

COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

Série Énergie - N° 1

Tendances
énergétiques mondiales



BRUXELLES 1968

COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

SÉRIE ÉNERGIE - N° 1

Tendances énergétiques mondiales

Bruxelles 1968



Sommaire

	Page
Introduction	9
<i>Première partie</i> : LE BILAN MONDIAL D'ÉNERGIE	11
Introduction	11
<i>Chapitre 1</i> — Hypothèses de base, méthodes et principaux résultats.	12
Section 1 — Hypothèses générales et méthodes de projection	12
A — La méthode d'extrapolation	12
B — L'information directe empruntée à d'autres sources	15
C — Les hypothèses de politique énergétique	15
Section 2 — Résultats principaux	18
A — L'importance fondamentale de la situation de départ	18
B — La croissance des besoins mondiaux	19
C — La répartition géographique des besoins mondiaux	20
D — La répartition par produit des besoins mondiaux	21
E — Les déficits énergétiques et l'appel au pétrole du Moyen-Orient	23
<i>Chapitre 2</i> — Bilans par grandes zones	25
Section 1 — Europe occidentale	25
Section 2 — Amérique du Nord	29
Section 3 — Japon	33
Section 4 — Amérique latine	34
Section 5 — Reste de la zone non communiste hors Moyen-Orient	36
Section 6 — L'appel au Moyen-Orient	39
<i>Deuxième partie</i> : LES CONDITIONS DE L'OFFRE DES CHARBONS AMÉRICAINS	41
Introduction	41
<i>Chapitre 1</i> — La demande de charbon américain	42

	Page
Section 1 — L'accélération de la croissance économique et de la demande d'énergie en général	42
Section 2 — L'amélioration de la situation compétitive du charbon sur le marché énergétique	42
Section 3 — La demande de houille aux États-Unis en 1970 et 1980	43
<i>Chapitre 2</i> — Les réserves de charbon aux États-Unis face à une demande croissante	47
Section 1 — Réserves totales	47
Section 2 — Réserves connues et récupérables — Réserves marginales connues — Réserves marginales potentielles	48
Section 3 — Réserves de charbon à coke	50
<i>Chapitre 3</i> — L'évolution prévisible du coût cif du charbon américain .	53
Section 1 — Généralités.	53
Section 2 — Les éléments déterminant le coût départ mine	54
A — Le rendement	54
B — Les salaires	58
C — La valeur fob mines en fonction des coûts	59
Section 3 — Les frais de transport intérieur aux États-Unis	62
Section 4 — Les frais de transport maritime	69
A — La structure de la flotte	69
B — Les coûts par type de navire	72
<i>Chapitre 4</i> — Récapitulation et conclusions sur le coût cif du charbon américain	77
Bibliographie	87
 <i>Troisième partie</i> : LES CONDITIONS DE L'OFFRE D'HYDROCARBURES	 89
Introduction	89
<i>Chapitre 1</i> — Les réserves d'hydrocarbures	90
Introduction	90
Section 1 — Caractéristiques de la géologie pétrolière	92
A — Considérations générales	92
B — Formation et migration des hydrocarbures	92
C — Conséquences et perspectives	94
Section 2 — L'évaluation des réserves d'hydrocarbures	96
A — Les réserves prouvées	96

	Page
B — Les réserves secondaires	101
C — Les réserves possibles et les ressources ultimes	102
Section 3 — Les réserves par région	106
<i>Chapitre 2</i> — Les coûts et la production future	109
Section 1 — Les coûts de production	109
A — Les coûts techniques	109
B — Les coûts fiscaux	111
Section 2 — Les transports maritimes	116
Section 3 — Les coûts rendu en Europe des bruts de différentes origines.	117
Section 4 — Les frais de raffinage	119
Section 5 — Les coûts de distribution	122
Section 6 — Essai de récapitulation de la tendance des coûts	126
Section 7 — Schéma possible d'évolution de la production mondiale	129
A — L'hémisphère occidental	131
B — L'hémisphère oriental	131
<i>Chapitre 3</i> — Les prix	132
Section 1 — Évolution récente	132
Section 2 — Tendances futures	135
A — Tendances à moyen terme	135
B — Tendances à long terme	136

ANNEXES

1 — Statistiques de base et définitions retenues	143
2 — Notes techniques concernant les bilans par grandes zones du chapitre 2 de la première partie	147
3 — Prix des produits pétroliers et valorisation du pétrole brut	149

Liste des tableaux

1 — Expression quantitative des hypothèses de politique énergétique pour 1980	17
2 — Répartition de la population, de la production industrielle et des besoins d'énergie dans la zone non communiste	19
3 — Besoins d'énergie totaux de 1960 à 1980	20

	Page
4 — Confrontation avec les résultats d'autres études	20
5 — Répartition géographique des besoins mondiaux d'énergie 1960-1980	21
6 — Répartition par produit des besoins d'énergie de la zone non commu- niste	22
A — Année 1960.	22
B — Année 1980.	22
7 — Solde production — besoins totaux	24
8 — Indicateurs d'évolution énergétique — Europe occidentale	25
9 — Décomposition par régions — Europe occidentale	27
10 — Indicateurs d'évolution énergétique — Amérique du Nord	30
11 — Indicateurs d'évolution énergétique — États-Unis	31
11 <i>bis</i> — Structure de l'approvisionnement en énergie de l'Amérique du Nord	32
12 — Indicateurs d'évolution énergétique — Japon	33
13 — Indicateurs d'évolution énergétique — Amérique latine	35
14 — Indicateurs d'évolution énergétique — Autres régions de la zone non communiste (Océanie + Asie du Sud et du Sud-Est + Afrique)	36
15 — Indicateurs d'évolution énergétique — Afrique	37
16 — Indicateurs d'évolution énergétique — Moyen-Orient	39
17 — La demande de houille aux États-Unis, 1950-1965	43
18 — La demande de houille aux États-Unis ventilée par secteur utiliza- teur 1950-1965 et prévisions 1970 et 1980	43
19 — Quelques estimations relatives à la demande d'électricité et les besoins de houille dans les centrales thermiques américaines en 1980	44
20 — Décomposition de la production d'électricité selon l'énergie primaire utilisée d'après le National Power Survey	45
21 — Estimations des réserves de charbon américain	48
22 — Réserves mesurées et récupérables de charbon à coke	50
23 — Rappel des estimations des « Perspectives »	53
24 — Cotations de marché pour le charbon à coke américain	54
25 — Évolution du rendement et de la production dans les mines des États-Unis	55
26 — Rendement dans les différents types de mines et part des mines à ciel ouvert et des tarières dans l'ensemble de la production . . .	55
27 — Structure de la valeur fob mines dans les charbonnages américains	59
28 — Évolution des autres coûts	61
29 — Structure de la flotte de gros porteurs au 1 ^{er} janvier 1966	69
30 — Structure de la flotte selon le tonnage	70
31 — Répartition du trafic de Hampton Roads vers les ports de la Commu- nauté	71
32 — Profondeurs requises et existantes des ports charbonniers	72
33 — Coût calculé du transport Hampton Roads - ports ARA.	73

	Page
34 — Les coûts cif du charbon américain	80
35 — Coût calculé du transport Hampton Roads - ports ARA	81
36 — Réserves des anciens gisements	97
37 — Augmentation brute des réserves de pétrole brut aux États-Unis	99
38 — Réserves prouvées exprimées en nombre d'années de production courante 1938-1964	100
39 — Réserves prouvées de gaz naturel dans le monde	101
40 — Estimations des ressources ultimes de pétrole des États-Unis	103
41 — Estimations des ressources ultimes mondiales d'hydrocarbures liquides	105
42 — Réserves prouvées et secondaires exprimées en milliards de t.m. et en nombre d'années de production croissante	106
43 — Volume des réserves à découvrir de 1965 à 1980 pour maintenir certains objectifs exprimés en rapport réserves/production	108
44 — Coûts techniques à la côte des bruts de différentes régions	110
45 — Coûts du brut, taxes comprises, selon les origines et les contrats	115
46 — Coûts du transport maritime pour quelques trajets à différents taux de fret	117
47 — Coûts cif approximatifs de brut de diverses origines	118
48 — Frais de raffinage pour des raffineries neuves de type européen, y compris la rémunération du capital	119
49 — Capacité de raffinage dans la Communauté au 1 ^{er} janvier 1965	120
50 — Coûts approximatifs de la tonne de brut traitée en raffinerie côtière	121
51 — Récapitulation des coûts de distribution des grands réseaux	123
52 — Coûts de distribution des grands réseaux	124
53 — Coûts de distribution en dollars par t.m. de pétrole brut	126
54 — Diminution ou augmentation des coûts par rapport à leurs niveaux actuels en dollars par t.m. de pétrole brut	127
55 — Coût en développement du fuel lourd ex raffinerie côtière	128
56 — Schéma possible d'évolution de la production de pétrole dans le monde occidental en 1970 et 1980	130
57 — Récapitulation des résultats ex raffineries côtières (Période automne 1965)	134

Liste des graphiques

1 — Évolution des rendements dans les mines aux États-Unis entre 1950 et 1964 et prévisions jusqu'en 1980	57
2-5 — Relation entre rendement et coût dans les mines américaines	63-66
6 — Tarifs ferroviaires pour le transport de charbon aux États-Unis	68
7 — Coût à la tonne du transport transatlantique selon le tonnage des navires — Situation 1964	79

Introduction

La présente étude est la première d'une nouvelle série de publications que la Commission des Communautés européennes envisage de consacrer aux problèmes énergétiques. La Commission se propose de diffuser de cette manière les enquêtes menées, en matière d'économie énergétique, par ses services ou par des experts mandatés par elle.

La première publication de cette série porte sur un choix d'études qui ont servi de base aux «Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne» ⁽¹⁾ publiées en 1966 par le groupe de travail inter-exécutif «Énergie».

La première partie traite des prévisions relatives au développement à long terme de la production et de la consommation d'énergie dans le monde; les deux autres concernent les conditions de l'offre des principales formes d'énergie importée, du point de vue de la Communauté.

⁽¹⁾ Cf. «Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne». Haute Autorité de la C.E.C.A., Commissions de la C.E.E. et de la C.E.E.A. Bulletin de la C.E.C.A., n° 61, Luxembourg, 1966.

Première partie

Le bilan mondial d'énergie

Introduction

La présente partie s'efforce de dessiner des perspectives énergétiques mondiales; elle explicite les méthodes d'élaboration et commente les résultats chiffrés qui font partie des « Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne ».

Ces estimations sont principalement destinées à situer les besoins d'importation de la Communauté dans un contexte énergétique mondial. Dès lors, il ne s'agissait pas de recommencer pour chacune des zones le travail prospectif assez détaillé qui avait été fait pour la Communauté dans les « Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme ». On s'est limité à se fixer un cadre d'ensemble sur la base d'une extrapolation des besoins et des disponibilités énergétiques de chacune des zones, d'une part, et de certaines hypothèses concernant les politiques énergétiques, d'autre part. Un but important des travaux était de dégager les quantités de pétrole à couvrir par le Moyen-Orient, problème crucial pour la sécurité d'approvisionnement de la Communauté.

Les chiffres présentés ne sont donc pas à interpréter comme des prévisions précises, mais plutôt comme des schémas possibles d'approvisionnement fondés sur des ordres de grandeur.

Les chapitres suivants porteront sur :

- les hypothèses de base, les méthodes de projection et les principaux résultats ;
- des indications plus détaillées par grandes zones.

Des remarques concernant les statistiques de base et les définitions retenues figurent dans les annexes.

Chapitre 1

Hypothèses de base, méthodes et principaux résultats

Section 1 — Hypothèses générales et méthodes de projection

Les chiffres prospectifs de besoins et d'approvisionnement en énergie des grandes zones de l'économie mondiale, tels qu'ils figurent dans la section 2 de ce chapitre et en résumé aux tableaux 12 et 13 des « Nouvelles réflexions », résultent de trois types d'estimation à caractère nettement différent :

- des extrapolations raisonnées de l'évolution des grands agrégats énergétiques au cours de la période 1953-1963,
- des informations et estimations empruntées à d'autres publications ou à des travaux en cours dans d'autres organisations internationales,
- des hypothèses sur l'évolution de la politique énergétique dans certaines zones au cours des années à venir.

Dans la présente section, nous tenterons d'explicitier la *démarche générale* suivie dans l'élaboration ou la sélection des estimations chiffrées. Les considérations particulières à chaque zone figurent à la section suivante en guise d'introduction à l'analyse des résultats. Nous ferons abstraction du bilan prospectif de la Communauté dont les caractéristiques sont décrites dans les « Nouvelles réflexions ».

A — La méthode d'extrapolation

Celle-ci a été appliquée à trois niveaux :

- dans l'estimation de l'évolution de la *consommation totale et des besoins totaux* où elle a joué un rôle prépondérant,
- dans l'estimation des *besoins par produit* où son importance a été très variable d'une zone à l'autre et d'un produit à l'autre,
- dans l'estimation de la *production de certains produits* en l'absence d'information directe ou de chiffres traduisant une option de politique énergétique.

La méthode d'extrapolation soulève plusieurs problèmes.

En premier lieu, nous avons choisi comme *période de référence* la décennie 1953-1963, afin de couvrir une période assez longue et d'inclure dans nos travaux les dernières statistiques disponibles. Il faut cependant tenir compte du fait que l'année

1963 a été, dans les régions fortes consommatrices, une année de forte demande en raison des conditions climatiques rigoureuses et d'augmentations de stocks chez les consommateurs. Nos taux d'accroissement tendent donc à surestimer quelque peu l'évolution moyenne au cours de la période, en particulier parce que ces taux ont été calculés à partir des deux seules années-limites et non par un ajustement portant sur tous les points de la période. La différence ne peut cependant pas être de très grande importance.

En second lieu, il convient de noter que nos estimations prospectives couvrent la période 1960-1980 et comprennent donc une quinquennie pour laquelle on connaît déjà les réalisations, du moins en ordre de grandeur. Nous avons tenu compte de ces informations dans l'évaluation du taux d'augmentation des besoins d'énergie pour l'ensemble de la période de prévision. En général, cette *période 1960-1965* a été caractérisée par :

- la poursuite d'une forte progression des besoins d'énergie en *Europe occidentale* malgré un certain ralentissement dans le rythme de croissance économique;
- une nette accélération de l'expansion des besoins en *Amérique du Nord* sous l'influence d'une croissance économique plus rapide;
- un ralentissement dans l'expansion des besoins de certaines régions en voie de développement, en particulier l'Amérique latine. Les taux d'accroissement restent pourtant plus élevés que ceux des pays développés.

Taux de croissance moyen par an du P.N.B. et des besoins d'énergie au cours des dernières années

	P.N.B.		Besoins d'énergie	
	Période	Taux %	Période	Taux %
Europe occidentale	1960-1965	4,5	1960-1964	5,5
Amérique du Nord	1960-1965	4,5	1960-1964	3,8
Amérique latine	1960-1963	3,5	1960-1963	6,0

En troisième lieu, une extrapolation, tant soit peu raisonnée de l'évolution dans le domaine de l'énergie, doit s'appuyer sur des *perspectives de croissance économique générale*. Bien que nos projections ne résultent pas de l'extrapolation de relations formelles entre P.N.B. et besoins d'énergie, obtenues à l'aide d'ajustements statistiques, elles s'inscrivent dans des perspectives de croissance économique générale qui peuvent être résumées comme suit :

- *Europe occidentale* : taux de croissance du P.N.B., 4 à 5 % par an, ce qui, sauf pour la Grande-Bretagne, représente un certain ralentissement par rapport à la décennie 1950-1960;
- *Amérique du Nord* : taux de croissance du P.N.B. d'environ 4 % par an, ce qui suppose une nette accélération par rapport à la décennie 1950-1960 (+ 3,3 %);

- *Japon* : taux de croissance du P.N.B. de 7 à 8 %, très élevé certes mais en réduction par rapport au taux de 9 % enregistré en moyenne depuis 1950;
- *pays en voie de développement* : taux de croissance du P.N.B. de l'ordre de 5 % par an, correspondant à l'objectif de développement des Nations unies. Ce taux est légèrement en retrait par rapport à celui de la décennie 1950-1960 mais dépasse nettement les réalisations des toutes dernières années.

Les hypothèses générales qui viennent d'être décrites concernent principalement l'expansion des *besoins totaux*. Les relations admises entre la croissance économique générale et le développement des besoins d'énergie s'expriment dans des élasticités des besoins d'énergie par rapport au P.N.B. de l'ordre de

0,9 en Europe occidentale et en Amérique du Nord,
1,0 au Japon,
1,2 dans les pays en voie de développement.

Dans deux cas, il n'existe pas de lien immédiat entre les perspectives de croissance économique et les évaluations de besoins d'énergie :

- Pour le *Moyen-Orient*, les estimations de besoins d'énergie sont davantage liées aux prévisions de production de pétrole et de soutages qu'à l'expansion économique générale attendue dans cette zone.
- Pour la *zone communiste*, le lien entre perspectives de croissance et le développement des besoins d'énergie est rompu par des anomalies dans les séries statistiques relatives à la consommation d'énergie en Asie communiste. A partir de 1961, ces séries accusent une « baisse de niveau » de près de 40 %. Les taux d'accroissement prospectifs ont été, en fait, calculés en prenant comme base l'année 1961. Sur cette base, le taux moyen s'établit à 6,1 % par an pour l'ensemble de la zone communiste (au lieu de 5,3 % sur base 1960).

Lorsqu'on passe enfin de l'évolution des *besoins totaux* à celle des *principaux produits*, les caractéristiques de l'extrapolation se modifient. Le lien entre les hypothèses générales de croissance économique et de besoins d'énergie et l'évolution par produit n'est pas immédiat. Les limitations dans les disponibilités physiques de certains produits énergétiques dans certaines régions et les rapports de compétitivité entre les diverses formes d'énergie interviennent ici comme facteur déterminant. La démarche, très rudimentaire, adoptée en ce domaine peut être résumée comme suit:

On a d'abord tenté d'évaluer la contribution des formes d'énergie autres que le pétrole à l'aide d'information directe ou de l'extrapolation de l'évolution passée. Ensuite, la contribution du pétrole a été calculée par différence entre les besoins totaux et la somme des autres sources d'énergie. Dans quelques cas, en particulier pour l'Asie du Sud et du Sud-Est, l'augmentation du solde d'importation de pétrole qui s'est dégagée de la confrontation des perspectives de demande et d'offre interne s'est avérée supérieure aux possibilités de paiement qu'on peut raisonnablement envisager pour ces pays. Cet exercice a clairement démontré *l'hypothèque que constituera pour la balance des paiements de certains pays d'Asie le financement des importations de pétrole*. En l'absence d'aide massive, des pays seront contraints d'économiser de l'énergie ou, tout au moins, de continuer à faire appel à des sources d'énergie non commerciales. Nous avons, en conséquence, retouché vers le bas la première estimation des besoins totaux d'énergie (commerciale) de ces pays.

B — L'information directe empruntée à d'autres sources

La première place revient ici aux travaux parallèles menés par le *Comité de l'énergie de l'O.C.D.E.*

Pour l'*Amérique du Nord*, ces travaux constituent la base unique de nos estimations. Il a cependant fallu tenir compte de différences dans les statistiques de l'année de base et dans les taux de conversion. Dès lors, nous avons repris les *accroissements relatifs* envisagés pour les besoins totaux et les besoins des diverses sources d'énergie dans cette zone. Exprimées en indices, nos estimations ne diffèrent de celles de l'O.C.D.E. que sur un seul point relatif à l'année 1970 : conformément aux expériences des toutes dernières années, nos estimations sont légèrement plus élevées que celles du Comité de l'énergie en ce qui concerne la consommation de charbon et moins élevées pour celle de pétrole. Cette retouche contribue à rendre l'évolution plus régulière sur l'ensemble de la période 1960-1980.

Il est intéressant de noter que ces estimations du Comité de l'énergie pour l'Amérique du Nord aboutissent à des résultats nettement plus élevés que la plupart des études énergétiques américaines. Elles incorporent l'accélération intervenue au cours des toutes dernières années dans les tendances énergétiques américaines. Ces caractéristiques sont automatiquement reprises dans nos estimations.

Pour le *Japon*, les évaluations du Comité de l'énergie ont constitué un élément d'appréciation, nos estimations étant pourtant nettement moins élevées (voir à ce sujet tableau 12, p. 33).

Pour l'*énergie nucléaire*, les documents de travail de l'O.C.D.E. ont servi de base pour les estimations relatives au développement de cette source d'énergie en dehors de la Communauté.

En ce qui concerne l'*Europe occidentale* — où les chiffres résultent de l'addition d'estimations séparées pour la Communauté, la Grande-Bretagne et le groupe des pays restants — nous avons utilisé pour la Grande-Bretagne les indications figurant pour 1970 dans « Fuel Policy », publié par le ministère de l'énergie en octobre 1965. Les estimations ont été prolongées jusqu'en 1980 en admettant comme limite supérieure pour le charbon indigène l'objectif retenu pour 1970.

Enfin, subsidiairement, nous avons consulté divers *rapports présentés* à la VI^e *conférence mondiale d'énergie* tenue à Melbourne en 1962. Ces rapports, déjà relativement anciens et concentrés sur des analyses par pays, n'ont servi que d'éléments d'appréciation dans des cas où d'autres indications n'étaient pas disponibles (Canada, Espagne, Australie, etc.).

C — Les hypothèses de politique énergétique

Comme il a déjà été mentionné, la construction de tableaux énergétiques prospectifs à l'échelle mondiale n'avait pas comme but d'établir une prévision — d'ailleurs très difficile — de l'évolution de la *production* des différentes formes d'énergie en cas de maintien des tendances et politiques énergétiques actuelles. Elle visait plutôt à étudier les répercussions de différentes variantes de politique énergétique et l'incidence de certains aléas dans la recherche d'hydrocarbures sur le schéma d'approvisionnement mondial en énergie d'ici quinze ans et en particulier sur l'appel au pétrole du Moyen-Orient.

Schéma 1 — Hypothèses d'approvisionnement retenues dans les schémas relatifs à l'année 1980

HYPOTHÈSE 1	HYPOTHÈSE 2
<p>I — CONCEPTION GÉNÉRALE DE LA POLITIQUE</p> <p>Politique de sécurité à coût élevé des régions industrialisées basée sur la production interne et la diversification des importations de pétrole.</p> <p>II — COMPOSANTES</p> <p>a) <i>Production forte de pétrole, en Amérique du Nord, tant aux États-Unis qu'au Canada, qui contribue à assurer à peu près l'équilibre de la demande et de l'offre de pétrole dans l'hémisphère occidental.</i></p> <p>b) <i>Exportations fortes de charbon américain vers l'Europe occidentale et le Japon réduisant les besoins d'importation de pétrole de ces zones mais seulement partiellement compatibles avec l'hypothèse c.</i></p> <p>c) <i>Production interne forte en Europe occidentale : maintien d'un niveau charbonnier élevé, production nucléaire forte, résultat d'une évolution technique rapide et d'incitations puissantes des pouvoirs publics, production élevée de gaz naturel suite à des découvertes très importantes.</i></p> <p>d) <i>Production d'hydrocarbures forte en Afrique, résultant de découvertes importantes traduisant aussi l'effet d'efforts de diversification des importations de la part des pays forts consommateurs.</i></p> <p>e) <i>Autarcie de la zone communiste, simple hypothèse de travail adoptée en l'absence d'informations suffisantes. Toute importation nette en provenance de la zone communiste réduirait l'appel au Moyen-Orient.</i></p>	<p>I — CONCEPTION GÉNÉRALE DE LA POLITIQUE</p> <p>Recours élevé au pétrole du Moyen-Orient où le coût de la recherche est le moins élevé mais aussi où les problèmes de sécurité sont les plus aigus.</p> <p>II — COMPOSANTES</p> <p>a) <i>Production moins élevée de pétrole en Amérique du Nord, compensée partiellement par une augmentation en Amérique latine mais impliquant tout de même un recours plus élevé à l'approvisionnement en provenance du Moyen-Orient.</i></p> <p>b) <i>Exportations modérées de charbon américain vers l'Europe occidentale et le Japon où les hydrocarbures couvriraient l'essentiel des besoins.</i></p> <p>c) <i>Production interne faible en Europe occidentale : résultat net d'une forte diminution de la production charbonnière, d'une production nucléaire correspondant aux programmes minima et de disponibilités de gaz naturel moins importantes.</i></p> <p>d) <i>Production d'hydrocarbures plus modeste en Afrique, résultat conjugué de découvertes moins élevées et d'efforts de diversification moins poussés.</i></p> <p>e) <i>Autarcie de la zone communiste comme dans l'hypothèse 1.</i></p>

Note : Les hypothèses b et c en matière de charbon ont été conciliées en admettant un ajustement vers le bas de 60 millions de tcc pouvant porter soit sur les exportations de charbon américain, soit sur la production européenne de charbon.

Les hypothèses envisagées concernent :

- a) L'orientation de la *politique économique dans la Communauté*, en particulier en matière de politique charbonnière et nucléaire;
- b) L'orientation de la *politique dans les pays tiers*, notamment dans le domaine de la protection de la production interne de pétrole aux États-Unis et du charbon en Grande-Bretagne et au Japon;
- c) Les conditions techniques et économiques de l'économie énergétique mondiale, notamment en ce qui concerne les découvertes de gaz naturel en Europe et d'hydrocarbures en Afrique.

Le schéma 1 résume ces hypothèses en forme succincte ⁽¹⁾.

Avant de passer aux résultats chiffrés, il convient de rappeler que ces hypothèses concernent la situation vers l'année 1980. Pour 1970, on a estimé que les délais de réalisation étaient trop courts pour permettre une réorientation décisive des politiques énergétiques. Les données présentées pour cette année reflètent donc plutôt *l'évolution probable avec les marges d'incertitude subsistant à une échéance de quatre ans et en adoptant l'hypothèse de l'autarcie du monde communiste*.

Les hypothèses du schéma 1 se traduisent dans les chiffres suivants (tableau 1) :

Tableau 1 — Expression quantitative des hypothèses de politique énergétique pour 1980

	Référence au schéma 1	Unités	Hypothèse 1	Hypothèse 2
<i>Combustibles solides</i>				
Communauté - charbon	Production interne en Europe	10 ⁶ tec	185	100
- lignite		10 ⁶ tec	40	40
Grande-Bretagne - houille	Idem	10 ⁶ tec	180	130
Reste de l'Europe occidentale		10 ⁶ tec	30	30
Total Europe occidentale		10 ⁶ tec	435	300
Amérique du Nord - houille	Production interne pour besoins intérieurs + exportations	10 ⁶ tec	900	790
<i>Pétrole</i>				
États-Unis	Production en tec	10 ⁶ tec	860	730
	Production en unités naturelles	10 ⁶ t	(660)	(560)
Canada	Production en tec	10 ⁶ tec	195	130
	Production en unités naturelles	10 ⁶ t	(150)	(100)
Total Amérique du Nord	Production en tec	10 ⁶ tec	1 055	860
	Production en unités naturelles	10 ⁶ t	(810)	(660)

⁽¹⁾ Cf. « Nouvelles réflexions », chapitre III.

Tableau 1 (suite)

	Référence au schéma	Unités	Hypothèse 1	Hypothèse 2
Amérique latine	Production en tec	10 ⁶ tec	445	535
	Production en unités naturelles	10 ⁶ t	(340)	(400)
Afrique	Production en tec	10 ⁶ tec	520	390
	Production en unités naturelles	10 ⁶ t	(400)	(300)
Moyen-Orient	Production en tec	10 ⁶ tec	1 345	1 935
	Production en unités naturelles	10 ⁶ t	(1 035)	(1 490)
<i>Gaz naturel</i>				
Communauté	Production interne (y compris mer du Nord)	10 ⁶ tec	140	120
Reste de l'Europe occidentale	Idem	10 ⁶ tec	60	15
Total Europe occidentale	Idem	10 ⁶ tec	200	135
<i>Énergie nucléaire</i>				
Communauté	Production	10 ⁶ tec	125	90

Section 2 — Résultats principaux

A — L'importance fondamentale de la situation de départ

En 1960, 55 % des besoins mondiaux et 80 % des besoins de la zone non communiste étaient concentrés dans le complexe « atlantique » : Amérique du Nord et Europe occidentale. En y ajoutant le Japon, pour couvrir l'ensemble des régions fortes consommatrices de la zone non communiste, ces pourcentages s'élèvent à respectivement près de 60 et 85 %.

Comme le montre le tableau 2, cette concentration correspond à la répartition géographique de la production industrielle. La part de l'Europe occidentale dans les besoins d'énergie est cependant inférieure à son importance en matière de production industrielle, l'inverse valant pour l'Amérique du Nord.

La répartition très différente de la population et de la consommation d'énergie se reflète dans des consommations par habitant variant entre 140 kg équivalent charbon, en Asie du Sud, à 8 tonnes aux États-Unis. Parmi les régions industrialisées, la consommation par habitant dans la Communauté en 1960 s'élevait à peine à 30 % de celle des États-Unis, celle du Royaume-Uni à 61 %.

Même si on admet des taux de développement économique et d'augmentation de besoins nettement plus élevés pour les pays en voie de développement, les disparités et la concentration de la consommation dans les pays industrialisés ne se résorberont que lentement, certainement pas à l'échéance de vingt ans.

Tableau 2 — Répartition de la population, de la production industrielle et des besoins d'énergie dans la zone non communiste

(en %)

	Population 1960	Valeur ajoutée dans l'industrie 1958	Besoins d'énergie 1960	
			en % de la zone non communiste	en % des besoins mondiaux
Europe occidentale	16	36	28	19
dont Communauté	9	20	14	10
Amérique du Nord	10	49	52	36
Japon	5	4	4	3
Amérique latine	10	4	6	4
Afrique et Moyen-Orient	20	3	4	3
Asie du Sud et du Sud-Est	38	2	4	3
Océanie	1	2	2	1
Total zone non communiste	100	100	100	69
Zone communiste				31
Monde				100

Source : Annuaire statistiques de l'O.N.U. et World Energy Supplies.

Il en résulte une double conséquence pour l'évaluation des besoins énergétiques en 1980 :

- L'ampleur des besoins mondiaux d'énergie en 1980, en particulier ceux relatifs à la zone non communiste, restera déterminée, de façon prépondérante, par les besoins des pays industrialisés. Ces besoins dépendent du niveau d'activité économique atteint à cette date. Nos estimations dépendent donc largement de la réalisation d'une croissance du P.N.B. de 4 à 5 % par an dans ces pays.
- Des erreurs d'estimation, même importantes, sur les besoins d'énergie des pays en voie de développement ne peuvent pas fausser de façon appréciable le tableau des besoins énergétiques d'ici quinze ans. Cette remarque est d'autant plus importante que l'incertitude est grande sur l'évolution dans cette catégorie de pays.

B — La croissance des besoins mondiaux

Des estimations par région se dégagent, pour la période de 1960-1980, une croissance des besoins mondiaux d'énergie de 4,7 % en moyenne, en légère réduction par rapport à celle de 5,1 % ⁽¹⁾ enregistrée au cours de la période 1953-1963. Le chiffre de près de 11 milliards de tec admis pour 1980 correspond à une augmentation de 150 % en vingt ans. En consommation cumulée, l'évolution 1960-1980 correspond à un appel aux ressources énergétiques mondiales de l'ordre de 139 milliards de tec. Au niveau de la zone non communiste, on a admis une croissance de 4,4 % par an, soit environ 140 % en vingt ans et une consommation cumulée de 93 milliards de tec.

⁽¹⁾ On se rappellera qu'en raison du niveau élevé de l'année terminale, ce taux surestime quelque peu la tendance moyenne.

Tableau 3 — Besoins d'énergie totaux ⁽¹⁾ de 1960 à 1980

	En millions de tec			En % du total			Taux d'accroissement moyen par an
	1960	1970	1980	1960	1970	1980	
I — Ensemble de la zone non communiste							
Houille et lignite	1 115	1 270	1 490	37	27,5	21	+ 1,5
Pétrole	1 245	2 315	3 695	42	50	52,5	+ 5,6
Gaz naturel	545	890	1 360	18	19	19	+ 4,7
Énergie hydraulique	80	115	170	3	2,5	2,5	+ 3,8
Énergie nucléaire	—	45	350	—	1,0	5,0	+22,8
Besoins totaux	2 985	4 635	7 065	100	100	100	(1970-1980) + 4,4
II — Monde - Besoins totaux	4 350	6 810	10 900				+ 4,7

⁽¹⁾ Pour 1980, chiffres moyens. Pour les marges, voir tableau 7.

Notre estimation des besoins mondiaux est légèrement inférieure à celle du Comité de l'énergie de l'O.C.D.E. mais dépasse nettement les évaluations établies il y a quelques années par différents auteurs.

Tableau 4 — Confrontation avec les résultats d'autres études

(en millions de tec)

	1960	1970	1980
Notre estimation	4 350	6 810	10 900
O.C.D.E. (1966) ⁽¹⁾	4 385	—	11 440
CEPCEO (1966) ⁽²⁾	4 490	6 951	10 091
USAEC (1960) ⁽³⁾			8 940
SEARL ⁽⁴⁾			9 538
GRAHAM ⁽⁵⁾	4 378	7 353	

⁽¹⁾ Politique énergétique, problèmes et objectifs (projet du 8 avril 1966).

⁽²⁾ Une politique de l'énergie pour l'Europe occidentale, 1966.

⁽³⁾ Energy from Uranium and Coal Reserves, mars 1960.

⁽⁴⁾ Fossil Fuels in the Future, 1960.

⁽⁵⁾ Factors affecting the future Pattern of the World Energy Market, 1962.

C — La répartition géographique des besoins mondiaux

Les évolutions esquissées n'aboutiront qu'à une légère « déconcentration » géographique de la consommation d'énergie en 1980. Le groupe des pays industrialisés (Amérique du Nord, Europe occidentale et Japon) représentera encore 80 % des besoins de la zone non communiste et plus de 50 % des besoins mondiaux. La part

de la Communauté dans les besoins mondiaux resterait inchangée (10 %), celle de l'Amérique du Nord se réduirait à moins de 30 %. En résumé, on ne doit pas s'attendre, dans les quinze ans à venir, à une modification profonde dans la structure géographique des besoins.

Tableau 5 — Répartition géographique des besoins mondiaux d'énergie 1960-1980

	En millions de tec			En % du total de la zone non communiste			En % des besoins mondiaux		
	1960	1970	1980	1960	1970	1980	1960	1970	1980
Europe occidentale	845	1 300	1 920	28,5	28	27	19	19	18
dont Communauté	445	745	1 150	15	16	16	10	11	10
Amérique du Nord	1 580	2 270	3 170	53	49	45	36	33	29
dont États-Unis	1 475	2 100	2 900	49	45	41	34	31	27
Japon	175	275	540	4	6	7,5	3	4	5
Amérique latine	155	295	555	5	6,5	8	4	4	5
Afrique	75	110	180	2,5	2,5	2,5	2	1,5	2
Moyen-Orient	50	95	190	1,5	2,0	2,5	1	1,5	2
Asie du Sud									
et du Sud-Est	115	210	380	4	4,5	5,5	3	3	3
Océanie	50	80	130	1,5	1,5	2,0	1	1	1
Total zone non communiste	2 985	4 635	7 065	100,0	100,0	100,0	69	68	65
Zone communiste	1 365	2 175	3 835				31	32	35
Monde	4 350	6 810	10 900				100	100	100

D — La répartition par produit des besoins mondiaux

La modification la plus importante qui se produira d'ici 1980 dans la structure par produit des besoins mondiaux d'énergie sera la réduction de la part de la houille au profit des nouvelles formes d'énergie, gaz naturel et énergie nucléaire, dans les pays développés. En 1980, la houille et le lignite ne couvriront guère plus de 20 % des besoins totaux de la zone non communiste contre 37 % en 1960. Ce mouvement serait compensé par une augmentation de la part du pétrole dans toutes les zones hors de l'Amérique du Nord et par une expansion du gaz naturel et de l'énergie nucléaire (dans les pays industrialisés).

Le pétrole couvrirait plus de 50 % des besoins dans toutes les régions hors de l'Amérique du Nord. La répartition géographique de la consommation d'énergie serait plus dispersée pour le pétrole que pour la houille, dont 75 à 80 % de la consommation de la zone non communiste serait concentrée dans la zone atlantique : Europe occidentale et Amérique du Nord.

Tableau 6 — Répartition par produit des besoins d'énergie de la zone non communiste
A — Année 1960

Régions	Houille et lignite	Pétrole	Autres sources primaires	Total (chiffres arrondis)
<i>Besoins totaux</i> (en millions de tec)				
Europe occidentale	520	280	44	845
Amérique du Nord	380	670	532	1 580
Japon	60	45	8	115
Amérique latine	11	120	24	155
Afrique	43	30	1	75
Autres régions	100	100	15	215
Total zone non communiste (chiffres arrondis)	1 115	1 245	625	2 985
<i>Structure de la consommation</i> (en % de la consommation totale par région)				
Europe occidentale	62	33	5	100
Amérique du Nord	24	42	34	100
Japon	52	39	9	100
Amérique latine	7	77	16	100
Afrique	60	40	—	100
Autres régions	46,5	46,5	7	100
Total zone non communiste	37	42	1	100
<i>Structure géographique de la consom- mation par produit</i> (en % de la consommation totale par produit de la zone non commu- niste)				
Europe occidentale	47	22	7	28
Amérique du Nord	34	54	85	53
Japon	5	4	2	4
Amérique latine	1	10	4	5
Afrique	4	2	—	3
Autres régions	9	8	2	7
Total zone non communiste	100	100	100	100

B — Année 1980

Régions	Houille et lignite	Pétrole	Autres sources primaires	Total (chiffres arrondis)
<i>Besoins totaux</i> (en millions de tec)				
Europe occidentale	500/330	955/1 230	465/360	1 920
Amérique du Nord	725	1 255	1 190	3 170
Japon	70	430	40	540
Amérique latine	25	405	125	555
Afrique	70	75	35	180
Autres régions	185	440	75	700
Total zone non communiste	1 575/1 405	3 560/3 835	1 930/1 825	7 065

Tableau 6 (suite)

Régions	Houille et lignite	Pétrole	Autres sources primaires	Total chiffres (arrondis)
<i>Structure de la consommation</i> (en % des besoins totaux par région)				
Europe occidentale	26/17	50/64	24/19	100
Amérique du Nord	23	40	37	100
Japon	13	80	7	100
Amérique latine	5	73	2	100
Afrique	39	42	19	100
Autres régions	26	63	11	100
Total zone non communiste	22/20	51/54	27/26	100
<i>Structure géographique de la consommation par produit</i> (en % de la consommation totale par produit de la zone non communiste)				
Europe occidentale	32/23	27/32	24/20	27
Amérique du Nord	46/52	35/33	62/65	45
Japon	4/5	12/11	2	8
Amérique latine	2	11,5/10,5	6/7	8
Afrique	4/5	2	2	2
Autres régions	12/13	12,5/11,5	4	10
Total zone non communiste	100	100	100	100

E -- Les déficits énergétiques et l'appel au pétrole du Moyen-Orient

La confrontation entre les perspectives de besoins et les hypothèses de production par zone permet de dégager des soldes de commerce extérieur qui, dans le schéma adopté, se transforment finalement en un appel au pétrole du Moyen-Orient. Nous avons rassemblé les estimations relatives aux différentes régions dans le tableau 7 qui rend possible une analyse générale.

Pour l'Europe occidentale et le Japon, il apparaît que, quelle que soit l'hypothèse de politique énergétique retenue, les importations nettes d'énergie (en valeur absolue) s'accroîtront sensiblement d'ici 1980. Les coefficients multiplicateurs par rapport à 1960 varient de 3,25 à 4,1 pour l'Europe occidentale et s'élèvent à 8 pour le Japon.

Les chiffres relatifs à l'Amérique du Nord résultent de la combinaison d'un excédent en charbon et d'un déficit en pétrole, tous deux variables selon les hypothèses qu'on retient en matière de politique pétrolière et d'exportation charbonnière. Il s'avère, en tout cas, que les possibilités de limiter les déficits sont bien plus grandes qu'en Europe Occidentale.

Tableau 7 — Solde production - besoins totaux (Excédent +; déficit —)

(en millions de tec)

	1960	1970	1980	
			Hypothèse 1	Hypothèse 2
Europe occidentale	— 300	— 710/— 745	— 975	— 1 230
dont Communauté	— 145	— 410/— 435	— 590	— 750
Amérique du Nord	— 140	— 190	— 25	— 330
Japon	— 55	— 205	— 440	— 460
Total	— 495	—1105/—1140	— 1 440	— 2 020
Amérique latine	+ 135	+ 140	+ 25	+ 115
Autres régions de la zone non communiste	— 40	+ 135	+ 280	+ 120
dont Afrique	— 10	+ 210	+ 445	+ 310
Total général	— 400	— 830/— 865	— 1 135	— 1 755
Moyen-Orient	+ 300	+ 830/+ 865	+ 1 195	
dont pétrole	+ 300	+ 825/+ 860	+ 1 185	
Zone communiste	+ 45			
Ajustements statistiques	— 55	—	— 60 ⁽¹⁾	—

⁽¹⁾ Ajustement pour la concurrence entre charbon américain et charbon interne en Europe occidentale et au Japon (voir schéma 1).

Compte tenu de l'expansion interne des besoins, la contribution de *l'Amérique latine* à la couverture du déficit des pays industrialisés (en particulier des États-Unis) sera modeste.

Parmi les autres régions en dehors du Moyen-Orient, le rôle de l'Afrique sera déterminant, ses disponibilités à l'exportation dépendant toutefois des succès dans la recherche. Mais le déficit net des autres régions, en particulier de l'Asie, s'accroîtra jusqu'à la limite imposée par les possibilités de paiement.

L'addition algébrique des soldes de la zone non communiste en dehors du Moyen-Orient aboutit à un *déficit global variant entre 1,1 et 1,75 milliard de tec*. Dans l'hypothèse de l'autarcie du monde communiste, ce déficit devrait être couvert par le Moyen-Orient. Évidemment, toute importation nette en provenance de la zone communiste diminuerait cet appel au Moyen-Orient. Il est toutefois peu probable que ces importations puissent réduire le déficit de plus de 10 à 15 %.

Telles sont les conclusions qui se dégagent de la synthèse des schémas d'approvisionnement par région qui doivent maintenant être étudiés plus en détail.

Chapitre 2

Bilans par grandes zones

Section 1 — Europe occidentale

La présente section résume, en forme de bilans et de commentaires très succincts, les évaluations par grandes zones.

Les estimations pour cette zone résultent de la combinaison des évaluations pour la Communauté avec celles relatives à la Grande-Bretagne et au reste de l'Europe occidentale (sans Yougoslavie). L'ensemble des estimations est résumé aux tableaux 8 et 9.

Tableau 8 — Europe occidentale - Indicateurs d'évolution énergétique - Taux d'accroissement

(en % par an)

	Période 1953-1963	Période 1960-1980
A — Consommation intérieure	+ 4,2	+ 4,2
Besoins totaux	+ 4,6	+ 4,2
Consommation des produits caractéristiques :		
Houille et lignite	+ 0,5	(— 0,2/— 2,2)
Pétrole	+ 15,3	(+ 6,3/+ 7,7)
B — Production totale	+ 0,3	+ 2,8/+ 1,2
Production des produits caractéristiques :		
Houille et lignite	— 5,6	— 0,5/— 2,3

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1960	Houille et lignite	520	520	480	— 40
	Pétrole	245	280	20	— 260
	Gaz naturel	15	15	15	0
	Énergie hydraulique et nucléaire	30	30	30	0
	Total		810	845	545

Tableau 8 (suite)

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1970	Houille et lignite	455/490	455/490	400/435	— 55
	Pétrole	665/630	725/690	35	—690/—655
	Gaz naturel	60	60	60	—
	Énergie hydraulique	40	40	40	—
	Énergie nucléaire	30	30	30	—
	Total	1 250	1 300	555/590	—745/—710
1980 Hypothèse 1	Houille et lignite	} 1 590	} 1 675	435	} — 975
	Pétrole			65	
	Gaz naturel	50	50	200	
	Énergie hydraulique	195	195	50	
	Énergie nucléaire			195	
	Total	1 835	1 920	945	— 975
1980 Hypothèse 2	Houille et lignite	} 1 625	} 1 710	300	} —1230
	Pétrole			45	
	Gaz naturel	50	50	135	
	Énergie hydraulique	160	160	50	0
	Énergie nucléaire			160	0
	Total	1 835	1 920	690	—1230

Entre 1960 et 1980, les besoins d'énergie de l'Europe occidentale augmenteraient d'environ 125 % (4,2 % en moyenne), tandis que la substitution des hydrocarbures au charbon se poursuivrait.

Du côté de l'approvisionnement, deux aspects doivent être soulignés :

a) La dépendance à l'importation continuera à augmenter, certainement en termes absolus. Une politique visant à maintenir ou accroître la production interne, de grandes découvertes de gaz naturel, une progression rapide de l'énergie nucléaire ne pourront que freiner cette tendance et non la renverser.

En 1980, l'importation couvrira au moins (hypothèse 1) 50 % des besoins. Dans l'hypothèse d'un appel poussé à l'énergie importée, la part de celle-ci pourrait monter à deux tiers des besoins.

Part de l'importation dans les besoins de l'Europe occidentale

1960	26 %
1970	55-57 %
1980 Hypothèse 1	51 %
Hypothèse 2	64 %

Tableau 9 — Europe occidentale - Décomposition par régions

(en millions de tec)

	Communauté	Grande-Bretagne	Autres	Total Europe occidentale (chiffres arrondis)
1960 Besoins				
Houille	245	196	46	520
Lignite	33	69	68	280
Pétrole	141	—	2	15
Gaz naturel	14	—	14	30
Énergie hydraulique	13	—	—	—
Énergie nucléaire	—	—	—	—
Besoins totaux (arrondis)	445	270	130	845
1960 Production				
Houille	229	197	23	480
Lignite	30	—	3	20
Pétrole	16	—	2	15
Gaz naturel	14	1	15	30
Énergie hydraulique	13	—	—	—
Énergie nucléaire	—	—	—	—
Production totale (arrondis)	300	200	45	545
1970 Besoins				
Houille	200 - 233	170 - 175	43	455/490
Lignite	38	—	150	725/690
Pétrole	425 - 395	150 - 145	3	60
Gaz naturel	53	2	20	40
Énergie hydraulique	16	15	2	30
Énergie nucléaire	11	—	—	—
Besoins totaux (arrondis)	745	340	215	1 300

Tableau 9 (suite)

(en millions de tec)

	Communauté		Grande-Bretagne	Autres	Total Europe occidentale (chiffres arrondis)	
1970 Production						
Houille	168 - 196		} 170 - 180	25	400/435	
Lignite	36			7	35	
Pétrole	28		—	3	50	
Gaz naturel	47		2	20	40	
Énergie hydraulique	16		2	2	30	
Énergie nucléaire	11		15			
Production totale	310 - 335		190 - 200	55	555/590	
1980 Besoins						
Houille	} 845 - 910		} 390	} 280	} 1 675 - 1 710	
Lignite						
Pétrole	160 - 130		4	28	50	
Gaz naturel	18		45	25	195 - 160	
Énergie hydraulique	125 - 90					
Énergie nucléaire						
Besoins totaux	1 150		440	330	1 920	
	Hypothèse 1	Hypothèse 2	Grande-Bretagne Hypothèse 1	Autres Hypothèse 2	Hypothèse 1	Hypothèse 2
1980 Production						
Houille	185	100	} 210	160	435	300
Lignite	40	40		15	15	65
Pétrole	50	30	60	15	200	135
Gaz naturel	140	120	32	32	50	50
Énergie hydraulique	18	18	70	70	195	160
Énergie nucléaire	125	90				
Production totale	560	400	385	290	945	690

Notes techniques, voir annexe 2.

b) La contribution des nouvelles sources d'approvisionnement interne – gaz naturel et énergie nucléaire – ne croîtra que progressivement et ne sera, d'ici 1980, importante, que dans l'hypothèse de nouvelles découvertes de gaz et d'une progression rapide de la technique nucléaire. Même dans ce cas, il est peu probable que la contribution jointe de ces deux sources dépasse sensiblement 20 % des besoins totaux d'énergie.

Part des nouvelles sources d'approvisionnement interne
dans la couverture des besoins de l'Europe occidentale

(en %)

	Gaz naturel 1	Énergie nucléaire 2	Total 1 + 2
1960	2	—	2
1970	5	2	7
1980 Hypothèse 1	10	10	20
Hypothèse 2	7	8	15

Bien entendu, ces évaluations pour le gaz naturel et l'énergie nucléaire sont très aléatoires, à tel point qu'il est même difficile d'indiquer une marge significative. Mais, même en relevant sensiblement ces chiffres, il faut conclure que la contribution de ces sources d'énergie à la sécurité d'approvisionnement d'ici 1980 sera certes importante mais non décisive.

Section 2 — Amérique du Nord

Les estimations pour l'Amérique du Nord résultent d'une adaptation des travaux du Comité de l'énergie de l'O.C.D.E. pour cette zone, d'où nous avons tiré un bilan particulier pour les États-Unis. Ces estimations sont résumées aux tableaux 10 et 11.

Les chiffres de production de houille correspondent à l'addition des estimations de consommation intérieure et des hypothèses d'exportations suivantes :

(en millions de tec)

	Amérique du Nord	États-Unis
1970	60	45
1980 Hypothèse 1	195	175
Hypothèse 2	85	65

Les productions de pétrole résultent des hypothèses de politique énergétique explicitées ci-dessus.

Tableau 10 — Amérique du Nord - Indicateurs d'évolution énergétique - Taux d'accroissement

(en % par an)

	Période 1953-1963	Période 1960-1980
A — Consommation intérieure	+ 3,0	+ 3,6
Besoins totaux	+ 2,9	+ 3,8
Consommation des produits caractéristiques :		
Pétrole	+ 3,5	+ 3,2
Gaz naturel		+ 3,5
Houille	— 0,9	+ 3,3
B — Production des produits caractéristiques :		
Pétrole	+ 1,7	+ 3,8/+ 2,7
Gaz naturel	+ 6,4	+ 3,5
Houille	— 3,0	+ 4,2/+ 3,5

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1960	Houille et lignite	380	380	400	+ 20
	Pétrole	645	670	505	— 165
	Gaz naturel	500	500	500	—
	Énergie hydraulique	30	30	30	—
	Énergie nucléaire	—	—	—	—
	Total	1 555	1 580	1 435	— 145
1970	Houille et lignite	515	515	560	+ 45
	Pétrole	925	955	720	— 235
	Gaz naturel	745	745	745	—
	Énergie hydraulique	40	40	40	—
	Énergie nucléaire	15	15	15	—
	Total	2 240	2 270	2 080	— 190
1980 Hypothèse 1	Houille et lignite	725	725	900	+ 175
	Pétrole	1 215	1 255	1 055	— 200
	Gaz naturel	985	985	985	—
	Énergie hydraulique	55	55	55	—
	Énergie nucléaire	150	150	150	—
	Total	3 130	3 170	3 145	— 25
1980 Hypothèse 2	Houille et lignite	725	725	790	+ 65
	Pétrole	1 215	1 255	860	— 395
	Gaz naturel	985	985	985	—
	Énergie hydraulique	55	55	55	—
	Énergie nucléaire	150	150	150	—
	Total	3 130	3 170	2 840	— 330

Tableau 11 — États-Unis - Indicateurs d'évolution énergétique - Taux d'accroissement

(en % par an)

	Période 1953-1963	Période 1960-1980
A — Consommation intérieure	+ 2,8	+ 3,5
Besoins totaux	+ 2,8	+ 3,5
Consommation des produits caractéristiques :		
Pétrole	+ 3,2	+ 3,1
Gaz naturel	+ 5,6	+ 3,2
Houille	- 0,6	+ 3,3
B — Production des produits caractéristiques :		
Pétrole	+ 1,1	+ 3,0/+ 2,2
Gaz naturel	+ 5,8	+ 3,0
Houille	+ 2,0	+ 4,2/+ 3,7

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1960	Houille et lignite	360	360	390	+ 30
	Pétrole	595	615	475	- 140
	Gaz naturel	480	480	480	—
	Énergie hydraulique	20	20	20	—
	Énergie nucléaire	—	—	—	—
	Total	1 455	1 475	1 365	- 110
1970	Houille et lignite	490	490	550	+ 60
	Pétrole	840	865	650	- 215
	Gaz naturel	705	705	680	- 25
	Énergie hydraulique	25	25	40	—
	Énergie nucléaire	14	14	40	—
	Total	2 075	2 100	1 920	- 180
1980 Hypothèse 1	Houille et lignite	695	695	890	+ 195
	Pétrole	1 095	1 125	860	- 265
	Gaz naturel	910	910	870	- 40
	Énergie hydraulique	35	35	35	—
	Énergie nucléaire	135	135	135	—
	Total	2 870	2 900	2 790	- 110
1980 Hypothèse 2	Houille et lignite	695	695	780	+ 85
	Pétrole	1 095	1 125	730	- 395
	Gaz naturel	910	910	870	- 40
	Énergie hydraulique	35	35	35	—
	Énergie nucléaire	135	135	135	—
	Total	2 870	2 900	2 550	- 350

L'évolution des besoins accuse trois tendances caractéristiques :

- *une accélération de la croissance des besoins totaux* par rapport à la période de référence. C'est ainsi que se traduisent dans les besoins d'énergie primaire les perspectives d'une croissance économique générale de l'ordre de 4 % par an et une progression continue de l'expansion des besoins d'électricité (6 à 7 % l'an);
- *un parallélisme dans l'augmentation des besoins de houille, de pétrole et de gaz naturel*. Chacun de ces produits verrait sa consommation presque doubler en vingt ans;
- *un démarrage de l'énergie nucléaire*, dont l'ampleur reste incertaine. Cette incertitude se reporte sur la consommation de charbon à l'est et sur la consommation de fuel à l'ouest des États-Unis.

L'augmentation considérable des besoins pose deux problèmes importants :

- La consommation de *houille et de gaz naturel* étant entièrement couverte par les disponibilités internes, celles-ci pourront-elles être extraites *sans hausses de coût* appréciables? Pour le gaz, on doit tenir compte de l'extension rapide des disponibilités au Canada qui constituent un complément de plus en plus important à celles des États-Unis. Pour la houille, on se reportera aux considérations de la deuxième partie consacrée à l'offre de charbon américain.
- La couverture de la demande de pétrole se fera-t-elle par la production interne à coûts élevés ou par l'importation? C'est le dilemme de la politique pétrolière américaine. Comme déjà mentionné, les deux hypothèses de production pour 1980 correspondent à des orientations divergentes de politique pétrolière qui se traduisent dans une différence du solde d'importation de pétrole brut de 100 millions de t (soit 130 millions de tec).

Au total, l'Amérique du Nord devrait rester pourtant une zone caractérisée par un taux élevé d'approvisionnement et par une grande diversité de produits contribuant à la couverture des besoins.

Tableau 11bis — Structure de l'approvisionnement en énergie de l'Amérique du Nord

(en % des besoins totaux)

Année	Source énergétique	Origine interne	Importations nettes	Total
1960	Houille et lignite	24	—	24
	Pétrole	32	10	42
	Gaz naturel	32	—	32
	Énergie hydraulique	2	—	2
	Énergie nucléaire	—	—	—
	Total	90	10	100
1980	Houille et lignite	23	—	23
	Pétrole	33 - 27	6 - 12	39
	Gaz naturel	31	—	31
	Énergie hydraulique	2	—	2
	Énergie nucléaire	5	—	5
	Total	94 - 88	6 - 12	100

Section 3 — Japon

Plus encore que l'Europe occidentale, le Japon constitue le cas-type de la dépendance croissante à l'importation : le rythme d'expansion des besoins y sera près du double de celui de l'Europe occidentale, les disponibilités internes y sont encore plus réduites (tableau 12).

D'ici à 1980, la demande se concentrera sur le pétrole qui pourrait couvrir environ 75 % des besoins. Les importations représenteront au moins 80 % de l'approvisionnement.

Une incertitude majeure grève l'estimation des besoins totaux. Depuis 1950, le Japon connaît une expansion économique et un développement de la consommation d'énergie sans parallèle dans la croissance à long terme. En 1960 pourtant la consommation intérieure par habitant, avec 1 166 kg équivalent charbon ne représentait encore que 40 % de celle de la Communauté. Il reste donc une image très large pour l'expansion des besoins. Nos estimations admettent une consommation d'environ 4 000 kg en charbon par habitant en 1980. Mais des écarts assez sensibles tant vers le haut que vers le bas sont possibles, l'incertitude se répercutant directement sur les besoins de pétrole.

Tableau 12 — Japon - Indicateurs d'évolution énergétique - Taux d'accroissement

	<i>(en % par an)</i>	
	Période 1953-1963	Période 1960-1980
A — Consommation intérieure	+ 8,6	+ 7,8
Besoins totaux	+ 9,2	+ 8,0
Consommation des produits caractéristiques :		
Pétrole	+ 25,6	+ 11,9/+ 12,4
Charbon	+ 0,6	+ 2,4/+ 0,6
B — Production totale	+ 2,1	+ 2,6/+ 1,5
Production des produits caractéristiques :		
Charbon	+ 2,1	+ 0,5/— 1,8

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1960	Houille et lignite	60	60	50	— 10
	Pétrole	40	45	—	— 45
	Gaz naturel	1	1	1	—
	Énergie hydraulique	7	7	7	—
	Énergie nucléaire	—	—	—	—
	Total ⁽¹⁾	110	115	60	— 55

(¹) Les totaux peuvent différer de la somme des postes par suite d'arrondissements.

Tableau 12 (suite)

(en millions de tcc)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1970	Houille et lignite	80	80	55	— 25
	Pétrole	155	180	2	— 180
	Gaz naturel	4	4	4	—
	Énergie hydraulique	9	9	9	—
	Énergie nucléaire	1	1	1	—
	Total ⁽¹⁾	250	275	70	— 205
1980 Hypothèse 1	Houille et lignite	100	100	55	— 45
	Pétrole	360	400	3	— 395
	Gaz naturel	8	8	8	—
	Énergie hydraulique	13	13	13	0
	Énergie nucléaire	20	20	20	0
	Total ⁽¹⁾	500	540	100	— 440
1980 Hypothèse 2	Houille et lignite	70	70	35	— 35
	Pétrole	390	430	3	— 425
	Gaz naturel	8	8	8	0
	Énergie hydraulique	13	13	13	0
	Énergie nucléaire	20	20	20	0
	Total ⁽¹⁾	500	540	80	— 460

⁽¹⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des postes par suite d'arrondissements.

Section 4 — Amérique latine

L'évolution des besoins dépend largement de la mesure selon laquelle les pays de cette zone réussiront à surmonter les difficultés actuelles dans leur développement économique. Il se manifeste pourtant une certaine tendance à l'accroissement autonome des besoins sous l'influence de la concentration de la population dans les villes et le développement de la motorisation. C'est sur cette considération que se fonde l'estimation d'un accroissement de près de 7 % l'an des besoins d'énergie. Sauf développement spectaculaire de la production pétrolière, ces évolutions devraient conduire à une réduction assez sensible des disponibilités à l'exportation (tableau 13).

Tableau 13 — Amérique latine - Indicateurs d'évolution énergétique - Taux d'accroissement

(en % par an)

	Période 1953-1963	Période 1960-1980
A — Consommation intérieure	+ 7,7	+ 6,8
Besoins totaux	+ 7,1	+ 6,6
Consommation des produits caractéristiques :		
Pétrole	+ 7,6	+ 6,7
B — Production totale	+ 6,9	+ 3,6/+ 2,3
Production des produits caractéristiques :		
Pétrole	+ 6,5	+ 2,8/+ 3,8

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1960	Houille et lignite	10	10	7	— 3
	Pétrole	102	120	255	+ 135
	Gaz naturel	22	22	24	+ 2
	Énergie hydraulique	4	4	4	—
	Total ⁽¹⁾	140	155	290	+ 135
1970	Houille et lignite	15	15	7	— 8
	Pétrole	183	205	355	+ 150
	Gaz naturel	60	60	60	0
	Énergie hydraulique	12	12	12	—
	Total ⁽¹⁾	270	295	435	+ 140
1980 Hypothèse 1	Houille et lignite	25	25	10	— 15
	Pétrole	370	405	445	+ 40
	Gaz naturel	100	100	100	—
	Énergie hydraulique	25	25	25	—
	Total ⁽¹⁾	520	555	580	+ 25
1980 Hypothèse 2	Houille et lignite	25	25	10	— 15
	Pétrole	370	405	535	+ 130
	Gaz naturel	100	100	100	—
	Énergie hydraulique	25	25	25	—
	Total ⁽¹⁾	520	555	670	+ 115

⁽¹⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des postes par suite d'arrondissements.

Section 5 — Reste de la zone non communiste hors Moyen-Orient

Il s'agit ici de la combinaison de

- deux zones importatrices nettes d'énergie : l'Asie du Sud et du Sud-Est et l'Océanie,
- d'une région appelée à devenir une forte exportatrice de pétrole : l'Afrique.

Toutes les estimations relatives à cette zone sont très aléatoires. Les besoins de cette zone en 1960 ne constituent toutefois que 6 % des besoins mondiaux et 8 % de ceux de la zone non communiste, des erreurs, même appréciables, sur les chiffres n'affectent pas de façon sensible les tendances au niveau mondial (tableaux 14 et 15).

Tableau 14 — Autres régions de la zone non communiste (Océanie + Asie du Sud et du Sud-Est + Afrique) - Indicateurs d'évolution énergétique - Taux d'accroissement

(en % par an)

	Période 1953-1963	Période 1960-1980
A — Consommation intérieure	+ 6,1	+ 5,4
Besoins totaux	+ 5,7	+ 5,4
Consommation des produits caractéristiques :		
Houille et lignite	+ 4,8	+ 3,0
Pétrole	+ 7,8	+ 7,1
B — Production des produits caractéristiques :		
Houille et lignite	+ 5,1	+ 3,1
Pétrole	+ 16,3	+ 13,2

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1960	Houille et lignite	140	140	135	— 5
	Pétrole	76	90	55	— 35
	Gaz naturel	5	5	5	—
	Énergie hydraulique et nucléaire	4	4	4	—
	Total	225	240	200	— 40

Tableau 14 (suite)

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1970	Houille et lignite	180	180	185	+ 5
	Pétrole	170	195	325	+ 130
	Gaz naturel	15	15	15	—
	Énergie hydraulique et nucléaire	10	10	10	—
	Total	375	400	535	+ 135
1980 Hypothèse 1	Houille	245	245	250	+ 5
	Pétrole	310	355	640	+ 285
	Gaz naturel	60	60	50	— 10
	Énergie hydraulique et nucléaire	30	30	30	—
	Total	645	690	970	+ 280
1980 Hypothèse 2	Houille et lignite	245	245	250	+ 5
	Pétrole	310	355	480	+ 125
	Gaz naturel	60	60	50	— 10
	Énergie hydraulique et nucléaire	30	30	30	0
	Total	645	690	810	+ 120

Tableau 15 — Afrique - Indicateurs d'évolution énergétique - Taux d'accroissement

(en % par an)

	Période 1953-1963	Période 1960-1980
A — Consommation intérieure	+ 4,6	+ 4,4
Besoins totaux	+ 3,4	+ 4,4
Consommation des produits caractéristiques :		
Houille et lignite	+ 3,4	+ 2,4
Pétrole	+ 6,5	+ 4,4
B — Production totale	+ 12,8	+ 12,0/+ 10,6
Production des produits caractéristiques :		
Pétrole	—	+ 4,9/+ 3,4

Tableau 15 (suite)

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1960	Houille et lignite	43	43	43	0
	Pétrole	25	30	20	- 10
	Énergie hydraulique	1	1	1	-
	Total	70	75	65	- 10
1970	Houille et lignite	54	54	54	0
	Pétrole	40	50	260	+ 210
	Gaz naturel	4	4	4	-
	Énergie hydraulique	3	3	3	-
Total	100	110	320	+ 210	
1980 Hypothèse 1	Houille et lignite	70	70	70	0
	Pétrole	60	75	520	+ 445 ⁽¹⁾
	Gaz naturel	25	25	25	-
	Énergie hydraulique	8	8	8	-
Total	165	180	625	+ 445	
1980 Hypothèse 2	Houille et lignite	70	70	70	0
	Pétrole	60	75	390	+ 315 ⁽¹⁾
	Gaz naturel	25	25	25	-
	Énergie hydraulique	8	8	8	-
Total	165	180	490	+ 310	

⁽¹⁾ Hydrocarbures, voir troisième partie.

Estimés de façon prudente, les besoins totaux de cette zone augmenteraient à un rythme d'environ 5,5 % (4,5 % en Afrique, 5 % en Océanie, 6 % en Asie du Sud et du Sud-Est).

La consommation de houille s'accroîtrait modérément sur la base d'une extension de la production en Australie, aux Indes et en Afrique du Sud. En outre, on a envisagé une certaine exportation de houille australienne vers le Japon et l'Asie du Sud.

L'accroissement de la consommation de pétrole conduirait à une importation appréciable en Océanie et en Asie du Sud. Par contre, les disponibilités à l'exportation de pétrole en Afrique pourraient atteindre 300 à 450 millions de tec destinés principalement à l'Europe occidentale. A celles-ci pourraient s'ajouter des exportations de gaz naturel non chiffrées dans les tableaux.

La différence entre les deux hypothèses de production pétrolière en Afrique est censée représenter l'effet de deux facteurs : l'intensité des efforts de recherche dans cette région et les aléas quant au succès de ces recherches.

Section 6 — L'appel au Moyen-Orient

Dans notre étude, le Moyen-Orient occupe une place très particulière. D'abord, les besoins d'énergie de cette région ne sont pas directement liés à l'expansion économique générale mais à l'activité de production, de raffinage et de transport de pétrole. Ensuite et surtout, le Moyen-Orient sert à solder le bilan de l'ensemble de la zone communiste, les chiffres de production de pétrole correspondant à l'importation nette de l'ensemble des autres régions compte tenu des besoins intérieurs de la région.

Tableau 16 — Moyen-Orient - Indicateurs d'évolution énergétique - Taux d'accroissement

(en % par an)

	Période 1953-1963	Période 1960-1980
A — Consommation intérieure	+ 9,5	+ 7,6
Besoins totaux	+ 9,5	+ 7,0
Consommation des produits caractéristiques :		
Pétrole	+12,0	+ 7,9
B — Production totale	+10,8	+ 6,9/+ 8,9
Production des produits caractéristiques :		
Pétrole	+11,0	+ 6,9/+ 8,9

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1960	Houille et lignite	5	5	5	—
	Pétrole	22	40	340	+ 300
	Gaz naturel	3	3	3	—
	Énergie hydraulique	—	—	—	—
	Total ⁽¹⁾	30	50	350	+ 300
1970	Houille et lignite	6	6	6	—
	Pétrole	50	80	940/905	+ 860/+ 825
	Gaz naturel	7	7	11	+ 4
	Énergie hydraulique	1	1	1	—
	Total ⁽¹⁾	65	95	960/925	+ 865/+ 830

⁽¹⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des postes par suite d'arrondissements.

Tableau 16 (suite)

(en millions de tec)

Année	Source énergétique	Consommation	Besoins totaux	Production	Solde (production - besoins totaux)
1980 Hypothèse 1	Houille et lignite	8	8	8	0
	Pétrole	100	160	1 345	+1185
	Gaz naturel	18	18	28	+ 10
	Énergie hydraulique	2	2	2	—
	Total ⁽¹⁾	130	190	1 385	1195
1980 Hypothèse 2	Houille et lignite	8	8	8	—
	Pétrole	100	160	1 935	+1775
	Gaz naturel	18	18	28	+ 10
	Énergie hydraulique	2	2	2	—
	Total ⁽¹⁾	130	190	1 975	1785

⁽¹⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des postes par suite d'arrondissements.

Les chiffres finals auxquels on aboutit pour la production de pétrole doivent donc être interprétés avec soin. Pour 1980, ils s'élèvent dans l'hypothèse 1 à 1 345 millions de tec, c'est-à-dire 1 035 millions de t de pétrole brut, dans l'hypothèse 2 à 1 935 millions de tec, soit 1 490 millions de t de pétrole.

Ces résultats ne donnent que des *ordres de grandeur* affectés par toutes les erreurs d'estimation qu'on aurait pu faire dans l'établissement du bilan des autres régions.

Ils sont, en outre, *conditionnelles* dans la mesure où elles traduisent en production du Moyen-Orient les hypothèses faites en matière de politique énergétique dans les grandes zones de consommation. Par exemple, elles ne sont valables qu'à condition qu'on maintienne l'hypothèse de l'autarcie de la zone communiste.

Ces considérations n'interdisent cependant pas de tirer certaines conclusions.

La sensibilité de ces estimations aux hypothèses de base et aux erreurs possibles d'estimation n'est pas assez grande pour mettre en doute l'ampleur du recours au pétrole dans les années à venir. Il faudrait la découverte et la mise en exploitation d'un « Nouveau Moyen-Orient » quelque part dans le monde pour remettre en question cette conclusion.

D'autre part, l'écart de près de 50 % entre les résultats des deux cas examinés montre qu'il existe une marge d'action appréciable pour la politique énergétique dans les régions fortes consommatrices.

Pour l'Europe occidentale en particulier, une importation nette de l'ordre de 1 milliard de tec semble inéluctable mais il subsiste une marge de 200 millions qui est, du moins en partie, l'enjeu de la politique à suivre dans les prochaines années.

Deuxième partie

Les conditions de l'offre des charbons américains

Introduction

Le présent chapitre ne constitue pas une nouvelle étude sur les conditions de l'offre de charbon américain. Il vise essentiellement à mettre à jour l'annexe 10 de l'« Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne » à la lumière de l'évolution du marché charbonnier américain depuis 1960 et des informations nouvelles qu'on a pu rassembler sur le problème.

Ces nouvelles réflexions s'articulent autour de trois thèmes :

- a) *La demande de charbon américain* : le fait nouveau ici est l'augmentation de la demande intérieure aux États-Unis. Cette augmentation est plus rapide que prévu en raison de la croissance accélérée des besoins énergétiques et des conditions améliorées de compétitivité du charbon par rapport aux autres sources d'énergie.
- b) *Les réserves* où le problème se concentre sur le *charbon à coke*. Pour cette catégorie, les États-Unis deviennent de plus en plus la source d'approvisionnement à bon marché de l'Europe occidentale et des pays de la côte est de l'Amérique du Sud, tandis qu'ils représentent une part importante du marché japonais.
- c) *Les coûts de production et de transport* où les réductions de coût de transport sont confirmées mais où on doit s'interroger sur l'évolution du coût départ mine en face d'une demande fortement accrue.

Ces trois aspects sont examinés de plus près dans les chapitres suivants.

Chapitre 1

La demande de charbon américain

L'année 1962 a marqué un tournant dans l'évolution de l'industrie charbonnière américaine. Après une période de régression, interrompue seulement par des à-coups conjoncturels, la demande intérieure de houille a amorcé une hausse vigoureuse portant la consommation à environ 425 millions de t en 1965.

Ce renversement de tendance, où l'expansion des besoins des centrales électriques joue un rôle dominant, avait été prévu dans les « Perspectives ». Le mouvement a pourtant été plus vigoureux et rapide que ce qui avait été envisagé dans nos précédentes études. Cette évolution tient à deux facteurs principaux :

- l'accélération de la croissance économique et de la demande d'énergie en général;
- l'amélioration de la situation compétitive du charbon sur le marché énergétique.

Section 1 — L'accélération de la croissance économique et de la demande d'énergie en général

Pendant la période 1960-1965, le P.N.B. a augmenté d'environ 25 %, soit 4,5 % par an, la consommation d'énergie de 21 %, soit 3,9 % par an en moyenne. Cette expansion a aussi stimulé la demande de houille. A partir de 1962, on a même noté une augmentation de la demande dans les cokeries et l'industrie, secteurs dont la consommation était respectivement en stagnation ou en récession structurelle.

Mais ce développement comporte une composante conjoncturelle importante. Si l'évolution des dernières années montre la possibilité d'un rythme d'expansion des besoins énergétiques plus rapide que les 3 à 3,2 % qu'admettaient la plupart des études faites il y a quelques années, on ne peut toutefois extrapoler mécaniquement à 15 ans l'évolution récente que nous venons de résumer.

Section 2 — L'amélioration de la situation compétitive du charbon sur le marché énergétique

Comme on le verra ci-après au chapitre 3, le charbon *a bénéficié*, d'une part, d'une stabilité relative du coût départ mine en termes nominaux (ce qui correspond à une baisse en termes réels) et d'une réduction substantielle des frais de transport intérieur.

Tableau 17 — La demande de houille aux États-Unis, 1950-1965

	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965
I — En millions de t métriques								
Consommation intérieure totale	445	403	359	351	352	382	406	427
dont :								
centrales thermiques	101	152	181	185	196	213	227	246
cokeries	94	98	74	67	68	71	81	86
industrie	75	66	56	56	56	59	60	62
domestique, services, etc.	97	60	34	30	30	25	21	20
Exportations	27	49	34	33	37	46	45	46
Demande totale	472	452	393	384	399	428	448	473
II — En indices 1960 = 100								
Besoins intérieurs d'énergie	76	89	100	102	106	111	115	121
Consommation intérieure de houille	124	112	100	98	101	106	113	119
Demande totale de houille	120	115	100	98	101	109	114	120

Section 3 — La demande de houille aux États-Unis en 1970 et 1980

Cette évolution a été d'une importance cruciale pour les débouchés de ce produit dans le secteur des centrales thermiques. Ce débouché représentait déjà 50 % des livraisons intérieures de houille en 1960. En 1965, ce pourcentage a atteint 57.

Tableau 18 — La demande de houille aux États-Unis ventilée par secteur utilisateur 1950-1965 et prévisions 1970 et 1980

(en millions de t.m.)

	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1970	1980
Centrales thermiques	101	152	181	185	196	213	227	246	310	450 - 520
Cokeries	100	99	74	68	68	71	81	86	85 ⁽¹⁾	90 ⁽¹⁾
Autres secteurs	244	152	104	98	88	98	98	95	95	85
Total	445	403	359	351	352	382	406	427	490	625 - 695

⁽¹⁾ Selon l'évolution esquissée dans le rapport du Comité de l'énergie de l'O.C.D.E. A notre avis, cette évolution suppose un développement rapide de la production sidérurgique. Si celui-ci ne se réalisait pas, il y a plutôt à envisager, comme dans la Communauté, une stabilité des besoins ou même, en cas de diffusion accélérée des procédés de réduction directe dans la sidérurgie, une réduction de ceux-ci.

Avec un prix d'environ 8,5 dollars la tonne rendu dans les centrales de la côte est des États-Unis, la houille a pu participer à l'expansion de la production d'électricité thermique. En 1964, 55 % de la production totale d'électricité et 65 % de la production thermique étaient produits à partir de houille.

Ces pourcentages sont restés constants depuis 1960. Mais en *tonnages*, ils représentent 240 millions de t de houille en 1965 contre 180 en 1960.

À la lumière de cette évolution, nos estimations ont été révisées vers le haut. Une esquisse de bilan énergétique prospectif, élaborée à partir des travaux du Comité de l'énergie de l'O.C.D.E. est présentée dans la première partie (tableau 11, p. 31). Elle s'appuie sur un taux de croissance du P.N.B. de l'ordre de 4 % en moyenne et une expansion des besoins énergétiques de 3,5 % par an.

Il suffit ici de préciser les estimations relatives à la consommation de houille.

La croissance de la demande de houille dépend exclusivement des débouchés dans les centrales thermiques.

Pour l'ensemble des autres secteurs de consommation, on peut tout au plus s'attendre à une stabilité à long terme de la demande : En effet, la consommation domestique va probablement continuer à décroître. En sidérurgie, on escompte au maximum une légère augmentation des besoins, telle qu'elle se dégage des chiffres « cokeries » du tableau 18. En cas de diffusion rapide des procédés de réduction directe du minerai en sidérurgie, cette augmentation se transformerait d'ailleurs en une légère réduction. Dans les autres usages industriels, ce n'est que l'autoconsommation des mines qui est appelée à se développer par suite de l'augmentation de la production.

Les centrales thermiques constituent donc le secteur crucial pour le développement de la demande de houille. Comme le montre cependant le tableau 19, les estimations qu'on trouve pour cette demande dans des études récentes divergent assez sensiblement.

Tableau 19 — Quelques estimations relatives à la demande d'électricité et les besoins de houille dans les centrales thermiques américaines en 1980

	Demande d'électricité TWh	Production d'origine nucléaire TWh	Production à partir de houille TWh	Demande de houille de la part des centrales Millions de tec
Landsberg (1963)	2 230	430	(—)	395/570
Department of Interior (1963)	2 865	225	2 070	640
National Power Survey (1964)	2 693	514	1 264	450

Les différences peuvent être ramenées à des appréciations divergentes du rôle que l'énergie nucléaire est appelée à jouer dans la production d'électricité. Comme la percée de cette forme se confirme, il convient de s'appuyer sur les études qui admettent un développement rapide des centrales nucléaires. C'est le cas du *National Power Survey* dont les évaluations ont été utilisées comme point de repère.

Cette étude admet les évolutions suivantes pour la période 1960-1980 :

- a) Augmentation de la *consommation d'électricité* à un rythme de 6,2 % par an en moyenne;
- b) Augmentation au même rythme des *besoins de combustibles* (fossiles et fissiles), l'effet du progrès technique dans l'utilisation des combustibles étant compensé par un accroissement de la production thermique plus rapide que celui de la production totale d'électricité;
- c) Diminution de la part des centrales à charbon dans la production totale d'électricité : 55 % en 1960 et 1965; 47 % en 1980; développement très net des centrales nucléaires qui couvriraient presque 20 % des besoins d'électricité en 1980.

Tableau 20 — Décomposition de la production d'électricité selon l'énergie primaire utilisée d'après le National Power Survey

	En TWh nettes		En % du total	
	1963	1980	1963	1980
A partir de				
houille	494	1 264	54	47
pétrole	50	107	6	4
gaz naturel	201	458	21	17
nucléaire	3	514	0,1	19
énergie hydraulique	166	340	19	13
Total	914	2 683	100	100

Source : National Power Survey, tableau 21.

- d) En 1980, consommation de houille d'environ 500 millions de t courtes (450 millions de t.m.) sur un total de combustibles de l'ordre de 900 millions de tec (810 millions de t.m.) ⁽¹⁾.

En raison du taux modéré admis pour le développement des besoins d'électricité et de l'incertitude sur le nucléaire, nous avons considéré le chiffre de 450 millions de tec comme un minimum. La limite supérieure de 520 millions de t suppose une expansion plus rapide des besoins d'électricité et, par contre, un développement quelque peu plus lent de la production d'origine nucléaire.

⁽¹⁾ Tonnes d'équivalent charbon à 6 945 kcal par kg.

En tout état de cause, les débouchés de la houille seront en 1980 concentrés à raison de 70 à 75 % dans le secteur des centrales thermiques.

Pour aboutir à la demande totale de houille il faut ajouter aux estimations de consommation intérieure des *hypothèses en matière d'exportation*. Celles-ci sont formulées et commentées dans la première partie. Il suffit de rappeler ici qu'elles sont censées représenter deux orientations différentes de politique énergétique dans les pays industrialisés.

Sur cette base, on obtient les hypothèses de *demande totale* suivantes :

(en millions de tec)

	1960	1965	1970	1980
Consommation intérieure	359	426	490	625-695
Exportations	34	47	60	85-195
Total	393	473	550	710-890

Ces chiffres appellent trois considérations finales :

- a) En tout état de cause, la demande de charbon américain devra augmenter considérablement. Même dans l'hypothèse faible, on admet une augmentation de 240 millions de t en 15 ans.
- b) La marge de 180 millions de t sur le chiffre de 1980 n'exprime évidemment pas uniquement l'incertitude sur l'évolution « spontanée » du marché de ce produit. Elle reflète surtout le fait que le charbon américain sera un élément-clé dans les politiques énergétiques des pays industrialisés et que l'ampleur de l'appel au charbon américain dépendra largement de l'orientation de ces politiques.
- c) L'ampleur même de l'appel prévisible au charbon américain demande un examen des conditions de l'offre tant en ce qui concerne les réserves que les coûts de production. C'est l'objet des sections suivantes.

Chapitre 2

Les réserves de charbon aux États-Unis face à une demande croissante

Section 1 — Réserves totales

L'analyse faite à l'annexe 10 de l'« Étude sur les perspectives » s'appuyait, en matière de *réserves*, sur des indications données dans le *Report of the National Fuel and Energy Study Group* (1962). De ces indications on avait surtout retenu un chiffre de 20 milliards de tonnes courtes qui pourraient être extraites au prix de 1960 et de 15 milliards de tonnes supplémentaires qui pourraient être produites à un coût supérieur d'un quart de dollar. En tout donc 35 milliards à un coût de moins de 5 dollars la tonne courte.

Cette indication doit être réinterprétée et précisée à la lumière d'informations plus récentes et des perspectives révisées de production. Tel est le but de la présente section.

Les chiffres précités s'appuyaient sur une enquête faite auprès des producteurs de charbon. Cette enquête confirmait largement les estimations données en 1960 par le département de l'intérieur ⁽¹⁾.

Une étude plus récente de l'Energy Policy Staff de ce département ⁽²⁾ estime que ces chiffres peuvent en effet représenter les réserves retenues par les producteurs

⁽¹⁾ Voir à ce sujet le *Report of the National Fuels and Energy Study Group*, p. 80, et l'annexe 10 à l'Étude sur les perspectives, édition 1964 p. 538.

⁽²⁾ *Supplies, Costs and Uses of the Fossil Fuels*, Washington, 1963, et *Energy R & D and National Progress*, Washington, 1964. Nous avons préféré nous appuyer sur ces études plutôt que de reprendre tels quels les chiffres du Geological Survey 1960 parce que ceux-ci n'établissaient pas de décomposition des quantités recensées selon les conditions de coût auxquelles elles peuvent être extraites. Le Bureau of Mines prépare cependant une nouvelle publication qui donnerait cette décomposition. Cette nouvelle étude n'était pas encore disponible au moment de l'élaboration du présent chapitre. Quelques résultats globaux ont pu être recueillis. Par rapport aux indications du tableau 21, elles couvrent les réserves connues et récupérables ainsi qu'une partie des réserves marginales connues.

	En milliards de short tons	En milliards de t métriques
Réserves connues (total)	1 660	1 500
dont récupérable (total)	830	750
récupérable aux coûts actuels	200	180
récupérable avec hausse de coûts de 25 %	240	215
récupérable à des coûts de 1,5 à 4 fois les coûts actuels	390	355

Selon ces indications, les quantités récupérables aux coûts actuels seraient nettement plus élevées que les quantités indiquées au tableau 21. Cela ne peut que renforcer les conclusions de notre étude.

pour l'extraction dans l'avenir immédiat, mais que les réserves totales susceptibles d'être produites à des conditions comparables à celles d'aujourd'hui sont supérieures.

Section 2 — Réserves connues et récupérables — Réserves marginales connues — Réserves marginales potentielles

A cet effet, l'étude tente de combiner des critères géologiques avec des considérations de coût. Elle met en relief qu'en dehors des réserves connues, récupérables et mesurées, exploitables aux conditions actuelles, il existe aux États-Unis d'énormes ressources connues ou potentielles, dont l'exploitation deviendra plus aisée et plus rentable au fur et à mesure que des progrès sont réalisés dans la technologie d'extraction. Le tableau 21 résume les estimations faites dans cette étude pour l'ensemble des États-Unis et pour la région des Appalaches, la principale zone exportatrice.

Tableau 21 — Estimations des réserves de charbon américain selon le « Department of Interior »

(en milliards de t.m.)

Type de réserve	Description	Estimations : Ensemble des États-Unis	Estimations : Région des Appalaches
I - <i>Réserves connues et récupérables</i> (Known recoverable reserves)	Réserves situées à moins de 300 m. (1 000 pieds) de profondeur en couches d'au moins 1 m. (3,5 pieds) pour le charbon de bonne qualité et d'au moins 3 m. (10 pieds) pour le charbon de qualités inférieures. (Taux de récupération : 50 %)	200	38
dont :			
a) mesurées (measured)	Ces quantités peuvent être extraites à un coût égal ou même inférieur au coût actuel avec la technologie actuelle.	40	13,5
b) indiquées (indicated)	Ces quantités ne peuvent pas être extraites entièrement au coût actuel sur la base de la technologie existante	60	10
c) supposées (inferred)	Pourront vraisemblablement l'être, grâce au progrès technique, au moment où ces quantités seront nécessaires.	100	14,5
II - <i>Réserves marginales connues</i> (Known marginal and submarginal resources)	— Comprennent les charbons laissés en place après la première extraction à partir des réserves connues et récupérables, les charbons en couches minces et ceux situés à une profondeur entre 300 et 900 m. — Ne peuvent pas être extraites au coût actuel sans amélioration considérable de la technologie.	1 270	265

Tableau 21 (suite)

(en milliards de t.m.)

Type de réserve	Description	Estimations : Ensemble des États-Unis	Estimations : Région des Appalaches
III - <i>Réserves potentielles, marginales et submarginales</i> (Undiscovered marginal and submarginal resources)	— Comprennent les charbons censés exister jusqu'à une profondeur de 1 800 m.	2 360	245
IV - Total (I à III)		3 830	550 (arrondis)

Sources : Energy R & D and National Progress. Energy Study Group - Tableau 3-3, chiffres convertis en tonnes métriques. Supplies, Costs and Uses of the Fossil Fuels, tableau 2.

Ce tableau appelle les commentaires suivants :

- a) *Les réserves connues, récupérables et mesurées*, exploitables au coût actuel, avec la technologie actuelle, sont évaluées à 40 milliards de t dont un tiers dans la région des Appalaches. Ce chiffre est à rapprocher des 35 milliards de t courtes indiquées par le National Fuels and Energy Group comme étant susceptibles d'être exploitées à des coûts voisins de ceux qu'on enregistre actuellement. Ces 40 milliards représentent 85 années de production 1965 et pas moins de 45 années de production 1980 ⁽¹⁾. Les productions cumulées de la période 1960-1980 épuiseront au maximum 12,5 milliards de t de ces réserves.
- b) Ces réserves mesurées ne constituent qu'un cinquième des *réserves connues et récupérables* qui pourront vraisemblablement être exploitées à des conditions analogues à celles d'aujourd'hui, non sur la base de la technologie actuelle mais des moyens techniques qui seront vraisemblablement disponibles au moment où on devra faire appel à ces quantités.
- c) *Les réserves marginales*, connues et potentielles, sont évaluées à 3 600 milliards de t. Elles constituent le potentiel auquel il pourra être fait appel à l'avenir moyennant des progrès substantiels dans la technologie.

Comme conclusion, il se dégage de ces évaluations que, dans une perspective à long terme, la pression qu'exerceront sur le charbon américain les besoins rapidement croissants d'énergie aux États-Unis et dans le monde ne peut pas être évaluée uniquement par rapport aux ressources mesurées. Dans cette perspective, le charbon américain apparaît globalement comme une source d'approvisionnement de grande élasticité. A échéance de quinze ans, il n'existe certainement aucun problème d'approvisionnement *global*.

(1) Sur la base de l'hypothèse forte de production.

Si cette conclusion relative à l'approvisionnement global est généralement admise, des doutes ont cependant été formulés sur les *disponibilités en charbon à coke*, en particulier pour les charbons de haute qualité.

Section 3 — Réserves de charbon à coke

Les indications — beaucoup plus rares — sur les réserves de *charbon à coke* aux États-Unis sont rassemblées au tableau 22 et s'appuient sur des estimations officielles, citées dans plusieurs études dont notamment le rapport Nathan ⁽¹⁾.

Tableau 22 — Réserves mesurées et récupérables de charbon à coke

(en milliards de t.m.)

	Teneur en matières volatiles			Total
	Élevée (> 31 %)	Moyenne (≥ 23 %) (≤ 31 %)	Faible (≥ 17 %) (≤ 22 %)	
West Virginia	6,2	1,0	0,9	8,1
Virginia	0,2	. .	0,4	0,6
Total (1 + 2)	6,4	1,0	1,3	8,7
Cinq régions ⁽¹⁾				11,9

⁽¹⁾ Pennsylvania, Virginia, West Virginia, Alabama, Kentucky.

Il ne s'agit que de réserves *mesurées*. En confrontant ces indications avec celles du tableau 21, on s'aperçoit que la plus grande partie des réserves des régions exportatrices est constituée par des charbons « cokéfiabiles » qui, s'ils pouvaient être dans leur ensemble effectivement utilisables dans les cokeries, représenteraient plus de 100 fois la production annuelle actuelle de houille destinée à la cokéfaction.

Les réserves en houille à teneur en matières volatiles *moyenne et faible* ne représentent cependant qu'un quart de ces disponibilités en charbon à coke. C'est sur ces quantités que se concentre le problème d'approvisionnement, en particulier pour la Communauté.

Compte tenu des caractéristiques des cokeries de la Communauté, le charbon à coke américain peut contribuer de deux manières à l'approvisionnement de la Communauté.

⁽¹⁾ The Foreign Market Potential for United States Coal, Office of Coal Research, 1963.

En premier lieu, il peut servir *d'appoint amaigrissant* à du charbon communautaire à haute teneur en matières volatiles. Dans ce cas, il ne peut s'agir que de charbon à basse teneur en matières volatiles qui entre dans la composition des pâtes pour un pourcentage variant entre 15 et 30 %. Dans cette fonction, le recours au charbon américain se traduit par une exigence de très haute qualité mais qui reste limitée en ce qui concerne les tonnages.

D'autre part, l'enfournement *peut consister entièrement de charbon américain*. Il s'agira alors d'un mélange contenant au moins 30 à 50 % de charbon à teneur en matières volatiles inférieure à 25 %. Les tonnages en question sont évidemment beaucoup plus élevés mais l'exigence de haute qualité ne porte que sur une fraction de ceux-ci.

Comme l'indique le tableau 22, les réserves en basse et moyenne teneur en matières volatiles sont de l'ordre de 2,3 milliards de t en Virginie et West-Virginie. Pour l'ensemble de la région des Appalaches, ce chiffre ne dépasserait pas les 3 milliards de t. Près de la moitié de ces quantités ne répond pas aux exigences de très haute qualité ⁽¹⁾. En outre, il faut tenir compte dans les deux États précités d'environ 0,5 milliard de t de réserves « captives », propriété de la sidérurgie.

Comparées à l'ensemble des réserves charbonnières des États-Unis, les disponibilités en charbon à coke de haute qualité sont très réduites.

Ce n'est toutefois que par rapport à la *demande* qu'on peut se faire une opinion sur l'insuffisance éventuelle des réserves. Or, la demande intérieure aux États-Unis, qui constitue et constituera encore longtemps le débouché principal, présente deux caractéristiques importantes :

- pour la cokéfaction, elle ne fait appel qu'à concurrence *d'un tiers* de l'approvisionnement à des charbons à teneur en matières volatiles faible ou moyenne. Actuellement, cet effet ne dépasse pas 30 millions de t métriques par an.
- la demande de charbon destiné à la cokéfaction n'augmentera pas sensiblement au cours des années à venir.

Même si l'on envisage une augmentation sensible des débouchés à l'exportation, il est peu vraisemblable qu'une hausse de coûts du charbon à coke américain de haute qualité puisse se produire *uniquement sur la base de l'épuisement des réserves*. Les disponibilités *mesurées* sont suffisantes pour atteindre le moment où grâce à des progrès dans la technologie de nouvelles réserves pourront être exploitées sans détérioration sensible des conditions d'exploitation.

Ces considérations n'excluent, par contre, pas la possibilité de hausse de coût résultant de :

⁽¹⁾ Mais ils peuvent être utilisés, tout comme certains charbons à plus haute teneur en matières volatiles, pour la constitution de mélanges. Dans cet ordre d'idées, on peut, pour le seul bassin de Pocahontas et des régions voisines, estimer à 2,5 à 3,7 milliards de t de réserves prouvées et récupérables, dont le mélange donne une teneur moyenne de 25 % au maximum.

- facteurs de coûts, indépendants des conditions géologiques et techniques d'exploitation (par exemple une accélération de la hausse des salaires) ⁽¹⁾; le problème est examiné au chapitre suivant;
- l'épuisement de certains gisements particuliers conduisant à des hausses de coût pour certaines sortes (par exemple Sewell). Les possibilités de remplacement par d'autres sortes restent toutefois assez larges;
- la stratégie commerciale des producteurs conduisant à des hausses de prix pour le consommateur. Cette éventualité ne peut pas être écartée car la majeure partie des réserves connues, non captives est, pour le charbon de haute qualité — en particulier le Pocahontas — détenue par une demi-douzaine de sociétés.

En résumé, l'état des réserves de charbon américain comporte peu de risques de hausses de coût résultant uniquement de l'épuisement rapide des disponibilités de charbon et même de charbon à coke de haute qualité. C'est sur cette base que peut maintenant être entamée l'étude de l'évolution des différents éléments de coût.

⁽¹⁾ Cette remarque montre la confusion à laquelle peut conduire la notion de coût utilisée dans les estimations de réserves. Lorsqu'on parle de disponibilités « exploitables au coût actuel », cette définition ne s'applique raisonnablement qu'aux *conditions géologiques et techniques d'exploitation*, en supposant que tous les autres facteurs de coût soient maintenus inchangés. Cette condition n'est généralement pas explicitée dans les estimations de réserves, ce qui prête à confusion dès qu'on passe de l'analyse des réserves à celles du coût effectif prévisible du charbon américain.

Chapitre 3

L'évolution prévisible du coût cif du charbon américain

Section 1 — Généralités

Les estimations des « Perspectives », telles qu'elles sont résumées au tableau 23, envisageaient, du moins pour le charbon à coke, une certaine augmentation du coût rendu en Europe du charbon américain. Cette hausse serait due à un accroissement du coût départ mine mais ne dépasserait pas 20 %, même pour le charbon de très haute qualité.

Pour examiner la validité de ces tendances à la lumière de l'évolution récente, les *cotations de marché* (tableau 24) ne constituent qu'un point de repère fragile. Depuis 1960, ces indications montrent une augmentation d'environ 1 dollar pour le prix départ mine, une grande stabilité des frais de transport intérieurs pour le charbon d'exportation et des fluctuations des frêts maritimes sans tendance précise. Telles quelles, ces données incorporent l'effet de la hausse du niveau général des prix aux États-Unis et ne se comparent pas directement avec les estimations des « Perspectives ». En dollars de 1960, la hausse du prix cif ne dépasse pas un demi-dollar, c'est-à-dire moins de 5 %. D'autre part, ces cotations ne concernent que des quantités isolées et non l'approvisionnement régulier en grandes quantités qui constituait l'objet de l'étude. Le coût de cet approvisionnement est actuellement inférieur d'au moins 1 dollar aux cotations de marché.

Tableau 23 — Rappel des estimations des « Perspectives »

(en dollars par t. m.)

	Coût départ mine		Frais de transport E.-U.		Frais de transport Atlantique		Coût cif total		
	1960	1975	1960	1975	1960	1975	1960	1975	
Charbon à coke									
Pocahontas	6,50	7,6 à 8,35	} 4,50	4,40	} 3,50	3,4	14,50	15,4 -17,0	
Sewell	6,00	7,1 à 7,7		à		à	à	14,00	14,9 -16,35
Mélange	5,25	5,55 à 6,4		4,65		4,0	4,0	13,25	13,35-15,05
Charbon vapeur	4,40	4,55 à 5,30					12,40	12,35-13,95	

Pour obtenir une vue plus précise, il faut dépasser l'optique des prix et examiner les éléments de coût tant en ce qui concerne le coût à la mine que les différents frais de transport.

Tableau 24 — Cotations de marché pour le charbon à coke américain

(en dollars par t. m.)

	Coût départ mine	Frais de transport E.-U.	Frais de transport Atlantique	Prix cif A R A
Sewell/Pocahontas				
1961 juin		4,6		
décembre		4,6		
1962 juin		4,6		
décembre		4,6		
1963 juin	6,1 à 6,7	4,6	3,5	14,2-14,8
décembre	6,1 à 6,9	4,6	4,1	14,8-15,6
1964 juin	6,1 à 6,9	4,6	3,3	14,0-14,8
décembre	6,1 à 6,9	4,6	3,8	14,5-15,3
1965 juin	6,1 à 6,9	4,6	3,7	14,4-15,1
décembre	6,3 à 7,0	4,6	3,6	14,5-15,2
1966 juillet	6,5 à 7,3	4,6	3,4	14,5-15,3
Mélange				
1961 juin	5,0	4,6	3,6	13,2
décembre	5,0	4,6	3,4	13,0
1962 juin	5,2	4,6	2,6	12,4
décembre	5,2	4,6	2,6	12,4
1963 juin	5,2	4,6	3,5	13,3
décembre	5,7	4,6	4,1	14,4
1964 juin	5,8	4,6	3,3	13,7
décembre	5,8	4,6	3,8	14,2
1965 juin	5,8	4,6	3,7	14,1
décembre	5,9	4,6	3,6	14,1
1966 juillet	6,2	4,6	3,4	14,2

Section 2 — Les éléments déterminant le coût départ mine

A — Le rendement

La question essentielle est de savoir si, dans la perspective d'une production fortement croissante, on enregistrera un ralentissement dans les progrès de productivité.

L'évolution au cours des dernières années (période 1960-1964) est très intéressante en ce domaine. La transition entre une période de stagnation de la production et une phase de développement rapide n'a pas été marquée par un ralentissement mais au contraire par une *accélération nette des gains de productivité* (tableau 25).

Tableau 25 — Évolution du rendement et de la production dans les mines des États-Unis
(en % par an)

Période	Mines souterraines		Mines à ciel ouvert		Tarières		Toutes mines	
	Rendement	Production	Rendement	Production	Rendement	Production	Rendement	Production
1960-1964	6,6	3,1	6,4	5,3	8,0	3,9	7,0	4,1
1955-1960	5,1	— 3,7	1,7	2,0	7,1	5,9	5,4	— 2,2
1950-1955	7,6	— 2,6	6,2	— 1,3	—	—	7,7	— 2,1
1945-1950	2,7	— 3,5	0,3	2,3	—	—	3,2	— 2,2

Source : D'après Minerals Yearbook 1964, tableau 28, p. 80-81.

Cette accélération présente diverses caractéristiques :

- Comme déjà mentionné, elle s'est manifestée en phase de *production croissante*, ce qui montre l'élasticité de l'offre, d'autant plus que le nombre de mines a continué à diminuer.
- Elle concerne *tous les types* de mines mais a été particulièrement sensible dans les mines à ciel ouvert.
- L'effet qu'exerce sur le rendement moyen de l'ensemble *l'augmentation de la part des mines à ciel ouvert et des tarières* (à rendement plus élevé), a été réduit. Cette part est passée de 31,4 % en 1960 à 33,9 % en 1964 alors qu'elle avait augmenté de plus de cinq points au cours de la quinquennie précédente (tableau 26).

Tableau 26 — Rendement dans les différents types de mines et part des mines à ciel ouvert et des tarières dans l'ensemble de la production

Années	Rendement en tonnes courtes				Rendement en tonnes métriques				Part de la production à ciel ouvert et des tarières en %
	Mines souterraines	Mines à ciel ouvert	Tarières	Total	Mines souterraines	Mines à ciel ouvert	Tarières	Total	
1945	5,0	15,5	—	5,8	4,5	14,1	—	5,3	19
1950	5,8	15,7	—	6,8	5,3	14,2	—	6,2	23,9
1955	8,3	21,1	22,2	9,8	7,5	19,1	20,1	8,9	26,1
1960	10,6	22,9	31,4	12,8	9,6	20,8	28,5	11,6	31,4
1964	13,7	29,3	42,6	16,8	12,4	26,6	38,6	15,2	33,9
1975	hypothèse faible 18 hypoth. moyenne 21 hypothèse forte 24	38 45 50	16,3 19,0 21,7	34,4 40,8 45,4
1980	hypothèse faible 22 hypoth. moyenne 27 hypothèse forte 32	44 55 63	20,0 24,5 29,0	40,0 50,0 57,0

- Dans les gains de productivité des *mines souterraines*, la diffusion rapide du « continuous miner » a joué un rôle important. Ce procédé a un rendement de 40 % supérieur à celui des méthodes mécaniques traditionnelles. Sa part dans la production des mines souterraines est passée de 27 % en 1960 à près de 40 % en 1964.
- Les gains de productivité dans les *mines à ciel ouvert* résultent principalement de la mise en œuvre de moyens de production et de transport plus puissants.

Le graphique ci-contre montre comment cette évolution se compare avec les tendances esquissées dans les « Perspectives ».

Pour les *mines souterraines*, l'évolution récente s'insère dans la fourchette que forment les trois hypothèses envisagées dans les « Perspectives ». Elle marque toutefois une orientation vers l'hypothèse forte.

Par contre, les améliorations de rendement dans les *mines à ciel ouvert* sont nettement plus rapides que ce qui avait été envisagé dans les « Perspectives ». Comme le montre le graphique, l'évolution de la productivité dans ce type de mines est très irrégulière, des périodes de stagnation faisant suite à des phases de gains très rapides. L'expérience montre que les estimations prospectives ne peuvent plus, comme dans les « Perspectives », s'appuyer uniquement sur l'évolution assez hésitante de la productivité au cours de la quinquennie 1955-1960. Mais il serait tout aussi dangereux d'extrapoler à quinze ans les accroissements substantiels réalisés au cours des toutes dernières années.

Sur la base de cette analyse, il semble peu indiqué d'apporter des retouches aux hypothèses relatives aux mines souterraines tandis qu'au contraire une révision s'impose pour les mines à ciel ouvert.

Dans les premières, il est certain que, entre autres, la diffusion du « continuous mining » permettra encore de réaliser des progrès substantiels de productivité ⁽¹⁾. Par contre, la possibilité de difficultés accrues d'exploitation se précise et se manifeste déjà dans l'extraction de certaines couches de charbon à coke à basse teneur en matières volatiles (extraction à une profondeur plus grande, 400 à 600 m, problèmes de gaz et d'eau) ⁽²⁾.

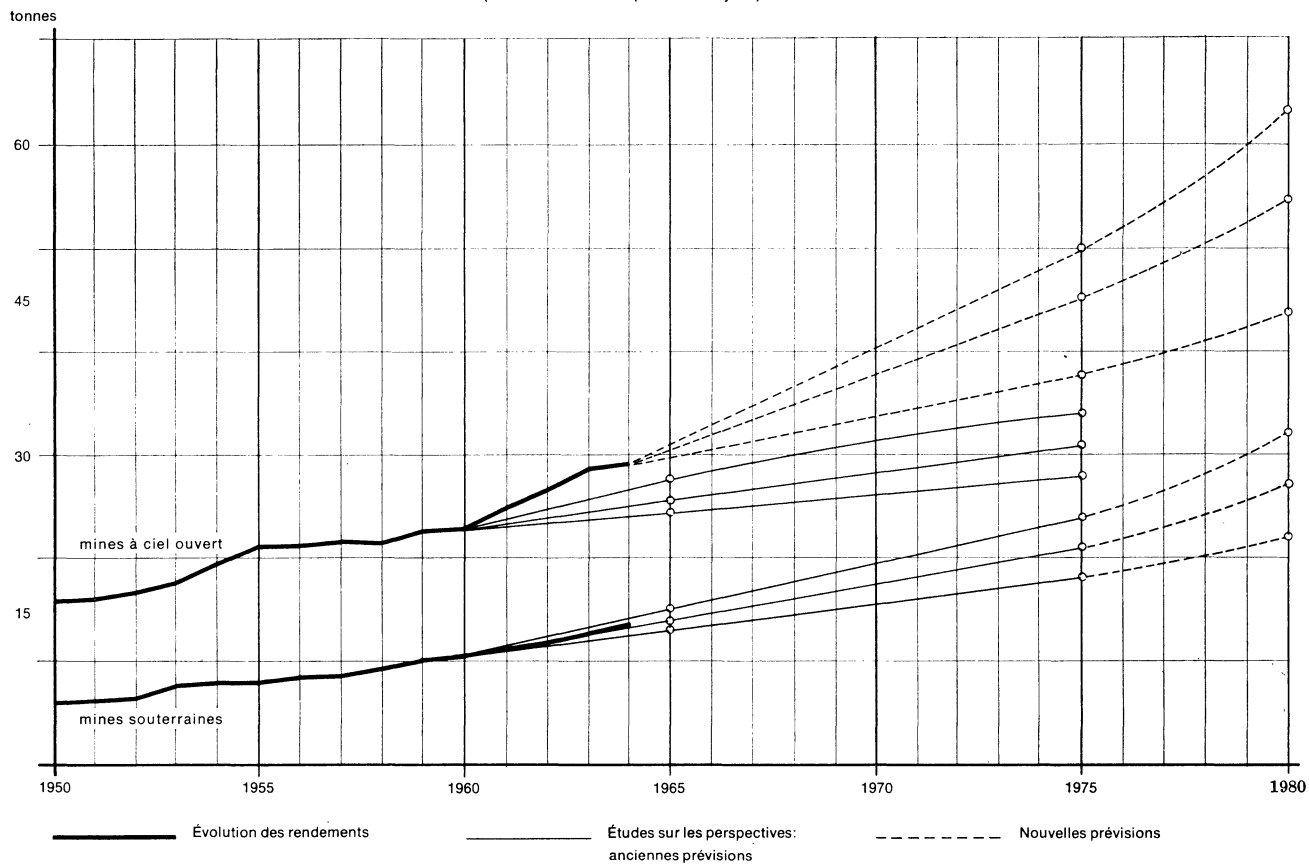
En présence de ces facteurs agissant dans des directions opposées, il n'existe pas de fondement solide pour une révision. Les tendances esquissées pour 1975 dans les « Perspectives » ont donc été maintenues et prolongées jusqu'en 1980. Pour la période 1964-1980 elles représentent des accroissements moyens de respectivement 3 % (hypothèse faible), 4,3 % et 5,4 % par an. On notera que ce n'est que dans la première hypothèse que le taux retenu pour les États-Unis serait sensiblement inférieur à celui envisagé dans la Communauté (de 4 à 5 % par an).

⁽¹⁾ Certains envisagent que dès 1975, 70 % de la production souterraine pourrait être extraite par ce procédé. Voir à ce sujet M. Liebrucks, *Die technische und wirtschaftliche Entwicklung der amerikanischen Steinkohlenförderung*, Berlin 1964, p. 61. Il s'avère que les limites qu'imposent à la diffusion du « continuous miner » les conditions géologiques et techniques d'exploitation ne doivent pas être exagérées.

⁽²⁾ Voir à ce sujet Schuermann et von Buch, *Der amerikanische Steinkohlenbergbau im Aufschwung*, Glückauf, 1966, n° 9, p. 392.

Graphique 1

Évolution des rendements dans les mines aux États-Unis
entre 1950 et 1964 et nouvelles prévisions jusqu'en 1980
(en tonnes courtes par ouvrier jour)



Pour les *mines à ciel ouvert*, les estimations prospectives ont été révisées à la lumière de l'expérience de l'ensemble de la période 1954-1964. C'est le taux moyen réalisé au cours de cette décennie qui a été retenu comme point de repère pour l'hypothèse moyenne. Cette hypothèse envisage ainsi des améliorations de productivité de l'ordre de 4 % par an. La fourchette autour de la valeur centrale ne sert qu'à illustrer l'incertitude qui grève l'évolution à long terme dans ce type de mines. Il n'a pas été fait d'estimations particulières pour les tarières qui représentent moins de 3 % de la production totale et ne constituent souvent que le complément de l'extraction à ciel ouvert.

La part des mines à ciel ouvert et des tarières dans l'ensemble de la production devrait continuer à augmenter lentement avec la concentration des débouchés sur les centrales électriques et l'extension de la production dans l'ouest des États-Unis. A une part de 45 % des mines à ciel ouvert et des tarières en 1980 correspondrait ainsi, en hypothèse moyenne, un rendement moyen, dans l'ensemble des mines, de l'ordre de 40 tonnes courtes ⁽¹⁾. Ce chiffre élevé, certes, est déjà réalisé actuellement dans quelques districts miniers de l'ouest des États-Unis. La grande inconnue qui pèse sur ces évaluations reste l'influence d'une augmentation très forte de la production sur les niveaux de productivité, l'augmentation de la production s'étant, jusqu'à présent, faite principalement à partir de capacités existantes.

B — Les salaires

Dans les « Perspectives », on avait adopté l'hypothèse d'une hausse moyenne des salaires réels de 2,8 % par an, ce qui correspondait à l'augmentation prévue de la productivité dans l'ensemble de l'économie américaine. En fait, les salaires *nominiaux* dans les mines ont peu varié de 1960 à 1963, en raison notamment de l'accord entre les partenaires sociaux tendant à stabiliser les rémunérations de 1959 à 1962. Compte tenu de la hausse intervenue dans le niveau général des prix, les salaires *réels* ont ainsi diminué d'environ 4 % pendant la période indiquée. Cette tendance s'est renversée au cours des trois dernières années où on a noté des augmentations de 4 à 5 % par an en termes nominaux, c'est-à-dire d'environ 3 % en termes réels.

En envisageant des demandes de « rattrapage » qui devraient se manifester au fur et à mesure que la production minière augmente, nous retiendrons ce taux de 3 % par an comme hypothèse pour la révision de nos estimations.

⁽¹⁾ Rendement moyen pour l'ensemble des mines en fonction de la part de la production à ciel ouvert et des tarières:

Part de la production à ciel ouvert et des tarières (% de la production totale)	Rendement moyen pour l'ensemble des mines (t courtes)
35	36,8
40	38,2
45	39,6
50	41,0

C — La valeur fob mines en fonction des coûts

Depuis la publication des « Perspectives », de nouvelles informations sont devenues disponibles sur la *structure des coûts* de l'industrie minière et sur l'*évolution récente* des coûts totaux. Il faut cependant noter qu'il n'existe pas de *données statistiques* sur le coût total mais seulement sur la « valeur fob mines » qui comprend les bénéfices. On peut cependant se rendre compte de l'*évolution* des coûts sur la base d'indices partiels (Index of major input expenses for bituminous coal, index of relative labour cost etc.). De ces informations on peut déduire les conclusions suivantes :

- L'importance des *coûts de capital dans les mines à ciel ouvert* avait été sous-estimée dans les « Perspectives ». Il en résulte des coûts totaux plus élevés que ceux choisis comme point de départ dans les « Perspectives ».
- Au cours de la période 1960-1964, on a enregistré une *baisse* de la valeur fob mines dans les deux types de mines. Cette baisse a été rendue possible, principalement par une réduction des coûts du travail, les gains de productivité dépassant nettement les augmentations de salaires. Tout récemment, cette tendance semble pourtant se renverser.

Tableau 27 — Structure de la valeur fob mines dans les charbonnages américains ⁽¹⁾

(en dollars par t et en % du total)

	Mines souterraines			Mines à ciel ouvert		
	\$ par t courte	\$ par t métrique	en % du total	\$ par t courte	\$ par t métrique	en % du total
I — Année 1961 (en dollars courants)						
Coûts de travail	2,89	3,19	58	1,32	1,45	36
dont salaires	2,18	2,41	44	1,00	1,10	27
charges sociales	0,71	0,78	14	0,32	0,35	9
Autres coûts	2,13	2,35	42	2,36	2,60	64
dont coût de matériel	1,27	1,40	25	0,96	1,06	26
coût de capital ⁽²⁾	0,86	0,95	17	1,40	1,54	38
Total	5,02	5,54	100	3,68	4,05	100
II — Année 1964 (en dollars courants)						
Coûts de travail	2,6	2,9	54	1,2	1,3	33
Autres coûts	2,3	2,5	46	2,35	2,6	67
dont coût de matériel	1,3	1,4	26	1,0	1,1	28
coût de capital ⁽²⁾	1,0	1,1	20	1,35	1,5	39
Total	4,9	5,4	100	3,55	3,9	100

⁽¹⁾ Sans tarières.⁽²⁾ Cf. Liebrucks, *op. cit.*, p. 19.

Pour la révision de nos estimations, nous nous appuyerons sur la structure de la valeur fob mines 1961, telle qu'elle a été estimée par Liebrucks (1). Cette structure a été extrapolée à l'année 1964 à l'aide des indices de salaires, rendements et inputs totaux (tableau 27).

La projection dans l'avenir de ces coûts a été effectuée selon la démarche générale déjà adoptée dans les « Perspectives » (2).

Comme dans notre étude précédente, les projections s'appuient sur la distinction entre coûts de travail et autres coûts.

La formule de base s'écrit :

$$y = \frac{s}{x} S_0 + a$$

où S_0 = coûts de travail de l'année de départ 1964 :

mines souterraines : 2,6 dollars par t courte

mines à ciel ouvert : 1,2 dollar par t courte

y = coûts totaux réels de l'année de prévision

s = indice des salaires réels par rapport à l'année de base 1964

(voir ci-dessus tableau 26)

Pour 1975 : 1,384

Pour 1980 : 1,605

x = indice du rendement par rapport à l'année de base 1964

(voir ci-dessus sous a)

	mines souterraines	mines à ciel ouvert
1975 hypothèse faible	1,314	1,297
moyenne	1,532	1,536
forte	1,752	1,707
1980 hypothèse faible	1,606	1,502
moyenne	1,971	1,878
forte	2,336	2,151

a = hypothèses relatives aux autres coûts

Ces hypothèses relatives aux autres coûts — coût de matériel et coût de capital — restent très difficiles à établir et la prudence exige d'envisager une marge assez considérable. Le tableau 28 présente les données relatives au passé et les hypothèses envisagées pour 1975 et 1980.

(1) *Op. cit.*, p. 19.

(2) Annexe 10, section II, C.

Tableau 28 — Évolution des autres coûts

(en % par an et en dollars par tonne courte)

Réalizations 1950-1961	Mines souterraines			Mines à ciel ouvert				
	en % par an	en dollars par t courte		en % par an	en dollars par t courte			
En termes nominaux	+ 1,6			— 1,4				
En termes réels	— 0,8			— 3,8				
Hypothèses 1964-1980 en termes réels		1964	1975	1980		1964	1975	1980
Hypothèse faible	0	2,3	2,3	2,3	— 2	2,35	1,9	1,7
Hypothèse moyenne	1	2,3	2,6	2,7	0	2,35	2,35	2,35
Hypothèse forte	2	2,3	2,9	3,2	2	2,35	2,9	3,3

Pour ces hypothèses, on est parti de l'idée qu'en raison des charges d'investissement liées à la création de capacités nouvelles, l'évolution des années 1950 à 1961 n'est pas amenée à se répéter. Pour les mines souterraines, une stabilité des coûts (en termes réels), telle qu'on l'a enregistrée au cours des toutes dernières années, constitue l'hypothèse la plus favorable. Mais une hausse de 1 à 2 % par an semble plus vraisemblable. Les chiffres ainsi établis pour 1975 et 1980 restent cependant au-dessous des estimations des « Perspectives. »

L'inverse vaut pour les mines à ciel ouvert où le niveau de départ a dû être considérablement réévalué. Sur la base de l'expérience des dernières années, une diminution de ces coûts ne peut pas être exclue. Dans le contexte d'une production rapidement croissante, l'hypothèse de la stabilité ou d'une hausse modérée de ces coûts semble pourtant plus plausible.

Les résultats que donne la combinaison de toutes ces hypothèses sont reproduits graphiquement aux figures 2 et 3 pour les mines souterraines et aux figures 4 et 5 pour les mines à ciel ouvert. Une ligne horizontale marque le niveau des coûts 1964. L'aire hachurée indique la zone que constituent les différentes combinaisons. De ces estimations se dégagent les grandes lignes suivantes :

- a) *Une hausse des coûts départ mine des exploitations souterraines est improbable.*

Les résultats s'échelonnent entre 4,3 dollars et 6,3 dollars la tonne courte pour 1975 et entre 4,1 dollars et 6,9 dollars pour 1980.

- b) *Une hausse des coûts des exploitations à ciel ouvert n'est à envisager qu'en cas de hausse des « autres coûts ».*

Les résultats s'échelonnent entre 2,9 et 4,2 dollars en 1975 et entre 2,6 et 4,5 dollars en 1980 contre 3,55 dollars en 1964. La ligne des coûts coupe la zone des coûts futurs vers le milieu. La hausse maximale s'élève à 0,5 dollar en 1975 et à 1 dollar environ en 1980.

Ces évaluations conduisent à envisager pour l'avenir une stabilité des coûts départ usines aux États-Unis. Il faudrait un renversement important de la tendance des « autres coûts » pour provoquer une hausse notable des coûts totaux.

La grande inconnue reste cependant la réaction des coûts à un doublement de la production en une quinzaine d'années. Cette considération s'applique tout particulièrement aux mines souterraines où, dans le choix d'hypothèses prévisionnelles, il est raisonnable de s'orienter plutôt vers la limite supérieure de nos extrapolations. Comme point de départ pour la valeur fob mines, estimée d'après l'évolution prévisible des coûts, nous utiliserons dès lors les valeurs suivantes :

	Mines souterraines			Mines à ciel ouvert		
	1964	1975	1980	1964	1975	1980
En dollars par tonne courte	4,9	5,0	5,0	3,55	3,6	3,6
En dollars par tonne métrique	5,4	5,5	5,5	3,9	4	4

En tout cas, l'incertitude joue, en période de production croissante, plutôt vers le haut que vers le bas. Des majorations par rapport aux chiffres ci-dessus ne peuvent donc pas être exclues.

Section 3 — Les frais de transport intérieur aux États-Unis

Un fait important est intervenu en ce domaine au cours des dernières années : tandis que les tarifs des chemins de fer pour le transport de charbon destiné à l'exportation restaient quasi inchangés (4,1 dollars la tonne courte, c'est-à-dire 4,5 dollars la tonne métrique pour le trajet Pocahontas-New River à Hampton Roads, un peu plus pour les autres origines), on enregistrait *une baisse sensible pour le transport à destination des centrales électriques américaines.*

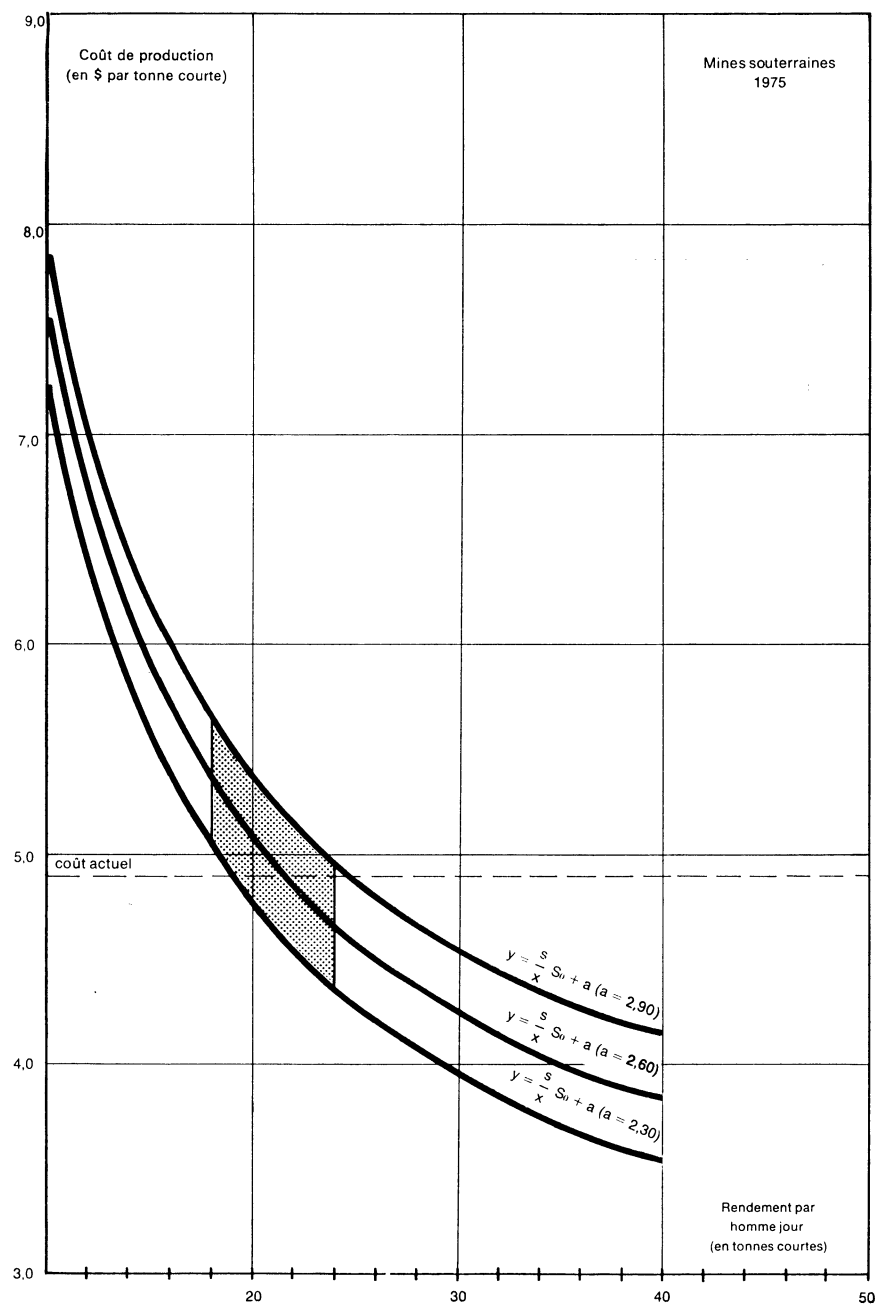
Malgré une distance de plus de 10 % supérieure au trajet vers les ports d'exportation, le charbon vapeur est transporté actuellement de West Virginia vers New York à des frêts qui ne dépassent guère 3 dollars la tonne courte ⁽¹⁾. Les modalités et les causes de cette diminution des tarifs doivent retenir l'attention. En premier lieu, la diminution ne concerne que des transports par grandes quantités au moyen de bloc-trains ⁽²⁾. En d'autres termes, cette diminution incorpore dans les tarifs

⁽¹⁾ Voir à ce sujet A. Adelman, *Le charbon américain en Europe occidentale*, communication au colloque européen d'économie de l'énergie, Grenoble, mai 1965.

⁽²⁾ Par exemple, les tarifs de plusieurs compagnies ferroviaires de l'est des États-Unis prévoient des diminutions de 1,5 dollar la tonne par rapport aux tarifs par wagon pour des chargements d'au moins 7 000 t/jour en provenance d'une ou de deux origines.

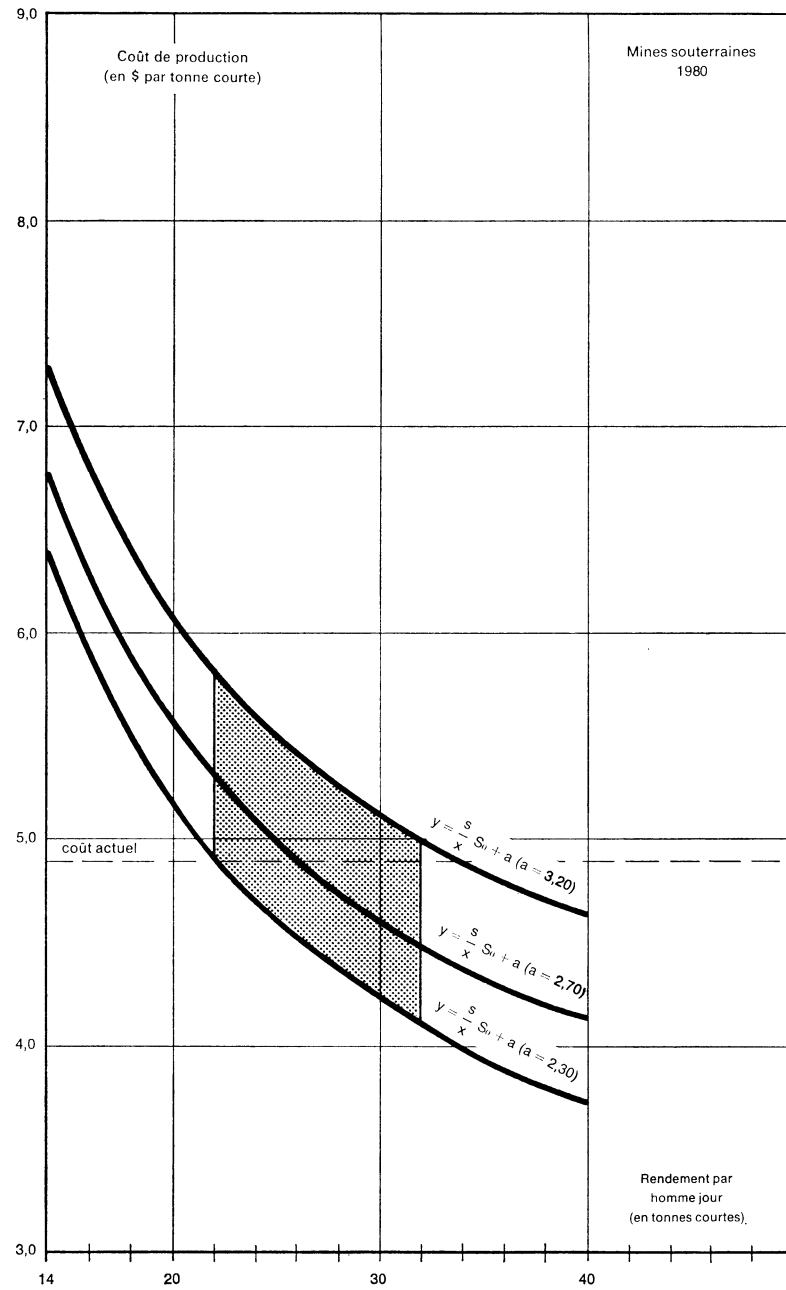
Graphique 2

Relation entre rendement et coût dans les mines américaines



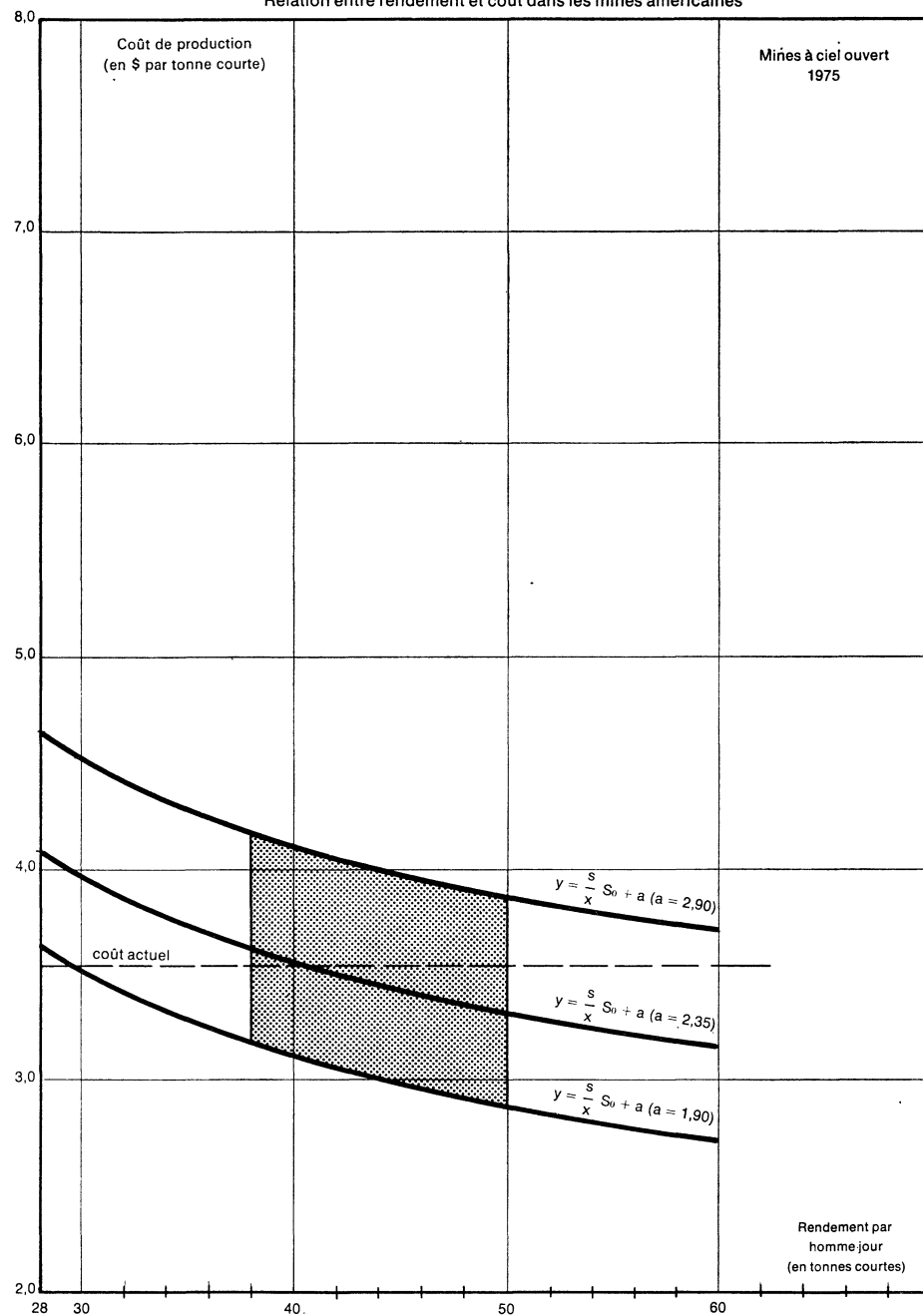
Graphique 3

Relation entre rendement et coût dans les mines américaines



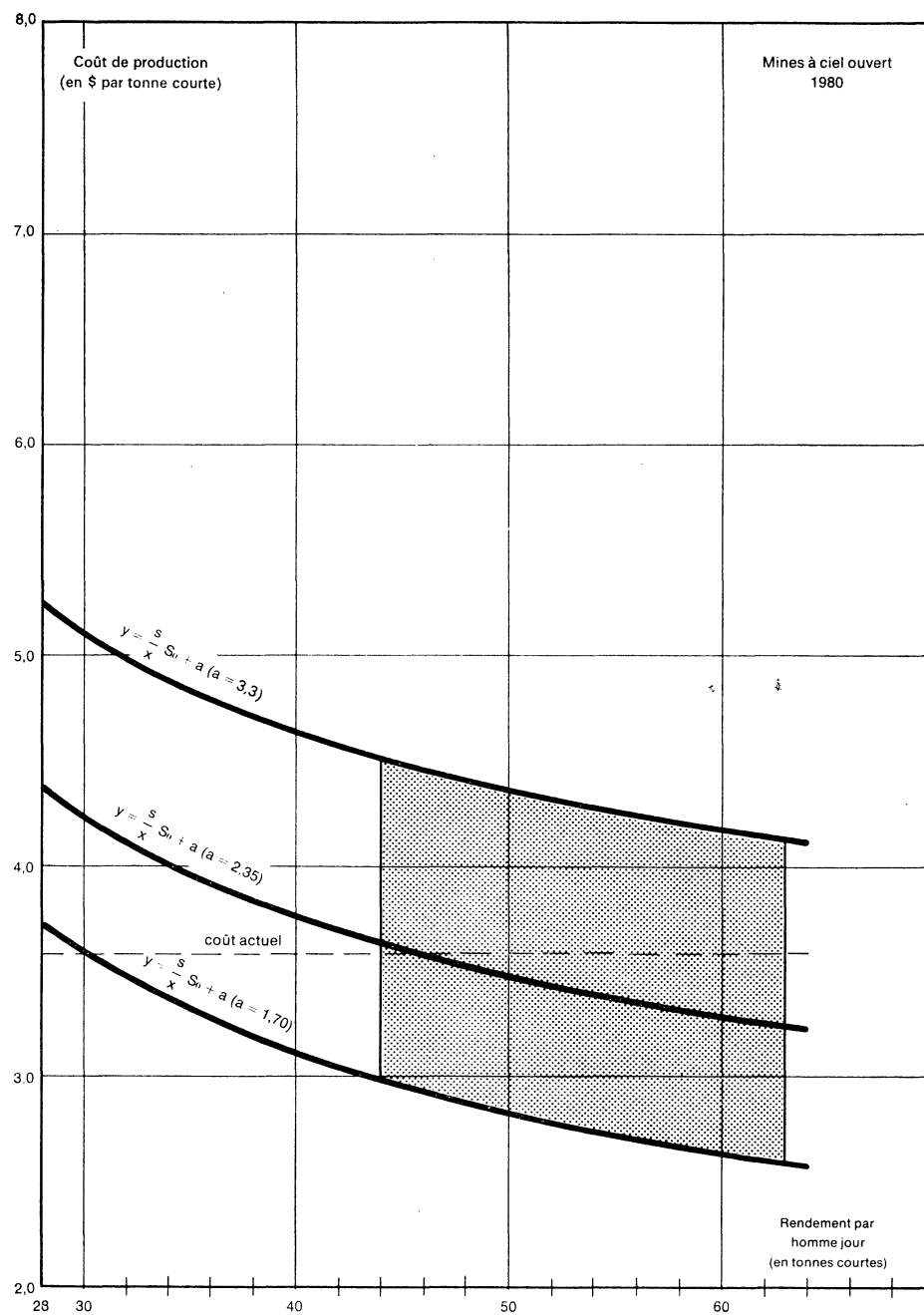
Graphique 4

Relation entre rendement et coût dans les mines américaines



Graphique 5

Relation entre rendement et coût dans les mines américaines



le progrès technique réalisé dans le transport automatisé et régulier. En second lieu, cette diminution ne s'est matérialisée que sous la pression d'autres formes d'énergie ou d'autres modes de transport. Afin de contrecarrer la concurrence de l'énergie nucléaire et celle du fuel dans les centrales situées près de la côte, ainsi que pour assurer le transport par chemins de fer plutôt que par la navigation intérieure, par des pipelines de charbon ou, sous forme d'électricité, par des lignes à haute tension, l'objectif consiste à amener le charbon à un prix rendu sur la côte est de 6,5 à 7 dollars la tonne métrique à 7 000 kcal/kg.

Pour notre étude deux questions se posent :

- Ces diminutions sont-elles susceptibles d'être maintenues?
- Sont-elles susceptibles d'être étendues au charbon destiné à l'exportation?

La réponse à la première question semble être affirmative, les renseignements à ce sujet étant concordants. Le prix de revient actuel sur le trajet West Virginia-Norfolk ne dépasse pas 2,5 dollars la tonne courte selon Adelman ⁽¹⁾. Le *National Power Survey* ⁽²⁾ envisage pour 1980 des coûts de transport de l'ordre de 4 mills/tonne-mille à partir de distances de l'ordre de 300 milles (voir graphique 6). Pour un parcours West Virginia-Norfolk (391 milles), ceci correspondrait à un fret de 1,6 dollar la tonne courte. En d'autres termes, les tarifs actuels pour centrales électriques pourraient encore être réduits de moitié en termes réels, c'est-à-dire abstraction faite des mouvements du niveau général des prix. Cette prévision s'appuie d'une part sur certains tarifs déjà négociés à ce niveau et sur le progrès technique conduisant notamment à la diffusion des « *integral trains* », consistant en des sections correspondant à 30 wagons actuels accouplés de façon permanente en groupes de cinq à six avec des locomotives entre chaque section ainsi qu'à celle de *trains* complètement automatisés, déjà en exploitation expérimentale. A cela s'ajoute l'augmentation de la capacité des wagons. Le wagon-entonnnoir de 70 t est déjà rapidement remplacé par une unité de 100 t tandis que la construction d'unités de 250 t est envisagée.

Ces prévisions font toutefois abstraction des réglementations freinant actuellement ces développements et notamment l'impossibilité pour les transporteurs de s'engager dans des contrats de transport à long terme, sauf dans des cas limités et exceptionnels. En ce qui concerne l'extension des réductions des tarifs au transport de charbon destiné à l'exportation, trois remarques doivent être formulées :

- a) Les courants d'exportation ne sont actuellement pas comparables aux livraisons intérieures, aux centrales électriques, ni en ce qui concerne les quantités à transporter, ni en ce qui concerne la régularité des livraisons.
- b) Dans les courants d'exportation, le charbon à coke prend une place importante. Or, les récentes réductions ainsi que les prévisions que nous venons de résumer concernent uniquement le *charbon vapeur*, dont la manipulation et le transport sont techniquement plus aisés.

⁽¹⁾ *Op. cit.*, p. 26.

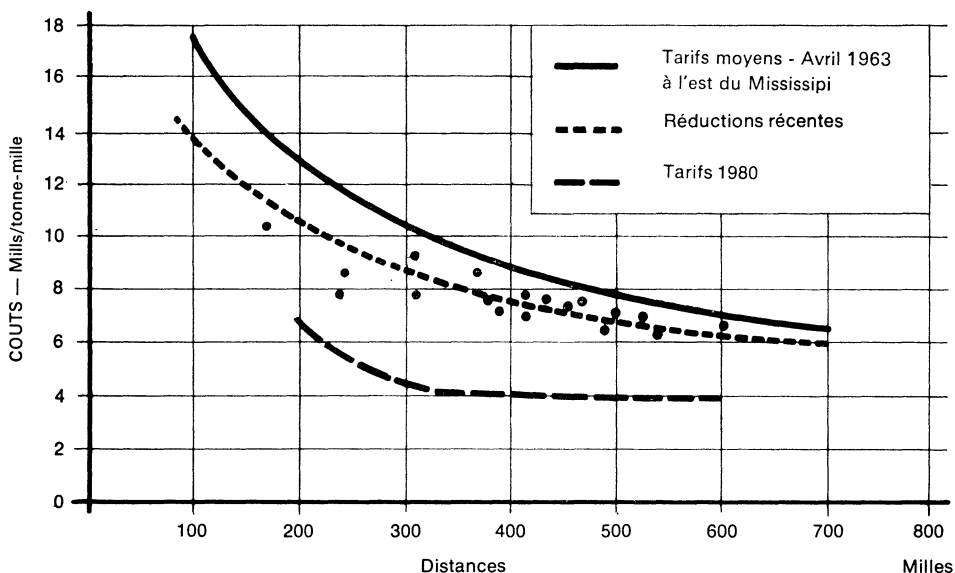
⁽²⁾ Partie II, p. 336-338.

- c) Pour le charbon d'exportation n'existe actuellement pas la concurrence qui a forcé les transporteurs à réduire leurs tarifs pour garantir les débouchés dans les centrales près des lieux de consommation. L'absence de concurrence entre les transporteurs eux-mêmes a encore été renforcée par des opérations récentes d'intégration entre les deux grandes compagnies de chemin de fer.

Dans ces conditions, on peut simplement affirmer qu'il existe certainement une *marge* pour la réduction des tarifs actuels relatifs aux charbons exportés. Cette marge, compte tenu de l'importance du charbon à coke, pourrait être de 1 à 2 dollars la tonne métrique. Mais la réalisation d'une réduction de ce genre dépend, d'une part, de l'augmentation du volume et de la régularité du trafic et, d'autre part, de la pression qu'exerceront les acheteurs sur les producteurs et transporteurs de charbon américain. Une réduction des tarifs de transport pourrait notamment être exigée pour contrecarrer l'effet sur le prix fob d'augmentations éventuelles du coût départ usine dans les mines souterraines des régions exportatrices.

Graphique 6

Tarifs ferroviaires pour le transport de charbon aux États-Unis



Source : Federal Power Commission
National Power Survey, 1964 - Part. II - p. 338

Section 4 — Les frais de transport maritime

L'évolution récente des frets transatlantiques a déjà été indiquée au début du présent chapitre. Il n'est pas question de tenter ici une prévision de ces frets, tels qu'ils sont déterminés par les forces du marché à un moment donné.

Comme dans les « Perspectives », nous analyserons l'évolution du *coût* du transport transatlantique dans des conditions d'approvisionnement régulier en supposant que le prix d'équilibre à long terme suive l'évolution de ce coût et en maintenant l'hypothèse d'un niveau général des prix inchangé ⁽¹⁾.

L'étude porte successivement sur :

- la *structure* de la flotte, en particulier la composition de celle-ci selon le tonnage des navires;
- les *coûts* pour différents types de navires dont le tonnage est considéré comme représentatif d'une catégorie donnée.

A — La structure de la flotte

L'évolution récente a été marquée par trois phénomènes importants : *le rajeunissement considérable de la flotte de cargos secs; l'augmentation rapide de la capacité des navires; la part croissante des unités appartenant aux utilisateurs dans le transport global de charbon* et, en conséquence, l'appel toujours plus faible au marché.

Selon la situation au début de 1966, 60 % des tonnages de gros porteurs dataient des cinq dernières années, plus de 90 % des dix dernières années.

Tableau 29 — Structure de la flotte de gros porteurs au 1^{er} janvier 1966

(en tdw et en %)

Année de construction	En tdw		En % du total	
	Flotte totale	Flotte à l'exclusion des minéraliers	Flotte totale	Flotte à l'exclusion des minéraliers
Avant 1946	2 454	2 022	9	11
1946-1950	656	403	2	2
1951-1955	1 544	830	6	4
1956-1960	6 464	2 922	23	16
1961-1965	16 424	12 353	60	67
Total	27 552	18 530	100	100

Source : World Bulk Carrier, janvier 1966, Fearnley and Egers Chartering Co. Ltd., Oslo.

⁽¹⁾ En pratique, compte tenu des variations qu'on enregistre dans le niveau général des prix, on étudie les facteurs qui sont susceptibles de faire diverger l'évolution du coût de transport de celle du niveau général des prix.

Ce rajeunissement va de pair avec et incorpore l'effet d'une augmentation sensible de la taille des navires. Alors que le bâtiment de 15 000 tdw avait été considéré dans les « Perspectives » comme représentant plus ou moins la situation au moment de l'élaboration de cette étude, on notait début 1966 que 75 % de la flotte (en dehors des minéraliers) étaient constitués par des navires de plus de 17 000 tdw. La catégorie la plus représentative est celle des unités entre 18 et 25 000 tdw (plus d'un tiers de la flotte).

La tendance à l'augmentation de la taille se dessine encore plus clairement dans les *relevés des bâtiments en commande*. On y note non seulement la prédominance de bâtiments nettement plus grands que l'unité typique actuellement en activité, mais aussi un véritable « saut » vers les très grosses unités. Au début de 1966, environ 40 % du tonnage commandé (en dehors des minéraliers) se composaient de navires *entre 30 et 50 000 t*. Mais la catégorie de plus de 60 000 t représentait déjà 30 % du total. L'influence qu'exercera ce phénomène sur la structure de la flotte au cours des prochaines années se mesure au fait que les tonnages commandés (en dehors des minéraliers) au 1^{er} janvier 1966 s'élevaient à près de 80 % de la flotte existant à cette date.

Tableau 30 — Structure de la flotte selon le tonnage

A — Flotte totale

(en tdw et en % du total)

Classes en tdw	En tdw		En % du total	
	1960	1966	1960	1966
10 à 13 999	1 349	1 426	20	5
14 à 17 999	1 927	4 952	29	18
18 à 24 999	1 570	8 474	24	31
25 à 29 999	245	2 732	4	10
30 à 39 999	679	4 713	10	17
40 à 49 999	} 837	1 660	} 13	6
50 à 59 999		2 536		9
60 000 et plus		1 059		4
Total	6 607	27 552	100	100

B — Flotte à l'exclusion des minéraliers

10 à 13 999	907	1 043	35	6
14 à 17 999	1 025	3 639	40	19,5
18 à 24 999	606	6 723	24	36
25 à 29 999	}	1 993	}	11
30 à 39 999		3 471		19
40 à 49 999		25		764
50 à 59 999	}	756	} 1	4
60 000 et plus		141		0,5
Total	2 563	18 530	100	100

Source: Fearnley and Egers Chartering Co. Ltd, Oslo.

Cette tendance à l'augmentation de la capacité moyenne se reflète dans le trafic entre Hampton Roads et les ports de la Communauté, quoiqu'il y ait une différenciation assez nette entre les destinations.

Plus de 40 % du trafic est assuré par des unités de 18 à 24 000 t. En outre, pour les destinations Amsterdam/Anvers/Rotterdam et l'Italie, on utilise des navires de 30 à 35 000 t pour environ un quart du trafic (15 à 20 % des voyages).

Tableau 31 — Répartition du trafic de Hampton Roads vers les ports de la Communauté (Période 1.4.1964-31.3.1965) (1)

(en % du total)

	Total ports de la Communauté	Ports ARA	Italie occidentale
<i>Sur la base des voyages</i>			
15 à 17 000 tdw	33	29	31
18 à 24 000 tdw	44	41	45
25 à 29 000 tdw	10	10	8
30 à 35 000 tdw	12	18	14
42 à 53 000 tdw	1	2	2
Total	100	100	100
<i>Sur la base du tonnage</i>			
15 à 17 000 tdw	24	20	23
18 à 24 000 tdw	42	38	42
25 à 29 000 tdw	13	12	10
30 à 35 000 tdw	18	26	23
42 à 53 000 tdw	3	4	2
Total	100	100	100

Source: Institut für Schiffahrtforschung de Brême.
(1) A l'exclusion des navires de moins de 15 000 tdw.

Dans plusieurs ports, notamment en République fédérale et en France, les conditions actuelles d'accès aux ports constituent pourtant un frein à l'emploi de grandes unités dans le transport de cargaisons sèches. Le tableau 32 montre que la profondeur actuelle des chenaux dans plusieurs ports ne permet pas l'entrée de navires de 50 000 t voire de 35 000 t.

Aus États-Unis, des problèmes ne se posent que pour les très grandes unités de 60 000 t et plus. Dans les ports de Hampton Roads, des travaux sont d'ailleurs en cours pour accueillir des bâtiments de 80 000 t.

De ces indications on peut dégager quelques considérations sur les tendances probables dans les années à venir :

— Le navire de l'ordre de 23 000 t deviendra très rapidement l'unité minimum pour le transport régulier de charbon.

Tableau 32 — Profondeurs requises et existantes des ports charbonniers

(en m) ⁽¹⁾

I — Profondeurs requises du chenal pour navires de	
23 000 tdw	9,60 - 9,75
35 000 tdw	10,24 - 10,39
51 000 tdw	10,89 - 11,05
68 000 tdw	12,89 - 13,08
II — Profondeur actuelle des ports ⁽²⁾	
<i>États-Unis</i>	
Ports de Hampton Roads	11,28 - 12,20
Baltimore	10,67 - 12,20
Philadelphie	9,75 - 12,20
<i>Communauté</i>	
Gênes	9,14 - 9,30
Hambourg	9,45 - 10,97
Emden	10,21
Le Havre	9,14 - 14,63
Rotterdam	11,85 - 13,11

⁽¹⁾ Le chiffre inférieur vaut pour un chenal en eau de mer, le chiffre supérieur pour un chenal en eau douce.

⁽²⁾ Profondeur aux postes de mouillage à marée basse, la marge étant déterminée par l'amplitude des marées.

- Vers 1970, le navire de 35 000 t à 50 000 t serait le type courant.
- Au fur et à mesure de l'aménagement des ports, les unités de 60 000 t et plus deviendront plus nombreuses et assureront une part croissante du trafic. Comme d'ailleurs pour le transport de pétrole, une flotte de très gros porteurs coexistera avec un certain nombre d'unités plus petites. L'existence de ces très gros porteurs exercera sans doute une influence sensible sur le marché des frets. Au cours de la décennie 1970-1980, et certainement vers 1980, la grosse masse du trafic pourrait être assurée par les très gros porteurs.

B — Les coûts par type de navire

A partir des considérations précédentes et aussi en raison de l'extension de notre étude jusqu'en 1980, on analysera ci-après les coûts des quatre types suivants de navires ⁽¹⁾ :

- 23 000 tonnes de port en lourd
- 35 000 tonnes de port en lourd
- 51 000 tonnes de port en lourd
- 68 000 tonnes de port en lourd

⁽¹⁾ Ceux-ci remplacent donc les trois types distingués dans les « Perspectives » : 15 000 tdw - 30 000 tdw - 45 000 tdw.

Sur la base d'évaluations fournies par un institut spécialisé ⁽¹⁾, on a évalué le *coût de transport à la tonne* en 1965 dans ces quatre hypothèses. Le détail des calculs est présenté au tableau 35 (p. 81-86). Les résultats sont résumés au tableau 33. En dehors des indications particulières figurant au tableau 35, il convient d'attirer l'attention sur quelques caractéristiques générales de ces estimations :

- a) Les estimations concernent le coût du transport transatlantique dans le cas d'un *affrètement en faisant appel aux intermédiaires habituels* : armement, courtiers, etc. On a pourtant isolé les commissions de courtage ainsi que le bénéfice de l'armateur pour donner une idée du coût lorsque le transport se fait par flotte propre.
- b) Les calculs s'appuient sur des coûts de construction de navires représentatifs pour les *chantiers navals européens*. Ceux-ci sont d'environ 10 % supérieurs aux prix pratiqués par les chantiers japonais. N'incorporant pas les coûts les plus bas réalisables sur le marché mondial, les estimations sont donc, sous cet aspect, plutôt conservatrices.
- c) Les résultats sont fondés sur une période d'amortissement de 14 ans, correspondant aux usages commerciaux et fiscaux. Un calcul alternatif sur une période de 20 ans — ce qui correspond davantage à la durée de vie d'un navire — est donné au tableau 35. Il conduit à réduire les coûts de capital d'environ 0,3 dollar la tonne pour les bateaux de 23 000 t et de 0,2 dollar pour les types plus grands.
- d) Pour le calcul des charges financières on a retenu le même taux d'intérêt que dans les « Perspectives » (6 %). Mais ce taux n'est appliqué qu'au capital non remboursé ou non réinvesti. Au fur et à mesure que l'amortissement progresse, il devient possible de rembourser partiellement les capitaux empruntés ou de réinvestir les sommes correspondantes. Il en résulte une réduction des charges financières. Rapporté à l'ensemble du capital initial, le taux effectivement appliqué s'élève à 3,75 %.

Tableau 33 — Coût calculé du transport Hampton Roads - ports ARA — Situation début 1965

(en dollars par tonne métrique transportée)

	23 000 t port en lourd	35 000 t port en lourd	51 000 t port en lourd	68 000 t port en lourd
Coût de capital (amortissements et intérêts)	1,51	1,21	1,10	0,89
Assurances	0,20	0,15	0,13	0,11
Charges d'équipage	0,51	0,36	0,29	0,23
Frais de combustibles	0,47	0,36	0,29	0,26
Frais d'entretien et de réparation	0,10	0,10	0,10	0,10
Frais de port et de transbordement	0,30	0,31	0,31	0,31
Frais divers	0,07	0,06	0,06	0,06
Total	3,16	2,55	2,28	2,05
Commission de courtage	0,08	0,07	0,06	0,05
Bénéfice	0,16	0,13	0,12	0,11
Total des frais y compris courtage et bénéfices	3,40	2,75	2,46	2,21

(1) Weltwirtschafts-Archiv de Hambourg.

Le tableau 33 met en relief trois points importants :

- a) Le *coût du capital* représente environ 45 % des frais totaux à la tonne. La part des charges d'équipage, le poste le plus important après le service du capital, ne s'élève qu'à 10-15 % des frais totaux. Il en résulte une double conséquence. Le coût de construction du navire est le facteur déterminant dans l'évolution du coût du transport. D'autre part, la sensibilité des estimations par rapport au mode de calcul du service du capital (période d'amortissement, taux d'intérêt) est relativement grande.
- b) *Les frais à la tonne diminuent d'environ un tiers lorsqu'on passe d'une unité de 23 000 t à un bâtiment de 68 000 t* ⁽¹⁾. Mais, comme le montre le graphique 7, cette réduction n'est pas linéaire. La différence de coût entre des unités de 23 et 35 000 est nettement plus élevée que celle entre les types de 51 et de 68 000 t. Cette tendance est très nette pour le coût de capital. Il est pourtant vrai que l'expérience dans la construction et l'exploitation de cargos secs de 70 000 t et plus reste limitée, ce qui suggère une marge assez grande pour des améliorations.
- c) Les coûts indiqués au tableau 33 pour l'année 1965 sont inférieurs d'environ 20 % à ceux présentés dans les « Perspectives » comme représentatifs de la situation au moment de l'élaboration de cette étude. Cette différence ne tient pas uniquement à des modifications d'ordre méthodologique dans l'évaluation des coûts. Elle résulte principalement d'une *baisse effective des coûts de transport* au cours des dernières années.

Parmi les facteurs qui ont conditionné cette baisse, il faut citer la réduction du coût de construction des navires ⁽²⁾ ainsi que l'augmentation de la vitesse de rotation de ceux-ci.

⁽¹⁾ Ceci signifie pratiquement que lorsque la capacité est triplée, les coûts totaux (non à la tonne) ne font que doubler. Cette élasticité de 0,5 est analogue à celle qu'on enregistre pour les pétroliers. Voir à ce sujet les communications de MM. Duquesne de la Vinelle et Colley au colloque de Grenoble de mai 1965. D'autre part, nos courbes sont très analogues à celles indiquées par la Finsider pour le transport maritime de ses matières premières. Nos chiffres absolus sont légèrement plus élevés (environ 0,3 \$), ce qui s'explique notamment par le fait que la Finsider opère par flotte propre. Voir A. Capana, *La politica di approvvigionamento delle materie prime nel gruppo Finsider*, *Notizie IRI*, mai 1966, p. 24.

⁽²⁾ La réduction intervenue n'est pas uniquement due à des améliorations techniques sous la pression de la concurrence internationale. Elle tient aussi, dans certains cas, à l'assouplissement des normes de classification et incorpore, en outre, l'effet éventuel de modifications dans les aides à la construction navale.

Coûts de construction représentatifs au moment de l'élaboration de l'étude

(en dollars par tdc)

Tonnage	Perspectives (1961-1962)	Présente étude (1965-1966)
15 600 tdc	186	
23 000 tdc		170
30 000 tdc	175	
35 000 tdc		141
45 000 tdc	165	
51 000 tdc		129
68 000 tdc		115

L'augmentation de la dimension moyenne et la réduction générale des coûts du transport expliquent pourquoi au cours des dernières années les frets ont pu se maintenir à des niveaux sensiblement plus bas que ceux enregistrés au cours de la décennie 1950-1960.

Pour les années à venir, il existe un facteur certain de baisse du coût *moyen* en termes réels du transport transatlantique : c'est la *tendance à l'augmentation de la capacité moyenne des navires* ⁽¹⁾. Ce facteur jouera d'autant plus nettement que la demande de transport de charbon américain sera importante et régulière. C'est, en effet, dans ce cas qu'on doit s'attendre à la mise en service de nombreuses unités de très grand tonnage. Mais en se tenant à l'estimation selon laquelle la classe représentative au début des années 1970 se situerait entre 35 000 et 50 000 t, on obtiendrait par l'effet même de ce glissement une *réduction du coût moyen de plus de 1 dollar la tonne*.

Les gros bâtiments bénéficient dès à présent de cette marge ⁽²⁾. Par rapport aux frets moyens pratiqués ces dernières années, leur avantage s'élève jusqu'à 1,5 dollar la tonne.

Il est beaucoup plus difficile de prévoir *l'évolution des coûts* par type de navire. Faute de renseignements suffisants, on a renoncé à établir une prévision chiffrée poste par poste. On s'est plutôt demandé s'il existait des éléments susceptibles de faire changer sensiblement les coûts 1975 et 1980 de ceux calculés pour 1965, abstraction faite des variations dans le niveau général des prix. La stabilité des coûts, en termes réels, postule que le rapport entre rémunérations et productivité évolue dans la construction navale et dans l'exploitation maritime comme dans l'ensemble de l'économie. Dans ce contexte, on peut faire les considérations suivantes :

- Des gains notables de productivité sont encore possibles dans les *chantiers navals* européens. Ils sont même nécessaires pour la survie de cette branche industrielle dans les pays de la Communauté. Cet élément jouerait dans le sens d'une réduction, en termes réels, du coût de la construction navale ⁽³⁾.
- Par contre, divers postes où interviennent des *coûts de travail* importants (équiperage, entretien, frais généraux) pourraient subir une certaine hausse, le rapport rémunération/productivité se détériorant par rapport à l'ensemble de l'économie.

⁽¹⁾ Il convient de noter que, outre l'augmentation de la taille des navires, d'autres facteurs pourront, en ordre secondaire, contribuer à accroître la capacité de chargement. Les progrès dans la construction navale incitent à assouplir certaines normes de sécurité. C'est ainsi que la Conférence maritime consultative des Nations unies (IMCO) a soumis à la ratification des pays membres une disposition relevant la ligne d'enfoncement maximum pour les gros porteurs modernes. Un enfoncement accru de 10 à 20 % rendrait possible une augmentation sensible de la capacité effective de chargement des très gros bâtiments.

⁽²⁾ Cette considération rejoint exactement l'affirmation d'Adelman au colloque de Grenoble selon laquelle le charbon américain peut être transporté à 2 dollars la tonne courte, c'est-à-dire 2,2 dollars la tonne métrique.

⁽³⁾ Dans ce secteur pourtant, la relation entre coût et prix est loin d'être immédiate en raison de l'octroi d'aides des pouvoirs publics à ce secteur. Il n'est donc pas acquis automatiquement qu'une réduction des coûts se traduise proportionnellement dans les prix de la construction qui actuellement s'oriente vers les prix japonais.

— Enfin, pour les *frais de port* intervient un problème spécial. Il s'agit de savoir si les frais considérables d'aménagement des ports seront supportés intégralement par les autorités publiques ou mis à la charge des usagers, du moins en partie.

Tout compte fait, en raison surtout de l'importance des frais de capital, une tendance à la hausse du *coût total* à la tonne pour ces différents types de navire semble improbable. Une certaine baisse pourrait être envisagée, surtout pour les bâtiments de très grand tonnage.

Par prudence on ne retiendra pas cette possibilité et on admettra une stabilité des coûts, en termes réels, pour chaque type de navire.

Dans ces conditions, nos estimations relatives au coût *moyen* du transport dans une quinzaine d'années n'incorporeront que l'effet de l'augmentation de la capacité moyenne des navires. Les considérations de ce paragraphe aboutissent ainsi, sur la base du tableau 33 et de la structure prévue de la flotte, à retenir les hypothèses suivantes :

Coûts moyens à la tonne (en dollars par tonne métrique) :

1965	3,5 dollars
1970	2,5 dollars
1980	2 dollars

Comparées aux hypothèses des « Perspectives », cette révision conduit à réduire les estimations de cette étude d'un peu plus de 1 dollar. Il en résulte que les progrès dans le transport transatlantique constituent un frein important à la hausse du coût cif du charbon américain rendu en Europe.

Chapitre 4

Récapitulation et conclusions sur le coût cif du charbon américain

Les grandes lignes de la présente étude se résument comme suit :

- a) Au cours des dernières années la *demande intérieure* de houille aux États-Unis a amorcé une hausse vigoureuse. Cette hausse se poursuivra et porterait la demande d'environ 425 millions de t métriques en 1965 à près de 500 millions en 1970 et à un chiffre entre 625 et 695 millions en 1980.
- b) Le charbon américain devient un élément-clé de la politique énergétique des pays industrialisés. L'ampleur de la demande à l'exportation dépend de l'orientation de ces politiques. En adoptant deux hypothèses nettement différentes sur les choix politiques, on aboutit à des chiffres de *demande globale* (demande intérieure et exportation) de 710 millions et de 890 millions de t en 1980 contre 473 millions en 1965.
- c) La pression qu'exerceront sur les ressources les besoins rapidement croissants aux États-Unis et dans le monde ne peut pas être évaluée uniquement par rapport aux *réserves mesurées*. Celles-ci atteignent pourtant 40 milliards de t. Les productions cumulées de la période 1960-1980 épuiseront au maximum 12,5 milliards de t. Compte tenu des autres ressources connues ou potentielles, il n'existe certainement aucun problème d'approvisionnement *global* à l'échéance de quinze ans.
- d) C'est sur les réserves de *charbon à coke à teneur moyenne et faible en matières volatiles* que se concentre le problème d'approvisionnement, en particulier pour la Communauté. Les réserves mesurées ne dépassent pas 3 milliards de t dans les régions exportatrices. Comme la demande totale de *charbon à coke* ne s'accroît pas rapidement, il est pourtant peu vraisemblable qu'une hausse du coût puisse se produire uniquement sur la base de l'épuisement des réserves. Cette conclusion n'exclut pas la possibilité de hausses dues à des facteurs indépendants des conditions géologiques et techniques d'exploitation. Elle n'exclut pas non plus les hausses pour certaines sortes qui résulteraient de l'épuisement de gisements particuliers.
- e) Un réexamen des perspectives d'augmentation de rendement et des coûts conduit à envisager une stabilité des coûts des exploitations souterraines et à ciel ouvert aux États-Unis. Les chiffres suivants ont été retenus comme points de repère pour la valeur fob mines (en dollars par tonne métrique et abstraction faite de variations dans le niveau général des prix).

(en dollars)

	Mines souterraines	Mines à ciel ouvert
1964	5,4	3,9
1975	5,5	4,0
1980	5,5	4,0

La grande inconnue reste la réaction des coûts à un doublement de la production en une quinzaine d'années. Pour cette raison, des majorations par rapport aux chiffres 1980 de 0,5 à 1 dollar pour les mines souterraines et de 1 à 1,5 dollar pour les mines à ciel ouvert ne peuvent pas être exclues.

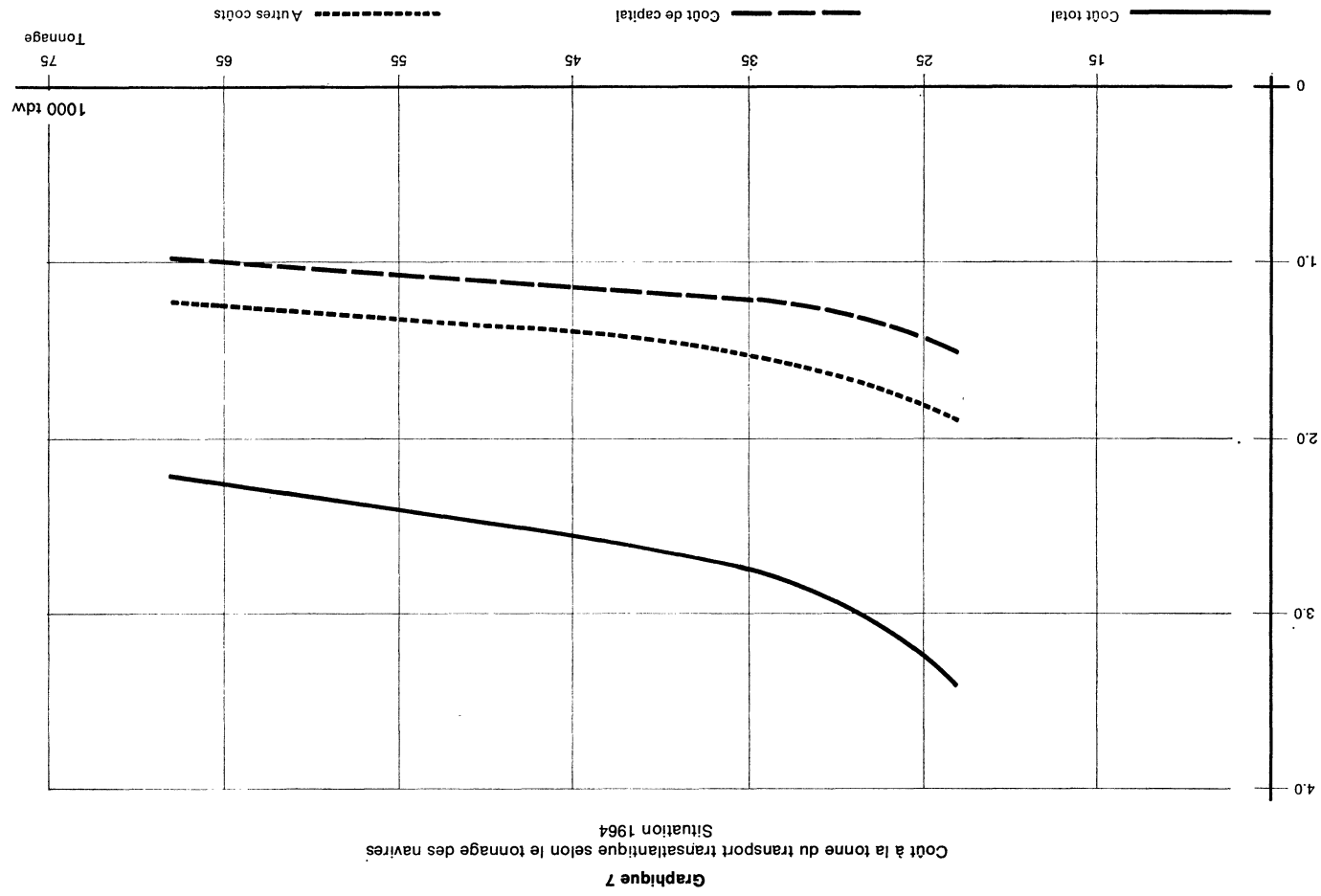
- f) L'analyse de l'expérience récente en ce qui concerne les livraisons aux centrales électriques américaines montre que par rapport aux tarifs actuels d'environ 4,5 dollars la tonne, il existe une marge de 1 à 2 dollars pour la réduction du coût du *transport intérieur* de charbon destiné à l'exportation via Hampton Roads. Mais cette réduction ne se réalisera que moyennant une augmentation du volume et de la régularité du trafic d'une part et, d'autre part, de la pression qu'exerceront les acheteurs sur les producteurs et transporteurs de charbon.
- g) L'évolution récente en matière de *transport transatlantique* indique un rajeunissement considérable de la flotte des cargos secs « gros porteurs », le glissement vers des tonnages moyens plus élevés et une réduction générale des coûts de transport à la tonne. À l'échéance de quinze ans, l'augmentation de la capacité moyenne — qui pourrait se situer entre 35 et 50 000 t au début de la décennie 1970-1980 — est susceptible de compenser, et au-delà, les hausses qui pourraient se produire pour certains éléments du coût de transport. Dès maintenant, les très gros bâtiments (70 000 t et plus) jouissent d'un avantage de plus d'un dollar à la tonne par rapport au type représentatif de navire et par rapport aux frets moyens pratiqués ces dernières années.

Comme points de repère pour l'évolution future, les chiffres suivants ont été retenus pour les frais de transport atlantique (en dollar par tonne métrique et abstraction faite des variations générales dans le niveau des prix).

1965	3,5 dollars ⁽¹⁾
1970-1975	2,5 dollars
1980	2 dollars

- h) De ces estimations ne se déduisent pas automatiquement des évaluations du *coût cif du charbon* rendu dans la Communauté. Celle-ci importe de régions minières déterminées, à prédominance mais non à exclusivité des mines souterraines. Elle importe du charbon de différentes qualités et sortes. Il existe des différences de prix et, peut-être, de coût entre le charbon destiné à l'exportation et celui destiné au marché américain. Le transport transatlantique se

⁽¹⁾ Environ 1 dollar en moins pour le transport par flotte propre, composée de grandes unités.



fait en partie par flotte propre, en partie par affrètement. Dès lors, les estimations chiffrées présentées ci-dessus ne peuvent servir que d'indications générales d'où on peut déduire les tendances suivantes pour les coûts cif rendu dans la Communauté (en dollar par tonne métrique, abstraction faite des variations du niveau général des prix, chiffres arrondis au demi-dollar).

Tableau 34 — Les coûts cif du charbon américain

(en dollars par tonne métrique)

	Coût de départ mine	Frais de transport E.-U.	Frais de transport Atlantique	Coût cif total
<i>Charbon à coke de mélange</i>				
Situation actuelle (1965-1966)	6	4,5	2,5-3,5 (1)	13,0-14,0
Situation vers 1980	6,5-7,5	3-4	2	11,5-13,5
<i>Charbon vapeur</i>				
Situation actuelle (1965-1966)	4-5	4,5	2,5-3,5 (1)	11,0-13,0
Situation vers 1980	4-5	3-4	2	9,0-11,0

(1) Le chiffre inférieur correspond au coût du transport par flotte propre composée de grandes unités.

- i) Ces chiffres ne peuvent être que des points de repère. Ils sont sujets à révision, surtout en période de production rapidement croissante. Seule la ligne générale importe : en termes réels, *les réductions possibles dans les frais de transport sont susceptibles de provoquer une baisse des coûts cif*. Le charbon américain conserverait donc un avantage appréciable par rapport à celui de la Communauté et resterait un concurrent dangereux pour les hydrocarbures.
- j) La présente étude était une analyse d'évolution à long terme. Telle quelle, elle ne donne pas d'indications directes sur la situation dans quelques années, vers 1970. On peut toutefois formuler deux observations. En premier lieu, la plupart des orientations qu'on a retenues pour le développement à long terme — en termes réels — se manifestent déjà aujourd'hui et peuvent donc être prises en considération pour les prochaines années. En second lieu, lorsqu'on raisonne en termes nominaux *sans* faire abstraction des variations dans le niveau général de prix, on doit noter que l'évolution actuelle du niveau général des prix aux États-Unis ressemble de plus en plus à celle que connaît la Communauté depuis cinq, six ans. Sauf modification du taux de change, il est donc peu probable que l'évolution des rapports réels de compétitivité entre le charbon américain et ses concurrents européens soit affectée par des évolutions très divergentes du niveau général des prix, du genre de celles qu'on a observées entre 1960 et 1964. Il y a donc beaucoup de chances pour que nos orientations à long terme constituent aussi la ligne directrice pour l'évolution au cours des toutes prochaines années.

Tableau 35 — Coût calculé du transport maritime Hampton Roads - ports ARA

	Type de navire (en t de port en lourd)				Observations
	23 000 t	35 000 t	51 000 t	68 000 t	
<i>I — Hypothèses générales</i>					
1. <i>Chargement effectif en tonnes métriques</i>	22 100	32 300	47 200	63 500	Capacité utilisable commercialement à l'exclusion de celle réservée à l'installation et à l'équipement.
2. <i>Journées d'exploitation par an</i>	340	340	340	340	
3. <i>Durée totale du voyage aller-retour Hampton Roads - ports ARA en jours</i>	26	25	25	25	Trajet ARA - Hampton Roads sur lest. Un jour de réserve pour difficultés imprévues par exemple en cas de transbordement direct de grandes quantités sur péniches à capacité limitée.
<i>dont jours de mer</i>	21	20	19	19	
<i>jours de planche</i>	4	4	5	5	
<i>réserve</i>	1	1	1	1	
4. <i>Nombre de voyages par an</i>	13	14	14	14	Combinaison de 2 et 3 avec une certaine marge.
5. <i>Capacité de transport par an (en 1 000 tonnes métriques)</i>	287,3	452,2	660,8	889,0	Combinaison de 1 et de 4.
<i>II — Calcul des amortissements et intérêts</i>					
1. <i>Valeur à l'état neuf par tonne de port en lourd en dollars</i>	170	141	129	115	Prix représentatif pour les chantiers navals européens.

Tableau 35 (suite)

	Type de navire (en t de port en lourd)				Observations
	23 000 t	35 000 t	51 000 t	68 000 t	
2. <i>Valeur totale</i> pour le calcul des frais de capital en dollars	3 978 425	5 021 363	6 694 133	7 956 850	Valeur à l'état neuf selon 1 + 1,75 % pour des frais connexes à payer directement par l'armateur (par exemple taxes de classification, droits perçus par les sociétés de classification, frais de surveillance de la construction, financement de crédits transitoires).
3. <i>Amortissement annuel</i>					
a) Sur 14 ans en dollars (7,15 % par an)	284 457	359 027	478 631	568 915	Calcul d'après dispositions fiscales et usages commerciaux.
b) Sur 20 ans (5 % par an)	198 921	251 068	334 707	397 843	Calcul alternatif sur la base de la durée de vie normale du navire.
4. <i>Intérêts annuels en dollars</i>					
a) Sur la partie non remboursée du capital	149 191	188 301	251 030	298 382	Taux de base : 6 % l'an. Dans le calcul 4b, ce taux est appliqué au capital entier. Au fur et à mesure que les amortissements progressent, l'armateur est cependant en mesure de rembourser le capital emprunté ou de réinvestir les sommes correspondantes.
b) Sur l'ensemble du capital	238 705	301 283	401 648	477 411	Le calcul 4a n'envisage que les intérêts sur le solde du capital investi, censé correspondre à un taux de 3,75 % sur l'ensemble du capital.
5. <i>Amortissements et charges financières à la tonne transportée</i>					Combinaison de I, 5 et de II, 3 et 4.
a) Sur la base d'un amortissement sur 14 ans et d'intérêts sur la partie non remboursée du capital					
— amortissement	0,99	0,79	0,72	0,64	
— intérêts	0,52	0,42	0,38	0,34	
Total	1,51	1,21	1,10	0,98	

Tableau 35 (suite)

	Type de navire (en t de port en lourd)				Observations
	23 000 t	35 000 t	51 000 t	68 000 t	
b) <i>Idem sur la base d'un amortissement sur 20 ans</i>	1,21	0,98	0,89	0,79	
III — <i>Calcul des frais d'assurance</i>					
1. <i>Frais annuels en dollars</i>					
a) <i>L'assurance-corps</i>	47 105	54 231	69 083	77 022	sur 80 % de la valeur du capital à l'état neuf à 1,48 % pour les navires de 23 000 t 1,35 % pour les navires de 35 000 t 1,29 % pour les navires de 51 000 t 1,21 % pour les navires de 68 000 t sur les 20 % restants à 5,8 %.
b) <i>L'intérêt armateur</i>	4 973	6 278	8 368	9 946	1 % des recettes moyennes, compte tenu
c) <i>Assurance fret</i>	1 250	2 000	2 900	3 850	d'un rabais de 75 % pour bulkcarriers
d) <i>Protection and Indemnity (assurance contre les tiers)</i>	4 410	6 930	8 064	10 710	transportant du charbon.
e) <i>Total par an</i>	57 738	69 439	88 415	101 528	
2. <i>Frais à la tonne transportée en dollars</i>	0,20	0,15	0,13	0,11	Combinaison de I, 5 et de III, 1.
IV — <i>Calcul des charges d'équipage</i>					
1. <i>Nombre d'hommes</i>	40	45	52	57	

Tableau 35 (suite)

	Type de navire (en t de port en lourd)				Observations
	23 000 t	35 000 t	51 000 t	68 000 t	
2. <i>Charges d'équipage en dollars</i>					
a) Par jour	428	481	556	609	Sur la base d'une rémunération par homme d'environ 10,7 dollars par jour et de 340 jours d'exploitation.
b) Par an	145 520	163 540	189 040	207 060	
3. <i>Charges d'équipage par tonne transportée</i>	0,51	0,36	0,29	0,23	Combinaison de I, 5 et de IV, 2.
V — <i>Calcul des frais de combustibles</i>					
1. <i>Quantités consommées par voyage en t</i>					
— fuel lourd	744	848	991	1 182	Sur la base des prix effectivement pratiqués par les grandes sociétés pétrolières fuel lourd 12,75 dollars la tonne Diesel moteur 22,25 dollars la tonne. Combinaison de I, 1 et de V, 2 a.
— diesel moteur	40	43	48	54	
2. <i>Frais de combustibles</i>					
a) Par voyage					
— fuel lourd	9 486	10 812	12 635	15 071	
— diesel moteur	890	957	1 068	1 202	
Total	10 376	11 769	13 703	16 273	
b) A la tonne transportée	0,47	0,36	0,29	0,26	
VI — <i>Frais d'entretien et de réparation en dollars</i>					
1. Par an	28 900	43 520	63 580	84 660	Valeurs moyennes sur la base de renseignements fournis par les armateurs.
2. Par tonne transportée	0,10	0,10	0,10	0,10	Combinaison de I, 5 et de VI, 1.

Tableau 35 (suite)

	Type de navire (en t de port en lourd)				Observations
	23 000 t	35 000 t	51 000 t	68 000 t	
VII — <i>Frais de port et de transbordement en dollars</i>					
1. <i>Par voyage</i>					
a) Frais de transbordement à Hampton Roads	1 105	1 650	2 360	3 175	0,05 dollar par tonne métrique.
b) Frais de port à Hampton Roads	2 392	3 640	5 304	7 072	Sur la base des tarifs publiés.
c) Frais de port à Rotterdam	3 220	4 900	7 140	9 520	Idem.
d) Total	6 717	10 190	14 804	19 767	
2. <i>Frais par tonne transportée</i>	0,30	0,31	0,31	0,31	Combinaison de I, 1 et de VII, 1.
VIII — <i>Frais divers en dollars</i>					
1. <i>Par an</i>					
a) Frais généraux d'administration	13 940	20 060	29 580	38 420	Frais généraux de gestion y compris taxes.
b) Divers	5 100	7 820	9 860	13 940	Réserve pour frais imprévus 2,5 % du coût total.
c) Total	19 040	27 880	39 440	52 360	
2. <i>Frais par tonne transportée</i>	0,07	0,06	0,06	0,06	Combinaison de I, 5 et de VIII, 1c.
IX — Total des frais II à VIII, en dollars par tonne transportée	3,16	2,55	2,28	2,05	Sur la base d'un amortissement de 14 ans (II, 5a).

Tableau 35 (suite)

	Type de navire (en t de port en lourd)				Observations
	23 000 t	35 000 t	51 000 t	68 000 t	
X — Commission de courtage (dollars)	0,08	0,07	0,06	0,05	2,5 % du prix de transport total, c'est-à-dire $\frac{2,5}{97,5} = 2,56\%$ de IX.
XI — Bénéfice calculé (dollars)	0,16	0,13	0,12	0,11	5 % sur la somme de IX et X.
XII — Frais par tonne transportée (y compris courtage et bénéfice) (dollars)	3,40	2,75	2,46	2,21	

Bibliographie

- 1 *Federal Power Commission*
National Power Survey (1964), Part I & II
- 2 *S.H. Shurr and B.C. Netschert*
Energy in America's Economy 1850-1975 (1964)
- 3 *H.H. Landsberg*
Resources in America's future 1963
- 4 *A. Bureau*
Le charbon à coke disponible pour l'exportation 1963
- 5 *Interdepartmental Energy Study Group*
Energy R & D and National Progress
Washington D.C., juin 1964
- 6 *Committee on Interior and Insular Affairs U.S. Senate*
Report of the National Fuels and Energy Study Group (1962)
- 7 *U.S. Department of Interior, Energy Policy Staff*
Supplies, Costs and Uses of the Fossil Fuels (1963)
- 8 *R. Nathan Ass. Inc.*
The foreign Market Potential for the United States Coal, Vol. I & II (1963)
- 9 *M. Liebrucks*
Die technische und wirtschaftliche Entwicklung der amerikanischen Steinkohlenförderung (1964)
- 10 *A. Adelman*
Les conséquences sur la compétitivité des diverses formes d'énergie. Colloque européen d'économie d'énergie. Grenoble, mai 1965
- 11 *Haute Autorité de la C.E.C.A., Commission de la C.E.E., Commission de la C.E.E.A.*
Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne. Luxembourg, 1964
- 12 *Haute Autorité de la C.E.C.A., Commission de la C.E.E., Commission de la C.E.E.A.*
Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne. Luxembourg, 1966
- 13 *C.E.C.A. Haute Autorité, direction générale économie-énergie*
Coût de transport du charbon américain sur la relation Hampton Roads-ARA
Doc. N° 3591/65 f — Luxembourg, 1965
- 14 *U.S. Department of Interior*
Minerals Yearbook 1963, 1964, 1965, Vol. II
- 15 *National Coal Association*
Bituminous Coal Facts, 1964 et 1966

Troisième partie

Les conditions de l'offre d'hydrocarbures

Introduction

Le but de cette troisième partie est de mettre à jour et de compléter sous certains aspects l'analyse figurant dans l'Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne ⁽¹⁾ (annexe 11) à laquelle le lecteur se référera utilement, notamment en ce qui concerne le fonctionnement de l'économie pétrolière et son évolution historique.

Dans le chapitre 1, on s'est efforcé de présenter, d'une manière plus détaillée que par le passé, le problème des réserves d'hydrocarbures actuelles et futures. On a ainsi étudié successivement le contexte géologique de la formation et de l'accumulation du pétrole, les problèmes de l'évaluation des réserves et des ressources futures d'hydrocarbures, et enfin la répartition régionale des réserves avec ses implications sur la poursuite de l'effort de recherche.

Le chapitre 2 porte sur l'analyse des coûts aux divers stades de l'industrie et sur leurs tendances futures. Pour les stades antérieurs à la distribution, il s'agit ici essentiellement d'une mise à jour des chiffres présentés précédemment, rendue nécessaire par le développement rapide de la technologie pour les coûts techniques et par la signature de nouveaux contrats de concession et la révision des anciens pour les coûts fiscaux à la production. En ce qui concerne les coûts de distribution, par contre, on a présenté ici les résultats d'une analyse détaillée de ceux-ci qu'on a estimé devoir faire en raison de la part importante des frais de distribution dans l'ensemble des coûts, en particulier pour les carburants.

Dans le chapitre 3, on a examiné l'évolution récente des prix des produits pétroliers et de la valorisation des pétroles bruts et on a tenté de dégager les tendances futures à moyen et à long terme, compte tenu des incertitudes parfois importantes qui les affectent.

⁽¹⁾ *Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne.* Haute Autorité de la C.E.C.A., Commission de la C.E.E., Commission de la C.E.E.A., Luxembourg, 1964.

Chapitre 1

Les réserves d'hydrocarbures

Introduction

La question des réserves d'hydrocarbures a depuis longtemps préoccupé les milieux intéressés en raison, d'une part, de l'importance grandissante du pétrole et du gaz naturel dans l'approvisionnement énergétique du monde et, d'autre part, des difficultés inhérentes à la recherche d'hydrocarbures et par voie de conséquence à l'évaluation des réserves.

Le but de ce chapitre est de préciser le cadre technique et économique de la constitution des réserves d'hydrocarbures et de l'estimation des ressources futures.

Dans une première section, on tentera de donner brièvement les principales caractéristiques de la géologie du pétrole et du gaz naturel de manière à faire ressortir les difficultés d'évaluation des réserves futures par rapport aux réserves de combustibles solides.

La deuxième section sera consacrée à l'analyse des problèmes que pose l'évaluation des réserves prouvées d'une part et des réserves possibles et ultimes d'autre part, en s'appuyant sur certaines évolutions historiques.

Dans une troisième section, on présentera une analyse régionale des réserves que l'on comparera aux perspectives d'évolution de la production par régions. On tentera enfin de montrer l'incidence sur l'approvisionnement futur de différentes hypothèses plausibles de découvertes.

Mais au préalable, il a paru nécessaire de préciser ici la signification des différents termes utilisés dans l'évaluation des réserves d'hydrocarbures.

Les *ressources* totales d'hydrocarbures, c'est-à-dire les quantités physiques accumulées au cours du temps sur la surface du globe, sont limitées comme toutes les autres ressources minières. Une partie seulement de ces ressources est susceptible d'être exploitée de façon économique. En premier lieu, en effet, certaines découvertes d'hydrocarbures sont insuffisantes pour justifier une exploitation commerciale, compte tenu de différents facteurs économiques et géographiques. D'autre part, du total des quantités d'huiles se trouvant dans un gisement, soit les *réserves en place*, seule une partie pourra être produite : il s'agit des *réserves récupérables*. Le rapport variable selon les gisements, entre les réserves récupérables et les réserves en place est appelé *taux de récupération*.

La part des réserves récupérables qui peut être produite par la force même du gisement est appelée *réserves primaires* (le rapport entre celles-ci et les réserves en place étant le *taux* de récupération primaire), tandis que celle qui est obtenue par des procédés de maintien ou de restauration de la pression du gisement est appelée *réserves secondaires*. Depuis peu, on rencontre dans la littérature le terme *réserves tertiaires* qui correspond à la production de réserves par des procédés nouveaux utilisés après épuisement des procédés courants de récupération secondaire. La mise en œuvre de ces procédés de récupération secondaire (ou tertiaire) dépend de facteurs techniques et économiques qui en justifient la rentabilité à une époque donnée.

De l'ensemble des ressources une partie a été exploitée, c'est la production cumulée; une autre partie est connue avec une précision relative et est susceptible d'une exploitation commerciale dans les conditions actuelles, ce sont les *réserves prouvées*. Est connue également, avec moins de précision toutefois, la part des réserves secondaires correspondant aux réserves prouvées, mais dont la rentabilité de l'exploitation dépend de modifications des conditions techniques et économiques. Les chiffres de réserves prouvées sont les seuls qui fassent l'objet de publications régulières.

Aux réserves prouvées s'ajoutent les *réserves probables* qui sont constituées par les extensions de réserves dans le voisinage immédiat des gisements connus sur la base d'extrapolations géologiques solidement étayées. Des chiffres de réserves probables ont été parfois avancés pour certaines régions productrices, mais en général ils gardent un caractère très confidentiel.

Le reste des ressources n'est pas connu; mais périodiquement des géologues tentent d'en faire des estimations sur la base des renseignements dont ils disposent à une époque donnée. On parle alors de *réserves possibles* qui correspondent à la part des ressources à découvrir qui pourraient être exploitées économiquement, ou de *ressources ultimes* qui représentent l'ensemble des ressources exploitables, soit la production cumulée, les réserves prouvées et probables et les réserves possibles. En général, les chiffres cités se réfèrent uniquement aux réserves primaires; il convient donc d'y ajouter, le cas échéant, les estimations correspondantes de réserves secondaires.

Enfin, il faut tenir compte des autres ressources d'huile provenant des sables et des schistes bitumineux dont l'exploitation est seulement en passe de devenir rentable à l'échelon régional, mais qui atteignent des chiffres très élevés.

Note : La terminologie utilisée dans ce domaine n'est pas uniformisée complètement. Aux États-Unis notamment le terme de réserve est employé dans un sens plus restreint : il ne s'applique qu'à la partie récupérable des hydrocarbures en place des gisements connus. Les réserves prouvées se réfèrent exclusivement à la partie de ceux-ci qui est déjà développée. Les réserves non développées des gisements connus sont qualifiées de « probables » ou de « possibles » selon le degré de probabilité découlant des extrapolations fondées sur les rapports sismiques et compte tenu de coefficients de sécurité variables qui y correspondent. C'est pour cette raison que l'on parle donc de « discounted reserves ». Les ressources d'hydrocarbures correspondant à des gisements à découvrir sont qualifiées d'« expectations ».

Section 1 — Caractéristiques de la géologie pétrolière

A — Considérations générales

Parmi les diverses catégories de roches qui constituent la croûte terrestre, on peut distinguer, de façon très générale :

- a) Les roches « cristallines », d'origine ignée ou métamorphique du type granit, gneiss, schistes... qui représentent le substratum profond du globe terrestre. La disposition de leurs éléments constitutifs est telle que l'on peut les considérer comme pratiquement dépourvues de porosité;
- b) Les roches « sédimentaires », d'origine marine ou continentale, telles que les grès, sables, argiles, calcaires... dont les variations de constitution conditionnent les propriétés physiques. Ainsi, certaines roches sédimentaires ont une structure poreuse, avec un volume de pores pouvant atteindre 25 à 30 % du volume total. Elles constituent alors les « réservoirs » potentiels des gisements pétrolifères.

Les roches du premier type se répartissent de façon relativement continue, à l'intérieur de la croûte terrestre, et forment ce que l'on appelle le « socle cristallin ». Ces roches sont parfois visibles en surface (c'est le cas par exemple en Scandinavie, en plusieurs régions de l'Afrique ou du continent américain), ou bien sont recouvertes par les roches sédimentaires.

Ces dernières peuvent présenter des séries d'épaisseur très variable, de 0 à plus de 20 000 mètres. L'épaisseur moyenne peut être évaluée de façon globale à 1 500 – 2 000 mètres. Lorsque la série est assez importante, on parle de « bassin sédimentaire » dont l'édification correspond à une période plus ou moins longue de l'histoire géologique.

Les roches sédimentaires, déposées à l'origine sous forme de sables ou de boues, constituent le milieu naturel dans lequel ont été ensevelis les résidus de la vie végétale et animale régnant à l'époque du dépôt. Ces substances organiques ont pu, après transformation, être conservées jusqu'à nos jours.

C'est dans ces roches sédimentaires, par nature quantitativement limitées, qu'ont été décelés les combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux et que l'on s'attend à en trouver d'autres.

B — Formation et migration des hydrocarbures

Bien qu'il n'existe pas de théorie universelle pour expliquer la formation de pétrole brut, genèse qui ne peut être fidèlement reproduite en laboratoire, la plupart des chercheurs partagent aujourd'hui le point de vue suivant : la formation des hydrocarbures serait liée aux processus de décomposition bactérienne des substances organiques, ensevelies dans des sédiments d'origine généralement marine.

Il semble que les « roches-mères »-types génératrices d'hydrocarbures soient des sédiments argileux ou calcaires, riches en substances organiques (végétales ou animales) déposées dans des milieux où elles sont protégées des actions oxydantes, c'est-à-dire en l'absence presque totale d'oxygène (milieu anaérobie).

Les processus physico-chimiques de transformation de cette matière organique sont encore mal connus. On peut admettre, en première approximation, qu'ils correspondent à un phénomène de réduction qui élimine divers constituants pour ne conserver dans les hydrocarbures que le carbone et l'hydrogène. Les produits ainsi formés, disséminés dans la roche-mère, peuvent ensuite être expulsés vers un milieu poreux. C'est le phénomène de la « migration primaire ».

Il faut noter toutefois que les roches riches en matière organique n'ont pas nécessairement joué le rôle de roche-mère. Elles peuvent très bien n'avoir jamais fourni une goutte d'huile soit parce que la matière originelle n'a pas été transformée en hydrocarbures, soit parce que l'évolution du sédiment n'a pas permis aux hydrocarbures d'en être chassés vers des horizons réservoirs.

Il est nécessaire de tenir compte, en plus de la migration primaire, d'un autre phénomène de déplacement des fluides qu'on appelle « migration secondaire ». Cette dernière se manifeste à l'intérieur des roches-réservoirs et réalise la ségrégation des hydrocarbures c'est-à-dire la séparation par densité du gaz, de l'huile et de l'eau salée. Ces trois éléments peuvent coexister au sein d'un même réservoir ou se répartir dans divers horizons poreux.

Plusieurs hypothèses ont été faites au sujet du mécanisme de la migration primaire. On admet aujourd'hui qu'il résulte principalement des effets cumulés de l'hydrodynamisme et du tassement des sédiments.

Ces observations générales amènent à considérer la genèse et la migration des hydrocarbures comme des phénomènes naturels liés à l'évolution des séries sédimentaires et indépendants d'une période déterminée de l'histoire géologique (1). Par contre, la présence d'accumulations commerciales (gisements et champs de pétrole) est conditionnée par l'existence de phénomènes et de dispositions particulières.

On a vu en effet que les hydrocarbures s'accumulent de préférence dans les interstices ou pores de certaines roches (grès, calcaires, dolomies...). Mais pour que l'on puisse parler de production dans un gisement, il est nécessaire que soit assurée, dans la totalité du réservoir, l'intercommunication entre les pores (porosité effective) et que d'autre part les fluides puissent circuler facilement à l'intérieur de ces pores (perméabilité).

Il n'y a pas de relation directe entre ces deux caractéristiques et des roches très poreuses peuvent n'avoir qu'une perméabilité très faible ou nulle.

Porosité et perméabilité jouent donc un rôle primordial dans la constitution des gisements. Lorsque ces caractéristiques physiques varient rapidement à l'intérieur d'un même horizon géologique, il peut se former une barrière de perméabilité qui arrête la migration des hydrocarbures et qui donne naissance à un gisement de type stratigraphique ou lithologique.

(1) On connaît des gisements dans tous les horizons de l'échelle stratigraphique depuis le cambrien jusqu'au pleistocène (début du quaternaire). On doit remarquer toutefois que leur répartition n'est pas régulière : d'après L.G. Weeks, 53 % du volume d'hydrocarbures découvert se situerait dans des sédiments du mésozoïque (en particulier crétacé) et 35 % dans le cénozoïque (en particulier miocène).

Toutefois, ces « îlots » de porosité et de perméabilité ne constituent que rarement à eux seuls un gisement commercial. Dans la plupart des cas, l'horizon poreux garde des caractéristiques identiques sur d'assez grandes surfaces et les « pièges » résultent des déformations tectoniques de cet horizon (pièges structuraux) telles qu'anticlinaux, panneaux faillés, monoclinaux. Ces déformations parviennent à arrêter les phénomènes de migration et à réaliser des accumulations exploitables à condition, cependant, que la conservation des hydrocarbures soit assurée par l'existence d'un niveau imperméable (couverture) au-dessus de la roche-réservoir.

Les quelques considérations générales précédentes sur la genèse du pétrole concernent plus particulièrement les hydrocarbures liquides et les gaz qui s'y trouvent associés. Les controverses sont plus nombreuses au sujet de l'origine du « gaz naturel », dont la caractéristique majeure est de ne contenir qu'un pourcentage très faible en hydrocarbures supérieurs au méthane.

Parmi les hypothèses proposées, on retient aujourd'hui souvent celle selon laquelle la matière originelle du méthane serait identique à celle qui a conduit à la formation de la houille. Cette transformation différente de la matière organique végétale dépendrait de l'histoire géologique régionale. Cette dernière peut avoir engendré un enfouissement secondaire des horizons sédimentaires riches en substances ligniteuses et cellulosiques, déposées primitivement sous une faible profondeur d'eau. Cet enfouissement a pu modifier l'équilibre physico-chimique acquis dans le sens d'une reprise de la houillification avec libération de matières volatiles qui ont migré vers des réservoirs sus-jacents. La faible teneur en hydrocarbures supérieurs de ce gaz naturel serait liée à la constitution même de la matière organique originelle et à l'évolution finale des matières volatiles.

La recherche des accumulations exploitables de gaz naturel (pouvant contenir jusqu'à 97 % de méthane) présente les mêmes difficultés et est assujettie aux mêmes conditions que celle des gisements de pétrole ou de gaz associé aux hydrocarbures liquides.

C — Conséquences et perspectives

L'exploration pétrolière, tout d'abord limitée aux régions continentales du globe, a montré que la répartition des gisements d'hydrocarbures s'organise suivant l'extension des terrains sédimentaires et qu'il n'existe aucun gisement sur le socle ancien cristallin ou éruptif.

Cette remarque est l'une des observations essentielles qui a orienté les chercheurs vers l'hypothèse de l'origine organique des pétroles.

On notera qu'elle limite l'extension de la prospection aux seuls bassins sédimentaires où, par définition, se trouvent réunies les conditions les plus favorables à l'élaboration de gisements mais qu'inversement toute région du globe couverte par des terrains sédimentaires mérite d'être examinée du point de vue pétrolier.

Le terme de « bassin sédimentaire » ne permet de définir que les zones de l'écorce terrestre où se sont déposées des quantités importantes de sédiments. Il n'introduit aucune distinction entre les différents types d'accumulations, types dont la classification est malaisée si l'on tient compte des multiples vicissitudes qui président à

leur élaboration (dépôts – érosion – plissements...). Par divers caractères, certaines zones paraissent *a priori* plus prolifiques, comme les bassins de plate-forme (gisements d'Arabie, Sahara...); les zones de flexure entre les plates-formes et les régions plissées linéaires de type géosynclinal (gisements d'Irak, Iran, Caucase...); les bassins d'effondrement liés aux géosynclinaux (champs de Los Angeles aux États-Unis, de Maracaïbo au Venezuela, etc.).

Outre les bassins sédimentaires largement explorés, il existe sur le continent d'autres dépressions sédimentaires encore inexploitées ou à peine reconnues. On peut classer dans cette catégorie le Nord du Canada, l'Amazonie et des régions internes du Brésil, le centre de l'Australie, certaines contrées d'Afrique du Sud, éventuellement divers secteurs d'Asie sino-soviétique et bien sûr l'Antarctique.

Mais ces différents bassins ne sont évidemment pas limités à la portion émergée du globe. Un bon nombre d'entre eux s'étendent sous la mer où les prospecteurs ont été logiquement conduits à étendre leurs travaux lorsque les résultats de l'exploration à terre ont fourni des encouragements sérieux. C'est le cas de la zone off-shore de Louisiane ou du golfe Persique. On connaît également des bassins sédimentaires s'étendant plus largement sous la surface des eaux qui peuvent offrir des chances de succès plus grandes que les zones émergées (mer Rouge). On peut enfin imaginer, et cette hypothèse a déjà été vérifiée au sud de l'Australie, que des bassins sédimentaires recelant des hydrocarbures appartiennent totalement au domaine marin.

Le géologue W.E. Pratt a, dans cette optique, classé de la manière suivante les grandes provinces marines peu profondes (plateau continental) pouvant constituer des champs d'exploration dignes d'intérêt :

- a) Zones de dépression entre l'Afrique, l'Europe et l'Asie.

Il s'agit de la mer Méditerranée en partie, de la mer Rouge, de la mer Caspienne et du golfe Persique.

- b) Zone située entre l'Amérique du Nord et l'Amérique du Sud.

Elle comprend le golfe du Mexique et la mer des Caraïbes.

- c) Zone située entre l'Asie et l'Australie.

Elle concerne la région de Bornéo, Java, Sumatra.

- d) Zone de l'océan Arctique entre l'Europe, l'Amérique et l'Asie.

Elle est pratiquement inexploérée.

En outre, il ne faut pas négliger les perspectives supplémentaires liées aux progrès des techniques de forage. Des objectifs profonds, jusque-là faiblement explorés, peuvent motiver de nouvelles recherches dans des régions déjà prospectées.

Cette énumération des secteurs de recherche souligne déjà, d'une part, l'énorme masse de terrains sédimentaires que cela représente et par voie de conséquence les espoirs supplémentaires que l'on peut attendre de la prospection pétrolière on-shore et off-shore.

Toutefois, les difficultés restent nombreuses et, si *a priori* on peut orienter l'exploration vers telle ou telle région plus favorable, il n'en reste pas moins que la prospection doit s'appuyer sur de multiples données. Elle doit tenir compte des détails de la stratigraphie locale, des variations de conditions de sédimentation, de l'importance des déformations tectoniques successives... pour déceler en profondeur les « pièges » où ont pu s'accumuler des hydrocarbures.

Les moyens modernes de la recherche géologique et géophysique conduisent à donner un schéma limité dans l'espace de la constitution du sous-sol. La réalité sera approchée par l'exécution de sondages d'exploration, mais les renseignements nouveaux ne donneront malgré tout qu'une image ponctuelle du sous-sol.

On comprend, dans ces conditions, que l'estimation de réserves d'hydrocarbures, étroitement liées à l'extension et à la qualité des réservoirs, soit un problème délicat. Ceci peut être facilité par l'introduction de données statistiques là où les forages sont en nombre suffisant. C'est le cas sur le continent américain (États-Unis et Venezuela) où près de 2 millions de puits ont été forés, alors que dans le reste du monde on ne compte qu'un peu plus de 100 000 forages.

A titre de comparaison, l'estimation des réserves de charbon est à cet égard bien différente. Ce combustible, par sa nature et ses conditions de formation, ne peut migrer et l'ampleur des gisements de charbon est, dans une certaine mesure, fonction de l'état de transformation de la matière organique au sein des différents niveaux houillers. Si, bien sûr, la présence de charbon dépend des conditions paléogéographiques au moment du dépôt, il n'est pas question ici de migration, de pièges ni de réservoirs.

Dès lors, une estimation satisfaisante et relativement stable des réserves peut être faite à partir d'un nombre restreint de puits ou galeries et de l'extrapolation en profondeur des observations faites en surface. Par contre, comme pour le pétrole, il y a lieu de tenir compte du facteur de récupération qui a pour effet de réduire considérablement les chiffres des réserves économiquement exploitables. C'est ainsi que l'exploitation des gisements houillers ne permet pas aujourd'hui de descendre à des profondeurs supérieures à 1 500 mètres, chiffre qui limite dans une direction le volume des réserves à évaluer. Ceci n'est pas valable dans l'industrie pétrolière où la technique, totalement différente, permet d'atteindre des profondeurs 6 à 10 fois supérieures (dans la presqu'île de Kola, près de Mourmansk, les Russes espèrent atteindre la cote — 15 000 mètres).

Ces performances ne vont pas sans accroître les incertitudes de la recherche et les risques inhérents à son développement, mais elles augmentent aussi les possibilités de découverte de réserves supplémentaires.

Section 2 — L'évaluation des réserves d'hydrocarbures

A — Les réserves prouvées

a) *Les réserves prouvées de pétrole*

Suivant la définition de l'American Petroleum Institute, les réserves prouvées sont constituées par les hydrocarbures récupérables des gisements connus aux conditions techniques et économiques de l'époque. Seules les réserves secondaires des gisements équipés sont retenues dans les chiffres.

Il s'agit, par la force des choses, d'estimations conservatrices. En effet, l'évaluation des réserves d'un gisement d'hydrocarbures pose un ensemble de problèmes complexes. Il faut d'abord évaluer le volume d'huile ou de gaz en place en fonction

de l'étendue et de l'épaisseur du réservoir, de la porosité de la roche et de l'eau interstitielle. Ensuite, il faut estimer le taux de récupération qui dépend des caractéristiques de l'huile, de la perméabilité de la roche et du mécanisme de production : gisement fermé dont la force dérive du gaz dissout, ou gisement alimenté par un front d'eau (waterdrive). En fonction de ces différents paramètres, le taux de récupération qui en moyenne se situe aux alentours de 20 à 30 % peut atteindre dans certains cas 75 % et dans d'autres ne pas dépasser 10 %.

Or, la délimitation d'un gisement nécessite un certain nombre de forages, tandis que le mécanisme de production n'est souvent connu qu'après la mise en production du gisement pendant une durée variable nécessaire à l'étude des variations de pression de l'huile. C'est pourquoi les réserves d'un gisement doivent être périodiquement révisées. De plus, les progrès dans la technique de production ont permis une amélioration des taux de récupération primaire. A la limite, les réserves récupérables ne sont donc parfaitement connues qu'à la fin de l'exploitation, soit lorsqu'elles sont épuisées.

On comprend dès lors pourquoi les nouvelles découvertes ne représentent en général qu'une part assez faible des accroissements de réserves, la majeure partie de ceux-ci étant imputable aux extensions des gisements découverts antérieurement et aux révisions de leurs réserves. Ceci explique aussi que les nouvelles régions productrices accusent des chiffres de réserves très modestes, reflétant la grande prudence qui doit nécessairement être apportée à leur évaluation en début de mise en exploitation.

Plusieurs exemples peuvent être cités à cet égard.

Aux États-Unis, les nouvelles découvertes représentent quelque 15 % de l'accroissement annuel des réserves, les révisions et extensions couvrant le reste. D'autre part, les réserves des anciens gisements ont été relevées de 50 % entre 1945 et 1960, comme en témoigne le tableau suivant :

Tableau 36 — Réserves des anciens gisements

Gisements découverts dans la période de	Estimation (1) 1945, en millions de t	Estimation (1) 1960, en millions de t	Relèvement de 1945 à 1960
Jusqu'à 1919	1 980	2 350	+ 19 %
1920 - 1924	715	1 205	+ 69 %
1925 - 1929	975	1 345	+ 38 %
1930 - 1934	1 435	1 805	+ 26 %
1935 - 1939	1 235	1 965	+ 59 %
1940 - 1944	710	1 280	+ 80 %
1920 - 1944	5 070	7 600	+ 50 %

(1) Huile totale récupérable.

Au Moyen-Orient, parmi les huit principaux gisements qui à l'heure actuelle représentent plus de 70 % de la production de la région, quatre ont été découverts avant la deuxième guerre mondiale et les autres avant 1952. Or, à cette date, les réserves n'étaient évaluées qu'à quelque 7 milliards de t, alors qu'à fin 1964 elles se montaient à plus de 28 milliards de t. Les accroissements les plus importants des réserves du Moyen-Orient se situent entre 1954 et 1957 inclus, et correspondent, semble-t-il, pour la plus grande part à des réévaluations de ces énormes gisements.

De même au Canada, les réserves prouvées de la province de l'Alberta ont été récemment réévaluées de plus de 50 % en majeure partie à la suite de révisions des chiffres des gisements existants et de l'extension de la récupération secondaire; cette révision correspondait d'ailleurs à une modification du régime de la proration qui désormais est basée sur les réserves au lieu de l'être sur le nombre de puits.

Enfin, il est vraisemblable que les chiffres modestes avancés pour les réserves libyennes se révéleront conservateurs au fur et à mesure de la croissance de la production.

D'autre part, lorsque la connaissance d'un nouveau gisement est suffisante, la compagnie exploitante est amenée à déterminer le taux d'exploitation optimum des réserves découvertes qui découle normalement d'un calcul d'actualisation prenant en considération les recettes futures, les dépenses passées et futures et les contraintes techniques de la récupération maximale. En général, de tels calculs aboutissent à exploiter les réserves primaires sur une moyenne de dix à quinze ans ⁽¹⁾, cependant, les extensions et les révisions de réserves intervenant en cours d'exploitation, auxquelles s'ajoute souvent l'utilisation de procédés de récupération secondaire peuvent conduire à allonger sensiblement sinon à doubler cette durée. Mais il n'en va pas de même en cas de découvertes exceptionnelles, telles celles effectuées au Moyen-Orient, car l'exploitation à un rythme relativement rapide de leurs énormes réserves pose un problème de débouchés qui ne peut être résolu que très progressivement sous peine de perturbations graves du marché. C'est ce qu'illustre le tableau 38 où l'on voit les réserves du Moyen-Orient exprimées en années de production courante monter jusqu'à plus de 130 ans pour redescendre à 75 ans en 1964.

En conclusion, les réserves prouvées constituent une estimation nécessairement conservatrice des résultats de l'activité de recherche et de développement de l'industrie pétrolière à une époque donnée et, à ce titre, servent de terme de référence à l'intensité de l'effort de recherche des différentes compagnies. En effet, la constitution des réserves prouvées, qui représente le volant de sécurité de l'approvisionnement futur, nécessite des investissements très importants qui, compte tenu du taux d'intérêt, ne se justifient plus économiquement au delà d'un certain montant, variable d'ailleurs suivant le coût de la recherche dans les différentes régions du globe. Mais la recherche est, comme chacun sait, une activité aléatoire et les taux de succès peuvent varier fortement d'une année à l'autre, alors que, pour des raisons évidentes, l'effort industriel doit être relativement stable dans le temps. C'est pourquoi la croissance des réserves prouvées n'est pas uniforme, même dans un pays comme les États-Unis, caractérisé par la grande dispersion des gisements et par l'activité très intense de recherche et de production.

(1) Ce qui ne veut pas dire que la vie du gisement est limitée à cette période; en effet, la courbe de déclin de production conduit à une «queue de production» pouvant prolonger celle-ci au-delà de 25 ou 30 ans.

Tableau 37 — Augmentation brute des réserves de pétrole brut aux États-Unis

(10⁶ barils)

1945	1 894	1955	2 871
1946	2 658	1956	2 974
1947	2 465	1957	2 425
1948	3 795	1958	2 608
1949	3 188	1959	3 667
1950	2 563	1960	2 365
1951	4 414	1961	2 767
1952	2 749	1962	2 307
1953	3 296	1963	2 334
1954	2 873	1964	2 826

A plus forte raison, ne doit-on pas s'étonner de voir le rapport réserves/production du monde varier sensiblement. De l'ordre de 20 années jusqu'en 1948, il est monté à 41 ans en 1958 et est retombé aujourd'hui à quelque 33 ans (voir tableau 38).

Par région, le rapport réserves/production se situe normalement entre 10 à 12 aux États-Unis et 15 à 20 dans les autres régions. La découverte des énormes gisements du Moyen-Orient a modifié le rapport mondial pour le porter passagèrement à 40 ans.

b) *Les réserves prouvées de gaz naturel*

Le gaz naturel se trouve dans des réservoirs similaires à ceux contenant du pétrole brut. La recherche et l'évaluation des ressources de gaz naturel posent donc les mêmes problèmes que pour le pétrole. Par contre, la mise en production des gisements est plus simple et la récupération finale est nettement plus élevée.

Il y a lieu de distinguer, comme on l'a déjà vu, deux principaux types de gaz naturel selon les réservoirs d'où ils sont produits :

- le gaz naturel *non associé* qui est obtenu de structures contenant presque exclusivement du gaz naturel. Le gaz non associé est appelé *sec* lorsqu'il est composé presque uniquement de méthane et éventuellement de gaz inertes (ex. gisement de Slochteren) ou *humide* lorsqu'il contient un pourcentage des hydrocarbures supérieurs qui, après séparation, se présentent à l'état liquide dans certaines conditions de pression et de température (ex. gisement de Lacq et d'Hassi R'mel);
- le gaz naturel *associé* au pétrole brut, qui soit est dissous dans l'huile, et en est séparé à la sortie du puits, soit se trouve à l'état gazeux dans la partie supérieure du réservoir (gaz de «Gascap»). Le premier constitue normalement une production fatale, que l'on s'efforce de maintenir au niveau minimum car le gaz dissous dans l'huile représente une partie parfois décisive de la force d'expulsion du gisement, nécessaire à la production du brut. Étant donné que cette

Tableau 38 — Réserves prouvées exprimées en nombre d'années de production courante 1938-1964

	1938	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
États-Unis	14,2	13,1	12,5	12,2	12,2	12,3	12,8	12,1	11,6	11,6	12,5	12,3	12,3	12,1	11,7	11,3	11,1
Caraïbes	13	18,7	15,8	15,6	13,2	15,3	15,6	15	14,6	15,6	16,8	17,4	17,1	16,1	14,3	14,1	14
Moyen-Orient	44,7	64,9	65,5	73,1	85	87,4	96,7	106,4	114	131	112,4	109,2	94,9	91,6	86	83,5	75,9
Monde libre	16,4	22,8	23,2	24,2	26,3	28,9	32,6	35,5	37,2	41,7	43	42,7	40,4	39,6	37,6	37,5	36,7
Monde libre sans Moyen-Orient	14,4	14,8	14	13,7	13,2	13,9	14,4	13,8	14,1	15,1	17,3	17,9	17,7	17,5	16,7	16,7	17,9
Monde libre sans États-Unis	21,3	36,6	36,9	39,4	43,1	48	53	57,7	60,7	67,1	65,5	64,4	58,5	56,3	51,8	51,1	48,8
Monde libre sans Moyen-Orient et États-Unis	15,1	18,8	17,2	16,8	15,2	17,2	17,3	16,7	18,2	20,2	24	25,3	24,5	23,7	21,8	22,1	24,1
U.R.S.S.	22	15,6	25,6	21,8	23,1	20,8	19,1	17,8	35,2	32,2	29,5	28	27,5	24,8	19,8	17,8	16,7
Monde	17,1	22,2	23,4	24	26	28,1	31,2	33,6	37	40,5	41,1	40,5	38,4	37,1	34,6	34,1	33,2

production fatale est souvent importante, on tend aujourd'hui, à défaut de débouchés économiques, à la réinjecter dans le gisement pour reconstituer en partie la pression de la roche. Le gaz de « Gascap » qui contribue également au maintien de la pression dans le réservoir n'est jamais mis en production avant l'épuisement des ressources d'huile.

Les réserves prouvées mondiales de gaz naturel (associé et non associé) sont aujourd'hui de l'ordre de 25 000 milliards de m³ représentant quelque 22 milliards de tonnes d'équivalent pétrole brut, soit la moitié environ des réserves de brut. La proportion entre gaz non associé et associé varie considérablement d'une région à l'autre, allant de 100 % aux Pays-Bas à environ 75 % aux États-Unis et à près de 0 % au Moyen-Orient. Dans le Monde libre pris dans son ensemble, la répartition serait grossièrement de 50/50, mais elle pourrait varier à l'avenir en fonction d'orientations nouvelles de la recherche.

Le tableau suivant donne la répartition par grandes régions des réserves mondiales de gaz naturel.

Tableau 39 — Réserves prouvées de gaz naturel dans le monde (au 1-1-65)

(en milliards de m³)

États-Unis et Canada	9 190
Amérique Centrale et du Sud	1 760
Total hémisphère occidental	10 950
Europe occidentale	2 300
Afrique	1 910
Moyen-Orient	5 850
Asie/Extrême-Orient	820
Total hémisphère oriental	10 880
Total Monde sans U.R.S.S. et Europe de l'Est et Chine	21 830
U.R.S.S. et Europe de l'Est et Chine	3 230
Monde	25 060

B — Les réserves secondaires

Les réserves secondaires sont constituées par les quantités d'huile qui peuvent encore être produites après l'épuisement des réserves primaires en appliquant au gisement une force extérieure. Les procédés les plus utilisés sont l'injection de gaz (gasdrive) et l'injection d'eau (waterflooding). Leur utilisation a permis aux États-Unis de remettre en production certains gisements. De nombreux progrès ont été réalisés en ce qui concerne l'injection de fluide grâce à l'étude de la mécanique des fluides en milieux poreux. Aujourd'hui, on ajoute aussi à l'eau divers produits qui améliorent sensiblement le drainage de l'huile. Certains essais portent également sur l'injection alternative de gaz et de fluides. A l'heure actuelle, toutefois, les procédés de récupération secondaire sont souvent mis en place bien avant l'épu-

sement des réserves primaires, ce qui a pour effet de contrecarrer le déclin de la production et d'améliorer le taux de récupération final des réserves primaires et secondaires. Cette tendance courante en U.R.S.S. se manifeste aujourd'hui dans toutes les régions du monde. A titre d'exemple, une grande partie du gaz associé à la production de pétrole au Moyen-Orient est réinjectée dans les gisements, l'injection d'eau est pratiquée dans le gisement de Kirkuk en Irak, de même que dans le gisement récemment découvert de Zelten en Libye. Aussi la distinction entre réserves primaires et secondaires est-elle devenue contestable d'un point de vue scientifique. Elle garde toutefois un intérêt pratique en permettant d'évaluer grossièrement les ressources supplémentaires de pétrole que l'on peut attendre du progrès des taux de récupération.

Aux États-Unis un septième de la production est assuré par la récupération secondaire, mais, en outre, une partie difficile à déterminer des gisements en production est influencée par ces procédés. On estime qu'à l'heure actuelle la production cumulée augmentée des réserves récupérables avec certitude (primaires et secondaires) atteint 35 % des réserves originaires en place. Selon certains, ce pourcentage pourrait être porté à 60 % grâce à l'application de techniques nouvelles.

Des estimations des réserves secondaires, correspondant aux chiffres des réserves prouvées, ont été présentées au dernier congrès mondial du pétrole au terme d'une très large enquête ⁽¹⁾. Les chiffres avancés qui ne tiennent compte que des procédés courants aboutissent à une évaluation des réserves secondaires à quelque 45 % des réserves primaires prouvées à l'échelle mondiale (voir tableau 41). Mais ces chiffres, malgré la grande prudence qui a présidé à leur établissement, ne peuvent être ajoutés aux réserves prouvées sans précautions. En effet, l'installation des procédés de récupération secondaire nécessite des investissements souvent importants et entraîne une augmentation du coût de production. Leur rentabilité varie donc en fonction des coûts moyens des découvertes de nouvelles réserves primaires, qui sont sensiblement différents d'une région à l'autre, indépendamment du caractère aléatoire de la recherche pétrolière. C'est pourquoi au Moyen-Orient et dans une moindre mesure en Afrique, les équipements de récupération secondaire sont encore rares, car les réserves primaires sont largement suffisantes et en croissance rapide, tandis qu'aux États-Unis ils sont très répandus, ainsi qu'on l'a déjà souligné.

L'importance que la récupération secondaire est appelée à prendre dans l'approvisionnement futur en pétrole peut être illustrée par le fait qu'un accroissement de 1 % du taux de récupération des réserves prouvées mondiales représente une production supplémentaire de plus de 2 milliards de tonnes, soit près d'une fois et demie la consommation mondiale annuelle.

C — Les réserves possibles et les ressources ultimes

Si les réserves prouvées sont, compte tenu de la prudence nécessaire à leur évaluation, très importantes à l'échelon industriel en raison du montant des dépenses de recherche que leur mise à jour a nécessité, elles paraissent relativement modestes dans une perspective séculaire de l'approvisionnement mondial. C'est pourquoi de

⁽¹⁾ *World Oil Resources*. Paul D. Torrey - C.L. Moore - George H. Weber - 6^e congrès mondial du pétrole.

plusieurs côtés on s'est efforcé d'évaluer les ressources ultimes et corollairement les réserves possibles d'hydrocarbures.

Mais, en raison des caractéristiques mêmes de la géologie et de la recherche du pétrole que l'on a déjà soulignées plus haut, de telles estimations s'avèrent très difficiles. En effet, elles ne peuvent se fonder que sur des connaissances obtenues depuis le début de la recherche pétrolière principalement grâce aux forages très nombreux mais très inégalement répartis dans le monde. Ces estimations, il convient de le souligner au départ, ne peuvent donc que représenter des extrapolations raisonnables en fonction des données disponibles à une époque donnée. En effet, si certaines régions pétrolières sont relativement bien connues, comme par exemple les États-Unis, d'autres ont été prospectées très partiellement, tels l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient, d'autres enfin sont restées pratiquement inexplorées. Il est donc logique et nécessaire de les réviser périodiquement.

Par convention, ces estimations sont toujours exprimées en récupération primaire. Il y a donc lieu d'y ajouter, le cas échéant, les estimations de réserves secondaires. D'autre part, certaines estimations portent sur tous les hydrocarbures liquides, pétrole brut et condensats, d'autres seulement sur le brut. Enfin, les ressources « off-shore » sont tantôt rattachées directement aux différentes régions terrestres, tantôt présentées séparément.

On relève deux méthodes d'évaluation des ressources ultimes, l'une fondée sur l'expérience géologique, l'autre sur l'analyse statistique.

La première consiste à classer l'ensemble des bassins sédimentaires du globe en zones A, B, C, D, plus ou moins favorables ou défavorables pour la formation et l'accumulation de pétrole en fonction de divers critères géologiques, tels l'âge des sédiments, les caractéristiques des roches, la tectonique... En fonction de l'expérience géologique, on s'efforce ensuite d'estimer la quantité d'huile ou de gaz récupérable, non seulement de la zone, mais également pour les divers bassins sédimentaires par unité de surface ou par unité de volume de sédiment. Mais ces évaluations s'avèrent très difficiles, comme en témoigne le tableau suivant établi pour une des régions les mieux connues du monde, soit les États-Unis.

Tableau 40 — Estimations des ressources ultimes de pétrole des États-Unis

Date	Source	En milliards de bbl
1948	Weeks	110
1956	Department of Interior	300
1956	Pogue and Hill	165
1956	Hubbert	150
1956	Pratt	145
1957	Hill, Hammar and Winger	250
1958	Netschert	372
1958	Weeks	204
1958	Davis	165
1959	Weeks	391
1959	Knebel	173
1961	Zapp (U.S.G.S.)	590
1961	Averitt (U.S.G.S.)	400
1962	Moore	364

Pour l'ensemble du monde on dispose essentiellement des estimations du géologue Lewis G. Weeks qui a publié plusieurs estimations dont la dernière est présentée dans le tableau 41.

Ces chiffres comprennent les ressources ultimes des plateaux continentaux que Weeks évalue à quelque 100 milliards de tonnes. Commentant ses estimations, Weeks insiste sur la nécessité de faire appel, pour l'établissement de celles-ci, à l'expérience géologique pour compléter les indications résultant de la classification des bassins sédimentaires en zones plus ou moins favorables. Il reconnaît, par contre, que de telles estimations, se référant aux connaissances actuelles, doivent être revues périodiquement.

En ce qui concerne les réserves secondaires, Weeks les évalue en fonction des moyens techniques actuels à 200 milliards de tonnes.

Enfin, Weeks donne également des estimations pour les autres ressources d'huile qui pourraient être extraites des sables et schistes bitumineux le jour où la rentabilité de leur exploitation serait établie, soit que de nouvelles techniques d'exploitation plus économiques soient mises au point (telle la combustion *in situ*), soit que les prix du pétrole aient atteint un niveau suffisamment élevé pour justifier la mise en œuvre des procédés actuellement connus. Il les estime à près de 150 milliards de tonnes.

D'autre part, une estimation des ressources ultimes, fondée sur l'analyse statistique, a été présentée à la fin de 1962 pour les États-Unis par le Comité des ressources naturelles dans son rapport «Energy Resources». Elle se base sur deux séries statistiques, d'une part les chiffres de production depuis 1860, d'autre part les chiffres de réserves prouvées depuis 1937 publiés par l'American Petroleum Institute. Prenant comme point de départ le fait que les ressources ultimes sont une quantité finie constituant la limite des courbes logistiques de production et découvertes cumulatives, la méthode consiste à analyser les dérivées de ces courbes pour préciser leurs points d'inflexion et en déduire la limite. Il n'entre pas dans l'objet de cette section d'analyser et de critiquer dans le détail l'emploi d'une telle méthode d'évaluation des réserves. Toutefois, on est obligé de relever que les ralentissements dans les taux de découvertes correspondent à un ralentissement de l'activité de recherche aux États-Unis après la crise de Suez.

Ensuite, le même rapport donne des estimations des ressources ultimes mondiales de pétrole en utilisant comme base d'anciennes estimations de L.G. Weeks (1948) corrigées en fonction des connaissances actuelles en se servant des évaluations des ressources des États-Unis comme terme de référence.

Les estimations des ressources ultimes de gaz naturel et de condensats tant pour les États-Unis que pour le Monde sont élaborées sur la base des réserves de brut et de rapport gaz/huile et condensats/huile observées aux États-Unis. Les mêmes réserves s'appliquent donc à ces évaluations.

De plus, pour le gaz naturel, il n'est pas fait de distinction entre le gaz humide dont l'origine est liée à celle du pétrole et le gaz sec qui semble, selon les théories récentes, s'être formé dans un contexte géologique différent, ce qui rend l'utilisation de rapports gaz/huile assez aléatoire.

En conclusion, il semble préférable de retenir les estimations de réserves ultimes avancées par les géologues en sachant qu'il s'agit de chiffres très approximatifs, ayant une valeur d'ordre de grandeur, qui reflètent l'état des connaissances d'une époque donnée et doivent être révisées régulièrement.

Tableau 41 — Estimations des ressources ultimes mondiales d'hydrocarbures liquides

	Source : Energy Resources		Source : L. G. Weeks
	Brut milliards de t	Gaz milliards de m ³	Hydrocarbures liquides milliards de t
États-Unis (y compris off-shore)	23,5	28 300	37
Canada	}		11,3
Mexique			6
Amérique du Sud	11,4		26
Hémisphère occidental	40,9		77,6
Europe (moins U.R.S.S.)	1,7		2,5
Moyen-Orient	}		104
Afrique du Nord			40,5
Indonésie	4		}
Australie	0,4		
Reste de l'Asie	3,3		
Hémisphère oriental	49,9		131,3
Monde libre	90,8		208,9
U.R.S.S.	27		60
Off-shore (non compris États-Unis)	51		—
Total Monde (arrondi)	170	212 400	—
Condensats	30		—
Total (arrondi) dont off-shore	200		270 (100)
Réserves secondaires	n.d.		200
Total hydrocarbures	200		470
Sables et schistes bitumineux	250		150
Total (arrondi)	450		620

De toute manière même les estimations les plus prudentes reprises au tableau 41 conduisent pour le monde à des courbes de production croissantes jusqu'aux environs de l'an 2000 sans que l'on prenne en considération les réserves secondaires qui, compte tenu de progrès techniques, devraient permettre de doubler les réserves ultimes.

Enfin, les ressources des sables et schistes bitumineux représentent selon les estimations actuelles entre 150 et 250 milliards de t d'huile, soit quelque 50 à 100 % des ressources ultimes et 75 à 150 % des réserves possibles de pétrole (en récupération primaire).

L'exploitation de ces ressources débutera sans doute aux États-Unis où elle devient déjà rentable localement; elle viendra ainsi alléger la demande de pétrole dans les régions où les réserves sont plus largement entamées et où le coût de découverte est élevé.

Section 3 — Les réserves par région

L'analyse régionale faite ici se borne à faire ressortir les principales différences dans les résultats de la recherche pétrolière entre les grandes régions productrices de manière à dégager certaines tendances futures susceptibles d'orienter les efforts des 15 prochaines années.

Au tableau 42, on a exprimé les réserves prouvées d'une part et les réserves secondaires ⁽¹⁾ qui y correspondent d'autre part, en années à production croissante pour les différents taux d'expansion retenus dans le schéma de la production future figurant à la section 2 et en excluant les résultats de l'exploration future.

Tableau 42 — Réserves prouvées et secondaires exprimées en milliards de t.m. et en nombre d'années de production croissante

	Réserves au 1-1-1965						
	Milliards de tonnes			Nombre d'années de production croissante			
	Prouvées	Secondaires	Total	Prouvées		Prouvées et secondaires	
				(¹)	(²)	(¹)	(²)
U.S.A.	5, —	2, 6	7, 6	9, 9	10, 5	14, 2	15, 4
Canada	0, 9	0, 3	1, 2	11, 3	13, 6	13, 6	16, 6
Venezuela	2, 4	0, 9	3, 3	12, 4	11, 1	16, 6	14, 5
Reste Amérique du Sud	1, 2	0, 3	1, 5	14, 1	14, 1	16, 6	16, 6
Total hémisphère occidental	9, 5	4, 1	13, 6	11, —	11, 4	14, 8	15, 4
Europe occidentale	0, 4	0, 1	0, 5	12, 3	14, 5	14, 5	17, —
Afrique	2, 5	0, 7	3, 2	11, 9	13, 6	13, 9	16, —
Moyen-Orient	28, 4	14, 4	42, 8	28, 8	23, 3	37, 1	29, 7
Asie - Australie	1, 6	0, 3	1, 9	21, 6	23, 8	24, —	26, 7
Total hémisphère oriental	32, 9	15, 5	48, 4	24, 3	22, —	30, 9	27, 7
Total Monde libre	42, 4	19, 6	62, —	19, 5	18, 7	25, 3	24, 1
U.R.S.S., Europe de l'Est, Chine	4, 1	1, 3	5, 4	—	—	—	—
Total Monde	46, 5	20, 9	67, 4	—	—	—	—
Monde libre (U.S.A. et Moyen-Orient non compris)	9, —	2, 5	11, 6	13, 2	14, 1	15, 8	17, —

(¹) Hypothèse faible de croissance de la production.

(²) Hypothèse forte de croissance de la production.

(1) Il s'agit ici de réserves secondaires des gisements non équipés qui ont été estimées en fonction des rapports réserves secondaires/réserves primaires découlant du rapport - World Oil Resources - *op. cit.*, page 20.

Sur cette base, les réserves prouvées du monde libre permettraient de satisfaire la demande pendant près de 20 ans, l'appoint des réserves secondaires assurant 5 années supplémentaires.

Par régions, on constate que dans l'hémisphère occidental l'approvisionnement est couvert pour une période n'excédant généralement pas 15 ans, la moyenne générale étant de 11 ans. Cette situation résulte essentiellement du niveau élevé des coûts du pétrole aux États-Unis et du déclin de l'exploration au Venezuela au cours des 7 ou 8 dernières années pour des raisons politiques et économiques.

Dans l'hémisphère oriental, par contre, l'approvisionnement est assuré pour une période beaucoup plus longue, 22 à 24 ans pour les réserves prouvées, et 28 à 31 ans pour l'ensemble des réserves prouvées et secondaires, en raison presque exclusivement du Moyen-Orient. Les chiffres plus modestes figurant pour l'Afrique (12 à 14 ans et 14 à 16 ans avec et sans la récupération secondaire), résultent vraisemblablement du fait qu'il s'agit d'une région productrice récente et encore mal connue.

En ce qui concerne les perspectives de découvertes futures, le caractère forcément aléatoire de la recherche rend toute estimation hasardeuse. Toutefois, il a paru intéressant de présenter un ensemble de termes de référence pour l'activité de recherche pour les 15 années à venir.

Le tableau 43 compare le volume des réserves qu'il serait nécessaire de découvrir pour réaliser deux objectifs de production qui, exprimés en rapport réserves/production, se montent à 12 aux États-Unis, 25 au Moyen-Orient et 20 ailleurs d'une part, 12 aux États-Unis et 15 ailleurs d'autre part. Pour chacun de ces objectifs de « découvertes » on a pris en considération, pour 1980, deux schémas possibles de production :

- a) Forte production dans les pays industrialisés;
- b) Forte production au Moyen-Orient.

Il ressort de cette comparaison que le montant des réserves à découvrir d'ici 1980 est compris entre une fois et demie et deux fois et demie ce qui a été découvert au cours des quinze dernières années dans le monde hors des États-Unis et Moyen-Orient, et aux États-Unis entre 1,4 et 1,7 fois les quantités découvertes au cours de la période de référence. Si l'on s'intéresse particulièrement à l'hémisphère oriental, on constate que les énormes réserves découvertes au Moyen-Orient par le passé assurent dès à présent la couverture des mêmes objectifs à plus de 60 %. Dans les autres régions de l'hémisphère oriental — et en particulier en Afrique — l'effort de recherche devra rester très soutenu, voire être intensifié, si l'on veut éviter une dépendance trop forte vis-à-vis du Moyen-Orient.

Toutefois, d'importants progrès techniques ont été réalisés, tant dans la géophysique que dans le forage. C'est ainsi que le nombre de mètres forés par treuil en service a augmenté aux États-Unis de 54 % de 1953 à 1962. Mais la détection du pétrole se fait toujours de manière indirecte et la technique de forage n'a pas été modifiée de façon fondamentale depuis l'avènement du rotary. Cependant, d'importants travaux de recherche portent à l'heure actuelle sur la mise au point de méthodes de détection directe du pétrole et des essais de forage avec des flexibles remplaçant les trains de tiges sont en cours.

Tableau 43 — Volume des réserves à découvrir de 1965 à 1980 pour maintenir certains objectifs exprimés en rapport réserves/production

	Production en millions de tonnes			Augmentation brute des réserves 1950-1965 en milliards de tonnes	Volume à découvrir ⁽⁴⁾ en milliards de tonnes			
	1965	1980			Objectif A		Objectif B	
		(¹)	(²)		(¹)	(²)	(¹)	(²)
États-Unis	436	660	560	6,8	11,7	9,7	11,7	9,7
Canada	41	150	100	1,1	3,6	2,2	2,9	1,7
Venezuela	180	220	280	3,-	5,2	6,9	4,1	5,5
Reste hémisphère occidental	59	120	120	1,5	2,6	2,6	2,-	2,-
Total hémisphère occidental	716	1 150	1 060	12,4	23,1	21,4	20,7	18,9
Europe occidentale	21	50	30	0,5	1,2	0,6	0,9	0,5
Afrique	102	400	300	2,7	9,5	6,7	7,5	5,2
Moyen-Orient ⁽³⁾	425	1 035	1 490	27,-	9,2	24,2	0,-	9,2
Asie-Australie	33	90	70	1,7	1,2	0,6	0,8	0,3
Total hémisphère oriental	581	1 575	1 890	31,9	21,1	32,1	9,2	15,2
Total Monde sans U.R.S.S., Europe de l'Est et Chine	1 297	2 725	2 950	44,3	44,2	53,5	29,9	34,1

(1) Hypothèse forte de production dans les pays industrialisés.

(2) Hypothèse forte de production au Moyen-Orient.

Objectifs : maintien d'un rapport réserves/production courante de

	A	B
États-Unis	12 ans	12 ans
Moyen-Orient	25 ans	15 ans
Autres régions	20 ans	15 ans

(3) Les chiffres de production pour le Moyen-Orient ont été obtenus par différence.

(4) Par «volume à découvrir», il faut entendre non seulement les réserves relatives aux nouvelles découvertes, mais également les augmentations de réserves découlant des réévaluations, des extensions et des améliorations des taux de récupération.

Il convient de souligner que le succès de ces recherches prendrait une importance d'autant plus grande à l'heure actuelle que la recherche s'oriente vers des régions de moins en moins accessibles en particulier sur les plateaux continentaux et que l'on est amené à forer à des profondeurs de plus en plus grandes.

En conclusion, les réserves pétrolières apparaissent aujourd'hui largement suffisantes, et l'approvisionnement mondial et plus encore celui de l'hémisphère oriental ne devrait pas poser de problèmes quantitatifs au cours de la période envisagée, dans la mesure où l'effort de recherche restera soutenu et éventuellement sera intensifié dans certaines régions.

Chapitre 2

Les coûts et la production future

Les coûts du pétrole se décomposent en coûts techniques et en coûts fiscaux constitués d'une part par les taxes et impôts à la production et d'autre part par les taxes à la consommation grevant les produits pétroliers. Dans cette section seront analysés les coûts techniques aux divers stades de l'industrie et les coûts fiscaux à la production seulement; les taxes à la consommation n'affectent en effet pas le coût d'approvisionnement en pétrole d'une collectivité mais traduisent simplement une série de transferts imposés par les pouvoirs publics dans le cadre d'une politique économique et financière.

C'est ainsi que seront étudiés successivement les coûts de production, les transports maritimes et les frais de raffinage, de manière à dégager les tendances récentes et les perspectives futures d'évaluation du coût de la tonne de pétrole brut, rendue dans les pays de la Communauté et traitée en raffinerie. On s'efforcera ensuite de donner des ordres de grandeur des coûts de transport intérieur et de distribution des produits pétroliers et de dégager également les tendances d'évolution de ces coûts à l'avenir. Enfin on présentera un schéma possible de la production future de pétrole.

Section 1 — Les coûts de production

A — Les coûts techniques

Les coûts techniques de production se composent des frais d'exploitation, des amortissements des dépenses de recherche et de développement et de la rémunération du capital investi. Les chiffres retenus dans cette section ne comprennent pas l'amortissement des frais de recherche improductifs exposés par les compagnies sur d'autres concessions dans des régions voisines.

Dans l'hémisphère oriental, il semble que les coûts techniques moyens des bruts des différentes régions productrices devraient rester relativement stables dans les 15 à 20 ans à venir pour plusieurs raisons.

Au Moyen-Orient, l'importance des réserves prouvées et les rapports réserves/production élevés qui en découlent, ainsi que les caractéristiques des courbes de production (déclin extrêmement faible dans le laps de temps considéré des productions par puits au moins compensé par le progrès technique), permettent de penser que l'exploitation des grands gisements continuera à assurer une partie très importante de la demande de brut.

En Afrique, où les gisements sont de moindre importance, l'incidence des déclins de production sur la moyenne des coûts techniques sera vraisemblablement négligeable en raison de la mise en production de nouvelles découvertes.

Dans ces deux régions, les probabilités élevées de découverte de brut à faible coût tendront à limiter l'installation de procédés de récupération secondaire aux gisements pour lesquels ceux-ci seront compétitifs par rapport à la production primaire, compte tenu éventuellement de distorsions fiscales entre les différentes concessions.

Seule, l'extension de la recherche et du développement off-shore pourrait constituer un facteur de hausse des coûts dans ces régions. Aujourd'hui, on estime que pour des gisements similaires, les coûts de production off-shore seraient de 1,5 à 2,5 fois plus élevés qu'on-shore. Il en résulte naturellement que le seuil de rentabilité commerciale des gisements découverts est moins vite atteint et que la sélection est plus sévère. Toutefois, on s'accorde pour dire que les progrès techniques en cours réduiront sensiblement cet écart à l'avenir.

Dans l'hémisphère occidental, seul le Venezuela constitue une source d'approvisionnement, marginale d'ailleurs, de la Communauté. Étant donné que le taux de réserve/production est relativement faible et que l'effort de recherche, qui avait diminué très sensiblement après la crise de Suez, ne reprend qu'assez faiblement, pour des raisons à la fois économiques et politiques, il semble très difficile de se faire une idée des coûts futurs d'autant plus que l'éventail très large des coûts actuels reflète notamment, soit l'importance des bonis, soit l'utilisation partielle des capacités de production.

Aux États-Unis, les coûts très élevés du brut résultent non seulement de la géologie, mais aussi de la législation limitant la production par puits qui a eu pour effet d'entraîner le forage de puits antiéconomiques, le maintien d'une production marginale à coût très élevé et un faible taux d'utilisation des gisements rentables. Le corollaire de cette législation est le contingentement des importations nécessaires au maintien d'un niveau de prix assurant l'équilibre financier de l'industrie. Des efforts de rationalisation se sont fait jour récemment et l'on peut penser que la production sera progressivement réorganisée sur des bases économiques plus rationnelles, ce qui pourrait éventuellement entraîner une certaine réduction, au moins en valeur relative, des réserves de capacité installée. L'évolution future des coûts sera de plus en plus dépendante de la productivité de la recherche d'une part et de l'utilisation de divers procédés de récupération secondaire d'autre part, leur plafond étant constitué par le coût d'extraction d'huile des sables et schistes bitumineux.

Le tableau suivant reprend les ordres de grandeur des coûts techniques retenus pour les différentes régions.

Tableau 44 — Coûts techniques à la côte des bruts de différentes régions

(en dollars/t.m.)

Libye	2,3 ⁽¹⁾	—	3,8 ⁽²⁾
Moyen-Orient - on-shore	0,7 ⁽³⁾	—	1,5
- off-shore	2,0	—	5,- ⁽⁴⁾
Sahara	6,5 ⁽⁵⁾	—	8,5 ⁽⁶⁾
Venezuela	3,5	—	7,-
États-Unis (départ champs)	15,-	—	18,-

⁽¹⁾ Estimation pour le gisement de Zelten (Esso).

⁽²⁾ Estimation pour la production d'Oasis.

⁽³⁾ A Kuwait où les coûts seraient les plus faibles.

⁽⁴⁾ Pour les gisements off-shore en début d'exploitation.

⁽⁵⁾ Dont transport à la côte 1,5 à 2 dollars/t pour les anciens pipelines et 3 dollars pour le dernier (tarif appliqué par l'Algérie).

B — Les coûts fiscaux

L'évolution récente des taxes et impôts peut être ramenée aux points suivants :

- aboutissement de la négociation avec les pays du Moyen-Orient, membres de l'OPEC ⁽¹⁾, sur la non-incorporation de la royalty dans l'impôt;
- maintien du niveau des taxes par tonne de brut au Venezuela sous l'effet de la pression des prix (effectifs);
- maintien de régimes de taxations plus favorables dans certains pays, notamment en Libye jusqu'à la fin de 1965;
- signature de nouveaux contrats de concession pour des permis off-shore en Iran et en Arabie Séoudite en association avec des compagnies nationales de ces pays;
- accord franco-algérien concernant le pétrole.

A la fin de 1964, les négociations entre les compagnies et les pays du Moyen-Orient membres de l'OPEC ont abouti pour les années 1964 à 1966 à un accord qui doit encore être ratifié à Kuwait et en Irak. Certains pays de l'OPEC avaient demandé de ne plus incorporer les royalties (12,5 % du prix posté) dans l'impôt, ce qui aurait comporté, toutes choses égales d'ailleurs, une augmentation des taxes de l'ordre de 0,41 dollar/bbl, soit environ 0,8 dollar/t.m. Un accord est intervenu sur le principe de cette modification fiscale, tout en le tempérant par des rabais décroissants dans le temps sur le prix posté servant de base au calcul de l'assiette de l'impôt de 50 %. Les augmentations de taxes qui en résultent finalement sont les suivantes :

	c/bbl	dollars/t.m.
1964	de 3,7 à 4,6	de 0,27 à 0,34
1965	4,3 à 4,7	0,31 à 0,35
1966	4,7 à 5,-	0,35 à 0,37

Au Venezuela, où l'impôt est en principe calculé sur les prix effectifs, la moyenne des taxes à la tonne est restée stable et semble parfois avoir même diminué sous la pression de la concurrence internationale à laquelle ont dû faire face les producteurs indépendants. Les pouvoirs publics ont en effet toléré la pratique de rabais importants afin de conserver pour le brut vénézuélien des débouchés en dehors des États-Unis.

Toutefois, à la fin de 1965, le gouvernement vénézuélien a remis en question les rabais consentis après 1958 et envisage des rappels d'impôts importants. Depuis, les compagnies les plus importantes ont entamé des négociations dont on ne peut, aujourd'hui, prévoir l'issue.

Dans les nouveaux pays producteurs, les taxes se situent normalement à un niveau plus faible. Ainsi, en Libye, jusqu'à la fin de 1965, le partage 50/50 des bénéfices se faisait sur la base des prix effectifs et non du prix posté. L'analyse de la position de la Libye en ce qui concerne les taxes est particulièrement intéressante. En effet, la Libye, pays producteur récent mais déjà très important, s'est fait membre de l'OPEC, mais a appliqué une politique fiscale qui laissait à la production libyenne une rente importante par rapport à celle du Moyen-Orient.

⁽¹⁾ Organisation of Petroleum Exporting Countries.

C'est ainsi que, d'une part, certaines grandes compagnies ont eu intérêt à développer leurs gisements très rapidement et que, d'autre part, les indépendants (américains pour la plupart) ont pu conquérir des marchés en Europe à force de rabais de prix très importants. De peur de compromettre cet essor rapide, la Libye a tardé à prendre position sur l'offre des grandes compagnies consistant à appliquer à ce pays les conditions de l'accord récent intervenu au Moyen-Orient, à condition de calculer pour tous les concessionnaires la charge fiscale sur les prix postés au lieu de le faire sur les prix effectifs. A la fin de 1965, elle a changé sa législation de manière à imposer ces conditions nouvelles aux compagnies indépendantes. Ce changement entraîne une augmentation substantielle des recettes fiscales par tonne (environ 0,60 dollar/t.m. sur la production des grandes compagnies et plus de 2,5 dollars/t.m. sur celle des indépendants).

Enfin, au Moyen-Orient, deux pays producteurs importants, l'Iran et l'Arabie Séoudite, ont octroyé à la fin de 1964 et au début de 1965 de nouvelles concessions à une grande compagnie (Shell) et à des sociétés indépendantes américaines et européennes. Les termes favorables pour les états de celles-ci s'expliquent par la concurrence que se livrent les compagnies pour l'obtention de concessions dans ces régions où les probabilités de découvertes importantes sont élevées, tandis que l'accès à la recherche a été, jusqu'à présent, très limité en raison de l'étendue des concessions détenues par les grandes compagnies. D'une façon générale, ces contrats prévoient :

- la participation de compagnies nationales (en général de 50 %);
- un impôt de 50 % des bénéfices calculés sur la base des prix postés (la royalty de 12,5 % étant imputée sur l'impôt);
- la prise en charge de la totalité des frais de recherche par la société concessionnaire en l'absence de découverte de production commerciale;
- la reprise du brut revenant à la société nationale au « half-way price » (c'est-à-dire au coût taxes comprises augmenté de la moitié du bénéfice calculé sur la base du prix posté);
- le paiement d'un « bonus » d'importance variable à la signature du contrat.

En Iran, où dès 1958 la participation de sociétés nationales avait été introduite (accords SIRIP/NIOC et IPAC/NIOC), les termes des nouvelles concessions varient sur un certain nombre de points qui affectent la charge fiscale totale, reflétant ainsi, entre autres, les résultats plus ou moins prometteurs de la campagne sismique menée avant l'octroi des concessions. Dans l'ensemble, toutefois, compte tenu d'une part du coût plus élevé du forage off-shore et des montants des « boni » à amortir sur la production, et d'autre part de l'obligation de reprise du brut au « half-way-price », que l'on doit considérer comme une charge fiscale indirecte, le coût total pour les compagnies concessionnaires se situerait entre 1,15 et 1,40 dollar/bbl (soit 8,5 à 10 dollars/t.m.) selon la qualité des bruts pour des gisements importants.

En Arabie Séoudite, une concession off-shore a été accordée à une société française en mer Rouge. Le taux plus élevé de la royalty (20 % au lieu de 12,5 %) compensé partiellement par un taux d'imposition de 40 % seulement et par une participation moins importante de la société nationale (40 % au lieu de 50 %) conduit à une estimation du coût total pour une découverte importante (coût technique de 0,40 à 0,50 dollar/bbl) de 1,40 à 1,60 dollar/bbl (soit 10,5 à 12 dollars/t.m.) selon la

qualité du brut. Si l'on déduit de ces coûts 0,20 à 0,25 dollar/bbl pour tenir compte de la position géographique plus favorable de cette concession, les coûts de brut ramené au golfe Persique rejoindraient les estimations retenues pour les nouvelles concessions off-shore iraniennes.

En outre, il faut mentionner le projet d'accord entre l'Irak et cinq des partenaires de l'IPC, relatif à un territoire couvrant environ 7,5 % de la superficie de l'ancienne concession de l'IPC. Les termes de l'accord prévoieraient une participation à concurrence de 1/3 de la société nationale irakienne (INOC) et le maintien de l'impôt 50/50, mais vraisemblablement assorti de la non-incorporation de la royalty dans l'impôt. Le coût total du brut pour les compagnies concessionnaires pourrait s'élever, dans l'hypothèse d'un faible coût technique de 0,20 dollar/bbl à 1,10 dollar/bbl (8 dollars/t.m.) pour un brut lourd et à près de 1,20 dollar/bbl (9 dollars/t.m.) pour un brut léger.

En Algérie, un accord pétrolier entre les gouvernements algérien et français est intervenu récemment en vue de définir d'une part, le traitement fiscal des concessions de production actuelles et d'autre part, le régime futur de la recherche et de la production.

Pour les concessions actuelles le code saharien, en vertu duquel elles avaient été octroyées, reste en vigueur, sauf en ce qui concerne la fiscalité. Le nouveau régime fiscal prévoit :

- une royalty de 12,5 % entièrement déductible de l'impôt;
- un impôt de 53 % du bénéfice de 1965 à 1967, de 54 % en 1968 et de 55 % à partir de 1969, calculé non sur le prix posté, mais sur des prix agréés, légèrement variables selon les ports d'embarquement. De plus, la provision pour reconstitution de gisement est supprimée et une nouvelle table d'amortissements (inspirée de celle de l'Aramco) sert de base à l'établissement des coûts pour le calcul de l'impôt.

Pour des coûts techniques à la côte, allant de 0,85 dollar/bbl à environ 1 dollar/bbl (en légère baisse, compte tenu de la nouvelle table d'amortissement) le coût total du brut, taxes comprises, s'élèverait en 1965 de 1,51 dollar/bbl à 1,57 dollar/bbl (soit de 11,5 à 12 dollars/t.m.). Ramenés au golfe Persique, ces coûts se situent à un peu plus de 1 dollar/bbl et sont donc relativement en ligne avec ceux des gisements du Moyen-Orient. A partir de 1969, les coûts totaux augmenteront de 2 à 3 US c/bbl (soit de 0,15 à 0,25 dollar/t.m.). Néanmoins, des restrictions au rapatriement des bénéfices et des obligations de réinvestissement de ceux-ci dans la recherche à des conditions moins favorables (voir ci-dessous) réduisent certainement la compétitivité de ces bruts, sans qu'il soit possible de les chiffrer.

La recherche et la production future font l'objet d'une association coopérative des intérêts des États algérien et français, laissant la possibilité d'association indirecte d'intérêts privés français ou même étrangers. Au terme de ce contrat aux clauses nombreuses et très complexes, le coût total du brut pour la compagnie française, compte tenu d'une participation algérienne de 50 % et de la reprise de l'entiereté de la production lui revenant par la compagnie française, serait de l'ordre de 1,75 à 2 dollars/bbl (13,5 à 15 dollars/t.m.) pour un coût technique de 1 dollar/bbl à la côte. Il correspondrait à un coût au Moyen-Orient de l'ordre de 1,20 à 1,45 dollar/bbl. Toutefois, des restrictions dans le rapatriement des bénéfices, similaires à celles en vigueur pour les concessions actuelles, affecteront également la position concurrentielle du brut à découvrir.

Enfin, il a paru nécessaire de faire mention dans cette section du programme de production envisagé par les pays de l'OPEEC, bien qu'il n'ait pas une incidence directe sur les coûts fiscaux. Ce programme consiste à répartir entre les pays membres de l'OPEEC l'accroissement de production de l'ensemble de ces pays, correspondant à celui de la demande future. Le but poursuivi est, en premier lieu, de résorber les excédents de production, d'éviter des variations trop importantes d'une année à l'autre dans la croissance de la production de chaque pays et ainsi de stabiliser, voire de raffermir les prix. Le programme, établi pour un an à compter du 1^{er} juillet 1965, fixe des taux de croissance pour l'ensemble des membres et par pays d'un niveau suffisamment élevé pour qu'ils n'aient pas d'incidence sensible sur les marchés. La production de plusieurs pays n'atteindra vraisemblablement pas le taux de croissance qui leur est assigné comme limite supérieure. D'autre part, ce programme de production est interprété de manière diverse par les pays membres. Pour certains, il serait l'amorce d'un contingentement de la production, alors que pour d'autres, il n'a qu'une valeur indicative, ou constitue encore un objectif de production minimum.

Ces réactions en sens divers des États membres de l'OPEEC montrent qu'il est encore trop tôt pour porter un jugement sur l'efficacité de cette mesure. Elles illustrent toutefois les difficultés rencontrées par tout accord de production dont les membres sont relativement nombreux et ont des intérêts parfois difficilement conciliables.

De cette brève analyse il semble que l'on puisse tirer les conclusions :

- l'abondance actuelle des réserves prouvées conduit les pays producteurs, même dans le cadre de l'effort d'organisation de certains d'entre eux au sein de l'OPEEC, à rechercher plutôt la stabilisation des recettes à la tonne produite et l'accroissement des débouchés que des augmentations immodérées de la charge fiscale;
- certains nouveaux pays producteurs et d'autres plus anciens évitent délibérément de relever l'imposition et parfois même ajustent en baisse la charge à l'unité exportée afin de prendre place sur le marché ou de conserver des débouchés pour des courants traditionnels qui pourraient être déplacés, soit par du pétrole produit dans d'autres pays, soit par d'autres sources d'énergie;
- d'une autre côté, cette attitude est accompagnée, voire renforcée, par le désir de ces pays d'être associés, au niveau de la recherche et de la production, à l'exploitation de leurs ressources pétrolières;
- la diversification des sources reste dans ces circonstances l'instrument le plus valable pour le maintien de la stabilité des prix, à condition qu'elle ne soit pas envisagée statiquement, mais de façon dynamique. Ce qui importe, ce n'est pas tant de disperser l'approvisionnement dans un certain nombre de pays, que de déceler à un rythme suffisant de nouvelles sources dont le développement permet de conserver la physionomie concurrentielle du marché.

Il s'ensuit que, pour l'avenir, on peut normalement s'attendre, à moyen terme, c'est-à-dire à échéance de 1970, à une relative stabilité ou à une augmentation très modérée des charges à la production. A plus longue échéance, soit vers 1975 et surtout 1980, il n'est pas possible de prévoir l'évolution des taxes dans les pays producteurs. Celles-ci dépendront, en effet, de l'évolution des rapports entre les pays producteurs, les compagnies et les pays consommateurs. Tout risque de hausse ne peut être écarté et l'un des buts principaux d'une politique pétrolière dans le cadre d'une politique énergétique d'ensemble sera donc d'assurer le maintien d'un effort de

Tableau 45 — Coûts du brut, taxes comprises, selon les origines et les contrats

(en dollars/t. m.)

	Moyen-Orient		Libye		Sahara		Venezuela
	Anciens contrats	Nouveaux contrats off-shore	Situation ancienne	Situation actuelle (régime «OPEC»)	Concessions actuelles	Association coopérative	
Coûts techniques	0,7-1,5	2 - 5 ⁽¹⁾	2,3-3,8	2,3- 3,8	6,5- 8,5	7,5- 8,5	3,5- 7
Taxes	5,7-6,1	6 - 5,1	7 -4,1	7,7- 6,9	5,1- 4,1 ⁽⁴⁾	6 - 5,2	6,5- 6 ⁽²⁾
Coûts taxes comprises ⁽³⁾	6,4-7,6	8,0-10,1	9,3-7,9	10 -10,7	11,6-12,6	13,5-13,7	10 -13

⁽¹⁾ Hypothèse de coûts techniques.

⁽²⁾ Taxes réduites pour les exportations vers l'Europe.

⁽³⁾ Les coûts de ce tableau sont repris à l'origine des bruts. Le tableau 47 mentionnant les coûts CIF permet plus aisément de se faire une idée de l'importance relative du coût des bruts de différentes origines.

⁽⁴⁾ Taxes tenant compte d'un coût technique plus élevé de 1 à 1,5 dollar/t en raison de l'application du tarif du pipeline appartenant à l'Algérie (3 dollars/t) correspondant à une charge parafiscale supplémentaire de 0,47 à 0,72 dollar/t.

recherche suffisant et diversifié permettant de contrecarrer toute pression injustifiée sur les prix.

La grande campagne de recherche en mer du Nord présente un très grand intérêt à cet égard; des découvertes importantes d'hydrocarbures dans cette région amélioreraient la position des pays consommateurs d'Europe.

Section 2 — Les transports maritimes

Au cours de la dernière décennie, le marché des frets pétroliers a été dominé par la modification rapide de la structure de la flotte, résultant de l'augmentation de la dimension des navires et de la réduction des coûts de construction. Les taux de fret spot très déprimés, consécutifs à la crise de Suez, se sont maintenus à un niveau très bas (à l'exception de quelques raffermissements saisonniers) reflétant les coûts d'exploitation des nouveaux navires. Ces taux bas ont entraîné un accroissement des démolitions des anciens navires et, par conséquent, un rajeunissement sensible de la flotte, phénomène qui se poursuivra au cours des prochaines années.

Parallèlement, les frets moyens (AFRA) ⁽¹⁾ ont diminué régulièrement, traduisant le dénouement des contrats d'affrètement à terme. D'autre part, l'élargissement de l'éventail des coûts en fonction de la dimension a donné lieu à la publication de deux, et ensuite de trois indices des frets moyens AFRA par catégories de navires ⁽²⁾.

Les coûts actuels du transport maritime reflètent essentiellement la réduction des coûts de la construction et l'augmentation de la dimension de la flotte.

Les coûts de construction qui, en hausse au cours des années 50, avaient atteint en 1956 un maximum de 240 dollars/tdw, sont tombés dans le courant de 1964 à des minima de 145 dollars/tdw pour des tankers de 19 500 tdw, de 110 dollars/tdw pour des 45 000 tdw et même de 85 dollars/tdw, voire 75 dollars/tdw, pour les plus gros tonnages.

Les coûts actuels de transport pour les tankers de construction récente, compte tenu d'un amortissement en 20 ans et d'un taux d'intérêt de 6 %, correspondent aux ordres de grandeur suivants :

19 500 tdw	Intascale — 30 %
53 000 tdw	» — 57 %
85 000 tdw	» — 63 %
100 000 tdw	» — 70 %

⁽¹⁾ L'AFRA (Average Freight Rate Assessment) est une indication du niveau des frets pétroliers (moyenne pondérée) établie tous les six mois par un groupe de courtiers de Londres en tenant compte des taux d'affrètement à long et à court terme, y compris les « spots », les navires appartenant aux compagnies pétrolières entrant dans le calcul sur la base des taux à long terme.

⁽²⁾ Du 1-7-59 au 30-6-64, distinction entre navires de 13 500 à 24 999 tdw et de 25 000 tdw et plus; à partir du 1-7-64, distinction entre navires de 15 000 à 24 999 tdw, de 25 000 à 44 999 tdw et de 45 000 à 69 999 tdw.

L'utilisation de navires de plus grande dimension dépend des installations portuaires, du parc de stockage à terre et donc de l'importance des marchés desservis et, enfin, de la profondeur du canal de Suez. Celui-ci est progressivement approfondi et permet depuis peu le passage de navires d'environ 70 000 tdw en charge et pratiquement sans limite sur ballast.

La dimension moyenne des tankers était de 27 000 tdw en 1964; selon certaines estimations, elle atteindrait en 1970 38 000 tdw pour l'ensemble de la flotte et dépasserait 55 000 tdw pour les transporteurs de brut de plus de 30 000 tdw.

Les coûts de transport actuels des grandes compagnies pour l'ensemble de leur flotte sont estimés à Intascale — 30 à — 40 %, tandis que le coût moyen pour le transport de brut du Moyen-Orient en Europe se situerait à Intascale — 40 à — 50 %, taux proches de ceux atteints pour les affrètements à temps pour des navires de 45 000 à 55 000 tdw.

Pour l'avenir, on a de bonnes raisons de penser que si le coût de la construction n'augmente pas sensiblement, le coût du transport de brut du Moyen-Orient en Europe se situerait à :

Intascale — 50 vers 1970

Intascale — 60 en 1975-1980

Tableau 46 — Coûts du transport maritime pour quelques trajets à différents taux de fret

(en dollars/t. m.)

	Frets Intascale			
	— 30 %	— 40 %	— 50 %	— 60 %
<i>Du Moyen-Orient</i>				
à Gênes	4,40	3,90	3,40	2,90
à Rotterdam	5,50	4,90	4,20	3,60
<i>De Libye</i>				
à Gênes	1,25	1,05	0,90	0,70
à Rotterdam	2,40	2,10	1,70	1,30
<i>D'Algérie</i>				
à Gênes	0,90	0,80	0,65	0,50
à Rotterdam	1,80	1,55	1,30	1,00
<i>Du Venezuela</i>				
à Gênes	3,65	3,10	2,60	2,10
à Rotterdam	3,45	2,95	2,45	1,95

Section 3 — Les coûts rendu en Europe des bruts de différentes origines

Le tableau 47 donne une estimation du coût des bruts de différentes origines pour différents taux de fret.

Tableau 47 — Coûts cif approximatifs de bruts de diverses origines

(en dollars/t. m.)

Destination	Origine	Moyen-Orient		Libye		Sahara		Venezuela
		Anciens contrats	Nouveaux contrats off-shore	Situation ancienne	Situation actuelle (régime «OPEC»)	Concessions actuelles	Association coopérative	
<i>Gênes</i>								
— actuellement (Intascale — 40 %)		10,40-11,60	—	10,45- 9,05	—	12,55-13,55	—	13,25-16,25
— dans quelques années (Intascale — 50 %)		9,90-11,10	11,50-13,65	10,30- 8,90	11 -11,7	12,35-13,35	14,30-14,50	12,75,15-75
<i>Rotterdam</i>								
— actuellement (Intascale — 40 %)		11,40-12,60	—	11,50-10,10	—	13,30-14,30	—	13,10-16,10
— dans quelques années (Intascale — 50 %)		10,70-11,90	12,30-14,45	11,10- 9,70	11,80-12,50	13,05-14,05	14,95-15,15	12,60-15,60

Note : Dans le calcul des valeurs cif, l'assurance et le coulage sont pris en compte à concurrence de 1 % de la valeur cif.

Les coûts rendu actuels correspondent aux coûts cif calculés sur la base d'un taux de fret de Intascale — 40 %.

Pour l'avenir (1970-1975), un taux de fret unique de Intascale — 50 % pourrait être retenu.

Les coûts rendu correspondant aux nouveaux contrats de concession donnent la limite supérieure que l'on peut avancer pour le futur dans l'état actuel des connaissances. Comme on l'a déjà dit, cette limite pourrait ne pas être atteinte par ces derniers si les compagnies concessionnaires n'étaient pas obligées de reprendre la part de production des pays producteurs.

Section 4 — Les frais de raffinage

Les frais de raffinage ont sensiblement diminué au cours des dernières années, non seulement en raison de l'augmentation des capacités unitaires, mais aussi du fait du progrès technique du secteur. C'est ainsi que les coûts retenus dans l'« Étude sur les perspectives... » peuvent aujourd'hui être réduits d'au moins 15 % pour des raffineries de capacité inchangée.

Le tableau suivant donne les ordres de grandeur des coûts de traitement (sans les combustibles et les pertes) obtenus dans des raffineries neuves de type européen (c'est-à-dire sans cracking) pour différentes qualités de brut; ces coûts comprennent la rémunération du capital.

Tableau 48 — Frais de raffinage pour des raffineries neuves de type européen, y compris la rémunération du capital (à l'exclusion des combustibles et des pertes)

(en dollars /t. m.)

Type de brut ° API	Irak/Arabie 35°	Kuwait 31°	Sahara et Libye 39-42° (1)
2 millions de t/an	4,5	4,3	5,2
4 millions de t/an	3,5	3,3	4,2
6 millions de t/an	3,-	2,9	3,6
8 millions de t/an	2,7	2,6	3,2

(1) Les frais de traitement plus élevés des bruts africains sont largement compensés par la production plus importante de distillats et par la meilleure qualité des produits en liaison avec la très faible teneur en soufre de ces bruts.

Le tableau 49 donne une ventilation de la capacité de raffinage des pays de la Communauté par classe de dimensions des raffineries. On constate que la capacité moyenne au 1^{er} janvier 1965 est de 2 750 000 t/an; si l'on néglige les raffineries de moins de 1 million de t/an qui ne représentent que 4,5 % du total, la capacité moyenne atteint 3 950 000 t/an. Par pays, les différences de capacité moyennes reflètent les dimensions plus grandes des raffineries côtières (Benelux) par rapport aux raffineries intérieures (Allemagne et, dans une certaine mesure, la France).

Tableau 49 — Capacité de raffinage dans la Communauté au 1^{er} janvier 1965*(en milliers de tonnes/an)*

	1 millions de t/an et moins		1 à 2 millions de t/an		2 à 4 millions de t/an		4 à 6 millions de t/an		Plus de 6 millions de t/an		Total des raffineries et des capacités			Total des raffineries et des capacités supérieures à 1 million de t		
	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage	Capacité moyenne	Nombre de raffineries	Capacité de raffinage	Capacité moyenne
Allemagne	10	6 420	3	5 500	16	49 050	1	4 400	1	7 000	31	72 370	2 330	21	65 950	3 140
Belgique	2	1 075	1	1 500	1	3 550	—	—	1	9 100	5	15 225	3 045	3	14 150	4 715
France	1	500	5	8 580	3	10 850	5	25 400	2	16 600	16	61 930	3 870	15	61 430	4 100
Italie	18	6 760	3	4 150	7	18 020	5	25 930	3	23 000	36	77 860	2 160	18	71 100	3 950
Pays-Bas	1	215	1	1 350	1	3 850	—	—	2	23 000	5	28 415	5 685	4	28 200	7 050
Communauté	32	14 970	13	21 080	28	85 320	11	55 730	9	78 700	93	255 800	2 750	61	240 830	3 950
Pourcentage		5,9		8,2		33,4		21,8		30,7		100			94,1	

Sources : Allemagne : Mineralöl-Wirtschaftsverband E.V.
France : Comité professionnel du pétrole.
Italie, Belgique, Pays-Bas : Petroleum Times du 8-1-1965.

Tableau 50 — Coûts approximatifs de la tonne de brut traitée en raffinerie côtière

(en dollars /t. m.)

Destination	Origine	Moyen-Orient		Libye		Sahara		Venezuela
		Anciens contrats	Nouveaux contrats off-shore	Situation ancienne	Situation actuelle (régime «OPEC»)	Concessions actuelles	Association coopérative	
<i>Sud de l'Europe</i>								
— actuellement (Intascale — 40 %)		13,70-14,9	—	14,65-13,25	—	16,75-17,75	—	16,55-12,55
— dans quelques années (Intascale — 50 %)		12,80-14,00	14,40-16,55	13,90-12,50	14,60-15,30	15,95-16,95	17,90-18,10	15,65-18,65
<i>Nord de l'Europe</i>								
— actuellement (Intascale — 40 %)		14,70-15,90	—	15,70-14,30	—	17,50-18,50	—	16,40-19,40
— dans quelques années (Intascale — 50 %)		13,60-14,80	15,20-17,35	14,70-13,30	15,40-16,10	16,65-17,65	18,55-18,75	15,50-18,50

Pour l'avenir, on peut prévoir une forte augmentation des capacités moyennes en raison de l'expansion de la demande de pétrole, de l'élimination des petites raffineries et de l'extension des raffineries moyennes.

Dans les années 1970-1975, les coûts de traitement moyens dans la Communauté devraient se rapprocher des chiffres figurant au tableau pour les raffineries de 6 m.t./an, à condition toutefois que d'ici là n'apparaissent pas de modifications importantes dans les rendements par produits, consécutifs à un changement de la structure par produits de la consommation.

Section 5 — Les coûts de distribution

L'analyse des coûts de la distribution couvre le transport du pétrole brut des ports d'importation aux raffineries intérieures ainsi que toutes les opérations commerciales et d'exploitation qui suivent le raffinage. Les coûts englobent les marges allouées par les compagnies de distribution aux intermédiaires grossistes et agents, ainsi qu'aux gérants des points de vente de carburants, mais ne comprennent pas les rabais accordés directement aux consommateurs finals.

Les différences de coûts de distribution au sein d'un pays, ou même d'une région de la Communauté, sont dues à une série de facteurs techniques et commerciaux :

- entre les produits, les coûts varient fortement en raison des circuits de distribution aux consommateurs finals; ainsi le fuel n'entraîne que des frais de transport pour d'importantes livraisons en vrac tandis que la fourniture de carburants aux automobilistes exige des réseaux de points de ventes coûteux;
- entre compagnies, les coûts varient d'une manière sensible suivant leur importance et leur ancienneté sur un marché déterminé. Ceci est vrai, en particulier, pour la distribution de carburants par les réseaux.

Pour ces motifs, l'examen des coûts de distribution est forcément limité à certains types de compagnies; il a été effectué sur base des réseaux de distribution existants pour les deux groupes de réseaux suivants :

- les « grands réseaux » comprennent les compagnies importantes dans un marché déterminé, qui ont une intégration verticale très poussée ou non, qui vendent toute la gamme des produits et possèdent au moins 10 % du marché;
- les « réseaux moyens » comprennent les compagnies intégrées ou non, qui vendent ou non toute la gamme des produits et détiennent, dans un marché déterminé, une part de l'ordre de 5 %.

Au cours des dix dernières années, l'intensité de la concurrence sur les marchés de la Communauté a accéléré l'effort de rationalisation des méthodes de distribution. De plus, les coûts ont encore diminué en raison de la forte augmentation de la demande qui a provoqué une réduction du montant unitaire des frais fixes et permis une transformation importante de l'infrastructure de distribution :

- l'implantation, dans les centres de consommation, de raffineries reliées par oléoducs aux ports d'importation, a éliminé une partie appréciable des transports traditionnels;

- l'emploi de chalands et de camions de plus grandes capacités s'est développé parallèlement à l'augmentation des livraisons unitaires aux consommateurs;
- l'utilisation de « pipelines » de produits a commencé à s'imposer sur quelques liaisons.

Tandis que le tableau 51 résume les coûts de distribution des grands réseaux pour différentes régions de la Communauté, le tableau 52 donne un aperçu par pays des coûts de ces mêmes compagnies par canal de distribution. Ce dernier tableau n'a d'autres buts que d'indiquer :

- les fortes différences qui existent entre les coûts par produit;
- les écarts entre les frais de distribution des carburants suivant le canal utilisé;
- le niveau des marges accordées aux gérants des points de ventes.

L'étude analytique des coûts montre le rôle déterminant de facteurs institutionnels, géographiques et économiques sur le niveau des frais de distribution. Les coûts sont également influencés par les pratiques commerciales et les moyens techniques utilisables pour transporter les produits des raffineries aux consommateurs.

Tableau 51 — Récapitulation des coûts de distribution des grands réseaux (Automne 1965)

(en dollars / t. m. de produits) ⁽¹⁾

Pays Régions	Essences autos	Gas-oil	Fuels domestiques	Fuels ⁽²⁾ résiduels
<i>Allemagne (R.F.)</i>	42,50	8	5,2	1,5
— Schleswig-Holstein-Hambourg	41	6,8	4	1
— Rhénanie-du-Nord-Westphalie	41	7	4,1	1,1
— Bavière	44,1	9,3	6,6	2,6
— Sarre	43,5	9	6	2
<i>Belgique</i>	31,2	12	4,7	1,4
<i>France</i>	30	10,5	5,9	1,6
— Paris et région parisienne	33	11	5	1,6
— Méditerranée	27,9	9	4,5	1,1
— Est	29,2	10,6	6	1,9
<i>Italie</i>	35	24 ⁽²⁾	5	1,9
— Nord	34,5	23,5 ⁽²⁾	4,2	1,8
— Centre	35,2	24,2 ⁽²⁾	4,9	1,9 ⁽³⁾
— Sud	35,8	24,7 ⁽²⁾	5,4	2,1 ⁽³⁾
<i>Luxembourg</i>	39	14,3	6,2	3
<i>Pays-Bas</i>	33	10,5	4	1

⁽¹⁾ Les chiffres du tableau représentent des coûts moyens calculés sur base des livraisons réalisées en 1964 et 1965 par les différents canaux de distribution : réseau des compagnies, réseau sous contrat, hors réseau, agriculture, batellerie, grossistes.

⁽²⁾ Près de 80 % de la consommation italienne de gas-oil étant distribués par les réseaux de points de vente de carburants, les coûts moyens sont fortement influencés par le montant des charges d'exploitation et d'amortissement des postes de distribution. En ce qui concerne la France et l'Allemagne, le pourcentage des livraisons de gas-oil par les points de vente des carburants n'atteint respectivement que 30 % et 15 % environ de la consommation totale de ce produit.

⁽³⁾ Exception faite de l'Italie du Centre et du Sud, où la majeure partie des ventes s'effectue ex-raffinerie, les coûts de distribution des compagnies englobent les frais de livraison de produits aux consommateurs.

Tableau 52 — Coûts de distribution ⁽¹⁾ des grands réseaux (Automne 1965)

(en dollars / t. m. de produits)

Produits Secteurs	Allemagne			Belgique			France ⁽²⁾			Italie			Luxembourg			Pays-Bas		
	Mar- ges	Autres frais ⁽³⁾	Total	Mar- ges	Autres frais ⁽³⁾	Total	Mar- ges	Autres frais ⁽³⁾	Total	Mar- ges	Autres frais ⁽³⁾	Total	Mar- ges	Autres frais ⁽³⁾	Total	Mar- ges	Autres frais ⁽³⁾	Total
<i>Essence autos</i>																		
Réseau des compagnies	19	27	46	12	25	37	14	23	37	15	26	41	16	31	47	} 20	16	36
Réseau sous contrats	49	6	55	19	15	34	31	3	34	15 ⁽⁴⁾	19 ⁽⁴⁾	34 ⁽⁴⁾	22	20	42			
Hors réseau	—	4,2	4,2	—	3,5	3,5	—	3	3	—	4	4	—	5,2	5,2	—	2,7	2,7
<i>Gas-oil</i>																		
Réseau des compagnies	10	27	37	9	25	34	7	23	30	5	26	31	8	31	39	} 13	16	29
Réseau sous contrats	27	6	33	10	15	25	25	3	28	6	19	25	11	20	31			
Hors réseau	—	4,2	4,2	—	4,2	4,2	—	3	3	—	6	6	—	5,7	5,7	—	2,7	2,7
<i>Fuel domestique</i>	—	5,2	5,2	—	4,7	4,7	—	5	5	—	5	5	—	6,2	6,2	—	4	4
<i>Fuels résiduels</i>	—	1,5	1,5	—	1,4	1,4	—	1,6	1,6	—	1,9	1,9	—	3	3	—	1	1

⁽¹⁾ Les coûts comprennent les frais d'approvisionnement des raffineries intérieures.⁽²⁾ Coûts pour Paris et la région parisienne.⁽³⁾ Autres frais : frais de transport + frais fixes et frais variables d'exploitation.⁽⁴⁾ Y compris les kiosques appartenant aux compagnies.

Ces facteurs interviennent d'une manière simultanée mais avec une pondération variable selon les pays, ce qui rend difficile la fixation de l'importance relative de chacun d'eux. Dans ces conditions, on s'est référé à des évaluations moyennes qui conduisent à faire les observations suivantes :

1. Pour tous les produits en général, les frais de mise en place varient non seulement en fonction du lieu d'implantation des raffineries par rapport aux centres de consommation, mais également suivant certaines caractéristiques géographiques locales, ainsi qu'en fonction de l'infrastructure des transports.

Les Pays-Bas et la Belgique sont particulièrement favorisés par un réseau très dense de voies navigables reliant les raffineries côtières aux villes principales. L'Italie bénéficiant d'un développement côtier important, peut utiliser des caboteurs pour le transport d'une partie appréciable de sa consommation de produits raffinés. La position du Rhin, du Rhône et de la Seine facilite les mouvements de produits à l'aide de péniches de forts tonnages en Allemagne et en France.

2. Pour les carburants, on constate une assez grande dispersion des débits et des modalités juridiques d'implantation des points de ventes, ainsi que des conditions d'exploitation.

Ici interviennent :

- les réglementations restrictives en matière de construction de points de ventes en France et aux Pays-Bas qui s'opposent aux régimes de liberté en vigueur en Allemagne et en Belgique où la concurrence des distributeurs indépendants est par conséquent la plus vive,
- l'importance plus grande des investissements fixes (prix et location des terrains, coût d'aménagement des réseaux de points de ventes) dans le total des coûts, particulièrement en Allemagne et en Italie, ainsi que dans une moindre mesure en France,
- la part des marges des détaillants et autres intermédiaires qui, en Allemagne est destinée à couvrir une portion des rabais accordés aux consommateurs,
- les différences entre les législations sociales et le niveau des rémunérations dans les pays de la Communauté,

3. En ce qui concerne les distillats moyens et les fuels oils, on relève principalement les variations régionales des marges allouées aux intermédiaires moyens selon l'intensité de la concurrence. C'est le cas en Allemagne et en Belgique.

Les coûts de distribution des réseaux moyens peuvent être de 20 à 30 % supérieurs à ceux des grands réseaux établis depuis longtemps sur les marchés. Non seulement, la constitution d'un réseau de carburants requiert un investissement plus important que par le passé, mais le débit des installations des grands réseaux est supérieur à celui des réseaux moyens. Pour les nouveaux venus ces écarts représentent les sacrifices qu'ils ont estimés nécessaires pour conquérir des marchés nouveaux; pour les petites sociétés de distribution, ils peuvent être compensés par des conditions d'approvisionnement plus favorables. L'ancienneté et la notoriété dont bénéficient les grands réseaux expliquent ces grandes différences qui se reflètent dans le montant des frais fixes, ainsi que dans celui des frais variables.

Le tableau 53 permet de se rendre compte des écarts de coûts entre les deux groupes de réseaux et donne une estimation de l'évolution future des frais qui se caractérise par une légère diminution comparativement aux niveaux actuels :

- en matière de transport et d'implantation des dépôts, un gros effort de rationalisation a été fourni. La croissance rapide de la consommation permettra encore de réaliser quelques économies grâce à l'augmentation du débit des installations existantes et à l'extension du transport des produits par pipelines;
- en ce qui concerne la distribution de carburants par les réseaux, l'augmentation des débits unitaires permettrait d'importantes économies, à condition que l'on parvienne à éviter le suréquipement dans l'intérêt général des consommateurs et des exploitants. A défaut d'intervention des pouvoirs publics en ce domaine, il n'est pas exclu que la rationalisation de la distribution de carburants ne puisse se poursuivre que par une transformation des procédés traditionnels entraînant la désuétude rapide des réseaux actuels dans des conditions telles que les réductions de coûts ne pourraient intervenir qu'à mesure de l'amortissement des investissements considérables qu'impliquera une telle opération.

Tableau 53 — Coûts de distribution de pétrole brut (sur base de la structure de consommation par produits)

(en dollars/t. m.)

Pays	1965		Dans quelques années	
	Grands réseaux	Réseaux moyens	Grands réseaux	Réseaux moyens
Allemagne (R.F.)	12	14	11,5	13
Belgique	10	12	9	11,5
France ⁽¹⁾	11	12	10,5	11
Italie ⁽¹⁾	10,5	12	10	11
Luxembourg	11	12	10	11
Pays-Bas	8	9,5	7,5	8,5

⁽¹⁾ Les coûts couvrent également le transport de produits finis à l'aide de caboteurs.

Section 6 — Essai de récapitulation de la tendance des coûts

A terme, il semble que les coûts des compagnies ayant une intégration verticale très poussée pourraient se maintenir au niveau des coûts actuels. L'accroissement possible des coûts fiscaux à la production et même des coûts techniques (production off-shore au Moyen-Orient) serait compensé par la réduction des frais de transport, de raffinage et de distribution.

Le tableau 54 donne une récapitulation des tendances d'évolution des coûts qui ont été avancées dans les sections précédentes pour les grandes compagnies au cours des prochaines années.

Tableau 54 — Diminution ou augmentation des coûts par rapport à leurs niveaux actuels

(en dollars/t. m. de pétrole brut)

Secteurs de l'industrie pétrolière	Origine du pétrole brut		
	Moyen-Orient	Libye	Sahara
Coûts de production :			
— coûts techniques	0 à + 2	0	0
— coûts fiscaux	+ 0,5 à + 1	0 à + 0,5 ⁽¹⁾	± 1
Transports maritimes	— 0,4 à — 1,3	— 0,2 à — 0,8	— 0,2 à — 0,6
Raffinage	— 0,4 à — 0,6	— 0,5 à — 0,7	— 0,5 à — 0,7
Distribution	— 0,5 à — 1	— 0,5 à — 1	— 0,5 à — 1
Tendance globale des coûts	— 0,8 à + 0,1	— 1,2 à — 2	— 1,7 à — 0,2

⁽¹⁾ Après la récente hausse intervenue à fin 1965.

En ce qui concerne les compagnies moyennes, il est très difficile d'estimer les tendances d'évolution de leurs coûts totaux, étant donné que nombre d'entre elles ne sont que partiellement intégrées ou sont handicapées par la répartition inégale de leur activité entre les différents secteurs de l'industrie pétrolière. Les situations sont, en effet, très diverses d'une compagnie à l'autre; dans certains cas, les disponibilités de brut sont faibles, tandis que dans d'autres la dimension de leurs marchés est insuffisante et inégalement répartie entre les régions de la Communauté. C'est au stade de la distribution et dans une moindre mesure des transports intérieurs que le handicap de la dimension est le plus sensible pour ces compagnies. Avec l'augmentation du marché, on peut supposer que les frais de distribution des compagnies moyennes tendront à se rapprocher progressivement de ceux des grandes compagnies.

En conclusion de cette analyse des coûts du pétrole, il semble utile de rappeler qu'il est impossible de déterminer les coûts moyens des produits pétroliers, puisqu'il s'agit de produits liés. Seul peut être calculé pour un produit le coût résiduel qui dépend alors des prix obtenus pour les autres produits, ou le coût marginal selon que l'on vise la réduction ou l'augmentation de la production d'un produit, celle des autres restant inchangée.

Étant donné le rôle que le fuel oil joue depuis une dizaine d'années dans l'évolution du marché de l'énergie de l'Europe, il est intéressant de donner ici une estimation de son coût en développement (ou coût marginal à long terme ⁽¹⁾) pour les compagnies intégrées les mieux placées, car les prix d'un produit dont le marché se développe plus rapidement que celui des autres ne peuvent durablement se situer en dessous de son coût marginal à long terme.

⁽¹⁾ En termes économiques, le coût marginal d'un produit lié s'obtient en faisant la différence des coûts globaux de deux ensembles de produits qui ne diffèrent l'un de l'autre que par une variation des quantités du produit dont on cherche le coût marginal.

Cette estimation est basée sur le traitement de brut lourd du Moyen-Orient (inférieur ou égal à 31°API) étant donné que c'est cette région qui continuera, selon les connaissances actuelles, à constituer la source marginale de pétrole pour l'Europe. Par ailleurs, on a pris en considération un coût de transport marginal correspondant à intascale — 60 %.

D'autre part, il semble vraisemblable qu'à l'intérieur du Moyen-Orient, le développement de la production des anciennes concessions sera suffisant pendant de longues années pour assurer l'offre marginale de fuel.

Toutefois, il paraît utile de faire apparaître le coût du fuel qui résulterait de l'exploitation des nouvelles concessions, afin de mesurer l'incidence d'une limitation éventuelle de l'essor de la production des anciennes.

Tableau 55 — Coût en développement du fuel lourd ex raffinerie côtière (au départ du Moyen-Orient)

(en dollars/t. m.)

	Aujourd'hui	Dans quelques années	Nouvelles concessions
Coût de production, taxes comprises, des bruts lourds/31° API	6,5	7	8,0 à 8,5
Transports maritimes	4,2	3,6	3,6
Raffinage	1,-	1,-	1,-
Frais généraux, stockage	0,5	0,5	0,5
Total en Europe du Nord	12,2	12,1	13,1 à 13,6
Total en Europe méridionale	11,4	11,4	12,4 à 12,9

Le coût franco consommateur varie suivant les régions de la Communauté; il est supérieur au coût ex-raffinerie côtière dans des limites qui oscillent de 0,5 dollar/t.m. aux Pays-Bas et dans la zone côtière méditerranéenne à 1,5 dollar/t.m. en Bavière.

On constate donc que les coûts pourraient se maintenir à l'avenir au niveau des coûts actuels, ou même baisser modérément, si les taxes à la production demeurent à peu près ce qu'elles sont aujourd'hui. Les coûts du fuel provenant de la production des nouvelles concessions se situeraient à un niveau plus élevé de 1 à 1,5 dollar/t.m. à moins que les coûts techniques d'exploitation des gisements qui seront découverts se situent à un niveau comparable à celui des champs les plus importants.

Dès à présent, il convient d'attirer l'attention sur le fait que ces estimations de coût en développement ne constituent pas des prévisions de prix, mais seulement des termes de référence pour l'appréciation de l'évolution de ces derniers. Cette référence pourrait ne plus être valable au cas où des modifications profondes de la structure par produits du raffinage en Europe entraîneraient une diminution relative de la production de fuel. Le développement rapide d'autres sources d'énergie, en particulier du gaz naturel et à plus long terme de l'énergie atomique, pourrait donner lieu à une telle situation.

Section 7 — Schéma possible d'évolution de la production mondiale

L'évolution de la production mondiale et sa répartition par régions découlent non seulement de l'analyse combinée des perspectives de coûts et du développement de la consommation par région mais également de la répartition actuelle des réserves et de leur évolution probable.

Le schéma possible de production présenté au tableau 56 comporte des fourchettes assez larges pour la fin de la période envisagée en raison des incertitudes qui pèsent sur l'évolution de la production par régions et qui sont analysées ci-dessous. Toutefois, il présuppose que les conditions techniques et réglementaires particulières à chaque région de production ne se modifieront pas profondément au cours de la période envisagée.

Ce schéma ne constitue pas une prévision régionale de production, mais plutôt une hypothèse de travail. Il ne mentionne pas d'exportations des pays de l'Est vers les pays occidentaux, en raison de l'incertitude qui pèse sur l'ampleur des échanges futurs avec les pays communistes. Selon un certain nombre d'études et d'opinions récentes ⁽¹⁾, confirmant d'ailleurs les estimations des perspectives, la capacité d'exportation d'hydrocarbures de l'U.R.S.S. vers les pays occidentaux pourrait représenter quelque 100 millions de tonnes/an aux environs de 1980; cette quantité ne serait que partiellement affectée par le montant des importations.

L'évolution d'ici 1970 prolongera et confirmera les tendances observées au cours des dernières années. La croissance des capacités de production, liée à l'importance des réserves, laisse prévoir le maintien de la situation d'abondance de l'offre sur le plan mondial. La fourchette donnée pour le Moyen-Orient a été retenue pour absorber les variations possibles de la consommation dans certaines régions du monde.

Pour 1980, les hypothèses fortes et faibles de production de pétrole traduisent les incertitudes qui pèsent, non seulement sur le volume de la consommation totale, mais également sur sa répartition par région.

On a retenu deux hypothèses de travail :

- dans l'une, les États-Unis et le Canada accroîtraient leur production nationale et importeront essentiellement de l'hémisphère occidental. Les deux hémisphères resteraient assez bien séparés à l'avenir pour ce qui concerne la majeure partie de leurs approvisionnements. Subsisterait un courant d'importations en Europe de brut vénézuélien, qui s'explique par des considérations de qualité et par la structure des disponibilités de certaines compagnies.
- dans l'autre hypothèse, l'Amérique du Nord accroîtrait plus lentement sa production; à cette évolution correspondrait une augmentation plus forte de la production en Amérique du Sud, et un certain recours à l'hémisphère oriental, en particulier au Moyen-Orient qui aurait également à compenser des productions faibles en Europe, en Afrique et en Asie.

⁽¹⁾ Notamment : « Impact of Oil Exports from the Soviet Block », National Petroleum Council - Washington D.C., première édition et révision récente.

Tableau 56 — Schéma possible d'évolution de la production de pétrole ⁽¹⁾ dans le monde occidental en 1970 et 1980*(en millions de tonnes d'équivalent de brut)*

Régions	Production en millions de tonnes				Taux moyen annuel en %		
	1965	1970	1980		1965-1970	1970-1980	
			(*)	(*)		(*)	(*)
États-Unis	436	500	660	560	2,8	2,8	1,1
Canada	41	55	150	100	6,1	10,5	6,1
Venezuela	180	190	220	280	1,1	1,5	4,0
Reste hémisphère occidental	59	85	120	120	7,6	3,5	3,5
Total hémisphère occidental	716	830	1 150	1 060	3,0	3,3	2,5
Europe occidentale	21	25	50	30	3,5	7,2	1,9
Afrique	102	200	400	300	14,4	7,2	4,2
Moyen-Orient	425	695/725	1 035	1 490	10,3/11,3	4,1/3,6	7,9/7,5
Asie-Australie	33	50	90	70	8,7	6,0	3,4
Total hémisphère oriental	581	970/1 000	1 575	1 890	10,8/11,5	5,0/4,6	6,9/6,6
Total Monde non communiste	1 297	1 800/1 830	2 725	2 950	6,8/7,1	4,2/4,0	5,1/4,9

⁽¹⁾ Y compris les condensats associés au gaz naturel.^(*) Hypothèse de production forte d'énergie dans les pays industrialisés et recours élevé de la part de l'Europe et du Japon au charbon américain.^(*) Hypothèse de production faible en Amérique du Nord et en Europe et appel faible au charbon américain d'exportation.

Par grandes régions, les perspectives de production se présentent de la manière suivante :

A — L'hémisphère occidental

- La branche forte de la fourchette indiquée pour les États-Unis implique une production significative à partir des sables et des schistes bitumineux; elle suppose que la politique pétrolière de ce pays ne sera pas modifiée profondément. Ceci implique le maintien du « pro-rationing » de la production et des restrictions à l'importation avec des adaptations régionales en ce qui concerne ces dernières. La politique des États-Unis tiendrait compte, dans une large mesure, des disponibilités de pétrole et de gaz du Canada, tout en intégrant dans son approvisionnement les importations en provenance du Venezuela, le développement de ces dernières étant capital pour l'économie de ce pays.
- L'estimation faible de la production des États-Unis correspond à l'hypothèse où ce pays infléchirait sa politique pétrolière et deviendrait plus largement importateur grâce notamment à l'amélioration du climat international.
- Au Canada, la branche faible de la production correspond à la couverture de la consommation du pays à partir des ressources nationales, indépendamment des échanges qui peuvent avoir lieu avec les États-Unis et le Venezuela.

B — L'hémisphère oriental

Les principales sources d'approvisionnement de l'hémisphère oriental sont actuellement les pays du Moyen-Orient, l'Algérie, la Libye et dernièrement le Nigeria. Dans l'état actuel, il n'y a pas de raison de supposer que cette situation se modifie profondément d'ici 1980.

- La fourchette indiquée pour l'Afrique reflète les incertitudes liées au développement d'une région productrice récente. La branche forte prend en considération principalement la Libye où la production atteindrait déjà quelque 125 millions de t vers 1970. Selon la presse technique et les experts en la matière, une limite supérieure de 400 millions de t pour l'Afrique en 1980 paraît raisonnable.
- La fourchette très large retenue pour le Moyen-Orient est d'abord la contre-partie de celle de l'Afrique, mais découle cependant pour la majeure partie des écarts très importants entre les limites supérieures et inférieures de la consommation en Europe occidentale et au Japon. Elle reflète enfin les incertitudes pesant sur le volume des importations des États-Unis.

En résumé, les conclusions suivantes se dégagent du tableau 56 :

- l'importance relative de la production des États-Unis — ainsi que celle de la production de l'hémisphère occidental — diminue considérablement;
- ceci est le reflet logique du fait que l'Europe occidentale et le Japon sont les régions où la consommation augmente le plus rapidement et que leur approvisionnement est assuré le plus économiquement par le Moyen-Orient et l'Afrique;
- cette situation implique une croissance très rapide de la production de ces dernières régions dont la part relative dans la production mondiale représenterait à la limite près de 60 % du total du monde libre en 1980.

Chapitre 3

Les prix

La démarche suivie dans ce chapitre a consisté, au départ de l'analyse de l'évolution récente des prix et des relations prix/coûts sur les marchés de la Communauté, à dégager les facteurs susceptibles de modifier ces relations à l'avenir. Si pour un horizon relativement rapproché, soit 1970, il est encore possible de donner une évaluation des tendances des prix, par contre pour un avenir plus lointain, en l'occurrence 1980, on devra se contenter d'émettre différentes hypothèses d'évolution des prix en relation avec les facteurs qui en conditionnent la réalisation.

Section 1 — Évolution récente

L'historique de la formation des prix pétroliers et des différents systèmes de prix utilisés a été exposé dans l'annexe 11 des « Perspectives » à laquelle on se référera utilement. On rappellera simplement ici que les cotations internationales ne constituent plus un élément déterminant de l'appréciation des prix pétroliers en Europe. Toutefois, on a cru utile de retracer l'évolution des cotations fob de 1959 à 1965 pour les principaux marchés d'exportation (Caraïbes et golfe Persique), ainsi que pour le marché américain (golfe du Mexique) (voir tableau 1 de l'annexe 3). On notera pour ce dernier l'évolution différente des prix résultant du contingentement des importations aux États-Unis : alors que les prix des essences et surtout des gasoils se sont progressivement détériorés aux Caraïbes et au golfe Persique, ils se raffermissent en fin de période au golfe du Mexique.

Pour l'Europe du Nord on dispose de deux cotations à l'importation qui donnent une idée de l'évolution des prix au cours des dernières années, même si leur valeur est inégale (voir tableau 2 de l'annexe 3). Le « Channel port index » est censé représenter les prix de livraison cif dans un port de la Manche, c'est-à-dire en Grande-Bretagne, mais la presse spécialisée a émis les plus expresses réserves sur la signification de cette cotation qui d'ailleurs est peu utilisée par l'industrie. L'« European Barge price »⁽¹⁾ relate les prix effectifs de vente, ou d'offres fermes à des importateurs indépendants d'Allemagne pour des cargaisons entières ex dépôts et paraît représenter assez fidèlement les transactions de gros en Allemagne et dans le Benelux, mais porte sur un volume très peu important.

(1) Publiés par l'Außenhandelsverband für Mineralöl E.V. (A.F.M.).

Aussi est-il nécessaire de concentrer l'analyse sur les prix effectifs qui souvent ne peuvent être estimés que par sondages. Le tableau 3 de l'annexe 3 donne les prix effectifs moyens en vigueur dans les différents pays de la Communauté en automne 1965. Leur évolution récente appelle les commentaires suivants :

Les prix à la pompe des carburants ont relativement peu varié sinon pour refléter certaines augmentations de taxes et les variations des structures de prix lorsqu'elles existent ⁽¹⁾. Pour les compagnies intégrées qui sont présentes depuis longtemps sur un marché, ces prix sont restés satisfaisants en dépit de l'augmentation importante des marges accordées aux détaillants lors de la conclusion de nouveaux contrats. Cette situation résulte non seulement de l'inélasticité du marché des carburants par rapport aux prix mais surtout des difficultés d'accès au marché pour les nouveaux venus. Pour ces derniers, en effet, l'importance des investissements dans les nouveaux réseaux et les coûts de distribution élevés qui en résultent, réduisent les « net back » raffineries à un niveau proche sinon inférieur à celui des prix de vente des essences hors réseau.

Le marché de gros des essences, dont les cotations AFM donnent une idée des prix pour l'Europe du Nord, a continué à se déprimer pour tomber aux alentours de 17 à 19 dollars/t pour l'essence et de 24 à 25 dollars/t pour le supercarburant ex-raffinerie en Allemagne et dans le Benelux.

Les prix ex raffinerie des fuels lourds se sont encore en peu déprimés pour se situer aux alentours de 11 à 12 dollars/t avec des chutes saisonnières en dessous de 10 dollars/t.

Mais la modification la plus marquante est constituée par la chute (20 à 30 %) des prix des distillats moyens. Les prix de ceux-ci étaient restés relativement fermes (environ 28 à 30 dollars/t ex raffinerie) jusqu'au printemps 1964, en raison d'une certaine tension de l'offre face à une demande en croissance très rapide. La baisse des prix à un niveau de 20-23 dollars/t ex raffinerie, déclenchée lors de la mise en service des raffineries du Sud de l'Allemagne, résulte d'un ensemble de facteurs structurels :

- l'arrivée de quantités massives de brut libyen à haut rendement en distillats moyens, auxquelles s'ajoutent aujourd'hui des quantités plus modestes de brut nigérien aux caractéristiques similaires;
- l'équipement de raffineries d'unités de Visbreaking permettant d'accroître le rendement gasoil;
- l'effort de conquête de marchés des producteurs indépendants de brut libyen qui, comme on l'a noté au chapitre 2, ont bénéficié d'un régime fiscal à la production favorable;
- la concurrence du gaz naturel qui a commencé à se manifester sur le marché des Pays-Bas;
- la croissance des excédents de gasoil en Italie en raison d'un régime fiscal en voie de modification qui en interdit l'usage comme combustible.

⁽¹⁾ En Allemagne et en Italie, les prix des essences ne sont pas établis sur la base d'une structure d'importation.

Quant au marché français auquel le système de la loi de 1928 assure des prix plus rémunérateurs, il s'est lentement détérioré à la suite notamment de la suppression de l'interdiction de pratiquer des rabais de plus de 5 % sur le fuel lourd, intervenue à la fin de 1963. Les prix des fuels lourds ont diminué, semble-t-il, d'environ 2 à 3 dollars/t et ceux des fuels domestiques de 4 à 5 dollars/t pour se situer respectivement à environ 15 dollars/t et 25 dollars/t ex raffinerie (zone Atlantique).

Les relations prix/coûts, encore qu'elles soient très difficiles à apprécier, semblent ne s'être détériorées que faiblement pour les grandes compagnies intégrées en raison des réductions de coûts analysées dans le chapitre 2. En particulier, ces réductions de coûts ont permis le maintien à moyen terme des prix du fuel oil qui avaient été auparavant jugés comme anormalement bas.

Mais, si les valorisations des produits ramenées à la tonne de brut pour les différents marchés en fonction de la structure de la consommation intérieure de ceux-ci (voir tableau 57) sont encore relativement satisfaisantes pour les grandes compagnies disposant du brut au coût, il n'en va pas de même, semble-t-il, pour les compagnies moyennes à la conquête de marchés en Europe ayant souvent un approvisionnement plus coûteux et des frais de distribution plus élevés. Seuls les producteurs de brut libyen ont été jusqu'à une date récente dans une position plus favorable.

Tableau 57 — Récapitulation des résultats ex raffineries côtières (Période automne 1965)

	Allemagne	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas
	1. En dollars par t.m. de produits pour les grands réseaux ⁽¹⁾					
Essence normale	34	30	34	25	40	51
Essence super	53	42	42	38	48	53
Total essences	40	37	38	32	44	52,5
Gas-oil moteur	31	23 ⁽⁴⁾	27	18,5	28	26
Fuel domestique	21	22	25	12,5	21	20
Fuels résiduels	11	12	15	11,5	13	11
Autres produits	30	29	35	30	30	30
	2. En dollars par t.m. tous produits ⁽⁵⁾					
(A) Grandes compagnies ⁽¹⁾	18,5	17,5	21,5	15	19	19
(B) Autres compagnies ⁽²⁾	16,5	16	20,5	14	17	17
(C) Nouveaux venus ⁽³⁾	15	15,5	—	—	—	—

⁽¹⁾ Grands réseaux vendant toute la gamme de produits et ayant au moins 10 % du marché.

⁽²⁾ Réseaux moyens vendant ou non toute la gamme des produits suivant des proportions très variables de compagnie à compagnie ayant moins de 10 % du marché.

⁽³⁾ Nouveaux venus dans un marché déterminé.

⁽⁴⁾ Le gas-oil moteur Belgique comprend une part du gas-oil utilisé pour le chauffage domestique.

⁽⁵⁾ Sur la base de la structure de la consommation intérieure.

Les tableaux 4 et 5 de l'annexe 3, donnant à titre d'exemple la valorisation pour les grandes compagnies de quelques qualités courantes de pétrole brut pour des rendements de raffinage du type européen (topping/reforming), illustrent mieux

encore cette situation de marché. Toutefois, il ne faut pas perdre de vue que la valorisation ex raffinerie des raffineurs indépendants est inférieure de 1,5 à 2 dollars par t.m. de brut à celle des grandes compagnies (cf. : tableau 53 et chapitre 2 : coûts de distribution). On notera en outre que si la valorisation des bruts lourds s'est peu modifiée, par contre, celle des bruts plus légers est devenue nettement plus faible, en raison de la chute des prix des distillats moyens. Cette tendance pourrait se maintenir à l'avenir dans la mesure où l'offre de bruts légers continuera à croître rapidement.

Enfin, le marché non intégré du brut ne s'est guère modifié. Les importations de brut russe ont progressé plus lentement que par le passé. Les contrats de fourniture de brut à long terme par les grandes compagnies semblent avoir suivi le développement du marché, tandis que, d'autre part, ces mêmes compagnies ont commencé à reprendre, dans certains cas, la production d'indépendants américains n'ayant pas de débouchés en Europe. Les rabais consentis ont vraisemblablement dû légèrement augmenter à la suite de la diminution des prix des produits.

Section 2 — Tendances futures

Les tendances futures des prix pétroliers doivent être analysées sous deux angles :

- celui de l'évolution probable du niveau général des prix du pétrole traduisant la valorisation globale des différents produits ramenés à la tonne de brut;
- celui de l'évolution des prix relatifs des différents produits pétroliers en fonction des modifications de la structure de l'offre et de la demande par grandes régions et de la concurrence des autres sources d'énergie. En effet, les marges d'ajustement entre produits sont assez larges étant donné qu'il s'agit de produits liés.

D'autre part, au fur et à mesure que l'horizon envisagé s'éloigne, les incertitudes croissent rapidement. Aussi, si l'on a estimé pouvoir avancer une estimation des tendances des prix pour les premières années de 1970, pour les années 1980 et suivantes par contre, on a dû se limiter à présenter certaines hypothèses plausibles sans pouvoir se prononcer sur un degré de probabilité de l'une par rapport aux autres, en raison notamment des incertitudes qui pèsent sur les orientations des politiques pétrolières dans le monde.

A — Tendances à moyen terme

A moyen terme, les principaux facteurs de nature à exercer une influence sur le niveau général des prix pourraient être schématisés de la façon suivante :

- L'importance des réserves continuerait à peser sur le marché, d'autant plus que les déséquilibres entre réserves et débouchés de certaines grandes compagnies se seront résorbés et que la diminution des coûts en aval de la production se poursuivrait.
- La disparition des avantages fiscaux à la production en Libye aura réduit considérablement la capacité concurrentielle des indépendants. Par contre, les

coûts ne seront vraisemblablement pas encore affectés par les nouveaux contrats conclus au Moyen-Orient.

- La vague de conquête de marchés nouveaux en Europe par les indépendants américains tendrait à se calmer. Tandis que certaines compagnies viseront à consolider leur position chèrement acquise, d'autres pourraient se retirer à la faveur d'accords, soit avec les grandes compagnies, soit avec des sociétés européennes. Ainsi la position sur le marché des grandes compagnies pourrait se raffermir dans une certaine mesure.

Ces facteurs devraient conduire vraisemblablement à un modeste raffermissement du niveau général des prix sur les marchés les plus affaiblis, notamment par la concurrence des nouveaux venus. Dans l'ensemble, toutefois, on est en droit de s'attendre, pour les prochaines années, à une stabilité relative du niveau général des prix assortie d'un certain raffermissement des marges des compagnies résultant de la réduction des coûts.

Quoi qu'il soit très difficile de prévoir l'évolution des prix relatifs des différents produits, il semble que peu de changements doivent être attendus au cours des cinq prochaines années, étant donné que la structure de la consommation ne se modifiera pas sensiblement malgré l'arrivée progressive du gaz naturel. Il résulte de ce qui précède que :

- Les prix (hors taxes) des carburants vendus par les réseaux tendront à se maintenir, tandis que les prix de vente hors réseau pourraient se raffermir en liaison avec la forte augmentation de la demande de naphthas pour la pétrochimie et les usines à gaz.
- Malgré une demande en croissance encore rapide de distillats moyens (avant la création de débouchés importants pour le gaz naturel dans le secteur domestique), les nouvelles disponibilités de bruts à haut rendement en gasoil et l'adaptation de l'industrie du raffinage assureront une offre abondante de nature à limiter fortement les hausses de prix éventuelles de ces produits par rapport aux niveaux actuels (exception faite de certains prix de détresse).
- Les prix des fuel-oils lourds devraient se stabiliser aux environs de 11,5 à 13,5 dollars hors taxes ex raffinerie côtière. Si, dans l'Europe du Sud, la demande de fuel demeurera vive, notamment en raison de l'expansion des besoins d'énergie électrique, en Europe du Nord, elle subira les répercussions de la concurrence du gaz naturel qui, dans le secteur industriel sinon même dans celui des centrales, trouvera des débouchés plus massifs en début d'exploitation que dans le secteur domestique.

B — Tendances à long terme

Les tendances à long terme des prix pétroliers posent un ensemble de problèmes très délicats, car si, d'une part, ainsi qu'on l'a montré plus haut, les coûts techniques devaient dans l'ensemble diminuer à l'avenir, d'autre part, de nombreuses incertitudes pèsent sur l'évolution de la fiscalité dans les pays de production et des marges des compagnies.

a) *La fiscalité dans les pays de production*

Une fois établies, les taxes à la production constituent pour les compagnies opératrices un élément de coût; c'est pourquoi cette question a été étudiée au chapitre 2 de la troisième partie. Mais à long terme, par contre, l'évolution de la fiscalité à la production doit être associée à l'évolution des prix et des marges bénéficiaires, car une plus grande fermeté des prix permettrait sans doute un renforcement plus aisé de la fiscalité qui, alourdissant les coûts des compagnies, aurait éventuellement un effet cumulatif sur les prix. La concurrence des autres sources d'énergie évoquée plus haut tendrait toutefois à limiter le développement de tels phénomènes.

Mais d'autres facteurs sont encore à évoquer en ce qui concerne l'évolution de la fiscalité à la production :

- Le développement de la diversification régionale des réserves pourrait agir sur les rapports entre pays producteurs, compagnies exploitantes et pays consommateurs et affecter ainsi l'évolution du coût fiscal en fonction du partage des rentes différentielles.
- La politique qui sera suivie par les pays producteurs de pétrole dans la mise en application des nouveaux contrats de concessions pourrait également influencer fortement le marché, comme on l'a déjà évoqué au chapitre 2 de la troisième partie. Si les pays producteurs décidaient de disposer eux-mêmes de leur part de production, les charges des compagnies concessionnaires seraient réduites d'autant; naturellement ceci poserait de nouveaux problèmes dans l'élaboration et l'application d'éventuels programmes de limitation de la production.

b) *Les marges des compagnies*

La marge est l'élément le plus difficile à cerner, car elle résulte d'une part de la situation des prix sur les différents marchés, en fonction notamment de l'intensité de la concurrence et, d'autre part des tendances des coûts. La marge varie donc sensiblement, non seulement dans le temps, mais également d'une compagnie à l'autre, suivant sa dimension, son degré d'intégration, la répartition de sa production et de ses débouchés. En fait, les marges sont fort mal connues et on se bornera ici à essayer de préciser les facteurs d'offre qui pourraient influencer l'évolution de la marge au cours des quinze prochaines années :

- Les frais généraux, la recherche technique, rapportés à la tonne, ne devraient pas varier sensiblement sinon pour diminuer quelque peu.
- Les impôts sur les bénéfices et les distributions de dividendes dépendront en grande partie de l'évolution de la situation des marchés analysés plus loin, mais rapportés à la tonne, ils pourraient rester relativement proches des niveaux atteints ces dernières années.
- L'autofinancement d'une partie des investissements d'expansion comporte une incertitude plus forte et implique une analyse plus détaillée. Il s'agit en effet de discerner quels sont les facteurs qui influenceront à l'avenir le rôle de l'autofinancement dans la couverture des investissements d'expansion.

En premier lieu, il faut noter que la diminution attendue des taux de croissance de la demande dans nombre de régions du monde aura pour effet de réduire l'investissement d'expansion rapporté à la tonne consommée à investissement unitaire inchangé. Cet effet se manifesterait de façon certaine sur les investissements des stades en aval de la production pour lesquels, de plus, la part de l'autofinancement des capacités supplémentaires pourrait être réduite grâce à un recours plus important aux capitaux extérieurs.

Pour les stades de la recherche et du développement par contre, cet effet pourrait être plus que compensé par un renchérissement des investissements unitaires en raison des aléas qui affectent ces activités. En effet, il n'est pas impossible, malgré les progrès techniques importants en cours, que les frais de recherche de nouveaux gisements croissent sensiblement et que l'importance des gisements découverts diminue, entraînant ainsi une augmentation, plus faible toutefois, des investissements de développement. Or, ce sont ces investissements qui, du fait des risques qu'ils comportent, doivent être couverts dans une proportion beaucoup plus large par les capitaux propres et ont par conséquent une forte incidence sur les besoins d'autofinancement et par là sur la marge.

D'un point de vue théorique, il y a lieu de distinguer la recherche du développement, car les risques de hausse qui pèsent sur la première sont de loin plus importants que ceux qui affectent le second. Dans la pratique, toutefois, il est souvent difficile de séparer les investissements de recherches et ceux de développement, la frontière entre les deux activités étant relativement floue et les estimations de dépenses non disponibles séparément. De plus, les chiffres disponibles ne permettent pas de distinguer exactement les investissements nécessaires à l'expansion de ceux qui sont relatifs au simple remplacement et dont le financement est, par conséquent, couvert par des fonds d'amortissement.

On a ainsi tenté, à titre d'exemple, de chiffrer l'incidence qu'aurait sur la marge des compagnies la réalisation des objectifs de découvertes présentés à la fin du chapitre 1 (voir p. 106-108). Dans l'hypothèse du maintien des investissements rapportés à la tonne découverte⁽¹⁾ au niveau des 15 dernières années (soit 8 dollars/t aux États-Unis, 0,12 dollar/t au Moyen-Orient et 3,5 dollars/t pour le monde sans les États-Unis) on enregistrerait pour la période de 1965 à 1980 une baisse de l'ordre de 1,5 dollar/t de l'investissement à la tonne produite, tant pour l'ensemble du monde que pour le monde sans les États-Unis ou l'hémisphère oriental tout seul.

Si, au contraire, dans une deuxième hypothèse, on admettait des investissements par région et par tonne découverte nettement en hausse, par exemple 11 dollars aux États-Unis, 1 dollar au Moyen-Orient, 4 dollars dans le reste du monde, l'investissement à la tonne produite subirait une hausse de 1 dollar, tant pour l'ensemble du monde que pour le monde sans les États-Unis, et que pour l'hémisphère oriental.

⁽¹⁾ Le quotient des investissements de recherche et de développement par le volume des réserves découvertes au cours d'une période donnée, peut constituer une grandeur significative dans certaines conditions. Tel est le cas vraisemblablement pour l'ensemble des États-Unis. Pour d'autres régions, ce quotient peut induire en erreur. Il en est ainsi notamment au Moyen-Orient où au cours de la période 1950-1965 de très importantes réévaluations des réserves ont été opérées, alors que le développement des gisements en cause n'est encore que très partiel. C'est pour cette raison qu'un calcul distinguant entre dépenses de recherche et de développement est nécessaire dans ce cas.

Pour compléter cette analyse et tenir compte du cas particulier du Moyen-Orient, où le développement des énormes réserves découvertes est encore peu avancé, on a essayé d'établir une évaluation des investissements futurs dans cette région, reposant sur un calcul distinguant les dépenses de recherche d'une part, et celles de développement d'autre part. Des résultats légèrement inférieurs aux précédents qui découlent de ce calcul, il ressort que les hypothèses d'investissements unitaires en hausse constituent une limite supérieure. Cette évaluation a été faite dans deux hypothèses :

- maintien des investissements unitaires au niveau de ceux de la période de référence;
- investissements unitaires multipliés par deux pour le développement et par dix pour la recherche. Le doublement des investissements unitaires de développement correspond en fait dans la phase de déclin des courbes de production, à multiplier environ par trois le nombre de puits en activité. Selon des sources autorisées, cette perspective est à exclure pour les grands gisements du Moyen-Orient au cours de la période étudiée.

Les résultats pour l'ensemble des investissements de recherche et de développement ont été exprimés par *tonne produite*. Étant donné que les taux d'expansion de la production se ralentiront durant la période à venir (6,2 % et 8,4 % contre 12 %), les investissements par *tonne produite* :

- diminueraient par rapport à ceux de la période de référence dans l'hypothèse du maintien des investissements unitaires aux niveaux antérieurs de 0,4 dollar/t et 0,3 dollar/t, suivant les hypothèses de production;
- augmenteraient très modérément dans l'hypothèse de hausse des investissements unitaires, respectivement de 0,1 dollar/t et 0,6 dollar/t.

Si, comme on vient de le voir, l'incidence des facteurs d'offre sur la marge des compagnies devait rester relativement modeste, les facteurs de marché pourraient jouer un rôle beaucoup plus important :

- L'intensité et le succès de la recherche future peuvent modifier sensiblement la physionomie du marché selon les rapports réserves/production qui en découleront. En effet, si les rapports réserves/production tombaient à des niveaux nettement plus faibles, qui, sans compromettre l'approvisionnement futur, n'en réduiraient pas moins la pression de l'offre potentielle en raison des coûts de remplacement des réserves et des investissements nécessaires, les planchers des prix pour certains produits pourraient se relever assez sensiblement.
- Mais de tels phénomènes de retournement de marché pourraient encore être freinés par des déséquilibres structurels de l'industrie, notamment entre les réserves ou les capacités de production et les débouchés. La concurrence qui en résulterait pourrait porter à la fois sur les prix de vente à la consommation et sur l'obtention de nouvelles concessions.
- En outre, la concurrence des autres sources d'énergie peut exercer une pression sur l'importance des rentes différentielles et sur le développement quantitatif de l'offre. En l'occurrence, pour la Communauté, il s'agit essentiellement du charbon américain à l'heure actuelle, du gaz naturel à plus long terme et enfin de l'énergie nucléaire à très long terme.

— Enfin, une certaine incertitude pèse sur l'évolution à long terme du régime pétrolier des États-Unis. Parallèlement à l'effort de rationalisation de l'activité de recherche et de production qui se dessine à l'heure actuelle, on entrevoit la possibilité d'un assouplissement progressif du contingentement des importations. Les effets de telles mesures sur les rapports entre l'offre et la demande à l'échelle mondiale, ne semblent cependant pas devoir être déterminants, étant donné l'amplitude qui leur serait donnée et les délais qui seront nécessaires à leur mise en application.

c) *Tendances des prix relatifs*

En ce qui concerne l'évolution possible des prix relatifs des différents produits, une plus grande prudence encore s'impose en raison des modifications que pourrait subir la structure de la consommation, non seulement en Europe, mais encore dans le reste du monde libre. A ce titre, interviennent une nouvelle fois les découvertes potentielles de gaz naturel et l'énergie atomique qui, dans un délai impossible à préciser aujourd'hui, pourraient restreindre la consommation relative de fuel. Les prix de celui-ci dépendraient alors de ceux des énergies concurrentes et, dans la mesure où ces derniers seraient inférieurs aux coûts en développement du fuel, l'offre tendrait à se réduire au niveau de la production « fatale » dans des conditions économiques données.

Dans le cas contraire, où les quantités de gaz naturel ne dépasseraient pas de beaucoup les disponibilités actuelles et seraient écoulées de façon préférentielle dans le secteur domestique, la demande de fuel pourrait croître proportionnellement plus rapidement que celle des autres produits en attendant le développement de l'énergie nucléaire. Pour la satisfaire, une partie des distillats moyens devrait éventuellement être déclassée, ce qui aurait un certain effet à la hausse sur les prix même si la valorisation des fractions légères (essences et naphthas) s'était améliorée. Toutefois, les prix rendus du charbon américain tendraient vraisemblablement à constituer encore la limite supérieure de ces mouvements de prix pendant une longue période.

Enfin, il convient de rappeler que les variations possibles des prix des fuels se situeraient sans doute à l'intérieur d'une marge très souvent inférieure à celle constituée par les taxes de consommation en vigueur dans les pays de la Communauté. L'adaptation de celles-ci devrait donc assurer aux consommateurs la stabilité, sinon même la baisse du coût de l'énergie. Les considérations qui précèdent intéressent donc davantage les collectivités, car elles portent sur les coûts de leur approvisionnement en énergie.

ANNEXES

ANNEXE 1

Statistiques de base et définitions retenues

Les données relatives à l'année de base ont été empruntées à la publication *World Energy Supplies 1960-1963*, Nations unies, New York 1965, tableaux 1 et 2. Pour le calcul des taux d'accroissement relatifs à la période 1953-1963, on a aussi fait appel aux éditions antérieures de cette publication.

Malgré leur caractère plus global, les statistiques des Nations unies ont été préférées à celles de l'O.C.D.E. parce qu'elles couvrent le monde entier et permettent d'établir des bilans d'énergie sommaires pour les pays et régions situés en dehors du monde industrialisé.

Il convient de rappeler ici quelques *caractéristiques* de ces statistiques, caractéristiques qui sont reprises dans nos tableaux :

Schéma 1 — Forme des tableaux d'énergie

Schéma O.N.U. A	Poste correspondant schéma C.E.C.A. B
<p>1. <i>Production</i></p> <ul style="list-style-type: none"> — totale — houille et lignite — pétrole brut — gaz naturel — énergie hydraulique et nucléaire <p>2. <i>Importations nettes</i> (toutes énergies)</p> <p>3. <i>Soutes</i></p> <p>4. <i>Consommation</i></p> <ul style="list-style-type: none"> — totale — combustibles solides — combustibles liquides — gaz naturel et importé — énergie hydraulique, nucléaire et électricité importée 	<p>1. <i>Production</i></p> <ul style="list-style-type: none"> — totale — houille et lignite — pétrole — gaz naturel — énergie hydraulique et nucléaire <p>2. <i>Solde: besoins totaux - production</i> par différence entre 3 et 1</p> <p>3. <i>Besoins totaux</i> consommation intérieure + soutes</p> <p>4. <i>Consommation totale</i></p> <ul style="list-style-type: none"> — houille et liquide — pétrole — gaz naturel — énergie hydraulique et nucléaire

a) *Forme des bilans*

La source utilisée donne des estimations de production et de consommation, totale et par forme d'énergie primaire, ainsi que des chiffres concernant les soutes et les importations nettes, toutes énergies confondues (voir colonne A du schéma 1). L'égalité entre le chiffre de consommation calculé par la formule : production \pm solde du commerce extérieur — soutes et celle calculée à partir des consommations par produit ne se vérifie pas toujours, notamment parce que le bilan pétrole ne s'équilibre pas entièrement.

Pour nos besoins, ces données ont été regroupées en deux agrégats du côté demande (*consommation et besoins totaux*) et un agrégat du côté offre (*production*), la différence représentant un solde de commerce extérieur qui devient une variable importante dans nos estimations prospectives.

b) *Conversion des différentes énergies en une unité commune*

Les données O.N.U. sont présentées en millions de tonnes métriques d'équivalent charbon, obtenues à l'aide des coefficients de conversion indiqués à la colonne 3 du schéma ci-dessous.

Schéma 2 — Taux de conversion en tonnes métriques d'équivalent charbon

	Unités naturelles	Taux de conversion schéma O.N.U.	Taux de conversion schéma C.E.C.A.
1	2	3	4
1. Houille marchande	tonnes	1,0	1,0
bas-produits	métriques	1,0	d'après pouvoir calorifique
agglomérés	»	1,0	1,0
2. Coke	»	0,9	1,0
3. Lignite ancien	»	0,5 à 0,6	d'après pouvoir calorifique moyenne environ 0,7
récent	»	0,3 à 0,33	d'après pouvoir calorifique moyenne environ 0,3
briquettes	»	0,67	environ 0,7
4. Pétrole brut	»	1,3	1,43
5. Essence, kérosène, fuel-oil	»	1,5	1,43
6. Gaz liquéfiés et gaz de raffineries	»	1,67	1,43
7. Gaz naturel	1 000 m ³	1,332	d'après pouvoir calorifique moyenne environ 1,3
8. Gaz manufacturé, gaz de cokeries	1 000 m ³	0,6	d'après pouvoir calorifique moyenne environ 0,6
9. Électricité d'origine hydraulique et géothermique	1 000 kWh	0,125	} équivalent de l'input dans les centrales thermiques 1965 0,38 1970 0,345 1980 0,32
10. Électricité d'origine nucléaire	»		

Comme ces coefficients ne coïncident pas exactement avec ceux utilisés pour la Communauté ⁽¹⁾, il s'est avéré nécessaire d'adapter les chiffres relatifs à la Communauté avant de les insérer dans les bilans mondiaux. Ces adaptations ont été réduites au strict minimum et n'ont porté, en fait, que sur l'énergie hydraulique.

Le tableau ci-dessous montre les adaptations faites en conséquence aux bilans relatifs à la Communauté (cf. « Nouvelles réflexions », tableaux 1, 9 et 12).

Tableau 1 — Adaptation des tableaux d'énergie de la Communauté publiés dans les « Nouvelles réflexions » pour inclusion dans les tableaux mondiaux

(en millions de tcc)

	1960	1970	1980
I — <i>Tableaux de la Communauté</i> « Nouvelles réflexions » (tableaux 1, 8 et 11) Énergie hydraulique Consommation totale	42 461	41 743	46 1 130
II — <i>Schéma O.N.U.</i> « Nouvelles réflexions » (tableau 12) Énergie hydraulique Consommation totale (arrondie)	13 430	16 715	18 1 100
Besoins totaux (arrondis)	445	745	1 150

c) *Ventilation par région*

Les statistiques de l'O.N.U. donnent des *bilans par grande région* qui ont été repris moyennant de légères adaptations (cf. schéma 3).

⁽¹⁾ Cf. « Nouvelles réflexions ».

Schéma 3 — Décomposition géographique des bilans d'énergie

	Modifications par rapport à la décomposition géographique de l'O.N.U. (1)
I — <i>Régions fortes consommatrices</i>	
1. <i>Europe occidentale</i>	Sans Yougoslavie
dont 1.1. Communauté	
2. <i>Amérique du Nord</i>	Comme dans les statistiques de l'O.N.U., ne comprend pas le Mexique
dont 2.1 États-Unis	
3. <i>Japon</i>	
II — <i>Régions en voie de développement</i>	
<i>Zone non communiste</i>	
1. <i>Amérique latine</i>	Comprend les régions O.N.U. : — Caraïbes — Reste de l'Amérique c'est-à-dire le Mexique, l'Amérique centrale et l'Amérique du Sud.
2. <i>Moyen-Orient</i>	A l'opposé de l'O.N.U., ne comprend pas l'Égypte, l'Éthiopie, la république de Somalie, la Somalie française, la Libye et le Soudan. Ces pays ont été inclus dans la zone « Afrique ». Voir note sous Moyen-Orient
3. <i>Afrique</i>	Couvre la région « Extrême-Orient » de l'O.N.U. à l'exclusion du Japon
4. <i>Asie du Sud et du Sud-Est</i>	
5. <i>Océanie</i>	
III — <i>Zone communiste</i>	Comprend les zones O.N.U. : — Europe orientale et Yougoslavie — Asie non spécifiée
dont 4. U.R.S.S.	

(1) « World Energy Supplies », tableau 1.

ANNEXE 2

Notes techniques concernant les bilans par grandes zones du chapitre 2 de la première partie

1. Tableaux 8 et 9, p. 25-28, *Europe occidentale*

- Les chiffres relatifs à la Communauté correspondent à ceux publiés dans les « Nouvelles réflexions ». Ils sont ajustés pour le taux de conversion de l'énergie hydraulique selon la procédure indiquée ci-dessus.
- Les estimations relatives à la Grande-Bretagne résultent, pour 1970, des estimations officielles publiées dans « Fuel Policy » mais adaptées légèrement pour différences dans les statistiques de base. Les tendances ont été prolongées jusqu'en 1980.
- Les indications pour le gaz naturel sont très incertaines en raison de l'impossibilité de prévoir l'ampleur des découvertes, en particulier en mer du Nord ⁽¹⁾.
- Les hypothèses de production charbonnière prennent comme
 - limite supérieure en 1980 : l'objectif de 185 millions de tec proposé pour 1970 par la Haute Autorité;
la limite supérieure de l'objectif britannique en 1970 (180 millions de tec);
 - limite inférieure : une production de 100 millions de tec dans la Communauté et de 130 millions en Grande-Bretagne.

2. Tableaux 10, 11 et 11 bis, p. 30-32, *Amérique du Nord|États-Unis*

- Les travaux du Comité de l'énergie constituent la base de toutes les estimations sauf en ce qui concerne la production de houille en 1970 et 1980 et la production de pétrole en 1980.
- Les estimations de l'O.C.D.E. ont été reprises sous forme *d'indices* et non de valeurs absolues. Cette remarque est importante pour le pétrole et l'énergie hydraulique où il existait de nettes différences en ce qui concerne les niveaux de départ.

⁽¹⁾ C'est ainsi que, sur la base des dernières informations disponibles, le développement de la consommation de gaz naturel en Grande-Bretagne se fera probablement plus rapidement que ne l'envisage le tableau 9. Des informations de presse indiquent déjà pour 1970 des consommations de plus de 15 millions de tec.

— L'estimation 1970 de l'O.C.D.E. pour la consommation de pétrole a été réduite, celle pour la houille relevée afin d'obtenir une évolution plus régulière et plus conforme aux développements des dernières années. Les courbes se regroupent en 1980.

3. Tableau 12, p. 33-34, *Japon*

— Le développement des besoins totaux, présenté au tableau, se fonde sur une croissance du P.N.B. de l'ordre de 7 à 8 % par an.

— Les chiffres pour le gaz naturel, l'énergie hydraulique et nucléaire s'inspirent des travaux du Comité de l'énergie de l'O.C.D.E.

— Les évaluations de consommation de houille sont liées aux hypothèses de politique énergétique. Un appel fort à l'énergie importée fera probablement baisser la part de la houille dans l'approvisionnement énergétique.

4. Tableau 13, p. 35, *Amérique latine*

— Dans l'évaluation des besoins totaux, on a tenu compte du ralentissement dans la croissance économique intervenue au cours des dernières années. Ce ralentissement s'est toutefois répercuté de façon moins que proportionnelle sur la consommation d'énergie.

— Les perspectives supposent un développement intensif des ressources hydrauliques de cette zone et un développement accentué de la production de gaz naturel. Pour ce dernier produit se pose toutefois un problème de transport.

— Les chiffres incorporent une importation réduite de charbon des États-Unis, en particulier pour la sidérurgie.

— Les hypothèses de production de pétrole sont liées à celles faites pour la politique énergétique aux États-Unis. Une production moins élevée aux États-Unis (hypothèse 2) serait, en partie, compensée par un développement plus rapide en Amérique latine.

— L'apport de l'énergie nucléaire d'ici 1980 a été considéré comme négligeable et n'a pas été inclus dans les évaluations.

5. Tableaux 14 et 15, p. 36-38, *Autres régions de la zone non communiste/Afrique*

— On a supposé que l'augmentation des besoins d'énergie commerciale en Asie serait freinée par des difficultés de financer l'importation de pétrole.

— En raison des incertitudes quant au volume, on a renoncé à formuler des hypothèses séparées sur les exportations de gaz naturel en Afrique. Le solde du commerce extérieur indiqué pour le pétrole représente l'exportation nette d'hydrocarbures, les découvertes pouvant en effet porter soit sur du pétrole, soit sur du gaz naturel.

— Les chiffres relatifs au poste énergie hydraulique et nucléaire comprennent de petites quantités d'énergie nucléaire en Océanie et peut-être aux Indes.

ANNEXE 3

Prix des produits pétroliers et valorisation
du pétrole brut

Tableau 1 — Évolution des cotations fob (prix à fin septembre)

(en dollars par t. m.)

	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
<i>Golfe du Mexique U.S.</i>							
(cotation basse)							
Essence Super (95 oct.)	41,9	42,8	41,9	38,8	37,5	37,5	37,5
Essence ordinaire (90 oct.)	38,4	39,3	38,4	35,7	36,6	34,8	35,7
Gas-oil DI 48-52	26,2	26,2	27,4	26,6	25,8	25,1	27,4
Fuel lourd Bunker C	13,3	15,3	14,7	13,3	13,3	13,3	13,3
<i>Caraïbes</i>							
Essence Super (95 oct.)	41,9	41,1	39,6	38,6	36,4	34,6	34,6
Essence ordinaire (87 oct.)	37,-	36,1	32,5	30,7	30,3	27,8	27,8
Gas-oil DI 48-52	26,2	26,2	26,-	25,4	24,8	22,6	20,4
Fuel lourd Bunker C	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
<i>Golfe Persique</i>							
Essence Super (95 oct.)	—	—	—	—	35,-	34,3	35,-
Essence ordinaire (90 oct.)	36,4	33,9	33,2	32,8	30,7	30,-	30,7
Gas-oil DI 48-52	26,6	24,1	24,8	24,8	24,1	22,2	21,3
Fuel lourd Bunker C	11,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3

Tableau 2 — Cotations à l'importation en Europe du Nord (prix à fin septembre)

(en dollars par t. m.)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965
<i>Channel Port delivered Price Index</i>						
Essence ordinaire (90 oct.)	32,9/41,8	29,6/39,3	29,2	27,8	20,7	23,2
Gas-oil DI 48	25,8/30,8	25,1/30,4	25,8	26,6	23,5	21,6
Fuel lourd Bunker C	12,2/17,8	12,9/17,6	13,5	12,1	12,2	13,2
<i>European Barge Prices (Amsterdam/Rotterdam/Dordrecht)</i>						
Essence Super (97/99 oct.)	—	—	27,8/28,5	25,5/26,3	25,-/26,-	25,-/26,-
Essence ord. (90/92 oct.)	25,1	23,1/23,6	21,8/22,5	18,-/18,8	17,5/18,-	18,-/19,3
Gas-oil DI 53-57	24,-	23,6/24,4	27,5/28,-	27,5/28,5	18,-/18,5	18,2/18,8
Fuel lourd Bunker C	12,5	non coté	non coté	non coté	non coté	non coté

Tableau 3 — Prix aux consommateurs, toutes taxes comprises et hors taxes des principaux produits pétroliers raffinés dans la Communauté (Automne 1965)

(en dollars par l. m.)

Pays Régions	Supercarburant (1)			Essence ordinaire (1)			Gas-oil routier (1)			Fuel domestique			Fuel résiduel		
	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes	Prix avec taxes	Taxes	Prix hors taxes
<i>Allemagne</i>	219,1	113,0	106,1	195,0	113,0	82,0	156,3	92,5	63,8	29,6	3,3	26,3	20,2	7,7	12,5
Schleswig-Holstein + Hambourg	218,9	113,0	105,9	194,5	113,0	81,5	155,0	92,5	62,5	26,3	3,3	23,0	19,8	7,7	11,1
Rhénanie-du-Nord - Westphalie	217,2	113,0	104,2	192,8	113,0	79,8	155,0	92,5	62,5	26,4	3,3	23,1	20,0	7,7	12,3
Bavière	220,9	113,0	107,9	196,5	113,0	83,5	158,3	92,5	65,8	30,7	3,3	27,4	20,5	7,7	12,8
Sarre	217,9	113,0	104,6	193,1	113,0	80,1	158,6	92,5	66,1	31,8	3,3	28,5	20,8	7,7	13,1
<i>Belgique</i>	220,0	141,0	79,0	212,2	144,5	67,7	67,8	17,2	50,6	30,5	5,5	25,0	17,8	4,5	13,3
											(2)				
<i>France</i>	281,6	205,7	75,9	266,3	201,4	64,9	159,4	107,0	52,4	35,9	3,1	32,8	18,5	2,2	16,3
Paris et région parisienne	281,6	205,7	75,9	266,0	201,4	64,6	159,5	107,0	52,5	35,9	3,1	32,8	18,6	2,2	16,4
Méditerranée	277,5	205,7	71,8	261,8	201,4	60,4	155,1	107,0	48,1	32,7	3,1	29,6	17,6	2,2	15,4
Est	283,0	205,7	77,3	276,5	201,4	66,1	160,0	107,0	53,0	36,4	3,1	33,3	18,7	2,2	16,5
<i>Italie</i>	259,5	181,9	77,6	244,4	182,4	62,0	142,9	99,7	43,2	24,8	7,2	17,6	18,4	5,0	13,4
Nord	259,5	181,9	77,6	244,4	182,4	62,0	142,9	99,7	43,2	24,5	7,2	17,3	17,9	5,0	12,9
Centre	259,5	181,9	77,6	244,4	182,4	62,0	142,9	99,7	43,2	25,0	7,2	17,8	18,9	5,0	13,9
Sud	259,5	181,9	77,6	244,4	182,4	62,0	142,9	99,7	43,2	25,5	7,2	18,3	19,9	5,0	14,9
<i>Luxembourg</i>	197,8	107,7	90,1	192,2	110,5	81,7	66,3	9,9	56,4	28,7	2,2	26,5	19,0	2,2	16,8
<i>Pays-Bas</i>	200,1	106,0	94,1	194,4	109,0	85,4	54,5	4,7	49,8	24,4/ 30,3	1/4,7	23,4/ 25,6	15,0	3,0	12,0

(1) Pour les carburants, prix moyens à la pompe de chaque région.

(2) Se rapporte au fuel léger à l'exclusion du gas-oil utilisé pour le chauffage.

Tableau 4 — Valorisation approximative fob de certains pétroles bruts d'après les prix des produits finis dans la Communauté (Grands réseaux)

(en dollars par t. m.)

	Allemagne	Belgique	France Atlan- tique	Italie	Pays-Bas
<i>Kuwait</i>					
Valorisation ex raffinerie	18	18	20,4	15,6	19,6
Frais de raffinage	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Fret AFRA (Large Vessels) (1)	5	5	5	4	5
fob	9,7	9,7	12,1	8,3	11,3
dollars/bbl	1,34	1,34	1,67	1,14	1,56
<i>Agha Jari (Iran)</i>					
Valorisation ex raffinerie	19,4	19,2	21,5	16,4	21,3
Frais de raffinage	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Fret AFRA (Large Vessels) (1)	5	5	5	4	4
fob	10,9	10,7	13	8,9	13,8
dollars/bbl	1,47	1,45	1,76	1,20	1,86
<i>Brega (Libye)</i>					
Valorisation ex raffinerie	20,3	20	22,3	17	22,3
Frais de raffinage	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Fret AFRA (Large Vessels) (1)	2,1	2,1	2,1	1,1	2,1
fob	14	13,7	16	11,7	16,5
dollars/bbl	1,82	1,78	2,08	1,52	2,08
<i>Hassi-Messaoud</i>					
Valorisation ex raffinerie	23,4	22,8	24,8	19	26,3
Frais de raffinage	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Fret AFRA (Large Vessels) (1)	1,6	1,6	1,6	0,8	1,6
fob	17,6	17	19	14	20,5
dollars/bbl	2,26	2,18	2,44	1,79	2,63

(1) Intascale - 39,9 %.

Note: Les valorisations encore élevées du brut léger à haut rendement essence (en particulier d'Hassi-Messaoud) ne peuvent s'appliquer qu'à des quantités restreintes, car elles ne correspondent pas à la structure de la consommation; ceci implique une diminution très sensible de leur valorisation en cas d'augmentation importante des importations. En outre, les valorisations de ce tableau sont établies pour les grandes compagnies alors qu'une partie importante des bruts légers est écoulée dans la Communauté par des sociétés qui, en raison de leur entrée récente sur le marché, obtiennent une valorisation ex raffinerie des essences beaucoup plus faible.

Tableau 5 — Valorisation approximative ex raffinerie côtière de bruts de différentes origines dans la Communauté

	Allemagne			Belgique		France		Italie		Pays-Bas	
	Rende- ment %	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut
<i>Kuwait</i>											
L.P.G.	2	30	0,60	30	0,60	35	0,70	28	0,56	33	0,66
Essences + naphtas	15	38	5,70	37	5,55	36	5,40	31	4,65	49,5	7,43
Middle distillates	25	24	6,00	22,5	5,63	26	6,50	17,50	4,38	23	5,75
Fuels lourds	52	11	5,72	12	6,24	15	7,80	11,50	5,98	11	5,72
Total	94		18,02		18,02		20,40		15,57		19,56
<i>Agha Jari</i>											
L.P.G.	2,5	30	0,75	30	0,75	35	0,88	28	0,70	33	0,83
Essences + naphtas	18	38	6,84	37	6,66	36	6,48	31	5,58	49,5	8,91
Middle distillates	29	24	6,96	22,5	6,53	26	7,54	17,5	5,08	23	6,67
Fuels lourds	44	11	4,84	12	5,28	15	6,60	11,5	5,06	11	4,84
Total	93,5		19,39		19,22		21,50		16,42		21,25

Tableau 5 (suite)

	Allemagne			Belgique		France		Italie		Pays-Bas	
	Rende- ment %	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut	Valeur ex raffinerie	Dollars par t. m. de brut
<i>Brega</i>											
L.P.G.	3,5	30	1,05	30	1,05	35	1,23	28	0,98	33	1,16
Essences + naphtas	19	38	7,22	37	7,03	36	6,84	31	5,89	49,5	9,41
Middle distillates	33	24	7,92	22,5	7,42	26	8,58	17,5	5,78	23	7,59
Fuels lourds	37,5	11	4,13	12	4,50	15	5,62	11,5	4,31	11	4,13
Total	93		20,32		20		22,27		16,96		22,29
<i>Hassi-Messaoud</i>											
L.P.G.	4	30	1,20	30	1,20	35	1,40	28	1,12	33	1,32
Essences + naphtas	27	38	10,26	37	9,99	36	9,72	31	8,37	49,5	13,37
Middle distillates	40	24	9,60	22,5	9	26	10,40	17,50	7	23	9,20
Fuels lourds	21,5	11	2,37	12	2,58	15	3,23	11,5	2,47	11	2,37
Total	92,5		23,43		22,77		24,75		18,96		26,26

SERVICE DES PUBLICATIONS DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

4253/2/68/1

FF 15,— FB 150,— DM 12,— Lire 1.870 Fl. 11,—
