

SBC(68) 2645 final

Bruxelles, le 31 juillet 1968

LA SITUATION ACTUELLE DU MARCHÉ  
DE L'ÉNERGIE DANS LA COMMUNAUTÉ

---

## AVANT - PROPOS

Le présent rapport fournit une vue d'ensemble de la situation du marché de l'énergie au milieu de 1968. Son objet n'est pas d'examiner les problèmes de la politique commune de l'énergie, mais plutôt de conduire à une unité de vues sur les principales données de l'économie de l'énergie dans la Communauté. Dans ce sens, il est une base pour les travaux que la Commission entreprend en vue de définir une politique énergétique commune.

---

SOMMAIRE

	<u>pages</u>
<u>AVANT-PROPOS</u>	
<u>RESUME ET INTRODUCTION</u> .....	1
<u>CHAPITRE I</u> - La demande d'énergie .....	6
A. Aperçu d'ensemble .....	6
B. Evolution de la consommation d'énergie par secteur .....	9
- La sidérurgie .....	9
- Les autres industries .....	10
- Les transports .....	11
- Secteur domestique .....	12
- Centrales électriques .....	12
<u>CHAPITRE II</u> - Le charbon et le lignite .....	15
1. Le charbon .....	15
A. Le marché .....	15
- Cokéfaction .....	18
- Production d'électricité .....	20
- Foyers domestiques .....	21
B. L'approvisionnement .....	22
- Capacité de production .....	22
- Structure de l'industrie charbonnière ...	24
- Evolution des investissements .....	26
- Rationalisation dans les charbonnages ...	27
- Evolution du rendement .....	28
- Evolution des coûts de production .....	31
- Evolution des recettes .....	33

II.

pages

C.	Mesures d'intervention .....	34
	- Politique commerciale .....	34
	- Subventions aux entreprises .....	35
	2. Le lignite .....	37
A.	Le marché .....	37
B.	L'approvisionnement .....	40
<u>CHAPITRE III - Le pétrole .....</u>		43
A.	Le marché .....	43
	- La demande dans la Communauté .....	43
	- La demande mondiale .....	46
B.	L'approvisionnement .....	51
	- Les réserves mondiales .....	51
	- La diversification des approvisionnements ...	53
	- Le raffinage dans la Communauté .....	55
	- Les oléoducs .....	58
	- La distribution des carburants .....	59
	- Les échanges intracommunautaires .....	60
	- La structure de l'industrie pétrolière .....	63
	- Coûts et prix .....	66
C.	Tarif douanier commun et politique commerciale	69

### III.

	<u>pages</u>
<u>CHAPITRE IV</u> - Le gaz .....	71
A. Le marché .....	71
B. L'approvisionnement .....	73
- Le gaz naturel .....	73
- Le gaz manufacturé ,,,.....	76
- La structure de l'industrie gazière ..	78
- Le transport par canalisation .....	79
- Les prix .....	83
 <u>CHAPITRE V</u> - L'énergie nucléaire .....	 85
A. Le marché .....	85
B. L'approvisionnement .....	90
a) l'uranium naturel .....	90
b) l'uranium enrichi .....	93
c) le plutonium .....	95
d) le thorium .....	96
 <u>CHAPITRE VI</u> - L'énergie électrique .....	 97
A. Le marché .....	97
B. L'approvisionnement .....	101
- Les divers modes de production .....	101
- Centrales hydrauliques et géother-	
miques .....	102
- Centrales thermiques classiques .....	103
- Centrales nucléaires .....	104
- L'évolution des équipements .....	105
- Structure de l'industrie électrique ..	106
- Interconnexion des réseaux .....	107
- Structure des prix .....	108

IV.

pages

GRAPHIQUES

1. Consommation d'énergie primaire dans la Communauté	7 a
2. Consommation de charbon par secteur .....	16 a
3. Consommation de produits pétroliers par secteur ..	44 a
4. Importation d'hydrocarbures dans les ports de la Communauté .....	57 a

ABREVIATIONS

.	=	Donnée non disponible
-	=	Nul ou négligeable
Mio	=	Million
t	=	Tonne
tec	=	Tonne d'équivalent charbon; conversion établie sur la base des taux suivants :
	-	charbon (tonne à 7.000 kcal) 1
	-	lignite (tonne) 0,29
	-	pétrole (tonne) 1,43
	-	gaz naturel (Tcal) 0,143
kcal	=	Kilocalorie
Tcal	=	Teracalorie = $10^9$ kcal
kWh	=	Kilowattheure
TWh	=	Terawattheure = $10^9$ kWh
MW	=	Megawatt = $10^3$ kW
MWe	=	Megawatt électrique
m <sup>3</sup>	=	mètre cube
PCS	=	Pouvoir calorifique supérieur
u.c.	=	Unité de compte A.M.E. = \$ 1

## RESUME ET INTRODUCTION

1. Dans une étude présentée en 1966, le Groupe Interexécutif "Energie" a analysé les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté (1). Les prévisions contenues dans ce document constituent un point de départ pour apprécier les tendances de la demande globale d'énergie.

En ce qui concerne l'offre, cette étude mettait en évidence les incertitudes de l'avenir : aléas de la recherche d'hydrocarbures et notamment difficulté d'évaluation des réserves en gaz naturel disponibles pour la Communauté, rythme du progrès technique dans l'industrie nucléaire. Avec le temps, ces marges d'incertitude ont naturellement tendance à se réduire, ce qui permet de préciser les options.

2. La consommation d'énergie par habitant de la Communauté est environ le double de la moyenne mondiale. Elle est du même ordre que celle de l'URSS, mais ne représente que les 3/5 de celle du Royaume-Uni et 1/3 de celle des Etats-Unis. Par contre, elle équivaut à 1,7 fois celle du Japon, 5 fois celle de l'Amérique du Sud et 10 fois celle de l'Afrique.

3. Dans la Communauté, l'énergie intervient pour environ 6 % dans la constitution du produit national brut au prix du marché, ce pourcentage pouvant varier suivant les pays d'un point au maximum. Si l'on ajoute à la valeur ajoutée par le secteur les importations en provenance des pays tiers, la contribution du secteur énergie aux ressources nettes de l'économie serait de l'ordre de 8 %.

Dans le commerce avec les pays tiers, les importations d'énergie représentent environ 15 % de la valeur totale des importations de la Communauté.

---

(1) Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté Européenne - avril 1966.

4. Les dernières années ont été caractérisées par un changement rapide de la structure du secteur énergétique : régression marquée du charbon, qui n'a pu maintenir certaines de ses positions que grâce à des mesures d'intervention ou de soutien des gouvernements; croissance accélérée du pétrole et du gaz naturel qui, outre la substitution du charbon, ont pour l'essentiel couvert l'expansion de la demande globale; démarrage progressif de l'énergie nucléaire.

Ces mutations, qui résultent d'une croissance très rapide de la demande globale et d'une évolution de sa structure, accompagnée de modifications profondes dans les positions concurrentielles respectives des différents produits, soulèvent pour chacun des secteurs concernés des problèmes difficiles, dont les principaux sont brièvement rappelés ci-après.

5. Le charbon couvre à l'heure actuelle moins d'un tiers des besoins en énergie de la Communauté. Sa consommation tend à se concentrer sur deux secteurs : la sidérurgie, dont les besoins en coke demeurent, malgré une augmentation de la production d'acier, relativement stables et les centrales thermiques, où la croissance de la demande se poursuit. Le recul est par contre très marqué dans les autres secteurs et semble irréversible.

L'écoulement du charbon destiné à la production de coke de haut fourneau est favorisé par la décision 1/67 de la Haute Autorité, qui permet l'alignement de son prix sur celui du charbon américain importé; cette décision vient à expiration à la fin de 1968.

Pour les charbons destinés aux centrales électriques, les mesures d'intervention prises par les gouvernements prennent des formes variées; elles représentent pour la collectivité une charge généralement plus élevée par tonne produite que pour les charbons destinés à la cokéfaction.

Les foyers domestiques offrent pour le charbon des débouchés encore appréciables, bien qu'en diminution marquée. Des capacités de production substantielles seront fermées dans les prochaines années, ce qui devrait contribuer à terme à détendre la situation; il se pose cependant un problème de transition difficile du fait des excédents actuels qui pèsent sur le marché et de l'effet de cette réduction de la production sur les recettes des charbonnages.

La productivité dans les charbonnages de la Communauté s'est sensiblement améliorée au cours des dernières années (+ 4,7 % en moyenne de 1960 à 1965, + 6,1 % en 1966 et + 8,5 % en 1967). Des possibilités s'offrent encore d'accroître cette productivité dans les meilleurs gisements.

6. Le pétrole couvre déjà plus de 50 % des besoins en énergie de la Communauté. Avec une consommation totale de 300 millions de tonnes, le marché des six pays représente plus du tiers des mouvements internationaux de pétrole et cette proportion a tendance à augmenter.

Les ressources de pétrole brut qui existent dans le monde sont très importantes. La recherche a pour but de mettre en évidence ces ressources en constituant des réserves prouvées. Celles-ci sont aujourd'hui très inégalement réparties dans le monde. Ainsi, la Communauté ne produit sur son sol qu'une faible fraction de ses besoins, et doit, pour l'essentiel, recourir à l'importation. Actuellement la valeur annuelle de ces importations se situe entre 4.500 et 5.000 millions d'u.c.

Les capacités de raffinage et de transport par pipe-line ont progressé très rapidement dans la Communauté au cours des dernières années et illustrent une certaine intégration industrielle du secteur pétrolier en voie de réalisation. Les échanges ont presque quadruplé depuis 1958. Cependant, des taxes à des niveaux différents suivant les pays affectent les relations de concurrence entre les

industries utilisatrices et exercent une influence tant sur les échanges de produits pétroliers que sur la structure de l'industrie du raffinage et, dans une certaine mesure, sur sa rentabilité. D'autres interventions des Etats ont une incidence sur les échanges.

L'approvisionnement de la Communauté est assuré par un ensemble d'entreprises qui diffèrent par leurs structures juridiques, par leurs dimensions, par leurs moyens techniques et financiers et par les stades de l'industrie qu'elles recouvrent. Certaines bénéficient en outre d'avantages tenant aux dispositions légales et réglementaires de leur pays d'origine. Dans ce contexte, le rôle que pourront jouer à l'avenir les entreprises communautaires tant du point de vue de la sécurité et du coût de l'approvisionnement que de la concurrence appelle une attention particulière.

7. Le gaz naturel est appelé à couvrir une part grandissante de la demande d'énergie. L'importance des ressources disponibles ne peut pas encore être appréciée avec certitude et un intense effort de recherche est encore nécessaire, notamment sur le plateau continental attenant aux Etats membres. La question se pose aussi de savoir dans quelles conditions ce gaz sera mis à la disposition des consommateurs.

Le développement des échanges de gaz naturel entre Etats membres et les perspectives d'importation de pays tiers entraîneront des répercussions sur l'écoulement des autres formes d'énergie.

8. L'énergie nucléaire, si l'on en juge par l'expérience américaine, a atteint le stade du développement industriel. La situation dans la Communauté est encore incertaine : l'industrie de l'équipement nucléaire doit se préparer à franchir cette nouvelle étape et adapter sa structure en conséquence; de son côté, l'industrie électrique doit être prête à intégrer progressivement dans ses réseaux les centrales de très grandes dimensions, qu'impose encore davantage que pour les centrales thermiques classiques l'emploi de cette technique nouvelle de production.

Les perspectives d'approvisionnement en uranium naturel sont bonnes sur le plan mondial. Des recherches sont entreprises partout dans le monde pour assurer un approvisionnement satisfaisant, mais il faut constater que la Communauté n'y participe que faiblement. La question se pose aussi de l'opportunité de disposer d'une installation d'enrichissement susceptible de satisfaire au moins une partie des besoins en uranium enrichi.

9. Le présent rapport fournit une analyse de l'évolution récente ainsi que des données économiques actuelles du secteur énergétique.

Après un premier chapitre consacré à l'examen de l'évolution de la demande d'énergie, dans son ensemble, les chapitres suivants du rapport analysent la situation économique des différents secteurs d'énergie primaire : charbon, pétrole, gaz naturel et énergie nucléaire. Pour chacun d'eux seront successivement étudiés les problèmes de marché et d'approvisionnement, les politiques nationales suivies, ainsi que, le cas échéant, les mesures communautaires en vigueur. Un dernier chapitre traitera de l'énergie électrique qui pose des problèmes spécifiques pour son approvisionnement et la structure de sa production.

## CHAPITRE I

### LA DEMANDE D'ENERGIE (1)

#### A. APERÇU D'ENSEMBLE

10. Bien que légèrement plus faible que pour la période de 1950 à 1960, le développement économique de la Communauté s'est poursuivi entre 1960 et 1967 au taux encore soutenu de 4,6 % en moyenne par an. Le taux de croissance de l'activité industrielle a été de 5,2 % par an contre 7,5 % pour la période 1950-1960, tandis que celui de la consommation privée se maintenait à un niveau presque égal de 5 % contre 5,2 % (cf. Annexe I/1).

La demande d'énergie a été influencée par cette tendance générale de l'économie. Le ralentissement du rythme d'accroissement des consommations d'énergie dans les secteurs industriels a été partiellement compensé par le maintien de l'expansion dans les secteurs dont la consommation est dépendante des revenus. C'est ainsi qu'en moyenne la consommation intérieure d'énergie de la Communauté a pu continuer à augmenter au rythme de 4,6 % par an contre 4,8 % de 1950 à 1960.

---

(1) Les données chiffrées de ce chapitre ne comprennent généralement pas la demande de produits non énergétique. Il a été nécessaire d'adopter cette présentation pour assurer la continuité entre la description de l'évolution réalisée et les tendances futures indiquées par les "Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne (1966)".

Dans les chapitres suivants, certaines données spécifiques aux différentes formes d'énergie ont été calculées sur d'autres bases.

Données de base concernant la demande d'énergie (1967) (1)

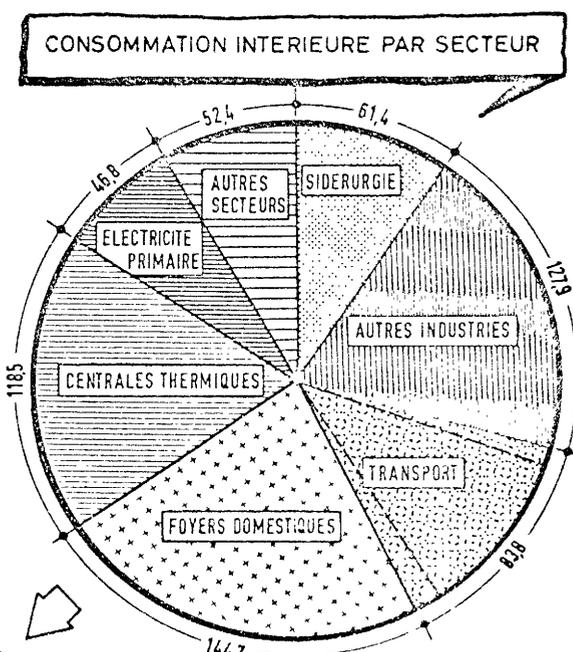
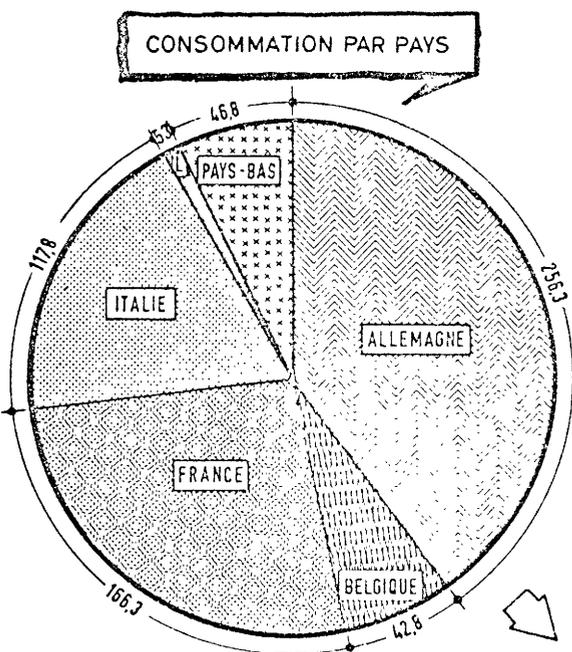
Consommation par pays (millions de tec)			Consommation intérieure par secteur (millions de tec) (2)		
Allemagne	256,3		Sidérurgie	61,4	
Belgique	42,8		Autres industries	127,9	
France	166,3		Transport : rail	6,2	
Italie	117,8		route	67,4	
Luxembourg	5,3		autre	10,2	
Pays-Bas	46,8		Foyers domestiques	144,7	
			Centrales thermiques	118,5	
Communauté	635,6		Electricité primaire	46,8	
			Autres secteurs	52,4	
			Total	635,6	
Consommation par forme d'énergie (millions de tec)			Couverture des besoins (millions de tec)		
Houille	202,3	31,8 %	Energie communaut.	305,5	48 %
Lignite	31,3	4,9 %	Importations nettes	330,1	52 %
Pétrole	320,9	50,5 %			
Gaz naturel	34,3	5,4 %			
Electricité primaire	46,8	7,4 %			
Total	635,6	100 %	Total	635,6	100 %

(1) Produits destinés à des usages non énergétiques exclus.  
Voir note (1) page 6.

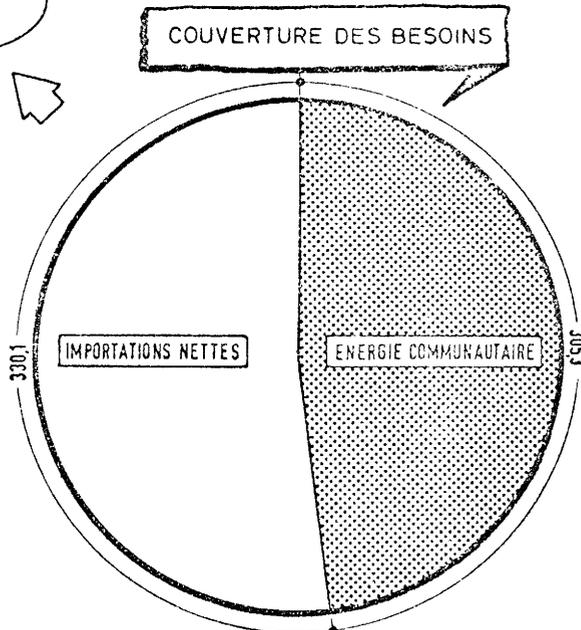
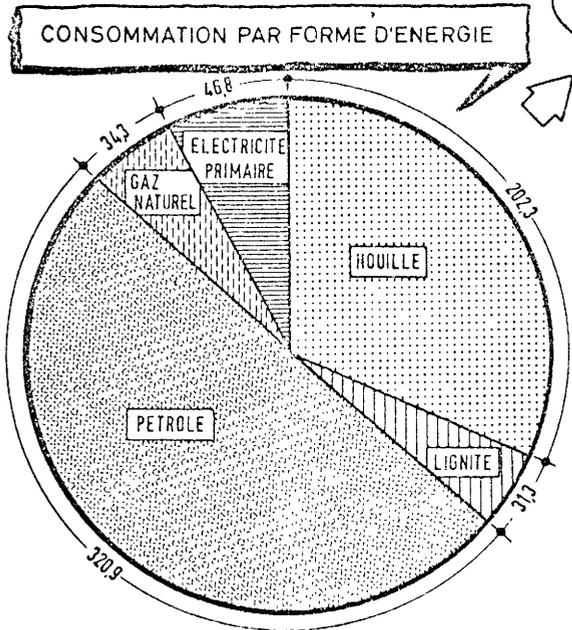
(2) Les centrales électriques sont considérées comme utilisateurs finals, c'est pourquoi le chiffre des diverses positions ne comprennent pas la consommation d'électricité. Sont décomptés dans l'électricité primaire les centrales hydrauliques, géothermiques et nucléaires, ainsi que le solde des échanges avec les pays tiers; le chiffre correspondant a été calculé en prenant pour base la consommation spécifique moyenne des centrales électriques publiques de la Communauté.

# CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE DANS LA COMMUNAUTE

## Année 1967



**TOTAL = 635,6**



11. La consommation intérieure d'énergie de la Communauté (1) s'est élevée en 1967 à 636 millions de tec, contre 461 millions de tec en 1960. Cette évolution a été caractérisée par les tendances suivantes :

- a) un taux de croissance variable selon les pays (cf. Annexe I/2) en raison notamment :
- de différences de l'évolution de l'activité économique;
  - de changements dans les structures industrielles;
  - du degré différent d'amélioration des rendements d'utilisation.
- b) un changement profond de la structure de la consommation (cf. Annexe I/3) qui s'est traduit notamment par une dépendance accrue à l'égard des énergies importées (52 % en 1967 contre 27 % en 1960). Les raisons de ce changement sont principalement :
- la dégradation du rapport des prix à la calorie entre le charbon et les hydrocarbures;
  - l'exigence du consommateur pour des formes d'énergie mieux adaptées à ses besoins.

12. D'une manière générale, l'évolution du marché montre qu'au cours des sept dernières années l'écoulement de la houille (communautaire et d'importation) s'est réduit de 47 millions de tec, soit 6,7 millions par an, tandis que le pétrole a augmenté de 193 millions de tec, c'est-à-dire 27 millions par an.

Tandis que le charbon se concentrait principalement sur quelques secteurs, le pétrole diversifiait son écoulement en se développant non seulement dans les secteurs spécifiques, mais aussi dans les autres secteurs énergétiques.

---

(1) Produits destinés à des usages non-énergétiques exclus.  
cf. note (1) page 6.

En résumé, réduction structurelle et vulnérabilité conjoncturelle du charbon communautaire, forte croissance structurelle et faible sensibilité conjoncturelle des produits pétroliers, augmentation sensible de la part de l'énergie importée, telles sont les lignes générales de l'évolution des sept dernières années.

## B. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE PAR SECTEUR

### La sidérurgie

13. L'expansion de la sidérurgie a été nettement plus faible de 1960 à 1967 qu'au cours des dix années précédentes. La production d'acier a en effet atteint 90 Mio t en 1967 contre 72,8 Mio t en 1960, ce qui correspond à un accroissement annuel de 3,1 % contre 8,6 % de 1950 à 1960. D'ici 1970, on prévoit un nouveau ralentissement de l'expansion, la production d'acier pouvant se situer à cette date aux environs de 95 Mio t.

14. L'industrie sidérurgique s'est efforcée d'améliorer sa compétitivité par une modernisation de son appareil de production et la réduction du coût de son approvisionnement, notamment en matières premières et énergie. Sous l'angle de la politique énergétique, cette tendance se caractérise par une réduction de la mise au mille de coke aux hauts fourneaux grâce notamment à un emploi de minerais riches, à la préparation de la charge et à l'injection de combustibles liquides ou gazeux.

Entre 1960 et 1967, la mise au mille est ainsi passée de 883 kg à 625 kg par tonne de fonte produite, réduisant les besoins en coke de 51 Mio t en 1960 à seulement 46 Mio t en 1967, ce

chiffre incluant d'ailleurs 4 Mio t pour l'agglomération du minerai de fer. En 1970, la mise au mille pourrait être abaissée à 575 kg, ce qui ramènerait les besoins de coke à 45 Mio t (cf. Annexe I/5).

15. L'effet cumulé d'une expansion ralentie de l'activité de l'industrie sidérurgique et d'une réduction de la consommation spécifique a réduit la consommation d'énergie primaire de ce secteur de 12,4 % du totale de la consommation intérieure d'énergie en 1960 à 9,7 % en 1967 pour n'atteindre sans doute que 8,4 % en 1970. La couverture de ces besoins sera assurée par du charbon à concurrence de 70 % en 1970 contre 80 % en 1967 et 95 % en 1960.

16. La consommation d'électricité a été influencée par le développement de la production d'oxygène utilisé notamment pour le procédé L.D., dont la diffusion est rapide, ainsi que par le développement de produits plus élaborés. Les consommations unitaires ont ainsi augmenté pour l'ensemble de la production sidérurgique et sont passées de 393 kWh par tonne d'acier en 1960 à 474 kWh par tonne d'acier en 1966.

#### Les "autres industries"

17. Au cours de la période 1950-1960, la consommation d'énergie non électrique de ce secteur a augmenté à un taux moyen de 4,4 % par an qui n'est que légèrement inférieur à celui de l'accroissement de la consommation totale d'énergie de la Communauté. De 1960 à 1967, le taux s'est relevé, atteignant 5 %. Les besoins d'énergie ont été influencés par le jeu de deux facteurs :

- le ralentissement de l'expansion de la production industrielle;
- les modifications de structure en faveur des branches fortes consommatrices d'énergie et en particulier dans l'industrie chimique qui absorbe 25 % environ de l'énergie non électrique du secteur.

La pénétration des hydrocarbures a été extrêmement forte dans ce secteur et s'est étendue tant aux usages vapeur qu'aux usages four. La couverture des besoins sera assurée à partir de par des hydrocarbures à raison de 90 % en 1970 contre 35 % en 1960 (cf. Annexe I/6).

18. Le taux d'accroissement de la consommation d'électricité de ce secteur a atteint 6,2 % par an depuis 1960 contre 9,1 % au cours de la période 1950-1960. Cette réduction du taux d'expansion résulte du ralentissement de la croissance de l'activité industrielle, et aurait été encore plus forte sans l'industrie chimique qui consomme environ 36 % de l'électricité totale du secteur.

#### Les transports

19. La majeure partie de l'énergie utilisée dans le secteur des transports est destinée aux transports routiers qui couvrent environ 80 % de la consommation totale. La consommation de carburants poursuivra sa croissance en liaison avec l'expansion de la motorisation qui augmente plus rapidement que le P.N.B., ce qui traduit l'influence de l'augmentation des revenus et de la consommation des ménages. La consommation de carburants s'accroît d'environ 11 % par an depuis 1960 et représente plus de 20 % de la consommation des produits pétroliers.

Dans les chemins de fer, la disparition de l'emploi direct du charbon a fait place à l'électricité, qui indirectement incorpore une partie du charbon, et aux produits pétroliers.

Le développement du trafic aérien (+ 12 %) a engendré une augmentation appréciable de la consommation du "jet fuel".

La navigation intérieure ne consomme pratiquement plus que du gas/diesel-oil (cf. Annexe I/6).

### Secteur domestique

20. Les besoins du chauffage représentent environ 75 % de la consommation de la branche. Ils sont fonction du nombre et des caractéristiques des logements. Les besoins en énergie non électrique du secteur ont augmenté au taux de 5,4 % par an depuis 1960.

Avec l'amélioration du niveau de vie, l'élément de prix de revient devient un facteur moins important pour le consommateur, qui attache une importance de plus en plus grande à des éléments tels que la facilité d'emploi et le confort. Le recul des combustibles solides est net (- 20 % depuis 1960); l'expansion du pétrole a été importante, tandis que le gaz naturel accentuait le phénomène de substitution (cf. Annexe I/6)

21. Le secteur domestique est, de loin, le facteur le plus dynamique de l'expansion de la demande d'électricité, son taux de croissance se maintenant à un niveau particulièrement élevé (11,9 % de 1960 à 1967).

### Centrales électriques

22. Les besoins d'énergie primaire pour la production d'électricité sont liés :

- a) au développement de la demande d'électricité;
- b) aux possibilités de couverture de ces besoins par la production primaire (hydraulique, géothermique), la production secondaire thermique classique et la production nucléaire.

L'accroissement de la demande totale d'électricité a marqué de 1960 à 1967 un faible ralentissement par rapport à celui de la période 1950-1960 (7,2 % contre 8,8 %).

Du fait de l'épuisement progressif des sites hydrauliques disponibles et du lent démarrage de l'énergie nucléaire, l'accroissement de la production d'électricité a surtout porté sur les centrales thermiques classiques, qui ont couvert 75 % de la production en 1967 contre seulement 64 % en 1960. Il en est résulté une croissance rapide des besoins en combustibles qui de 75 millions de tec en 1960 sont passés à 119 millions de tec en 1967 et pourraient atteindre 146 millions de tec en 1970.

Pour différentes raisons qui seront explicitées dans le chapitre sur l'énergie électrique, la contribution de chacune des formes d'énergie à la couverture des besoins des centrales s'est aussi profondément modifiée. Les combustibles solides, malgré une progression en chiffres absolus, ont vu leur part ramenée de 80,2 % en 1960 à 65,1 % en 1967, tandis que celle des combustibles liquides progressait de 7,6 % à 25,1 % (cf. Annexes I/7 et I/8).

CHAPITRE II

LE CHARBON ET LE LIGNITE

1. Le charbon

A. LE MARCHÉ

23. La demande intérieure de charbon sur le marché de la Communauté, qui s'élevait à 245 Mio t en 1960, s'est réduite à 202 Mio t en 1967. La régression s'est effectuée depuis 1964 à un rythme particulièrement rapide. Elle a toutefois tendance à se ralentir depuis peu, en raison de l'évolution de la structure de la consommation et des mesures d'intervention prises par les gouvernements.

24. Le tableau suivant montre l'évolution du bilan houille pour les trois années 1960, 1965, 1967 et les prévisions pour 1968

Bilan houille de la Communauté

(en Mio t - équivalent charbon)

	1960	1965	1967	1968 prévisions
1. Consommation intérieure	244,5	230,3	202,4	195,6
2. Exportations	3,6	2,2	2,3	3,1
3. Total des besoins	248,1	232,5	204,7	198,7
4. Production	226,9	211,2	173,8	172,1
5. Récupération	0,6	0,7	0,7	0,6
6. Importations	17,9	29,1	24,2	25,1
7. Total des ressources	245,4	241,0	203,7	197,8
Ecart	- 2,7	+ 8,5	- 1,0	- 0,9
Echanges intracommun.	(20,1)	(16,1)	(19,9)	(19,0)

Données de base concernant le charbon (1967)

I. Marché

<u>Consommation intérieure</u> (Mio tec)		<u>Secteurs de consommation</u> (Mio tec)	
Allemagne	104,3	Centrales électriques	57,2
Belgique	19,7	Cokeries	84,3
France	52,5	Autres industries	14,3
Italie	12,2	Chemins de fer et usines à gaz	7,6
Luxembourg	0,1	Domestique	30,9
Pays-Bas	13,6	Divers	8,4
Communauté	202,4 (1)	Total	202,7

II. Approvisionnement

<u>Production de houille</u> (Mio tec)		<u>Importation de pays tiers</u> (Mio (Mio tec)	
Allemagne	112,6	Allemagne	7,0
Belgique	14,9	Belgique	1,7
France	43,1	France	4,9
Pays-Bas	7,9	Pays-Bas	1,5
Italie	0,3	Italie	9,1
	178,8		24,2
		<u>Exportations</u>	2,3
		<u>Importations nettes</u>	21,9

Stocks totaux de houille  
aux mines (fin décembre 1967) 28,5 Mio tec (32,6 Mio t)

Stocks de coke aux cokeries  
(fin décembre 1967) 5,2 Mio t

III. Données techniques

Capacité technique de production 209,1 Mio t

Taux d'utilisation de la capacité 88 %

Production journalière moyenne  
par siège 3. 675 t

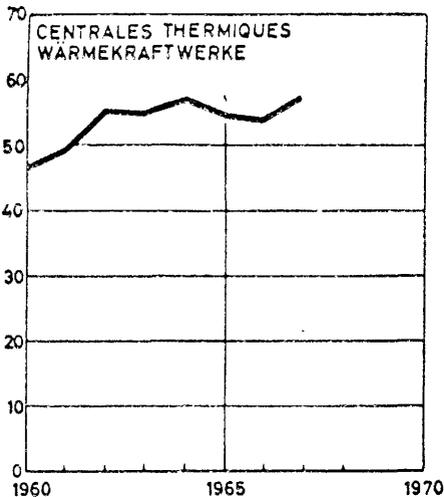
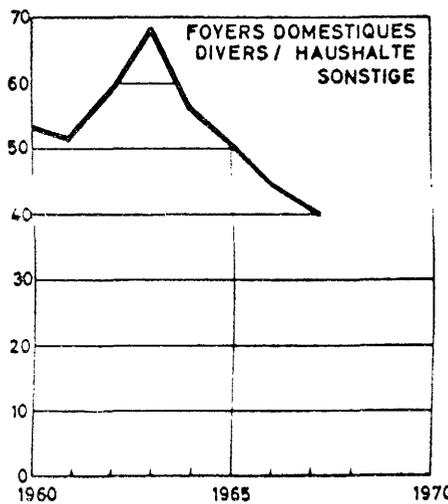
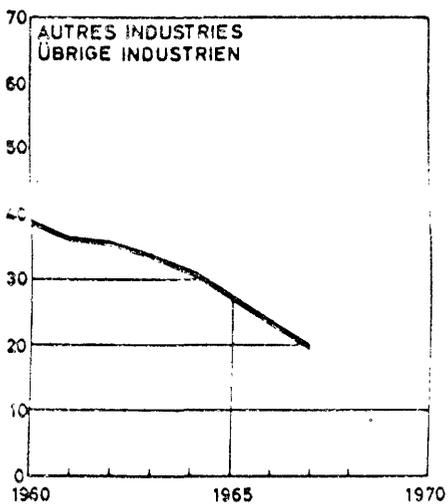
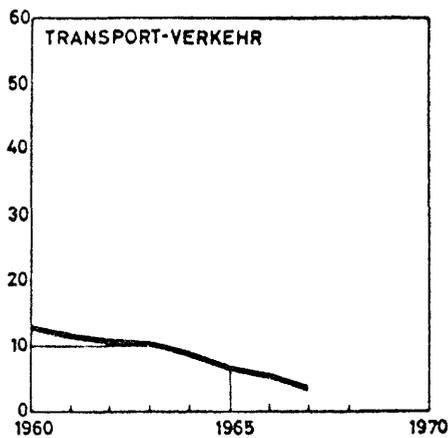
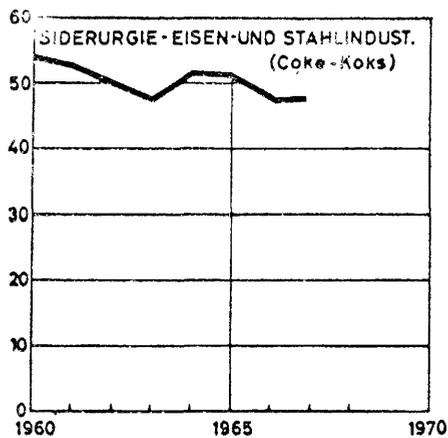
Rendement journalier moyen  
par poste (fond) 2. 951 kg

Nombre d'ouvriers au fond  
(fin décembre 1967) 303.600

(1) Agglomérés de houille compris.

### CONSOMMATION DE CHARBON PAR SECTEUR KOHLENVERBRAUCH NACH VERBRAUCHERGRUPPEN

( EN MILLIONS DE T.E.C.-MILLIONEN TONNEN SKE )



Entre 1965 et 1967, la demande en houille s'est réduite de 28 Mio t et les disponibilités de 37 Mio t, dont 34 Mio t de production intérieure et 5 Mio t d'importation, ce qui a permis l'amélioration du bilan charbonnier de la Communauté.

Les importations en provenance de pays tiers, qui s'élevaient à 29 Mio t en 1965, sont descendues à 24 Mio t en 1967, les deux tiers provenant des Etats-Unis. On note ces dernières années un net accroissement des importations des pays de l'Est, Pologne et URSS, avec des offres nouvelles de charbon à coke. La part de l'importation dans l'approvisionnement du marché intérieur s'élève en moyenne en 1967 pour la Communauté à 12 %, mais avec une situation particulière pour l'Italie, où cette part atteint 76 %, alors que pour les quatre pays producteurs les pourcentages varient entre 6 et 11 %.

A la fin de 1967, les stocks à la production, houille et coke compris (ce dernier converti à 1,3) s'élevaient à 35,3 Mio t. A ce chiffre, il faut ajouter 4 Mio t auprès des centres de consommation en République fédérale, 1,6 Mio t de charbon sarrois stocké en France, ainsi que 0,5 Mio t stockées à l'importation, portant ainsi le total général des stocks à 41 Mio t, correspondant à environ un trimestre de production.

25. La consommation se concentre sur un nombre limité de secteurs, à savoir : la sidérurgie et les centrales thermiques. Ces deux secteurs représenteraient en 1968 un peu moins des deux tiers des débouchés communautaires. La consommation de charbon dans les autres secteurs - foyers domestiques, industries diverses, chemins de fer et usines à gaz - est en rapide régression.

Cokéfaction

26. En 1967, la consommation de coke de four s'est élevée à 64 Mio t dont 46, c'est-à-dire environ les trois quarts, ont été absorbés par l'industrie sidérurgique, qui domine ainsi l'activité de la carbonisation.

Sur le plan de l'approvisionnement de la sidérurgie en combustibles solides, un chiffre global pour la Communauté n'est que peu significatif étant donné les positions différentes des pays membres. Selon les provenances - nationales, autres pays de la Communauté et pays tiers - la situation de l'approvisionnement en coke des hauts fourneaux, exprimé en équivalent houille se présentait de la façon suivante en 1967.

Estimation de la quantité de houille nécessaire pour produire le coke consommé dans les hauts fourneaux de la Communauté en 1967 (1)

(en millions de tec)

Pays de consommation (sidérurgie)	National	Autres pays commun.	Total Communauté	Importé des pays tiers	Total général	Part des pays tiers dans total général
Année 1967	1	2	1 + 2	3	4 (1+2+3)	% 3/4
Allemagne	21,7	-	21,7	0,1	21,8	0,5
Belgique	5,1	1,3	6,4	0,8	7,2	11,1
France	7,3	5,1	12,4	1,4	13,8	10,1
Italie	-	1,5	1,5	3,1	4,6	67,4
Pays-Bas	0,5	0,6	1,1	0,5	1,6	31,3
Luxembourg	-	3,6	3,6	0,5	4,1	12,2
Communauté	34,6	12,1	46,7	6,4	53,1	12,1

(1) Sans charbon et coke pour l'agglomération et autres usages

Sur les 12,1 Mio t, houille et coke compris, échangées à l'intérieur de la Communauté, environ 11,1 Mio t proviennent d'Allemagne. Avec les 21,7 Mio t de provenance nationale consommée dans ce pays, cela montre le rôle prédominant joué par les charbonnages allemands, qui assurent plus de la moitié de l'approvisionnement de la sidérurgie communautaire.

Les 6,4 Mio t importées des pays tiers représentent environ 12 % des besoins de la sidérurgie. La moitié environ de ce tonnage est destinée à l'Italie.

27. En matière de prix, l'approvisionnement des hauts fourneaux bénéficie, depuis le 1er janvier 1967, des nouvelles règles d'alignement des prix fixés par la décision 1/67 (1). Cette décision élargit les possibilités d'alignement de l'article 60 du Traité CECA, pour les fournitures de coke de hauts fourneaux provenant de charbon produit dans la Communauté.

Les alignements totaux ou partiels s'opèrent sur le prix des fines à coke américaines. Les gouvernements garantissent à leurs producteurs charbonniers qui effectuent les livraisons un subside égal en moyenne à 1,7 u.c. par tonne de fines à coke. Une compensation multilatérale entre Etats est prévue pour les échanges intra-communautaires.

Les rabais d'alignement rendus possibles par cette décision atteignent u.c./t 3 à 4 pour la relation Ruhr/Lorraine et u.c./t 1,70 en Allemagne. Pour les livraisons de la Ruhr à l'Italie, ils vont jusqu'à u.c./t 7.

Sur la base de la même décision, les prix de barème hors taxe départ mine des cokés de hauts fourneaux, se sont trouvés abaissés de u.c./t 2 en moyenne.

---

(1) J.O. du 28.2.1967, p. 562, relative au charbon à coke et au coke de provenance communautaire destiné à la sidérurgie de la Communauté.

Les rabais d'alignement ont entraîné un certain nivellement des prix rendus dans la Communauté et contribué à réanimer l'intérêt des consommateurs à l'égard des sources d'approvisionnement intérieures. C'est ainsi qu'en Italie les livraisons de charbon à coke de la Ruhr ont atteint en 1967 1,5 Mio t, soit environ le double de 1966.

Malgré la baisse des frêts atlantiques (on peut tabler sur un niveau moyen actuel de u.c./t 2,80), les prix de fines à coke USA marquent une légère tendance au raffermissement et atteignent actuellement u.c./t 14,50 contre u.c./14 cif A.R.A. (1) il y a quelques mois. En outre, les tonnages hors contrat peuvent donner lieu à des surprises.

Devant cette tendance, qui s'accompagne d'une certaine tension sur les disponibilités américaines dans les qualités recherchées, la sidérurgie communautaire a entrepris des essais avec des fines à coke d'origine polonaise, dont les prix - sans tenir compte des différences de qualité - sont actuellement inférieurs jusqu'à u.c./t 2 à ceux des fines U.S.A.

#### Production d'électricité

28. Grâce au développement général de la consommation d'électricité et aux mesures prises dans plusieurs pays en faveur de l'écoulement du charbon dans ce secteur, les centrales thermiques constituent le seul poste en expansion du bilan charbon.

Pour l'ensemble des centrales minières et publiques, les livraisons de houille sont passées de 39,8 Mio tec en 1960 à 49,5 Mio tec en 1967 (34,4 Mio tec pour les centrales publiques, 15,1 Mio tec pour les centrales minières). En outre, il existe des centrales thermiques dans les

---

(1) Anvers - Rotterdam - Amsterdam.

secteurs de la sidérurgie, des "autres industries" et des chemins de fer qui, en 1967, ont consommé 7,7 Mio tec, soit 13,5 % des besoins en houille de l'ensemble des centrales thermiques (57,2 Mio tec). A ces quantités, s'ajoutent 67 Mio t de lignite, correspondant à environ 20 Mio tec, qui ont été enfournées dans les centrales thermiques en 1967.

29. Sur les prix des barèmes, des rabais d'alignement peuvent être pratiqués jusqu'à 6 u.c./t. Ils sont influencés par les prix des fuels-oils et par les prix des charbons les moins chers importés de pays tiers.

La progression de la consommation de charbon dans ce secteur est fonction des mesures en faveur de son écoulement.

#### Foyers domestiques

30. La consommation de houille dans les foyers domestiques s'est élevée à 18,2 Mio tec en 1967 contre 22,0 Mio tec en 1960. Si l'on y ajoute les autres catégories de combustibles solides, agglomérés, coke de four et coke de gaz, on arrive à une consommation totale (y compris les livraisons au personnel) de 40,7 Mio tec auxquels s'ajoutent 11,8 Mio t de briquettes de lignite (environ 4 Mio tec).

31. Le secteur des foyers domestiques, à travers les fluctuations dues au climat, était autrefois considéré comme un débouché stable pour l'ensemble des combustibles solides. 1964 a marqué un renversement de tendance et le mouvement de régression peut être considéré comme irréversible.

La diminution de l'emploi des combustibles solides dans le secteur foyers domestiques est due non seulement au rapport de prix avec les autres énergies, notamment le fuel oil et le gaz naturel, mais aussi à leurs avantages d'emploi. L'écoulement de charbon dans le secteur des foyers domestiques est cependant soutenu par des facteurs d'inertie, la structure existante des équipements individuels, déterminant ainsi des débouchés pour plusieurs années.

32. Les producteurs tentent de pallier la régression du charbon dans ce secteur en recourant d'une manière croissante aux alignements, mais ils se heurtent à la double limite des ressources financières dont ils disposent et de la réglementation en matière d'alignement.

Les charbons pour foyers domestiques et principalement les anthracites et maigres classés qui représentent 70 % du total des ventes de ce secteur permettaient une valorisation élevée. Le recul de la consommation de cette catégorie de charbon entraîne une baisse de recette sensible pour les charbonnages produisant cette catégorie de charbon.

Un autre problème résulte du fait que les charges de distribution du charbon peuvent conduire à des prix de détail atteignant jusqu'au double du prix de vente du producteur.

## B. L'APPROVISIONNEMENT

### Capacité de production

33. D'après les enquêtes sur les investissements, les possibilités techniques de production des sièges d'extraction des charbonnages de la Communauté comportaient encore 209,3 Mio. t en 1967.

Depuis 1957, 94,0 Mio t de capacité ont été arrêtées par suite de fermeture de sièges, tandis que la capacité de production a été augmentée de 43,5 Mio t dans d'autres sièges. La réduction nette de la capacité de production n'a par conséquent atteint que 50,5 Mio t (1).

34. En 1967, la production de houille dans la Communauté a été de 178,8 Mio tec. Par rapport à 1966, la production a diminué de 19,7 Mio tec, dont 8,3 Mio tec en raison de postes chômés.

Production de houille (1)

(A = 1000 tec et B = séries nationales en 1000 tonnes)

	1960		1965		1966		1967	
	A	B	A	B	A	B	A	B
Allemagne	142.355	(142.287)	135.420	(135.00)	126.551	(125.970)	112.654	(112.043)
Belgique	20.619	( 22.464)	17.798	( 19.786)	15.661	( 17.500)	14.864	( 16.438)
France	51.145	( 55.735)	46.525	( 51.294)	45.827	( 50.280)	43.100	( 47.568)
Italie	557	( 736)	261	( 389)	259	( 418)	262	( 410)
Pays-Bas	12.265	( 12.498)	11.182	( 11.446)	9.814	( 10.052)	7.897	( 8.065)
Communauté	226.941		211.196		198.112		178.777	

(1) Voir détails sur l'évolution de la production par bassins en Annexe II/1.

(1) Les indications relatives aux variations de la capacité de production tiennent compte, non seulement des fermetures complètes et partielles, mais aussi des variations de capacités dues à la réduction du nombre des journées de production et de la durée des postes (modifications prévues à la convention collective), à la mise en exploitation de couches plus profondes, à l'adaptation technique pour pallier le manque d'ouvriers, etc....

Suivant les objectifs connus pour la Belgique, la France et les Pays-Bas, la production de ces pays en 1970 pourrait s'élever à 60 Mt. Avec une estimation de l'évolution de la production en Allemagne, la production globale de la Communauté en 1970 pourrait se situer aux environs de 160 Mt.

La structure de l'industrie charbonnière

35. L'industrie charbonnière est nationalisée en France; dans les autres pays membres, elle est en partie privée, en partie sous le contrôle de l'Etat.

La propriété des entreprises charbonnières dans les Etats membres

(1967 - Partiellement estimé)

(% production totale)

Propriétaire ou détenteur de la majorité du capital	Allemagne	France	Pays-Bas	Belgique
Sidérurgie	33,6	-	26,7	-
Chimie et pétrole	9,9	-	-	-
Pouvoirs publics	20,0	99,0	54,1	53,8
Centrales électriques (services publics)	9,2	-	-	-
Divers	27,3	1,0	19,2	46,2
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

36. Outre la production charbonnière, l'activité économique des entreprises de ce secteur couvre également la transformation de charbon dans les cokeries, la fabrication de briquettes et les centrales électriques. Le tableau suivant indique la production de coke, de briquettes et d'électricité dans les installations propres des mines en 1967.

./.

Production :	Coke (1000 T.)	Briquettes (1000 T.)	Electricité (1) (milliards kWh)
Allemagne	30.652	3.578	22,3
Belgique	1.122	833	2,8
France	7.842	3.858	11,8
Pays-Bas	1.445	1.090	2,4
Total	41.061	9.359	39,3

La production des énergies secondaires relevée dans ce tableau a absorbé en moyenne près de 50 % de la production communautaire de charbon.

37. La dimension des entreprises minières de la Communauté est très variable. Le tableau ci-dessous indique qu'en 1966 la production journalière de 139 mines (qui représentaient environ 30 % de la production totale) était inférieure à 4.000 tonnes. Dans la plupart d'entre elles, la situation au point de vue rendement était relativement peu favorable. La dimension optimale pour la production de charbon-vapeur et de charbon à coke doit se situer entre 6.000 et 10.000 tonnes de production journalière, et au-delà.

Production journalière (tonnes)	Allemagne	Belgique	Nombre de mines:		
			France	Pays-Bas	Communauté
0 - 2000	7	45	36	3	91
2000 - 4000	24	2	17	5	48
4000 - 6000	31	1	10	1	43
6000 - 8000	15	3	1	1	20
plus de 8000	14	1	3	1	19
Total	91	52	67	11	221

Evolution des investissements

38. En moyenne, pour les années 1954 à 1959, les investissements des charbonnages de la Communauté se sont élevés à 434 millions d'u.c. Pour 1967, des investissements d'un montant de 252 millions d'u.c. ont été déclarés, dont 60 % environ portent sur des investissements dans les sièges d'extraction.

Dépenses d'investissements

	Moyenne des années 1954 à 1959		1967 (1)	
	mio u.c.	%	mio u.c.	%
Sièges d'extraction	253,9	58,2	150,6	60,1
Cokeries	68,3	15,7	20,7	8,3
Centrales	107,0	24,6	73,9	29,6
Agglomérations	5,0	1,5	5,0	2,0
Dépenses totales	434,2	100,0	250,2	100,0
(1) Chiffres provisoires				

Les dépenses d'investissements par tonne de production dans les sièges d'extraction s'élevaient en moyenne à 1,05 u.c. de 1954 à 1959. En 1967, elles sont tombées à 0,8 u.c. Cette réduction des investissements a porté davantage sur les investissements des nouveaux sièges que sur les investissements de modernisation et d'entretien dans les sièges en exploitation.

Dans les cokeries, en raison de la situation actuelle et malgré la régression des investissements, les possibilités de production de coke couvrent les besoins de la Communauté et de l'exportation. Il en serait autrement si une augmentation des importations de fines à coke des pays tiers imposait la fermeture de nombreuses mines produisant du charbon à coke, et indirectement se répercutait sur les cokeries minières attenantes.

#### Rationalisation dans les charbonnages

39. Dans le cadre de la rationalisation interne, la part de la production provenant de tailles entièrement mécanisées a pu être portée à 74 % environ en 1967. Ceci concerne principalement les tailles horizontales, dont la production représente environ 80 % de la production totale.

#### Part de la production provenant de tailles entièrement mécanisées

(en %)

	1959	1965	1966	1967 (1)
Ruhr	27,3	71,1	74,5	78,0
Allemagne	25,1	73,2	76,3	78,8
Belgique	22,1	56,0	56,4	57,0
France	45,9	59,8	64,2	66,0
Pays-Bas	46,0	78,9	79,6	80,0
Communauté	30,3	69,1	71,7	74,0

(1) Chiffres provisoires

A côté de la mécanisation totale de l'abatage et du chargement du charbon dans les couches horizontales, le développement de la mécanisation s'est porté en 1967 sur une utilisation accrue du soutènement marchant, dont la part est passée, au cours des cinq dernières

années, de 1,4 % de la production des tailles entièrement mécanisées à 8 % et qui pourrait passer peu à peu à 30-40 % dans les cinq années à venir, si les investissements correspondants étaient engagés.

La mécanisation de l'exploitation des tailles montantes, qui représentent 20 % environ de la production a également été amorcée.

En même temps que la mécanisation de l'abatage et la mise en oeuvre du soutènement marchant, l'infrastructure des sièges d'extraction a été améliorée. Il existe encore à cet égard d'autres possibilités dont les effets sur l'abaissement des prix de revient restent à examiner.

40. A côté de la rationalisation de l'exploitation, une concentration de la production a été poursuivie. Le nombre des sièges en activité dans la Communauté a été ramené en 1967 à 187 contre 330 en 1960. La production journalière moyenne par siège est passée de 2.630 à 3.675 tonnes.

Evolution du rendement

41. En 1966 et 1967, l'accroissement de la productivité a été supérieur à la moyenne des cinq années précédentes.

Evolution du rendement fond par homme et par poste  
en moyenne communautaire (1)

	1960	1965	1966	1967
	1.958	2.461	2.611	2.833
Taux d'accroissement annuel en kg	+ 100	+ 150	+ 222	
en %	+ 4,7	+ 6,1	+ 8,5	

(1) Les chiffres correspondant par bassins sont donnés à l'Annexe II/2.

Le fort accroissement du rendement que l'on observe actuellement est imputable en premier lieu aux efforts de rationalisation et de concentration des entreprises. Mais d'autres facteurs ont également joué un rôle. Dans les mines menacées de fermeture, la production se concentre dans les tailles les plus productives avant que n'intervienne l'arrêt de l'exploitation. En outre, la fermeture des sièges à faible rendement entraîne une augmentation du rendement moyen du bassin dans lequel il se trouve.

42. Les progrès que l'on peut espérer attendre en matière de rendement par une fermeture des sièges où la productivité est la plus faible est cependant très variable suivant les bassins. Ceci est illustré par le tableau ci-après dans lequel a été calculé dans quelle proportion le rendement moyen par poste pourrait être augmenté dans l'hypothèse où l'on réduirait la production dans la proportion de 30 %. On constate que la dispersion du rendement dans les grands bassins est relativement faible et que par conséquent l'amélioration que l'on pourrait escompter d'une réduction importante de la production demeurerait limitée. Dans la plupart des autres bassins, l'effet d'une telle mesure sur les rendements moyens par poste serait beaucoup plus prononcé, mais leur part dans la production est relativement faible, si bien qu'il ne faudrait pas non plus attendre d'une réduction de la production des gains appréciables en matière de rendement moyen pour la Communauté.

Moyenne par bassin du rendement par poste fond,  
calculée pour 70 % de la production sur la base  
de la production de 1966 = 100%

	100 % production	rendement poste	70 % production	rendement poste	augmentation rendement
Aix-la-Chap.	7,4	2.212	5,2	2.340	6 %
Ruhr	107,8	3.155	75,7	3.279	4 %
Sarre	13,8	2.960	9,6	3.219	9 %
Campine	8,5	2.261	5,9	2.334	3 %
Sud Belgique	8,6	1.805	6,2	1.943	8 %
Nord/P.d.Calais	25,3	1.710	17,5	1.813	6 %
Lorraine	15,5	3.461	10,9	3.669	6 %
Centre-Midi	9,5	2.037	6,6	2.304	13 %
Limbourg	10,3	2.305	7,2	2.429	5 %

43. Le nombre des mineurs de fond est passé de 547.000 en 1960 à 322.000 en 1967, soit plus de 41 % de réduction. Par contre, la réduction de la production s'est élevée à 21 %. Cette grande différence de pourcentage exprime le progrès de la productivité.

Diminution de la production et des effectifs  
de fond

	Production	Ouvriers du fond (1)
	Mio t	1000
<u>Ensemble de la Communauté</u>		
1960	237,7	547,4
1967	184,5	322,5
Variation	- 21,1 %	- 41,1 %
(1) Moyenne annuelle		

Evolution des coûts de production

44. Le tableau suivant fait ressortir pour les bassins de la Communauté la relation étroite entre le niveau du rendement par poste et celui du progrès des coûts de production.

Rendement et coût de production en 1967

	Rendement par homme et par poste au fond		Coût de production <sup>(1)</sup>
	kg	Communauté = 100	Communauté = 100
Aix-la-Chapelle	2.585	91,2	106,6
Ruhr	3.511	123,9	87,4
Sarre	3.195	112,8	91,5
Allemagne	3.381	119,3	89,0
Campine	2.360	83,3	110,5
Sud de la Belgique	1.864	65,8	140,3
Belgique	2.102	72,4	124,9
Nord/Pas-de-Calais	1.805	63,7	122,3
Lorraine	3.704	130,7	97,3
Centre-Midi	2.177	76,8	119,1
France	2.241	79,1	113,8
Pays-Bas	2.428	85,7	120,4
Communauté	2.833	100	100,0
(1) Valeurs provisoires			

Mais la rentabilité d'un siège n'est pas uniquement conditionnée par sa productivité et le niveau de ses coûts. Elle est fonction également de la qualité du charbon extrait et de la situation géographique du siège par rapport aux centres de consommation.

45. Tandis qu'entre 1960 et 1965 les coûts de production en valeur nominale ont augmenté de 3,8 % en moyenne, leur accroissement n'a été que de 1 % en 1966 et de 0,1 % en 1967. Ces variations s'entendent en valeur nominale, c'est-à-dire sans correction de la tendance générale de hausse des prix. En valeur réelle, les coûts de production ont plutôt baissé au cours des dernières années, au moins depuis 1966 (1).

L'industrie charbonnière étant une industrie à forte main d'oeuvre - plus de la moitié des coûts de production sont constitués par des charges salariales - les coûts de production dépendent dans une large mesure du rendement et de l'évolution des salaires dans les charbonnages.

Influence des variations du rendement par poste et des charges salariales sur les coûts de production

	Allemagne	France	Belgique	Pays-Bas
Variation annuelle du rendement par homme et par poste au fond en %				
1965/60	+ 5,8	+ 2,5	+ 3,5	+ 4,2
1966/65	+ 8,0	+ 3,2	+ 6,5	+ 2,3
1967/66	+ 11,0	+ 6,5	+ 5,3	+ 5,3
Variation annuelle des dépenses des employeurs pour les salaires et charges connexes, par heure, en %				
1965/60	+ 7,8	+ 8,2	+ 8,9	+ 9,3
1966/65	+ 4,6	+ 5,5	+ 7,2	+ 7,5
1967/66 (2)	..	..	..	..
Variation annuelle des coûts de production en %				
1965/60	+ 3,4	+ 5,0	+ 2,8	+ 5,9
1966/65	- 0,9	+ 2,5	+ 5,6	+ 4,0
1967/66 (3)	- 1,8	+ 2,0	+ 2,7	+ 0,2

(1) Voir Annexe I/3

(2) Chiffres non disponibles

(3) Valeurs provisoires

D'autres facteurs interviennent aussi, tel le degré d'utilisation de la capacité des installations. En effet, une utilisation moindre des capacités résultant par exemple d'une augmentation des postes chômés accroît la part des charges fixes dans les coûts de production. Ce phénomène apparaît clairement dans le cas de la Belgique en 1966 et de l'Allemagne en 1967.

#### Evolution des recettes

46. Le niveau des recettes reflète la situation de marché dans laquelle se trouve le charbon par rapport aux autres formes d'énergie. Il est aussi fonction de la position géographique des différents bassins par rapport aux centres de consommation et des différences de qualité des charbons produits. En outre, les recettes sont affectées par les mesures de politique énergétique prises par les gouvernements telles que subventions, droits de douane, taxes de consommation sur les produits énergétiques concurrents etc...

Après une progression encore sensible de 1960 à 1965, les recettes des charbonnages ont diminué d'une manière notable en 1966 et en 1967, ce qui traduit la situation de concurrence toujours plus sévère, à laquelle le charbon de la Communauté a dû faire face. Ce phénomène a joué dans l'ensemble de la Communauté à l'exception des Pays-Bas où la production s'est concentrée sur les charbons à forte recette.

#### Variation annuelle des recettes de la production charbonnière de la Communauté (1)

	Allemagne	Belgique	France	Pays-Bas
1965/60	+ 2,6	+ 1,6	+ 1,8	+ 3,6
1966/65	- 1,5	- 3,3	- 0,6	+ 0,4
1967/66 (2)	- 0,6	- 5,2	- 1,8	+ 0,2

(1) L'annexe II/4 contient des renseignements détaillés par bassin  
(2) Valeur provisoire.

47. L'évolution différente des coûts de production, d'une part, et des recettes de l'autre, ont conduit à un déficit croissant des charbonnages, malgré des mesures renforcées de protection ou d'aides aux charbonnages et des systèmes de subventions aux consommateurs.

Seule une évaluation chiffrée de l'incidence de ces diverses mesures peut permettre une appréciation des perspectives des charbonnages.

### C. MESURES D'INTERVENTION

#### Politique commerciale

48. Le commerce extérieur est important pour l'approvisionnement en charbon de la Communauté. En 1967, 24,2 Mio t de houille ont été importés; dans la même année, 2,4 Mio t de charbon et 2,6 Mio t de coke ont été exportés. Pour le charbon, la compétence en matière de politique commerciale vis-à-vis des pays tiers appartient essentiellement aux gouvernements.

Les politiques commerciales poursuivies par les Etats membres qui sont dictées essentiellement par les intérêts nationaux (politique commerciale générale, possibilités d'achats favorables, échanges entre produits industriels, problèmes sociaux etc...) ont conduit à une certaine diversité des mesures prises en ce qui concerne les importations de charbon. Il en résulte notamment que contrairement aux autres produits qui à partir du 1er juillet 1968 circulent librement à l'intérieur de la Communauté, le charbon ne participe à l'union douanière que pour les productions nationales et non pour les produits importés des pays tiers.

49. Dans les grandes lignes, la politique commerciale charbonnière des pays de la Communauté se présente comme suit :

### Allemagne

Limitation quantitative des importations de charbon en franchise de droits en provenance des pays tiers à 6 Mt/an et instauration d'un droit de douane de 20 DM/t pour les tonnages qui dépassent le contingent en franchise. Répartition régionale de ce contingent à l'exclusion de la sidérurgie de la Ruhr.

### Belgique

Aucun droit de douane n'est perçu sur les importations de charbon en provenance des pays tiers. Les quantités à importer sont fixées périodiquement par l'administration pour les fines à coke, le charbon domestique et le charbon industriel et sont apurées au moyen de licences d'importation.

### France

Aucun droit de douane n'est perçu sur les importations de charbon en provenance des pays tiers. Les tonnages à importer font l'objet de programmes périodiques établis par l'Administration et sont apurés par l'ATIC.

### Pays-Bas

Aucun droit de douane n'est perçu sur les importations de charbon en provenance des pays tiers. Les quantités importées sont fixées par voie administrative, suivant la situation du marché.

### Italie

Importations libéralisées avec obligation de licences pour les importations de coke des pays de l'Est. Droit de douane de 10 % sur les importations de coke avec ristourne pour la sidérurgie.

### Subventions aux entreprises

50. Dans le Protocole d'Accord du 21 avril 1964 sur l'Energie, les gouvernements ont accepté d'établir un marché commun de l'énergie en même temps qu'ils en ont fixé les principes et les buts. En exécution de ces principes, la Haute Autorité, sur avis conforme du Conseil spécial des Ministres de la C.E.C.A., a promulgué la décision no. 3-65 du 17 février 1965 relative au régime communautaire des interventions des Etats membres en faveur de l'industrie houillère et la décision no. 1-67 du 21 février 1967 relative aux charbons à coke et cokes destinés à la sidérurgie de la Communauté.

Suivant les dispositions de la Décision no. 3-65, la Commission peut autoriser l'octroi d'aides des Etats aux entreprises en vue de favoriser la rationalisation et d'éviter des troubles graves dans la situation économique et sociale de certaines régions, dans la mesure où ces aides ne sont pas de nature à porter préjudice au bon fonctionnement du marché commun. La décision no. 3-65 règle en même temps la compensation des charges sociales du régime minier anormalement élevées (cf. Annexe II/5, tableaux a) et b)).

Cette décision, entrée en vigueur le 1er mars 1965 et qui à l'origine était applicable jusqu'au 31 décembre 1967, a été prolongée jusqu'au 31 décembre 1970.

La décision no. 1-67 a créé un système communautaire pour favoriser l'écoulement du charbon à coke et du coke en permettant l'alignement de son prix sur celui du charbon américain importé. Cette décision, entrée en vigueur le 1er janvier 1967, est applicable jusqu'au 31 décembre 1968.

51. Les mesures financières prises dans le secteur du charbon par les quatre pays producteurs ont les formes ci-après :

- subventions aux consommateurs
- subventions directes aux producteurs
- subventions indirectes aux producteurs
- autres subventions
- aides gouvernementales à la sécurité sociale.

Ces mesures sont détaillées en Annexe II/6. A côté des versements de l'Etat à caractère social, qui représentent les montants les plus importants, les gouvernements des quatre pays producteurs emploient des méthodes différentes pour atténuer la crise du charbon :

- les gouvernements français, belge et néerlandais accordent essentiellement des subventions directes aux producteurs;
- les mesures du gouvernement allemand sont plus diversifiées et comportent en particulier des subventions aux consommateurs.

## 2. Le lignite

52. Le terme "lignite" couvre divers combustibles dont le pouvoir calorifique varie assez fortement suivant leur teneur en matières volatiles et en eau, qu'il s'agisse de lignite récent (1 t = 0, 2 à 0,4 tec) de Hartbraunkohle (1 t = 0,5 tec) ou de lignite ancien (1 t = 0,6 à 0,7 tec). En 1967, la production communautaire qui assurait plus de 90 % de l'approvisionnement du marché en lignite, se composait d'environ 100 millions de tonnes de lignite récent extrait principalement en Allemagne et de 2,6 millions de tonnes de lignite ancien produit à raison de 1/3 en Allemagne et de 2/3 en France.

### A. LE MARCHÉ

53. Les emplois de lignite sont peu diversifiés et se concentrent surtout sur la transformation en énergie dérivée. Les centrales électriques absorbent 65 % des disponibilités de lignite dans la Communauté, ce qui représente 17 à 18 % de la production brute d'électricité d'origine thermique classique. Par ailleurs, la fabrication des briquettes absorbe 28 % des disponibilités. Les briquettes de lignite sont destinées principalement aux foyers domestiques qui reçoivent plus de 80 % des livraisons de ce type de combustible sur le marché intérieur.

La consommation de lignite est donc fortement dépendante des facteurs qui influencent les besoins de ses deux principaux utilisateurs, c'est-à-dire d'une part la demande d'électricité et les fluctuations de l'hydraulicité, et d'autre part les écarts de la température. Mais aux variations assez amples et imprévisibles de la consommation, répond une grande souplesse de l'extraction du lignite.

Données de base concernant le lignite et les briquettes de lignite (1967)

I. Marché

<u>Consommation intérieure (mio de tec)</u>				<u>Secteur de consommation (mio de tec)</u>			
	<u>Lignite</u> <sup>1)</sup>	<u>Briquettes</u>	<u>Total</u>		<u>Lignite</u> <sup>1)</sup>	<u>Briquettes</u>	<u>Total</u>
All.	19,1	9,2	28,3	Centr. électr.	19,7	0,2	19,9
Bel.	-	0,0	0,0	Foyers domest.	0,2	8,1	8,3
Fr.	1,5	0,2	1,7	Autres industr.	1,3	1,2	2,5
It.	0,8	0,2	1,0	Divers	0,3	0,2	0,5
Lux.	-	0,1	0,1				
P.B.	0,0	0,1	0,1				
Comm.	21,4	9,8	31,2	Total	21,5	9,7	31,2

(1) Non compris le lignite transformé en briquettes

II. Approvisionnement

<u>Production lignite</u> (millions de tec)		<u>Production briquettes</u> (millions de tec)		<u>Importations de pays tiers</u> (millions de tec)		
				<u>Lignite</u>	<u>Briquettes</u>	<u>Total</u>
All.	26,9	All.	8,2	A.	0,6	2,3
Bel.	-	Bel.	-	B.	-	0,0
Fr.	1,5	Fr.	-	I.	-	0,0
It.	0,8	It.	-	Com.	0,6	2,3
Lux.	-	Lux.	-	Exp.	-	0,2
P.B.	-	P.B.	0,0	Imp.	0,6	2,1
Comm.	29,2	Comm.	8,2	nettes		

Echanges intracommunautaires

Lignite	0,0
Briquettes	0,5
<b>Total</b>	<b>0,5</b>

III. Données techniques

	<u>Production de lignite</u>		<u>Production de briquettes</u>	
	<u>Nombre de sièges</u>	<u>% de l'extr. totale</u>	<u>Nombre d'usines</u>	<u>% de production totale</u>
All.	30	92	13 +)	99,75
dont Rhénanie	10	77	10 +)	84,00
Fr.	6	5	-	-
dont Provence	5	4	-	-
It.	3	3	-	-
P.B.	-	-	1	0,25
Comm.	39	100	14	100

+ ) dont 1 producteur de semi-coke.

Entre 1960 et 1967, la consommation de lignite dans les centrales électriques s'est accrue annuellement d'à peu près 5 %, en raison principalement du prix avantageux de ce combustible qui se situe actuellement, en Rhénanie, pour la vente aux centrales, à environ 8,75 \$ par tec. On notera à ce sujet que la part des coûts de combustibles dans les coûts totaux pour la production d'électricité se chiffre à environ 40 % pour le lignite alors qu'elle atteint 55 % dans le cas de la houille.

En fin d'année 1966, les centrales électriques pouvant utiliser du lignite représentaient environ 11 % des puissances thermiques classiques installées dans la Communauté. Par pays, et par type de centrales, elles se répartissaient comme suit :

	Allemagne	France	Italie	Communauté
<u>Centrales monovalentes</u>				
Au lignite (en MW)	7.929	251	-	8.180
Part du lignite dans le total "monovalent" (en %)	24,1	2,3	-	14,8
<u>Centrales bivalentes</u>				
- Lignite/charbon (en MW)	26	-	-	26
- Lignite/pétrole (en MW)	187	-	482	669
- Lignite/gaz nat.(en MW)	60	-	-	60
Part du lignite dans le total "bivalent" (en %)	3,6	-	9,4	3,2
<u>Total pouvant fonctionner</u>				
Au lignite (en MW)	8.200	251	482	8.933
Part du lignite dans le total "mono-, bi- et trivalent" (en %)	20,2	1,5	4,3	10,8

La consommation des briquettes de lignite, destinées principalement aux foyers domestiques, a marqué une légère progression jusqu'en 1963; elle suit depuis lors une tendance régressive comparable à celle des autres combustibles solides dans ce secteur de consommation. L'adaptation de la production aux nouvelles conditions de la demande s'étant faite sans réductions importantes des capacités, il ne se pose dès lors aucun problème technique pour assurer un approvisionnement satisfaisant du marché. De récents investissements de la plus importante société rhénane ont même pour but d'activer les ventes grâce à une modernisation et un accroissement de la capacité de production.

B. L'APPROVISIONNEMENT

54. Pour l'année 1967, les données principales concernant la production de lignite dans les différents bassins se présentent comme suit :

	Production 1967			Ouvriers à la production (moyenne 1967) (1.000)	Production moyenne par jour ouvré (1967) (1.000 tec)
	tout lignite (Mio tec)	dont :			
		lignite récent (Mio t.)	lignite ancien (Mio t.)		
Rhénanie	22,50	83,04	-	16,9	74,8
Basse-Saxe	1,40	5,15	-	4,1	4,6
Hesse	1,02	3,76	-	2,4	3,4
Bavière	1,95	4,82	0,89	3,5	6,5
Total Allemagne	26,87	96,77	0,89	26,9	89,2
Provence	1,24	-	1,73	2,4	4,8
Région landaise	0,28	1,19	-	0,2	0,9
Total France	1,52	1,19	1,73	2,6	5,7
Total Italie	0,78	2,20	-	.	.
Communauté	29,17	100,16	2,62	.	.

La principale société rhénane d'extraction du lignite, la "Reinische Braunkohlenwerke AG", produisant 75 % du lignite communautaire dépend du plus grand producteur d'électricité d'Allemagne (Rheinische-Westfälische Elektrizitätswerke). En général, les autres exploitations de Rhénanie appartiennent également au secteur privé tandis que dans les autres bassins allemands il s'agit principalement de sociétés publiques. C'est en Allemagne que se trouve la quasi-totalité des fabriques de briquettes de la Communauté. En France, les bassins de Provence sont gérés par les "Charbonnages de France" tandis que l'exploitation d'Arjuzanx dépend de l'Electricité de France.

La part de la France et de l'Italie réunies ne représentent qu'environ 8 % de l'extraction du lignite dans la Communauté, l'Allemagne assure donc la majeure partie de la production et seules ses réserves seront prises en considération. Celles-ci peuvent se chiffrer au total à environ 63 milliards de tonnes en place dont 3 milliards de tonnes en Hesse et le reste en Rhénanie. Si, par hypothèse, la production rhénane demeurerait au niveau actuel de 83 millions de tonnes par an, les réserves économiquement récupérables de cette région, soit 8 milliards de tonnes, permettraient cette extraction pendant environ 95 années. Il faut néanmoins tenir compte, pour ce bassin, de l'inclinaison des couches exploitables qui affleurent dans le Nord mais s'enfoncent au fur et à mesure qu'en descend vers le Sud, ce qui limite les lieux d'implantation possible d'unités de production économiquement rentables.

Dans les exploitations à ciel ouvert, hautement mécanisées, qui sont la majorité, les chiffres de production par ouvrier sont particulièrement élevés (25 tonnes en France, 40 en Allemagne), mais n'ont pas de signification par rapport aux chiffres de rendement des mines de houille. Dans les exploitations souterraines, le rendement oscille entre 2,5 et 3 tonnes.

Dans l'ensemble, le lignite permet un approvisionnement énergétique bon marché et abondant. Pour le lignite rhénan dont l'extraction est hautement mécanisée, les amortissements et intérêts du capital représentent 35 % du coût total de production, les coûts d'exploitation environ 30 %, les dégâts miniers et le réaménagement du site 25 % et les frais généraux 10 %. Le prix de vente moyen de 8,75 \$ par tec fait du lignite un produit énergétique compétitif pour l'approvisionnement des centrales. Quant aux briquettes de lignite, leur prix départ usine varie, selon la qualité, aux alentours de 15 \$ par tec.

Il convient d'ajouter que contrairement à la houille, les entreprises productrices de lignite demeurent rentables et ne bénéficient de subventions, ni au niveau de la production ni au niveau de l'écoulement dans les centrales électriques.

55. La Communauté était importatrice nette de lignite (pour un quart en lignite brut et trois quarts en briquettes) à raison de 7 % des ressources en 1967. Les échanges intracommunautaires portent sur un montant très faible (1,6 % des ressources en 1967).

### CHAPITRE III

#### LE PETROLE

##### A. LE MARCHÉ

###### La demande dans la Communauté (1)

56. La consommation de pétrole dans les pays membres a augmenté au rythme d'environ 15 % par an entre 1950 et 1965. Cette croissance a d'abord été animée par la demande de carburants, puis, à partir de 1958, par celle des combustibles pétroliers. Depuis quelques temps, elle se ralentit. Trois facteurs expliquent cette évolution récente : une expansion économique plus hésitante ces dernières années, un certain épuisement, naturel ou dirigé, de la substitution du pétrole au charbon et le développement de nouvelles formes d'énergie, essentiellement le gaz naturel. Pour la période de 1965 à 1970, le taux d'accroissement annuel tomberait à 10 % et continuerait à se réduire graduellement par la suite.

57. Le tonnage de produits pétroliers destinés à la consommation intérieure d'énergie ne constitue que 80 % des besoins totaux de pétrole. Il faut y ajouter les livraisons aux soutes et les produits non énergétiques : solvants, lubrifiants, bitumes et matières premières pour la pétrochimie. Au total, la consommation de pétrole de la Communauté approchera 300 millions de tonnes dès cette année.

Les produits à usages spécifiques (2) représentaient 62 % des besoins de pétrole, il y a dix ans. Leur part n'est plus aujourd'hui que de 47 %, mais cette proportion devrait au moins se maintenir car la consommation de carburants continuera sans doute à croître régulièrement tandis que les besoins pour la pétrochimie sont en rapide essor.

---

(1) cf. aussi Annexe III/1.

(2) Par produits à usages spécifiques, il faut entendre ici les carburants, les huiles de soutes, les combustibles consommés dans les raffineries et les produits non énergétiques.

Données de base concernant le pétrole (1967)

I. Marché

<u>Livraisons aux consommateurs (Mio t)</u>		<u>Secteurs de consommation</u>	
Allemagne	80,8	Raffineries	20,0
Belgique	15,6	Centrales électriques	22,2
France	56,9	Usines à gaz	3,3
Italie	52,3	Sidérurgie	7,7
Luxembourg	0,9	Autres industries	56,9
Pays-Bas	20,4	Transport	55,9
		Domestique	58,2
		Agriculture	2,7
Communauté	226,9		
		Consommation finale	226,9

II. Approvisionnement

<u>Pétrole brut (Mio t)</u>		<u>Produits pétroliers (Mio t)</u>	
Production intér.	14,8	Production intérieure	273,4
Importation	286,9		
dont :		dont :	
Moyen-Orient	(166,6)	Carburant avion	(6,4)
Afrique	(97,5)	Carburant auto	(38,1)
Hémisp. occ.	(8,8)	Hexoxène	(3,3)
Pays de l'Est	(13,9)	Gas/diesel oil	(82,0)
Divers	(0,1)	Fuel oil	(106,9)
Total	(301,6)	Importations	15,6
		Total	289,0

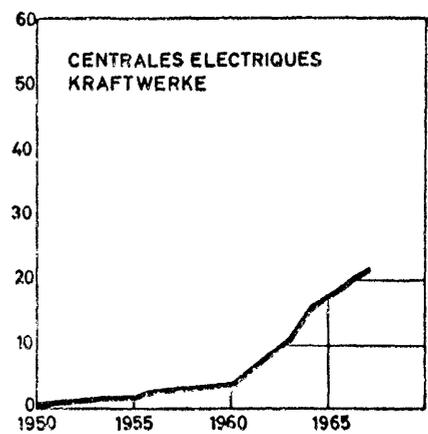
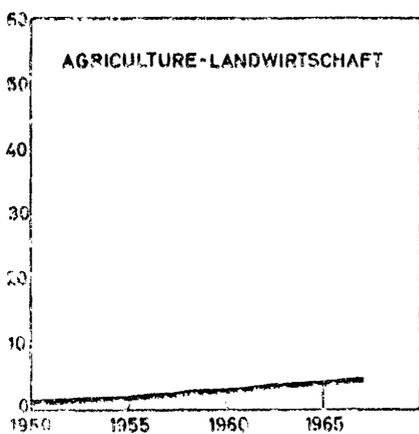
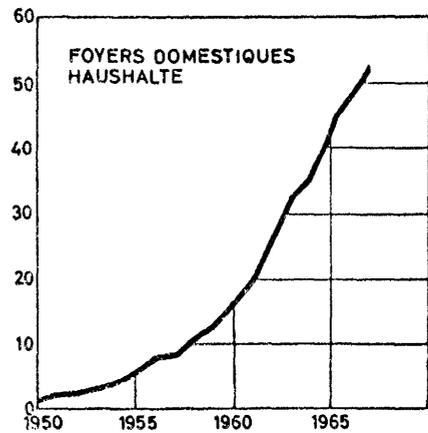
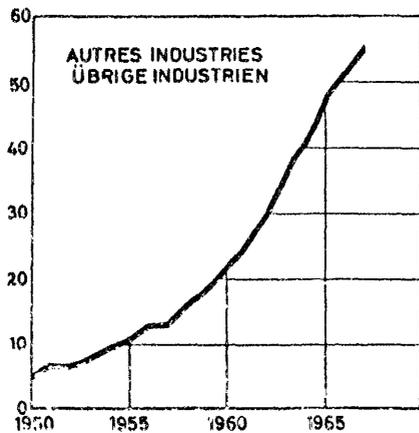
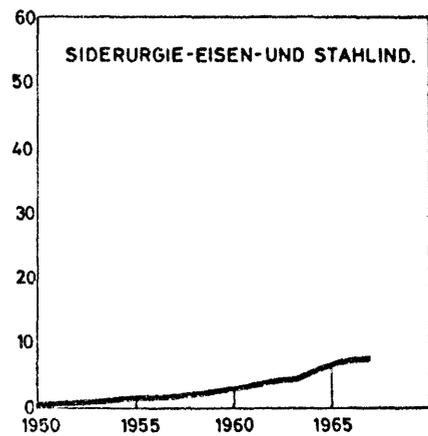
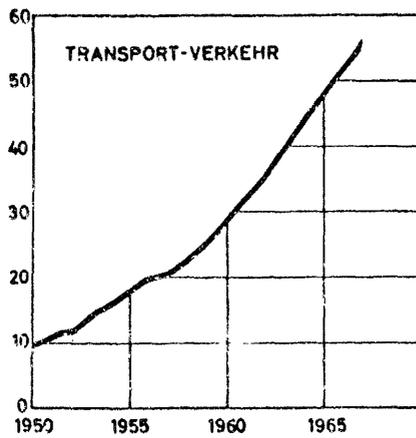
III. Données techniques

	<u>Nombre de raffineries</u>	<u>Capacité totale</u>
Allemagne	35	109,0
Belgique (1)	8	20,5
France	19	83,8
Italie (1)	33	136,9
Pays-Bas (1)	6	37,8
Communauté	101	388,0

(1) Provisoire

## CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS PAR SECTEURS VERBRAUCH VON ERDÖLERZEUGNISSEN NACH SEKTOREN

( EN MILLIONS DE TONNES - IN MILLIONEN TONNEN )



58. La croissance de la consommation qui vient d'être décrite a été influencée par les régimes fiscaux particuliers en vigueur dans les Etats membres.

D'une manière générale, les Etats européens perçoivent des taxes élevées sur les carburants. Ils ont motivé cette fiscalité par l'importance des dépenses consacrées aux réseaux routiers. Le niveau de cette taxation présente cependant des différences sensibles suivant les pays membres. Ainsi, pour l'essence, la charge varie entre 60 % et un peu plus de 75 % du prix au consommateur. Mais il faut aussi tenir compte des taxes sur les véhicules qui, dans certains cas, atténuent ces écarts. Les modes de taxation exercent aussi une influence sur les caractéristiques techniques du parc automobile, ce qui a une incidence sur la demande de carburant. Ces divers éléments devront être pris en considération lorsqu'il s'agira d'harmoniser les taxes sur ces produits comme les gouvernements en ont exprimé le souhait (1).

A mesure que se précisait la crise charbonnière, les combustibles pétroliers ont été soumis à des taxes de consommation en principe temporaires. Leur taux varie suivant les pays membres de 10 à 30 % du prix au consommateur.

Pour l'avenir, le principe et les niveaux de ces taxes posent un certain nombre de problèmes. L'introduction de la taxe de consommation avait pour but de ralentir la substitution du charbon par le pétrole. Cet objectif a été atteint. La substitution n'est en voie d'achèvement dans l'industrie qu'après dix années d'un processus graduel. Dans le secteur domestique, cette évolution n'est pas encore aussi avancée. C'est ici principalement le gaz naturel

---

(1) Protocole d'accord du 21 avril 1964, IV, 18.

qui se substitue au charbon. Dans les centrales électriques, généralement considérées comme le secteur privilégié de l'écoulement du charbon, la substitution a été restreinte par la fiscalité et par d'autres mesures (1). La taxation du fuel oil a aussi une influence sur la formation des prix des produits pétroliers dans la Communauté. Ces différents aspects, relativement interdépendants, ont amené le Conseil à déclarer qu'il faudrait "rechercher pour les combustibles pétroliers un régime fiscal adapté aux objectifs de la politique énergétique"(2).

#### La demande mondiale

59 . Depuis 1950, la consommation de pétrole a augmenté dans la Communauté à peu près deux fois plus vite que dans l'ensemble du monde. L'importance des besoins en pétrole et les taux de croissance diffèrent d'ailleurs profondément selon les régions comme cela a été signalé au par. 42.

L'Amérique du Nord (Etats-Unis et Canada) est encore la région qui consomme et produit le plus de pétrole. Il y a une vingtaine d'années, le marché américain, par suite d'une offre accrue de pétrole en provenance du Proche-Orient et du Venezuela, est devenu importateur net. Afin de contrôler cette évolution, des restrictions à l'importation ont été introduites aux Etats-Unis en 1957, d'abord sur une base volontaire, puis deux ans plus tard sur une base légale (3).

---

(1) cf. Point 28, Chapitre II "Charbon".

(2) Les gouvernements des pays membres ont manifesté cette intention dans le Protocole d'accord du 21 avril 1964, IV, 17. Ils ont de nouveau considéré l'harmonisation des taxes comme unanimement souhaitable en approuvant le 12 juillet 1967 le rapport des Représentants Permanents au Conseil sur la politique de la Communauté dans le domaine du pétrole et du gaz naturel.

(3) cf. Annexe III/3.

Le pétrole indigène étant relativement plus coûteux que le gaz naturel et le charbon disponibles sur place, son utilisation a été de plus en plus réservée aux usages où il trouve une valorisation convenable : carburants, fuels légers, produits non énergétiques. Le fuel lourd provient soit de l'importation, soit de la part de pétrole brut, qui ne peut être avantageusement transformé en produits de plus haute valeur. Les pays d'Amérique du Nord sont parvenus à un niveau élevé de développement économique, la motorisation y est très avancée et la substitution en faveur du pétrole pratiquement achevée; ces circonstances expliquent le taux d'accroissement relativement modéré de la consommation de pétrole dans cette région.

En Europe Occidentale, le développement a été beaucoup plus rapide en raison du déplacement du charbon par le pétrole et de l'expansion économique. Le rythme de croissance a maintenant tendance à diminuer. Mais d'ici dix à quinze ans, la consommation de pétrole de l'Europe Occidentale rejoindra vraisemblablement celle des Etats-Unis.

L'essor économique du Japon, au cours des dix dernières années, a entraîné une forte augmentation de la consommation d'énergie qui s'est portée presque entièrement sur les importations de pétrole. Le mouvement a été encore plus rapide que dans la Communauté.

Résultat de ces tendances, la part des régions industrialisées d'Europe et du Japon dans la consommation mondiale devrait continuer d'augmenter; de 14 % en 1950, elle était passée à 35 % en 1965 et pourrait atteindre 40 % en 1980.

L'ensemble des pays en voie de développement consommait en 1960 à peine 10 % de toute l'énergie utilisée dans le monde. Cette part s'élève très graduellement; vers 1980, elle pourrait être de 13 % environ. Le pétrole et le gaz naturel sont appelés à couvrir la majeure partie de cette demande. Pour des raisons qui tiennent aux structures économiques et aux balances des paiements, les besoins

futurs de ces pays en énergie seront couverts dans une large mesure à partir de ressources locales lorsqu'il en existe, par la découverte ou la mise en valeur de gisements de pétrole et de gaz, par l'exploitation de dépôts de sables ou de schistes bitumineux, ou encore par l'utilisation de gaz associé, actuellement réinjecté dans les gisements ou brûlé à la torche.

La consommation de pétrole des pays de l'Est s'est élevée à 240 Mt en 1966. Elle a laissé, par rapport à la production, un solde exportateur de 52 Mt très supérieur aux quantités exportées en 1960 (22 Mt). Mais les besoins d'énergie de cet ensemble de pays sont en augmentation rapide : ils sont évalués à 3,8 milliards de tec en 1980 contre un peu moins de 1,4 milliard en 1960. Il est donc difficile de prédire comment évoluera le solde exportateur, et même s'il se maintiendra.

60. L'offre et la demande de pétrole sont, à l'échelle mondiale, influencées par des interventions gouvernementales. Parmi celles-ci, les mesures prises par de grands pays consommateurs tels que les Etats-Unis, le Canada ou le Japon (voir Annexe III/3), sont particulièrement importantes. A elles seules, les mesures américaines et japonaises s'exercent directement sur des marchés qui représentent les deux-tiers de la consommation des pays industrialisés.

Les restrictions à l'importation aux Etats-Unis sont d'une importance particulière pour le marché du pétrole dans la Communauté. Cette protection de la production américaine de pétrole brut a notamment les conséquences suivantes :

- la dissociation sous l'effet du contingentement des importations entre les prix intérieurs américains et les prix mondiaux. Cette situation reflète notamment des restrictions à l'importation comme mesures de protection;

Consommation mondiale de pétrole

(en Mio de tonnes)

	1950	1960	1965	1966
<b>1. Pays industrialisés</b>				
- Etats-Unis	312	468	555	580
- Canada	16	42	54	57
- Mexique	7	12	17	18
<b>Total Amérique du Nord</b>	<b>335</b>	<b>522</b>	<b>626</b>	<b>655</b>
Europe Occidentale (dont Communauté)	62 (28)	200 (109)	377 (227)	415 (249)
Japon	3	30	87	105
<b>Total pays industrialisés</b>	<b>400</b>	<b>752</b>	<b>1.090</b>	<b>1.175</b>
<b>2. Pays en voie de développem.</b>				
- Amérique centrale et du sud	37	72	84	90
- Afrique, Moyen-Orient et Asie	50	90	130	148
<b>Total pays en voie de développement</b>	<b>87</b>	<b>162</b>	<b>214</b>	<b>238</b>
<b>Total Monde, sauf URSS, Europe de l'Est et Chine</b>	<b>487</b>	<b>914</b>	<b>1.304</b>	<b>1.412</b>
<b>3. U.R.S.S., Europe de l'Est et Chine</b>	<b>43</b>	<b>142</b>	<b>225</b>	<b>240</b>
<b>TOTAL MONDE :</b>	<b>530</b>	<b>1.056</b>	<b>1.529</b>	<b>1.653</b>

- le maintien d'une production pétrolière intérieure non rentable, assez importante en quantités;
- l'augmentation de l'offre de pétrole brut sur le marché mondial depuis 1957;
- l'intérêt accru pour le marché européen des entreprises pétrolières qui avaient entrepris une activité d'exploration hors des Etats-Unis à une époque récente;
- l'absence, à deux exceptions près, des entreprises de la Communauté sur le marché pétrolier des Etats-Unis, dont les avantages profitent pour l'essentiel à des groupes américains.

61. Ce bref tour d'horizon conduit à relever quelques faits essentiels :

- a) en quelques années, le pétrole est devenu un produit d'importance vitale pour la Communauté dont il couvre déjà plus de 50 % des besoins d'énergie;
- b) la consommation des six pays membres atteint d'ores et déjà 300 millions de tonnes par an et représente un tiers des mouvements internationaux de pétrole. Elle doublera sans doute dans les dix à quinze prochaines années et peut, par conséquent, constituer un élément important dans les rapports économiques, commerciaux et financiers de la Communauté avec l'extérieur;
- c) le commerce international de pétrole fait l'objet d'interventions des Etats qui ont naturellement des incidences sur la situation du marché dans la Communauté.

## B. L'APPROVISIONNEMENT

### Les réserves mondiales (1)

62 • Les "réserves prouvées" de pétrole étaient, au début de 1967, évaluées à 54 milliards de tonnes. Elles représentent les quantités qu'il est possible d'extraire des gisements reconnus avec les moyens techniques actuels et dans les conditions économiques, c'est-à-dire en particulier aux prix d'aujourd'hui. Ce chiffre serait augmenté de 25 à 30 % si l'emploi de méthodes de récupération dites "secondaires" se généralisait.

Cette ressource certaine n'est qu'une fraction des réserves ultimes d'hydrocarbures liquides qui, aux dires d'experts, s'élèvent à 470 milliards de tonnes (primaires et secondaires).

A ces réserves possibles, s'ajouteront, dès que le progrès de la technologie en permettra l'exploitation rentable à grande échelle, environ 200 milliards de tonnes récupérables dans des dépôts de sables ou de schistes bitumineux. En considérant l'ensemble de la planète, il n'y a donc pas de risque d'épuisement des ressources de pétrole dans l'avenir prévisible.

Cependant, à l'heure actuelle, les réserves prouvées sont très inégalement réparties dans le monde : 60 % se trouvent au Proche-Orient, 20 % dans l'Hémisphère occidental, 9 % dans les pays de l'Est; 8 % en Afrique et le reste se répartit entre d'autres régions.

Les réserves prouvées de la Communauté s'élevaient à fin 1967 à 216 millions de tonnes (2), en augmentation de 38 millions de tonnes par rapport à 1958. Elles se répartissaient comme suit :

	<u>Millions de tonnes</u>
Allemagne	94
France	30
Italie	44
Pays-Bas	48
Communauté	<u>216</u> (2)

(1) cf. Annexe III/2.

(2) Chiffre provisoire

63 . A l'échelle mondiale, l'accroissement de 38 millions de tonnes en une dizaine d'années semble modeste au regard de l'intensité relative de la recherche pétrolière dans la Communauté depuis quinze ans. Toutefois, en tenant compte de ce qu'un total de 109 millions de tonnes a été extrait au cours de cette même période, il apparaît que les résultats des recherches n'ont pas été négligeables.

Les prévisions présentées par les experts des Etats membres admettent une régression de la production intérieure. Celle-ci avait atteint 15,6 millions de tonnes en 1964, elle sera encore de 14 millions de tonnes en 1968. Sauf découverte notable, la production de la Communauté ne devrait cependant guère dépasser 12 millions de tonnes en 1971.

Comme il a été déjà signalé, la possibilité de dégager de nouvelles réserves dans l'avenir proche est soumise aux facteurs géologiques, mais elle dépend aussi de l'activité déployée et, par conséquent, principalement des moyens financiers consacrés à la prospection. Dans plusieurs Etats membres, les aides accordées de diverses manières au moyen de fonds publics jouent à cet égard un rôle important.

En outre, l'incitation à la recherche pétrolière dans des pays tiers situés favorablement pour l'approvisionnement de la Communauté retient de plus en plus l'attention.

Cette question a été considérée comme importante par la Communauté dès l'entrée en vigueur des Traités de Rome, et le protocole spécial annexe concernant les huiles minérales, traitait déjà de la question des aides à la recherche et à la production de pétrole. Dans le protocole du 21 avril 1964, les Etats membres se sont déclarés disposés à "promouvoir le développement économiquement raisonnable de la production communautaire d'hydrocarbures".

Une directive du Conseil du 7 juillet 1964 tend à réaliser la liberté d'établissement et la libre prestation des services pour les activités relatives à l'extraction de pétrole et de gaz naturel. Les gouvernements avaient d'ailleurs affirmé à nouveau leur volonté de faire progressivement disparaître, dans les termes et dans l'application de leur réglementation nationale, toute discrimination entre leurs ressortissants et ceux des Etats membres. Dans son rapport adopté par le Conseil le 10 juillet 1967, le Comité des Représentants permanents a souligné " la nécessité de veiller à ce que toutes les entreprises des Etats membres reçoivent un traitement non discriminatoire lors de l'attribution de permis de recherches, de concessions etc...". Les moyens pouvant être envisagés pour assurer l'absence de discrimination dans ce domaine sont actuellement à l'étude.

En l'état actuel, la Communauté ne produit sur son sol qu'une faible fraction de ses besoins en pétrole de 10 % en 1958, la proportion s'est abaissée à 5 % aujourd'hui. Aucun autre grand espace économique ne dépend à ce point de l'extérieur pour son approvisionnement en pétrole. Seule la situation du Japon est analogue à celle de la Communauté. Cette dépendance soulève pour l'approvisionnement de la Communauté une préoccupation majeure : il s'agit d'obtenir un degré de sécurité satisfaisant en tenant compte des aspects économiques du problème.

#### La diversification des approvisionnements

64. L'approvisionnement de la Communauté en pétrole est assuré par un ensemble d'entreprises qui diffèrent par leurs dimensions, par leurs moyens techniques et financiers et par les stades de l'industrie qu'elles recouvrent.

Il faut par ailleurs distinguer :

- les filiales de groupes extérieurs à la Communauté;
- les entreprises communautaires qui prospectent, exploitent des gisements ou en possèdent des participations, c'est-à-dire ont un accès direct à des réserves de pétrole brut;
- les importateurs qui achètent le pétrole ou les produits raffinés sur le marché.

65. La diversification géographique des sources d'approvisionnement, c'est-à-dire leur répartition entre différentes régions du monde, constitue un élément de stabilité en atténuant certains risques et en développant la coopération internationale.

A cet égard, la situation de la Communauté est aujourd'hui différente de ce qu'elle était il y a dix ans. En 1958, le Moyen-Orient fournissait 86 % du pétrole importé dans les pays membres. Les tonnages en provenance de cette origine ont doublé mais leur part n'est plus aussi importante (58 %). Inversement, les fournitures d'Afrique, encore faibles au début du Marché Commun, représentent maintenant plus du tiers des importations. Les achats dans les pays de l'Est se maintiennent depuis plusieurs années aux alentours de 5 % de l'approvisionnement. Elles dépassent les expéditions de l'Hémisphère occidental qui sont restées à peu près constantes, en volume, mais dont la part a diminué de plus de la moitié.

Importation de pétrole brut dans la Communauté  
(par origine, en % des importations totales)

	Hemisph. occid.	Afrique	Moyen Orient	U.R.S.S.	Divers	Total en Mt
1958	9,5	2,5	86	1,5	0,5	82
1963	7,4	24	63	5,6	p.m.	164
1966	3,7	33,1	58	5,0	p.m.	256
1967 <sup>1)</sup>	3,1	34	58	4,9	p.m.	287
(1) Provisoire						

Les ressources nouvelles ont été intégrées dans l'approvisionnement de la Communauté de diverses manières. Parmi les gisements récemment découverts, certains sont contrôlés par des groupes qui disposent de réseaux de distribution dans la Communauté : leur production a donc été développée et acheminée vers les centres de consommation suivant les arbitrages et décisions internes de ces groupes. D'autres gisements récents appartiennent à des compagnies qui n'avaient pas de débouchés établis dans les pays membres : ces compagnies ont soit vendu leur production de pétrole brut à des importateurs de la Communauté, soit acquis des réseaux et souvent elles ont opéré dans les deux directions à la fois.

Les ressources d'Algérie et de pays d'Afrique membres de la zone franc ont été pour l'essentiel écoulées dans le cadre des plans français d'approvisionnement, soit par l'intermédiaire des réseaux des sociétés productrices, soit par la vente aux compagnies de raffinage établies en France. Les achats en URSS s'inscrivent dans l'exécution des accords commerciaux bilatéraux.

66. La Commission a toujours attaché une grande importance au problème de la sécurité de l'approvisionnement. Elle a suivi attentivement les répercussions sur les quantités et sur les prix de la récente crise du Proche-Orient dans le secteur pétrolier. Ces événements ont montré l'existence d'une complémentarité de fait entre les pays importateurs et producteurs de pétrole qui ont tous intérêt, pour leurs économies, au maintien des courants commerciaux habituels. Ils ont également permis d'apercevoir les aspects économiques du problème de la sécurité, notamment du point de vue des devises, des prix, des sources de remplacement et des transports maritimes.

#### Le raffinage dans la Communauté

67. L'industrie du raffinage s'est agrandie à l'intérieur de la Communauté dans des proportions sensiblement analogues à celle de la consommation. La capacité de distillation est passée de 90 mio t/an en 1958 à 360 mio t/an à fin 1967. La moitié environ de ce développement a été réalisée dans des raffineries nouvelles, l'autre moitié par extension d'usines existantes.

Outre cette croissance exceptionnellement rapide, trois lignes principales ont caractérisé l'évolution du raffinage au cours des dix dernières années :

- a) la taille des installations a considérablement augmenté et, grâce aux économies d'échelle, les coûts de fabrication ont été abaissés;
- b) la structure de l'équipement et son utilisation ont été adaptées pour répondre à l'évolution de la demande et aux qualités des pétroles bruts disponibles, compte tenu de leurs coûts : la proportion d'essence-carburant dans la production totale a diminué, la production de "distillats moyens" (gas-oil, carburant diesel, fuel domestique) et de fuel lourd a été augmentée; en outre, de nombreuses installations ont été mises en place pour répondre aux besoins de la pétrochimie;
- c) plusieurs centres de raffinage représentant au total une capacité de 100 Mt/an ont été implantés à l'intérieur des terres : approvisionnées en pétrole brut par des oléoducs qui permettent des transports massifs et peu coûteux, ces nouvelles raffineries de l'intérieur ont permis un abaissement du prix de l'énergie dans les régions éloignées des côtes ou des centres miniers.

68. Depuis longtemps, le raffinage du pétrole dans la Communauté laisse un solde exportateur net de produits finis. Suivant le coût et les conditions de paiement des approvisionnements, la nature des produits exportés et leurs prix de cession, cette activité peut contribuer à améliorer la balance des paiements des Etats membres. C'est d'ailleurs pour cette raison que d'autres pays en dehors de la Communauté encouragent le développement du raffinage sur place. Aussi convient-il de tenir compte de ces projets extérieurs pour évaluer l'avenir du solde exportateur de la Communauté.

Le tableau ci-dessous trace l'évolution du bilan pétrolier de la Communauté entre 1958 et 1966 : l'excédent net des exportations a augmenté de 60 % en volume mais la part de la production exportée est tombée de 26 % à 15 % environ.

Bilans pétroliers de la Communauté

(en Mio t)

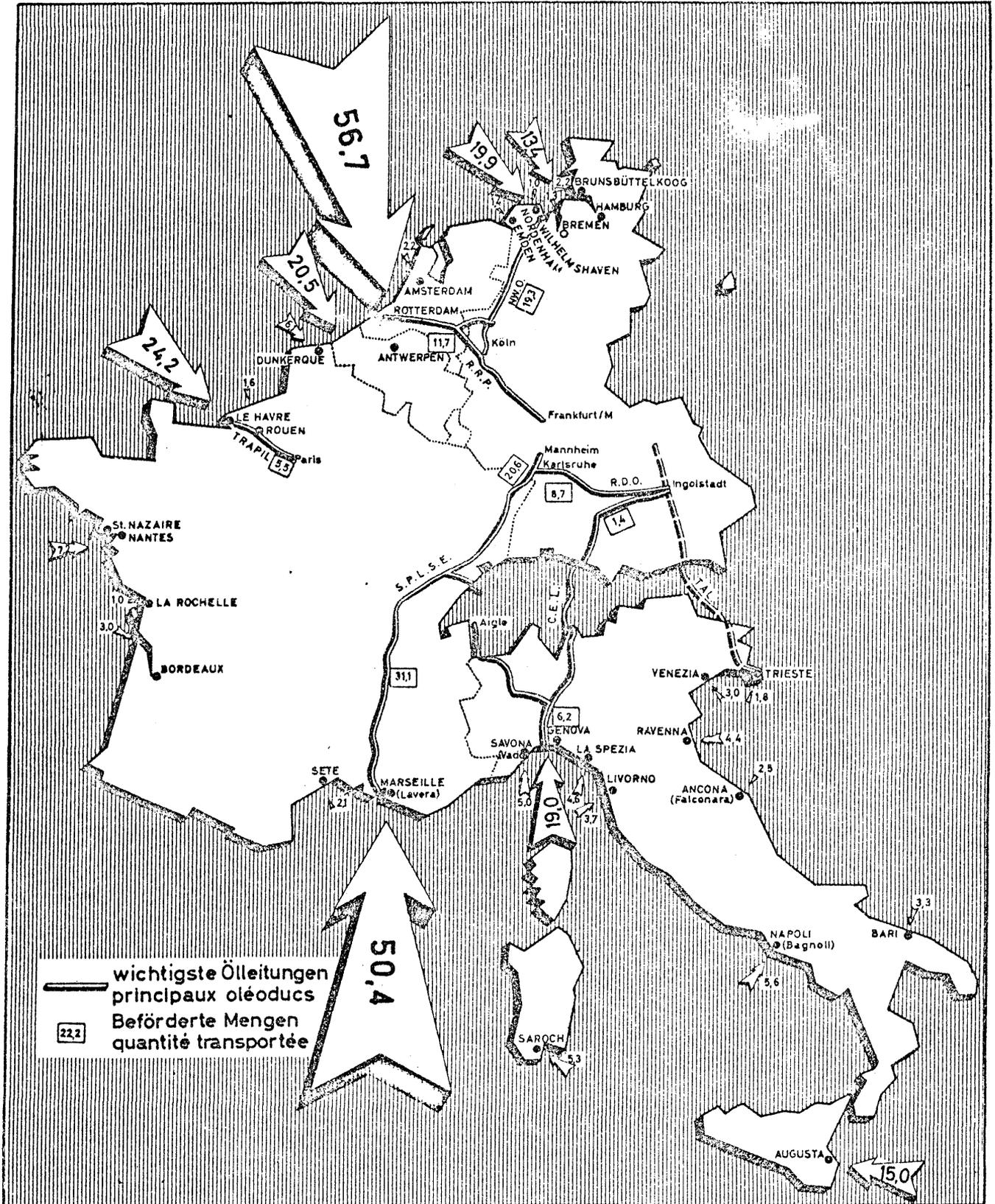
	1958	1966
Capacité de distillation (1)	106	300
Pétrole brut traité	91,5	274
Combustible de raff. et perstes	-7,3	- 18,5
Production nette des raff.	84,2	255,5
Importations de produits finis	11,9	19,4
Ressources	96,1	274,9
Livraisons au marché intérieur	64,7	208,1
Soutes maritimes	8,2	20,8
Exportations	24,6	39,5
Emplois	97,5	268,4
Différences statistiques, mouvements de stocks etc...	- 1,4	+ 6,5
(1) Moyenne arithmétique des capacités au début et à la fin de l'année, en Mio t.		

# IMPORTATIONS D'HYDROCARBURES DANS LES PORTS DE LA COMMUNAUTE EINFUHREN VON KOHLENWASSERSTOFFEN IN DEN HÄFEN DER GEMEINSCHAFT

SITUATION 1966 - ZUSTAND 1966

VALEURS EN MILLIONS DE TONNES

WERTE IN MILLIONEN TONNEN



EINFUHREN VON KOHLENWASSERSTOFFEN IN DEN HÄFEN DER GEMEINSCHAFT  
(In Millionen Tonnen)

IMPORTATIONS D'HYDROCARBURES DANS LES PORTS DE LA COMMUNAUTE  
(en millions de tonnes)



69. La construction et l'exploitation des raffineries de pétrole sont, dans tous les pays membres, soumises à des réglementations techniques. De plus, en France, la construction et l'extension des raffineries sont subordonnées à une autorisation gouvernementale au titre de la loi du 30 mars 1928; il en est de même en Italie en vertu de la loi du 2 novembre 1933. En Allemagne, tout projet d'extension ou de création est soumis, depuis 1965, à une obligation de déclaration préalable (cf. également § 75).

Au niveau de la Communauté, les programmes d'investissement dans le secteur du raffinage font l'objet d'une procédure d'information mutuelle depuis plusieurs années (1).

#### Les oléoducs

70. A la fin de 1966, le réseau d'oléoducs de la Communauté comprenait 21 conduites de plus de 50 km et totalisait 4.134 km. Ces ouvrages ont transporté en 1966 un peu plus de 103 millions de tonnes de pétrole brut, soit près de 38 % des quantités traitées dans les raffineries. Les oléoducs les plus importants aboutissent en Allemagne venant des Pays-Bas, de France ou d'Italie.

Les oléoducs de produits raffinés restent encore limités au cadre local ou national à l'exception d'une conduite qui a été récemment mise en service reliant les Pays-Bas à l'Allemagne.

La construction et l'exploitation des oléoducs sont soumises à des règlements de même nature que ceux évoqués à propos des raffineries. Il s'y ajoute naturellement des prescriptions concernant le franchissement des ouvrages publics; en outre, dans plusieurs pays

---

(1) Le mandat concernant la mise en oeuvre de cette information mutuelle repose sur une décision du 11.4.1960 du groupe des hauts fonctionnaires nationaux qui s'occupent des secteurs du pétrole et du gaz naturel. Le Conseil a confirmé le 10.7.1967 l'application de cette procédure.

la construction d'un pipe-line peut être déclarée d'utilité publique avec toutes conséquences de droit pour l'acquisition des terrains et l'indemnisation des propriétaires.

Comme pour les raffineries, les programmes de construction d'oléoducs font l'objet d'une procédure d'information mutuelle entre Etats membres. L'harmonisation des règles techniques de sécurité à observer dans la construction et l'exploitation des oléoducs est actuellement en cours de discussion à la Commission avec la participation d'experts nationaux. Le Conseil approuvant le Rapport du Comité des Représentants Permanents, le 10 juillet 1967, a estimé qu'il convient d'étudier dans quelle mesure il y a lieu d'adapter le principe américain de "common carrier" pour son application éventuelle dans la Communauté. Il s'agit de l'obligation, pour les exploitants d'un pipe-line, de transporter, dans la limite des capacités disponibles, du pétrole appartenant à des tiers.

#### La distribution des carburants

71. La distribution des carburants - surtout de l'essence - s'effectue principalement par des stations sous contrat d'exclusivité au profit de grandes marques nationales ou internationales. Un certain nombre de stations livrent des carburants hors marque ou à l'enseigne de distributeurs indépendants. Ce mode de distribution, plus ou moins répandu selon les pays membres et, dans chaque pays, suivant les régions, est en général associé à des prix de vente au public de 5 à 10 % inférieurs à ceux pratiqués par les grandes marques.

La construction de nouvelles stations ou l'acquisition d'ensembles existants sont de plus en plus onéreuses (1). La puissance financière joue donc un rôle déterminant. Dans certains pays, existent des réglementations qui limitent l'implantation des stations services.

---

(1) Les charges de distribution (transport, dépôt, amortissement et gestion des stations distributrices) représentent plus de la moitié du prix hors taxe de l'essence.

Comme pour les permis de recherche et les concessions d'exploitation, le Conseil de Ministres (1) de la Communauté a souligné la nécessité de veiller à ce que toutes les entreprises des Etats membres reçoivent un traitement non discriminatoire lors de l'attribution des autorisations administratives relatives à la construction de stations de distribution.

#### Les échanges intracommunautaires

72. Il n'existe pratiquement pas, à l'heure actuelle, d'échanges entre Etats membres portant sur du pétrole brut produit à l'intérieur de la Communauté. Le pétrole importé qui circule dans le vaste réseau de pipe-lines internationaux évoqué plus haut n'est pas compris dans les statistiques des échanges car il est transporté en transit. L'existence de ce réseau traduit cependant un degré élevé d'intégration industrielle.

Dans ces conditions, les échanges pétroliers entre Etats membres - au sens strict - portent presque exclusivement sur des produits raffinés. En volume, ils ont quadruplé entre 1958 et 1966, mais, conséquence du développement des raffineries de l'intérieur, les quantités échangées ne représentent que 8 % de la production totale des raffineries.

73. Le tableau suivant compare les échanges intracommunautaires en 1953 et 1966. L'effet des facteurs géographiques y est visible : ainsi l'Italie n'importe que des quantités très faibles en provenance des autres pays membres.

---

(1) cf. Déclaration du Conseil du 10 juillet 1967.

Echanges intracommunautaires de produits finis  
(en milliers de tonnes)

Pays importateur	Provenance				Total	
	U.E.B.L.	France	Allemagne	Italie		Pays-Bas
	1958					
Allemagne	283	66	-	186	1.187	1.722
France	30	-	150	84	53	317
Italie	2	57	4	-	12	75
Pays-Bas	996	70	104	9	-	1.179
U.E.B.L.	-	224	103	115	1.461	1.903
TOTAL	1.311	417	361	394	2.713	5.196
	1966					
Allemagne	830	3.880	-	2.768	4.526	12.004
France	144	-	146	1.444	145	1.879
Italie	11	21	17	-	11	60
Pays-Bas	1.325	1.003	1.621	1.254	-	5.203
U.E.B.L.	-	466	687	1.157	1.918	4.228
TOTAL	2.310	5.370	2.471	6.623	6.600	23.374

La fiscalité et le système de fixation des prix interviennent également dans l'orientation des échanges. En pesant sur la demande de tel ou tel produit, les taxes de consommation peuvent entraîner des déséquilibres entre la structure de la production dans les raffineries et celle de la consommation nationale. L'exportation des excédents locaux constitue un correctif commode si les frais de transport peuvent être supportés par la vente sur les marchés extérieurs.

74. Des éléments structurels jouent aussi un rôle important. Des entreprises peuvent trouver avantage à approvisionner leurs réseaux de distribution implantés dans certaines régions d'un pays à partir de raffineries situées dans un autre. Ainsi des échanges frontaliers se sont établis de longue date. Un autre facteur structurel entraîne des mouvements d'échange : certaines raffineries exercent des fonctions "d'équilibré" à l'intérieur d'un groupe international intégré en expédiant des produits pour compléter l'approvisionnement du groupe dans d'autres pays ou pour couvrir des pointes saisonnières. Inversement, des raffineries exploitées par des groupes différents échangent des produits entre elles afin de diminuer les frais de transport et ceci peut avoir pour effet de réduire les mouvements de produits entre Etats membres.

75. Les échanges intracommunautaires de produits pétroliers font l'objet de diverses restrictions de la part de certains Etats membres. Ces restrictions se fondent sur des motifs différents et sont réalisées par des moyens divers. C'est ainsi qu'en France, par exemple, le Gouvernement fixe chaque année des plafonds d'importation de produits raffinés en provenance des autres Etats de la Communauté et délivre des licences d'importation. Cette disposition a pour but de garantir l'exécution des programmes français d'approvisionnement en pétrole dans lesquels les pays extérieurs jouent, comme pour la Communauté dans son ensemble, le rôle essentiel.

De même en Allemagne, l'importation de pétrole brut et de combustibles pétroliers fait l'objet depuis 1965 de contrôles statistiques opérés en liaison avec la délivrance de licences d'importation aux entreprises qui en font la demande. Cette surveillance est dictée par le souci de garantir l'exécution des programmes de limitation volontaire de l'offre de fuels sur le marché allemand afin de permettre l'adaptation de l'industrie charbonnière.

### La structure de l'industrie pétrolière

76. Le marché pétrolier est caractérisé par la coexistence de trois types principaux d'entreprises.

Une première catégorie est formée par des sociétés dont l'activité s'étend à tous les stades de l'industrie et à presque tous les pays du monde, hormis les pays de l'Est ou ceux dans lesquels le commerce du pétrole fait l'objet d'un monopole d'Etat. Cette catégorie d'entreprises occupe une place importante en Amérique du Nord et prédominante dans les autres pays. Dans la Communauté, les sept plus grandes de ces compagnies contrôlent environ 60% des capacités de raffinage et une proportion un peu plus élevée de la distribution.

Cependant, les grandes compagnies n'ont pas toutes le même degré d'intégration verticale : certaines, plus fortes dans le raffinage et la distribution, achètent une partie de leurs approvisionnements en pétrole; d'autres disposent de réseaux intégrés dont les besoins sont inférieurs à leurs productions de pétrole brut. Entre 1946 et 1950, un certain nombre de contrats avaient en quelque sorte ajusté ces différences. Aucune de ces compagnies ne peut espérer éliminer des entreprises de la même catégorie par une concurrence sur les prix; le marché demeure néanmoins sous la pression des actions que l'une ou l'autre d'entre elles est susceptible d'entreprendre pour élargir ses débouchés.

A côté de ces grandes compagnies, existent des entreprises plus ou moins intégrées verticalement et dont les activités ont une extension géographique variée. Le fait est ancien aux Etats-Unis où l'ensemble des sociétés de ce type occupent une place prédominante dans la production. Dans la Communauté, plusieurs entreprises de cette catégorie exercent leur activité depuis de nombreuses années. Plusieurs nouveaux groupes communautaires ou américains ont pris place sur le marché à une époque plus récente.

Enfin, dans de nombreux pays et notamment dans la Communauté, des sociétés de moindre dimension se livrent à l'importation et à la distribution de produits pétroliers; certaines d'entre elles exploitent aussi des raffineries. Dans ce cas, elles achètent leur pétrole brut auprès des compagnies productrices en quête de débouchés, y compris auprès de grandes compagnies de la première catégorie pour lesquelles il s'agit de ventes marginales. Leurs approvisionnements peuvent également provenir des pays de l'Est dans le cadre des accords commerciaux (1).

77. La structure de l'industrie pétrolière est, en outre, fortement liée au cadre institutionnel dans lequel chaque entreprise exerce son activité. Ce cadre est formé, pour l'essentiel, par les règles qui régissent les concessions minières et par la fiscalité.

Aux Etats-Unis, le sous-sol appartient au propriétaire de la surface qui peut céder ses droits moyennant des "bonus" payables immédiatement ou à terme et des "royalties" proportionnelles à la production, en général 1/8ème du produit des ventes. Ce régime minier a conduit à un fractionnement des exploitations et, par suite, à des difficultés de tous ordres. Les autorités publiques ont été amenées à intervenir pour assurer la conservation des gisements; elles le font actuellement en fixant le rythme de production à ne pas dépasser.

---

(1) En ce qui concerne le marché du pétrole brut, cf. par. 81.

Ce système s'appelle la "proration". Il a pour effet d'éviter les gaspillages de ressources et, en liaison avec le contingentement des importations, de stabiliser les prix du marché à un niveau assurant la rentabilité des puits marginaux.

A cette mesure de stabilisation de la production s'ajoutent les dispositions fiscales qui permettent aux entreprises de déduire de leurs bénéfices imposables une provision appelée "depletion allowance" qui peut aller jusqu'à 27,5 % des recettes brutes provenant de la production de pétrole. En outre, certains frais de recherche et de production peuvent être déduits de l'assiette imposable au titre de "l'intangible drilling and development cost deduction".

Ce régime fiscal s'applique également aux opérations à l'étranger car celles-ci sont, en principe, imposables aux Etats-Unis. Les revenus perçus à l'étranger doivent être déclarés dans les bilans consolidés des sociétés américaines, bilans qui reprennent l'ensemble des résultats obtenus aux Etats-Unis ou à l'extérieur par le groupe de sociétés dans lequel la société imposable aux Etats-Unis détient la majorité requise. Le groupe est redevable au Trésor américain de l'impôt calculé suivant les règles et les taux en vigueur aux Etats-Unis, mais il est admis à en déduire les impôts sur le revenu déjà acquittés à l'étranger sur ces mêmes affaires.

Le cadre dans lequel opèrent les sociétés dont le siège principal se trouve aux Etats-Unis procure à ses bénéficiaires des avantages importants : débouchés assurés à des prix rémunérateurs aux Etats-Unis, fiscalité réduite.

78. Dans les pays producteurs, outre les caractéristiques géologiques des gisements, les conditions faites aux entreprises concessionnaires ont naturellement une influence sur leur compétitivité. Ces conditions sont en évolution. Les concessions classiques prévoient un partage par moitié des bénéfices de la

production entre l'Etat et les sociétés productrices, ainsi que le paiement d'une redevance de 12,5 %, bénéfices et redevances étant calculés sur des prix "postés" ou "affichés" qui n'ont pas été modifiés depuis septembre 1960 (1). Les concessions plus récentes prévoient des dispositions analogues avec parfois un taux d'impôt différent et dans des proportions variées une participation de l'Etat producteur par l'intermédiaire d'une société nationale. D'autres types de formules également utilisées pour la recherche et le développement des ressources pétrolières sont celles de l'association coopérative entre des entreprises de pays consommateurs et des sociétés nationales constituées par les pays producteurs, ou encore celle de contrats par lesquels des entreprises opèrent pour le compte de l'Etat producteur et reçoivent une rémunération sous forme de parts sur la production future éventuelle.

79. En résumé, les problèmes de structure ne se limitent pas à la question de la dimension. Il faut aussi tenir compte des statuts minier et fiscal de chaque entreprise sans oublier l'extension géographique des débouchés et l'organisation des marchés extérieurs. L'importance de ces éléments pour les entreprises de la Communauté a été d'ailleurs soulignée dans le rapport des représentants permanents adopté par le Conseil le 10 juillet 1967.

#### Coûts et prix

80. La définition du coût de production du pétrole soulève un certain nombre de questions de principe. Sans doute peut-on calculer des prix de revient comptables sur un gisement ou un ensemble de gisements. Mais la recherche pétrolière est une activité aléatoire.

Faut-il au plan économique tenir compte de l'amortissement des recherches passées ou du coût de remplacement des réserves ? La réponse peut être différente suivant l'orientation des

---

(1) Ce régime s'applique à la plus grande partie des réserves du Moyen-Orient. ./.

frais de découverte à la hausse ou à la baisse, selon que l'on se place au point de vue d'une compagnie ou à celui d'une collectivité pour apprécier les objectifs économiques et de sécurité.

Surtout pour les gisements importants et très productifs, qui ne demandent qu'un nombre relativement réduit de forages, le niveau des dépenses de production est relativement faible. C'est le cas notamment au Moyen-Orient. Il faut cependant noter que les sociétés opérant dans cette région doivent tenir compte de coûts de recherche et de développement plus élevés que dans d'autres régions susceptibles de renfermer du pétrole. En effet, les grandes sociétés possèdent déjà des réserves importantes, mais elles poursuivent une activité de recherche soit en vue de remplacer des ressources en voie d'épuisement, soit pour prendre position dans des zones prometteuses, afin de diversifier leurs sources d'approvisionnement.

81. Le marché du pétrole brut est relativement étroit car l'essentiel de la production est écoulé par le canal de l'intégration verticale ou dans le cadre de conventions et contrats conclus entre les grandes compagnies. Les transactions courantes couvrent moins de 10 % de la production, Amérique du Nord et pays de l'Est mis à part.

Il faut dès lors distinguer trois prix du pétrole brut :

- a) les prix affichés par les compagnies dans les grands pays exportateurs. Inchangés depuis huit ans, ils constituent la base de calcul des impôts et servent de référence pour les cessions entre sociétés d'un même groupe;
- b) les prix des contrats à long terme : coût calculé conventionnellement et majoré d'une marge fixe, prix affichés diminués d'un rabais ou encore prix augmentés d'un partage des bénéfices réalisés en aval par l'acheteur;

c) prix de marché portant sur des quantités fixées à livrer au cours d'une ou plusieurs années. Se rattachent à ce marché, les adjudications lancées par certains pays importateurs pour la fourniture de brut à leurs compagnies nationales : ces prix sont souvent assortis de conditions de paiement différé et de reprise de certains produits, et sont en conséquence difficiles à apprécier.

82. Les produits pétroliers sont des produits liés issus du raffinage. Il serait donc vain de rechercher un coût moyen pour chacun d'eux. Mais le raffinage du pétrole n'est pas une opération rigide qui donnerait pour chaque qualité de brut un éventail de produits dans des proportions données et presque immuables. Il existe au contraire d'importantes souplesses aussi bien par le biais d'équipements nouveaux que par le réglage d'un équipement donné.

83. La formation des prix des combustibles pétroliers sur le marché des Etats-Unis et sur ceux de la Communauté se comparent comme suit :

Aux Etats-Unis d'autres sources d'énergie, gaz naturel ou charbon-vapeur par exemple, sont disponibles en abondance et à bas prix, et les prix des fuels doivent s'aligner sur ceux de ces concurrents. En revanche, le prix du pétrole brut est comparativement élevé, en raison des restrictions qui frappent les importations (cf. § 60). Quand le brut est relativement cher, la production de fuel n'est pas rémunératrice et ceci - outre les particularités qualitatives du brut utilisé - explique le faible pourcentage de fuel lourd tiré du pétrole brut américain.

Dans la Communauté en revanche, le fuel (spécialement le fuel lourd) est moins cher que ses concurrents et représente une part plus importante des produits extraits du pétrole brut. En effet, les prix du pétrole brut sont inférieurs à ceux des énergies concurrentes.

C. TARIF DOUANIER COMMUN ET POLITIQUE COMMERCIALE

84 . Le Traité de Rome a inscrit le pétrole brut à la liste F avec un droit nul. Les droits du tarif extérieur commun sur les produits raffinés - inscrits à la liste G - ont été fixés en 1964. Leur incidence est de l'ordre de 5 % en moyenne.

Afin d'adapter les prix des produits raffinés aux conditions du marché intérieur de la Communauté, cette protection a été différenciée : les huiles lourdes sont soumises à un droit relativement faible; les produits plus légers (essences) qui pourraient être excédentaires, sont frappés d'un droit plus élevé. En outre, un régime d'exemption a été prévu en faveur des matières premières utilisées par l'industrie chimique.

Il a été convenu que la protection des raffineries communautaires serait adaptable, pour tenir compte des conditions économiques et politiques dans lesquelles ces raffineries exercent leur activité. En outre, une certaine marge a été aménagée pour des négociations douanières ultérieures. A cette fin, il est possible de distinguer entre le montant des droits appliqués dans les conditions présentes et un niveau plus élevé pouvant aller jusqu'au maximum autorisé au titre de l'article XXIV du GATT.

A compter du 1er novembre 1964, les Etats membres, sur la base de deux décisions du Conseil du 8 mai 1964, ont appliqué le tarif extérieur commun à l'égard des pays tiers. L'une des décisions a fixé le tarif douanier commun pour les produits pétroliers inscrits à la liste G (position tarifaire 27-10, 27-11, 27-12, 27-13 B), l'autre a suspendu partiellement les droits de ce tarif.

85 . Les Etats membres exercent des contrôles sur l'importation de pétrole brut et de produits raffinés. Les modalités de cette surveillance sont diverses de même que leur portée et les objectifs poursuivis. Dans certains Etats, les mesures de contrôle portent

sur le pétrole et les produits raffinés de toutes origines et provenances; dans d'autres, elles se limitent aux produits raffinés ou à certains d'entre eux, mais s'étendent au pétrole brut venant des pays à commerce d'Etat. Dans d'autres cas, l'importation de ces pays est au contraire libre - au moins pour le pétrole brut - mais des licences sont nécessaires pour les produits de quelques origines.

Cette diversité reflète des situations ou des préoccupations qui tiennent notamment à des structures industrielles, aux buts poursuivis par le commerce extérieur, au souci de la sécurité.

86. L'analyse de la demande a démontré que le pétrole joue un rôle grandissant dans l'économie de tous les Etats membres. Pour l'ensemble de la Communauté, à l'heure actuelle, la valeur à l'importation de l'approvisionnement en pétrole se situe entre 4.500 et 5.000 millions d'unités de compte par année. Cette évaluation, qui comprend les frets maritimes, donne une indication de l'importance des aspects économiques, financiers et commerciaux du problème.

CHAPITRE IV

LE GAZ

87. Le gaz intervient dans le bilan énergétique à la fois comme énergie primaire (gaz naturel) et comme énergie secondaire (gaz dérivés, gaz manufacturés). Les réseaux de transport et les canalisations de distribution constituent le moyen d'écoulement commun entre le producteur et les consommateurs, ce qui détermine les aspects particuliers de son marché.

A: LE MARCHÉ

88. Le gaz est techniquement substituable à toutes les autres énergies primaires pour les usages de combustibles, mais sa position commerciale diffère suivant les secteurs (1) :

- Dans le secteur domestique, le gaz trouve des usages de haute valorisation, et des débouchés qui peuvent devenir très importants lorsque des tarifs appropriés permettent de le consommer pour le chauffage des locaux. Ce secteur se caractérise par l'ampleur des variations saisonnières de la demande.

- Le secteur industriel comprend des usages spécifiques (p.ex. céramique, chimie) et des usages pour lesquels le gaz peut se substituer à d'autres énergies. Certaines industries, à l'inverse du secteur domestique, offrent une très grande régularité de consommation et peuvent même s'effacer en période de pointe, en recourant temporairement à d'autres combustibles.

- Les centrales électriques peuvent également consommer du gaz, soit qu'il s'agisse de gaz dit "fatal" (p.ex. gaz de haut-fourneaux à faible pouvoir calorifique qui ne peut être transporté sur de longues distances), soit qu'il s'agisse de gaz naturel. Dans ce dernier cas, les centrales représentent un débouché intéressant.

---

(1) Voir Annexe IV/1

Données de base concernant le gaz (1967)

(GPL et gaz de raffineries consommés en l'état non compris)

I. Marché

<u>Livraisons à la consommation (1)</u> <u>intérieure (milliers Tcal PCS)</u>		<u>Secteurs de consommation (1)</u> <u>(milliers Tcal PCS)</u>	
Allemagne	185,3	Centrales électriques	73,2
Belgique	34,6	Usines à gaz	4,6
France	116,4	Cokeries	50,7
Italie	36,9	Sidérurgie	139,2
Luxembourg	12,4	Autres industries	123,7
Pays-Bas	55,5	Transport	1,3
		Domestique etc...	98,4
<u>C.E.E.</u>	<u>491,1</u>	<u>Total</u>	<u>491,1</u>

(1) Consommation pour usages énergétiques comprise, sauf en France et en Italie.

II. Approvisionnement

<u>Production (milliers Tcal PCS)</u>			<u>Production de gaz naturel (1)</u> <u>(milliards de m<sup>3</sup> au P.C. d'orig.)</u>			
	<u>Gaz naturel 1)</u>	<u>Gaz dérivés 2)</u>	<u>Total</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u> <u>(prévis.)</u>	
A.	39,2	147,8	187,0	Allemagne	4,6	5,3
B.	0,6	31,1	31,7	France	5,6	5,7
F.	51,8	69,7	121,5	Italie	9,4	10,4
I.	85,3	24,6	109,9	Pays-Bas	7,2	14,0
L.	-	12,3	12,3			
PB.	59,5	11,3	70,5	<u>C.E.E.</u>	<u>26,8</u>	<u>35,3</u>
<u>CEE</u>	<u>236,4</u>	<u>296,8</u>	<u>533,2</u>			

(1) Y compris grisou

(2) Y compris achats de GPL et gaz de raffineries

(1) Sans grisou

III. Echanges de gaz naturel

Objectif 1975 des contrats conclus (milliards de m<sup>3</sup> au P.C. d'origine)

Gaz néerlandais : Allemagne 10

France 5

Belgique 5

Gaz algérien : France 4

Gaz lybien : Italie 3

Elles assurent le remplissage initial des conduites en attendant le développement des autres marchés et, en permanence, pour la compensation des variations saisonnières.

Ces débouchés sont toutefois étroitement conditionnés par les disponibilités, et la pénétration du gaz dans les différents secteurs de consommation sera plus ou moins forte selon les conditions de l'offre en prix et quantité. A cet égard, l'apparition de grandes quantités de gaz naturel sur les marchés est susceptible de modifier profondément la physionomie traditionnelle de l'industrie gazière.

## B. L'APPROVISIONNEMENT

### Le gaz naturel

89. Les réserves prouvées récupérables de gaz naturel de la Communauté s'élèvent actuellement à plus de 2.400 milliards de m<sup>3</sup> (env. 2,8 milliards de tec), dont la majeure partie est située aux Pays-Bas :

	<u>milliards de m<sup>3</sup> (1)</u>
Allemagne	190
France	110
Italie	110
Pays-Bas	2000
Total	<u>2410</u>

Ces quantités correspondent à un peu plus de 2.900 milliards de m<sup>3</sup> en place, auxquelles s'ajouteraient 515 milliards de m<sup>3</sup> de réserves probables et 560 milliards de m<sup>3</sup> de réserves possibles. Le total général en place (prouvé + probable + possible) s'élèverait ainsi à 4.000 milliards de m<sup>3</sup> environ.

---

(1) Chiffres provisoires.

Ces chiffres ne comprennent pas les possibilités de découvertes qu'offre le plateau continental en Italie (continuation dans l'Adriatique des couches gazéifères de la Plaine du Pô) et en mer du Nord. Dans cette dernière région, les recherches entreprises du côté britannique ont mis en évidence, jusqu'à présent, des gisements totalisant 7 à 800 milliards de m<sup>3</sup> (1). Une évaluation très approximative, basée sur l'existence des couches géologiques susceptibles de renfermer du gaz, conduit à penser que l'ensemble de la mer du Nord pourrait renfermer environ 4.000 milliards de m<sup>3</sup>. Il ne s'agit cependant que d'une hypothèse, et seuls peuvent être actuellement pris en considération les chiffres des réserves prouvées, c'est-à-dire 2.400 milliards de m<sup>3</sup> dans la Communauté.

90. La recherche et l'exploitation des ressources en hydrocarbures fait, dans tous les pays de la Communauté, l'objet d'un système de permis et de concession, sous des modalités diverses. Les législations récentes relatives à l'off-shore donnent à l'Etat ou à des entreprises d'Etat la possibilité de prendre une participation à la recherche ou à l'exploitation et d'exercer un certain contrôle sur les prix et l'écoulement du gaz.

Au cours des quatre derniers mois de 1967, près de quinze permis de recherche sur le territoire national des Pays-Bas ont été octroyés; deux tiers des superficies seront prospectées par la N.A.M. (2). En outre, une dizaine de demandes de concessions pour l'exploitation sur le territoire national sont à l'examen depuis plusieurs années, et l'on s'attend à une décision prochaine.

---

(1) Ces découvertes ont rendu caduc le projet d'exporter du gaz néerlandais vers la Grande-Bretagne, augmentant ainsi les quantités de ce gaz disponibles pour la Communauté.

(2) N.A.M. - Nederlandsche Aardolie Maatschappij (50 % Shell - 50 % Esso).

Pour l'off-shore néerlandais, vingt demandes de permis de recherche ont été déposées en novembre 1967. Dix-huit permis ont été accordés en mars 1968.

En Italie, l'E.N.I. a obtenu, seule ou en association avec Shell, des permis de recherche dans la mer Adriatique, à concurrence de 25 % de la zone ouverte à la prospection.

Il convient de rappeler ici la nécessité de veiller à ce que toutes les entreprises des Etats membres jouissent d'un traitement non discriminatoire lors de l'attribution de permis de recherche et de concessions d'exploitation, (cf. par. 63).

91. La production de gaz naturel dans la Communauté a été en 1967 de 26,8 milliards de m<sup>3</sup>, soit 236.400 Tcal (1).

A la suite du développement des gisements reconnus, la production communautaire confirme à la fin de 1967 les prévisions de rapide croissance faites au commencement de l'année (25,9 milliards de m<sup>3</sup>); elle est estimée devoir atteindre pour 1968 35,3 milliards de m<sup>3</sup> équivalant à 44 millions de tec, soit une augmentation d'environ 30 %.

92. La France importe par navire méthanier du gaz naturel du gisement d'Hassi-er-R'mel en Algérie; l'Italie construit les installations nécessaires pour importer également par navires du gaz liquéfié en provenance de Libye. Les contrats actuellement conclus portent sur 4,5 milliards de m<sup>3</sup> (6 millions de tec).

L'importation de gaz naturel en provenance d'U.R.S.S. a été également envisagée.

---

(1) Grisou compris.

Le gaz manufacturé

93. En 1967, la production totale de gaz manufacturés et dérivés a atteint 391.200 Tcal (environ 50 millions tec), se décomposant comme suit :

	<u>Milliers de Tcal (PCS)</u>	<u>%</u>
Gaz d'usines	17,7	4,5
Gaz de cokeries	130,0	33,3
Gaz de hauts fourneaux	129,8	33,2
Gaz de raffineries	36,9	9,4
Gaz de pétrole liquéfié	76,8	19,6
<hr/>		
Total	391,2	100

Il faut cependant noter que, du total des gaz de raffinerie et des gaz de pétrole liquéfiés, une partie seulement entre dans les disponibilités de l'industrie gazière, le reste (94.400 Tcal) étant écoulé en l'état.

Des indications détaillées par type de gaz et par pays figurent en Annexe IV/2.

94. Pour l'avenir, l'évolution de chaque source de production sera déterminée principalement par les facteurs techniques et économiques suivants :

a) Gaz de cokerie

La diminution des besoins en coke de la sidérurgie (réduction rapide de la consommation spécifique de coke dans les hauts fourneaux) et le rétrécissement des marchés du coke (exportations, autres industries et foyers domestiques) provoquent une diminution correspondante de la production de gaz de cokerie. Celle-ci est aussi influencée, en conjoncture, par les fluctuations de l'activité sidérurgique.

b) Gaz de hauts fourneaux

Les gaz de hauts fourneaux, dont la production est fatale, restent dans les circuits intérieurs des usines sidérurgiques ou dans leurs annexes. Ils sont utilisés dans certains réchauffages, dans des turbines à gaz ou dans les centrales électriques. ./.

c) Gaz de raffinerie

Une partie importante des gaz de raffinerie est produite spécialement pour la synthèse chimique; une autre partie est constituée par des gaz résiduaux qui sont consommés dans la raffinerie même, mais peuvent être aussi livrés à des distributions publiques. Cette destination a d'ailleurs tendance à augmenter, car elle prouve une valorisation élevée, supérieure à celle obtenue dans l'autoconsommation.

d) Gaz de pétrole liquéfié

Dans cette catégorie se rangent d'abord les gaz livrés aux consommateurs, dans des bouteilles sous pression, (butane ou propane liquéfié). Ces produits trouvent tout naturellement un débouché en premier lieu dans les localités qui ne sont pas reliées à un réseau de distribution publique. Toutefois, même dans les agglomérations urbaines, leur emploi a augmenté sensiblement au cours des dernières années. En outre, les gaz liquéfiés sont utilisés pour l'approvisionnement de distributions publiques (air propané par exemple), soit en lieu et place des fournitures des usines à gaz traditionnelles qui sont progressivement fermées, soit pour la couverture des pointes.

e) Gaz d'usines à gaz

La production propre des usines à gaz à partir de houille est en forte régression. Les distributions autrefois alimentées par les usines le sont de plus en plus, soit par des gaz de pétrole, ainsi qu'il vient d'être dit, ou encore par leur raccordement à des réseaux de distribution à distance.

Des procédés ont été mis au point depuis quelques années, pour produire du gaz à partir de certaines fractions du pétrole, notamment les essences légères (naphta). En Grande-Bretagne, où plusieurs de ces méthodes sont utilisées, elles ont connu un développement très rapide (8,4 mio tec en 1966). Dans la Communauté, 1 million de tec environ ont été produits ainsi en 1967.

### La structure de l'industrie gazière

97 Dans l'industrie gazière, trois niveaux doivent être distingués :

- la "production"
- le "transport", qui achète le gaz naturel ou manufacturé et le revend "en gros", soit à des distributeurs publics (municipalité), soit à de grands consommateurs industriels;
- la "distribution", qui assure l'approvisionnement sur le plan local.

En fait, dans les pays de la Communauté, les trois activités ou deux d'entre elles sont souvent exercées par les mêmes entreprises avec l'éventuelle participation d'entreprises publiques ou de l'Etat.

Les réseaux de transport qui alimentent de gros utilisateurs sont exploités par des entreprises créées par les producteurs ou en participation entre les producteurs et des groupements de consommateurs. Ce dernier terme recouvre ici principalement les concessionnaires de distributions publiques. Dans certains cas, des participations publiques complètent la constitution du capital de ces entreprises. Des réseaux construits et exploités par des groupements de consommateurs sont également concevables.

La fourniture aux consommateurs domestiques, à l'artisanat et à la petite industrie se fait par l'intermédiaire de la distribution publique concédée généralement par les collectivités locales. Il s'agit de monopoles de droit.

En Allemagne, lorsque les pouvoirs publics participent, dans certains cas, au transport et à la distribution, il s'agit généralement des collectivités locales.

En Belgique, outre cette intervention sur le plan local, on observe une participation de l'Etat dans le transport.

En France, le transport et la distribution sont assurés par l'entreprise nationale "Gaz de France", mais il existe toutefois un régime mixte pour le transport et la vente de gaz naturel à certains usagers.

En Italie, l'E.N.I. bénéficie d'un droit exclusif pour la production, le transport et la vente dans la vallée du Pô, et de certaines préférences pour la production off-shore.

Aux Pays-Bas, l'Etat est associé à la production du gaz de Groningue, par l'intermédiaire d'une société dont il est actionnaire à 100 %. En outre, il détient, directement et par le canal de cette même société, la moitié du capital de la société qui a l'exclusivité du transport et de la vente de ce gaz. Par ailleurs, la distribution est assurée pour la plus grande part par les collectivités locales.

Enfin, dans la plupart des pays, l'Etat exerce un certain contrôle sur les prix et conditions de vente à la production, au transport et à l'exportation.

#### Le transport par canalisation

98. Le transport par canalisation retient spécialement l'attention, car il intéresse particulièrement les échanges de gaz entre Etats membres de la Communauté. De par sa nature, il est soumis à un ensemble de contraintes techniques et

économiques (1) qui conduisent tout naturellement à des situations de monopole de fait. Les pouvoirs publics ont été amenés à intervenir pour s'assurer que le transport se réalise dans des conditions conformes à l'intérêt général. Ces interventions accordent souvent une exclusivité au profit du transporteur, mais lui imposent en revanche certaines obligations de services publics. Dans certains cas, les pouvoirs publics détiennent une participation dans le capital des entreprises de transport et de vente. Dans la plupart des pays, le transport du gaz naturel est assuré par des entreprises dans lesquelles les producteurs possèdent des intérêts importants.

99. Le tracé des canalisations de transport de gaz naturel a une importance particulière du point de vue de la politique énergétique, car il détermine sur quels marchés s'exercera la concurrence de cette forme d'énergie vis-à-vis des autres. Il a également une importance du point de vue de la politique régionale, en raison des possibilités de développement qu'offre cette énergie. Pour ces raisons, des échanges d'information entre Etats membres sur les programmes d'investissements en moyen de transport ont été entrepris à l'initiative de la Commission.

---

(1) par exemple :

- importance des installations fixes, donc des charges financières;
- faiblesse relative des coûts variables, conduisant à la recherche de taux d'utilisation élevés;
- décroissance du coût de transport unitaire à mesure que le diamètre de la conduite augmente, se traduisant par la possibilité d'approvisionner des marchés des importants mais lointains à meilleur prix que de petits consommateurs proches du gisement.

100. A l'heure actuelle, plusieurs régions de la Communauté sont alimentées par des réseaux de transport de gaz naturel.

En Italie, c'est la vallée du Pô qui, la première, a été dotée d'un ensemble de canalisation approvisionnant une zone très industrialisée et très peuplée, située à proximité des gisements.

Les régions du Centre et du Sud ont ensuite été dotées de réseaux d'une étendue plus modeste, la production des gisements découverts dans ces zones étant principalement dirigée vers des industries grosses consommatrices, susceptibles d'exercer un effet moteur sur le développement régional. Il est projeté de développer en Italie un réseau interconnecté qui permettrait à l'ensemble du territoire d'être approvisionné notamment au moyen de gaz importé.

En France, le gaz de Lacq est transporté sur de grandes distances, la région voisine du gisement n'offrant pas au moment de la mise en production de celui-ci des débouchés suffisants. C'est ainsi que le réseau approvisionne des centres tels que Nantes, Paris, Lyon. Depuis peu, la région parisienne reçoit également le gaz algérien importé par le Havre.

Couvrant déjà tout le territoire des Pays-Bas, le réseau de transport du gaz de Groningue s'étend en Belgique, se prolonge en France jusqu'à Paris et atteindra prochainement le Nord et plus tard la Lorraine. En Allemagne, il alimente déjà la Ruhr et certaines régions industrielles du Nord; bientôt, il pénétrera jusqu'en Bavière le long de la vallée du Rhin.

En outre, il existe en Allemagne des canalisations qui transportent le gaz naturel des nombreux gisements locaux. Les conduites les plus importantes sont généralement intégrées dans les réseaux des grandes entreprises de transport qui achètent du gaz de différentes provenances pour le livrer aux consommateurs industriels et aux distributions publiques.

101. Dans les pays charbonniers, le gaz de cokerie avait par le passé une place importante dans l'approvisionnement en énergie et dans certains pays des canalisations ont été construites pour transporter ce gaz à longue distance. Avec l'arrivée de quantités massives de gaz naturel, dont le pouvoir calorifique est environ double de celui du gaz de cokerie, l'écoulement du gaz de cokerie peut poser des problèmes :

- ou bien il devra être consommé à proximité des lieux de production,
- ou bien, ces différents gaz n'étant pas interchangeables, des installations appropriées pourraient en permettre le mélange et l'émission dans les conduites existantes.

La "conversion" au gaz naturel des distributions publiques et des appareils d'utilisation nécessite des investissements considérables. L'économie gazière y a consacré en 1966 et en 1967 l'essentiel de ses dépenses d'équipement chiffrées à 500 millions d'u.c. par an.

Des sommes analogues seront vraisemblablement dépensées au cours des deux ou trois prochaines années. Le nombre des consommateurs touchés pour la période 1966/1968 est estimée à 3,8 millions d'abonnés.

102. Un autre problème technique et économique est celui du développement des moyens de stockage destinés à assurer la régularisation des volumes transportées dans les canalisations (variations saisonnières de la demande) et afin de permettre en même temps une réponse à chaque instant aux besoins de pointe.

Des stockages de capacité élevée ne sont concevables que par l'utilisation de gîtes souterrains, de préférence à proximité des grandes centres de consommation.

Les prix

103. La politique de vente des producteurs et transporteurs de gaz naturel, éventuellement influencés par les pouvoirs publics, détermine la position concurrentielle de cette forme d'énergie sur les marchés.

Il faut distinguer les niveaux de prix suivants :

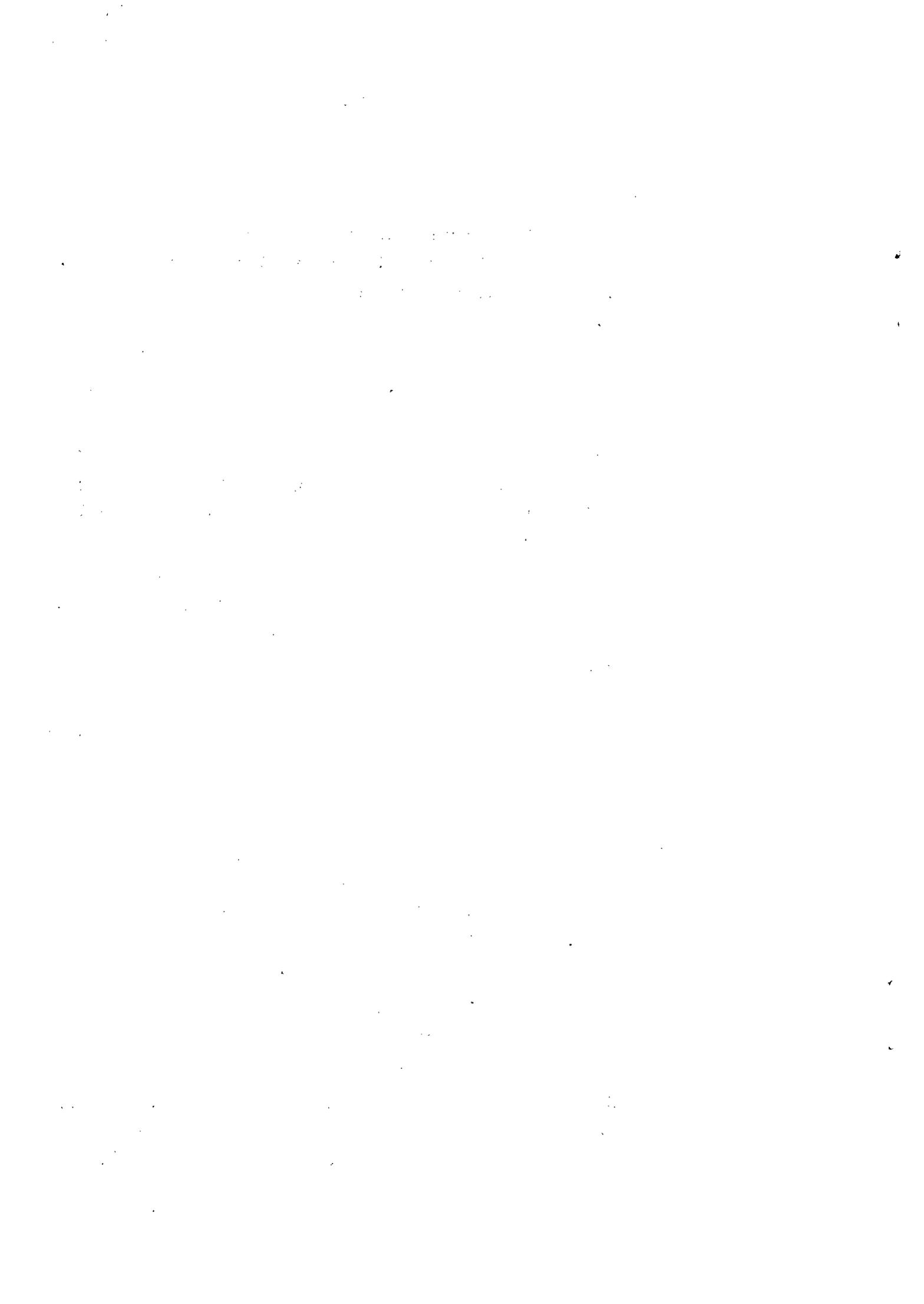
- a) Prix de vente à la production. Ces prix ne sont généralement pas connus.
- b) Prix de vente du transporteur aux distributeurs locaux et aux consommateurs industriels. C'est principalement à ce niveau que le prix détermine la position concurrentielle du gaz vis-à-vis des autres énergies.
- c) Prix de vente des distributeurs locaux. Ces prix comprennent les charges très importantes de distribution qui dépendent des circonstances locales et doivent évidemment tenir compte des prix des énergies concurrentes.

En Italie, la tarification traduit une certaine priorité pour les usages dans lesquels le gaz apporte la plus haute valorisation, et elle se réfère au prix du combustible concurrent, c'est-à-dire le fuel-oil.

En France, les tarifs du gaz de Lacq ont été construits de manière à refléter pour chaque consommateur le coût du service qui lui est rendu. Le prix est établi en fonction de la distance de transport et des caractéristiques de la demande de chaque utilisateur. Il est lié par une indexation au prix des énergies concurrentes, le charbon et le fuel oil.

Aux Pays-Bas, le tarif de vente à l'industrie a été fixé par rapport au prix du fuel oil et suit dans une certaine mesure les fluctuations de celui-ci.

Dans les pays qui importent du gaz néerlandais, les prix semblent, de manière générale, avoir été fixés en fonction des prix des énergies concurrentes (fuel oil, taxes comprises).



CHAPITRE V

L'ENERGIE NUCLEAIRE

A. LE MARCHÉ

104. A l'heure actuelle, dix-sept réacteurs nucléaires, représentant une puissance installée nette de 2.300 MWe (1), sont en service dans la Communauté et ont fourni, en 1967, 6,8 milliards de kWh nets, soit 1,6 % de la production totale d'énergie électrique (2).

Du point de vue technique, la possibilité de construire et de faire fonctionner une centrale électrique équipée d'un réacteur nucléaire est maintenant reconnue. Par comparaison avec une centrale classique de même dimension, utilisée dans les mêmes conditions d'exploitation, c'est-à-dire notamment pour la couverture de la charge de base, et bénéficiant de conditions financières identiques, la compétitivité est atteinte pour des centrales à eau légère d'une puissance de 500-600 MWe ou davantage lorsque le combustible fossile coûte, rendu à la centrale, entre 8 et 10 u.c. par tec. Pour les centrales gaz-graphite, les prix de référence seraient légèrement plus élevés. Ces chiffres sont du même ordre que les prix nets des énergies importées, charbon ou pétrole, mais inférieurs à ceux auxquels s'approvisionnent en général les centrales thermiques classiques de la Communauté du fait des restrictions aux importations appliquées au charbon et des taxes de consommation élevées frappant le fuel-oil.

La contribution future de l'énergie nucléaire apparaît d'ores et déjà intéressante pour la Communauté d'un double point de vue : maintenir la tendance fondamentale à la diminution du prix de l'électricité par la réduction du coût de production qu'elle permet et renforcer la

---

(1) Voir Annexe V/1

(2) Voir Annexe V/2

sécurité de son approvisionnement en énergie, ceci notamment en raison du fait que les matières fissiles contenues dans les réacteurs peuvent produire de l'électricité pendant une longue période, sans nécessité de réapprovisionnement.

Caractéristiques des réacteurs en service (début avril 1968)

Réacteur et site	Pays	Type (1)	Critica- lité	Raccord <sup>†</sup> au réseau	Puissance en MWe
KRB (Gundremmingen)	D	BWR	14. 8.66	12.11.66	237
AVR (Jülich)	D	H.T.	26. 8.66	18.12.67	13
VAK (Kahl)	D	BWR	13.11.60	17. 6.61	15
MZFR (Karlsruhe)	D	EL	29. 9.65	. 3.66	50
KWL (Lingen)	D	BWR	31.-3.68	20. 5.68	173
Chinon 1 (EDF 1)	F	GG	16. 9.62	14. 6.63	70
Chinon 2 (EDF 2)	F	GG	18. 8.64	24. 2.65	200
Chinon 3 (EDF 3)	F	GG	1. 3.66	4. 8.66	480
EL 4 (Brennilis)	F	EL	23.12.66	9. 7.67	73
G1 Marcoule	F	GG	7. 1.56	28. 9.56	3
G2 Marcoule	F	GG	21. 6.58	22. 4.59	40
G3 Marcoule	F	GG	11. 6.59	4. 4.60	40
SENA (Chooz)	F/B	PWR	18.10.66	3. 4.67	266
ENEL (Carigliano)	I	BWR	5. 6.63	23. 1.64	150
ENEL (Latina)	I	GG	27.12.62	12. 5.63	200
ENEL (Trino Vercell.)	I	PWR	21. 1.64	15.11.64	257
BR 3 (Mol)	B	SSCR	. 8.62	6.12.66	10
					2.277

(1) GG = gaz graphite, PWR = eau légère sous pression  
 BWR = eau légère bouillante, H.T. = haute température  
 EL = eau lourde, SSCR = contrôle par variation du spectre.

105. Malgré cette évolution favorable sur le plan technique, un certain retard a été pris dans la réalisation des programmes de construction de centrales nucléaires. Selon le programme indicatif (1), on prévoyait, pour 1970, une puissance installée de 4.000 MWe. Il semble que cet objectif ne sera atteint qu'une année plus tard.

106. Cette évolution plus lente que prévu contraste avec la progression rapide observée aux Etats-Unis. En effet, les commandes de réacteurs qui n'atteignaient dans ce pays que sept unités pour une puissance de 4.200 MWe en 1965 sont passées à 21 unités pour 16.700 MWe en 1966 et 30 unités pour 24.400 MWe en 1967.

Les raisons d'un démarrage plus lent du recours à l'énergie nucléaire dans la Communauté qu'aux Etats-Unis sont d'ordres divers.

En premier lieu, l'industrie américaine de l'équipement nucléaire bénéficie, par rapport aux constructeurs européens, de moyens plus développés et mieux adaptés (en raison notamment du plus grand marché et de la plus grande concentration des entreprises) qui lui ont permis de prendre certains risques commerciaux en offrant des centrales à des prix relativement bas assortis de garanties de fonctionnement assez larges. Il faut noter cependant que ces offres ont déclenché une demande plus forte que prévu laquelle a normalement entraîné au milieu de 1966 un relèvement des prix, qui n'a cependant pas eu pour effet de décourager les commandes. Par ailleurs, les producteurs d'équipements et de combustibles classiques ont réagi à la concurrence des producteurs d'équipement nucléaire en offrant des conditions plus favorables aux entreprises d'électricité acceptant de s'engager par des contrats d'achat à long terme.

---

(1) Premier programme indicatif pour la Communauté européenne de l'énergie atomique - J.O. du 28 avril 1966.

En second lieu, la structure de l'industrie électrique des Etats-Unis diffère de celle de l'Europe. L'intégration des grandes unités dans les réseaux actuels de plusieurs des six pays peut poser certains problèmes tenant aux dimensions de ces réseaux. En outre, le développement de l'interconnexion entre les différents pays serait nécessaire, entre autres, pour permettre de surmonter le risque de défaillances temporaires de centrales de grande dimension.

107. Quelle que soit la lenteur de son démarrage en Europe, on ne peut mettre en doute que l'énergie nucléaire y jouera, dans l'avenir, un rôle de plus en plus important. Telles sont les conclusions dégagées par le programme indicatif, qui envisageait l'installation, d'ici à 1980, d'une puissance électrique nucléaire de 40.000 MWe, correspondant à près d'un cinquième de la puissance électrique totale de la Communauté à ce moment et assurant une production égale à environ un quart de la demande d'électricité.

La répartition approximative de cette puissance entre les divers types était envisagée de la façon suivante : un peu moins des deux cinquièmes pour les réacteurs à graphite-gaz, la même quotité pour les réacteurs à eau légère, un cinquième pour les convertisseurs avancés et un pourcentage très minime pour les surgénérateurs.

108. Depuis l'élaboration du programme indicatif, une évolution s'est amorcée sur un certain nombre de points importants :

a) Au cours des trois dernières années, on a observé un développement accentué des réacteurs du type à eau légère par rapport aux réacteurs à graphite-gaz.

Pour les réacteurs de type éprouvé, le problème essentiel est d'assurer la plus large participation possible des industries de la Communauté à leur construction. Cette exigence se pose non seulement sous l'angle de la politique énergétique, mais aussi sous celui d'une politique de développement industriel dans un secteur de technologie avancée.

- b) Il se confirme que, pour les convertisseurs avancés, la filière à eau lourde offre de bonnes possibilités. Conçus à l'origine pour fonctionner à l'uranium naturel, ce qui reste un de leurs avantages principaux, certains types de réacteurs à eau lourde semblent pouvoir atteindre des prix de revient du kWh plus avantageux grâce à l'utilisation d'uranium faiblement enrichi ou d'uranium "dopé" au plutonium, ce qui pose un peu différemment les problèmes d'approvisionnement.

Les perspectives favorables des réacteurs à haute température se précisent également, et ils constituent une voie de développement prometteuse en ce qui concerne tant le prix de revient que l'utilisation possible du thorium ou une forte production de plutonium. Ces réacteurs utilisent de l'uranium enrichi.

Les convertisseurs avancés semblent devoir constituer une étape justifiée comme relais des réacteurs éprouvés en attendant l'arrivée des surgénérateurs, à condition que soit effectué l'effort nécessaire de recherche et de mise au point, y compris la construction de prototypes.

- c) Les surgénérateurs à neutrons rapides (fast breeders) font actuellement l'objet d'un intense effort de mise au point. Il serait prématuré d'en prévoir l'échéance, mais l'orientation du Programme indicatif, prévoyant le développement de surgénérateurs à partir de 1980 et leur prépondérance à long terme, reste la perspective la plus probable.

L'effort de recherche et de développement technologique doit donc être poursuivi. La mise en oeuvre accélérée d'un programme de construction de surgénérateurs rapides dépend des disponibilités en plutonium. Celles-ci à leur tour sont fonction du développement des centrales nucléaires, du choix des types de réacteurs ainsi que des décisions prises au sujet de l'approvisionnement en matières fissiles et de leur gestion.

109            Alors que les réacteurs de puissance en service, en construction et en projet dans la Communauté atteignent une puissance installée de quelque 9400 MWe<sup>(1)</sup>, la Commission d'Euratom a constaté dans son dixième Rapport général d'activité que, suivant les déclarations faites par les Etats membres, un total d'environ 60.000 MWe pourrait être installé en 1980 (2). Ce chiffre, de même que celui de 40.000 MWe inscrit dans le Programme indicatif, ne doit cependant être considéré que comme une hypothèse de développement. L'évolution des conditions techniques et économiques rend souhaitable un réexamen des éléments retenus pour l'élaboration du Programme indicatif.

## B. L'APPROVISIONNEMENT

### a) L'uranium naturel

110            Dans l'hypothèse la plus élevée de 60.000 MWe en 1980, la Communauté aura besoin entre 1970 et 1980 d'environ 90.000 tonnes d'uranium métal. Les besoins du monde occidental sont estimés devoir se monter pour la même période à environ 500.000 tonnes.

Comme il faut environ 8 à 10 ans entre le moment où un programme de prospection est lancé et le moment où les combustibles ouvrés sont introduits dans les réacteurs, il est nécessaire de maintenir une réserve de minerai équivalente à 8 à 10 ans de consommation. Cette réserve est de plus nécessaire pour permettre la conclusion de contrats d'approvisionnement à moyen terme. Une telle réserve correspond approximativement, pour la période 1970-1980, à un triplement des besoins indiqués ci-dessus. A partir de 1980, la croissance des besoins sera fonction des types de réacteur qui seront utilisés et de la date à partir de laquelle les réacteurs rapides fonctionnant au plutonium pourront être introduits massivement sur le marché.

---

(1) Voir Annexe III/3

(2) Voir Annexe III/4

Parmi les pays importateurs, ce sont surtout le Japon et la Grande-Bretagne qui ont passé ces deux dernières années des contrats à long terme portant sur de grandes quantités d'uranium. Les prix qui étaient de 4 \$ la lb d' $U_3O_8$  en 1964 sont entre 5 et 7 \$ pour des livraisons échelonnées jusqu'en 1970.

Les contrats signés ces deux dernières années n'épuisent pas encore la capacité de production actuelle. D'importantes quantités d'uranium à moins de 8-10 \$ la lb sont encore disponibles pour les cinq années à venir.

III. L'uranium est un élément assez répandu mais à des taux divers de concentration. Les seules réserves qui soient retenues actuellement sur le plan économique sont celles exploitables à un prix maximum de 10 \$ la lb d' $U_3O_8$ .

Les "ressources raisonnablement assurées", exploitables à moins de 10 \$ la lb d' $U_3O_8$  dans le monde occidental, exprimées en milliers de tonnes métal, s'élèvent à :

Etats-Unis d'Amérique	231		
Afrique du Sud	158		
Canada	154		
Communauté	38	dont : France	35
		Italie	1,5
		Allemagne	1,5
Niger	10		
Espagne	9		
Australie	8		
Autres	22		
Total	630 (1)	(dont 250.000 tonnes sont des sous-produits d'autres éléments)	

Sur le plan mondial, les "réserves raisonnablement assurées" à moins de 10 \$ la lb sont dès à présent insuffisantes pour couvrir les besoins pendant la durée de leur vie des réacteurs existants et à construire d'ici 1975. Au-delà de 1975, de substantielles quantités d'uranium devront donc encore être découvertes; mais on considère

(1) Ces chiffres sont extraits du Rapport sur les ressources d'uranium établi en décembre 1967 conjointement par l'Agence Européenne pour l'Energie nucléaire et l'Agence internationale de l'Energie atomique.

qu'il existe des "ressources supplémentaires estimées" d'un tonnage équivalent à celui des "réserves raisonnablement assurées" dans la même gamme de prix. En outre, on connaît l'existence de grandes quantités d'uranium à un prix de revient supérieur à 10 \$ la lb.

La prospection, après avoir décliné depuis la fin des années 50 jusque vers 1966, a très fortement repris dans les régions géologiquement favorables et en général déjà exploitées.

Dans la Communauté, la France poursuit son programme pour évaluer l'extension des gisements connus. Elle est également active en Afrique centrale. En Allemagne, et en Italie, de faibles activités de prospection se poursuivent.

Aux Etats-Unis, l'activité de prospection dépasse actuellement les records des années 50. Au Canada, la prospection a repris activement après huit ans d'interruption. De nombreuses sociétés étrangères, japonaises, américaines, anglaises, françaises et allemandes, dans une moindre part, y participent.

De cet ensemble de considérations, des conclusions peuvent être tirées :

- la répartition géographique des réserves est inégale : en particulier, le territoire de la Communauté (sauf celui de la France), en l'état actuel de la recherche semble être mal doté en uranium naturel;
- les perspectives globales de découvertes de nouvelles réserves sont bonnes; il n'y a de raison de craindre ni pénurie ni prix excessifs, si des programmes vigoureux sont entrepris en temps voulu (huit à dix ans avant l'arrivée des besoins sur le marché);
- la prospection est une activité de plus en plus coûteuse et complexe, nécessitant des capitaux importants pour obtenir des résultats intéressants;
- le rôle des entreprises européennes dans les efforts de prospection est demeuré modeste jusqu'à présent comparé aux besoins importants de la Communauté.

112. De la fin des années 50 à 1966, le marché de l'uranium naturel a été très déprimé, l'étalement des contrats d'achats stratégiques aux Etats-Unis et au Canada empêchant seul l'écroulement de l'industrie minière. Depuis 1966, la situation a évolué. Certains pays limitent leurs exportations pour préserver leurs ressources. C'est le cas de l'Argentine, du Brésil, du Mexique et de l'Australie. Certains pays, tel le Canada, ne livrent de l'uranium qu'aux pays ayant conclu des accords sur l'utilisation pacifique de l'énergie atomique, et ils s'opposent à la constitution de stocks importants dans les pays importateurs. Les Etats-Unis jusqu'à présent interdisent les importations pour préserver leur industrie. Ils envisagent de lever cette interdiction en juin 1973 ou peut-être même avant.

b) L'uranium enrichi

Dans l'hypothèse de 60.000 MWe installés en 1980 dans la Communauté, les besoins annuels en U-235 évolueront suivant les types de réacteurs choisis entre les fourchettes suivantes :

- de 8 à 11 tonnes en 1970
- de 30 à 45 tonnes en 1976
- de 50 à 75 tonnes en 1980.

Replacés dans le contexte des besoins du monde occidental et exprimés en unités de travail de séparation (1), les besoins sont estimés ainsi :

---

(1) La capacité d'une installation de séparation isotopique est mesurée en unités de travail de séparation par an. Le nombre d'unités de travail de séparation requis pour atteindre un résultat déterminé dépend du procédé choisi et de son rendement.

	<u>1975</u>	<u>1980</u>	
Etats-Unis	13	23 millions unités de travail de séparation	
Communauté	2,5	6	"
Autres pays occidentaux	4	10	"

114 . Les Etats-Unis, la Grande-Bretagne et la France produisent dans le monde occidental de l'uranium enrichi, mais seuls les Etats-Unis ont actuellement des disponibilités pour leurs besoins civils et pour l'exportation. Les Etats-Unis ont une capacité actuelle correspondant aux besoins d'une puissance de 110.000 MWe. La Grande-Bretagne pourrait répondre en 1975 à des besoins représentant une puissance de l'ordre de 8.000 MWe. La France n'envisage pas pour le moment de production pour les besoins civils.

Calculées en unités de travail de séparation, les capacités de production annuelle sont les suivantes : usines américaines, actuellement 17 millions d'unités de travail de séparation; usines anglaises, 1,25 million d'unités de travail de séparation en 1975, 3 millions d'unités de travail de séparation en 1980.

Ces capacités seront insuffisantes pour couvrir les besoins à partir de la deuxième moitié de la prochaine décennie.

115 . L'approvisionnement auprès des Etats-Unis s'effectue dans le cadre de l'Accord de Coopération Euratom/USA dont la validité expire en 1995. Le Congrès américain fixe les plafonds des livraisons à la Communauté. Ce plafond est actuellement de 215 tonnes. Il permet d'assurer le fonctionnement jusqu'en 1995 des réacteurs de puissance mis en service jusqu'en 1975 environ.

Le prix de vente est fixé par un tarif officiel; il semble que les prix pratiqués actuellement par l'USAEC, qui ont déjà diminué en janvier 1968, pourraient subir d'autres diminutions à moyen et à long terme. A partir du 1.1.1969, l'USAEC pratiquera l'enrichissement à façon, ce qui implique pour les utilisateurs européens qui voudront y faire recours la nécessité de s'approvisionner eux-mêmes en uranium naturel.

La construction d'une usine d'enrichissement européenne contribuerait puissamment à la solution du problème de l'approvisionnement à long terme de la Communauté.

c) Le plutonium

116. Le plutonium est employé actuellement uniquement pour les besoins de la recherche. Les besoins européens entre 1965 et 1970 pour la recherche peuvent être estimés à environ 1,5 tonne. Entre 1970 et 1975, la construction de deux ou peut-être trois réacteurs prototypes à neutrons rapides dans la Communauté va nécessiter environ 3 tonnes de plutonium. Comme il n'est pas prévu que les réacteurs rapides soient utilisés commercialement avant 1980, les besoins en plutonium pour ce type de réacteur entre 1975 et 1980 ne connaîtront probablement pas un développement considérable par rapport à 1970-1975. Il se peut, par contre, que le plutonium soit utilisé à la place de l'uranium enrichi dans les réacteurs thermiques. Si cette utilisation était confirmée, d'importantes quantités de plutonium seraient nécessaires.

Après 1980, il est prévu que les réacteurs rapides utilisant du plutonium consommeront toutes les quantités disponibles et que le rythme de production de celui-ci pourrait constituer un frein au développement de ce type de réacteurs.

117. La production mondiale de plutonium fissile dans les réacteurs de puissance peut être estimée, de l'origine à la fin de 1970, à 8 à 9 tonnes, dont 60 % environ seront produits en Grande-Bretagne, 20 % dans la Communauté et 15 % aux Etats-Unis. En raison du développement

des centrales de puissance, la production du monde occidental augmentera rapidement pour passer d'environ 3 tonnes annuelles en 1970 à 30 tonnes en 1980.

118 • Jusqu'à présent, les pays utilisateurs de plutonium dans la Communauté n'ayant aucune disponibilité, leurs besoins ont été couverts par des importations américaines et accessoirement anglaises.

D'ici 1970, les besoins de la Communauté seront couverts en partie par la production européenne et en partie par des importations des Etats-Unis et d'autres pays tiers (Canada, Grande-Bretagne).

Le plutonium américain est fourni dans le cadre de l'Accord de Coopération Euratom/US et dans les limites d'un plafond autorisé par le Congrès, actuellement fixé à 1.500 kg.

Le prix du plutonium devrait aller en diminuant pour se rapprocher, lorsque la production sera importante, du prix de rachat du plutonium par l'USAEC aux producteurs privés américains, soit 10 \$ le gramme.

Le marché durant la prochaine décennie dépendra de l'utilisation des quantités excédentaires du plutonium qui pourraient être soit utilisées dans les réacteurs thermiques, soit stockées en attendant le développement des réacteurs rapides.

#### d) Le thorium

119. A l'heure actuelle, le thorium n'est employé que pour des besoins de recherche. C'est une matière relativement abondante qui pourrait ultérieurement réduire les besoins d'uranium, étant donné qu'elle peut être transformée dans des réacteurs en uranium 233 fissile. La croissance de la demande sera faible et pourra se développer vers la fin du siècle. On en trouve des quantités importantes au Brésil, en Inde, au Canada et aux Etats-Unis, et des quantités appréciables ailleurs (Madagascar etc...).

## CHAPITRE VI

### L'ENERGIE ELECTRIQUE

120. L'électricité a déjà été mentionnée dans le chapitre concernant la demande d'énergie, à la fois comme l'un des principaux secteurs de consommation d'énergie primaire et comme énergie destinée à la consommation finale.

Toutes les formes d'énergie primaire sont en principe susceptibles d'être utilisées pour la production d'électricité et les options prises dans ce domaine peuvent avoir des répercussions importantes sur d'autres secteurs énergétiques. Par ailleurs, une part croissante de l'énergie est consommée au stade de l'utilisation finale, sous forme d'électricité. Il est par conséquent indiqué, dans le cadre d'une politique énergétique commune de prendre spécialement en considération les problèmes de ce secteur.

#### A. LE MARCHÉ

121. La consommation d'énergie électrique croît de façon assez régulière, et à un rythme presque indépendant de l'évolution de la demande d'énergie primaire (doublement approximatif de la consommation tous les dix ans). Ceci résulte, d'une part, du progrès technique qui exige l'emploi d'énergie sous une forme de plus en plus élaborée et, d'autre part, de l'augmentation de la consommation domestique et des autres besoins assimilés à ce secteur (1), faiblement influencés par l'évolution de l'activité économique.

Le développement de la demande d'énergie électrique résulte ainsi en partie de la satisfaction de besoins nouveaux, et en partie de la substitution d'électricité à d'autres énergies au stade de la consommation finale.

---

(1) Commerce, artisanat, agriculture, bâtiments et éclairage publics.

Données de base concernant l'énergie électrique (1967)

I. Marché

Consommation intérieure brute

	Twh	Var. % 1967/66
Allemagne	192,6	+ 3,6
France	120,0	+ 5,4
Italie	98,8	+ 8,7
Pays-Bas	29,7	+ 7,8
Belgique	23,9	+ 5,0
Luxembourg	3,24	- 0,4
<b>C.E.E.</b>	<b>468,2</b>	<b>+ 5,4</b>

Secteurs de consommation C.E.E.

	TWh
Producteurs d'énergie primaire	13,6
Cokeries-Usines à gaz <sup>1)</sup>	2,7
Centrales électriques <sup>1)</sup>	28,2
Raffineries	6,5
Sidérurgie	42,0
Autres industries	192,0
Transports	15,6
Secteur domestique	137,2
Perte	30,4
	<b>468,2</b>

(1) Auxiliaires et pompage

II. Approvisionnement

Production brute

	Twh	Var. % 1967/66
Allemagne	185,3	+ 3,9
France	117,4	+ 5,8
Italie	96,9	+ 7,6
Pays-Bas	30,1	+ 7,8
Belgique	23,7	+ 3,7
Luxembourg	2,2	- 2,5
<b>C.E.E.</b>	<b>455,6</b>	<b>+ 5,4</b>

Solde des échanges (1)

	TWh
Allemagne	+ 7,2
France	+ 2,6
Italie	+ 1,9
Pays-Bas	- 0,3
Belgique	+ 0,2
Luxembourg	+ 1,0
<b>C.E.E.</b>	<b>+12,6</b>

(1) Solde importateur = +  
Solde exportateur = -

III. Données techniques

Coefficient de productibilité  
des centrales hydrauliques

	1967	(1) (1966)
Allemagne	1,15	(1,21)
France	0,93	(1,12)
Italie	0,97	(1,05)
<b>C.E.E.</b>	<b>0,97</b>	<b>(1,10)</b>

(1) Résultats provisoires

Consommation spécifique moyenne de  
chaleur de l'ensemble des centrales  
thermiques classiques (kcal/kwh brut)

	1967	(1966)
Allemagne	2.470	(2.500)
France	2.270	(2.320)
Italie	2.300	(2.310)
Pays-Bas	2.370	(2.450)
Belgique	2.440	(2.490)
Luxembourg	2.370	(3.440)
<b>C.E.E.</b>	<b>2.400</b>	<b>(2.440)</b>

122. Le tableau suivant indique la consommation d'énergie électrique par pays en 1967 et le taux moyen de croissance annuel entre 1955 et 1965. En 1966 et 1967, en raison du ralentissement de l'activité industrielle, les taux ont été inférieurs à cette moyenne dans tous les pays, à l'exception de l'Italie. Dès les premiers mois de 1968, une nette reprise a cependant permis d'enregistrer des taux de croissance élevés, notamment en Allemagne, aux Pays-Bas et en Belgique (+ 10 % environ), amorçant ainsi le rapprochement avec le taux moyen prévu à long terme.

Evolution de la consommation intérieure brute d'électricité

P a y s	Consommation en 1967		Taux de croissance annuel		
	(en TWh)	(en %)	(Moyenne 55/65)	(66/65)	(67/66)
Allemagne	192,6	41,8	8,0	5,2	3,6
Belgique	23,9	5,1	6,2	5,1	5,0
France	120,0	25,7	7,5	6,3	5,4
Italie	98,8	20,5	8,1	9,0	8,7
Luxembourg	3,2	0,7	8,2	5,8	- 0,4
Pays-Bas	29,7	6,2	10,5	10,0	7,8
Communauté	468,2	100	7,8	6,6	5,4

123. Le secteur industriel est, dans tous les pays, celui qui absorbe la fraction la plus importante de la consommation finale (61 % pour l'ensemble de la Communauté). Le secteur domestique, qui comprend outre la consommation des ménages, celle du commerce, de l'artisanat, de l'agriculture et des édifices publics, prend une importance de plus en plus grande et représente, pour l'ensemble de la Communauté, le tiers de la consommation finale, comme l'indique le tableau suivant.

./.

Structure de la consommation finale d'énergie électrique (1967) (1)

	Total (TWh)	Industrie (%)		Transports (%)		Secteurs domest. (TWh) autres (%) 2)		Foyers domestiques (%)	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
Allemagne	156,3	90,4	57,8	5,8	5,7	60,1	38,5	(30,0)	(19,2)
Belgique	19,5	13,1	67,2	0,7	3,6	5,7	29,2	(3,5)	(17,9)
France	99,3	60,8	61,2	4,9	5,0	33,6	33,8	(15,0)	(15,1)
Italie	85,0	56,1	66,0	3,5	4,1	25,4	29,9	(13,0)	(15,3)
Luxembourg	2,0	1,7	89,4	0,02	0,1	0,3	10,5	(0,1)	(5,3)
Pays-Bas	24,7	11,9	48,2	0,7	2,8	12,1	49,0	(6,2)	(25,1)
Communauté	386,8	234,0	60,5	15,6	4,0	137,2	35,5	(60,0)	(17,6)

(1) Chiffres provisoires

(2) Foyers domestiques, commerce et artisanat, agriculture, édifices et installations publics.

B. L'APPROVISIONNEMENT

Les divers modes de production

124. A l'heure actuelle, la production d'électricité des centrales hydrauliques, thermiques et nucléaires correspond à plus du quart de l'énergie primaire utilisée dans la Communauté. Cette part devrait augmenter, en raison du taux de croissance propre aux besoins d'électricité, supérieur à celui de la demande globale d'énergie.

Les disponibilités en électricité se sont élevées en 1967 à 468,2 TWh, dont 12,6 TWh, soit 2,7 %, ont été fournis par les pays tiers; et 455,6 TWh, soit 97,3 %, produits dans les centrales des pays membres. Parmi celles-ci, les centrales thermiques classiques représentaient les trois-quarts de la production, les centrales hydrauliques un peu plus du cinquième, et les centrales nucléaires et géothermiques le solde.

Disponibilités en énergie électrique dans la Communauté en 1967

	(TWh)	(% de la production)	(% des disponibilités)
<u>Production brute</u>			
Centrales hydrauliques (production du pompage incluse)	106,4	23,3	
Centrales géothermiques (1)	2,6	0,6	
Centrales thermiques classiques	339,2	74,5	
dont : combustibles solides	(216,4)	(47,5)	
combustibles liquides	( 90,3)	(19,8)	
gaz naturel	( 14,5)	( 3,2)	
gaz dérivés et divers	( 18,0)	( 4,0)	
Total	455,6	100	97,3
Echange avec les pays tiers			
- Importations	16,6		
- Exportations	3,8		
Importations nettes et écart statistique	12,6		2,7
Consommation intérieure brute	468,2		100

(1) Production d'électricité au moyen de vapeur naturelle extraite du sous-sol. Le cas ne se présente qu'en Italie.

Dans les centrales thermiques classiques, la contribution des divers combustibles a été la suivante : combustibles solides (houille et lignite), 64,9 %; produits pétroliers (fuel-oil) gaz de raffinerie et GLP), 25,9 %; gaz naturel, 3,2 % et gaz manufacturés 4,0 %; combustibles de récupération (ordures, déchets industriels) 1,0 %. (1)

Il n'est pas possible de chiffrer exactement la part des différents types de centrales classiques dans les installations existantes, suivant leur type d'équipement : monovalent ou polyvalent. Les centrales dotées de chaudières polyvalentes des services publics (qui possédaient 65,5 % de l'ensemble de la puissance installée à fin 1966) représentaient 25,7 % de l'ensemble (2).

125. A l'avenir, les facteurs suivants influenceront le choix entre les divers modes de production d'électricité :

a) Centrales hydrauliques et géothermiques

La construction de nouvelles centrales hydrauliques est limitée par le nombre de sites susceptibles d'être encore aménagés dans des conditions économiques. Une restriction doit cependant être faite pour ce qui concerne les centrales au fil de l'eau dont l'installation intéresse conjointement la régulation des cours d'eau soit dans l'intérêt de la navigation, soit dans celui de l'irrigation des cultures.

Par contre, les réservoirs saisonniers (grands réservoirs de tête) et les centrales d'écluse et de pompage (destinées essentiellement à la couverture des pointes journalières) correspondent à des installations de valorisation de l'énergie accumulée, leur souplesse d'exploitation permettant de satisfaire à des coûts avantageux les charges de pointes saisonnières ou journalières.

---

(1) Voir Annexe I/8

(2) Voir Annexe VI/1

Il faut cependant noter que la production des centrales hydrauliques dépend de facteurs climatiques (hydraulicité) qui influencent non seulement la production hydraulique comme telle mais déterminent aussi pour une très large part l'importance du mouvement des échanges et conséquemment le solde en résultant. L'importance relative de la production hydraulique et du solde des échanges déterminent dès lors le niveau de la production thermique (1).

Quant à la production géothermique, elle conserve son caractère marginal et d'intérêt strictement local en Italie.

b) Centrales thermiques classiques

En Annexe I/8 figurent des indications sur l'évolution de la consommation d'énergie primaire dans les centrales thermiques classiques, et en Annexe VI/1 des renseignements sur la structure des équipements de ces centrales.

- Compte tenu des avantages accordés au charbon communautaire, celui-ci conserve une place prépondérante, le charbon importé étant presque exclusivement consommé dans des centrales situées à proximité des côtes, notamment en Italie, en France et en Allemagne du Nord.
- Le lignite, dont la plus grande partie est extraite en Allemagne, est le combustible dont le prix de la calorie rendu centrale est le plus faible. Mais les nouveaux gisements exploitables sont limités, ce qui conditionne ses possibilités d'expansion.
- Malgré les taxes qui le frappent, le fuel oil est, notamment dans les régions éloignées des bassins houillers et situées à proximité des raffineries, d'un prix plus avantageux que le charbon communautaire, et fréquemment à parité avec le charbon importé. C'est pourquoi sont construites, en grand nombre, des centrales destinées à utiliser ce combustible à titre exclusif ou alternatif (centrales polyvalentes)

---

(1) Les effets d'une hydraulicité favorable en 1966 par exemple se sont traduits par une diminution de production des centrales thermiques entraînant une réduction des besoins de combustibles de l'ordre de 5,5 mio tec (par rapport à une hydraulicité normale).

- L'utilisation du gaz naturel dépend de cas d'espèce. Il peut être utilisé dans les centrales destinées à couvrir la charge de base, situées assez près des gisements. Son emploi peut aussi avoir un caractère complémentaire, sous la forme de livraisons interrompibles et dans ce cas il peut être consommé dans des centrales situées à plus grande distance des gisements. En outre, des mesures prises en vue de la lutte contre la pollution atmosphérique peuvent être appliquées localement et imposer l'emploi de gaz naturel en lieu et place par exemple de charbon ou de fuel (cas notamment de Rotterdam).
- Quant aux gaz manufacturés et plus particulièrement celui des hauts-fourneaux, sa consommation reste liée aux disponibilités excédentaires que réservent aux centrales les entreprises de la sidérurgie (1).

c) Centrales nucléaires

Toutes les centrales nucléaires en service ont un caractère expérimental. A l'exception de certaines d'entre elles qui exigeaient encore des mises au point, les taux moyens d'utilisation de ces centrales ont été supérieurs à ceux qui étaient généralement escomptés (cf. également chapitre V).

En raison des délais nécessaires à la conception et à la construction des centrales, qui sont d'environ 4 ans pour les équipements thermiques classiques et d'au moins 5 ans pour les installations nucléaires, les décisions concernant les investissements nécessaires à la production d'électricité à réaliser d'ici à 1972 ou 1973 sont pratiquement déjà prises. Les débouchés des sources primaires d'énergie dans ce secteur sont ainsi déjà fixés dans une large mesure.

126. Il conviendrait d'entreprendre des études approfondies sur l'évolution de la structure des moyens de production d'électricité en vue d'un développement harmonieux de la consommation d'énergie primaire sous ses différentes formes, et de l'optimisation des coûts, en tenant compte de la régularité indispensable des fournitures. Une étude spéciale sera consacrée à cette question.

---

(1) Voir Annexe I/8 : Input en combustibles des centrales thermiques classiques (1960-1967). ./.

### L'évolution des équipements

127. Jusqu'à présent, l'augmentation du rendement a principalement résulté des progrès dans les techniques de production (température et pression de la vapeur). Dans la Communauté, il fallait en moyenne quelque 4.250 Kcal pour produire un kWh brut en 1950. On est passé de 2.800 Kcal en 1960 à 2.395 Kcal en 1967, soit une économie de combustibles de l'ordre de 44 % entre 1950 et 1967. Si dans l'avenir il y a peu d'améliorations à espérer en matière de consommation spécifique des groupes modernes venant s'ajouter à ceux de l'équipement existant (sauf si des procédés nouveaux parvenaient à un stade de développement industriel), la valeur moyenne continuera cependant à s'améliorer en raison du poids croissant que représenteront ces installations dans l'ensemble de la production thermique.

On peut par contre prévoir dès maintenant une réduction des coûts grâce à l'emploi d'unités plus puissantes. Cette possibilité est déjà importante pour les centrales classiques; en extrapolant la situation actuelle, on peut prévoir qu'en passant successivement du palier de 300 MW à 600 MW, puis de 600 MW à 900 MW, les coûts d'installation baisseront selon qu'il s'agit de charbon ou de fuel, respectivement de 13 à 14 % et de 8 à 9 %. Elle l'est encore davantage pour les centrales nucléaires, puisque la diminution de frais d'équipement peut atteindre, dans le franchissement de ces mêmes paliers, respectivement 25 et 15 %. Au-dessus de 900 MW, une décroissance sensible est à prévoir seulement pour les centrales nucléaires.

Les coûts de distribution ne pouvant baisser dans la même proportion, les effets de cette rationalisation ne se répercuteront que dans une moindre mesure au niveau du consommateur final. Il seront par contre plus sensibles pour certaines industries grosses consommatrices d'énergie électrique dans le prix du kWh desquelles la part des coûts de transport et de la distribution est moins importante que celle de la production.

L'implantation d'unités plus puissantes n'a toutefois de sens que si elle se développe de pair avec les possibilités de transport et si elle est accompagnée du maintien de capacités de réserves suffisantes, ainsi que de la création d'unités spécialisées pour la production d'énergie de pointe (p.ex. centrales de pompage), afin de garantir aux centrales de base (nucléaires et au lignite) une utilisation aussi élevée que possible.

Structure de l'industrie électrique

Si, du point de vue technique, il convient de distinguer entre la production, le transport et la distribution d'électricité, ces trois activités sont, suivant les pays, exercées par les mêmes entreprises ou par des entreprises distinctes. Par ailleurs, le secteur des services publics de l'électricité est nationalisé dans certains pays (France et Italie), dans d'autres il est entièrement aux mains d'entreprises privées appartenant aux pouvoirs locaux (Pays-Bas); des entreprises privées et des entreprises à participation publique peuvent également coexister (Allemagne et Belgique). Dans tous les cas cependant, l'activité de distribution fait l'objet de concessions qui, pour un territoire déterminé, accordent certains avantages à l'entreprise qui en est titulaire et fixent les obligations pour le service à rendre aux consommateurs.

A côté des entreprises spécialisées dans la production, le transport ou la distribution, les entreprises industrielles qui produisent de l'énergie électrique pour satisfaire leurs propres besoins (autoproduction) jouent un rôle important dans l'économie de l'électricité. En 1967, elles ont assuré 30 % environ de la production nette dans la Communauté.

Production nette d'énergie électrique dans les pays de  
la Communauté en 1967

	Production nette en TWh			Répartition en %	
	services publics	autoprodu- cteurs	total	services publics	autoprodu- cteurs
Allemagne	111,2	61,6	172,8	64,4	35,6
Belgique	14,4	8,0	22,4	64,3	35,7
France	87,0	24,7	111,7	77,9	22,1
Italie	68,9	24,8	93,7	73,5	26,5
Luxembourg	0,9	1,3	2,2	41,0	59,0
Pays-Bas	23,1	5,3	28,4	81,4	18,6
Communauté	305,5	125,7	431,2	70,8	29,2

### Interconnexion des réseaux

130. Conçus à l'origine comme des ensembles isolés, les réseaux de distribution des entreprises d'électricité se sont peu à peu reliés entre eux. Avec l'augmentation de la dimension des unités de production, sont nés des réseaux de transport permettant de faire profiter un plus grand nombre d'utilisateurs des avantages de coût résultant de la construction de centrales de plus grande dimension tout en assurant la sécurité des fournitures. Ces réseaux permettent également de réaliser un équilibre entre les livraisons des centrales thermiques et hydrauliques, et d'assurer la production dans les conditions les plus économiques en fonction des variations journalières, hebdomadaires ou saisonnières de la demande et des possibilités de production. La coordination est réalisée, suivant la structure de l'industrie dans chaque pays, de manière intégrée (France et Italie) ou par accord entre les entreprises intéressées.

131. Les caractères de complémentarité ou de substituabilité des équipements de production au sein d'un pays donné, se retrouvent entre pays voisins et le problème des échanges d'énergie électrique dépasse le cadre des frontières de la Communauté. Notamment, des courants d'échanges réversibles, saisonniers et journaliers, peuvent s'établir entre pays qui disposent d'un des ressources hydrauliques abondantes, l'autre d'un important équipement thermique. C'est, par exemple, le cas de la Suisse et de l'Autriche vis-à-vis de l'Allemagne.

Dès 1950, le développement de tels échanges a été favorisé par la création, sous l'égide de l'O.C.D.E., de l'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité (UCPTE) qui coordonne les moyens de production et de transport des pays de la Communauté, de Suisse et d'Autriche; des organismes similaires existent pour la Péninsule Ibérique et les pays scandinaves, qui participent également aux échanges avec la Communauté.

132. L'augmentation de la puissance unitaire des installations de production conduira à un renforcement de la coordination entre les réseaux nationaux pour permettre, soit de réaliser l'optimum d'utilisation de centrales affectées à la charge de base, soit de constituer un système d'assurance mutuelle contre le risque de défaillance de ces unités. La liberté d'établissement et la libre prestation des services dans les activités du secteur de l'électricité, réalisées en application de la directive du Conseil n<sup>o</sup>. 66/162/CEE du 28 février 1966 (1), tendent à favoriser cette évolution.

#### Structure des prix

133. Les prix de l'électricité s'établissent de manière différente suivant les pays.

Les tarifs pour les petits consommateurs (usages domestiques, commerciaux etc...) font généralement l'objet d'un contrôle plus ou moins étendu des pouvoirs publics.

Pour les prix de vente aux utilisateurs industriels, les situations sont plus diverses. Dans le cas des entreprises nationalisées, les tarifs sont fixés sur une base nationale, mais ils peuvent être calculés en fonction du coût du service rendu à chaque utilisateur, ou tendre à réaliser une certaine péréquation de ces coûts. Dans les autres cas, le distributeur fixe librement les prix pour chaque catégorie d'utilisateurs ou même pour chaque utilisateur individuellement lorsque des caractéristiques particulières de fourniture le justifient.

Ces divers systèmes de tarifications peuvent conduire, en raison de l'application de critères différents pour l'attribution des coûts d'approvisionnement aux diverses catégories d'utilisateurs, à des prix variant d'une région de distribution à l'autre. Les pouvoirs publics et la politique des entreprises distributrices jouent dans ce domaine un rôle déterminant.

---

(1) J.O. no. 42 du 8.3.1966, page 584/66.

Ainsi s'expliquent les disparités que l'on peut observer, au sein de la Communauté (1) dans les structures des tarifs et dans les prix payés par des consommateurs comparables. L'atténuation des différences dans la structure de production enregistrée depuis 1961 et principalement le rapprochement régional des conditions de concurrence sur le marché des combustibles ont cependant permis entretemps de diminuer considérablement les écarts du prix du kWh.

C'est ainsi qu'entre 1961 et 1966 sont intervenus les changements suivants dans la recette moyenne par kWh livré par la distribution publique :

	Consommation industrielle (Haute tension)	Consommation privée (Basse tension)
Allemagne	+ 1,2 %	+ 9,6 %
Belgique	+ 4,8 %	- 4,8 %
France	+ 11,2 %	+ 0,9 %
Italie (1)	- 0,8 %	- 1,6 %
Pays-Bas	- 8,0 %	- 10,1 %
Luxembourg	- 14,0 %	- 26,8 %

(1) De 1963 à 1966.

Ces variations sont le résultat non seulement de changements de prix mais aussi de structure et d'habitudes des groupes de consommateurs.

./.

---

(1) Le prix de vente de l'énergie électrique dans la C.E.E.  
(Etudes - Série Economie et Finances , no. 1 - 1962).

LISTE DES ANNEXES

pages

LA DEMANDE D'ENERGIE

<u>Annexe I/1</u> : Croissance économique dans la Communauté .....	1
<u>Annexe I/2</u> : Evolution de la consommation intérieure d'énergie de la Communauté .....	2
<u>Annexe I/3</u> : Couverture des besoins intérieurs de la Communauté .....	3
<u>Annexe I/4</u> : Ventilation par pays et par sources de la consommation intérieure d'énergie de la Communauté .....	4
<u>Annexe I/5</u> : Evolution de la production de fonte et mise au mille de coke aux hauts fourneaux (ensemble de la Communauté)...	6
<u>Annexe I/6</u> : Evolution des différentes sources d'énergie dans la Communauté. Ventilation par principaux secteurs de consommation .....	7
<u>Annexe I/7</u> : Production brute d'énergie électrique .....	8
<u>Annexe I/8</u> : Input en combustibles dans les centrales thermiques classiques .....	9

## II.

pages

### LE CHARBON

<u>Annexe II/1</u> : Production de houille dans la Communauté par bassins .....	10
<u>Annexe II/2</u> : Rendement fond .....	11
<u>Annexe II/3</u> : Prix de revient .....	12
<u>Annexe II/4</u> : Recettes .....	13
<u>Annexe II/5</u> : a) Evolution des mesures financières pour la couverture des charges sociales "anormales" au titre de l'art. 2 al. 2 de la Décision no. 3-65 .....	14
b) Evolution des subventions des Etats membres au titre des art. 3 à 5 de la Décision no. 3-65 .....	15
<u>Annexe II/6</u> : Catalogue des mesures gouvernemen- tales en vigueur en 1968 .....	16

### LE PETROLE

<u>Annexe III/1</u> : Evolution des besoins en pétrole de la Communauté .....	29
<u>Annexe III/2</u> : Les réserves mondiales de pétrole ..	30
<u>Annexe III/3</u> : Principales interventions des Etats sur le marché international du pétrole .....	35

III.

	<u>pages</u>
<u>LE GAZ</u>	
<u>Annexe IV/1</u> : Livraison de gaz à la consommation intérieure .....	41
<u>Annexe IV/2</u> : Production de gaz dans les pays de la Communauté par sorte de gaz en 1967 .....	42
 <u>L'ENERGIE NUCLEAIRE</u>	
<u>Annexe V/1</u> : Puissance nucléaire maximale possible nette en service dans la Communauté au 31 mars 1968 .....	43
<u>Annexe V/2</u> : Part du nucléaire dans la production nette d'électricité en 1967,....	44
<u>Annexe V/3</u> : Répertoire des réacteurs de puissance en service, en construction et en projet dans la Communauté ...	45
<u>Annexe V/4</u> : Indications nationales sur le niveau de la puissance nucléaire installée en 1980 dans les pays de la Communauté .....	49
 <u>L'ELECTRICITE</u>	
<u>Annexe VI</u> : Structure de l'équipement des centrales thermiques suivant le type d'installation de chauffe ....	50

---

CROISSANCE ECONOMIQUE DANS LA COMMUNAUTE

1950 - 1960 et 1960 - 1967

(en % par an)

Pays	Produit national brut		Production industrielle		Consommation privée	
	1950-60	1960-67	1950-60	1960-67	1950-60	1960-67
Allemagne	7,4	3,9	9,1	4,0	7,2	4,3
Belgique	2,7	4,4	3,0	4,4	2,3	3,5
France	4,3	5,1	6,4	4,9	4,3	5,3
Italie	5,9	5,5	8,1	8,3	4,5	5,6
Luxembourg				0,7		
Pays-Bas	4,9	4,8	5,8	6,0	3,6	5,9
Communauté	5,5	4,6	7,5	5,2	5,2	5,0

Source pour tous les tableaux de l'Annexe I

1950 - 60 : Perspectives à long terme de la Communauté.

1960 - 67 : Office Statistique des Communautés et estimations des services de la Communauté.

P.N.B. et consommation privée : comptes nationaux 1957 - 1966 - publication de 1967.

Production industrielle : Bulletin général de statistiques 1968 - n° 1.

EVOLUTION DE LA CONSOMMATION INTERIEURE D'ENERGIE

LA COMMUNAUTE

(en millions de tcc et en % par an)

P a y s	Réalisation en Mtec			Taux d'évolution en % par an	
	1950	1960	1967	1950-60	1960-67
Allemagne	129,0	205,3	258,3	4,8	3,2
Belgique	28,4	33,9	42,8	1,8	3,4
France	82,5	121,9	166,3	4,0	4,5
Italie	26,2	65,6	117,8	9,6	8,7
Luxembourg	3,0	4,6	5,3	4,4	12,0
Pays-Bas	20,0	30,1	48,8	4,2	6,5
Communauté	289,0	461,0	635,6	4,8	4,7

COUVERTURE DES BESOINS INTERIEURS DE LA COMMUNAUTE

1950-1967

(en % M tec et en %)

A. en millions de tec	1950	1960	1967
1. Consommation totale d'énergie	289	461	636
dont houille	213	245	202
lignite	25	34	31
pétrole	30	126	321
gaz naturel	-	14	34
énergie hydr.géoth.			
énergie nucléaire	20	42	47
2. Couverture par :			
énergie communautaire	257	336	306
(dont houille)	(215)	(236)	(179)
énergies importées	32	125	330
B. en % du total	1950	1960	1967
1. Consommation totale d'énergie	100	100	100
dont houille	74	53	32
lignite	9	7	5
pétrole	10	28	51
gaz naturel	-	3	5
énergie hydraul.			
géoth.énergie nucléaire	7	9	7
2. Couverture par :			
énergie communautaire	89	73	48
(dont houille)	(74)	(51)	(28)
énergies importées	11	27	52

## VENTILATION PAR PAYS ET PAR SOURCES DE LA CONSOMMATION

## INTERIEURE D'ENERGIE DE LA COMMUNAUTE

en Mtec et en %

Source	1950	1960	1967	% du total		
				1950	1960	1967
<u>Communauté</u>						
1 houille	113,4	245,2	202,3	74	53	31,8
2 lignite	25,2	33,4	31,3	9	7	4,9
3 pétrole	29,8	126,0	320,9	10	27	50,5
4 gaz naturel	1,1	13,7	34,3	-	3	5,4
5 électr. prim.	19,7	42,1	46,8	7	9	7,4
6 Total	289,2	460,5	635,6	100	100	100
<u>Allemagne</u>						
1 houille	97,5	127,0	98,9	76	62	38,6
2 lignite	23,9	31,1	28,4	18	15	11,1
3 pétrole	3,8	39,9	114,2	3	19	44,6
4 gaz naturel	-	0,8	6,0	-	0,4	2,3
5 électr. prim.	3,8	6,5	8,8	3	3,2	3,4
6 Total	129,0	206,2	256,3	100	100	100
en % de la Cté.	(44,7)	(44,7)	(40,3)			
<u>Belgique</u>						
1 houille	25,6	23,1	20,0	90,2	70	46,7
2 lignite	-	0,1	-	-	0,2	0,1
3 pétrole	2,7	9,6	28,9	9,5	29	51,2
4 gaz naturel	-	-	0,7	-	0,2	1,6
5 électr. prim.	0,1	0,1	0,2	0,4	0,3	0,4
6 Total	28,4	32,8	100,1	100	100	100
en % de la Cté.	(9,8)	(7,1)	(10,1)			
<u>France</u>						
1 houille	61,7	64,0	75	75	53	33,4
2 lignite	0,7	1,5	1	1	1	1,0
3 pétrole	13,1	34,4	16	16	29	49,1
4 gaz naturel	0,3	4,0	-	-	3	5,1
5 électr. prim.	6,7	16,3	18	8	14	11,4
6 Total	82,5	120,2	100	100	100	100
en % de la Cté.	(28,5)	(26,1)	(100)			

.../...

<u>Italie</u>						
1 houille	10,1	10,6	12,6	38	16	10,7
2 lignite	0,2	0,5	0,9	1	1	0,8
3 pétrole	6,0	27,3	73,8	23	41	62,4
4 gaz naturel	0,7	8,4	12,2	3	13	10,4
5 électr. prim.	9,2	19,1	18,5	35	29	15,7
6 Total en % de la Cté.	26,2 (9,1)	65,9 (14,3)	117,8 (18,5)	100	100	100
<u>Luxembourg</u>						
1 houille	2,81	4,4	3,36	94	91,4	63,5
2 lignite	0,09	0,1	0,07	3	1,9	1,3
3 pétrole	0,09	0,3	1,46	3	5,6	27,6
4 gaz naturel	-	-	-	-	0,9	-
5 électr. prim.	-	-	0,4	-	0,2	7,6
6 Total en % de la Cté.	2,99 (1,0)	4,8 (1,0)	5,29 (0,8)	100	100	100
<u>Pays-Bas</u>						
1 houille	15,7	15,3	11,5	79	50	24,6
2 lignite	0,2	0,2	0,1	0,7	0,7	0,2
3 pétrole	4,0	14,5	28,1	20	47,5	60,0
4 gaz naturel	0,1	0,5	7,2	-	1,5	15,4
5 électr. prim.	-	-	0,1	-	0,2	0,2
6 Total en % de la Cté.	20,0 (6,9)	30,6 (6,6)	46,8 (7,2)	100	100	100

Les totaux peuvent différer de la somme des postes en raison d'arrondissement.

EVOLUTION DE LA PRODUCTION DE FONTE ET MISE AU  
MILLE DE COKE AUX HAUTS FOURNEAUX. ENSEMBLE DE  
LA COMMUNAUTE

	1950	1960	1967	Taux d'évolution (en % par an)	
				1950-60	1960-67)
Production de fonte (en M tonnes)	26,1	54,0	65,9 (1)	7,5	3,0
Mise au mille kg/t fonte	947	883	625	- 5,3	- 4,8
Consommation de coke au haut fourneau	24,7	47,7	41,2	6,8	- 2,1

(1) Les chiffres de production de fonte et de consommation de coke aux hauts fourneaux pour 1967 sont en bonne partie influencés par des commandes importantes en provenance des pays tiers.

EVOLUTION DES DIFFERENTES SOURCES D'ENERGIE DANS  
LA COMMUNAUTE. VENTILATION PAR PRINCIPAUX SECTEURS  
DE CONSOMMATION

Secteurs	Combustibles		Gaz (en mi- tec)	Total non é- lectr. (Mio tec)	Electric. primaire et secon. (en TWh)	Taux d'évolution (en % par an)	
	solides (en Mio tec)	liquides (en Mio tec)				Total non électr.	Elec- tricité
A. Sidérurgie							
1950	-	-	-	29,5	10,4	6,8	10,7
1960	54	5	- 2	57,0	28,7	0,8	5,8
1967	48,7	10,8	1,9	61,4	42,0	1,1	5,7
B. Autres industr.							
1950	-	-	-	53,1	53,3	5,5	9,1
1960	45	32	14	91,0	126,7	4,4	6,2
1967	23,2	83,6	21,1	127,9	192,5	5,0	6,2
C. Transports							
1950	-	-	-	37,6	6,1	3,7	7,0
1960	13	41	.	54	11,8	6,5	3,9
1967	3,6	80,0	0,2	83,8	15,6	6,5	4,1
D. Domestique							
1950	-	-	-	61,1	22,6	5,0	10,7
1960	63	30	7	100	62,4	5,4	11,5
1967	50,8	79,8	14,1	144,7	137,2	5,4	11,9

PRODUCTION BRUTE D'ENERGIE ELECTRIQUE

(Ensemble de la Communauté)

	1950	1960	1967	Taux d'évolution	
				1950-60	1960-67
Production primaire (TWh)	47,3	101,2	113,7	7,9	1,7
Production secondaire (TWh)	75,8	182,3	341,9	9,2	9,4
<u>Total</u>	<u>123,1</u>	<u>283,5</u>	<u>455,6</u>	<u>8,7</u>	<u>7,0</u>
Part de la production secondaire (en % du total)	(61)	(64)	(75)	-	-

INPUT EN COMBUSTIBLES DANS LES CENTRALES THERMIQUES  
CLASSIQUES

(Pour la production d'énergie électrique de l'ensemble  
des centrales et pour les fournitures de chaleur des  
centrales des services publics)

(Ensemble de la Communauté)

	1960	1967
<u>En Mio tec</u>		
Combustibles solides	59,3	77,4
Combustibles liquides	5,6	29,8
Gaz naturel	2,0	4,5
Gaz dérivés	6,7	5,8
Combustibles de récupération	0,3	1,4
Total	73,9	118,9
<u>En % du total</u>		
Combustibles solides	80,2	65,1
Combustibles liquides	7,6	25,1
Gaz naturel	2,7	3,8
Gaz dérivés	9,1	4,9
Combustibles de récupération	0,4	1,1
Total	100	100

Production de houille dans la Communauté par bassins (statistique nationale)

en milliers de t

Bassin	1960	1965	Variation 1960/65		1966	Variation annuelle 1965/66 %	1967	Variation annuelle 1966/67 %
			total	% annuelle				
Aix-la-Chapelle	8 187	7 817	- 4,5	- 0,9	7 403	- 5,3	7 010	- 5,3
Ruhr	115 441	110 904	- 4,0	- 0,8	102 909	- 7,2	90 398	- 12,2
Sarre	16 234	14 197	- 12,5	- 2,6	13 679	- 3,6	12 412	- 9,3
Basse-Saxe	2 425	2 159	- 11,0	- 2,3	1 979	- 8,3	2 223	+ 12,8
République fédérale	142 287	135 077	- 5,1	- 1,0	125 970	- 6,7	112 043	- 11,1
Campine	9 384	9 706	+ 3,4	+ 0,7	8 490	- 12,5	8 511	+ 0,2
Belgique Sud	13 080	10 080	- 23,0	- 5,0	9 010	- 10,6	7 927	- 12,0
Belgique	22 464	19 786	- 12,0	- 2,5	17 500	- 11,6	16 438	- 6,1
Nord/Pas-de-Calais	28 940	25 489	- 12,0	- 2,5	25 278	- 0,8	23 432	- 7,3
Lorraine	14 703	15 547	+ 5,7	+ 1,1	15 482	- 0,4	15 032	- 2,9
Centre-Midi	12 092	10 258	- 15,6	- 3,2	9 520	- 7,2	9 104	- 4,4
France	55 735	51 294	- 8,1	- 1,7	50 280	- 2,0	47 568	- 5,4
Pays-Bas	12 498	11 446	- 8,4	- 1,8	10 052	- 12,2	8 065	- 19,8
COMMUNAUTE	233 720	217 892	- 6,8	- 1,4	204 220	- 6,3	184 524	- 9,4

Rendement fond

kg = kg

Bassin	1960	1965	1966	1967	Variation 1965/60		Variation % 1966/65	Variation % 1967/66
					total	annuelle		
Aix-la-Chapelle	1 778	2 221	2 301	2 585	+ 24,9	+ 4,5	+ 3,6	+ 12,3
Ruhr	2 181	2 895	3 146	3 511	+ 32,7	+ 5,8	+ 8,7	+ 11,6
Sarre	2 013	2 740	2 960	3 195	+ 36,1	+ 6,4	+ 8,0	+ 7,9
République fédérale	2 126	2 815	3 050	3 381	+ 32,4	+ 5,8	+ 8,3	+ 10,9
Campine	1 792	2 102	2 263	2 360	+ 17,3	+ 3,3	+ 7,7	+ 4,3
Belgique Sud	1 452	1 697	1 796	1 864	+ 16,9	+ 3,2	+ 5,8	+ 3,8
Belgique	1 577	1 874	1 996	2 102	+ 18,8	+ 3,5	+ 6,5	+ 5,3
Nord/Pas-de-Calais	1 562	1 652	1 707	1 805	+ 6,2	+ 1,2	+ 3,3	+ 5,7
Lorraine	2 580	3 239	3 453	3 704	+ 25,5	+ 4,6	+ 6,6	+ 7,3
Centre-Midi	1 789	2 044	2 067	2 177	+ 14,3	+ 2,7	+ 1,1	+ 5,3
France	1 798	2 039	2 104	2 241	+ 13,4	+ 2,5	+ 3,2	+ 6,5
Pays-Bas	1 833	2 253	2 305	2 428	+ 22,9	+ 4,2	+ 2,3	+ 5,3
COMMUNAUTÉ	1 958	2 461	2 611	2 833	+ 25,7	+ 4,7	+ 6,1	+ 8,5

Prix de revient

Communauté = 100

Bassin	1960	1965	1966	1967 <sup>1)</sup>	Variation 1965/60		Variation % 1966/65	Variation % 1967/66 <sup>1)</sup>
					total	annuelle		
Aix-la-Chapelle	109,9	107,8	110,0	106,6	+ 18,2	+ 3,4	+ 3,1	- 3,1
Ruhr	93,2	91,3	89,2	87,4	+ 18,0	+ 3,4	- 1,3	+ 2,0
Sarre	95,5	92,7	91,4	91,5	+ 17,0	+ 3,2	- 0,4	+ 0
République fédérale	94,5	92,4	90,7	89,0	+ 17,9	+ 3,4	- 0,9	- 1,8
Campine	110,6	104,1	108,9	110,5	+ 13,4	+ 2,6	+ 5,8	+ 1,5
Belgique Sud	130,7	128,6	133,8	140,3	+ 18,5	+ 3,5	+ 5,2	+ 4,9
Belgique	122,3	116,5	121,8	124,9	+ 14,8	+ 2,8	+ 5,6	+ 2,7
Nord/Pas-de-Calais	109,1	118,5	119,2	122,3	+ 30,8	+ 5,5	+ 1,7	+ 2,6
Lorraine	90,2	94,8	95,3	97,3	+ 26,6	+ 4,8	+ 1,6	+ 2,1
Centre-Midi	107,4	112,4	118,2	119,1	+ 26,1	+ 4,8	+ 6,2	+ 1,0
France	103,8	110,1	111,7	113,8	+ 27,8	+ 5,0	+ 2,5	+ 2,0
Pays-Bas	105,9	116,8	120,2	120,4	+ 32,9	+ 5,9	+ 4,0	+ 0,2
COMMUNAUTE	100,0	100,0	100,0	100,0	+ 20,5	+ 3,8	+ 1,0	+ 0,1

1) Données provisoires

## Recettes

Communauté = 100

Bassin	1960	1965	1966	1967 <sup>1)</sup>	Variation 1965/60		Variation % 1966/65	Variation % 1967/66 <sup>1)</sup>
					total	annuelle		
Aix-la-Chapelle	118,9	121,3	124,5	123,9	+ 14,6	+ 2,8	+ 1,2	- 1,8
Ruhr	97,2	98,4	98,4	99,4	+ 13,8	+ 2,6	- 1,5	- 0,4
Sarre	101,0	101,5	100,0	99,7	+ 12,9	+ 2,4	- 3,0	- 1,7
République fédérale	98,9	100,1	100,1	100,9	+ 13,6	+ 2,6	- 1,5	- 0,6
Campine	101,8	94,0	92,6	87,4	+ 3,8	+ 0,7	- 3,1	- 6,8
Relgique Sud	118,2	119,7	117,2	115,7	+ 13,8	+ 2,6	- 3,6	- 2,6
Belgique	111,3	107,1	105,2	101,1	+ 8,1	+ 1,6	- 3,3	- 5,2
Nord/Pas-de-Calais	101,2	98,3	99,5	98,2	+ 9,1	+ 1,8	- 0,3	- 2,7
Lorraine	88,7	86,4	86,8	87,1	+ 9,4	+ 1,8	- 1,0	- 1,0
Centre-Midi	93,7	91,2	92,0	93,1	+ 9,4	+ 1,8	- 0,7	- 0,2
France	96,2	93,3	94,2	93,7	+ 9,0	+ 1,8	- 0,6	- 1,8
Pays-Bas	109,2	115,9	118,2	120,0	+ 19,2	+ 3,6	+ 0,4	+ 0,2
COMMUNAUTÉ	100,0	100,0	100,0	100,0	+ 12,3	+ 2,3	- 1,5	- 1,4

1) Données provisoires

Tableau a)

Evolution des mesures financières  
pour la couverture des charges sociales "anormales"  
au titre de l'article 2 al.2 de la Décision n° 3-65

	Subventions au titre de l'art. 2 al.2				Variation 1968/67	
	1965	1966	1967	1968	val. absolue	%
<u>RF d'Allemagne (1)</u>						
millions de DM	2 117,5	2 272,4	2 570,0	2 734,4	+ 164,4	+ 6,4
millions d'u.c.	529,4	568,1	642,5	683,6	+ 41,1	
u.c./t	3,76	4,33	5,52	5,92	+ 0,40	+ 7,2
<u>France</u>						
millions de FF	1 256,7	1 377,4	1 530,0	1 610,8	+ 80,8	+ 5,3
millions d'u.c.	254,6	279,0	309,9	326,3	+ 16,4	
u.c./t	4,96	5,55	6,50	7,05	+ 0,55	+ 8,5
<u>Belgique (2)</u>						
millions de FB	5 508,1	5 871,6	6 412,9	6 555,2	+ 142,3	+ 2,2
millions d'u.c.	110,2	117,4	128,3	131,1	+ 2,8	
u.c./t	5,57	6,71	7,82	8,86	+ 1,04	+13,3
<u>Pays-Bas</u>						
millions de FL	35,5	76,0	76,0	75,7	- 0,3	- 0,4
millions d'u.c.	9,8	21,0	21,0	20,9	- 0,1	
u.c./t	0,84	2,04	2,53	2,99	+ 0,46	+18,2
<u>Communauté</u>						
millions d'u.c.	904,0	985,5	1.101,7	1.161,9	+ 60,2	+ 5,5
u.c./t	4,05	4,71	5,83	6,33	+ 0,50	+ 8,6
<u>Production</u> (millions de t)(t-t)						
RF d'Allemagne	140,6	131,3	115,5	115,5	- 1,0	- 0,9
France	51,3	50,3	47,7	46,3	- 1,4	- 2,9
Belgique	19,8	17,5	16,4	14,8	- 1,6	- 9,8
Pays-Bas	11,7	10,3	8,3	7,0	- 1,3	-15,7
Total	223,4	209,4	188,9	163,6	- 5,3	- 2,8

(1) Les calculs sont basés sur la considération que l'industrie houillère représente 80 % de l'industrie minière dans son ensemble

(2) Les calculs sont basés sur la considération que l'industrie houillère représente 98 % de l'industrie minière dans son ensemble

Tableau b)

Evolution des subventions des Etats membres  
au titre des art. 3 à 5 de la Décision n° 3-65

	Subventions au titre des articles 3 à 5				Variation 1968/67	
	1965 <sup>(1)</sup>	1966 <sup>(1)</sup>	1967	1968 <sup>(2)</sup>	en valeur absolue	en %
<u>RF d'Allemagne</u>						
en millions de DM	81,8	141,9	546,9	611,9	+ 65,0	+ 11,9
en millions d'u.c.	20,4	35,5	136,7	153,0	+ 16,3	
u.c./t	0,15	0,27	1,17	1,32	+ 0,15	+ 12,8
<u>France</u>						
en millions de FF	214,8	329,8	612,6	866,6	+254,0	+ 41,5
en millions d'u.c.	43,5	66,8	124,1	175,5	+ 51,4	
u.c./t	0,85	1,33	2,60	3,79	+ 1,19	+ 45,8
<u>Belgique</u>						
en millions de FB	886,0	2 725,1	3 955,4	3 860,9	- 94,5	- 2,4
en millions d'u.c.	17,7	54,5	79,1	77,2	- 1,9	
u.c./t	0,90	3,11	4,82	5,22	+ 0,40	+ 8,3
<u>Pays-Bas</u>						
en millions de FF	-	25,0	45,0	60,0	+ 15,0	+ 33,3
en millions d'u.c.	-	6,9	12,4	16,6	+ 4,2	
u.c./t	-	0,67	1,49	2,37	+ 0,88	+ 59,1
<u>Communauté</u>						
en millions d'u.c.	81,6	163,7	352,3	422,3	+ 70,0	+ 19,9
u.c./t	0,37	0,78	1,87	2,30	+ 0,43	+ 23,0

Subventions charbon à coke suivant Décision n° 1-67

Destinataires des subventions	1 9 6 7			1 9 6 8		
	monnaie nationale	u.c.	u.c./t	monnaie nationale	u.c.	u.c./t
	millions	millions		millions	millions	
RF d'Allemagne	178,6	44,7	0,38	219,0	54,8	0,47
France	46,9	9,5	0,20	46,9	9,5	0,21
Belgique	457,7	9,2	0,56	457,7	9,2	0,62
Pays-Bas	3,6	1,0	0,12	4,4	1,2	0,17
Total	//	64,4	0,34	//	74,7	0,41

(1) paiements effectifs

(2) prévisions

Catalogue des mesures gouvernementales en vigueur en 1968  
dans le secteur du charbon (1)

(A l'exception des mesures de politique commerciale  
et de politique pétrolière)

(1) République fédérale d'Allemagne

Mise en application  
des mesures

1 9 5 6 Accord sur la Sarre

Accord intergouvernemental du 27.10.1956 entre  
la République fédérale d'Allemagne et la République  
Française au sujet du règlement du problème sarrois,  
dans lequel il est disposé que la France s'oblige à  
prendre à sa charge l'achat annuel du tiers de la pro-  
duction de charbon disponible pour la vente.

1 9 6 0 Subvention aux frais de transport de la houille

Décision du Bundestag allemand du 9 mars 1960.  
Les "directives" y afférentes ont été publiées le  
2 avril 1964 dans le n° 64 du Bundesanzeiger; des modifi-  
cations ont été apportées aux "directives" le 4 août 1965  
et le 5 mai 1967.

Objet : Par cette mesure, les frais de transport par fer  
et par la voie fluviale sont abaissés de 7,6 %  
sur le parcours allemand pour le charbon de toute  
provenance. Cette subvention est calculée sur le  
montant net, hors T.V.A.

Montant des subventions pour 1968 : 57 millions de DM

---

(1) Lorsque ces mesures comportent des aides financières aux char-  
bonnages, elles tombent sous les dispositions de la Décision n° 3-65  
et sont soumises à l'autorisation de la Commission.

Mise en application  
des mesures

1 9 6 3     Loi du 29 juillet 1963 (BGBl. I p.549) sur l'en-  
couragement à la rationalisation dans l'industrie  
charbonnière (Modifiée à diverses reprises)

Objet : Adaptation de la production aux possibi-  
lités d'écoulement. La prime totale pour  
les fermetures se monte à 25 DM/t de pro-  
duction utilisable. La moitié de cette prime  
de base provient d'un prélèvement des membres,  
l'autre moitié de l'Etat.

Durée de la mesure : jusqu'au 31.8.1971

Montants des subventions pour 1968:

35,0 millions de DM primes de fermeture

65,0 millions de DM aides de financement

100,0 millions de DM  
=====

1 9 6 4     Loi sur l'encouragement de la construction de  
centrales de chauffage collectif et de chauffage  
à distance. Directives décrétées par le ministre  
fédéral de l'économie le 11.8.1964 (Bundesanzeiger  
n° 153 p.1) (Modifiées le 20 août 1965)

Objet : Stabilisation des ventes de houille de la  
Communauté et amélioration de l'épuration  
de l'air.

Durée : jusqu'en 1969

Montant de la subvention pour 1968:

13,5 millions de DM

1 9 6 5     Loi pour l'encouragement de l'utilisation de la houille  
dans les centrales thermiques. La loi est entrée en  
vigueur le 17.8.1965 (BGBl. I, p.777).

Durée : Avantages fiscaux sur dix ans pour la construc-  
tion de nouvelles centrales thermiques alimentées  
au charbon, réalisées entre le 30.6.64 et le  
1.7.71.

Moins-value dans la rentrée des impôts au titre de 1968:

150 millions de DM

Mise en application  
des mesures

1 9 6 5

Subventions pour la décentralisation de stocks de charbon. Contrat conclu le 9.12.1965 entre le Gouvernement fédéral et la "Notgemeinschaft Deutscher Steinkohlenbergbau" pour la décentralisation d'un stock de 4 millions de tonnes de charbon.

Objet : Neutralisation d'un certain tonnage de la production de houille pendant une période donnée.

Durée : jusqu'en 1969/70

Montant des subventions pour 1968 : 29,4 millions de DM

1 9 6 6

Fondation le 23.11.1966 de l'"Aktionsgemeinschaft Deutsche Steinkohlenreviere" sur une base d'économie privée. L'Etat prend à sa charge une prime de fermeture de 15.- DM par tonne produite (Contrat entre la République fédérale et l'Aktionsgemeinschaft du 22.3.1965) et accorde, dans les cas de fermetures, des franchises d'impôts suivant les règlements du "Rationalisierungsverband".

Objet : Restructuration des régions minières et aides financières pour les fermetures de mines en dehors du "Rationalisierungsverband".

Durée : Illimitée

Montants des subventions pour 1968 :

135,0 millions de DM de prime de fermeture  
13,5 millions de DM d'aides de financement  
148,5 millions de DM

Mise en application  
des lois

1 9 6 6 Loi visant à assurer la consommation de charbon dans la  
production d'électricité. La loi a été promulguée le  
20.9.1966 (BGBl. I, p.545) et est entrée en vigueur rétro-  
activement à compter du 1.7.1966.

Durée : subventions sur dix ans pour la consommation supplé-  
mentaire de charbon dans les centrales thermiques  
existantes, ou nouvellement construites entre le  
30.6.1966 et le 1.7.1971.

Montant des subventions pour 1968 : 60 millions de DM

1 9 6 7 Subventions de l'Etat pour le règlement de postes de ré-  
cupération perdus. Contrat conclu le 22.12.1966 entre le  
Gouvernement fédéral et la "Notgemeinschaft Deutscher  
Kohlenbergbau" (Entré en vigueur le 27.12.1966)

Objet : Les pertes de salaire occasionnées aux mineurs par  
la suppression de postes de récupération doivent  
être compensés et la continuité de l'emploi assuré.

Durée : jusqu'en 1968 inclus

Montant de subventions pour les 6 postes de récupération  
perdus en 1968 : 129 millions de DM

1 9 6 7 Subventions de l'Etat pour la perte des postes de récupé-  
ration restant encore au titre de 1968. Elles ont pour base  
le contrat passé le 20.7.1967 entre le Gouvernement fédéral  
et la "Notgemeinschaft Deutscher Kohlenbergbau".

Objet : Eviter des pertes de revenus aux mineurs

Durée : année 1968

Montant des subventions pour 1968 : 102 millions de DM

Mise en application  
des mesures

1 9 6 7 Octroi d'une indemnité à des travailleurs licenciés de l'industrie houillère. Les directives y afférentes ont été publiées le 14.7.1967 (Bundesanzeiger n° 134 du 21.7.1967).

Objet : Eviter des pertes de revenus aux ouvriers

Durée : jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi sur la reconversion et l'assainissement de l'industrie et des bassins charbonniers allemands.

Montant des subventions pour 1967 : 30 millions de DM

1 9 6 7 Compensation des rigueurs pour des postes perdus dans l'industrie charbonnière (Règlement des postes chômeés). Les directives y afférentes ont été publiées le 14.7.1967 (Bundesanzeiger n° 134 du 21.7.1967) et complétées le 5.12.1967 (Bundesanzeiger n° 229).

Objet : Eviter des pertes de revenus aux mineurs

Durée : 1968

Montant des subventions pour 1968 : 50 millions de DM

1 9 6 7 Directives relatives à l'octroi de subventions pour l'utilisation du charbon communautaire, en sus de la loi visant à assurer les débouchés de la houille dans la production d'électricité. (Elimination du fuel comme mesure préventive à l'application des lois sur l'utilisation du charbon pour la production d'électricité (Bundesanzeiger n° 164 du 1.9.1967)

Objet : Limitation complémentaire de l'utilisation de fuel.

Durée : jusqu'à ce que les lois sur l'utilisation du charbon pour la production d'électricité produisent tous leurs effets.

Mise en application  
des mesures

1 9 6 7

Réforme de la loi sur les primes aux mineurs. Unification de la prime à 2,50 DM par poste pour les salariés à la tâche et au poste. (Loi du 22.12.1967; BGBI. I, p.1347). La réforme de la loi conduira probablement à une diminution des recettes de l'impôt sur les salaires d'environ 103 millions de DM en 1968.

Objet : Offrir de nouveaux intérêts à l'emploi de main-d'œuvre qualifiée dans les charbonnages.

1 9 6 7

Loi sur la reconversion et l'assainissement de l'industrie et des bassins charbonniers allemands. Conformément aux délibérations finales du Bundestag allemand, la loi doit être promulguée prochainement.

Objet : Restructuration et établissement d'un plan social pour les bassins miniers allemands

Durée : illimitée

- Subventions de l'Etat en faveur de la sécurité sociale des mineurs (Bases légales générales)

Durée: illimitée

Montants des subventions pour 1968 : 2.734,4 millions de DM (Sans péréquation financière par le régime général pour l'assurance-accidents).

- Autres mesures sociales de réadaptation du Gouvernement fédéral avec la participation financière de la Commission des Communautés européennes (art. 56 du traité C.E.C.A. notamment).

Mise en application  
des mesures

2) Belgique

- 1 9 4 5      Subventions de l'Etat pour réduire les tarifs de chemins de fer en faveur des mineurs.  
Durée : illimitée  
Montant des subventions pour 1968 : 41 millions de FB
- 1 9 4 5      Paiement sur fonds de l'Etat d'une prime d'embauchage aux mineurs nouvellement engagés.  
Loi du 14.4.1945, amendée par décret du 29.11.1945.  
Objet : Favoriser l'embauchage dans les charbonnages  
Durée : illimitée  
Montant de la subventions pour 1968 : 0,8 millions de FB.
- 1 9 4 6      Subventions pour la diminution du taux d'intérêt des hypothèques contractées par des mineurs pour la construction de logements personnels  
Durée: illimitée  
Montant des subventions pour 1967 : 78,6 millions de FB
- 1 9 4 9      Subventions aux collectivités sur le territoire desquelles résident des travailleurs des charbonnages.  
Loi du 22.2.1949  
Objet : Certains dégrèvements fiscaux accordés aux mineurs provoquent une réduction des recettes fiscales des communes, qui est compensée par le gouvernement.  
Durée : illimitée  
Montant des subventions pour 1967 : 12 millions de FB
- 1 9 5 0      Subventions en faveur de la caisse de vacances des mineurs  
Objet : Couverture du déficit  
Durée: illimitée  
Montant des subventions pour 1968 : 186 millions de FB
- 1 9 5 5      Subventions pour le remboursement de prêts en faveur des mines marginales du Borinage  
Objet : Abaissement des charges financières des emprunts contractés en 1955  
Durée : inconnue  
Montant des aides pour 1967 : 12,7 millions de FB

Mise en application  
des mesures

1 9 6 1

Création d'un Directoire charbonnier en vue de faciliter l'adaptation de la production belge de houille aux possibilités d'écoulement.

1967 Etablissement, par le Directoire, d'un programme pour l'assainissement de l'industrie houillère. A cet effet prévisions de production pour 1970 :

Campine	6,6 millions de t
Belgique Sud	<u>4,4 millions de t</u>
Total	11,0 millions de t

1965/66

Conclusions de contrats de livraisons à long terme entre les charbonnages belges et l'industrie sidérurgique et l'économie d'électricité belge. Ces deux groupes d'utilisateurs n'importent du charbon des pays tiers qu'en quantités limitées.

1 9 6 6

Fixation d'un cahier des charges pour la détermination des subventions de l'Etat accordées aux entreprises. Contrat entre le Gouvernement belge et le Directoire conformément aux décisions du "Comité interministériel pour la coordination économique et sociale" des

29.7.1966	12.10.1966
15.2.1967	15.6.1967

Durée: illimitée

Montants des subventions pour 1968 :

Couverture des pertes des entreprises	3 252,3 millions
Prime de bilan annuel	264,0 de FB
Subventions d'amortissement	147,6
Subventions d'investissement	<u>197,0</u>
	3 860,9 millions
	----- de FB

1 9 6 7

Fusion des mines de Campine (Décision du 11.9.1967).

Contrat conclu le 18.9.1967 entre le Gouvernement belge et les mines de Campine fusionnées sur la couverture par l'Etat des pertes d'exploitation et la réduction coordonnée de la production.

Mise en application  
des mesures

1 9 6 7

Subventions de l'Etat à l'assurance sociale des mineurs  
(Bases légales générales)

Durée : illimitée

Montants des subventions pour 1968 :

Assurance-vieillesse et survivants	3 600,0 millions de FB
Montant supplémentaire pour la couverture du déficit	73,0 millions de FB
Assurance-invalidité	2 270,0 millions de FB
Maladies professionnelles (silicose)	<u>746,0 millions de FB</u>
	6 689,0 millions de FB
dont	-----
pour les charbonnages	<u>6 555,2 millions de FB</u>

1 9 6 7

Autres mesures de reconversion et d'adaptation. Nombreuses mesures dans le cadre de l'article 56 du Traité C.E.C.A.; en 1968 notamment, le Gouvernement belge accorde 290 millions de FB pour la réadaptation de mineurs licenciés.

3) France

1 9 3 9

Par décret du 26.9.1939, la "Caisse de compensation des prix de combustibles minéraux solides" a été fondée en tant qu'institution de l'Etat. Les besoins financiers annuels de la caisse sont couverts par le poste n° 44-11 du budget du ministre de l'industrie (base juridique).

Objet de la caisse : compensation des frais de transport pour la navigation intérieure, baisse des prix du charbon importé en France etc.

Durée : illimitée

Besoins financiers pour 1967 : 170 millions de FF.

1 9 4 4

Fondation de l'Association Technique de l'Importation Charbonnière le 9.11.1964 en tant qu'institution de l'Etat groupant les grands consommateurs de charbon et les négociants avec la participation des Charbonnages de France et du Gouvernement français (d'après l'art. 149 du décret 56-838 du Code minier).

Objet actuel de l'ATIC : coordination en quantités et en prix des importations de charbon en provenance de pays tiers avec l'ensemble des ventes intérieures et la production de charbon

Durée : illimité

Mise en application  
des mesures

1 9 4 7

Subvention de l'Etat au CERCHAR (1)

Objet du CERCHAR : Mission de recherches dans le domaine  
de l'économie charbonnière

Durée : illimitée

Montant des subventions pour 1967 : 13 millions de FF

1 9 6 0

Subventions de reconversion pour les Charbonnages de France

Les subventions sont accordées par l'Etat en tant que propriétaire des Charbonnages de France (Loi de nationalisation du 17.5.1946).

Objet de la mesure : couverture des pertes d'exploitation des mines, dans la mesure où elles ne peuvent pas être fermées pour des raisons de difficultés sociales.

Bases légales du versement : poste n° 45-12 du budget du  
Ministre de l'industrie.

Durée : illimitée

Montant de la subvention pour 1968 : 866,6 millions de FF,  
qui sont versés dans le  
cadre de l'art. 5 de la  
décision n° 3-65.

1 9 6 5

Contrat de livraison du 30.9.1964 entre les Charbonnages de

France et l'Electricité de France sur l'achat de toutes les

quantités de charbon disponibles pour l'E.D.F. aux prix de

barèmes. L'Electricité de France reçoit de ce fait le droit

d'importer librement du charbon de pays tiers pour ses be-

soins qui ne sont pas couverts par le charbon français ou par

d'autres charbons communautaires.

Durée : illimitée, renouvellement annuel des conditions de  
livraison.

---

(1) Centre d'Etudes et de Recherches des Charbonnages de France

Mise en application  
des mesures

1 9 6 6

Fixation de la production charbonnière dans le cadre du  
Ve plan (1966/70) pour l'année 1970.

Production prévue en millions de t

Nord/Pas-de-Calais	23,0
Lorraine	14,5
Centre-Midi	9,2

Les chiffres prévus au plan pour la production de 1970 seront  
probablement corrigés vers le bas d'après les plus récentes  
prévisions d'écoulement.

1 9 6 7

Aide de l'Etat pour subventionner le taux d'intérêt des  
prêts bancaires à long terme contractés par les Charbonnages  
de France.

Base légale : législation générale relative à l'aide à  
l'économie.

Objet de la mesure : diminution des charges financières affé-  
rentes aux fonds empruntés pour diffé-  
rentes branches de l'économie à 4,5  
jusqu'à 5 %.

Durée : illimitée

Montant des aides pour 1968 : 36,6 millions de FF payables  
aux Charbonnages de France

1 9 6 7

Subventions de l'Etat en faveur des Charbonnages de France  
à titre de compensation de charges sociales anormalement  
élevées. Les paiements sont effectués en même temps que les  
aides accordées pour la reconversion (bases légales voir  
ci-dessus).

Durée : illimitée

Montant des subventions pour 1968 : 412,5 millions de FF.

1 9 6 7

Subventions de l'Etat en faveur de l'assurance sociale des  
mineurs (Bases légales générales).

Durée : illimitée

Montant des subventions pour 1968 : 533,3 millions de FF

(non compris les mon-  
tants de la subvention  
effectuée par le régime  
général de l'assurance  
sociale).

Mise en application  
des mesures

4) Pays-Bas

Les importations (1) de charbon en provenance de pays tiers (2) sont libéralisées; cependant, le Gouvernement néerlandais exerce une certaine influence sur les centrales thermiques publiques pour qu'elles utilisent en priorité du charbon néerlandais. A ce sujet, l'industrie charbonnière et l'économie publique d'électricité ont conclu un contrat de livraison privé.

1 9 6 5

Note du 14.12.1965 sur l'industrie minière et la reconversion industrielle du Limbourg du sud. Les mineurs licenciés, transférés ou réadaptés reçoivent les aides suivantes :

allocation d'attente  
ajustement de salaire  
primes  
paiement des cotisations pour l'assurance-  
vieillesse et maladie

Durée : illimitée

Montant des subventions pour 1968 : inconnu (s'effectue partiellement dans le cadre de l'article 56 du Traité C.E.C.A.).

1 9 6 6

Contrat de février 1967 entre le Gouvernement néerlandais et l'industrie charbonnière; modification du 9 mai 1967 du chapitre XIII du budget de l'Etat pour l'exercice 1967. Objet de la mesure : versement d'aides "subjectives" aux mines privées néerlandaises (3).

Durée : mesure prévue jusqu'en 1970.

Montant des subventions pour 1968 : 60 millions de FL

- 
- (1) A l'exception du charbon destiné aux foyers domestiques, pour lequel les importations sont contingentées depuis le 1.4.1967
  - (2) A l'exception des pays du bloc de l'Est, dont les livraisons sont soumises à des conditions fixées dans des traités de commerce.
  - (3) Les mines de l'Etat ne reçoivent aucune aide "subjective"; elles sont intégrées à l'industrie chimique et à celle du gaz naturel, et ont ainsi la possibilité de compenser leurs pertes et profits.

Mise en application  
des mesures

- 1 9 6 6      Subventions de l'Etat en faveur de toutes les entreprises  
de l'industrie charbonnière néerlandaise, en raison de  
"l'excédent démographique".  
Durée : mesure prévue jusqu'en 1970  
Montant des aides pour 1968 : 40 millions de FL
- 1 9 6 7      Subventions de l'Etat en faveur de l'assurance sociale  
pour les mineurs  
(Bases légales générales)  
Durée : illimitée  
Montant des subventions pour 1968 : 35,7 millions de FL.

## Evolution des besoins de pétrole dans la Communauté

	1950	1955	1960	1965	1967	1968
Produits énergétiques	19,9	41,1	82,1	173,6	203,9	221,8
Consommation et pertes en raf.	2,3	5,5	9,8	16,9	19,9	21,8
Consommation intérieure énerg.	22,2	46,6	91,9	190,5	223,8	243,3
Produits non énergétiques	2,6	4,3	6,8	17,6	24,1	27,7
Soutes	3,2	7,2	10,3	19,2	21,6	23
Consommation totale	28,0	58,1	109	227,3	269,5	294
Taux de croissance annuel de 5 en 5 ans - 1970/1980	+ 15,7	+ 13,4	+ 15,8		+ 9,4 (1)	
dont :						
A) produits à usages spécif.						
1. Carburants	9,1	18,3	30,2	52,6	61,2	65,8
2. Produits non énerg.	2,6	4,3	6,8	17,6	24,1	27,7
3. Soutes	3,2	7,2	10,3	19,2	21,6	23
4. Consommation et pertes en raf.	2,3	5,5	9,8	16,9	19,9	21,8
	17,2	35,3	57,1	106,3	126,8	138,3
B) produits substit.	10,8	22,8	51,9	121,0	142,7	155,7
en %						
A) produits à usages spécif.	61,5	61,0	52,5	47	47	47
B) produits substituables	38,5	39,0	47,5	53	53	53
Consommation totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(1) taux moyen d'accroissement annuel prévisible pour la période s'étendant de 1965 à 1970.

.../...



La partie qui ne sort des puits de forage que par application d'une énergie extérieure au gisement constitue la récupération secondaire. Les méthodes les plus utilisées pour fournir cet apport d'énergie nécessaire à l'exploitation secondaire des gisements de pétrole sont l'injection de gaz (gas repressuring) et l'injection d'eau (water flooding).

Alors que souvent le taux de récupération primaire des gisements de pétrole ne dépasse pas 20 à 30 % du contenu liquide du gisement, les méthodes de récupération secondaire permettent d'extraire 30 à 50 %.

Lorsque les pétroles sont difficiles à extraire et que les conditions de vente sont favorables, on peut également recourir à des méthodes de récupération tertiaire. Il s'agit par exemple de l'extraction de pétrole par combustion partielle du contenu du gisement (in situ combustion) ou de l'utilisation de charges atomiques comme celles qui sont mises au point aux Etats-Unis.

Dans certains gisements de pétrole, une partie du contenu liquide se présente sous forme de condensat (natural gas liquid). Dans de nombreux cas, les chiffres concernant ces hydrocarbures lourds sont également repris séparément dans les statistiques.

Les réserves mondiales prouvées, c'est-à-dire la partie de l'ensemble des réserves du monde qui, compte tenu des données économiques actuelles, peut être extraite par des méthodes de récupération primaire et secondaire s'élevaient, selon différentes sources, à 54.098,3 millions de tonnes (voir tableau 1) au début de 1967. La revue spécialisée américaine "Oil and Gas" indique pour la fin de 1967 des réserves de pétrole atteignant déjà 56.740 milliards de tonnes.

Le volume des réserves de pétrole prouvées du monde libre qui au début de 1967 pouvaient être récupérées par des méthodes primaires et secondaires, était de 49.466,5 millions de tonnes, dont 32.222,5 millions; soit 65,4 % se trouvaient au Moyen-Orient.

Les réserves prouvées sur le territoire de la Communauté s'élevaient au début de 1967 à 220 millions de tonnes environ pour une production de 14,93 millions de tonnes en 1966. L'importance de plusieurs gisements place ceux-ci à un rang appréciable même sur le plan international;

néanmoins, l'état des connaissances géologiques actuelles ne permet pas encore de savoir si l'on peut compter sur une augmentation importante des réserves.

L'évolution des réserves primaires prouvées et leur augmentation rapide en dépit d'une production également en forte expansion se chiffre de la manière suivante :

Réserves de pétrole mondiales prouvées,  
récupérables par des méthodes primaires  
milliards de tonnes (1)

---

1944	6,8
1949	5,45
1954	19,4
1959	36,8
1961	40,0
1965	46,5

Ces quelques chiffres indiquent déjà que de 1954 à 1959, soit en cinq ans seulement, les réserves primaires récupérables ont presque doublé. Depuis 1959, la découverte de nouvelles réserves primaires prouvées dans le monde a nettement fléchi, une raison et non des moindres étant le ralentissement de la prospection. Il ya toutefois lieu de noter que parallèlement au fléchissement de l'augmentation des réserves primaires à partir de 1959, on a enregistré une augmentation sensible des réserves secondaires.

Les réserves possibles et probables

3. Les définitions données plus haut en ce qui concerne les réserves de pétrole possibles et probables doivent être complétées par la mention des réserves qui se trouvent dans les schistes bitumineux et les sables pétrolifères. En raison des conditions de gisement, le pétrole de ces couches n'est pas fluide. Le pétrole qu'elles renferment ne peut être

---

(1) D'après Torrey, Moore, Weber, "World Oil Resources" (rapport 9, section 8, Conférence Mondiale pour le Pétrole 1963.)

fluidifié qu'au prix de dépenses considérables, par exemple par apport thermique. Dans les conditions actuelles, leur exploitation n'est pas encore rentable, bien que l'on prévoie la possibilité d'atteindre, dans les vastes installations techniques expérimentales du Colorado des coûts d'extraction de 1,60 \$ par baril de pétrole extrait de schistes, en 1970 (1). Il est également envisagé (projet "Bronco") d'extraire le pétrole des schistes bitumineux du Colorado à l'aide de charges explosives atomiques. L'exploitation des grands gisements de sables pétrolifères, entreprise en septembre 1967 à Fort McMurray (2) devrait permettre d'estimer les coûts futurs du pétrole provenant de cette source. La production est de 45.000 Barils d'huile par jour, soit environ 2 millions de tonnes par an.

Il ressort de ce qui précède que les réserves de pétrole contenues dans les grès et les schistes pétrolifères de la planète ne figurent pas encore dans les réserves prouvées. Elles ne pourront être classées dans les réserves prouvées que lorsqu'on disposera de données précises sur la rentabilité de leur exploitation. Provisoirement, elles ne figurent que dans les réserves totales qui comprennent non seulement les réserves prouvées, mais aussi les réserves possibles et probables.

#### Les réserves totales de pétrole

4. Dans les estimations globales des réserves totales de pétrole, dont un relevé n'est établi qu'occasionnellement à plusieurs années d'intervalle, il est approprié d'indiquer non pas les "réserves" au sens propre, c'est-à-dire les "réserves" qui sont encore disponibles au moment où est donnée l'indication, mais la récupération finale ou totale de pétrole (ultimate recovery) dans les gisements en cours d'exploitation, au stade de la mise en exploitation et dans les gisements susceptibles d'être mis en exploitation. Ces données englobent donc la production cumulée desdits gisements depuis le premier jour d'exploitation jusqu'au moment où la donnée est fournie. Etant donné que les réserves indiquées sont de l'ordre de quelques centaines de milliards de tonnes et que l'estimation des réserves possibles et probables est imprécise, l'absence des données relatives aux quantités de pétrole produites par les gisements cités jusqu'au

---

(1) 1 tonne = environ 7 barils

(2) Alberta, Canada.

moment du relevé n'altère pas sensiblement la vraisemblance de l'estimation (cf. tableau 2). Les réserves totales ou la récupération globale de l'ensemble des gisements de pétrole du monde sont, d'après les estimations du tableau 2, de 450 à 620 milliards de tonnes.

Rapport réserves/production

5. Pour apprécier la permanence des réserves de pétrole et se livrer à des comparaisons, il importe de disposer d'un indice. A cette fin, on utilise la relation qui existe entre les réserves primaires et secondaires prouvées d'une part et la production de l'année correspondante d'autre part. Cet indice qui s'obtient en divisant les réserves par la production de l'année, n'est qu'une donnée comparative conventionnelle. Elle indique le nombre d'années qu'il faudrait pour épuiser les réserves de pétrole prouvées si la production annuelle utilisée dans le calcul se maintenait.

Le tableau 3 indique l'évolution de cet indice dans le monde de 1938 à 1967. Il fait apparaître que le rapport réserves/production se situe normalement entre 10 et 12 aux Etats-Unis et généralement entre 15 et 20 ailleurs. Le Moyen-Orient constitue une exception. Dans cette région le rapport oscille entre 44,7 en 1938 et 75,9 en 1964, l'indice 131 ayant même été atteint momentanément (1957). Un effort particulier a été fait pour augmenter les réserves du Proche-Orient dans les années 50. Il est donc compréhensible qu'elles n'augmentent plus aussi rapidement depuis. Pour le monde libre, sans les Etats-Unis, le rapport étant de 43,5 en 1967.

Les données concernant les réserves prouvées ainsi que les données concernant le rapport réserves/production font apparaître l'importance du Moyen-Orient pour l'approvisionnement de l'Europe Occidentale et de la Communauté. Depuis 1959, l'Afrique du Nord et l'Afrique Occidentale s'affirment d'année en année comme le deuxième pays fournisseur. Les réserves d'Afrique viennent d'entrer en exploitation. Leur augmentation est probable. Si d'après Moore, les réserves primaires et secondaires prouvées de l'Afrique étaient encore au début de 1962 à 1,25 milliard de tonnes environ, elles sont passées à 4,13 milliards de tonnes au début de 1967 (voir tableau 1).

Tableau 1

Réserves prouvées de pétrole au 1er janvier 1966 et 1967

	1966	1967	1966	1967
	million t	million t	%	%
Etats-Unis				
pétrole	4.771,9	5.143,8	9,7	9,5
gaz associé	943,8	979,8	1,9	1,8
total	5.715,7	6.123,6	11,6	11,3
Canada				
pétrole	1.010,3	1.110,5	2,1	2,1
gaz associé	117,6	148,1	0,2	0,2
total	1.127,9	1.258,6	2,3	2,3
Mexique	351,7	352,0	0,7	0,7
Total Amérique du N.	7.195,3	7.734,2	14,6	14,3
Vénézuéla	2.475,4	2.484,7	5,0	4,6
Argentine	270,8	415,4	0,6	0,8
Autres pays d'Améri- que du Sud	484,8	588,0	1,0	1,0
Total Hémisphère occidental	10.426,3	11.222,3	21,2	20,7
Europe occidentale	314,6	290,1	0,7	0,5
dont : Communauté	236,8	220,3	0,5	0,4
Afrique	2.713,0	4.129,0	5,5	7,6
dont : Algérie	941,3	934,5	1,9	1,7
Libye	1.312,0	2.624,0	2,7	4,9
Moyen-Orient	29.775,0	32.222,5	60,5	59,6
dont : Abue Dhabi	1.370,0	1.712,5	2,8	3,2
Irak	3.412,5	3.220,8	6,9	6,0
Iran	5.360,0	5.962,6	10,9	11,0
Kuweit	8.606,3	9.460,0	17,5	17,5
Arabie Séoudite	8.262,0	8.857,2	16,8	16,4
Zone neutre	1.812,9	1.904,5	3,7	3,5
Extrême-Orient et Austr	1.487,6	1.602,6	3,0	3,0
dont : Indonésie	1.285,4	1.234,9	2,6	2,3
Total Hémisphère oriental	34.290,2	38.244,2	69,7	70,7
Ensemble du monde, sans URSS, Europe orientale et Chine	44.716,5	49.466,5	90,9	91,4
URSS, Europe orientale et Chine	4.493,5	4.631,8	9,1	8,6
Monde	49.210,0	54.098,3	100,0	100,0

Source : Doc. 7000/67 de la Commission des Communautés européennes

Tableau 2

Estimation des réserves totales de pétrole dans le monde

	d'après King Hubbert (1) (milliard t)	d'après L.G. Weeks (2) (milliard t)
Etats-Unis (off-shore compris)	23,5	37
Canada	6	11,3
Mexique		3,3
Amérique du Sud	11,4	26
<b>Hémisphère occidental</b>	<b>40,9</b>	<b>77,6</b>
Europe (sans URSS)	1,7	2,5
Moyen-Orient	40,5	104
Afrique du Nord		13,5
Indonésie	4	
Australie	0,4	11,3
Autres pays d'Asie	3,3	
<b>Hémisphère oriental</b>	<b>49,9</b>	<b>131,3</b>
Monde libre	90,8	208,9
URSS	27	60
Offshore (sans Etats-Unis)	51	-
Total mondial (arrondi)	170	-
Condensats	30	
Total mondial (arrondi) dont Offshore	200 -	270 (100)
Réserves secondaires	-	200
total	200	470
Sables et schistes pétrolifères	250	150
<b>Total général (arrondi)</b>	<b>450</b>	<b>620</b>

1) King Hubbert, "Energy Resources" - "Report to the Committee on Natural Resources" of National Academy of Science, Washington, 1962

2) L.G. Weeks, "World Wide Review of Petroleum Exploration", 6ème Congrès Mondial du Pétrole, Francfort, 1963

Tableau 3

Réserves prouvées dans les années de production 1938 - 1967

(en Mrd t)

	1938	1949	1954	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1966	1967
Etats-Unis	14,2	13,1	12,8	12,3	12,3	12,1	11,7	11,3	11,1	10,0	10,4
Zone des Caraïbes	13,0	18,7	15,6	17,4	17,1	16,1	14,3	14,1	14,0	13,6	14,0
Moyen Orient	44,7	64,9	96,7	109,2	94,9	91,6	86,0	83,3	75,9	63,1	63,6
Monde libre	16,4	22,8	32,6	42,7	40,4	39,6	37,6	37,5	36,7	31,4	32,7
Monde libre sans Moyen-Orient	14,4	14,8	14,4	17,9	17,7	17,5	16,7	16,7	17,9	15,7	17,1
Monde libre sans Etats-Unis	21,3	36,6	53,0	64,4	58,5	56,3	51,8	51,1	48,8	42,3	43,5
Monde libre sans Moyen-Orient et Etats-Unis	15,1	18,8	17,3	25,3	24,5	23,7	21,8	22,1	24,1	21,6	23,6
U.R.S.S.	22,0	15,6	19,1	28,0	27,5	24,8	19,8	17,8	16,7	15,3	14,6
Total mondial	17,1	22,2	31,2	40,5	38,4	37,1	34,6	34,1	33,2	28,7	29,5

PRINCIPALES INTERVENTIONS DES ETATS TIERS

LE MARCHÉ INTERNATIONAL DU PÉTROLE

1. Le contingentement des importations de pétrole aux Etats-Unis.

Le contingentement des importations de pétrole a été introduit aux Etats-Unis sur une base volontaire en août 1957, à partir du deuxième semestre de l'année. Il est devenu ensuite obligatoire en mars 1959 par proclamation spéciale du président en application des pouvoirs généraux qui lui ont été délégués par le Congrès en application de la loi prorogeant les accords commerciaux, adoptée en août 1958.

Le contingentement s'applique seulement aux importations de pétrole par mer. Les importations par terre en provenance du Canada et du Mexique sont en principe libres mais ont fait l'objet d'accords officieux entre gouvernements pour les fixer à un niveau compatible avec les buts du contingentement.

Les règles du contingentement sont différentes selon les régions et les produits.

Dans le district V, comprenant les Etats à l'ouest des Rocheuses, le contingent d'importation de brut et de produits finis autres que le fuel résiduel est fixé semestriellement en fonction du déficit de l'offre par rapport à la demande. C'est pourquoi l'augmentation récente de la production dans ce district a eu pour résultat une diminution du contingent ces dernières années.

.../...

Dans les districts I à IV, comprenant les Etats à l'est des Rocheuses, les contingents d'importation de pétrole brut et de produits autres que le fuel résiduel ont d'abord été fixés à 9 % de la demande estimée pour chaque semestre. A partir du 1er semestre 1963, le contingent a été fixé à un montant égal à 12,2 % de la production de brut diminué des importations par voie terrestre non limitées en principe.

En outre, dans le district qui comprend les Etats du nord-est, les importations de fuel résiduel ont été contingentées à partir du 1er août 1959. En mars 1966, ce régime a été modifié par une nouvelle réglementation du département de l'Intérieur, prise dans le cadre de la proclamation présidentielle de 1959. D'une manière générale, les importations de fuel résiduel restent soumises à l'octroi de licences. Une allocation initiale de 350.000 b/j est partagée entre les importateurs "reconnus" ; des licences supplémentaires sont accordées sur présentation de contrats fermes de livraison. En outre, des licences peuvent être octroyées aux importateurs traditionnels ou à des nouveaux venus pour des livraisons supplémentaires.

La répartition des contingents entre compagnies a été d'abord effectuée par référence aux importations antérieures. A partir de 1963, la capacité de raffinage a été également prise en considération. Dernièrement, des contingents d'importation de naphta ont été attribués à des entreprises pétrochimiques.

Conséquence de ce régime, de nouveaux fournisseurs doivent obligatoirement s'adresser à des titulaires de licences et ne peuvent donc développer directement des opérations commerciales sur le marché américain. Les contingents peuvent toutefois faire l'objet de cessions entre compagnies, leur prix est de l'ordre de 1,30 \$/b.

.../...

Deux filiales américaines de compagnies européennes ont obtenu directement des contingents d'importation : il s'agit de "Shell Oil" (environ 47.000 b/j de brut et produits finis en 1967) et d' "American Petrofina" (8.800 b/j de brut et produits semi-finis en 1967).

Pour le premier semestre 1968, la situation des importations se présente de la façon suivante :

Niveau total des importations autorisées de pétrole  
aux Etats-Unis (à l'exclusion des fuels résiduels)

en 1968

(en b/j)

Districts I à IV

Importations autorisées 1.101.276  
(soit 12,2 % des 9.028.000 b/j de la production  
de pétrole brut)

dont - licences pour les raffineurs	592.160
- licences pour la pétrochimie	52.000
- Canada	280.000
- Mexique	30.000
- Produits finis de Porto Rico	20.800
- Prod. finis du Commonwealth	10.000
- Prod. finis des Iles Vierges	15.000
- Prod. finis d'Outre-Mer	54.696
- Prod. finis rejetés de la consom. par l' "Oil Import Appeals Board"	7.000
- Prod. finis pour Sequoia Ref. Corp. (compensation d'une erreur adminis- trative de l'O.I.A. en 1967)	2.120
- Prod. finis : Report des quantités allouées en 1967 et non utilisées par suite de la crise du Moyen-Orient	37.500

District V

Importations autorisées	322.000
dont - licences pour les raffineurs	155.152
- licences pour la pétrochimie	3.169
- Canada	135.000
- Produits finis	6.313
- Pour la production de fuel-oil rési- duel à faible contenu de soufre	12.000
- Reliquats de contingents pour le Département de la Défense	3.666
- Pétrole brut et semi-raffinés ré- servés par l' "Oil Imports Appeals Board"	500
- Prod. finis réservés " "	500
- Pétrole brut : report des autoris. non utilisées en 1967	5.500

2. Canada

En 1962, le gouvernement canadien a adopté une politique nationale du pétrole tendant au développement de la production intérieure. Le "National Energy Board" a pour mission d'appliquer les règlements du gouvernement en matière d'importation et d'exportation d'énergie, de construction de pipe-lines, de tarification de transport par pipe-line entre provinces et à l'exportation. Le gouvernement détient le pouvoir de réglementer les importations et les exportations de pétrole ; il a déclaré qu'il n'en ferait usage que si la collaboration des compagnies à ses objectifs de développement de la production s'avérait insuffisante.

En contrepartie, les compagnies ont bénéficié de nombreux stimulants fiscaux de nature à encourager la recherche et la production :

- extension à toutes les compagnies et aux personnes physiques du droit de déduire des revenus imposables les dépenses de prospection et de forage de puits de pétrole et de gaz ;
- faculté de déduire immédiatement des revenus imposables les dépenses exposées pour l'acquisition de droits d'exploitation de pétrole ou de gaz ;
- faculté de transférer, lors de fusions ou de reprises, les dépenses non amorties antérieures.

.../...

### 3. Japen

Par une loi du 12 juin 1962, le gouvernement japonais a instauré un contrôle de l'industrie pétrolière qui est exercé par le ministère du commerce international et de l'industrie (M.I.T.I.). Au terme de cette loi, le M.I.T.I. établit chaque année un plan quinquennal d'approvisionnement en pétrole (production, importation de brut et produits pétroliers et production des raffineries). Le développement de la capacité de raffinage (nouvelles raffineries et extensions) est contrôlé par un régime de licences, de même que les importations. Les reprises et fusions de sociétés sont soumises à autorisation.

En matière de prix, "lorsque les prix montent à un niveau déraisonnablement élevé ou lorsqu'on craint qu'ils ne tombent à un niveau déraisonnablement bas" (1), le M.I.T.I. peut fixer des prix standard pour les raffineurs et les importateurs en tenant compte de la structure des coûts, des cotations du marché international et d'autres conditions économiques.

C'est dans le cadre de cette loi que le M.I.T.I. obtient chaque année des raffineries japonaises la reprise de certaines quantités de brut produit au Moyen-Orient par la Compagnie japonaise "Arabian Oil".

---

(1) Loi n° 128 du 12 mai 1962, art. XV 1.

Livraisons de gaz à la consommation intérieure  
(Tous gaz, mais GPL et gaz de raffinerie livrés en l'état non compris)

	Allemagne	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas	Communauté
Centrales électriques	22.080	5.373	20.610	13.062	3.628	8.476	73.229
Usines à gaz	3.500	251	595	240	-	23	4.609
Cokeries	29.227	4.599	11.562	4.705	-	662	50.755
Sidérurgie	61.500	15.386	31.500	19.000	8.500	3.290	139.176
Autres industries	40.496	3.400	27.862	30.381	80	21.451	123.670
Transports	-	-	371	927	-	-	1.298
Domestique etc...	28.500	5.638	23.885	18.590	186	21.625	98.424
Total	185.303	34.647	116.385	86.905	12.394	55.527	491.161
Usages non énergétiques <sup>1)</sup>	(2)	(2)	6.280	17.500	(2)	(2)	.

(1) Une part importante des GPL et gaz de raffinerie livrés en l'état, qui ne sont pas repris ici, est destinée à des usages non énergétiques.  
(2) Compris dans les chiffres ci-dessus.

Production de gaz dans les pays de la Communauté par sorte de gaz en 1967

(Total PCS)

Sorte de gaz	Allemagne	Belgique	France	Italie	Luxembourg	Pays-Bas	Communauté
Gaz naturel et grisou	39.205	558	51.809	85.258	-	59.540	236.370
Gaz d'usines	9.495	222	5.332	2.339	67	243	17.698
Gaz de cokeries	73.856	13.282	24.269	12.143	-	6.491	130.041
Gaz de hauts fourneaux	49.996	16.025	37.183	9.952	12.314	4.345	129.815
Gaz de raffineries (1)	24.795	2.300	7.412	898	-	(1.473)	(36.878)
Gaz de pétrole liquéfié(1)	22.287	3.792	25.041	19.496	-	6.223	76.839
Tous gaz	219.634	36.179	151.046	130.086	12.381	(78.315)	(627.641)

(1) Dont gaz de raffineries et gaz de pétrole liquéfiés livrés en l'état (ensemble) :	
Allemagne :	32.617
Belgique :	4.541
France :	29.568
Italie :	20.238
Pays-Bas :	(7.445)
Communauté :	94.409

Puissance nucléaire maximale possible nette  
en service dans la Communauté au 31 mars 1968 (en MWe)

Allemagne

VAK (Kahl)	15
MZFR (Karlsruhe)	50
KRB (Gundremmingen)	237
AVR (Jülich)	13
KWL (Lingen)	173
	<hr/>
TOTAL	488

Belgique

BR 3 (Mol)	10
------------	----

France - Belgique

SENA (Chooz)	226
--------------	-----

France

G1 Marcoule	3
G2 Marcoule	40
G3 Marcoule	40
Chinon 1 (EDF 1)	70
Chinon 2 (EDF 2)	200
Chinon 3 (EDF 3)	480
EL 4 (Brennilis)	73
	<hr/>
TOTAL	906

Italie

ENEL (Latina)	200
ENEL (Garigliano)	150
ENEL (Trino Vercellese)	257
	<hr/>
TOTAL	607

TOTAL Communauté	2.277
------------------	-------

Annexe V/2

Part du nucléaire dans la  
production nette d'électricité (Gwh) en 1967

	Production totale d'électricité	Production d'élec- tricité d'origine nucléaire	Part du nucléaire en % de la pro- duction totale
Allemagne	172.837	1.150	0,6
Belgique	22.362	85	0,4
France	111.730	2.559	2,3
Italie	93.730	3.005	3,2
Pays-Bas	28.455	--	--
Luxembourg	21.141	--	--
Communauté	431.250	6.799	1,6
Grande-Bretagne (estimation)	194.500	22.000	11,3
U.S.A. (provisoire)	1.314.298	7.147	0,5

Répertoire des réacteurs de puissance en service, en construction et en projet dans la Communauté

1. Puissance électrique nette des centrales nucléaires en service, en construction ou en projet : 9.369 MWe nets, soit :

	pays	au réseau	critique	en constr.	en projet	total MWe
<b>a) REACTEURS DE TYPE EPROUVE</b>						
<u>Gaz Graphite</u>						
Chinon 1 (EDF 1)	F	70	-	-	-	70
Chinon 2 (EDF 2)	F	200	-	-	-	200
Chinon 3 (EDF)	F	480	-	-	-	480
St. Laurent 1 (EDF 4)	F	-	-	480	-	480
St. Laurent 2	F	-	-	515	-	515
Bugey 1 (St. Vulbas)	F	-	-	540	-	540
G 1 Marcoule	F	3	-	-	-	3
G 2 Marcoule	F	40	-	-	-	40
G 3 Marcoule	F	40	-	-	-	40
Fessenheim 1	F	-	-	-	750	750
ENEL (Latina)	I	200	-	-	-	200
		1033	-	1535	750	3318
<u>Eau bouillante</u>						
KRB (Gundremmingen)	D	237	-	-	-	237
KWL (Lingen) (1)	D	173	-	-	-	173
VAK (Kahl)	D	15	-	-	-	15
ENEL (Garigliano)	I	150	-	-	-	150
GKN (Doodewaard)	N	-	-	52	-	52
KWW (Wurgassen, Weser) (2)	D	-	-	-	612	612
		575	-	52	612	1239

(1) Non compris 67 MWe surchauffe classique

(2) Ultérieurement 640 MWe

	pays	au réseau	critique	en constr.	en projet	total MWe
<u>Eau pressurisée</u>						
KWO (Obrigheim)	D	-	-	283	-	283
SENA (Chooz) (1)	F	266	-	-	-	266
ENEL (Trino Vercellese)	I	257	-	-	-	257
BR 3 (Mol)	B	10	-	-	-	10
NWK + HEW (Stadersand, Elbe)	D	-	-	-	630	630
Intercom (Tihange s/Meuse) (2)	B	-	-	-	750	750
		533	-	283	1380	2196
<b>b) <u>CONVERTISSEURS AVANCES</u></b>						
<u>Eau lourde</u>						
MZFR (Karlsruhe)	D	50	-	-	-	50
KKN (Niederaichbach)	D	-	-	100	-	100
EL 4 (Brennilis)	F	73	-	-	-	73
Cirene (Latina)	I	-	-	-	35	35
		(123)	-	(100)	(35)	(258)
<u>Haute température</u>						
AVR (Jülich)	D	13	-	-	-	13
GEESTHACHT (Schl. Holstein)	D	-	-	-	20	20
<u>Sodium-Hydr. Zirconium</u>						
KNK (Karlsruhe)	D	-	-	20	-	20
<u>Surchauffe nucléaire</u>						
HDR (Grosswelzheim)	D	-	-	25	-	25
		136	-	145	55	336
<b>c) <u>SURGENERATEURS RAPIDES</u></b>						
PHENIX (Marcoule)	F	-	-	-	250	250
Groupe germano-belgo- néerl. (Aachen) (3)	D	-	-	-	300	300
		-	-	-	550	550
<b>d) <u>TYPE NON ENCORE DETERMINE</u></b>						
ENEL (Lombardie)	I	-	-	-	650	650
EBES (Doel s/Escaut)	B	-	-	-	730	730
GKN 2 (Flessingue ou Dodewaard)	N	-	-	-	350	350
		-	-	-	1730	1730
<b>TOTAL</b>		2277	-	2015	5077	9369

(1) Centrale franco-belge (50/50)

(2) avec participation française (EDF) de 50 %

(3) participation respect. : 70 %, 15 % et 15 %

./.

2. Répartition en pourcentage des réacteurs en service et en construction

Gaz-graphite	2.568 MWe soit	60 %
Eau légère bouillante	627 MWe soit	15 %
Eau légère presurisée	816 MWe soit	19 %
Eau lourde	223 MWe soit	5 %
Autres convertisseurs avancés :	58 MWe soit	1 %
	<hr/>	
	4.292 MWe	100 %

3. Ventilation selon le degré d'achèvement et le pays d'implantation

	Allemagne	France	Italie	P. Bas	Belgique	CEE
- Réacteurs en service (raccordés et crit.)	488	1.172	607	-	10	2.277
- Réacteurs en constructions	428	1.535	-	52	-	2.015
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
	916	2.707	607	52	10	4.292
Réacteurs en projet	1.562	1.000	685	350	1.480	5.077
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
TOTAL	2.478	3.707	1.292	402	1.490	9.369

4. Caractéristiques des réacteurs en service (début avril 1968)

Réacteur et site	pays	type 1)	criticité	raccordt au réseau	Puissance en MWe
KRB (Gundremmingen)	D	BWR	14. 8.66	12.11.66	237
AVR (Jülich)	D	H.T.	26. 8.66	18;12.67	13
VAK (Kahl)	D	BWR	13.11.60	. . 6.61	15
MZFR (Karlsruhe)	D	EL	29. 9.65	. . 8.66	50
KWL (Lingen)	D	BWR	31. 1.68	-	173
Chinon 1 (EDF 1)	F	GG	16. 9.62	14. 6.63	70
Chinon 2 (EDF 2)	F	GG	18. 8.64	24. 2.65	200
Chinon 3 (EDF 3)	F	GG	1. 3.66	4. 8.66	480
EL 4 (Brennilis)	F	EL	23.12.66	9. 7.67	73
G1 Marcoule	F	GG	7. 1.56	28. 9.56	3
G2 Marcoule	F	GG	21. 6.58	22. 4.59	40
G3 Marcoule	F	GG	11. 6. 59	4. 4.60	40
SENA (Chooz)	F/B	PWR	18.10.66	3. 4.67	266
ENEL (Garigliano)	I	BWR	5. 6.63	23. 1.64	150
ENEL (Latina)	I	GG	27.12.62	12. 5.63	200
ENEL (Trino Vercell.)	I	PWR	21. 1.64	15.11.64	257
BR3 (Mol)	B	SSCR	- . 8.62	6.12.66	10
					<hr/>
					2.277

(1) GG = gaz graphite, PWR = eau légère sous pression  
 BWR = eau légère bouillante, H.T. = haute température  
 EL = eau lourde, SSCR = contrôle par variation du spectre

5. Projets de centrales communes éventuellement installées dans un pays tiers en participation avec un pays membre de la Communauté (pour mémoire)

Groupe Suisse / EDF (Kaizeraugst-Suisse)

700 MWe

(participation  
France)

Annexe V/4

Indications nationales sur le niveau de la puissance nucléaire  
installée en 1980 dans les pays de la Communauté

Allemagne	25 - 30.000	Déclaration du Ministre de la Recherche scientifique en date du 12 octobre 1966
France	17.000	Indications contenues dans le Ve Plan et les rapports annuels du C.E.A.
Belgique	+ - 4.000	Deux centrales de 730 MWe prévues pour 1973/74 + mise en chantier annuellement d'une grande centrale
Italie	12.000	Selon déclaration du Directeur Général de l'ENEL commandes d'ici fin 1970 d'environ 2.600 MWe. Le trend logique du rythme de construction des centrales nucléaires fait apparaître comme très plausible pour la période 1970/80 l'installation d'environ 10.000 MWe
Pays-Bas	1.500 - 2.000	Déclaration du Ministre des Affaires économiques en date du 8 juin 1966.

Structure de l'équipement des centrales thermiques  
suyvant le type d'installation de chauffe  
(situation au 31.12.1966)

	Allemagne	Belgique	France	Italie	Luxemb.	P.Bas	C.E.E.
I. Puissance maximale possible brute de l'ensemble des centrales (MW)	38.405	5.377	15.315	10.986	247	8.344	78.674
II. Répartition des puissances suivant le type d'installation de chauffe (%)							
A. <u>Services publics</u>							
1. Monovalent	43,9	6,0	49,1	24,3	-	47,5	39,8
2. Bivalent	17,9	41,6	13,6	38,4	-	33,3	23,2
3. Trivalent	0,4	19,3	1,5	3,3	-	2,9	2,5
4. Non ventilés	-	-	0,2	-	-	-	-
TOTAL	62,2	66,9	64,4	66,0	-	83,7	65,5
B. <u>Autproducteurs industriels</u>							
1. Monovalent	.	8,0	17,6	26,2	45,7	.	.
2. Bivalent	.	13,4	13,5	7,7	30,0	.	.
3. Trivalent	.	11,7	0,1	0,1	24,5	.	.
4. Non ventilés	.	-	4,4	-	-	.	.
TOTAL	37,8 <sup>(1)</sup>	33,1	35,6	34,0	100,0	16,3	34,5
C. Ensemble (A + B)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(1) Dont centrales minières = 15,8