



HAL
open science

Valorisation des gaz naturels dans les pays en voie de développement

Jacques Peter, Jean-Bernard Hauser

► **To cite this version:**

Jacques Peter, Jean-Bernard Hauser. Valorisation des gaz naturels dans les pays en voie de développement. Sciences de l'ingénieur [physics]. 1963. hal-01910064

HAL Id: hal-01910064

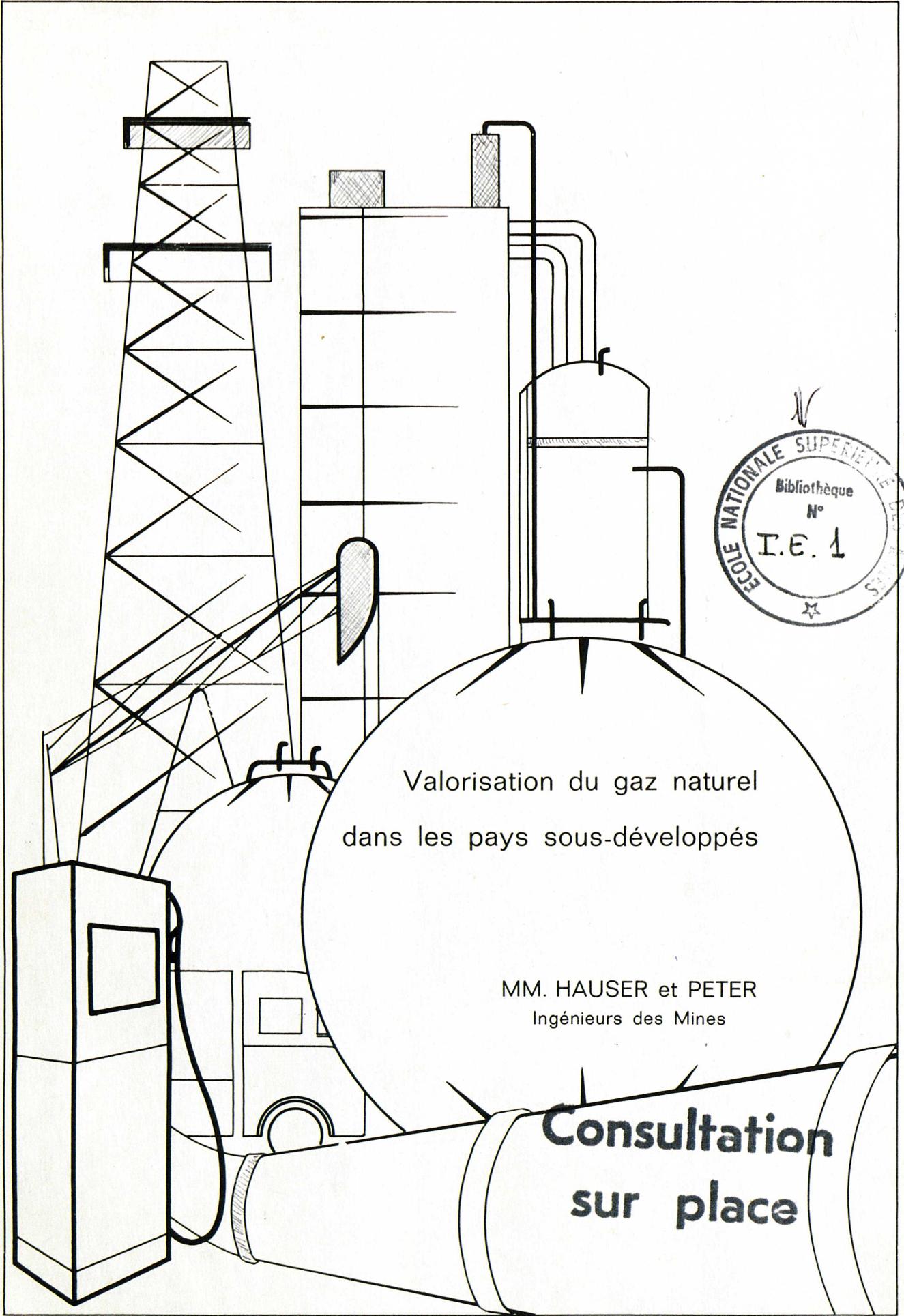
<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01910064>

Submitted on 31 Oct 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

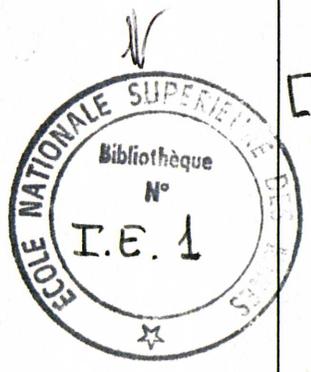
(157)



Valorisation du gaz naturel
dans les pays sous-développés

MM. HAUSER et PETER
Ingénieurs des Mines

**Consultation
sur place**



[103]

Rapport
Moyen
Bilan

Directeur de Dossier
M. B. FANTON D'ANDON

PETER
HAUSER

Jacques
Jean-Bernard

MAI 1963

VALORISATION DES GAZ NATURELS
DANS LES
PAYS EN VOIE DE DEVELOPPEMENT

RESUME

- I - INTRODUCTION
- II - AMMONIAQUE
- III - METHANE LIQUIDE
- IV - ALUMINIUM
- V - CONCLUSION

p 6
pourquoi pas 0
comme hypothèse
de départ?

par p 2
coefficient 1,5 à 2
et non 1,08
à 1,91

Ex → MIFERMIN
En → FRIT

p 8 - calculs?
p 10 →

→ (Investissements, matériel
à Kyrie
- Quel facteur technique
de l'ingénierie française
à Metz)

Consultation
sur place



[103]

RESUME

Certains pays sous développés disposent d'énormes réserves de gaz naturel inemployées, ou même brûlées à la torche, pour des raisons diverses, politiques ou économiques, l'exportation de ce gaz vers les centres industriels, consommateurs importants n'a pu jusqu'ici être réalisé, et les dirigeants de ces pays cherchent à utiliser ces richesses sur place.

La fabrication de trois produits - l'ammoniac - le méthane liquéfié - et l'aluminium - a été étudiée dans ce rapport. On a estimé la rentabilité de ces industries en les comparant aux industries semblables implantées en Europe, et l'on a essayé de chiffrer les gains de devises que procurent ces industries aux pays producteurs de gaz.

Le prix de revient de l'ammoniac fabriqué dans le pays sous développé, et livré par bateau en Europe est nettement inférieur aux prix de revient européen si le gaz dont on dispose n'a aucun débouché, donc peut être acheté entre 3 et 4 F le m³. Pour une usine à Arzew de 100 000 T/an livrant dans le Sud de l'Europe, on peut espérer un gain de 60 à 70 F/T.

A long terme on peut envisager la construction de gazoduc vers l'Europe le prix du gaz au lieu de production est alors le prix européen diminué du coût de production - Dans cette hypothèse il reste un léger avantage aux usines sur le gaz surtout parce que l'on peut ainsi desservir plusieurs marchés- donc construire une usine plus grosse le gain maximum ne dépasserait pas alors 35 F/T l'apport de devises étant de 20 à 25% du prix de l'ammoniac départ usine.

La production de méthane liquide peut trouver des débouchés en Europe, puisque l'on peut envisager en payant le gaz 0,04 F/m³ en Algérie, un prix de revient en Europe voisin de 0,130 F/m³. Bien que la rentabilité de cette opération soit plus faible que celle de la fabrication d'ammoniac, une telle usine est en construction en Algérie, le gaz ayant accès au marché européen sans supporter de droits.

Le gain en devises du pays sous-développé est dans ce cas de 0,027 F/m³ soit 35% du prix de revient du méthane liquide au départ de l'usine.

La rentabilité de la fabrication de l'aluminium dépend principalement du coût de l'alumine. Si on utilise l'alumine des gisements africains le coût de l'aluminium, rendu en Europe est voisin de 2 300 F/T. En se plaçant sur un gisement d'alumine, on peut espérer diminuer ce prix de 300 à 400 F/T.

Le gain en devises est assez faible, 10% du coût de l'aluminium, soit 230 F/T.

D'après ces trois études il apparaît que les différentes valorisations possibles du gaz dans le pays sous développé, ne joueront qu'un rôle d'appoint pour l'économie de ces pays, et que seule l'exportation du gaz est susceptible de leur fournir une aide appréciable.

I N T R O D U C T I O N

I - GENERALITES -

Alors que les pays occidentaux manquent d'énergie, beaucoup de pays sous-développés ne peuvent pas exploiter de grandes quantités de gaz naturel, disponible sous deux formes :

- en gisement plus ou moins important (ex HASSI R'MEL $800 \cdot 10^9$ m³ récupérables).
- ou bien comme gaz associé à la production du pétrole soit aux puits soit aux raffineries ; une partie est utilisée pour la réinjection permettant la récupération d'huile, ou pour des usages locaux divers. Le reste est brûlé à la torche.

	! Gaz fatal produit! ! par les pays de ! l'O.P.E.C. en ! 1961 (10^9 m ³)	% brûlé
Iran	8,3	88
Irak	3,7	82,5
Koweït	8,4	81,7
Quatar	2,2	78
Arabie Séoudite	9,3	55
Vénézuéla	3,3	44
T O T A L	65	60

Ce gaz n'est pas exporté parce que son coût de transport rapporté à la thermie est nettement plus élevé que le coût de transport de la thermie de brut, les problèmes politiques compliquant encore sa commercialisation.

Pourtant les dirigeants des pays producteurs sont profondément choqués par l'absence d'utilisation de ce gaz et ont l'impression de voir se dilaper le patrimoine national. Il a donc été envisagé toute sorte d'utilisation plus ou moins fantaisiste. Par exemple une étude de l'O.P.E.C. (organisation des pays explorateurs de pétrole) envisage de stocker le gaz pour 30 ou 50 ans prévoyant une pénurie d'énergie, en Occident en 1990 et comptant réaliser un gros bénéfice à cette période.

.../

Des gouvernements avisés peuvent pousser les sociétés productrices à valoriser le gaz pour diverses raisons : installer sur place des activités permettant de gagner, ou d'économiser des devises, d'offrir des emplois dans des pays souffrant de chômage endémique, de créer des pôles de développement, **en-fin** pour faire une bonne opération en pompant par l'impôt une partie des bénéfices créés par ces activités.

Tout autre est le point de vue des pays occidentaux : ils peuvent financer et construire des usines utilisatrices de gaz pour profiter de cette énergie marginale tout en apportant une satisfaction substantielle aux gouvernements qui contrôlent des territoires d'où ils tirent des bénéfices substantiels par la production d'huile. Ils compareront le coût en devises et en monnaie nationale, ^{de} l'installation et l'exploitation d'une usine dans les pays producteur de gaz à celui d'une installation équivalente ^{si} dans les pays consommateurs des produits fabriqués. Ils doivent enfin pouvoir apprécier l'apport net pour le pays producteur de cette activité nouvelle, pour mieux le situer dans une politique globale d'aide aux pays sous-développés.

La première valorisation qui vient à l'esprit est le transport massif de gaz par canalisation vers les pays occidentaux. Nous excluons son étude de ce dossier. En effet le coût élevé du transport de gaz peut conduire à une valorisation extrêmement faible du mètre cube de gaz exporté, bien inférieur à la valorisation résultant d'une utilisation locale, assortie ou non d'une exportation des produits obtenus.

Le transport par pipelines suppose en outre des débits très importants dont l'utilisation dans nos pays n'est pas sans poser des problèmes politiques délicats (1). Mais il n'est point facile de trouver un emploi local et massif de gaz :

1°/ - Faible consommation des valorisations possibles -

Distinguons les bons produits destinés aux marchés intérieurs et aux marchés extérieurs et considérons l'exemple algérien. Pour les premiers, on a calculé qu'en 1959 les besoins d'énergie de l'Algérie susceptibles d'être satisfaits par le gaz, ne représentaient que l'équivalent de $1,2 \cdot 10^9$ m³/an. Or l'Algérie est un pays relativement développé de dix millions d'habitants. Que penser des besoins d'autres pays moins développés ou moins peuplés !

Pour les seconds, comparons la consommation de la pétrochimie aux U.S.A. en 1958 (2 % du gaz naturel produit) $6 \cdot 10^9$ m³/an à la quantité de gaz brûlé en 1961 dans les pays de l'O.P.E.C. $39 \cdot 10^9$ m³/an.

2°/ - Toute thermie gaz valorisée sur les marchés occidentaux, sous quelque forme que ce soit, déplace une thermie fuel. L'ensemble des compagnies pétrolières aura tendance à choisir l'opération qui lui apporte le maximum de bénéfice. Cela peut être contre l'intérêt d'un pays producteur de gaz.

(1) - Il est aussi coûteux de transporter 5 M m³/j à 500 km que 50 000 m³/j à 55 km. De plus la traversée de bras de mer n'est pas sans se heurter à des difficultés techniques très ardues.

3°/ - On ne peut pas utiliser dans les pays sous-développés les techniques les plus élaborées. On sera donc amené à fabriquer des produits de base qu'il faudra exporter. On recherchera surtout les fabrications, grosses consommations de gaz. Or bien souvent dans ce cas il y a surproduction mondiale et il n'y a pas de véritable marché. Chacun solde ses excédents au mieux. Il sera difficile à un petit pays de se faire une place dans la fabrication de tels produits.

Quelles peuvent être les valorisations possibles du gaz naturel ?

1°/ - C'est d'une part un produit de base pour des synthèses chimiques - et il faut distinguer entre les différents composants extraits - méthane, éthane, propane et butane qui donnent naissance à des industries différentes - On trouvera à titre d'exemple dans le tableau O une esquisse des possibilités de production qui s'offrent ainsi.

2°/ - C'est aussi de l'énergie que l'on peut essayer de transformer sur place en produits faciles à transporter. C'est tout le domaine de l'électrometallurgie et de l'électrochimie - auquel il faut ajouter une fabrication très spéciale, celle du méthane liquéfié. Bien entendu toutes les autres utilisations traditionnelles sont possibles dans le pays mais ne peuvent assurer un débouché très substantiel.

Nous avons étudié assez schématiquement trois utilisations possibles du gaz : la production d'ammoniac liquéfié - l'exportation de méthane liquéfié et la production d'aluminium.

Pour chacune de ces valorisations, nous avons essayé d'étudier les bases économiques du projet, de chiffrer sa rentabilité et de déterminer l'effet de ces usines sur le commerce extérieur du pays sous-développé, et du pays constructeur.

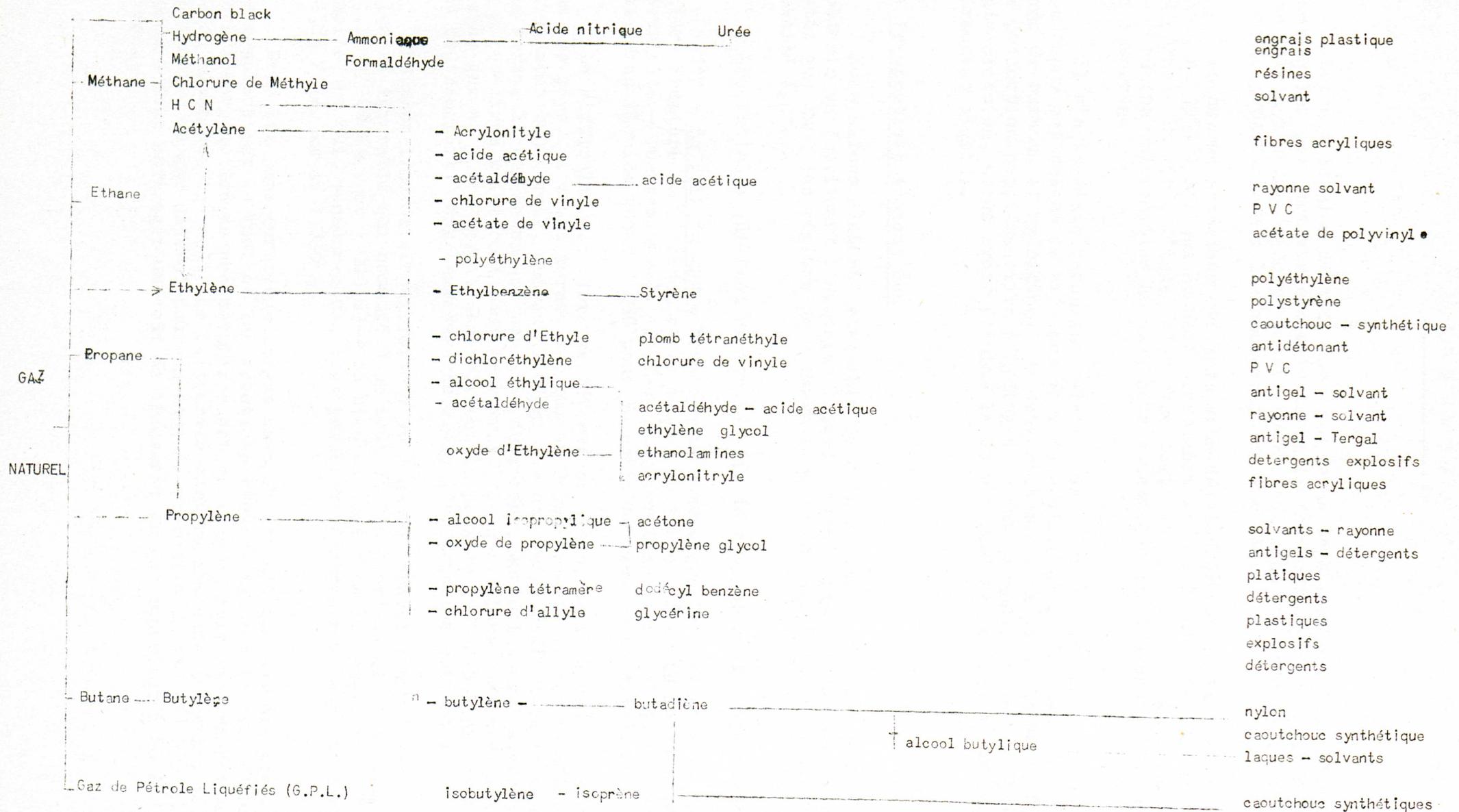
Nous nous sommes plus particulièrement intéressés à trois emplacements où sont disponibles actuellement de grandes quantités de gaz : l'Algérie (Arzew), la Côte syrienne ou libanaise et le golfe Persique, la production de ces usines se plaçant pour la majeure partie sur le marché européen ; aussi avons nous retenu trois ports par où la production pourrait transiter ; Marseille, Le Havre et Hambourg.

Nous nous sommes intéressés aux perspectives à très long terme, dans chaque cas, en comparant chaque usine, avec une usine de même capacité placée sur les lieux du marché, c'est-à-dire l'Europe.

Si on considère l'ensemble du monde occidental et l'ensemble des pays sous-développés, quand les occidentaux dépensent un franc dans les pays sous-développés, ces derniers souffrant d'une pénurie de devises le franc reviendra tôt ou tard dans les pays occidentaux. Il faut regarder le phénomène de plus près quand on considère un pays occidental. On calculera quelle proportion de la dépense reviendra sûrement chez lui par des circuits directs. Ce qui permet d'apprécier la part d'instabilité introduite dans la balance commerciale par la construction de ces usines.

TABLEAU 0-

DEBOUCHES POSSIBLES DU GAZ NATUREL DANS LA PETROCHIMIE



A M M O N I A C

Suivant le plan d'étude que nous avons déjà indiqué, nous allons examiner les perspectives économiques de la fabrication d'ammoniac liquide dans les pays sous-développés, puis nous essaierons d'apprécier l'influence de cette production sur les mouvements de devises.

Le marché intérieur des pays sous-développés est de faible importance. Ainsi, en 1959 l'Afrique du Nord consommait 24 000 T. d'Azote (13 000 T. pour l'Algérie). En 1960, l'Inde n'en consommait que 200 000 T. Aussi pour obtenir une certaine valorisation du gaz, nous admettrons que l'essentiel de la production est exportée.

Il s'agit d'une technique relativement bien stabilisée actuellement. Le méthane est cracké en présence de vapeur d'eau et d'air, de façon à obtenir oxyde de carbone et hydrogène. On convertit sur catalyseur le CO en CO₂ d'où une production supplémentaire d'hydrogène. Par passage sur un catalyseur à haute pression, après avoir éliminé le CO résiduel et le CO₂, on obtient l'Ammoniac liquide.

I - Perspectives économiques

Nous allons d'abord déterminer le gain maximum qu'il est possible d'obtenir en fabriquant l'ammoniac liquide dans le pays producteur de gaz, plutôt que dans les régions de consommation en comparant des installations de capacité égale.

Les facteurs qui font varier le prix de revient sont respectivement :

1°/ - Le prix du gaz - Nous considérerons que le gaz est à la fois la matière première de l'usine, et la source de toute l'énergie nécessaire (vapeur - électricité - compresseurs). Il faut dans ces conditions 1 340 m³ de gaz par T. d'Ammoniac liquide (dont 1 050 pour la synthèse proprement dite).

La difficulté est alors de déterminer à quel prix le gaz est disponible dans ces pays. A court terme, surtout au Moyen-Orient, le gaz doit être extrêmement bon marché, puisqu'il s'agit de gaz fatal brûlé à la torche. A plus long terme, il est cependant possible de penser, surtout pour l'Algérie, que des pipes-lines existeront pour desservir l'Europe. Dans ces conditions, le prix du gaz au puits serait sensiblement le prix du gaz en Europe moins le coût de transport. Nous envisageons alors l'alternative suivant :

Un pipe-line de 40" exploité à 90 % de sa capacité; hypothèse exceptionnellement favorable qui conduit à un coût de transport du gaz que nous estimons de 1,35 F/100 Km. et 1 000 m³— ou bien un tuyeau de 30" exploité à 70 % de sa capacité, et qui, pensons-nous, doit permettre d'obtenir un coût de transport de 1,85 F/100 km et 1 000 m³.

Dans les pays européens le gaz naturel en tant que matière première peut être remplacé par le fuel ou les fractions légères des raffineries, d'autant qu'une légère surproduction de ses dernières est envisagée, pour les prochaines années. Si l'on admet que le coût de la thermie variera peu dans l'avenir, il y aurait substitution au gaz naturel pour un coût du m³ voisin de 110 F/1 000 m³. On ne pourra donc envisager un coût de transport du gaz supérieur à 80 F/1 000 m³ environ.

.../

2°/ - Les investissements - La réalisation d'une usine dans un pays sous-développé éloigné de l'Europe et pourvu d'un climat désertique, ou semi-désertique, entraîne une nette augmentation du coût pour différentes raisons, transport du matériel, dépenses accrues d'infrastructure, nécessité de prévoir du matériel de secours, personnel de montage à surpayer, difficulté pour obtenir de l'eau, etc...

On trouvera dans le tableau ci-dessous une décomposition des investissements nécessaires pour une usine d'ammoniaque, et la variation des différents postes suivant l'emplacement de l'usine :

	en % de l'investissement total en France			
	France %	A.F.N.	Syrie	Golfe Persique
Matériel	58	58	58	58
Engineering	7	7	9	10
Transport	3	6	8	10
Génie Civil	15	15	20	23
Montage	15	18	20	23
Mise en Route	2	2	2	2
Imprévus	0	2	4	5
TOTAL	100	108	121	131

Il faut de plus prévoir un stockage supplémentaire au point de déchargement dont le coût peut être estimé à 3 millions de Francs pour une usine de 100 000 T/an.

Une usine de cette capacité revient en France environ à 52,8 millions de francs, auquel il faut ajouter les fonds de Roulement et intérêt intercalaires - soit 9,7 millions de francs - somme à peu près indépendante du lieu de construction, (prix - milieu 61).

L'investissement à effectuer en pays sous-développé est alors de :

	Millions de F.	% de la France
Arzew	69,9	112
Syrie	76,5	122,3
Bahrein	81,9	131

3°/ - Main-d'Oeuvre - Si la main-d'oeuvre spécialisée est assez bon marché dans les pays méditerranéens, le personnel très spécialisé que requiert la pétrochimie dans l'état actuel de la technique, est, lui, plus rare donc plus cher. Il semble au surplus très difficile, de ne pas automatiser l'usine, afin d'éviter cet écueil, et de fournir plus de travail à la main-d'oeuvre locale, car la perte qu'entraîne la marche irrégulière de l'usine est alors sans proportions avec l'économie réalisée sur les investissements et la main-d'oeuvre.

Nous avons estimé les salaires en Europe et sur les lieux de production du gaz aux taux suivants :

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Liban	Bahreïn	France	personnel
Cadres	80.000	120.000 <i>840</i>	60.000 <i>420</i>	7
Contremaître	20.000	20.000 <i>200</i>	25.000 <i>250</i>	10
Employés	9.000	8.000 <i>+124 → 100 444</i>	18.000 <i>274</i>	43
Ouvriers	5.000	4.000 <i>+100 → 400 800</i>	13.000 <i>1534</i>	118

La décomposition du personnel nécessaire pour une usine de 100.000 t/an étant donnée dans la colonne 4 du tableau précédent.

4°) - Intérêt du capital

Il serait théoriquement nécessaire de majorer très fortement le taux d'intérêt d'un investissement dans le pays producteur pour tenir compte d'une part du risque plus important couru par le prêteur, et d'autre part du taux d'intérêt normalement plus élevé dans une économie moins diversifiée. Cependant l'aspect risque nous a paru constituer un des éléments proprement tactiques qui guident les décisions des responsables, sujet qu'il est impossible d'aborder ici.

Handwritten calculations:
 $\frac{114}{4} = 28.5$
 $\frac{43}{8} = 5.375$
 $\frac{118}{104} = 1.1346$
 $\frac{127}{1534} = 0.0828$
 $\frac{49}{54} = 0.9074$
 $\frac{18}{22} = 0.8182$
 $\frac{49}{274} = 0.1788$

D'autre part, l'importance des prêts ou des dons accordés aux pays sous-développés est telle, qu'il est impossible de définir dans ces pays - un taux d'intérêt ayant une signification économique -. Toutes les estimations qui suivront ont donc été faites avec un taux de 6 % qui correspond au taux habituel de 8 % employé en France, lorsqu'on tient compte de l'impôt sur les Sociétés qui grève le revenu du capital investi (généralement le 1/3 de l'investissement). Ce taux est aussi plus proche des conditions qui règnent dans les autres pays européens.

5°) - Frais de transport du produit fini

Le taux des frets est essentiellement conjoncturel et peut varier dans de grandes proportions. Toujours fidèles à la perspective du long terme, nous avons essayé de les prendre égaux au prix de revient.

Une certaine incertitude règne pour le coût de transport de l'ammoniac liquide, en l'absence de renseignements sur le coût d'exploitation des premiers navires de ce type, ou des méthaniers.

D'après la littérature, un transport d'ammoniac de 9.300 T de capacité aurait coûté 2 Millions de Livres, ce qui devrait permettre un coût de transport de 4 mills par ton-mile - en extrapolant ce chiffre pour un bateau de 5000 T on trouve sensiblement 5 mills /ton mile (en comprenant l'aide de 25 % à la construction navale).

Nous pouvons ainsi rassembler dans les tableaux ci-après l'avantage différentiel que possède une usine d'ammoniac sur le gaz par rapport à son homologue en Europe.

On trouvera dans le tableau I ci-après une estimation du prix de revient de l'ammoniac liquide, produit dans une usine neuve de 100 000 T/an en France.

Dans le tableau II on a porté la variation de prix de revient en franc par tonne d'ammoniac, due aux variations des frais fixes de l'usine suivant son implantation.

Le tableau III regroupe les différents résultats concernant les économies que l'on peut espérer en installant une usine d'ammoniac dans chacun des 3 pays envisagés, pour les trois marchés envisagés : Marseille, Le Havre et Hambourg.

On trouve dans la colonne 4 le prix de vente maximum du gaz à l'usine qui permet l'expédition d'ammoniac sur le marché. Ce prix est calculé en prenant le prix du gaz en Europe égal à 0,11 F/m³. On voit ainsi que seule une usine en Algérie ou en Syrie pourrait desservir l'Europe.

9.

Dans les colonnes 5 et 6, on a porté le coût de transport du gaz nécessaire pour produire 1 tonne d'ammoniac, avec un gazoduc de 40" ou de 30".

Dans les colonnes 7 et 8, on trouve le gain que l'on peut espérer réaliser, par tonne d'ammoniac, si le gaz est vendu au prix Européen, moins les frais de Transports par pipe de 40" (colonne 7) ou de 30", utilisé à 60 % de sa capacité (colonne 8).

De même dans la colonne 9 on peut voir l'avantage à retirer d'une implantation sur le marché même, plutôt que dans le pays sous-développé - lorsque le transport est effectué par des pipes de 40 " travaillant à pleine capacité.

Avec cette optique, on voit apparaitre les conclusions suivantes :

1°) pour le site d'Arzew :

On peut toujours desservir avec profit tous les marchés européens, le gain à espérer variant de 5 à 22 F. par tonne.

2°) pour une implantation en Syrie. On peut toujours servir le marché méditerranéen - l'accès du marché atlantique n'étant possible que s'il n'existe pas de gazoducs à grande capacité.

3°) l'implantation à Bahrein n'offre pas d'intérêt. Il est plus intéressant d'amener le gaz par pipe-line jusqu'à la côte syrienne, et là d'installer une usine - ce qui était d'ailleurs presque évident.

TABLEAU I

Compte d'exploitation annuel d'une usine d'ammoniac de 100 000 T/an en France.

Frais proportionnels	Quantité		Prix unitaire		Total (milliers de F.)
	par Tonne de N H 3	Total (10 ⁶ m ³)			
Gaz de synthèse	1 050 m ³	105 m ³			
Fuel-Gaz (Centrale et Compresseur)	228 m ³	24,8 m ³	0,11	14 400	14 400
	1 278 m ³	129,8 m ³			
<u>Frais fixes</u>					
Catalyseur et produits				270	
Personnel	cadres 7 x 60 contremaître 10 x 25 employés 43 x 18 ouvriers 118 x 13			2 930	
Matériel d'Entretien (3 % des investissements)				1 875	
Frais généraux et droits				1 500	
Assurance 1 % Capital				625	7 200
Amortissements en 10 ans - Intérêt 6 %	62 500 x 0,136			8 500	8 500
Total					30 100

prix de revient à la tonne = 301 F/T

TABLEAU II

Variation des frais fixes d'une usine d'ammoniac selon son implantation.

F/T. par rapport à la France	Arzew	Syrie	Bahrein
Frais de Personnel	- 11,90	- 11,90	- 13,60
Matériel d'Entretien + Assurances	2,92	5,60	7,76
Amortissements	9,93	19,00	26,40
TOTAL	0,95	12,70	20,56

TABLEAU III

F/T.	(1) frais fixes	(2) Transport maritime		(3) prix maximum du gaz F/m3	(4) gain sur le prix du gaz par T/NH3		(5) Avantage au pays sous-développé		(6) Avantage au marché
		5 000 T	10 000 T		par T/NH3		40"	30"	
					40"	30"			
Arzew { Marseille Le Havre Hambourg	0,95	16,5	13,2	0,096	25,4	34,5	9,9	17	
		27,5	22,0	0,087	33,5	45,4	5	16,9	
		37	29,6	0,080	44,8	60,7	7,8	22,7	
Syrie { Marseille Le Havre Hambourg	12,70	32,5	26	0,075	59,5	80,8	14,3	35,6	
		59	47,2	0,054	63,9	86,9		15,2	7,8
		67	56,6	0,048	64,8	88		8,3	14,9
Bahrein { Marseille Le Havre Hambourg	20,50	72,7	58,2	0,037	89,6	-		-	3,6
		99,3	79,4	0,016	94	-		-	25,8
		108,-	86,5	0,009	95	-		-	33,5

Il faut 1 280 m3 de gaz par Tonne d'Ammoniac.

II -

Une usine implantée sur le gaz peut posséder dans certains cas un avantage dû essentiellement à l'économie réalisée en transportant l'ammoniac plutôt que le gaz. Mais on n'aborde par cette voie qu'un aspect du problème. En effet, l'avantage le plus décisif d'une usine sur le gaz réside dans l'économie que permet de réaliser la construction d'une très grosse capacité.

Une usine établie sur le marché, voit en effet son rayon d'action limité vers l'intérieur par le prix du transport en chemin de fer - ou même par péniche - sauf circonstances exceptionnelles, il sera impossible, surtout en développement de construire l'unité de taille maximum qu'autorise la technique.

Par contre, une unité sur le gaz peut desservir grâce au bas prix du transport maritime, plusieurs marchés, d'où une importante économie. Nous allons étudier ci-après l'influence du facteur de taille sur le prix de revient.

.../

On admet actuellement qu'une usine d'ammoniac doit produire au moins 200 T/j. pour être rentable. La plus grosse installation en construction doit fabriquer 600 T/j. Cependant, certains projets envisagent l'installation d'unités de 1 200 T/j. mais leur exploitation ne peut être envisagée que par une société importante, très spécialisée dans ce domaine.

seraient
Cependant, de telles unités d'une réalisation très délicate. On trouvera dans le tableau ci-dessous une évaluation de la fraction du prix de la Tonne d'ammoniac qui correspond aux charges fixes de l'unité pour des unités de 100 T/j., 300 et 600 T/j. On a utilisé pour cette évaluation la méthode préconisée par le U.S. Bureau of Mines et Isard et Schooler dans "Location factors in the petrochemical Industry".

TABLEAU IV

Capacité T/an	50 000 T	100 000	200 000	400 000
Investissements en France (milliers de F.)	36 000	62 500	109 500	192 000
Salaires en France (milliers de F.)	2 220	2 930	3 880	5 100
Coût par T.NH ₃ France	191,4	157,0	131,1	110,7
sans les Arzew	188,2	158,0	135,0	118,3
frais pro- Syrie	202,0	169,7	145,0	124,8
portionnels Bahrein	210,2	177,5	151,9	131,1

A l'aide des tableaux III et IV on peut, pour chacun des cas que l'on envisage, évaluer l'avantage économique que possède une usine d'ammoniac installée sur le gaz naturel dans le pays sous-développé par rapport à d'autres projets d'usine dans le pays développé.

Pour donner l'ordre de grandeur de l'économie qui peut être ainsi réalisée, nous allons considérer l'exemple très favorable d'une usine de 200 000 T/an à Arzew, comparée à deux usines de 100 000 T/an à Marseille et Le Havre. Nous supposeront le gaz disponible à 0,04 F/m³ en Algérie, contre 0,11 F en France

F/M ³	France	Algérie
Coût du Gaz : 1 280 m ³ /T	144	51,2
Frais fixes (Tableau IV)	157	135
Transport par tanker de 5 000 T. (Tableau III)		22,3
	301	208,5

Soit une rente de 89,3 F/T, qui laisse par an un bénéfice de 17,8 millions de francs - bénéfice dont le pays sous-développé peut espérer obtenir une part importante, par le jeu des impôts.

Mais nous n'avons considéré que le point de vue économique de l'implantation d'une usine sur le gaz naturel. Nous allons maintenant nous intéresser à l'influence sur la balance des Comptes, du pays européen, et du pays sous-développé, d'une telle usine et essayer de chiffrer le revenu procuré en devises au pays sous-développé par cette voie.

D'une façon générale, il convient de remarquer que, toute dépense en monnaie européenne effectuée dans le pays, servira à acheter du matériel dans un pays développé - à plus ou moins long terme - Cependant, par le jeu de ces circuits économiques "normaux", une fraction des dépenses en franc va servir à l'achat de matériel en France de façon automatique. L'utilisation du solde étant à l'initiative du pays producteur. Nous nous attacherons à essayer de déterminer cette fraction. Pour cela nous examinerons successivement la décomposition des investissements à effectuer pour une usine de 100 000 T/an - et la structure du Compte d'exploitation pour une usine en A.F.N. Dans l'analyse ci-dessous nous traiterons à part l'influence des taxes et impôts perçus par le pays, suivant les débouchés possibles, et du gaz naturel, et de l'ammoniac. En effet, à un certain moment, l'usine possède une rente par rapport aux prix du marché. La fraction de rente que peut obtenir le pays producteur dépend évidemment des rapports de force sur le marché, et cette analyse ne peut être effectuée que pour des cas d'espèce.

A/ - Investissements

Nous considérons le cas d'une usine de 100 000 T/an installée en Algérie. On a donné dans les Tableaux V et VI, une décomposition sommaire des circuits financiers, correspondant aux investissements et aux frais d'exploitation.

Dans le cas choisi, 15 % de dépenses d'installation restent en Algérie soit 10 500 000 francs - et 23 % des dépenses de fonctionnement soit 4 800 000 francs. Il faut ajouter à cette somme la fraction des bénéfices réalisés sur la vente de l'ammoniac, que l'Algérie pourrait retenir, somme variable selon la conjoncture.

Il semble possible de dégager quelques points importants, à l'aide des éléments précédents.

1°/ - Une usine de NH₃ liquide de 100 000 T./an installée à Arzew bénéficierait dans une perspective à long terme optimiste, d'une rente moyenne de 10 à 20 F. à la tonne. Pour une usine de 200 000 T. la rente moyenne serait de 30 à 45 F. à la tonne et atteindrait des valeurs de 50 à 80 F/T. dans des perspectives à court terme; Ceci, par rapport à de nouvelles usines de 100 000 T/an installées n'importe où en Europe de l'Ouest, sur le mer et ayant du gaz à 11 F/m³.

Ces résultats doivent être corrigés par deux remarques. D'une part, le coût de la valorisation du gaz de Groningue est inconnu actuellement - si ce coût est inférieur à 6 F. le m³. Une usine en Hollande serait alors extrêmement bien placée sur tous les ports atlantiques - et bien entendu dans toute l'Allemagne et la partie Nord de la France et la Suisse.

Mais il faut noter que la rente à moyen terme de l'usine d'Arzew est plus importante que celle donnée plus haut, une valorisation concurrente du gaz n'existant pas dans cette perspective.

2°/ - En tout état de cause la consommation de gaz d'une telle industrie est assez limitée, surtout comparée aux réserves - 450 millions de m³ par an pour une usine de 300 000 T. - et les emplois offerts très faibles. Une telle usine, employant au maximum 350 personnes, ne serait pas le pôle de développement souhaité par le pays - mais pourra constituer un appoint de devises intéressant.

TABLEAU V

Répartition de l'investissement d'une usine d'ammoniac
de 100 000 T/an

	France								
	milliers de F	Circuits finan- ciers	Montage Transports Divers	Sidérur- gie Chau- dron- nerie	Indus- tries mé- caniques	Indus- tries éle- ctriques	Régu- lation	Génie Civil	Al- gérie
Matériel	33 800		500	15 300	10 100	6 800	1 100		
Transports	3 180		3 180						
Génie Civil	7 920						3 920	4 000	
Montage	9 500		7 600						1 900
Mise en route plus imprévus	2 100		1 100						1 000
Engineering	3 700	1 000	2 700						
Fonds de roule- ment	9 700	5 100	1 000						3 600
Intérêts interca- laires									
Total	69 900	6 100	16 080	15 300	10 100	6 800	1 100	3 920	10 500
%	100	8,7	23,1	21,9	14,4	9,7	1,6	5,6	15,0

TABLEAU VI

Répartition des dépenses d'exploitation d'une usine d'ammoniac
de 100 000 T. à Arzew

gaz à 0,04 F/m³

	France			Algérie		
	Circuits financiers	Services Transports Divers	Industries mécaniques & élec- triques	Services et divers	Salaires directs	Impôts et taxes
Gaz	5 120	1 700	900			1 710
Catalyseurs et Produits	270		270	810		
Personnel	1 740		440		1 300	
Matériel d'entretien	2 180			2 180		
Frais généraux	1 500		500	500		500
Assurance	600	600				
Amortissements	9 500	9 500				
Total	20 910	19 800	2 110	2 180	1 310	2 210
			16 090 = 77%		4 820 = 23%	

3°/ - Les prix mondiaux de l'ammoniac sont actuellement de l'ordre de 21 F/T. Cif et le marché est saturé par des installations récentes actuellement sous-employées. Une usine de 200 000 T/an (rentable avec ces prix de vente) désireuse de placer un pourcentage important de sa production sur le marché mondial se heurterait à de très importants problèmes

4°/ - L'apport de devises d'une telle usine est relativement faible, surtout si le pays sous-développé rénumère normalement les frais de recherche investis par les compagnies étrangères dans la recherche du gaz.

C Cependant, si les prix mondiaux de l'ammoniac se relevaient une telle usine deviendrait alors beaucoup plus rentable, et l'économie de devises réalisée serait alors fort importante.

II TRANSPORT DU METHANE LIQUIDE

A long terme la meilleure valorisation du gaz naturel est son transport par pipe jusqu'aux centres industriels de l'Europe.

Bien que cette opération soit une source de bénéfices directs et indirects pour tous les pays intéressés, de nombreux obstacles risquent de retarder sa réalisation. Nécessité d'obtenir l'accord de tous les intéressés à des conditions raisonnables, grande échelle de cette opération, et enfin problème technique de la traversée de la mer pour les gisements sahariens. Il est donc possible que le transport du méthane liquide, d'un intérêt économique moindre, se fasse une place en attendant la réalisation de gros pipes. Cependant à long terme son développement restera toujours limité.

1° - Description du procédé

Le gaz est séparé des produits lourds (LPG) à la sortie du puits. Il est ensuite épuré et transporté jusqu'à la côte par pipe. A son arrivée à l'usine le gaz (environ 90 % de méthane et dans des proportions variables de l'éthane, du propane, du gaz carbonique, de l'azote et de l'eau) est décarbonaté et déshydraté. Il est ensuite liquéfié. Ce procédé qui semble être actuellement le plus intéressant utilise les cycles en cascades. Le méthane est liquéfié par l'intermédiaire de l'éthylène et du propane. Sur 100 thermies arrivant à l'usine, 15 sont brûlées pour fournir l'énergie qui consomment les opérations de liquéfaction.

Caractéristiques du méthane liquide :

Température	- 160°		
Pression	1 kg		
Poids spécifique	0,43		
P C S	13,2 th/kg	ou	9,8 th/Sm ³
P C I	11,3 th/kg	ou	8,8 th/Sm ³

Le méthane liquide, stocké dans des réservoirs est chargé dans des méthaniers dont la capacité est d'environ 9 000 T. Ceux-ci font environ 28 voyages de 3 000 km. par an (Arzew-Le Havre).

Une faible proportion du méthane (0,25 %) se vaporise chaque jour. La meilleure utilisation de ce gaz est la fourniture de l'énergie de propulsion du navire. Au retour on laisse 2 % du méthane dans les réservoirs pour éviter que ceux-ci ne se réchauffent.

Le méthane liquide est déchargé et stocké dans le pays consommateur. On le valorise mieux en rendant disponible de grosses quantités pendant les périodes de pointe de la demande; il y a donc un problème de stockage. Il est ensuite vaporisé et acheminé vers les consommateurs par pipes.

La séparation du propane résiduel et de l'éthane peut être intéressante, pour des usages chimiques par exemple. Elle est possible à la liquéfaction, mais aussi facile à la vaporisation, et permet d'obtenir une source intéressante de matière première pour la pétrochimie, à bas prix, directement en Europe.

Analyse des coûts

Il n'y a pas encore une installation en exploitation. Aussi les coûts donnés sont tout à fait approximatifs. Nous ne les donnons que comme ordre de grandeur.

a) Contexte

La structure des divers coûts du transport du méthane liquide dépend de plusieurs facteurs: la capacité des usines de liquéfaction et de régazéification, les distances de transport terrestres et maritimes, le coût du gaz au départ du puits. Nous étudierons l'exemple suivant :

Capacité de livraison	:	10^9 m ³ /an
Prix du gaz rendu côte	:	0,04 NF/m ³
Distance de transport parcourue	:	3 000 km.

Nous étudierons ensuite les autres cas possibles par analyse différentielle à partir de cet exemple.

b) Coût des investissementsLiquéfaction

Une usine de 10^9 m³/an coûte $160 \cdot 10^6$ NF.

c) Méthanier

Un bateau de 3 000 T. coûte $45 \cdot 10^6$ F., nous en retirons 25 % d'aide à la construction, il reste $34 \cdot 10^6$ F.

Un navire peut transporter 330 000 m³ à 3 000 km. Il en faut 3 pour notre usine.

Le méthane liquide est deux fois plus volumineux à la thermie que le brut. Par ailleurs un méthanier coûte 40 % de plus qu'un pétrolier de même capacité. Le transport par mer de la thermie du méthane est donc trois à quatre fois plus cher que celui de la thermie du brut.

d) Regazéification

Des installations capables de regazéifier 10^9 m³/an coûtent $60 \cdot 10^6$ F. Il est possible moyennant un supplément de coût dû surtout à la multiplication des points de stockages, de diversifier les points de déchargement d'une usine de liquéfaction.

e) Nous nous intéressons surtout à l'effet que produit la construction de cette usine dans le pays producteur de gaz, aussi nous ne détaillerons pas les investissements faits en Europe.

.../.

1) <u>Décomposition de l'usine</u>		(coûts en 10^6 F)		
Gros matériel	{ Turbine et compresseurs		20	
	{ Réservoir, tuyauterie, échangeurs et charpente métallique		69	
	{ Matériel électrique		8	
	{ Divers		7	
	{ Pièces		5	
			<hr/>	109
	Construction et génie civil		25	
	Engineering		8	
	Frais de lancement, frais généraux		16	
	Fond de roulement		10	
			<hr/>	168

2) Capital total (en millions de F)

Usine de liquéfaction	168
3 navires	102
Regazéification	70
	<hr/>
Total	340

f) Compte d'exploitation

Prenons comme hypothèse :

- Une durée d'amortissement de 15 ans
- Un taux d'intérêt de 6 % pour tout le capital
- Des dépenses annuelles de modernisation et de gros entretien de 1/20 de la valeur des installations.

Séparons les différents stades de la production.

1 - Usine de liquéfaction (millions de F)

Amortissement et charges financières	15,8
Gros entretien	5
Personnel (140 x 0,0150)	2,1
Matière de fabrication	1,8
Frais généraux, frais commerciaux	3,5
Achat de gaz ($\frac{10^9}{0,85} \times 0,04$)	47
	<hr/>
Total	75,2

2 - Transport par mer

Nous supposons que les navires s'amortissent en 10 ans.

Amortissements et charges financières	15
Personnel	4
Assurance	3
Entretien	3
Frais portuaires	2
	<hr/>
Total	27

10⁶ F.

Regazéification

Amortissement et charges financières	8.	
Frais proportionnels	3.	
	<hr/>	
Total	12	10 ⁶ F.

Récapitulation du prix de revient du m³ de gaz

Le m³ de gaz revient :

à l'entrée de l'usine à	0,04 NF
à la sortie de l'usine à	0,075 NF
à la sortie du bateau $0,102 \times \frac{100}{96} =$	0,106 NF
à la sortie de l'usine de regazéification	0,118 NF

Ajoutons 0,01 NF de frais pour le transport jusqu'à l'utilisateur.

Le prix du gaz rendu est 0,128 NF/m³.

3) Effets produits sur la balance des comptes

Nous ne considérons que la construction de l'usine de liquéfaction à l'exclusion du pipe et des installations de production du gaz.

a) Effets produits pendant la construction de l'usine

On peut estimer que 80 % du matériel est produit en France et que le reste est produit dans d'autres pays occidentaux. L'engineering est français dans sa totalité. Les dépenses de génie civil et de construction et de lancement sont faites sur place; cependant une partie du personnel et du matériel nécessaire vient de France. Nous estimons que 75 % de ces dépenses sont faites sur place. On a donc la localisation de dépenses suivante :

France (millions de F)	109	65 %
Autres pays occidentaux	22	13 %
Pays producteur	37	22 %

b) Effets produits par l'exploitation

On a essayé ci-dessous de préciser la part des frais d'exploitation de l'usine de liquéfaction qui sera dépensée dans le pays sous-développé.

.../.

	:Millions:		France			Algérie			
	de	F	Circuits financiers	Transports: Services Salaires	Matériel	Sa-laires directs	Services	Taxes	
Amortissements	: 15,8	:	15,8	:	:	:	:	:	
Gros entretien	: 5	:	:	:	2,0	3,0	:	:	
Personnel	: 2,1	:	:	:	0,2	1,6	2,1	:	
Matières de fabrication	: 1,8	:	:	:	:	:	:	:	
Frais généraux et assurance	: 3,5	:	2,3	:	:	:	:	:	
Achat de gaz	: 47	:	15,7	:	7,8	:	0,6	0,6	
Total	: 75,2	:	33,8	:	10,0	4,6	2,1	8,4	
%					48,4 MF = 65 %			26,8 MF = 35 %	

On a en particulier supposé que la moitié du prix du gaz restait dans le pays.

Ce résultat ne tient pas compte de la fraction du bénéfice que le pays peut essayer de s'approprier par des impôts.

4) Recherche de la rente

a) Marché

Nous avons vu que l'ordre de grandeur du prix de la thermie rendue chez l'utilisateur est 0,013 NF, ce prix est supérieur à ceux de la thermie charbon et de la thermie fuel (environ 0,010 NF).

A ce prix les marchés existent certainement (le projet d'Arzew envisage de placer 0,510⁹ m³/an dans la région de la Basse-Seine et de Paris). Mais il ne faut pas espérer pouvoir placer des quantités importantes de méthane (exemple 10¹⁰ m³/an) dans l'arrière pays d'un point de déchargement. Les marchés potentiels sont repoussés au sud de l'Europe par la découverte de Groningue, les îles, la Grande-Bretagne par exemple, sont de très bons débouchés pour le méthane liquide.

L'intérêt de cette technique est que l'on peut implanter plusieurs usines de regazéification sur les côtes de l'Europe, ces marchés étant desservis par plusieurs usines de liquéfaction réparties dans différents pays. On peut ainsi éviter de mettre tous les oeufs dans le même panier. Ces considérations de sécurité sont très importantes pour les industriels utilisateurs du gaz.

Donc le pays producteur de gaz ne doit pas s'attendre à pouvoir exporter par cette voie de grosses quantités de gaz pour deux raisons :

- Etroitesse des marchés
- Diversification des sources d'approvisionnement. Si le gisement est à une certaine distance de la côte on ne pourra transporter le gaz économiquement qu'avec de gros débits (3 ou 3 10⁹ m³/an). Il en résulte que l'exportation de méthane liquide ne sera souvent possible que si on trouve d'autres utilisations pour le gaz arrivant sur la côte.

b) Recherche de la rentabilité maximum

Trois facteurs déterminent la rentabilité d'un projet

- le prix du gaz à la côte
- la taille de l'usine
- la distance de transport par mer

Nous prendrons le prix du gaz à la cote comme inconnue. Cette valorisation sera ensuite partagée entre les parties prenantes par des procédés divers.

d) facteurs de taille

On gagne relativement peu sur le coût de l'usine, donc de la liquéfaction en augmentant sa taille :

Capacité de l'usine	: 0,75	10 ⁹ m ³ /an	: 10 ⁹	m ³ /an	: 1,5	10 ⁹ m ³ /an	:
Coût du m ³ /an	: 1	1,11	: 1		: 0,94		:

Or un gain de 5 % sur le prix de revient de la liquéfaction fait baisser le prix de la thermie vendue de 1,5 %. Il est clair qu'on n'améliorera pas considérablement la rentabilité de cette technique en construisant des usines géantes.

B) Localisation

Le coût du transport par mer est de la forme :

$$C \left(\frac{\text{NF/m}^3}{1000} \right) = 5 + 8 d$$

d = distance à parcourir par mer (en milliers de km.)

Or les distances de transport possibles sont :

Port d'arrivée	Port de départ	Arzew	Syrie	Bahrein	Vénézuéla
Marseille		1 060	3 350	8 950	
Le Havre		2 900	7 050	12 650	8 500
Hambourg		4 100	8 250	13 850	

Il en résulte que Arzew a par rapport aux autres sources une rente donnée dans le second tableau en NF/m³.

	Syrie	Bahrein	Vénézuéla
Marseille	0,017	0,065	
Le Havre	0,033	0,076	0,045
Hambourg	0,033	0,076	

Nous avons déjà dit que le transport par mer de la thermie méthane est 3,5 fois plus cher que celui de la thermie du brut. Ceci explique la forte rente d'Arzew et le choix de ce site pour la construction de la première usine.

D'autre part le gaz de Bahrein serait probablement transporté par pipe jusqu'à Tripoli avant d'être liquéfié. Même si le gaz était gratuit en Syrie, Arzew aurait une valorisation minimum de 0,033 NF/m³.

C) Valorisation du gaz pour une capacité de 10⁹ m³/an

Si V est la valorisation du gaz rendu au pays producteur est donnée en NF/m³ par la formule suivante :

$$r = 0,81 \left(V - 0,055 - 0,008 a \right)$$

5) Conclusions

1°) Point de vue des intérêts français

Si on regarde l'effet sur la balance des comptes de l'implantation d'une telle usine il faut préciser l'origine du gaz. S'il est produit par des sociétés françaises le bilan est très favorable. Si on considère uniquement l'opération de liquéfaction et de transport pour 100 francs payés par le consommateur, ne reviennent pas directement en France :

35 % de l'investissement à la Construction.	59 millions F/an
les salaires de l'usine + frais généraux	3,3 millions F/an

Total

Si le gaz est français les royalties et les dépenses faites sur place représentent au maximum 50 % de sa valeur de sorte que le pays sous développé ne reçoit que 35 % du prix sortie usine.

Par ailleurs si le financement est français dans sa totalité, il est probablement possible de réduire la part de l'investissement achetée à l'étranger.

On peut donc affirmer que cet approvisionnement en gaz, est intéressant par sa souplesse et qu'il coûte peu de devises.

2°) Point de vue du pays producteur

Sur 100 francs payés à la sortie de l'usine de liquéfaction, seulement 15 sont dépensés dans le pays producteur si on exclut les royalties des usines implantées sur son territoire créant très peu d'emplois : 140 pour une usine de 10⁹ m³/an. Chacun de ces emplois nécessite l'investissement de 10⁶ NF.

L'intérêt du pays producteur est donc d'imposer un partage équitable du bénéfice que crée la bonne valorisation du gaz; en obtenant 50% des bénéfices il peut ainsi retenir 35% de la valeur du méthane départ usine.

Notons enfin qu'on peut espérer que dans les années à venir la technique, toute neuve actuellement, fera des progrès et que le bénéfice de l'opération sera augmenté.

19 870. un llem kwh

I - GENERALITES -

Cherchant des industries consommant beaucoup de gaz nous sommes amenés à envisager l'utilisation du courant électrique produit à partir du gaz naturel. Nous avons étudié l'exemple de l'aluminium dont la fabrication d'une tonne par électrolyse exige 14 500 Kwh. Une usine produisant 60 000 tonnes/an consommerait donc 280 10⁶ m³ de gaz/an. Il y a là a priori une activité intéressante.

II - ETUDE DU PRIX DE REVIENT-

Examinons une usine produisant 60 000 T/an important son aluminium de l'extérieur. Elle coûte en Europe environ 300 10⁶ NF ajoutons 10 % en Algérie et 30 % au Moyen Orient.

En Algérie elle coutera donc 330 10⁶ NF. Le prix de revient usine de l'aluminium produit se décompose de la façon suivante :

Prix de revient d'une tonne d'aluminium en NF (Usine en Algérie)

1°) - Matières premières

Aluminium	1,91 x 380	710
Coke de pétrole	0,392 x 240	94
Brai	0,200 x 320	64
Cryolithe et produits fluorés	0,070 x 1 500	105
Divers	0,080 x 150	12

Total matières premières		985

2°) - Amortissement et charges financières (15 ans 6 %)

$$33 \times \frac{1}{60\ 000} \times 0,10 \quad 550 \quad \boxed{+50} + 500$$

3°) - Main d'oeuvre

$$\frac{560}{60\ 000} \times 6\ 000 \quad 56$$

4°) - Pièces de rechange - 200 + 20

5°) - Brascage (revêtement des cuves) 50

6°) - Frais généraux usine 50

7°) - Frais généraux siège, frais commerciaux 130

8°) - Redevances techniques 30

Total 2 050 NF/T

*A partir de
Société
multiphasée?*

Nous avons supposé dans cette décomposition que le gaz est gratuit.
S'il coûte n MNF/m³ il faut ajouter $4\,700 n$ F par tonne.

Par exemple si le gaz se vend $0,04$ NF/m³ il faut ajouter à la tonne d'aluminium un coût de 190 NF.

On remarque que la fabrication d'une tonne d'aluminium nécessite l'importation de $2,5$ T de matière première dont le transport coûterait en Algérie environ 100 NF. De plus le transport de l'aluminium jusqu'au marché d'exportation coûterait environ 40 NF.

Le prix rendu de l'aluminium serait donc de $2\,280$ NF/T.

Le seul poste sur lequel on gagne par rapport à une implantation en Europe est le prix de l'énergie. Examinons le de plus près.

III - COUT DU KWH -

Les cuves d'électrolyse exigent une alimentation régulière et permanente en courant électrique. Il faut donc avoir assez de groupes pour pouvoir en arrêter un pour l'entretien, tout en gardant une certaine sécurité. Si l'usine est éloignée de tout réseau électrique il lui faut avoir son propre secours autonome. C'est dans cette hypothèse que nous donnons les coûts d'investissement dans les différentes techniques.

	Coût du KW installé en NF	Rendement
Turbine (20 000 KW - sans secours)	500	25 %
Moteur à pistons libres (avec secours)	<u>800</u>	33 %
Centrale de 250 000 KW	800	36 %
Moteur à pistons (avec secours)	700	34 %

Le prix du KWH p dépend du prix de la thermie t par la formule suivante :

(amortissement en 25 ans à 6 % d'intérêt)

$$100 P = 1,60 + 2,4 t \text{ pour une centrale}$$

mais il faut pouvoir disposer d'un réseau fournissant le secours.

$$100 p = 1,40 + 3,4 t \text{ pour 3 turbines}$$

2 en service et une en secours.

$$100P = 1,6 + 2,4t + 2,4t$$

pour un moteur à pistons on a

100 p = 1,43 + 2,5 t secours compris en France, mais l'entretien délicat de ces moteurs, rend difficile leur installation en pays sous développé.

Le moteur à pistons libres, très prometteur n'a encore pas fait ses preuves avec du gaz naturel comme combustible et son utilisation ne peut guère être envisagée actuellement pour l'aluminium.

Quel est le gain réalisé sur le coût du combustible, si on installe l'usine dans une région où le gaz est gratuit ?

En Europe le prix du gaz est d'environ 0,10 NF/m³. On gagne donc à la Tonne $2,5 \times 100 \times 1450 = 442$ F/T.

Cependant il n'est pas question d'implanter en Europe des usines payant leur énergie à un tel prix et on admet qu'il est impossible en Europe de faire de l'aluminium avec du gaz coûtant plus de 0,06 F/m³ la rente du pays sous développé est alors de 265 F/T.

On a déjà noté l'énorme importance du coût de l'alumine dont dépend beaucoup l'économie du projet; si un pays sous-développé dispose, à la fois de bauxite, et d'énergie bon marché, le prix de l'alumine baisse alors de façon sensible. Il faut en effet environ 60 000 thermies pour obtenir une tonne d'alumine si la thermie coûte 0,004 F dans le pays producteur, contre 0,01 F en France le gain est alors de 330 F par tonne d'aluminium fabriquée, l'économie sur le transport compensant alors le supplément d'investissement nécessaire.

Cependant, on n'a pas encore trouvé de gisements de bauxite en Algérie, ou du Moyen-Orient, alors que les pays africains ont des gisements reconnus et des sites hydroélectriques, susceptibles de fournir des KWH à un prix de 0,15 F.

IV - EFFET SUR LA BALANCE DES COMPTES DE LA CONSTRUCTION DE L'USINE -

a) - Effet produit pendant la construction

Le matériel représente 60 % de la valeur de l'usine. Nous supposons que 75 % de la valeur du Génie Civil et du montage est dépensée sur place.

Donc 70 % de la valeur de l'investissement est dépensée dans les pays occidentaux.

b) - Effet produit pendant l'exploitation -

Seules les postes 3,5,6 du prix de revient sont dépensés sur place soit 156 NF/T auquel il faut ajouter sensiblement 50 % du prix d'achat du gaz.

Soit au total 10 % des coûts d'exploitation.

V - CONCLUSION -

L'étude très schématique du prix de revient rendu de l'aluminium montre qu'il est d'environ 2 280 NF/T (gaz à 0,04 F/m³) ce qui est sensiblement le prix international. Il n'y a donc pas de bénéfice à attendre de la fabrication de l'aluminium dans des conditions normales, même avec du gaz naturel gratuit. Ceci n'est pas étonnant si on remarque que l'on perd par rapport à une implantation en Europe 150 NF/T de transport et 100 NF/T sur l'entretien et les amortissements, soit au total 250 NF/T ce qui est équivalent à une différence de prix du gaz entre l'Europe et l'Algérie de 0,065 NF/m³.

Par ailleurs nous avons vu que cette fabrication rapporte peu de devises et crée peu d'emplois (560). Notons que des pays africains disposent de sites hydrauliques capables de fournir le KWH à moins de 0,015 NF. Il est donc probable que les nouvelles usines d'aluminium seront implantées à proximité d'alumine et d'énergie à bon marché. Contrairement à ce que l'on peut penser à priori, l'aluminium n'est pas de l'énergie " en bouteille " et sa fabrication pour l'exportation près des sources de gaz à bon marché ne présente que peu d'intérêt.

Conclusion

Il semble actuellement difficile de découvrir une valorisation intéressante du gaz naturel, dans les pays sous développés hors du domaine chimique. Mais nous avons vu que, les perspectives de débouchés qu'offre la pétrochimie sont, même avec des hypothèses très favorables, peu importantes, et ne sauraient constituer un marché pour ces énormes quantités de gaz envoyées chaque jour, à la torche des usines.

D'autre part les cours internationaux des produits chimiques sont extrêmement bas actuellement, une usine nouvelle ne serait donc rentable que si elle avait libre accès au marché intérieur européen. Ceci suppose un véritable retournement de la politique commerciale des pays occidentaux, qui devraient accepter alors de dépendre pour leur approvisionnement en produits semi-finis de l'étranger.

Cependant pour certaines fabrications, qui demandent de grandes quantités d'énergie et dont l'ammoniaque est le meilleur exemple, une rente assez importante existe pour des usines implantées en pays sous développé. L'attrait de ce bénéfice pourra-t-il être suffisamment fort pour modifier les structures politiques et commerciales? L'exemple du marché des matières premières et des produits agricoles permet d'en douter, puisque l'on trouve dans ces domaines fort couramment des variations de coût de production allant du simple au double et ce depuis dix ou vingt ans.

Il faut remarquer, de plus, que les projets d'usines sur le gaz, n'offrent de perspectives de bénéfices substantiels que s'il n'existe pas de gazoducs pour acheminer le gaz sur l'Europe. Si le gaz est exporté sur le lieu de consommation son prix s'élève fortement, et tous les projets envisagés perdent une part de leur rentabilité.

Il apparaît en définitive, que les projets de valorisation du gaz ne peuvent constituer qu'un appoint pour les pays sous développés à la fois par leur taille modeste, le petit nombre d'emploi et l'apport assez faible de devises qu'ils fournissent. Cela n'a rien qui puisse surprendre, quand on considère la faible part qu'occupe le secteur énergétique dans le revenu national des pays occidentaux. Posséder de l'énergie bon marché est certes un appoint précieux pour beaucoup d'industries, mais dans les prix de revient les postes investissements, main d'oeuvre, et entretien, qui ne représentent guère que des heures de travail sont prépondérants et c'est bien à cause de son manque d'hommes formés aux techniques modernes qu'un pays est dit sous développé et non parce qu'il manque de matières premières bon marché.

Cependant les besoins en énergie des pays développés croissent à un rythme si rapide qu'il est probable que des gazoducs seront installés de façon à collecter le gaz perdu. Par l'importance des quantités mises en oeuvre, ceci devrait constituer en fait la valorisation la plus intéressante du gaz à la fois pour les pays producteurs et les pays consommateurs. L'exemple des Etats Unis et de l'Europe montre d'ailleurs qu'il est bien souvent plus facile de transporter les matières premières vers les hommes, plutôt qu'amener les hommes vers les "richesses naturelles".