et/ou gazoducs terrestres. Les problèmes relatifs à quelle organisation convient le mieux au transport peuvent être analysés séparément, sur la base de ces trois différentes méthodes de transport. Dans chacun des cas il peut y avoir la possibilité de choisir entre différentes catégories d'entreprises.

4.2 Méthodes de transport

4.2.1 Le transport du gaz par méthaniers

Le transport du gaz vers la France s'effectue à présent par méthaniers. La "société mixte" est responsable de la liquéfaction du gaz et des arrangements de transport.

Quant à l'organisation, les arrangements pour le transport du gaz par méthaniers à destination d'autres pays que la France, concernent les fournitures de gaz liquéfié au Royaume Uni (cf. Chapitre 2 de cette partie). Conformément à l'Accord de 1965 (articles 11 et 13), la "société mixte" peut prendre de l'intérêt à la liquéfaction et au transport du gaz à de tiers pays, et dans la Convention de 1967 ces fonctions sont directement attribuées à la "société mixte".

A l'époque de la conclusion de l'Accord de 1965, le gouvernement algérien exprima le désir de participer au transport maritime des hydrocarbures. Dans une lettre annexée à l'Accord (Annexe No. XI), le "Secrétaire d'Etat auprès du Premier Ministre chargé des Affaires Algériennes" affirmait de nouveau que le gouvernement français ne

s'opposait pas au transport par bateaux sous le pavillon algérien et promettait l'aide technique à l'Algérie, si elle le désirait, pour établir une flotte et se charger du service de transport des hydrocarbures.

L'Algérie peut résoudre le problème relatif au transport à faire aux tiers pays en créant, éventuellement avec l'assistance technique de la France, une flotte algérienne qui serait une entreprise algérienne (privée ou publique). Par ce moyen l'Algérie s'assurerait une position indépendante vis-à-vis des autres pays et pourrait avoir du profit des opérations de transport. En revanche, il faut considérer comme négatifs les éléments économiques, particulièrement les dépenses énormes qu'entraînerait la construction de méthaniers, et les aléas auxquels est toujours exposée l'activité de transport maritime.

Il faut mentionner ici que la situation est différente au sujet du transport du méthane expédié de la Libye à destination de l'Espagne et de l'Italie, qui est effectué par Esso/Libye sur des navires appartenant à une organisation unifiée et entièrement commerciale et qui a des intérêts mondiaux et des engagements dans le transport maritime dans le monde entier.

Une autre possibilité qu'a l'Algérie de créer une flotte de méthaniers pour le transport du gaz algérien à destination des pays consommateurs est de joindre ses efforts à ceux des intéressés se trouvant dans ces pays. Dans ce cas, la responsabilité de la construction et l'exploitation de la flotte incomberait à une entreprise qui serait financièrement et aussi, si possible, légalement, internationale. Cette solution semble pourtant peu réaliste. Il est douteux que cela corresponde aux intérêts économiques de l'Algérie ou paraisse avantageux aux autres pays.

On est plutôt porté à croire que l'Algérie, pour l'exportation du gaz, serait obligée de compter sur la navigation commerciale. Alors

la question sur la propriété de la flotte ne serait pas l'affaire de l'Algérie, bien que certains problèmes de politique commerciale puissent surgir: les conditions des ventes et les contrats sur le transport et l'obligation éventuelle de satisfaire à des désirs exprimés par l'acheteur au sujet du transport. Aucune organisation spéciale pour le transport du gaz algérien ne serait requise.

Toutefois, le transport par méthaniers amène la nécessité de liquéfier le gaz naturel avant le transport. A présent, la liquéfaction du gaz algérien destiné à la France incombe à la "société mixte". Le transport du gaz par méthanier vers d'autres pays que la France nécessite de disposer d'usines de liquéfaction en Algérie. Il paraîtrait naturel à l'Algérie de conclure un engagement avec son partenaire français dans la "société mixte" par lequel cette société, comme prévu par la Convention de 1967, assumerait aussi la responsabilité de la liquéfaction du gaz destiné pour la vente à d'autres pays. Un tel engagement pourrait aussi prendre la forme d'une association de la "société mixte" avec les autres intérêts, c'est-à-dire les pays consommateurs, mais il paraît douteux qu'un tel arrangement soit pratique, avantageux à l'Algérie, et d'un intérêt particulier pour les pays consommateurs. Il faut cependant se rappeler qu'à présent la "société mixte" a du moins une obligation informelle d'accepter la responsabilité de la liquéfaction du gaz qui sera vendu à d'autres pays que la France. Il est possible que le partenaire algérien de la "société mixte" soit obligé de dédommager, de façon ou d'autre, le partenaire français de son consentement à une telle obligation.

4.2.2

Le transport du gaz par gazoducs sous-marins

Quand on discute l'organisation pour le transport du gaz par gazoducs sous-marins, il semble le plus pratique de commencer par un gazoduc reliant les territoires algérien et français. Trois intérêts sont en cause à savoir le producteur et vendeur du gaz, l'Algérie (A); l'acheteur français (F); et les acheteurs éventuels

dans d'autres pays, des "tierces parties" (TP), c'est-à-dire si des accords sont faits pour le transport du gaz par voie terrestre depuis le terminal en France jusqu'aux autres pays. Un quatrième élément en cause est l'opérateur du gazoduc, qui peut être appelé P.

Le gazoduc passera par des eaux territoriales algériennes, par la haute mer de la Méditerranée, et par des eaux territoriales françaises. Conformément aux règles du droit international général, comme exposé plus haut, il faut que l'entreprise chargée de l'opération (P) s'assure un accord avec le gouvernement de France lui permettant d'utiliser la mer territoriale française pour la pose et l'opération du gazoduc. De plus, les articles 10 et 11 de l'Accord de 1965 entre l'Algérie et la France prévoient des négociations entre les deux pays, si le gaz est transmis par gazoduc de l'Algérie à des marchés européens, avec l'objet de "définir l'état juridique du gazoduc", s'il est destiné à approvisionner le marché français. (L'article 11 mentionne le cas où le gazoduc atteint le territoire français - "une canalisation qui atteindrait le territoire français" - chose que l'on pourrait interpréter comme une référence à des négociations même dans une situation où le gazoduc se relie au territoire français, mais est destiné à desservir seulement des marchés non-français).

Pendant qu'un accord entre les gouvernements de l'Algérie et de la France est indispensable pour la pose d'un gazoduc, l'accord n'entraîne pas nécessairement l'établissement d'une entreprise commune pour l'opération du gazoduc (P). La pose et l'opération du gazoduc peuvent encore être à la charge d'une entreprise représentant A. Toutefois, conformément aux règles générales du droit international, le gazoduc, sans égard pour la nationalité du propriétaire et de l'opérateur, serait, à l'intérieur des eaux algériennes soumis aux droits souverains de l'Algérie, et à l'intérieur des eaux françaises, aux droits souverains de la France. Puisque A comme F auraient intérêt à la continuité de l'opération du gazoduc, à la sécurité de l'approvisionnement, et à la sécurité en général, ils tiendraient tous les deux à se créer des sauvegardes contre l'immixtion dans

l'exploitation du gazoduc de la part de l'autorité publique de l'autre pays. Ceci mènerait à la conclusion qu'il faut qu'un accord sur la "définition" de l'état juridique du gazoduc comprenne des obligations imposées aux deux gouvernements, irrévocables comme les obligations conventionnelles sous le droit international de ne pas s'ingérer dans l'opération du gazoduc. Des obligations de ce genre peuvent être soumises à des exceptions, mais l'expérience montre que les Etats n'enfreignent pas facilement les obligations qui les lient d'après le droit international, tandis que l'intervention faite dans l'exercice de l'autorité souveraine, avec des droits regardés comme "privés", ne concerne pas de la même manière la communauté internationale.

Quant aux tiers éventuels, il faut supposer de même qu'ils ont intérêt à ce que l'approvisionnement se fasse de manière continue et tranquille, et que le vendeur et l'entreprise de transmission respectent les engagements contractuels. Dans le but de protéger leurs intérêts, ils pourraient adhérer, intégralement ou en partie, à un contrat qui concernerait toujours principalement les gouvernements d'Algérie et de France et les intérêts appelés ici A et F.

Le choix d'une organisation pour la construction et l'exploitation du gazoduc ne se déduit pas immédiatement de ce qui a été dit sur la nécessité d'avoir des accords conclus entre les Etats. On peut supposer que A serait une entreprise algérienne établie sous une des formes mentionnées ci-après, ou une "société mixte" franco-algérienne, si l'Algérie et la France s'en convenaient. Si les conditions actuelles pour la distribution du gaz en France demeurent, l'acheteur français (F) pourrait être le "Gaz de France". Dans les tiers pays les acheteurs peuvent être des agences ou des entreprises publiques ou privées. L'Algérie paraît avoir un intérêt bien déterminé à l'opération du gazoduc. Les dépenses considérables pour la construction d'un gazoduc pourraient cependant rendre extrêmement difficile à l'Algérie de financer une entreprise de cette sorte. Elle pourrait peut-être résoudre cette difficulté en recevant

de l'aide financière dans une forme ou l'autre, probablement au moyen d'une organisation intergouvernementale. Elle pourrait aussi demander la participation financière aux autres parties intéressées, particulièrement à la France. Ceci pourrait mener à la conclusion qu'une entreprise spéciale devrait être créée pour la construction et l'exploitation du gazoduc, éventuellement une "corporation publique internationale". Dans un cas pareil, il faut que les droits de vote au sein de la corporation soient définis, de même que les procédés pour le traitement des opérations d'au jour le jour et l'établissement des prix du transport. A peut vendre à P, et P à F et/ou à TP. Mais A peut aussi vendre directement à l'acheteur, ou bien à l'entrée du gazoduc, ou bien à son terminal, et dans ce cas, P peut faire payer les frais de transport ou à l'acheteur, ou au vendeur. Les acheteurs peuvent regarder la participation à l'exploitation du gazoduc comme avantageuse, et, pour cette raison, A doit peut-être prendre cette solution sérieusement en considération comme étant plus facile à réaliser que la création d'une entreprise purement algérienne et qui dépend de l'assistance financière de l'étranger. En d'autres mots, les offres d'investissement peuvent se combiner avec l'exigence de participer activement à l'exploitation du gazoduc.

Il faut naturellement aussi tenir compte de la possibilité que le capital soit investi par des milieux tout à fait privés (banques, compagnies pétrolières). Cependant, la question est de savoir si cette solution est réalisable, légalement et politiquement, étant donné les engagements considérables de la part des gouvernements, en Algérie comme en France, dans l'exploitation et la distribution des combustibles. De l'autre côté, même en représentant des intérêts publics algériens et français, P pourrait être établi, en grande partie, conformément à la "loi privée". Ceci pourrait faciliter à des entreprises, publiques ou privées, représentant les consommateurs dans des tiers pays, de participer aux entreprises à titre d'actionnaires.

Dans le cas de gazoducs qui n'approvisionnent pas la France, l'Algérie

et la France doivent conformément à l'Accord de 1965, article 10, se consulter mutuellement sur la forme de coopération qu'elles doivent adopter. Cette clause peut concerner ou ne pas concerner des gazoducs qui relient directement l'Algérie à d'autres pays que la France. Ainsi qu'il a déjà été signalé, l'Accord est ambigu sur ce point, eu égard à la teneur de l'article 11. Si la clause vise à s'appliquer aux gazoducs conduisant à des territoires non français (ce qui paraît improbable), l'obligation assumée par l'Algérie est en tout cas seulement de consulter. En vue de l'objet principal de l'Accord de 1965, la clause peut même être considérée comme suggérant la possibilité d'une offre de la part du gouvernement français d'assister l'Algérie.

Les questions légales et les problèmes de l'organisation se rapportant à un gazoduc établi, par exemple, entre l'Algérie et l'Italie ou entre l'Algérie et l'Espagne, sont essentiellement les mêmes que ceux traités plus haut par rapport à un gazoduc entre l'Algérie et la France. Des accords intergouvernementaux sont nécessaires pour la pose et l'opération de gazoducs dans les eaux territoriales. Conformément à la législation nationale examinée ci-dessus, des concessions et des autorisations peuvent aussi se trouver nécessaires pour la construction du terminal, si cela incombe à P. L'affaire dans sa totalité peut être déterminée par des accords bilatéraux faits entre les gouvernements pour certaines questions, et par des contrats conclus entre des entreprises pour d'autres questions. On peut citer comme exemples les accords faits entre l'Italie et l'Union Soviétique concernant la vente de gaz naturel à l'Italie et les accords de 1966 entre l'Iran et l'Union Soviétique concernant l'exportation du gaz naturel iranien. Les problèmes algériens sont pourtant différents. Les problèmes financiers restent les mêmes que dans le cas d'un gazoduc dirigé vers la France. Etant donné les différences qui existent dans les systèmes généraux économiques et légaux quand il s'agit de la distribution de gaz entre la France et l'Algérie, d'un côté, et l'Algérie et l'Italie ou l'Espagne, de l'autre côté, une entreprise commune à l'Algérie et à l'Italie ou à l'Espagne, l'Italie

ou l'Espagne étant acheteur, peut devoir prendre la forme d'une "compagnie privée internationale plutôt que d'une "corporation publique internationale".

4.2.3

Le transport du gaz par gazoducs terrestres

Actuellement, la distribution interne du gaz transporté en France par méthaniers, est effectuée par le "Gaz de France"; le système de transmission est limité au territoire français et le gaz n'est pas transmis à des tiers pays. Le problème d'une nouvelle organisation pour le transport du gaz algérien par des gazoducs terrestres apparaît dans un système où le gaz doit être transmis à l'Europe par un ou plusieurs gazoducs sous-marins. Il est supposé que le gazoduc sous-marin sera opéré par une entreprise, qui n'est pas une entreprise nationale ou entièrement nationale, du pays où est localisé le terminal du gazoduc. Alors la question surgit de savoir si l'entreprise opérant le gazoduc sous-marin (soit une entreprise tout à fait algérienne, soit quelque sorte d'entreprise "internationale" représentant plusieurs intérêts) doit aussi être responsable de la construction et de l'exploitation des gazoducs terrestres qui vont du terminal aux systèmes de distribution.

La réponse sera probablement différente dans un cas où le gaz sera fourni uniquement au pays où le terminal est situé, par opposition à un cas où le gaz, ou une partie du gaz, sera transmis à un tiers pays. Dans le premier cas, le pays consommateur peut être mieux servi en exploitant le gazoduc terrestre comme une partie de son système de distribution existant. En France, par exemple, où la transmission du gaz est une activité réservée à une agence publique, il ne paraît pas probable qu'on déroge à la législation en vigueur, dans le but de permettre à une entreprise, appelée ici P, de reprendre la responsabilité d'un gazoduc dont l'objet unique est de pourvoir aux besoins de la France. En outre, les profits économiques, s'il y en a, que A aurait d'un tel arrangement paraissent insignifiants

et la construction et l'exploitation du gazoduc peut s'avérer une aventure coûteuse. La situation peut être différente par rapport à un gazoduc allant à l'Italie ou à l'Espagne. Si le pays consommateur, par des accords ou des contrats bilatéraux avec A, participait à P, il pourrait être possible d'étendre cette coopération à comprendre un gazoduc terrestre. Les profits économiques qu'en aurait A, cependant, peuvent toujours être mis en doute. Il faut mentionner que par rapport à la transmission de gaz entre le Canada et les Etats-Unis, on n'a pas, jusqu'à présent, considéré comme raisonnable ou possible de tâcher de créer, par un accord bilatéral, un système de "feeder" vraiment international. Les opérations ont été tenues entre les mains de compagnies nationales privées soumises au contrôle public dans chacun des pays. Le système est à présent "international" seulement en ce sens qu'il y a des contrats par lesquels un transfert du droit de propriété du gaz se réalise aux frontières et qui lient financièrement les compagnies en cause (Cf. paragraphe 2.3.1, plus haut).

Le cas de l'Espagne, cependant, est sans doute spécial. La possibilité d'établir un marché exportateur espagnol peut dépendre de la coopération entre les deux pays par rapport à l'opération du transport dans sa totalité, c'est-à-dire par un gazoduc sous-marin comme par un gazoduc terrestre, vers les centres consommateurs en Espagne. Les deux pays peuvent avoir besoin de l'assistance financière de l'Etranger. Ici un traité bilatéral pourrait conférer à une organisation un rang spécial. Nous pouvons en trouver les modèles dans deux traités conclus sur le continent américain conférant à une entreprise le privilège exclusif de construire et d'opérer des gazoducs, à savoir un traité du 25 février 1938 entre la Bolivie et le Brésil, et un traité du 14 octobre 1955 entre la Bolivie et le Chili.

Un gazoduc terrestre pour le transit du gaz aurait pour but d'acheminer le gaz à travers le territoire d'un pays d'une frontière à l'autre, que le gaz soit fourni aussi au pays traversé par le gazoduc, ou non. Un exemple de cette situation serait le transit du gaz à

partir du terminal d'un gazoduc sous-marin en France à travers la France jusqu'à la frontière allemande. On pourrait construire un gazoduc spécial à cet effet. Quelle en serait la position légale, et y aurait-il des motifs pour une structure spéciale de l'organisation pour l'opération de transmission ?

Ainsi que nous l'avons déjà énoncé, il n'existe pas de règles du droit international relatives à la transmission de gaz par gazoducs, à part les règles spéciales du droit de la mer, et la législation nationale vise en général à régler seulement les systèmes de transmission à l'intérieur du pays légiférant. Cependant, les tiers pays consommateurs ont évidemment un grand intérêt à se faire garantir un approvisionnement sûr dans un système pour la transmission du gaz depuis le pays producteur et à travers un autre pays. En même temps, il faut que le pays vendeur puisse se fier à un système de transmission garantissant qu'il est capable de faire honneur à ses obligations vis-à-vis du pays ou des pays acheteurs. Le pays traversé par le gazoduc peut, de son côté, avoir des motifs à ne pas s'opposer aux demandes d'une dérogation à sa législation ayant l'objet de garantir à une entreprise étrangère le droit de construire et d'utiliser un gazoduc transit, les motifs pour le règlement de la distribution du gaz par l'autorité publique étant de rendre efficace la politique générale exercée par le gouvernement par rapport à l'énergie et d'assurer à l'industrie et à d'autres consommateurs, l'approvisionnement du gaz. Dans ce cas, le contrôle du gaz en transit n'a pas d'importance, bien que des considérations à prendre envers la politique en général relative au commerce puissent entrer en ligne de compte. Il paraît vraisemblable que des autorisations spéciales peuvent être obtenues pour un système pour la transmission du gaz algérien passant par un gazoduc sous-marin à un terminal localisé dans un pays de l'Europe et destiné au marché d'un autre pays. Il semble que dans un cas pareil il soit nécessaire ou au moins désirable que le pays consommateur participe activement aux négociations. Ceci indique qu'il faut peut-être que le système de transmission soit exploité par une organisation commune établie par le

pays producteur (l'Algérie) et le pays ou les pays consommateurs. Ceci pourrait signifier que l'organisation destinée à l'opération du gazoduc terrestre serait la même que celle qui opère le gazoduc sous-marin. Si deux ou plusieurs organisations étaient nécessaires, quelque accord sur l'association des organisations serait encore possible. Il faut aussi donner un état légal spécial au terminal, étant donné que les lois du pays où il est situé, seraient, en principe, applicables à sa construction et à son opération.

Il y a lieu de mettre en relief encore une fois que, bien qu'un système unifié pour les opérations transit ait quelques avantages, il implique la nécessité de conclure des accords qui définissent la personnalité légale de l'organisation dans les différents pays en cause, ce qui présuppose des études détaillées de leur législation et des possibilités d'obtenir des dérogations à ces lois. L'incertitude générale qui existe par rapport aux conditions légales et politiques relatives à un système transit était signalée dans les conclusions tirées selon l'Acte Gaz/No. 188 du 23 février 1967 de la Commission Economique pour l'Europe. La déclaration suivante fut faite: "En réalité, des projets pour la transmission internationale de gaz à travers des territoires européens peuvent couramment être l'objet de délibérations, et il n'est pas possible de préjuger les termes et les conditions qui s'y rattachent".

4.3

Types d'entreprises

Dans les sections précédentes où une organisation pour le transport du gaz algérien a été discutée, la possibilité d'établir une organisation a été esquissée par rapport aux différentes méthodes de transport. Les différents types d'organisations n'ont cependant pas été décrits. Les sections suivantes s'occuperont des types d'organisation dont on se sert généralement pour les entreprises industrielles et/ou commerciales qui traversent des frontières nationales.

4.3.1

Sociétés privées

Le type d'organisation le plus commun pour des desseins industriels et commerciaux est la société ou la compagnie. Dans la plupart des pays, une subdivision de la loi (la loi sur les sociétés) définit la personnalité légale d'une société, bien que la loi varie d'un pays à l'autre. Les caractéristiques principales de la société sont que les membres de la société (les "actionnaires") ne la dirigent pas directement mais par l'intermédiaire d'administrateurs élus, que les membres ne sont pas responsables des dettes de la société et que la structure générale est soumise au contrôle légal, principalement dans le but de protéger les actionnaires en minorité ou le grand public. L'étendue de la responsabilité des actionnaires individuels peut varier, de même que le degré de la surveillance publique. Cette forme d'entreprise permet de procurer des investissements pour un dessein spécifique et garantit la continuité de l'entreprise. Puisque la société est créée conformément au droit national d'un Etat particulier, elle a une nationalité, celle du pays où elle est constituée ou de celui où elle a son siège social, bien que la nationalité des actionnaires puissent varier. Les activités de la majorité des sociétés sont limitées au pays où elles sont constituées, mais elles peuvent aussi faire du commerce à l'étranger.

La société est une institution ancienne du droit commercial et elle est essentiellement "privée"; elle est historiquement un instrument d'entreprise privée. De nos jours, toutefois, il est devenu de plus en plus d'usage que l'Etat ou d'autres organismes publics tels que les municipalités, établissent des sociétés "privées" conformément au droit national, ou achètent des actions dans des sociétés existantes. Les raisons pour ce développement varient, mais une raison en est l'intérêt croissant de l'Etat pour l'industrie et le commerce et la possibilité d'exercer ce nouveau type d'activité gouvernementale sous les règles du droit commercial privé, qui sont plus flexibles que celles du droit public administratif qui autrement seraient

applicables. Par conséquent, il y a aujourd'hui dans bien des pays des entreprises pouvant se décrire comme des "sociétés appartenant à l'Etat".

4.3.2

Compagnies publiques

Dans quelques pays l'Etat s'engage dans des activités industrielles ou commerciales par l'intermédiaire d'un agent qui n'est pas créé selon la loi sur les sociétés mais selon le droit public ou au moyen d'une ordonnance spéciale adoptée par la législature ou, si cela est constitutionnellement possible, par l'exécutif. Un exemple en est la société française "Société des Transports Pétroliers par Pipelines" (TRAPIL), créée par une ordonnance du 2 août 1949 comme une "société d'économie mixte" pour la construction et l'opération de gazoducs d'intérêt militaire. Ce genre d'entreprise jouit d'une certaine liberté d'activité qui assure une flexibilité administrative et l'efficacité économique. Ses activités sont souvent limitées au territoire national, mais elle est parfois engagée dans le commerce international; ceci est, par exemple, le cas du "Gaz de France". Un autre exemple d'une entreprise qui a une position spécifique est l'"ENI" italien, qui a été créé par une ordonnance du 10 février 1953 et auquel on a donné la responsabilité exclusive pour la transmission du gaz dans la vallée du Pô.

La structure des "compagnies publiques" varie d'un pays à l'autre et dépend de la loi constitutionnelle et administrative dans chaque Etat. Cependant, il est parfois difficile de distinguer les compagnies publiques d'avec les sociétés appartenant à l'Etat. La première qualification peut s'appliquer là où l'établissement de l'entreprise est basé sur un décret légal et non sur les règles d'une loi déjà existante sur les sociétés.

4.3.3

Entreprises nationales faisant du commerce à l'Etranger

Des entreprises nationales et particulièrement des sociétés privées dans les pays très développés du point de vue économique, sont souvent engagées dans des activités commerciales à l'Etranger. Ces activités peuvent être exercées de manières différentes, ce qui dépend principalement de la loi en vigueur dans le pays étranger ou dans les pays intéressés. On doit observer que dans quelques pays, les sociétés n'ont pas la permission de s'engager dans des activités spécifiques, par exemple l'assurance et l'industrie minière. Des difficultés de ce genre peuvent être surmontées par des investissements faits dans des sociétés étrangères ou par l'établissement de filiales où cela est possible. Quelquefois ceux qui investissent du capital venant du pays A sont obligés d'établir une société sous la loi du pays B, c'est-à-dire le pays où se fera le commerce.

Les compagnies hollandaises, allemandes et belges associées à la production, à la distribution, à l'exportation et au transport du gaz hollandais sont des exemples d'une coopération internationale dans la forme d'une participation étrangère à des sociétés qui sont légalement des entreprises nationales privées (voir Tableau d'organisation No. 3). Le gazoduc transalpin pour du pétrole brut projeté pour la distance de Trieste à l'Allemagne du Sud sera la propriété de la "Adria-Wien-Pipeline GmbH", juridiquement une société privée autrichienne. La société pétrolière "OMV", propriété de l'Etat autrichien, possède la majorité des actions de la branche autrichienne, tandis que les autres actionnaires sont plusieurs sociétés pétrolières engagées dans le commerce international, y inclus l'"ENI" italien.

Parfois, de grandes et puissantes sociétés privées peuvent se soustraire tout à fait aux difficultés que rencontrent, dans la législation étrangère, des entreprises d'un autre pays dans l'exercice d'opérations et transactions commerciales. Un exemple en est l'accord de 1933 fait entre l'Arabie Saoudite et la "Trans-Arabian Pipe-Line

Company" (TAPLINE) américaine pour le transport de pétrole, appartenant à des sociétés américaines actionnaires de l'"Arabian-American Oil Company" (ARAMCO), depuis les sources jusqu'à la Méditerranée. Les conditions furent établies en détail dans un document qui a plutôt le caractère d'un traité que d'un contrat. Ceci fut aussi le cas au sujet de l'accord de 1954 sur le pétrole d'Iran.

4.3.4

"Joint ventures"

Le terme "joint venture" n'est pas un terme juridique et ne désigne pas de type spécifique de personne juridique. Il pourrait se rapporter à un arrangement quelconque de coopération entre des intérêts de plusieurs pays, comprenant l'investissement de capital par une société privée d'un pays dans le fonds social d'une société d'un autre pays. Le "joint venture" est mentionné ici seulement parce que ce terme a été employé dans des ouvrages juridiques pour décrire particulièrement des arrangements d'association entre des pays économiquement développés et des pays en voie de développement. Le gouvernement d'un pays en voie de développement peut passer un contrat avec une société privée d'un pays développé qui investit du capital, et les arrangements commerciaux entre les parties peuvent se combiner avec un emprunt consenti par une agence internationale. De cette manière, tant les transactions que l'organisation de l'entreprise se trouvent sur la ligne de séparation entre le droit privé et le droit public, entre le droit national et le droit international, et quelques écrivains ont trouvé commode de qualifier ce genre de coopération de "joint international business ventures". Il faut toutefois que chaque arrangement soit examiné comme un cas spécial. Des exemples cités dans des ouvrages juridiques sont des phénomènes aussi dissemblables l'un à l'autre que les contrats de 1953 sur le minerai de fer du Libéria, le plan multi-parti de développement relatif au fleuve de la Volta de 1961, le contrat de 1952 entre le gouvernement de l'Inde et la Standard Vacuum Oil Company pour la construction de raffineries de pétrole en Inde, et le contrat

de 1960 entre le gouvernement du Ghana et la Volta Aluminium Company (un consortium de sociétés américaines et canadiennes) pour la construction et l'opération d'une fonderie d'aluminium pour utiliser l'énergie électrique produite quand le barrage projeté sur la Volta aura été construit.

4.3.5

Sociétés privées internationales

On a fait divers efforts pour résoudre le problème de rendre internationales des sociétés privées. Leur personnalité juridique est toujours décidée par le droit du pays où elles ont été constituées ou le pays de leur siège social, et leurs capacités et leurs transactions sont déterminées par les règles légales applicables selon le droit international privé du pays dans lequel un litige se produit. Afin d'éviter l'incertitude légale résultant de cet état de choses, l'"International Law Association" a proposé, dans ses rapports de 1948 et de 1952, la création d'un type spécial de sociétés internationales, indépendantes des droits nationaux, mais ces propositions n'ont pas été suivies d'accords internationaux.

Des études semblables ont été faites par le Conseil de l'Europe qui ont abouti à un mémorandum de janvier 1957 intitulé "Les entreprises publiques internationales dans l'industrie et le commerce". Ces études contribuèrent à l'analyse de la "Compagnie publique internationale". On a poursuivi les études en ouvrant à Strasbourg le 20 janvier 1966, pour signature le texte d'une "Convention européenne sur l'établissement de sociétés" qui contient des dispositions pour concéder, progressivement, un traitement national à certaines sociétés dans les pays signataires.

Dans le Marché Commun, des efforts ont été faits visant à créer des "sociétés européennes" et une loi sur les sociétés unifiées. Le principe de pleine réciprocité concernant la personnalité juridique des sociétés de tous les Etats membres fut établi par l'article 58 du Traité de Rome. En outre, des stipulations pour

l'établissement d'"entreprises communes" se retrouvent dans les articles 2, 45 et suivants du traité de l'EURATOM. Les entreprises de cette catégorie et leurs statuts peuvent être établis par décision du "Conseil des Ministres de l'EURATOM"; un exemple de ce genre d'entreprise est "La Société d'Energie Nucléaire franco-belge des Ardennes" (SENA). La position légale de ces entreprises est sauvegardée au sein des six pays participants par le Traité lui-même et ne dépend pas d'une législation nationale. Toutefois, cette situation n'existe que réciproquement entre les partenaires du Traité. Ce type d'entreprise ne semble pas entrer en ligne de compte lorsqu'il s'agit d'une organisation pour le transport du gaz algérien, et ceci pour bien des raisons. Une en est le fait que l'Algérie et plusieurs des pays consommateurs éventuels ne font pas partie du Marché Commun.

4.3.6

Corporations publiques internationales

L'avantage que peut avoir un pays pour ses affaires intérieures des sociétés privées appartenant à l'Etat et des compagnies publiques, particulièrement dans le domaine des utilités publiques et du transport, a pu contribuer à l'établissement des organismes qui sont décrits ici comme des "corporations publiques internationales" mais qui sont aussi désignés par d'autres termes, tels que des "sociétés multinationales", des "agences économiques internationales", ou des "établissements publics internationaux". Il faut considérer chaque corporation comme une entité individuelle par rapport à l'objet de son activité et à sa structure. La corporation publique internationale ne peut se définir par des termes légaux mais peut se décrire, en général, comme une entité établie pour un dessein multinational, se trouvant souvent dans le "domaine public", et qui jouit d'une autonomie considérable sauvegardée par des garanties sous le droit international, mais qui n'est pas tout à fait détachée du droit des pays participants. Par la suite, nous allons esquisser la structure essentielle de quelques corporations publiques

internationales existantes, afin de servir de base quand il s'agit de juger de la possibilité d'adopter une structure semblable pour une organisation responsable du transport du gaz algérien à destination de l'Europe occidentale.

Il ne faut pas oublier, cependant, que l'établissement d'une corporation publique internationale n'est qu'une possibilité entre plusieurs et qu'il peut y avoir des solutions différentes pour les différentes méthodes de transport. Quand tous les éléments essentiels auront été considérés, on pourra, par exemple, trouver raisonnable de se fier au service commercial pour le transport par méthane de quantités considérables de gaz destiné aux marchés actuellement alimentés ou à des marchés nouveaux, tandis que la responsabilité de la liquéfaction pourrait incomber à une entreprise algérienne, dont les actionnaires représenteront, éventuellement, non seulement l'Algérie mais aussi la France et d'autres intérêts non-algériens. On peut juger imprudent, peu pratique ou même impossible, à présent, pour des intérêts algériens de tâcher de s'engager dans des opérations de transport en Europe par gazoducs terrestres. Si l'on arrivait à une telle conclusion, une nouvelle organisation pour le transport terrestre deviendrait inutile et la responsabilité du transport serait l'affaire de systèmes nationaux. En conséquence, l'établissement d'une corporation publique internationale pourrait être considérée comme une solution possible, surtout des problèmes d'organisation relatifs au transport du gaz algérien par des gazoducs sous-marins vers l'Europe occidentale.

4.4

La corporation publique internationale

Dans les paragraphes suivants, quelques traits caractéristiques de la corporation publique internationale seront étudiés, ce qui ne pourra se faire qu'en donnant des exemples d'un nombre de corporations de ce genre. Ensuite, il sera nécessaire d'en faire un choix. D'un intérêt spécial sont les corporations multinationales, c'est-à-dire des organisations auxquelles participent

des intérêts de plus de deux pays, telles que la Banque des règlements internationaux (BRI), fondée le 20 janvier 1930, et la European Company for the Financing of Railway Equipment (EUROFIMA), établie le 20 octobre 1955 avec le but d'unifier et d'améliorer la construction et le fonctionnement du matériel roulant des chemins de fer, et la European Company for the Chemical Processing of Irradiated Fuels (EUROCHEMIC), établie le 20 décembre 1957. La International Telecommunications Satellite Corporation (INTELSAT), établie par un contrat provisoire en 1964, est également de nature multinationale. Etant donné que l'organisation de l'INTELSAT n'est pas définitive, il est douteux que la forme adoptée par l'INTELSAT soit utile pour le but qui nous intéresse dans cette étude.

Pourtant, cela peut être le cas pour quelques-unes des nombreuses corporations publiques binationales. Parmi les organisations de ce genre on peut citer l'Aéroport de Bâle-Mulhouse du 4 juillet 1949, (La France et la Suisse), et la Compagnie du chemin de fer de Djibouti à Addis-Abeba du 12 novembre 1959, (L'Ethiopie et la France). La Société internationale de la Moselle du 27 octobre 1956 a une structure semblable, mais ici participent trois pays (La France, l'Allemagne, et le Luxembourg).

Comme dans le langage juridique il n'y a pas de terminologie universellement acceptée par rapport aux "corporations publiques internationales", d'autres termes sont souvent employés dans les traités juridiques pour qualifier des arrangements dont le dessein est, à tout prendre, le même que celui d'une compagnie publique internationale telle que la BRI ou l'EUROCHEMIC. Des termes comme "associations internationales" ou "organisations coopératives internationales" peuvent être employés. La coopération entre la France et l'Italie pour la construction et l'exploitation du Tunnel du Mont Blanc s'est développée au moyen d'une combinaison de structures d'organisation. Le document fondamental est une convention entre les deux pays du 14 mars 1953. Chacun des gouvernements consentit à assumer la responsabilité de mener à bonne fin la moitié du travail sur le

tunnel. Le travail devait être exécuté par une société française et une société italienne à titre de concessionnaires et soumises aux mêmes conditions. Chaque gouvernement approuva les statuts de la société de sa propre nationalité; et les deux gouvernements surveillèrent le travail de construction par l'intermédiaire d'une commission gouvernementale spéciale mixte. Les deux sociétés originales, concessionnaires pour le travail de construction, devaient selon la convention confier l'exploitation du tunnel à une "société franco-italienne" privée, dont les deux sociétés chargées de la construction devaient posséder les actions, chacune une moitié. Les statuts de la société mixte devaient être approuvés par les deux gouvernements. Si pour quelque raison les concessions cessent d'exister le tunnel sera "la propriété commune et indivisible des Etats français et italien". Ces arrangements peuvent, en somme, se désigner comme une "association internationale". Toutefois, beaucoup de types d'arrangements peuvent se désigner ainsi, comprenant l'"Association coopérative" selon l'Accord de 1965 entre l'Algérie et la France, dont nous nous sommes occupés plus haut.

Comme un exemple d'une entreprise décrite comme une organisation "coopérative" établie entre des pays et de nature publique ou semi-publique, on peut citer le plan de compensation pour égaliser le prix de la ferraille importée de tiers pays par des pays partenaires de la Communauté européenne du charbon et de l'acier. Ce plan fut établi aux termes d'une décision prise par la Haute Autorité de la Communauté le 26 mars 1954 et fonctionne sous son contrôle par l'intermédiaire de personnes juridiques constituées conformément au droit des pays partenaires. L'organisation fut établie sous l'article 53 (b) du Traité de 1953 établissant la CECA et se distingue de l'"entreprise commune" selon le traité de l'EURATOM auquel nous nous sommes référés plus haut.

Il y a lieu de mentionner, en outre, qu'il existe un petit nombre de sociétés qui du point de vue légal sont des sociétés privées uniquement nationales et appartenant à des intérêts publics ou privés

dans plusieurs pays mais dont les fonctions sont internationales. Ceci s'applique, par exemple, à la Société ferroviaire internationale de transports frigorifiques (INTERFRIGO) créée le 22 octobre 1949, et la Compagnie internationale des wagon-lits et des grands express européens fondée le 4 décembre 1876. Les deux sont du point de vue légal des entreprises belges, mais un certain degré d'"internationalisation" a été atteint par le fait que les opérations des sociétés concernent plusieurs pays et que leur matériel est soumis aux conventions ferroviaires internationales réglant le mouvement du matériel roulant n'appartenant pas aux systèmes ferroviaires nationaux.

4.4.1

La création de la corporation

BRI fut fondée au moyen d'un accord fait le 20 janvier 1930 entre l'Allemagne et les Puissances alliées (de la première guerre mondiale) et d'une convention de la même date conclue entre la Suisse et un nombre d'autres Etats. Une charte fut annexée à la convention selon laquelle le gouvernement suisse s'engagea à conférer la personnalité juridique à la BRI par une loi spéciale. Par conséquent, la BRI opère en société suisse (domiciliée à Bâle), mais les règles stipulées dans la charte "seront valides et en vigueur en dépit de n'importe quelle incompatibilité qu'il pourrait y avoir entre ces règles et les dispositions de n'importe quelle loi suisse présente ou future".

Un exemple de plus est l'EUROCHEMIC qui fut créée selon une convention de 1957 conclue entre un nombre d'Etats membres de la OCDE. Dans cette convention, L'EUROCHEMIC est appelée une "entreprise mixte" et une "société". Des statuts furent annexés à la convention dont l'article 1 prescrit que l'EUROCHEMIC prenne "la forme d'une société par actions dirigée selon la Convention internationale sur la constitution de ladite société selon les statuts présents et, du reste, selon la loi de l'Etat où est situé son siège social". Le siège social de la société est à Mol en Belgique. Dans l'article 2 de la Convention est stipulé que la société soit dirigée selon la convention, les statuts et, du reste, selon la loi de l'Etat du

siège social, "dans la mesure où la présente convention et les statuts n'y dérogent pas".

Dans la convention conclue en 1956 entre la France, L'Allemagne et le Luxembourg, établissant la Société Internationale de la Moselle, l'article IX énonce que "La Société sera une société à responsabilité limitée de droit allemand (G.m.b.H.). Le régime de la société est défini par les dispositions de la présente convention, par ses statuts et subsidiairement par les dispositions de la loi allemande relative aux G.m.b.H.". La Société Mixte Franco-Algérienne obtint un état légal semblable par la convention de 1967 (paragraphe 1.3 plus haut).

4.4.2

"Internationalisation" .

La création d'une corporation par une convention entre des Etats, comme nous venons de le démontrer par des exemples, signifie qu'il faut regarder les règles fondamentales régissant l'établissement et l'opération de la corporation comme des règles du droit international liant les gouvernements qui ont signé la convention. Aucun Etat contractant individuel, y compris l'Etat où la compagnie est enregistrée comme une société ou dans lequel son siège social est localisé, ne peut s'écarter des dispositions de la convention. Ceci sauvegarde la stabilité et la sécurité de l'entreprise. Du point de vue des Etats participants, leurs droits et leurs obligations réciproques ont été définis par avance, et leurs intérêts en qualité de clients de la compagnie ou d'apporteurs ont été protégés.

L'"Internationalisation" d'une corporation est aussi importante pour son opération à titre d'entreprise industrielle ou commerciale. Les conventions qui établissent des corporations publiques internationales comprennent en général des dispositions concédant des exonérations et des privilèges à la société, et parfois, aussi à son personnel. Dans le cas de l'EUROFIMA, des privilèges ont été concédés dans un

procès-verbal séparé fait entre les gouvernements participants et la Suisse où le "bureau enregistré" de l'entreprise est situé. Les privilèges peuvent comprendre des exemptions d'impôts et de droits de douane, de contrôle de prix et de taxes sociales, aussi bien que la dérogation aux règlements concernant le capital et la main-d'oeuvre, à la loi sur les sociétés en général et aux exigences spéciales sous le droit public, telles que des autorisations pour la transmission de gaz par gazoducs. Il ne faut pas nécessairement que les exemptions et les privilèges se rapportent seulement au pays où est situé le siège social de la corporation. La convention de 1957 relative à L'EUROCHEMIC, dans les articles 6-10, fournit des exemples de privilèges accordés à la corporation par tous les gouvernements signataires.

4.4.3

"Privatisation"

Pendant que le caractère international de la corporation est un trait important, il y a aussi des raisons pour une certaine "privatisation" d'une entreprise multinationale engagée dans l'industrie ou le commerce. Les Etats peuvent désirer participer, non en qualité de gouvernements mais par l'intermédiaire d'agences publiques spéciales, de sociétés nationales ou de sociétés privées, éventuellement appartenant, en totalité ou en partie, à l'Etat. Le motif peut être les égards qu'il faut avoir pour l'intérêt public. Il pourrait aussi être désirable de rendre possible d'engager du capital privé dans l'entreprise, provenant soit des Etats participants, soit de l'extérieur.

Il faut ajouter que s'il s'agit de faire le commerce sur un pied d'égalité, cela exige de mettre au premier rang la conduite des affaires et un traitement rapide et flexible plutôt que les méthodes administratives, et il faut qu'il soit possible d'aborder d'une manière efficace les problèmes relatifs aux prix et aux profits. En outre, il n'existe pas de loi entre les Etats concernant des questions industrielles et commerciales. Jusqu'à un certain point, il

faut par conséquent qu'une corporation publique internationale puisse s'appuyer sur le droit national privé. Comme déjà mentionné, ces considérations ont motivé la création, à l'intérieur des Etats, de sociétés nationales de formes variées et de sociétés privées appartenant à l'Etat. Elles expliquent de plus le rapport qu'il y a avec les systèmes légaux nationaux, rapport qui a été cherché quand des corporations publiques internationales existantes ont été créées par conventions.

4.4.4

Questions juridictionnelles

Tous les documents par lesquels les corporations publiques internationales ont été établies, contiennent des dispositions pour le règlement de litiges. Les procédés du droit international - renvois à la Cour internationale de justice ou à des tribunaux arbitraux - ont été inclus pour le règlement de litiges survenus entre des gouvernements et/ou d'autres signataires. La compétence juridictionnelle des cours des pays où se trouve le siège social a été définie. Parfois il a été supposé que les litiges concernant des contrats conclus entre la corporation et des organismes privés ou des particuliers devraient se résoudre à l'aide de l'arbitrage commercial conformément à des clauses arbitrales contractuelles. Les arrangements de ce genre exigent l'emploi d'expertise légale et nécessitent d'être soigneusement élaborés d'avance mais peuvent toujours être développés. Il suffit de s'en référer aux arrangements juridictionnels faits dans l'Accord de 1965 entre l'Algérie et la France et aux accords antérieurs faits à Evian en 1963 entre les deux pays.

4.4.5

Partenaires. Financement

Les membres de la BRI sont actuellement les banques centrales d'un grand nombre de pays européens. Elles possèdent toutes des actions dans la BRI. Le capital total s'élève à 500 millions de francs suisses. Des actions peuvent aussi être émises au public, étant donné que

les banques centrales peuvent aussi bien souscrire à des actions que garantir des souscriptions faites par le public. Dix pour cent des actions ont été vendues dans les Etats Unis.

Dans l'EUROCHEMIC la convention pour la constitution de la société fut conclue entre les gouvernements de plusieurs pays, mais dans quelques cas les pays ont participé à l'établissement de la société par l'intermédiaire d'autres organismes comme, pour la France, le "Commissariat à l'Energie Atomique" à Paris, pour l'Italie le "Comitato Nazionale per le Ricerche Nucleari" à Rome, pour le Portugal la "Junta de Energia Nuclear" à Lisbonne et pour la Suède "Aktiebolaget Atomenergi" à Stockholm, société privée suédoise dont les 4/7 des actions sont la propriété de l'Etat suédois et les 3/7 la propriété d'intérêts privés. Dans les différents pays, les actions sont réparties entre des actionnaires publics et privés, mais le transfert des actions est, dans une certaine mesure, contrôlé par l'assemblée générale de la société.

4.4.6

Prise de décisions

La structure de la corporation publique internationale est modelée, en grande partie, sur celle des sociétés par actions privées. Les décisions sur les questions courantes sont prises par un conseil d'administration, tandis que l'organe "souverain" de la compagnie est une assemblée. Quelquefois les intérêts publics des gouvernements participants sont sauvegardés par des dispositions spéciales.

Chaque action, en général, a une voix. Les opérations de la société et l'élection du conseil d'administration seront donc contrôlés par la majorité des actionnaires. Pourtant, des variations sont possibles et existent. Dans la BRI, par exemple, les actionnaires privés n'ont pas de voix dans l'assemblée et ne participent pas à l'élection du conseil. De plus, la règle de majorité est parfois modifiée tant par le conseil d'administration que par l'assemblée

quand des questions de grande importance sont en cause.

Les intérêts gouvernementaux sont, bien entendu, protégés en grande partie par le fait que les actionnaires sont souvent des entreprises publiques dans lesquelles les gouvernements ont une influence décisive. En même temps, il existe des dispositions spéciales, comme nous venons de le dire, qui établissent un contrôle de la corporation différent de celui qui domine dans la loi sur les sociétés privées mais qui, du point de vue fonctionnel, ressemble à la surveillance générale qui est exercée sur les sociétés privées dans tous les pays, ou dans la plupart d'eux, par les autorités publiques. Ainsi, les gouvernements signataires de la convention sur l'EUROFIMA peuvent mettre leur veto à des décisions prises par les organes de la corporation, par exemple concernant la création de filiales ou le changement du siège social; quelques genres de modifications des statuts de l'EUROFIMA demandent le consentement du gouvernement suisse. Dans l'EUROCHEMIC, la surveillance est exercée selon les articles 11-14 de la convention par un "groupe spécial du comité dirigeant de l'Agence Nucléaire européenne" composé de représentants des pays participants.

4.4.7

Conclusions

La question de savoir si la corporation publique internationale est la forme qui conviendrait le mieux pour organiser une ou plusieurs entreprises responsables du transport vers l'Europe Occidentale du gaz algérien par des gazoducs sous-marins et/ou terrestres en Europe, dépend de considérations économiques et politiques, des partenaires éventuels dans une entreprise, du capital disponible, etc. Cependant, l'exposé sommaire qui précède montre qu'il existe beaucoup de genres différents d'entreprises internationales qui ont des avantages et des désavantages d'après l'issue des considérations non juridiques qui déterminent un projet. La technique juridique pour la construction d'une entreprise dans laquelle de nombreux intérêts

différents, gouvernementaux et privés, sont représentés, est déjà extrêmement développée, bien que les définitions et la terminologie varient et qu'il n'existe pas de type unifié d'entreprise industrielle ou commerciale internationale. On peut atteindre aussi bien de la flexibilité que de la stabilité, mais il faudra toujours continuer le travail de rédiger les conventions et les statuts qui seront appliqués. A ces fins, on aura besoin d'expertise provenant de plusieurs domaines du droit, c'est-à-dire du droit international et du droit national de même que du droit public et du droit commercial.

Si la corporation publique internationale est considérée comme une forme appropriée à l'organisation pour le transport du gaz algérien vers l'Europe occidentale, le procédé suivant doit être suivi. Il faut qu'une convention internationale soit conclue entre le pays producteur, c'est-à-dire l'Algérie, et les pays intéressés dans le transport du gaz et, particulièrement, les pays qui le recevraient et qui en tireraient avantage, le gaz étant une marchandise importante. L'objet de la convention serait de créer un régime légal unifié et équilibré pour l'entreprise, dans son ensemble, et de garantir la sécurité technique des gazoducs et des autres actifs de l'entreprise, la continuité de la fourniture, et la stabilité commerciale générale.

Ceci pourrait se réaliser au moyen d'une série de clauses se référant aux choses qui sont, en principe, soumises au droit national des divers pays en cause, telles que prélèvement fiscal, expropriation, autorisations de différentes sortes, etc. D'une importance particulière sont l'exemption de charges fiscales pour le transit, et des dispositions pour que les gazoducs et les autres établissements combinés avec le système de gazoduc puissent s'utiliser sans dérangement et pour que les règles du droit international qui auraient trait à l'entreprise, comme, par exemple, la protection des gazoducs sous-marins installés sur le plateau continental, soient respectées.

Il y aurait lieu d'étudier s'il serait possible de trouver des sauvegardes contre des mesures de discrimination portant sur les frais de transport.

De plus, la convention devrait établir la structure fondamentale de l'entreprise et prescrire le procédé du règlement de litiges.

En passant dans des formes constitutionnelles un traité intergouvernemental, les plus importants problèmes diplomatiques, politiques et légaux seraient résolus, et le droit national des pays participants devrait être modifié en conformité des obligations assumées selon la convention intergouvernementale.

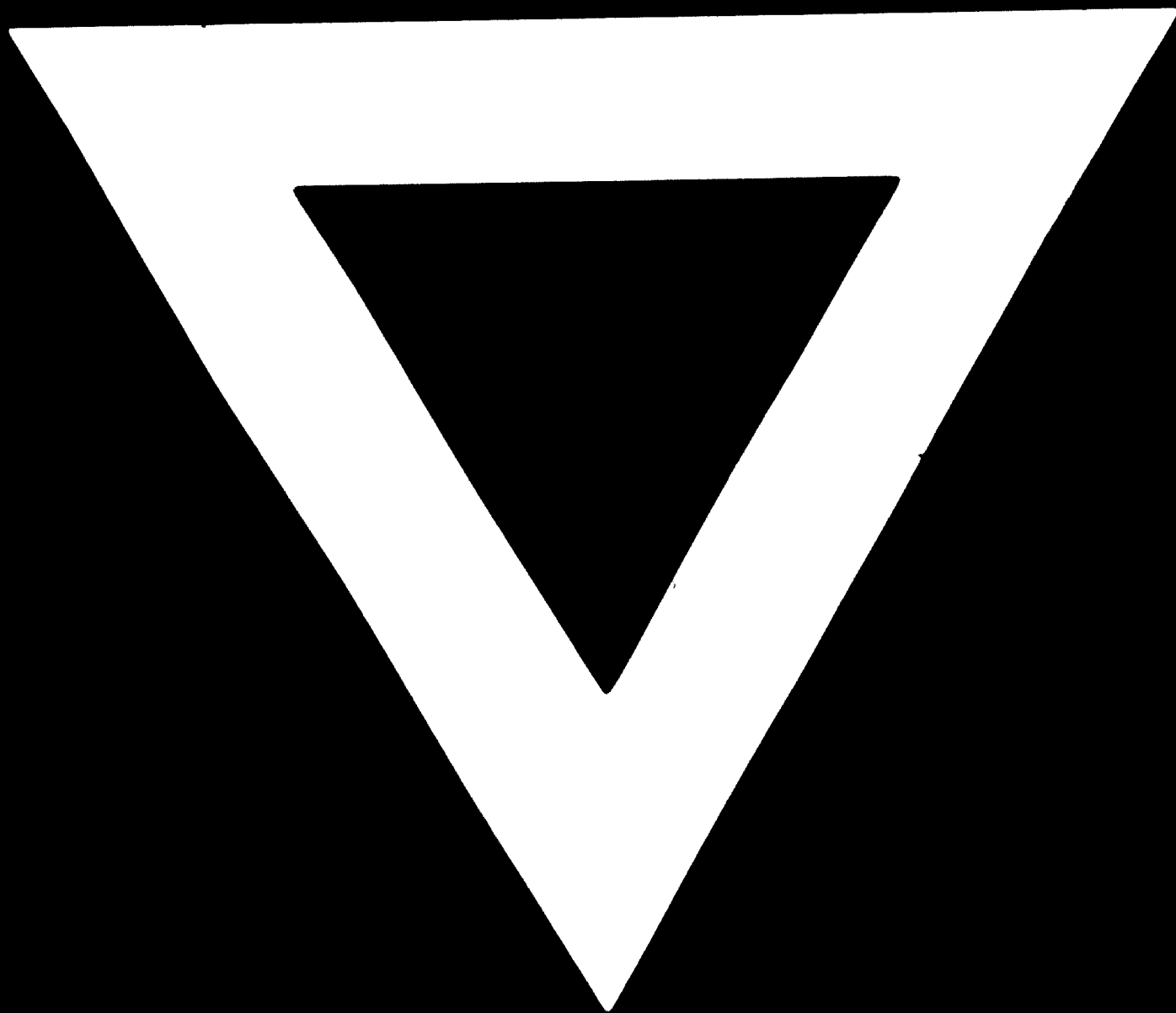
Il faudrait établir les règles détaillées régissant les activités de l'entreprise dans sa charte, ses statuts, ou quelle que soit la dénomination du document de fondation dans le pays où l'entreprise est constituée.

Si les partenaires sont des Etats ou des organismes publics désignés par les Etats et responsables de la fourniture et de la distribution de l'énergie à l'intérieur des Etats participants et, éventuellement, des entreprises privées soumises à législation sur l'énergie des Etats auxquels elles appartiennent, il est important que les problèmes relatifs au financement des activités de la corporation soient étudiés avant que la structure légale ne soit préparée. Le mode de financement et l'échelle de la participation financière des divers intérêts influeraient sur l'élaboration des règles de la société relatives au contrôle général des activités, à l'administration quotidienne des affaires et à la distribution des profits résultant des opérations.

En d'autres mots, ces problèmes sont en premier lieu politiques de leur nature. Alors que les études économiques et techniques concernant les possibilités qui existent au point de vue de la per-

spective commerciale et du transport du gaz paraissent pouvoir servir de base aux décisions à prendre sur le niveau politique, les enquêtes ultérieures sur les lois et la préparation de plusieurs textes possibles pour des conventions, d'autres accords, des statuts, etc., dépendraient du résultat de l'évaluation politique du projet.

C-582



84.12.12

AD.86.07

ILL5.5+10