

COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DU CHARBON ET DE L'ACIER

**Comité Mixte Conseil de Ministres - Haute Autorité**

**PREMIER RAPPORT**

sur une politique coordonnée  
dans le domaine de l'énergie

Avril 1959

PREMIER RAPPORT SUR UNE POLITIQUE COORDONNEE  
DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE

-----

Table des Matières

	<u>Pages</u>
- INTRODUCTION ET RESUME	1-8
- I. LA SITUATION ET LA POLITIQUE ENERGETIQUE DANS LES PAYS DE LA COMMUNAUTE	9-17
- II. LA STRUCTURE DE L'ECONOMIE ENERGETIQUE DANS L'ENSEMBLE DE LA COMMUNAUTE	
A) Les bilans d'énergie et leur enseignement	18-19
B) Perspective des besoins	19-23
C) Perspective des ressources	24-26
- III. LES DONNEES ET LES CHOIX	27-32
- IV. RECHERCHE D'UNE LIGNE GENERALE POUR UNE POLITIQUE DES PRIX	33-41
- V. LA DEPENDANCE A L'IMPORTATION ET LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	42-46
- VI. PRODUCTION ET IMPORTATION CHARBONNIERES	47-62
- VII. CHARBON ET PETROLE	63-71

A n n e x e s

- ANNEXE "A" -	ANALYSE DES BESOINS EN CERTAINES FORMES SPECIFIQUES D'ENERGIE
	a) Gaz et coke
	b) Transports
	c) Electricité
- ANNEXE "B" -	PREVISIONS DE RESSOURCES POUR LA COMMUNAUTE
	a) Charbon et lignite
	b) Electricité primaire
	c) Combustibles liquides et gazeux
- ANNEXE "C" -	COÛTS D'INVESTISSEMENT
- ANNEXE "D" -	ESQUISSE D'UN FONDS DE STABILISATION DES FRETS

.../...

- ANNEXE "E" - TABLEAUX STATISTIQUES (1 à 8 et 10a à 10g)

- Tableau 1 - Balance du commerce extérieur d'énergie
- Tableau 2 - Importations d'énergie - Moyenne des années 1956-1957
- Tableau 3 - Exportations d'énergie - Moyenne des années 1956-1957
- Tableau 4 - Consommation de produits pétroliers dans les pays de la Communauté
- Tableau 5 - Consommation de produits pétroliers noirs
- Tableau 6 a) - Importation de pétrole brut ventilée par origine (Année de référence 1955)
- Tableau 6 b) - " " " " 1956
- Tableau 6 c) - " " " " 1957
- Tableau 7 a) - Importation des produits pétroliers finis ventilée par origine (Année de réf.1955)
- Tableau 7 b) - " " " " 1957)
- Tableau 8 - Destination du pétrole brut du Moyen-Orient
- Tableau 9 - Approvisionnement en énergie - Energie primaire - 1956
  
- Tableaux 10a à 10g - Energie livrée pour la consommation et l'exportation - par pays - année 1956

- ANNEXE "F" - Présentation graphique de la

- Structure de l'économie énergétique de la Communauté - Année 1955
- Répartition de la consommation finale d'énergie d'après les groupes de consommateurs - Année 1955

-----  
HAUTE AUTORITÉ  
-----

Division de l'Economie

Luxembourg, le 22 avril 1959

PU/

STRICTEMENT CONFIDENTIEL

RAPPORT DU COMITE MIXTE  
SUR LA COORDINATION DE LA POLITIQUE ENERGETIQUE  
\*\*\*\*\*

Introduction et résumé

Les raisons d'assurer une politique coordonnée de l'énergie entre les Etats membres de la Communauté ont été clairement définies par le Protocole d'accord entre la Haute Autorité et le Conseil de Ministres. L'objectif d'une telle politique n'est pas malaisé à définir et on conviendra aisément que pour le développement d'ensemble des économies, il est essentiel de leur fournir des approvisionnements en énergie à la mesure des besoins, dans les conditions les plus économiques, avec la plus grande régularité et la plus grande sécurité; cette exigence comporte, en particulier, une utilisation judicieuse des réserves limitées qui sont disponibles pour certaines sources d'énergie. La difficulté commence avec l'application concrète de ces principes, étant donné les incertitudes qui grèvent les disponibilités de telle ou telle sorte d'énergie, les prix auxquels elle sera disponible, les moyens de la payer s'il s'agit d'importations, la couverture des investissements s'il s'agit de production propre. Ce sont ces marges d'incertitude qu'on doit s'efforcer de réduire dans les études en commun.

Entre les six pays de la Communauté, de très grandes différences séparent les conditions d'approvisionnement. Ces différences peuvent être rapidement repérées par la part que conserve le charbon et celle qu'a prise le pétrole; la part de la production et de l'importation; la part de l'énergie thermique et de l'énergie hydraulique

dans la production d'électricité; enfin, les ressources naturelles propres à différents pays, tels le lignite en Allemagne, le gaz naturel en France et en Italie.

Sans négliger l'influence du régime de propriété d'une partie des entreprises productrices d'énergie, de l'organisation administrative chargée des problèmes de l'énergie dans les différents pays, des caractères propres de la politique économique, ces situations de base expliquent, dans une large mesure, les différences d'orientation de la politique énergétique : notamment le recours au pétrole s'est développé le plus rapidement dans les pays qui, en tout état de cause, sont plus fortement importateurs de produits énergétiques.

Les transformations qui se produisent dans les conditions d'approvisionnement énergétique tendent désormais à rapprocher les situations des divers pays : il y a une croissance rapide des besoins, une limitation de fait dans le volume et le développement de la production charbonnière, une limite aux sites hydroélectriques exploitables, un recours accru au pétrole qui offre l'élasticité nécessaire pour couvrir un déficit croissant en énergie. Ces circonstances permettent désormais d'envisager une plus grande convergence dans les politiques énergétiques, facilitée par la coordination croissante des politiques économiques que comportera le développement des Communautés européennes. Cette convergence peut être cherchée dans la ligne même sur laquelle un accord s'est fait dans les traités de Rome pour la fusion progressive des économies : le principe est de développer, dans un marché plus large, l'initiative des entreprises et le libre choix des acheteurs, mais, en même temps, de veiller aux conditions qui permettent que ces libertés coïncident avec l'intérêt économique général, que l'expansion soit maintenue, que les dislocations soient évitées.

Au départ des réflexions qui peuvent conduire à dégager les premières orientations de cette politique coordonnée, il faut faire le point de la situation actuelle et des développements prévisibles. L'évolution des échanges extérieurs, le développement des exportations européennes, les limites auxquelles se heurte la production

charbonnière, font apparaître comme dépassée la perspective où s'était placé le rapport Hartley de 1956 : inquiet de l'accroissement des besoins d'énergie et des déficits croissants, il insistait sur la nécessité de développer à tout prix les ressources européennes, largement identifiées avec le charbon. De même, la situation pétrolière s'est modifiée depuis le moment où la crainte d'une dépendance trop absolue au Moyen-Orient, l'idée d'un plafonnement des importations d'énergie à partir de 1964, servaient de base aux considérations des Trois Sages sur les objectifs pour Euratom : la crise de Suez a provoqué des recherches pétrolières très largement réparties dans le monde, les ressources du Sahara sont apparues dans toute leur ampleur et cette diversité des sources extérieures permet d'entrevoir une sécurité d'approvisionnement établie sur une base plus large qu'une production interne, nécessairement inadéquate. Ces faits ne diminuent pas la nécessité, pour l'Europe, d'un développement résolu de l'énergie nucléaire : ils permettent de le rechercher dans les conditions techniques et économiques les plus favorables et non pas comme un moyen d'urgence pour répondre à une pénurie d'énergie.

On doit, en effet, toujours insister sur l'idée que le développement de l'énergie nucléaire, qu'Euratom a pour mission de favoriser, ne répond pas seulement à la nécessité de combler un déficit en énergie ou de prévenir l'élévation des coûts d'approvisionnement : il s'agit surtout d'entraîner l'Europe dans une révolution technique qui doit peu à peu pénétrer toute l'économie industrielle. En ce sens, l'énergie nucléaire accélérera l'expansion même aux besoins de laquelle elle doit répondre. Cette considération fait apparaître comme modérés les taux d'expansion pris pour base dans les évaluations de ressources et de besoins, et le rôle dynamique assigné à l'énergie nucléaire justifie que des objectifs plus larges soient pris en considération par Euratom. C'est dans ce domaine qu'il convient plus particulièrement de maintenir les perspectives à long terme indépendantes des aléas de la conjoncture à court terme, de même d'ailleurs que l'énergie nucléaire n'affectera pas, dans les prochaines années, les aspects conjoncturels de la concurrence entre les diverses formes d'énergie.

En ce qui concerne le coût de l'énergie nucléaire, on sait qu'il ira en décroissant à mesure des progrès techniques, d'autant plus rapidement que les efforts de recherche et les réalisations industrielles seront lancés sur une cadence plus rapide; l'incertitude n'est pas encore levée sur le moment où ce coût s'abaissera au niveau ou au-dessous de celui de l'énergie classique. Cependant, dès à présent, l'électricité nucléaire peut être économique dans certaines circonstances ou dans certaines localisations; les indications les plus récentes permettent de penser que d'ici un maximum de dix années, elle sera très sérieusement compétitive. Les brillantes perspectives qui s'ouvrent en matière d'amélioration du combustible et l'évolution très rapide du prix du kW installé montrent, en effet, que l'on devra prochainement compter avec un abaissement du coût dépassant les prévisions les plus optimistes de ces dernières années.

Il convient d'ailleurs d'apprécier exactement les répercussions de ce développement sur les autres modes de production d'énergie électrique. La charge d'investissement restera prédominante dans le coût de l'énergie nucléaire; plus cette charge est élevée, plus il est nécessaire d'étaler l'utilisation des installations sur un grand nombre d'heures par an. Des installations de ce type, comme les centrales hydroélectriques au fil de l'eau, exigent donc d'autres installations pour assurer la pointe avec un coût d'investissement plus bas. Il y a ainsi une complémentarité entre les différents modes de production d'électricité; mais la baisse des coûts d'investissement abaissera progressivement le facteur de charge au niveau duquel le prix de revient cesse de dépasser celui des modes classiques de production. On peut penser en particulier qu'un abaissement brusque des coûts et un développement accéléré de l'énergie nucléaire accompagneraient l'utilisation directe du plutonium ou la mise au point de réacteurs du type breeder.

On peut maintenant douter que, dans les années qui viennent, il y ait tendance à la hausse des approvisionnements extérieurs. Ni le charbon importé, ni le fret, ne semblent devoir marquer cette tendance. De très grandes incertitudes existent sur les prix du pétrole, mais les causes de stabilité ou de baisse, en particulier l'accroissement des quantités disponibles, le développement de pétroliers plus modernes et de pipe-lines, l'excédent des tonnages, permettent d'envisager que les tendances à la baisse l'emporteront. Si, à long terme, l'énergie classique ne se produit qu'à coûts croissants, à moyen terme on ne peut plus assurer que l'énergie nucléaire soit le seul moyen d'éviter une tendance constante à la hausse des approvisionnements énergétiques.

Le gaz naturel découvert au Sahara introduit un nouvel élément capital dans le marché de l'énergie. Son utilisation en Europe est liée à la solution du problème du transport, par feeder ou par bateaux méthaniers. La date à laquelle ce problème technique sera résolu est incertaine. Quand il le sera, et quelle que soit la technique employée, elle exigera que le transport s'effectue sur une échelle très importante : c'est dire qu'il risque d'y avoir une brusque discontinuité dans les conditions d'approvisionnement de certaines parties de l'Europe.

La conclusion qui se dégage, en tout cas, est que le charbon produit dans la Communauté risque de se trouver dans une situation plus difficile, face à une concurrence plus intense et plus diverse.

Cette situation d'ensemble exige aujourd'hui un dépassement des efforts précédemment accomplis pour orienter une politique de l'énergie; on ne peut plus raisonner seulement sur des quantités relatives aux besoins ou aux ressources. La politique énergétique est une part de la politique économique, où les prix, les coûts, les investissements, la balance extérieure, constituent des éléments décisifs.



On doit souligner les deux grandes difficultés qui se présentent pour une politique de l'énergie.

D'une part, il est inévitable de dégager des vues à long terme, étant donné la durée de réalisation et d'utilisation des investissements.

Par ailleurs, il y a une opposition complète entre le charbon, qui emploie beaucoup de main-d'œuvre, et toutes les autres formes d'énergie où, au contraire, la part de la main-d'œuvre est très accessoire.

Avec la multiplication des sources d'énergie, et les possibilités de substitution plus grande entre elles par la transformation en énergie secondaire, la nécessité semble s'imposer de développer des principes économiques d'application générale pour la formation des prix, de sorte que le choix des consommateurs soit spontanément orienté vers l'emploi le plus économique des ressources : ce résultat sera atteint si les relations de prix sont celles qui s'établiraient sur un marché de concurrence, même si pour des raisons de fait ou par des nécessités techniques, il existe dans certains secteurs des situations de monopoles. Des principes de cet ordre ont déjà été développés pour la tarification de l'électricité, et devraient se substituer à la considération des prix de revient moyens dans le domaine du charbon : en revanche, dans la structure du marché pétrolier elle trouve difficilement application.

Les problèmes pratiques du marché énergétique s'ordonnent autour du long terme et du court terme.

A long terme, il s'agit essentiellement de savoir quelle est la limite de prix sur laquelle doivent s'axer les investissements charbonniers. On doit souligner à nouveau que plus la situation générale du charbon est menacée dans la concurrence par suite de l'élévation des coûts de main-d'œuvre, plus les installations modernes à grand rendement apparaissent justifiées et rentables. Il y a une

base d'appréciation assez ferme dans le prix du charbon américain, qui ne paraît pas devoir s'accroître en termes réels, cependant que les frets à long terme sont susceptibles d'une estimation raisonnable : or, c'est le charbon américain qui constitue la source élastique d'approvisionnement. Dans cette hypothèse, il y aurait une limite de prix assez nettement définie pour le charbon destiné à la cokéfaction, c'est-à-dire celui pour lequel il n'y a pas de substitut. Il y a, en revanche, une incertitude du fait de la substitution possible au charbon, pour les usages de chauffe, du fuel-oil qui pourrait être disponible dans les quantités nécessaires, à des prix inférieurs à ceux de l'importation charbonnière.

Le problème, à court terme, est celui d'un marché de l'énergie primaire partagé entre la production de charbon, l'importation et le pétrole. La production charbonnière et ses prix manifestent une grande rigidité; le fret à l'importation fluctue avec une extraordinaire ampleur; les frets pétroliers sont régularisés, mais il y a d'importants écarts dans les prix du brut et du fuel oil.

La politique des prix du charbon apparaît ici décisive. Une limitation des prix en haute conjoncture comporte pour conséquence inévitable le maintien des prix et la protection des débouchés en basse conjoncture : il faut alors une protection non seulement contre l'importation charbonnière, mais aussi contre le développement du fuel-oil. Si la protection est limitée à l'importation charbonnière, le fuel-oil tire de cette situation un avantage supplémentaire pour accroître sa part dans le marché de l'énergie en basse conjoncture. Une politique de prix plus flexible pour le charbon, améliorant sa situation financière grâce aux bénéfices de haute conjoncture, ses moyens de défense propres en basse conjoncture, doit donc être envisagée pour répondre à une situation nouvelle. Encore faut-il que les variations de prix soient maintenues dans une amplitude raisonnable.

La grande différence avec la concurrence d'avant-guerre, où il s'agissait d'importations de charbon européen, c'est que les transports du charbon américain constituent un élément déterminant des prix rendu. Or les frets maritimes comportent une fluctuation qui va du simple au triple ou au quadruple, et entraîne une variation des prix rendu beaucoup plus ample que celle que peut supporter l'exploitation charbonnière européenne. A moins que cette fluctuation des prix rendu puisse être considérablement réduite, il n'est pas possible de maintenir l'unité du marché de l'énergie primaire entre les trois grandes sources qui l'approvisionnent. Les méthodes de régularisation ne peuvent ignorer l'incidence des coûts d'affretement dans la fluctuation des prix eux-mêmes.

Dans l'incertitude qui grève la concurrence du charbon importé, et surtout le niveau et l'évolution des prix du pétrole ou du fuel-oil, la politique énergétique ne peut méconnaître le point fixe d'accrochage que constitue le problème social des charbonnages : si une réduction graduelle des effectifs, étalée sur une longue période, ne soulève pas de difficulté, et peut même être considérée comme un progrès, il est en revanche nécessaire d'éviter des à-coups brusque dans l'emploi. Une politique énergétique bien conçue tendra par elle-même à plus de régularité dans la production : elle ne peut entièrement écarter l'idée que des mesures de circonstance pourront encore s'avérer nécessaires à la sauvegarde de l'emploi. Elles pourront être à la fois d'autant plus limitées et d'autant plus efficaces que la surveillance du marché et l'effort de prévision seront mieux assurés, et que la Communauté et les gouvernements disposeront d'instruments dont l'action peut être appliquée en temps opportun, quand il subsiste encore une marge qui permet d'éviter une détérioration de la situation.

## I. LA SITUATION ET LA POLITIQUE ENERGETIQUE DANS LES PAYS DE LA COMMUNAUTE

Il convient de résumer à grands traits la situation énergétique des pays membres (1) (2).

L'Allemagne est de loin le plus gros consommateur d'énergie de la Communauté. La mesure très grossière, que constitue une traduction en équivalent charbon, lui attribuerait 185 millions de tonnes \*) contre 122 à la France, 55 à l'Italie et 70 au Benelux. La houille, avec une part de quelque 70%, forme la base de l'approvisionnement énergétique; la Ruhr est le plus important bassin charbonnier d'Europe. Cependant, la part de la houille montre une tendance décroissante, tandis que la consommation de fuel-oil, qui n'a acquis de l'importance qu'à une date récente, s'élève rapidement; le développement de capacités propres de raffinage l'accompagne. Une part substantielle d'environ 15% de l'approvisionnement énergétique revient au lignite. Le pétrole et le gaz naturel ne sont produits que dans une mesure limitée rapportée à la consommation d'énergie; rapporté à la consommation intérieure de produits pétroliers, le pétrole brut extrait en couvre encore à peu près 30%. L'énergie hydraulique joue un rôle relativement réduit. Environ un cinquième du besoin global d'énergie de la République fédérale pour la consommation et l'exportation est couvert par l'importation.

-----  
\*) 193 Mns de t avec la Sarre

- (1) Dans ce chapitre et le suivant, les données sur les ressources et les besoins sont présentés pour fournir une image plus facile en millions de tonnes équivalent charbon. En pouvoir calorifique, la tonne équivalent charbon vaut 7 millions de calories. Il s'agit là d'une unité fictive, qui ne prétend à aucune rigueur, ni aucune portée générale. En particulier, il n'y a pas de bonne solution pour exprimer la valeur de l'énergie hydraulique, ni de l'uranium. L'énergie hydraulique est comptée, dans la suite, pour une valeur énergétique de 1 230 Kcal au kWh, mais cette méthode sous-estime la contribution de l'énergie hydraulique à la couverture des besoins; l'impossibilité de trouver une base de comparaison généralement valable entre l'énergie hydraulique et les autres formes d'énergie réduit ainsi la portée des comparaisons de pays à pays. Un facteur satisfaisant de conversion en unités énergétiques n'existe pas non plus pour l'uranium; par la suite, on en estime la contribution à la valeur des combustibles classiques, nécessaires à la production d'électricité dans les centrales thermiques, auxquels il se substituerait.
- (2) Les indications qui suivent sur la situation et la politique énergétique sont rédigées sous la responsabilité de chacune des délégations.

Au contraire, le charbon ne représente en France que 56% de la couverture des besoins en énergie primaire; le recours au pétrole et le développement du raffinage sont des traits marquants de la politique énergétique depuis la guerre; le gaz naturel prend une importance très notable pour tout le Sud-Ouest, et les découvertes de pétrole et de gaz au Sahara transforment les perspectives énergétiques. Enfin, la France est actuellement le pays le plus avancé de la Communauté dans le domaine nucléaire.

L'Italie dépend de l'importation pour environ la moitié de ses besoins d'énergie; à peu près dénuée de ressources en charbon, elle tire de l'hydroélectricité la plus grande part de son énergie électrique; son économie énergétique a été transformée par le gaz de la vallée du Pô; elle commence à disposer de pétrole sur son sol, y compris dans le Sud et en Sicile, et elle a une très importante industrie de raffinage.

Les Pays-Bas importent aussi la moitié de leurs besoins; leurs ressources propres sont limitées au charbon, au pétrole et au gaz naturel; par conséquent, l'électricité est d'origine thermique; l'industrie du raffinage est particulièrement importante et largement exportatrice.

La Belgique a longtemps fondé son économie sur le charbon, dont elle a été exportatrice; elle développe le recours au pétrole et le raffinage.

Le Luxembourg importe la presque totalité de son énergie primaire.

La structure de l'approvisionnement en énergie primaire et la part de la production et de l'importation sont résumées dans le tableau 9 pour l'ensemble des pays membres.

Deux autres tableaux présentés en annexe font apparaître plus en détail :

- pour l'énergie primaire, la répartition des ressources disponibles entre la production et l'importation nette, et la part des formes d'énergie primaire dans l'approvisionnement global;
- pour l'énergie livrée à la consommation, les formes qu'elle prend et les sources à partir desquelles elle est produite.

Ces données, très résumées, mettent en relief la grande diversité des situations énergétiques dans la Communauté, caractérisée, en particulier, par la part de la production et de l'importation, et par une autre grandeur qui y est liée, la part du charbon dans l'approvisionnement total. Les pays les plus importateurs sont aussi ceux où le pétrole occupe déjà la plus grande place. Enfin, certaines ressources sont pratiquement limitées au territoire de pays déterminés, tel le lignite en Allemagne, le gaz naturel et l'hydroélectricité produits sur une grande échelle en France et en Italie.

Sur cette situation de base on résumera ci-après la politique énergétique de chacun des Etats membres.

La politique énergétique, dans la République fédérale, fait partie intégrante d'une politique économique qui se donne pour objectif une économie de marché acceptant ses obligations sociales, mais reposant sur le principe de la concurrence par la productivité. En conséquence, elle tend à assurer l'approvisionnement énergétique le plus économique par une concurrence aussi peu faussée que possible entre les sources d'énergie, la responsabilité pour les décisions d'investissement étant laissée aux entreprises. Dans le cas où l'approvisionnement énergétique est aux mains d'entreprises publiques, ce qui vaut dans une large mesure pour l'électricité et le gaz, elles sont menées suivant les principes de l'économie privée. Dans l'intérêt de la productivité, en particulier de la capacité concurrentielle de l'industrie allemande sur le marché mondial, les consommateurs d'énergie doivent, en principe, avoir libre accès à l'énergie importée. Mais, d'autre part, une des tâches les plus importantes de la politique de l'énergie est de permettre à l'industrie

charbennière , qui forme encore la base de l'approvisionnement, une adaptation à la structure transformée du marché de l'énergie. Il s'agit avant tout de faciliter les reconversions tenant compte des nécessités sociales. Les interventions de l'Etat pour limiter les importations de charbon ou pour régler la concurrence du fuel-oil doivent être considérées comme des mesures temporaires destinées à éviter une évolution marquée de précipitation ou d'à-coups, et qui entraînerait des troubles graves pour l'économie.

L'orientation de la politique de l'énergie en France est définie, en collaboration avec les entreprises intéressées, par le Ministère de l'Industrie et du Commerce et par le Commissariat Général du Plan de Modernisation et d'Equipement.

Elle consiste dans l'élaboration de prévisions de consommation, la définition des programmes d'investissements, de production et d'importation, la détermination de la structure des prix de l'énergie et les aménagements éventuels du système fiscal correspondant. Les problèmes sociaux qui peuvent naître de transformation dans la structure de l'approvisionnement énergétique sont envisagées de manière à pouvoir mener une politique à long terme dans le domaine de la main-d'oeuvre. Si la France n'attend qu'un faible accroissement de la production charbennière, elle pousse en revanche l'utilisation de ses sites hydrauliques; elle compte sur un accroissement des disponibilités de gaz naturel et de pétrole dans la Métropole, et surtout sur les possibilités extrêmement importantes de la production de pétrole et de gaz naturel au Sahara.

La politique de l'énergie en Italie dépend du Comité Interministériel pour la Reconstruction, qui a pour mission de l'intégrer dans la politique économique générale du pays. L'importation représentant une proportion considérable de l'approvisionnement et les besoins devant augmenter très fortement avec le développement de la production générale, la réalisation du Plan Vanoni comporte un accroissement maximum de la production de toutes les sources économiques d'énergie. Les limites de l'équipement hydroélectrique tendant à être atteintes, les centrales thermiques, fondées sur le

gaz et le pétrole, et les centrales nucléaires prendront une importance croissante. Le financement des investissements repose en partie sur la participation de l'Etat dans de nombreuses entreprises énergétiques, et sur le rôle d'organismes semi-publics de crédit.

La politique belge, longtemps axée sur un développement maximum de la production charbonnière, s'oriente vers une rationalisation de cette exploitation, l'ouverture de nouveaux champs en Campine, l'abandon progressif d'une série de sièges non rentables. L'Administration des mines étudie notamment les besoins d'investissement, le Conseil national des charbonnages examine les problèmes de rationalisation et de fusion, l'Institut national de l'industrie charbonnière mène des recherches technologiques.

Le développement de l'industrie du raffinage est par ailleurs encouragé. Le principe de la politique énergétique est la liberté des prix qui a conduit, en particulier par certaines baisses de tarif, à développer la consommation d'énergie secondaire, conduisant à un meilleur rendement dans l'utilisation du charbon.

Les Pays-Bas, qui n'espèrent qu'une faible progression de la production charbonnière, poursuivent leurs recherches pour découvrir du pétrole et du gaz naturel, mais doivent compter avec une situation où éventuellement l'énergie classique d'origine intérieure, qui couvre environ la moitié des besoins aujourd'hui, n'en couvrira plus que moins du tiers. La transformation de l'énergie est poussée aussi loin que possible pour l'économiser, notamment par l'extension de la capacité de raffinage et par le développement de la production d'électricité. Il y a, à cet égard, de grands projets pour le développement de l'énergie nucléaire, destinée à représenter en 1975 50% de la totalité de l'énergie électrique et 15% de la totalité de l'énergie consommée. Les plans ainsi établis ne représentent que des essais de prévisions cohérentes sans comporter de force contraignante. L'Etat, bien que propriétaire de plusieurs mines parmi les plus importantes, laisse la politique des prix et des investissements à l'initiative des entreprises elles-mêmes. Toutefois, l'Etat possède un droit exclusif d'achat du gaz naturel et peut exercer une certaine influence sur la politique des prix et la politique d'investissement des entreprises publiques d'électricité.



L'énergie électrique produite au Luxembourg est fournie presque entièrement par les centrales sidérurgiques qui la produisent à partir du gaz des hauts fourneaux. Ce caractère unilatéral de l'approvisionnement en électricité s'atténuera au fur et à mesure que les centrales hydroélectriques projetées et partiellement en voie de construction auront commencé à fonctionner. Le gaz pour la consommation domestique est exclusivement fourni par des usines à gaz exploitées par les municipalités. Etant donné que le Luxembourg doit importer la totalité des combustibles qu'il consomme, son industrie sidérurgique fait des efforts considérables afin de réduire la consommation spécifique d'énergie par tonne d'acier produite. L'aménagement hydroélectrique de Vianden rentre également dans la politique énergétique de Luxembourg. Cette centrale de pompage, dont la construction sera commencée en 1959, a pour objet la valorisation du courant de nuit. La puissance installée sera de 320 000 kW et plus tard de 640 000 kW. La centrale de Vianden garantit non seulement la couverture de l'augmentation des besoins du Luxembourg en énergie électrique pour une longue période, mais est destinée également à rendre de grands services dans le cadre de la marche en parallèle des réseaux européens.

Si la diversité des situations a jusqu'ici largement expliqué la diversité des politiques, on constate aujourd'hui que la limitation de fait des ressources qui peuvent être tirées du charbon, la dépendance inévitablement accrue au pétrole, tendent à rapprocher les conditions d'approvisionnement des pays de la Communauté. Cette atténuation des disparités ouvre la voie à une harmonisation des politiques que le développement de l'intégration économique rend désormais plus pressante.

Les plus grandes divergences se situent dans les instruments qui sont appliqués pour atteindre les objectifs d'une politique énergétique. Les options fondamentales à cet égard peuvent être regroupées autour de deux grands thèmes : les problèmes qui se posent dans les relations avec l'extérieur; le rôle des prix et des plans.

La préférence donnée aux ressources internes ou l'acceptation d'une dépendance à l'importation se rattachent à une politique économique d'ensemble. Une politique généralement plus protectionniste, réduisant pour l'ensemble de l'économie la dépendance à l'importation, réduit du même coup le besoin d'exporter : de ce fait, l'assurance de pouvoir payer des importations énergétiques considérables se réduit, et un développement préférentiel des ressources internes est la conséquence normale de cette orientation générale. Au contraire, un pays qui suit une politique libérale du commerce extérieur est plus dépendant du développement de ses exportations ou, plus généralement, de ses ventes de biens ou services au dehors : du même coup il doit attacher au bon marché des approvisionnements énergétiques une importance particulière, même si cette condition n'est remplie qu'en recourant à l'importation, que le caractère concurrentiel des productions exportables devra permettre de couvrir.

Des écarts aussi grands peuvent séparer le choix des moyens généraux d'orientation auxquels il est fait appel pour le développement des ressources énergétiques et leurs différents emplois. On schématisera deux positions extrêmes, la réalité dans chaque pays étant plus proche de l'une ou de l'autre, mais empruntant toujours quelques traits de la solution rejetée en principe. Une formule est la liberté totale dans le domaine des prix, considérés comme le seul guide valable de la production, de l'importation et de la consommation. L'autre formule est, pour ce secteur décisif de l'énergie, l'établissement d'un plan de développement. A partir de là il devient naturel d'user des moyens de politique économique qui permettent d'ajuster les réalisations au plan, en corrigeant les prix par des aides ou par des taxes, en recourant dans des cas extrêmes à des répartitions ou des interdictions. De son côté, le principe de la liberté pure se tempère en fait de certains efforts de prévisions et, le cas échéant, d'interventions pour éviter des fluctuations trop amples des prix, des différences trop grandes entre les consommateurs, ou des dangers pour le maintien des capacités de production ou pour la continuité de l'emploi.

Dans l'effort nécessaire pour dégager des principes communs, il va de soi qu'ils ne peuvent s'inspirer exclusivement de la pure constatation des prix à un moment donné, ni d'une totale planification qui, au surplus, ne trouvent ni l'une, ni l'autre une application totale dans aucun des pays membres. Le succès du Plan Schuman, puis des Traités de Rome, tient à ce qu'il a été possible de dégager une synthèse qui, par sa cohérence et par son attention aux réalités, a permis le recentre des préoccupations légitimes de tous les participants. Le principe en est certainement de développer dans un marché plus large l'initiative des entreprises et le libre choix des acheteurs, mais en même temps de veiller aux conditions qui permettent que ces libertés coïncident avec l'intérêt économique général, que l'expansion soit maintenue, que les dislocations soient évitées. C'est dans la même direction que doit être recherchée une coordination de la politique énergétique : elle reposera sur le libre choix du consommateur, orientée par des prix dont les éléments de distorsion seront autant que possible écartés; dans la mesure où les mouvements de prix risquent de faire obstacle à la continuité de l'emploi, à l'unité du marché, à l'usage rationnel des formes d'énergie, on conviendra de mécanismes régulateurs, aussi limités et légers qu'il sera possible de les concevoir. L'accent doit être mis sur l'amélioration des prévisions à court terme, et sur la disponibilité permanente d'instruments prêts à entrer en action à temps, sans attendre que la situation se détériore; et, parallèlement un effort de prévision à long terme est inévitable étant donné le poids des investissements, la durée de leur réalisation et plus encore de leur utilisation; enfin, dans un domaine où les considérations à long terme jouent un rôle aussi important, le principe fondamental dont la politique de l'énergie ne doit pas se départir, c'est la continuité des vues, des principes et des méthodes, en place des brusques à-coups qui font obstacle au développement rationnel des capacités de production et de l'ensemble des approvisionnements en énergie.

Une coordination valable ne sera finalement assurée que si des principes communs peuvent être dégagés, qui tendent à une orientation économique optimum de la politique énergétique. Cet objectif ne peut être atteint que progressivement, étant donné les limites actuelles de l'intégration, aussi bien que les différences entre les pays, qui résultent des structures et des politiques. Une exigence minimum est d'assurer des échanges d'informations sur les expériences faites, leurs résultats, les mesures envisagées; un effort d'harmonisation immédiat doit au moins éviter que des actions différemment orientées provoquent, entre les pays de la Communauté, des perturbations réciproques. Il y a là une voie réaliste et pratique dans la direction d'une coordination effective et, finalement, d'une politique commune.

Pour esquisser les actions concrètes qui répondent à ces quelques principes, il faut envisager de substituer à la considération des pays séparés une présentation sommaire des grands traits de la situation énergétique pour la Communauté dans son ensemble, des perspectives de ressources et d'approvisionnement, des formes sous lesquelles l'énergie est livrée ou consommée.

## II - LA STRUCTURE DE L'ECONOMIE ENERGETIQUE DANS L'ENSEMBLE DE LA COMMUNAUTE

### A) Les bilans d'énergie et leur enseignement

On raisonnera sur la base de l'année 1955, pour laquelle des données relatives au bilan énergétique de la Communauté ont été pleinement exploitées, et qui sert de base à l'ensemble des prévisions à moyen et long terme sur les perspectives de ressources et de besoins d'énergie.

Un premier graphique fait apparaître la manière dont l'énergie est mise à la disposition des consommateurs. Il met en évidence les différentes sources d'énergie primaire produite ou importée, les livraisons soit directes à la consommation, soit par le détour de la transformation en énergie secondaire. Du même coup est mise en évidence la contribution de différentes sources en concurrence à la production de certaines formes d'énergie secondaire, notamment le gaz et l'électricité.

La surface des rectangles correspondant à chacune des formes d'énergie, réparties suivant les stades d'élaboration, exprime, en équivalent houille, leur contribution à l'approvisionnement global.

Un deuxième graphique fait apparaître l'utilisation des disponibilités en énergie retracées par le premier graphique, c'est-à-dire la contribution de chaque forme d'énergie finale à la marche de chacun des grands secteurs de l'économie.

Cette présentation d'ensemble ouvre la voie à l'établissement de perspectives énergétiques par une corrélation globale avec le développement économique dans son ensemble, par une analyse des consommations à prévoir dans chaque secteur d'activité, enfin par une appréciation des disponibilités qui pourront se présenter dans les différentes formes d'énergie.

Une rapide comparaison des chiffres principaux pour quelques années caractéristiques livre quelques constatations essentielles.

- De 1870 à 1955, la production mondiale d'énergie commerciale a augmenté annuellement d'environ 3,2 à 3,5 %. La production de pétrole, de gaz naturel et, dans une plus faible mesure, d'énergie hydraulique, s'est développée beaucoup plus rapidement que l'extraction houillère.
- Aux alentours de 1936, la consommation intérieure brute d'énergie des pays de la Communauté était de 295 millions de tonnes équivalent houille, soit 2,1 tonnes par habitant; en 1955, cette consommation était passée à 390 millions de tonnes équivalent houille, soit 2,4 tonnes par habitant.
- L'hydroélectricité mise à part à cause des difficultés de la ramener à une unité commune, la part des différentes formes d'énergie primaire dans les ressources de la Communauté de 1950 à 1955 a évolué comme suit:

houille	76	à	67	%
lignite	9	à	8	%
pétrole	15	à	26	%

- La part de l'énergie secondaire va croissant, de 52 % en 1950 à plus de 60 % en 1955.
- La part des importations brutes d'énergie dans l'approvisionnement global est passée de 17 % en 1950 à environ 29 % en 1955.

#### B) Perspectives des besoins

Les prévisions globales sur les besoins d'énergie ou sur les ressources internes, quelles que soient les incertitudes dont elles sont grevées, servent à fixer les ordres de grandeur du problème avec lequel la Communauté se trouvera confrontée; à ce titre, ils peuvent encore être corrigés à la suite d'un réexamen plus approfondi; les conclusions d'action, étant donné les considérations sur lesquelles elles s'appuient, ne devraient pas s'en trouver affectées. D'autant qu'il importe beaucoup plus pour une politique énergétique d'analyser les facteurs qui détermineront les besoins

en telle ou telle forme d'énergie, le développement des ressources internes et la dépendance à l'importation.

1.- C'est au bénéfice de ces remarques qu'on rappellera d'abord sur la base de quelles hypothèses un bilan sommaire peut être tenté pour les années 1965 et 1975. Le point de départ est constitué par les prévisions relatives à l'évolution économique générale de 1955 à 1965.

	Population active	Productivité globale	Produit national brut à prix constant	Production industrielle
Indice 1965/55	108	136	148	161
Taux d'accroissement (annuel)	0,8	3,2	4	4,9

Les taux d'accroissement sont inférieurs à ceux des huit ou dix dernières années. Ils sont toutefois supérieurs à ceux qui ont été calculés dans nos pays au cours de longues années d'expérience. Ils postulent une régularité satisfaisante dans le rythme du progrès économique pour les pays de la Communauté.

Comme la réalisation de certains investissements peut, dans le domaine de l'énergie, durer beaucoup plus de dix ans, le travail a dû être complété à l'aide d'une estimation portant sur la période qui va au delà de 1965. Cette estimation a seulement le caractère d'un ordre de grandeur possible. En acceptant pour la période de 1965 à 1975 un rythme d'expansion notablement inférieur à celui qui est prévu jusqu'à l'année 1965, on obtient pour la Communauté les estimations suivantes :

Produit national brut

1975

Indice  
1965 = 100

131

Indice  
1955 = 100

195

De 1950 à 1955, tandis que le produit national brut à prix constant augmentait de 32 %, la consommation finale d'énergie dans la Communauté s'est accrue de 37 %: cette période a présenté des caractéristiques exceptionnelles, notamment sous l'effet d'une progression remarquable de la production d'acier, beaucoup plus forte que celle du produit national, et sous l'effet des besoins de carburant entraînés par l'accroissement extrêmement rapide du parc automobile. Pour établir des précisions d'avenir, il faut à la fois raisonner sur une expérience d'une période beaucoup plus longue et sur la base d'analyses détaillées par grands secteurs de consommation. Plusieurs facteurs se combinent pour déterminer la tendance future de la consommation d'énergie: l'accroissement des besoins lié aux progrès de la production même; l'accroissement de la consommation en fonction du temps sous l'effet d'une mécanisation accrue et d'un développement du confort; en sens inverse, les progrès techniques entraînent une diminution de la consommation d'énergie par unité de production. La résultante qui se dégage, pour l'ensemble de la Communauté, serait un accroissement de la consommation d'énergie compris entre 0,75 et 0,80 % pour chaque accroissement de 1 % du produit social dans son ensemble.

Les prévisions formulées sur les bases de ces hypothèses et des méthodes améliorées permettent d'escompter un accroissement d'environ 75 % de la consommation d'énergie pour la période de 1955 à 1975, soit un taux annuel d'environ 2,8 %.

L'approvisionnement total nécessaire en énergie pour la Communauté s'élève un peu moins du fait de la part décroissante de l'exportation. Il présenterait la tendance ci-après:

(en millions de t.é.h.)

<u>1950</u>	<u>1955</u>	<u>1960</u>	<u>1965</u>	<u>1975</u>
309	433	503	582	717-760

2.- Une telle addition des différentes formes d'énergie masque cependant la diversité des emplois auxquels elles sont affectées.



Il convient de distinguer trois grandes orientations :

- 1) l'énergie chimique, essentiellement pour la réduction des minerais, mais aussi pour l'électrolyse; il convient d'y ajouter l'utilisation de charbon et de pétrole comme matières premières dans des fabrications chimiques;
- 2) l'énergie mécanique, soit pour les transports, soit pour les installations fixes;
- 3) l'énergie thermique, soit pour l'industrie, soit pour le chauffage domestique.

Cette distinction est essentielle. En effet, l'énergie chimique comporte dans l'état actuel de la technique un appel spécifique au coke dans les hauts fourneaux; quant à la carbochimie et à la pétrochimie, elles sont plus importantes maintenant par la valorisation qu'elles donnent aux produits de base que par les tonnages qu'elles absorbent.

L'énergie mécanique est, elle aussi, fortement spécifique: les transports routiers, maritimes et fluviaux font exclusivement ou essentiellement appel aux produits pétroliers, les transports ferroviaires restent partagés entre l'électricité, le pétrole et le charbon, la part de ce dernier s'annonçant décroissante. L'énergie mécanique fixe devient presque exclusivement le domaine de l'électricité, le passage de la machine à vapeur au moteur électrique étant maintenant, à l'exclusion de certaines installations minières, une révolution à peu près entièrement accomplie; il s'y ajoute cependant les moteurs diesel et des turbines à gaz de hauts fourneaux.

Le domaine fondamental de concurrence entre le charbon et les produits pétroliers est constitué par les besoins de chauffe, y compris le fonctionnement des centrales électriques. Dans l'état actuel des techniques et dans les relations présentes de prix, l'électricité ne joue pour cet usage qu'un rôle tout à fait marginal.

Ce rôle peut cependant croître, notamment avec les progrès de la climatisation, et compte tenu des commodités que donne un chauffage qui peut être interrompu ou rétabli suivant les besoins, en évitant les temps morts que comportent dans cet usage d'autres formes d'énergie. A plus long terme il convient d'envisager l'intervention de l'énergie nucléaire dans la propulsion; il s'agira principalement des transports maritimes, éventuellement aussi des transports aériens. Enfin, à part sa transformation en courant électrique, on doit envisager, pour l'avenir, un emploi direct de l'énergie nucléaire pour les besoins de chaleur industrielle et pour le chauffage urbain collectif.

On est donc amené à essayer de chiffrer l'évolution de ces trois grandes affectations de l'énergie.

Consommation d'énergie finale selon utilisation

(en mns de t.é.h.)

	1955	1960	1965	1975
I. Energie chimique	43,1	48,9	58,0	73,3
II. Energie mécanique	61,2	76,6	95,8	128,3
III. Energie thermique a	205,9	237,6	268,8	311,3
IV. Total	310,2	363,1	422,6	512,9

Dans cet ensemble, les besoins spécifiques sont constitués essentiellement par la consommation probable de coke et celle du gaz qui l'accompagne, qui font appel au charbon, - le développement des transports où la part des produits pétroliers est prédominante - enfin la demande d'électricité.<sup>(1)</sup>

(1) On trouvera en Annexe A des analyses plus précises sur ces différents besoins.

C) Perspectives des ressources

Face à ces indications, qui cernent certains besoins bien déterminés correspondant à des formes d'énergie spécifique, il convient de considérer le développement probable des ressources propres à la Communauté.

Les sources d'énergie primaire de la Communauté sont à la fois limitées et, pour une grande part, bien déterminées. La principale reste de loin la houille.

On peut considérer comme capacité technique maxima celle qui peut être assurée en supposant que les investissements nécessaires seront réalisés, que la main-d'oeuvre nécessaire sera disponible, sans que pour autant les coûts de la production supplémentaire s'écartent sensiblement de ce que seront au même moment les coûts moyens de production. On voit que cette notion comporte déjà en elle-même une certaine appréciation économique. Elle constitue cependant une limite supérieure, qui ne sera pas atteinte si les investissements ne sont pas commencés à temps, si les possibilités d'extraction sont réduites sous l'effet d'une réduction des effectifs ou du temps de travail, si, enfin, du fait des conditions de concurrence, certaines capacités doivent être éliminées ou ne peuvent pas être développées. C'est sous ces réserves qu'on a estimé à 320 millions de tonnes la capacité techniquement réalisable en 1975, la production étant, dans cette hypothèse favorable, légèrement inférieure à 300 millions.

A côté du charbon, le lignite joue un rôle important en Allemagne. L'autre source d'énergie primaire déjà largement utilisée est l'hydroélectricité. On compte sur un développement rapide des combustibles liquides et gazeux.<sup>(1)</sup> Les ressources en

---

(1) Voir Annexe B (Prévisions de ressources pour la Communauté)

pétrole, sur les territoires européens, sont aujourd'hui limitées; en revanche, le gaz naturel joue un rôle important en Italie et en France, et surtout, si le pétrole brut est à trouver hors d'Europe, les ressources du Sahara tendront à représenter une masse équivalente à une grande part des besoins, et il faut compter sur un apport de gaz naturel saharien quand les difficultés techniques concernant le transport auront été surmontées.

De même qu'on s'est efforcé de fixer les besoins qui font appel à une forme déterminée d'énergie, il convient de mettre à part les ressources qui seront en tout cas utilisées à la limite de la production possible:

- a) Il s'agit, d'une part, des formes d'énergie dont le prix de revient est particulièrement avantageux: ce sont le gaz naturel et le lignite.
- b) Il s'agit, d'autre part, des formes d'énergie qui sont des sous-produits et qui sont bon marché du fait qu'elles doivent être en tout état de cause employées: ce sont les bas-produits charbonniers et le gaz de haut fourneau. La ressource est ici fonction de la production charbonnière globale d'une part, de la production de fonte d'autre part. L'utilisation de ces ressources énergétiques est presque uniquement la transformation en courant électrique.
- c) Prennent pratiquement la forme exclusive d'une production interne l'hydroélectricité et la cokéfaction: mais le volume dépendra dans un cas des limites de coûts et des possibilités financières, dans l'autre de la production de fonte.

On peut résumer l'ensemble des considérations déjà énoncées dans le tableau suivant (en mns t.équ.h.)

	1955	1960	1965	1975	
1. BESOINS GLOBAUX D'ENERGIE PRIM.	390,2	462,6	540,8	675,8 <sup>(1)</sup> (718,4)	
2. RESSOURCES INTERIEURES TOTAL <sup>(2)</sup>	300,7	329,2	372,7	470,1	
dont: charbon (max.technique)	247,5	256,5	271,6	297,0	
lignite	26,1	30,9	35,4	40,4	
hydraul. géothermiques	13,7	16,5	19,9	25,2	
nucléaires	--	--	10,3	46,0	
pétrole (Europe)	7,5	13,0	18,1	35,9	
gaz naturel (Europe)	5,9	12,3	17,4	25,6	
3. IMPORTATIONS NETTES NECESSAIRES (Energie classique) dont	85,4	133,4	168,1	205,7 (248,3)	
production possible					
au Sahara					
a) pétrole	--	15,00	75,0	150	
b) gaz naturel	--	--	30,00	60,00	
4. DECOMPOSITION DES BESOINS					
a) <u>spécifiques</u>					
-Equivalent de charbon pour la consommation de coke	56,1	68,0	80,6	101,9	
-Equivalent de pétrole pour la consommation de produits pétroliers pour transports	35,9	51,4	69,3	92,8	
-Electricité (hydraulique et géothermique)	13,7	16,5	19,9	25,2	
TOTAL	105,7	135,9	169,8	219,9	
b) <u>concurrentiels</u>					
-Usages thermiques pour la production d'électricité	55,8	73,5	93,4	145,4 (197,8)	
-Autres usages thermiques	228,7	253,2	277,6	310,5 (300,7)	
TOTAL	284,5	326,7	371,0	455,9 (498,5)	
5. DISPONIBILITES PREVISIBLES					
a) <u>Charbon</u> (mns t.équ.h.)					
-Production de coke	77,4	85,4	95,4	110,9	
-Enfournement de fines à coke	102,9	113,6	126,9	147,5	
-Product.totale de charb.gras	119,1	131,4	146,8	170,7	
-Product.totale de charb.gras et anthrazite	152,7	165,0	180,4	204,3	
b) <u>Produits pétroliers</u> (mns t.équ.h.)					
-Consommation de carburant	30,6	--	59,1	79,2	
RAPPORT entre production de fuel et de carburant	53,3	1965		1975	
	46,7	50	66,6	50	66,6
Tonnage de fuel	53,3	50	33,3	50	33,3
Pétrole brut nécessaire (les produits énergét. représentent 81,4% du brut)	76,7	59,1	118,2	79,2	158,4
		138,4	207,6	185,5	278,2

(1) Dans l'hypothèse d'un quadruplement de la consommation d'électricité

(2) Excl. la production de gaz de haut fourneau.

En ce qui concerne les différentes sources d'énergie, il s'agit de possibilités techniques de production,

### III - LES DONNEES ET LES CHOIX

Les indications sur l'accroissement global des besoins d'énergie, la limite maxima des ressources propres que la Communauté peut trouver vraisemblablement sur son territoire permettent déjà de situer l'ordre de grandeur de la dépendance irréductible à l'importation, la décroissance de la part du charbon dans la couverture des besoins globaux d'énergie.

Dans l'hypothèse d'une production charbonnière maxima, l'importation rapportée à l'approvisionnement total en énergie classique atteint déjà les pourcentages suivants :

<u>1955</u>	<u>1960</u>	<u>1965</u>	<u>Tendance 1975 (1)</u>	
20,4 %	27,3 %	29,8 %	29,4 %	- 33,7 %

---

(1) sur la base d'un triplement et d'un quadruplement de la production d'électricité jusqu'à 1975.

Ce tableau appelle cependant quelques commentaires. Il s'agit de proportions d'importation, <sup>dans</sup> l'approvisionnement en énergie classique, dans une hypothèse de production très élevée de charbon. Ce que seront les dépenses effectives d'importation pour l'approvisionnement en énergie total dépend des conditions d'approvisionnement total pour l'énergie nucléaire, dont l'intervention aboutit au moins à limiter la part de l'importation en énergie classique. On notera, par ailleurs, que les perspectives de ressources du Sahara apparaissent d'ores et déjà très considérables. Le fait qu'elles sont incluses dans une des zones monétaires de la Communauté est important pour la balance des paiements; le fait qu'il s'agit de territoires relevant du Traité de Rome est important quant aux aspects purement économiques de la sécurité d'approvisionnement.

La part du charbon, importations comprises, et de la production charbonnière même poussée à la limite, se traduiraient par les pourcentages approximatifs ci-après de l'approvisionnement global :

	<u>1955</u>	<u>1960</u>	<u>1965</u>	<u>1975</u>
Consommation	66,8 %	62,5 %	56,5 %	48,3 %
Production	65,5 %	56,6 %	51,1 %	44,6 %

---

Ces constatations, jointes aux données déjà présentées sur la diversité des besoins spécifiques portant sur telle ou telle forme d'énergie, écartent d'entrée de jeu toute réponse simple au problème d'une politique énergétique d'ensemble.

La réponse n'est pas dans une production maxima de charbon, puisqu'en tout état de cause la marge qui pourrait être ainsi gagnée ne représenterait que quelques pour-cent de plus dans la couverture des besoins totaux dont la production charbonnière n'assurera plus au maximum qu'environ la moitié.

Un plafonnement des importations totales d'énergie ne peut être non plus la réponse unique, pour des raisons techniques d'abord, aussi longtemps que l'énergie nucléaire n'est directement affectable ni à la couverture des besoins de chauffe, ni à une grande partie des transports, mais aussi pour des raisons de prix.

La politique de l'énergie est en effet une part de la politique économique, où les relations des prix et le financement des investissements sont des considérations décisives. Les investissements dans les secteurs énergétiques sont très lourds par suite de la part du capital dans le coût de production total et, dans de nombreux cas, de la très-longue période qui est nécessaire pour l'établissement des installations. Les dépenses portent à la fois sur la mise en valeur des sources d'énergie primaire, la transformation de l'énergie pour répondre

à la demande accrue d'énergie secondaire, finalement la distribution, dont les coûts peuvent, dans certains cas, l'emporter sur ceux mêmes de la production ou de la transformation. On ne dispose actuellement que de premières estimations très sommaires sur les coûts unitaires d'investissements et, par conséquent, sur le volume global des investissements énergétiques (1).

C'est seulement sur la base d'évaluations plus précises qu'on pourra situer concrètement le problème central où se résume la politique énergétique : un arbitrage entre l'investissement direct dans l'énergie et le recours à l'importation, avec ses avantages, ses risques et le développement de la capacité d'exportation qu'il implique.

Ce problème général n'a pas à être résolu une fois pour toutes.

Il ne se pose pas dans les mêmes termes pour l'immédiat, à échéance de 4 ou 5 ans, à échéance de 20 ans. Dans l'immédiat, c'est l'équilibre du marché charbonnier qui est préoccupant et, si rapide que soit le développement de la consommation des produits pétroliers, en particulier dans certains pays, il n'explique qu'une fraction faible de la réduction de la demande apparente de combustibles solides.

Le problème du charbon et des produits pétroliers, est, au contraire, le problème central pour les années qui viennent, avec ses implications politiques et ses répercussions économiques.

La préparation d'une solution par la voie de l'énergie nucléaire est engagée. Mais elle ne modifiera les données fondamentales du bilan qu'à échéance plus lointaine.

Une politique de l'énergie doit à la fois être fondée sur les réalités actuelles et leur évolution probable et, en même temps, être assez souple pour amortir les effets d'erreurs inévitables dans les prévisions. En d'autres termes, les pré-

---

(1) voir annexe



visions sont le contraire d'un plan rigide : elles sont faites pour éclairer une politique, qui cherche à fixer un cadre et des règles du jeu tels que l'action s'adapte aussi spontanément que possible aux exigences d'équilibre et aux besoins de développement.

L'option centrale où se résume la politique de l'énergie - capacité d'investissement ou capacité d'importation - se circonscrit, en fait, sur une partie seulement de l'approvisionnement énergétique.

Le domaine des choix étant ainsi délimité, les modalités qui s'imposent doivent tenir compte des caractéristiques économiques divergentes des différentes formes d'énergie :

- a) quant aux variations conjoncturelles : il apparaît que l'accroissement de la consommation pour l'électricité, d'une part, pour les produits pétroliers, de l'autre, suit une tendance assez continue, relativement peu affectée par les variations conjoncturelles qui sont, au contraire, très sensibles pour le charbon;
- b) quant au rapport de la capacité et de la production : un écart considérable s'introduit entre la capacité et la production dans le cas de l'électricité; c'est le problème du facteur de charge et des pointes. La capacité et la production doivent être très voisines l'une de l'autre en ce qui concerne le charbon. La différence entre les formes d'énergie, à cet égard, tient d'une part au caractère normal et au coût de stockages à court terme, d'autre part, à la flexibilité de la production;
- c) quant au stockage : il se produit toujours à court terme en ce qui concerne le charbon, qui est acheté de manière discontinue par les utilisateurs; l'importance des stocks est considérable pour les produits pétroliers; il y a un stockage du gaz soit dans les gazomètres, soit sous les formes

plus avantageuses de stockage souterrain; en matière d'électricité, à part le rôle négligeable des accumulateurs, le stockage prend la forme de bassins de retenue, ou de stations de pompage utilisant des excédents de courant à certaines heures pour recréer des réservoirs;

- d) quant aux possibilités de variation des prix : c'est dans la production de charbon et dans celle de gaz manufacturé que les possibilités de renoncer provisoirement à couvrir la totalité des coûts de production sont les plus limitées, les dépenses courantes d'exploitation représentant plus de 80 % des dépenses totales;
- e) quant à la flexibilité de production; c'est dans le charbon qu'elle est la moins grande à cause des caractéristiques des mines en Europe; toutes les autres formes d'énergie ont, au contraire, une grande facilité d'adaptation; et surtout la rigidité du charbon tient à ce que seul, de toutes les formes d'énergie, il emploie beaucoup de main-d'oeuvre; l'aspect le plus sérieux et le plus difficile de la politique énergétique est le problème social qui se pose dans le charbon, si les variations de la demande entraînent de brusques à-coups dans l'emploi.

Sur ces bases, l'objet de cette note est de proposer une orientation d'ensemble de la politique énergétique considérée comme une partie de la politique économique et de discuter la possibilité de certaines premières mesures concrètes, limitées dans leur application aux problèmes les plus immédiats. C'est seulement quand des informations plus étendues auront pu être recueillies sur les coûts d'investissement et sur les coûts prospectifs de production qu'il sera possible, dans une deuxième phase du travail, de présenter des propositions sur les développements qui devraient être poursuivis dans les différents secteurs de l'énergie, c'est-à-dire de prolonger la politique

énergétique par l'établissement de véritables objectifs généraux applicables à l'ensemble de l'énergie et qui devront prendre en considération les besoins et les ressources de territoires européens de la Communauté aussi bien que des territoires associés.

On désire ici souligner une fois pour toutes, sans que cette réserve doive être répétée à chaque point qui sera évoqué par la suite, que les orientations générales doivent être considérées à cette phase du travail comme constituant essentiellement des thèmes de réflexion, les quelques mesures concrètes portant sur la situation à moyen terme comme de premières tentatives auxquelles une élaboration ultérieure permettra d'apporter éventuellement des compléments ou des substituts.

IV - RECHERCHE D'UNE LIGNE GENERALE POUR UNE POLITIQUE DES PRIX

La diversité des sources et des emplois d'énergie, le rôle de la transformation et du transport à l'intérieur du secteur même de l'énergie exigent, pour éviter un véritable chaos, qu'une orientation générale domine la politique des prix pour l'ensemble des formes de l'énergie.

Les discussions courantes dans ce domaine opposent la doctrine de l'énergie bon marché, afin de faciliter le développement économique, et de l'énergie chère, afin de pousser à l'économie d'une ressource précieuse où l'Europe est déficitaire.

Il n'est possible de retenir ni l'une ni l'autre formule qui aboutissent à fausser entièrement l'orientation des investissements dans l'ensemble de l'économie.

En matière énergétique, il existe deux grandes sortes d'investissements : ceux qui tendent à la produire et à la mettre à la disposition des utilisateurs; ceux qui tendent à opérer des économies dans l'utilisation, c'est-à-dire à augmenter le rendement obtenu d'une même quantité d'énergie. C'est seulement si le prix de l'énergie obéit à une logique économique que les investissements s'orientent spontanément vers la répartition la moins coûteuse pour l'ensemble de l'économie.

Chercher à maintenir trop bas le prix d'une ressource de base, comme le charbon, c'est simultanément en accroître la demande en décourageant les investissements qui tendent à l'économie, et diminuer les moyens d'investissement nécessaires pour élargir la ressource. Le prix de vente fait naturellement pression sur les prix de revient, mais ce sont deux termes qu'il faut essentiellement éviter de confondre ; une pression intempestive sur les prix à certains moments peut au contraire priver la production des moyens véritables d'abaisser son prix de revient futur.

Inversement, des prix de l'énergie abusivement élevés conduisent à d'autres investissements excessifs pour l'économie : pour réduire la consommation d'essence dans les moteurs, on aboutit à des solutions dommageables à la durée de vie des voitures et, par conséquent, à un accroissement coûteux de la production dans ce domaine. Le cas est encore plus évident quand il y a, par des manipulations arbitraires, un substitut beaucoup moins coûteux d'une forme d'énergie donnée, comme par exemple on aboutit à inciter au montage de moteurs Diesel sur des voitures de tourisme.

Le problème de l'équilibre à chercher est d'autant plus sérieux que les formes d'énergie se transforment les unes dans les autres; il y a concurrence entre l'énergie primaire et l'énergie secondaire, ou entre les diverses formes d'énergie primaire pour fabriquer la même énergie secondaire.

Supposons que l'électricité soit vendue trop cher par rapport au charbon, on retarde la substitution de moteurs électriques aux machines à vapeur dans des conditions qui peuvent diminuer le rendement énergétique global. Une relation inverse détruira aussi bien l'harmonie entre les prix et le rendement.

Ce n'est pas à dire que les prix doivent être différenciés suivant les utilisations, pour encourager celles où est obtenu le meilleur rendement, décourager celles où les pertes sont les plus grandes. Un système de prix bien construit doit au contraire avoir automatiquement cet effet, un même prix étant comparativement avantageux avec un bon rendement et difficile à supporter avec un rendement médiocre.

Pour qu'il y ait un arbitrage par les mécanismes économiques eux-mêmes entre investissements de production et investissements d'économie, soit auprès des utilisateurs, soit dans la transformation ou le transport même de l'énergie, il convient que l'acheteur (qu'il soit transformateur ou utilisateur final), paye le coût de la production supplémentaire qui est nécessaire pour répondre à sa demande. Telle est la justification simple du principe de la tarification au coût marginal.

Encore doit-il être correctement interprété : il ne s'agit pas de la distinction plus ou moins grossière entre frais fixes et frais proportionnels; il s'agit de la variation des dépenses totales pour une variation donnée de la demande.

Telle est la loi qui joue dans un marché de parfaite concurrence. Le prix s'établit au niveau du coût moyen de l'entreprise la plus coûteuse nécessaire à l'approvisionnement du marché. Chaque entreprise pousse sa production jusqu'au point où le coût marginal est égal au prix du marché. Au contraire, s'il existe des éléments de monopole, il peut y avoir un écart entre les prix et les coûts marginaux. En particulier, le maximum de profit peut être obtenu par une réduction de la production qui augmente le prix, de sorte que les ressources productives ne seront pas utilisées à plein dans ce secteur, même si elles peuvent y rendre des services supérieurs à ceux qu'elles rendent dans d'autres secteurs. Si, pour des raisons d'économie dans le prix de revient, la constitution d'un monopole est nécessaire, ce qui est notamment le cas dans une zone géographique déterminée pour le gaz et pour l'électricité, l'optimum peut être maintenu par une gestion du monopole, où le tarif de vente est égal au coût marginal.

Il résulte de là que le problème n'est pas de savoir, pour découvrir le risque de distorsions dans l'économie énergétique, si les prix suivant les secteurs de production sont libres, ou contrôlés, ou même fixés par la puissance publique. Il s'agit de savoir suivant quel principe économique ils sont établis : un contrôle du monopole privé pour l'amener à la gestion au coût marginal apparaît, si cette intervention est nécessaire, comme plus conforme à l'équilibre économique que la liberté d'un monopole utilisé à la maximisation du profit.

La formule du coût marginal demande toutefois à être précisée. Prise au pied de la lettre, elle signifierait que le prix peut être appelé à changer à tout instant suivant le

coût que demande l'unité supplémentaire, kWh ou tonne de charbon en plus. Le coût du kWh ou de la tonne de charbon pour l'usager varierait suivant qu'au même moment il y a plus ou moins d'autres demandeurs : il y a là une conséquence évidemment impossible. C'est aussi cette interprétation qui donne naissance au sophisme suivant lequel le coût marginal, suivant qu'il y a ou non une capacité inutilisée, est presque nul ou nul ou au contraire fait brusquement un bond.

Pour déterminer la notion valable qui assure une continuité suffisante, il faut d'une part non pas raisonner sur le kWh ou la tonne de charbon demandée à un instant donné, mais sur des ensembles probables de demandes à des époques ou à des heures déterminées; il faut d'autre part tenir compte de l'équipement nécessaire à satisfaire cet ensemble de demandes.

Pour un ensemble donné d'équipement, le coût total croît nécessairement avec les quantités totales produites, d'une manière qui, au delà d'un certain point, s'élève très rapidement. On peut se trouver alors à un coût total supérieur à celui qui serait obtenu avec un ensemble d'équipement plus ample ou différent, dont l'installation est ainsi justifiée. On peut ainsi raisonner non pas sur des tranches d'équipement qui seraient chacune exploitée au maximum, mais sur un ensemble représenté par la courbe enveloppe qui regroupe les courbes séparées en laissant de côté la fraction où les coûts totaux remontent très rapidement par suite d'un suremploi des capacités. Cette courbe représente les dépenses totales les plus faibles qui doivent être consenties pour un volume de prestations requis.

De cette courbe peut être à nouveau dérivée une courbe marginale représentant les accroissements de coût avec les accroissements de production. C'est elle qui constitue la courbe des coûts marginaux à long terme, dont on aperçoit immédiatement

qu'ils possèdent la continuité que n'ont pas les coûts marginaux instantanés. Ils correspondent aux coûts marginaux d'une capacité parfaitement adaptée.

Les coûts marginaux ainsi entendus comprennent à la fois les biens et services nécessaires pour une production et les dépenses d'exploitation qui auraient pu être plus ou moins rapidement éliminées si la demande en cause ne se produisait pas sur le marché. Cette formule, qui est à la base des tarifications modernes de l'électricité, et qui peut être transposée par exemple dans le domaine des transports, est le seul principe directeur commun qui puisse être retenu pour qu'il y ait une répartition optimum des demandes entre les différents types d'énergie, ainsi que des différents investissements. Elle n'exige pas qu'on se place immédiatement au niveau prévisible à long terme, mais elle a pour effet que ce niveau est rejoint de manière progressive et continue. Elle se distingue fondamentalement des déterminations de prix au prix de revient moyen, qui n'assurent à aucun degré l'égalité entre le prix payé par l'utilisateur et le coût de la production supplémentaire nécessaire pour répondre à cette demande.

Suivant que les coûts sont décroissants ou croissants, qu'il y a ou non surcapacité, les coûts marginaux à long terme couvrent ou ne couvrent pas la totalité des frais d'exploitation. Dans le deuxième cas ou bien l'excédent des dépenses est pris en charge par la puissance publique, ou bien un supplément doit être ajouté au tarif, qui pourra être d'autant plus élevé que la demande se réduit moins pour une élévation de prix, c'est-à-dire qu'elle est plus inélastique; mais le tarif ne doit jamais descendre au-dessous du coût marginal à long terme.

Le problème se complique, plus particulièrement pour certaines formes d'énergie, du fait du caractère double de la demande, qui porte simultanément sur une fourniture au cours d'une période et sur une possibilité de fourniture à un moment



déterminé. C'est la distinction de la consommation et de la puissance installée. Ainsi se justifient les tarifs binômes, dont la prime fixe tend à couvrir les investissements exigés du fournisseur pour fournir la totalité de la demande à un moment donné, qui peut être largement supérieure à sa moyenne dans le temps. La fourniture de pointe est particulièrement onéreuse du double fait qu'elle exige des capacités qui ne sont utilisées qu'une fraction du temps et la mise en service d'unités dont le rendement est plus mauvais que celui des autres équipements. Les tarifs qui tendent à étaler la demande aboutissent, pour un même total de prestations, à une économie considérable du volume des investissements.

Ces principes sont indispensables pour assurer une gestion économique de l'ensemble du secteur de l'énergie. Ils ne correspondent en effet à un optimum dans un secteur de l'énergie, par exemple l'électricité, que s'ils sont appliqués de la même manière dans les autres secteurs, par exemple le gaz ou le charbon. Les prix qu'ils définissent n'ont pas cependant à être appliqués tels quels, en tout moment : les prix effectifs peuvent fluctuer au cours de la conjoncture, notamment pour les produits pétroliers et aussi pour le charbon, qui y sont le plus sensibles, cependant que la consommation d'électricité en subit beaucoup moins nettement les effets. La portée essentielle qu'il convient d'attribuer à ces principes, c'est de servir de guide pour les investissements, tant dans la production que dans la transformation ou dans l'utilisation. Ils orientent correctement le choix des entreprises et des consommateurs.

On ne peut cependant méconnaître la difficulté qu'introduit, dans les applications, le fait du risque, qui peut arrêter les décisions justifiées par les prévisions et, en quelque sorte, estomper le calcul économique. Le problème se pose avec le plus d'acuité quand la décision à prendre est d'un ordre de grandeur

très vaste en comparaison des dimensions de l'entreprise qui doit la prendre. On doit envisager d'apporter une solution spécifique à ce problème, de telle sorte que le calcul économique fondé sur le coût marginal à long terme puisse effectivement déterminer les décisions. Cette difficulté entraverait le développement de l'énergie nucléaire si les efforts de recherche et la construction de prototypes n'étaient partiellement soutenus par la puissance publique. Dans le domaine pétrolier et dans le domaine minier, la recherche de nouveaux gisements et, dans une certaine mesure, les conditions effectives qui se manifesteront lors de leur mise en exploitation, sont grevées d'incertitudes. Dans la situation actuelle, ce risque est couvert pour le pétrole, et à l'extérieur de la Communauté, par d'autres mécanismes de prix sur lesquels l'on reviendra par la suite. Le développement de l'exploitation charbonnière en Europe, à la différence de l'énergie nucléaire, et même de la recherche de gisements pétroliers dans des régions entièrement nouvelles, s'appuie sur une longue expérience qui permet une appréciation plus précise des risques. Il reste cependant le problème posé par la dimension même d'une décision portant sur la création d'un puits nouveau par une entreprise. Certaines facilités fiscales d'amortissement sont données, dans plusieurs pays, pour compenser partiellement ce risque. Si on voulait envisager une intervention complémentaire de la Haute Autorité, elle devrait se rattacher aux raisons spécifiques qui provoquent la réticence à entreprendre des investissements qui apparaissent par ailleurs comme économiquement justifiés. Il conviendrait donc de distinguer le risque géologique et le risque économique. On pourrait se demander si la prospection de gisements charbonniers nouveaux ne pourrait être assimilée à la recherche technique pour l'octroi des aides prévues par le Traité. Par ailleurs, pour des investissements importants dont les devis auraient été examinés par la Haute Autorité, une aide ne serait concevable

que dans le cas de difficultés géologiques imprévues portant les coûts d'investissements au delà du devis primitif. En revanche, si les subventions à la production doivent être prosrites, une même règle doit valoir pour toutes les formes d'énergie.

Le principe du coût marginal à long terme fournit par ailleurs la seule référence valable pour mesurer les distorsions qui résultent, soit de situations de monopoles non contrôlés, soit d'interventions autoritaires sur la formation des prix, soit de la modification des rapports de prix par des taxes ou subventions. De telles distorsions ne sont pas seulement préjudiciables à l'approvisionnement énergétique dans les conditions les plus économiques; elles risquent d'avoir des conséquences dommageables sur les conditions de concurrence entre les différentes régions, dans l'ensemble du marché commun; elles peuvent être d'une incidence comparable à celle que provoquent les systèmes fiscaux, les divergences dans le financement de la Sécurité sociale, l'absence de coordination dans la tarification des transports.

Deux rapports séparés sont consacrés à découvrir la situation dans les pays de la Communauté, d'une part quant à la formation des prix, d'autre part quant à leur relation avec les finances publiques.

La disparité des systèmes entre les pays et à l'intérieur de chaque pays parle d'elle-même. Les variations brusques dans les systèmes applicables à telle ou telle forme d'énergie ne sont pas moins frappantes.

Quant à la fiscalité, il n'est pas question de soutenir que les taux des impôts dans les différents pays, et sur toutes les formes d'énergie, doivent nécessairement être uniformes, notamment quand elles ne sont pas directement substituables entre elles; on aura à rechercher, à un stade ultérieur de l'argument,

dans quel sens ces différenciations pourraient être pratiquées par la Communauté en place des divergences très amples qui existent actuellement entre les différents pays. Mais, sauf mesures de circonstance en cas d'à-coups violents de la conjoncture, on doit poser en principe que la concurrence ne doit pas être faussée, entre formes directement substituables d'énergie, telles que le charbon et le fuel-oil, par une exonération accordée à l'un d'eux, ou par une taxation fortement différenciée. Il est non moins préjudiciable que, par le hasard des structures de la fiscalité et de règles d'assiettes différentes, l'incidence des impôts sur les différents produits, ou pour les différentes catégories d'utilisateurs, puisse être largement disparate. On reviendra plus loin sur l'échelle des taxes applicables dans les pays de la Communauté aux différents produits du raffinage. Les droits applicables aux produits importés posent le problème de la politique de l'importation elle-même.

V. LA DEPENDANCE A L'IMPORTATION ET LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

La croissance considérable des besoins d'énergie qui ne pourront être couverts, jusqu'à la relève par l'énergie nucléaire, à l'aide des productions propres de la Communauté ne suffit pas par elle-même à faire la preuve que les importations ne puissent être supportées sans provoquer une crise de la balance des paiements.

Évaluée sur la moyenne des années 1956 et 1957, l'importation d'énergie représente, par rapport au total des importations, 12 % en Allemagne, 18 % en France, 21 % en Italie, 11 % pour l'UEBL et 17 % pour les Pays-Bas. Encore ne s'agit-il pas là d'importations nettes: les exportations représentent de leur côté, pour ces mêmes pays, 7, 8, 8, 6 et 14 % des exportations totales. Comme ces exportations et ces importations de marchandises ne sont pas nécessairement égales, ces pourcentages ne suffisent pas à calculer l'importation nette rapportée au produit national, qui est pour ces différents pays:

- Allemagne  $\frac{(12 \times 18) - (7 \times 23)}{10\ 000} = 0,55 \%$

- France  $\frac{(18 \times 13) - (8 \times 11)}{10\ 000} = 1,5 \%$

- Italie  $\frac{(21 \times 13,6) - (8 \times 9,7)}{10\ 000} = 2,1 \%$

- UEBL calculé directement sur les chiffres absolus  
1956-1957 2,0 %

- Pays-Bas  $\frac{(17 \times 51) - (14 \times 40)}{10\ 000} = 3,07 \%$

(1)

Pour juger des possibilités de payer de telles importations d'énergie, il faut considérer la proportion globale vers laquelle peut tendre chacun des pays de la Communauté pour ses importations rapportées au produit national et quelle est la tendance des importations non énergétiques.

---

(1) Pour un calcul plus détaillé voir tableaux 1, 2 et 3 en annexe.

Sur ce premier point, le tableau 5 de la deuxième partie du Rapport sur la situation économique de la Communauté fait apparaître une stabilisation de cette proportion, pour l'ensemble des achats de biens et de services au dehors, aux environs d'un tiers en Belgique, de 55 % à 60 % aux Pays-Bas, cependant qu'il y a croissance progressive en Italie et très rapide en Allemagne. On tendrait vers un rapport d'environ 30 % pour l'Allemagne ou d'environ 25 % pour les échanges commerciaux proprement dits, les chiffres correspondants restant au-dessous de 22 et 18 % pour la France et pour l'Italie.

Par rapport au produit national, il y a une tendance à la diminution du pourcentage d'importation de produits alimentaires et de matières premières textiles, une croissance des importations de minerais ferreux et non ferreux et de corps gras, mais au total une marge devrait pouvoir être dégagée pour les dépenses supplémentaires en importations d'énergie, dont le taux d'accroissement ne serait pas supérieur à celui des importations totales.

Il convient en effet d'observer que la croissance prévue des besoins d'énergie se lie à la croissance du produit national lui-même qui ne va pas, à son tour, sans une croissance plus ou moins proportionnelle des importations et de la capacité d'exportation<sup>(1)</sup>.

Etant donné que la source principale de l'énergie en Europe, une fois utilisés les sites hydro-électriques économiquement exploitables, reste de loin le charbon, et qu'au delà d'une capacité de 250 à 300 millions de tonnes au maximum les coûts d'investissement ou d'exploitation deviendraient prohibitifs, il apparaît probable que les investissements destinés à des productions exportables qui permettent de faire face à des importations d'énergie accrues, constituent une solution moins coûteuse.

---

(1) Les prévisions sur l'évolution de l'importation et de l'exportation figurent dans le rapport annexe sur l'expansion.

Cette conclusion repose cependant sur l'hypothèse que les pays européens suivent une politique qui maintienne leur capacité concurrentielle sur les marchés d'exportation, c'est-à-dire qu'ils surveillent leurs niveaux de prix, compriment les tendances inflationnistes, évitent en particulier de relancer ces tendances par des investissements de caractère autarcique. Il faut aussi admettre que dans l'ensemble du monde domine une politique suffisamment libérale à l'importation pour que les marchés ne soient pas indûment rétrécis ou brusquement fermés.

Ce n'est donc pas tant un simple argument tiré de la balance des paiements - non plus que d'un protectionnisme qui, sauf période de récession, ne peut être justifié étant donné l'importance des besoins d'énergie et, par conséquent, les facilités d'écoulement qui demeurent pour la production interne - que peuvent être tirés des doutes sur l'opportunité d'une politique purement libérale à l'égard des sources extérieures d'énergie.

Pour chercher quel est l'intérêt de l'Europe, il faut envisager comment réagissent les prix des approvisionnements extérieurs sous l'effet d'une politique qui tendrait à restreindre l'importation. En haute conjoncture, c'est la demande qui est inélastique, tandis que l'offre des pays tiers est élastique en ce sens qu'elle cherchera d'autres marchés si les prix qu'elle peut trouver sur le marché européen n'apparaissent pas avantageux. Il n'y a donc pas de pression sur les prix des fournisseurs extérieurs par ce biais. En basse conjoncture, au contraire, en supposant qu'elle est assez fortement synchronisée dans l'ensemble du monde, c'est la demande qui est élastique et l'offre qui ne l'est pas. Dans ce cas, il n'est pas évident qu'une protection relève les prix pour l'utilisateur: qu'elle prenne la forme contingente ou douanière, elle peut amener une baisse supportée par les producteurs extérieurs.

On ne peut se dissimuler cependant qu'une partie du prix est constituée par des frets dont une part va à des flottes de pays membres; qu'une partie des prix des produits, lorsqu'il s'agit du

pétrole, va en profit à des propriétaires ou des actionnaires qui peuvent résider dans l'un des pays membres. Les intérêts des différents pays de la Communauté ne sont donc pas nécessairement harmonisés, sans compter les réactions que peut provoquer sur les exportations une politique qui aurait, dans le domaine des produits énergétiques considérés isolément, une justification étroitement économique.

L'essentiel du problème n'est pas là. Il convient d'analyser de plus près les différents risques que recouvre la préoccupation de sécurité pour des approvisionnements essentiels.

Le risque maximum est celui d'une guerre totale. L'arrivée d'approvisionnements extérieurs pourrait se trouver entièrement interrompue. Mais cette interruption ne serait pas un phénomène isolé: la production elle-même pourrait être rendue impossible; il faut envisager que ce ne soit pas seulement l'énergie qui fasse défaut mais les matières premières et aussi une partie des moyens d'utiliser l'une et les autres. On ne peut donc envisager de manière pratique de faire face à une interruption d'approvisionnement que si elle est de courte durée: elle justifierait des stockages stratégiques, non une production autarcique.

Envisage-t-on au contraire le risque de conflits limités: dans ce cas, il n'y a pas une opposition simple entre la production interne et les approvisionnements extérieurs; ce sont seulement certaines sources extérieures dont les fournitures risquent d'être coupées; et ce peut être une solution moins onéreuse de diversifier dans l'ensemble du monde les sources d'approvisionnement que de chercher à assurer un approvisionnement autarcique en Europe même. Toutefois, elle interdit par elle-même de se concentrer sur les régions du monde les plus productives et les moins coûteuses. Mais cette option est déjà prise pour le pétrole par les fournisseurs eux-mêmes: il est de leur intérêt de diversifier géographiquement leurs recherches et leurs investissements parce qu'il leur importe au moins autant qu'aux utilisateurs de ne pas perdre d'un seul coup leurs sources d'approvisionnement.



Le risque des difficultés d'approvisionnement en haute conjoncture est, en termes économiques, assez étroitement comparable au précédent. La diversification des sources est encore une fois une des contributions à la solution. Elle ne va pas d'ailleurs sans des hausses du coût moyen, mais qui sont elles-mêmes plus faibles que celles qui résulteraient d'un effort d'investissement pour se garantir contre la haute conjoncture, par des capacités qui ne pourraient qu'en période exceptionnelle être employées à plein. Il faut en même temps tenter de régulariser les prix des approvisionnements extérieurs. C'est un problème qui se pose en particulier dans le fonctionnement concret du marché du charbon, partagé entre la production propre et les ressources de l'importation.

Ce qu'il convient cependant d'éviter, c'est de raisonner sur des comparaisons de prix tels qu'ils sont, et non tels qu'ils ont chance de se développer sous l'effet des options mêmes qui seront prononcées. Les prix d'importation, compte tenu de l'inélasticité de l'armement maritime, ne sont pas indépendants des quantités importées. La disposition de sources alternatives d'approvisionnement, en particulier le maintien d'une production interne, est la meilleure défense contre l'exploitation monopolistique. Enfin, l'approvisionnement en énergie ne doit pas être considéré isolément mais dans l'ensemble du développement économique. Il ne faut pas oublier que l'énergie n'est pas seulement un auxiliaire de toute production, mais que les problèmes que soulèvent son utilisation et sa transformation animent les industries les plus dynamiques: c'est l'idée essentielle qui a inspiré la création de l'Euratom, l'importance non seulement d'obtenir l'approvisionnement nécessaire en énergie, mais de créer en Europe même une industrie nucléaire, et d'opérer ainsi la révolution technique de l'ère nucléaire par propagation progressive dans l'ensemble des industries. Des considérations analogues valent pour le maintien et le développement d'une industrie du raffinage en Europe.

## VI - PRODUCTION ET IMPORTATION CHARBONNIERES

Les considérations concernant la politique des prix et le problème de l'importation trouvent une application importante dans le domaine du charbon. Elles se recoupent avec les nécessités qui s'imposent à la politique charbonnière dans le marché commun :

- 1) Par la mise en communication des marchés nationaux séparés, et par l'application des règles du Traité instituant la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier, il doit y avoir un équilibre entre les prix des différents bassins, compte tenu des distances qui les séparent, de leur volume de production, et de l'étendue des zones de consommation où cette production s'écoule,
- 2) Le marché commun n'est pas autarcique, mais la production de charbon y est exposée à la concurrence de l'importation et, par ailleurs, des autres sources d'énergie, en particulier le pétrole.
- 3) Les conditions d'exploitation des mines dans la Communauté sont telles qu'elles excluent des fermetures suivies de remises en service.

La première constatation exclut que les prix puissent continuer à être déterminés en fonction des prix de revient moyens par bassin. C'est par un autre mécanisme qu'une relation admissible tend à s'établir entre les prix et les coûts de production : car le jeu même du marché et des facteurs économiques tendent à faire évoluer les coûts de production, qui se rapprocheront des prix d'équilibre exigés par le fonctionnement du marché commun.

Sans doute la pratique traditionnelle des gouvernements sur les marchés nationaux séparés n'était-elle pas incompatible avec le maintien de la capacité de production, à une double condition : que les charges de capital fussent incluses dans

le prix de revient, y compris la rémunération normale du capital propre; et que les entreprises bénéficiaires disposassent de réserves qui permettraient de développer une capacité qui se substitue à celle des entreprises déficitaires. Une autre issue était la prise en charge des pertes par une péréquation ouverte, ou par la concentration horizontale entre mines, ou enfin par d'autres entreprises auxquelles les exploitations charbonnières sont intégrées. Mais dans ce système le prix ne peut, en haute conjoncture, être en équilibre avec celui de l'importation, qui dépend de facteurs extérieurs, sans lien avec les prix de revient internes; en basse conjoncture, pour compenser la limitation des profits, il convient de limiter les pertes en assurant une protection contre l'importation à bas prix. Surtout ce système ne garantit pas par lui-même le développement de production justifié par la demande : il faudrait que les prix assurent la couverture des coûts de production des entreprises effectivement nécessaires à l'approvisionnement du marché. Inversement, il conduirait à accepter les prix intérieurs tels qu'ils résultent des augmentations de coûts de production, même si les conditions auxquelles pourraient être obtenus des approvisionnements extérieurs font apparaître ces coûts de l'approvisionnement énergétique comme une charge pour l'ensemble de l'économie.

C'est à cet ensemble de contradictions qu'on échappe en faisant application au charbon de la théorie du coût marginal à long terme. Il correspond à la capacité nécessaire, compte tenu de la possibilité d'importation. Il échappe à l'objection que, suivant le volume de la demande, la limite des exploitations nécessaires, rangées par ordre de coûts croissants, se déplace rapidement, et que par conséquent, un prix s'établissant au niveau du coût de production de l'entreprise marginale présenterait une redoutable instabilité. Il tient compte en effet d'une longue période et non des situations conjoncturelles instantanées.

Le coût marginal à long terme est donc essentiellement la norme à laquelle se mesurent les investissements économiques justifiés. Les installations prévues sont légitimes pour autant que les coûts de production auxquels elles conduisent demeurent inférieurs au coût marginal à long terme de l'approvisionnement pour la Communauté. La détermination du niveau effectif des prix est autre chose : il faut qu'il soit en moyenne égal au coût marginal à long terme, mais il peut fluctuer autour de ce point moyen dans la mesure qui correspond à la fois aux exigences du marché et aux tolérances de la production en cause.

Puisque par construction même le coût marginal à long terme est celui d'une capacité bien adaptée, il ne peut être supérieur au coût normal de l'importation, si du moins il existe des sources d'importation suffisamment élastiques.

Il n'est pas exclu de trouver des approvisionnements relativement importants à meilleur compte qu'en provenance des Etats-Unis, par exemple si le développement des transports en Afrique du Sud permet de tirer tout le parti d'un charbon exceptionnellement bon marché. Il n'en reste pas moins que s'il faut compter sur des importations de plusieurs millions de tonnes, c'est seulement du côté des Etats-Unis qu'on peut penser les trouver avec une raisonnable certitude. Les capacités de production et d'exportation de l'industrie minière américaine sont vastes et aisément adaptables. Les livraisons d'autres fournisseurs extérieurs étant limitées comme celles de la Grande-Bretagne ou très incertaines comme celles de la Pologne, ce sont aujourd'hui les approvisionnements qu'on peut trouver aux Etats-Unis qui sont déterminants pour la politique charbonnière. Si les coûts de transport rendaient avant la guerre le charbon américain prohibitif, cependant que des importations régulières et souvent massives sont maintenant un trait constant de la situation économique de l'Europe, c'est que l'évolution de part et d'autre de l'Atlantique a été divergente: les progrès de productivité dans les charbonnages américains ont été au moins aussi rapides que dans le reste de l'économie; ils ont été moins rapides en Europe. Tel est le facteur décisif.

Dans les conditions de concurrence entre charbon importé et charbon produit dans la Communauté, ce ne sont pas les rendements absolus qui comptent. L'important est de savoir s'il y a de part et d'autre le même écart dans l'accroissement de productivité entre les charbonnages et le reste de l'économie; c'est-à-dire si les prix de part et d'autre tendent à rester stables, à monter, ou à décroître, non dans l'absolu, mais par rapport aux autres prix.

Du côté américain, les possibilités de rationalisation, qui ont déjà été largement exploitées, tendent à assurer un progrès de productivité au moins comparable à celui des autres activités. Dans cette mesure, les prix réels devraient demeurer stables ou décroissants.

Il y a cependant une incertitude tenant au volume même de la production que la consommation intérieure américaine rendra nécessaire. Une grande partie des gisements peuvent être exploités à des coûts comparables à ceux des dernières années ou à peine supérieurs. Si, au contraire, il faut remettre en service d'autres exploitations moins favorables, le prix tend à s'accroître pour rejoindre le coût de ces exploitations qui assurent la marge de l'approvisionnement. C'est plutôt la concurrence constante des produits pétroliers qui fixe une limite à l'accroissement des prix du charbon sur le marché des Etats-Unis: et si leurs prix eux-mêmes tendaient à être croissants, il y a le gaz naturel qui limite à son tour les prix à la fois du fuel-oil et du charbon: d'autant plus que les centrales thermiques sont pour la plupart à double et même à triple effet et peuvent passer, à la moindre variation des prix, d'une source d'énergie primaire à une autre.

A ces prix départ, que cet ensemble de considérations conduit à juger stables en valeur réelle, s'ajoutent les transports intérieurs jusqu'au port, dont le coût pourrait s'élever si la concurrence d'autres formes d'énergie n'exigeait là aussi le recours à toutes les techniques les plus efficaces.

Enfin, un élément déterminant est le coût de transport sur l'Atlantique. Les variations extraordinairement amples des taux de fret, qui passent du simple au triple ou au quadruple suivant la conjoncture, sont ici une mauvaise référence. Ce sont les coûts eux-mêmes qu'il faut prendre en considération : or, avec l'accroissement de capacité des bateaux charbonniers, ces coûts tendent à décroître.

On peut estimer que les frets inclus dans les contrats à long terme représentent correctement les coûts du transport, toutes charges comprises, les armateurs ne pouvant s'engager longuement à des affrètements qui couvrent à peine les dépenses proportionnelles.

Il y a ainsi une référence à peu près stable : celle des prix, rendu port de débarquement, du charbon américain importé sur contrats de fret à long terme conclus en dehors des périodes de pénurie. C'est un chiffre de l'ordre de 17 à 18 dollars pour le charbon à coke. Pour le charbon vapeur la différence des prix rendu et des prix cif tient entièrement à celle des prix départ mine, qui sont inférieurs de plus d'un dollar. Ces chiffres, sous réserve de la concurrence du fuel pour le charbon vapeur, traduisent d'une manière correcte le coût marginal à long terme sur lequel doivent s'axer les investissements.

Cette limite doit être correctement interprétée :

- a) Elle ne signifie pas que tous les charbonnages dont les prix de revient seraient ou deviendraient supérieurs à cette limite sont automatiquement condamnés : ceux en particulier dont les réserves s'épuisent ne sont pas obligés de couvrir le remplacement de la capacité.
- b) Il s'agit là essentiellement d'un prix directeur pour les investissements, mais les situations du marché permettent, à certains moments et à certains bassins, des prix sensiblement plus élevés dont les bénéfices contribuent à l'équilibre de l'exploitation, toutes périodes confondues.

- c) La conséquence essentielle, c'est qu'il n'est pas économiquement possible de concevoir que les progrès de productivité dans les charbonnages soient, par une sorte de fatalité, inférieurs à ceux de l'ensemble de l'économie; plus les salaires tendent à s'élever dans l'industrie charbonnière, plus les installations à grand rendement deviennent relativement rentables; toute hausse des salaires accroît l'éventail des prix de revient, étant donné sa répercussion différente selon le rendement de la main-d'oeuvre.
- d) Les prix dans les ports ne constituent pas directement les prix auxquels les bassins peuvent vendre: il s'y ajoute des frais de transport à mesure que le charbon importé s'avance vers l'intérieur. En haute conjoncture, la zone de vente des bassins se rétrécit et, par conséquent, ces frais de transport s'ajoutent; en basse conjoncture, les bassins doivent élargir leur zone de vente et, par conséquent, rester concurrentiels dans les ports: dans ce cas, le rôle des frais de transport intérieurs s'inverse et les prix départ devraient être égaux aux prix dans les ports moins les frais de transport depuis la mine. Toutefois, les possibilités d'alignement, en particulier sur les offres de pays tiers, limitent cette conséquence rigoureuse, et permettent de maintenir des prix départ plus élevés, en les abaissant pour les ventes plus directement concurrencées par les prix d'importation.

Ces considérations sur le rôle des frais de transport intérieurs montrent déjà qu'une rigidité absolue des prix du charbon produit dans la Communauté, indépendamment de la conjoncture, n'est pas économiquement tenable. La théorie du coût marginal à long terme, qui fixe essentiellement un point moyen autour duquel les prix devraient tendre à s'établir, et une référence pour les investissements, se concilie sans difficulté avec une flexibilité des prix en fonction des variations du marché.

Cette idée se heurte à trois objections qui doivent être examinées pour aboutir finalement à un schéma cohérent du fonctionnement du marché charbonnier :

1) On observera que les prix du charbon ne peuvent être abstraitement séparés de l'ensemble des prix, par une politique européenne poursuivie sans égard aux préoccupations des gouvernements sur le niveau général des prix à l'intérieur de chaque pays. Mais comment une flexibilité limitée des prix du charbon pourrait-elle contredire les objectifs raisonnés d'une politique de stabilisation conjoncturelle ? Les matières premières sur lesquelles travaille l'industrie subissent des fluctuations mondiales très amples. Des fluctuations infiniment plus modérées dans le prix du charbon produit, que compenserait pour une bonne part une diminution considérable des fluctuations de prix du charbon importé, ne peuvent-elles être amorties de la même manière dans les prix des industries ? Celle qui dépend le plus directement du prix du charbon est la sidérurgie, qui pratique elle-même d'amples variations dans ses cotations. Mis à part le charbon domestique, c'est seulement par le gaz et l'électricité que les variations des prix du charbon peuvent avoir des répercussions importantes sur le budget du consommateur. Mais dans les fournitures au consommateur domestique, et du fait des frais de distribution, l'incidence du charbon est infiniment moins importante que dans les fournitures de gaz et de courant au secteur industriel lui-même. Il n'y a ainsi de contradiction entre les nécessités d'un équilibre dans la Communauté et les préoccupations des gouvernements que si l'on attribue à la stabilité absolue des barèmes du charbon produit, sans même tenir compte des changements réels qui se lient aux rabais accordés, ou aux variations dans les prix ou dans l'incidence de l'importation, la valeur a priori d'un paramètre psychologique. Cette croyance ne résiste pas à l'analyse des incidences effectives du charbon dans l'ensemble de la production, dans les productions particulières, ou dans le coût de la vie. En d'autres temps ou dans d'autres pays, tantôt le prix du pain, tantôt le volume des avances de la Banque Centrale, tantôt le nombre de billets en circulation, ou aussi bien le cours de l'or ou celui de la bourse ont connu ce même privilège irrationnel, qui a inconsciemment disparu. Les objectifs fondamentaux qui s'imposent à la Communauté comme aux gouvernements sont les mêmes: le développement de la production, l'affermissement de la stabilité, le relèvement du niveau de vie. Il ne peut y avoir de contradiction entre les problèmes et les politiques de la Communauté et des gouvernements, pour autant qu'il s'agit de problèmes réels et de politiques raisonnées.



2°) On peut redouter que la montée des prix du charbon en haute conjoncture, pour tenir compte de la tendance ascendante des prix d'importation et compenser les pertes subies éventuellement dans d'autres périodes, entraîne avec soi des augmentations de coûts, notamment par les hausses de salaires, qui se révéleraient irréversibles et détérioreraient encore la situation concurrentielle du charbon produit dans la Communauté. Mais si une certaine fluctuation en baisse devient une réalité régulière quand les circonstances l'exigent, alors la hausse provisoire ne comporte plus les mêmes interprétations.

Si une fluctuation des prix est inévitable, une telle politique ne réussira que si les implications en sont comprises par tous les intéressés: c'est-à-dire que les hausses de prix permises par la haute conjoncture ne peuvent être immédiatement distribuées en revenus, que ce soit des dividendes ou bien des hausses de salaires. L'intérêt des travailleurs mêmes de l'industrie charbonnière est que la modernisation soit facilitée, en vue de soutenir la concurrence des autres formes d'énergie, et que des réserves soient constituées pour pouvoir financer un stockage en basse conjoncture ou des compléments de salaires pour les périodes où le nombre d'heures de travail risquerait de se trouver réduit.

3°) On admet sans doute que l'élasticité de la demande de charbon par rapport au prix est faible globalement; elle est au contraire élevée à moyen terme dans la concurrence avec les produits pétroliers, et le devient à court terme avec le développement d'installations polyvalentes; surtout elle est très grande pour le charbon produit dans la Communauté en concurrence avec le charbon importé. Mais comment des mines à exploitation profonde, exigeant une exploitation continue, une main-d'oeuvre importante, et de lourds investissements, peuvent-elles suivre les variations d'une toute autre industrie, celle de l'armement maritime? La flexibilité des prix que les variations du prix d'importation entraînent serait d'une ampleur intolérable.

Il apparaît à l'évidence que c'est seulement si les fluctuations des prix des charbons importés peuvent être ramenées à

une faible amplitude qu'une flexibilité des prix du charbon de la Communauté prendra toute son efficacité, pour venir à leur rencontre et maintenir l'unité et la régularité du marché. On n'achète pas en baisse si l'on s'attend que les prix baissent encore; on n'achète pas non plus au delà de ses besoins courants si l'on pense pouvoir s'approvisionner, malgré la remontée de la demande, à un prix qui demeurera inchangé; mais on achète aux prix abaissés si l'on pense qu'ils seront amenés à remonter. Une flexibilité limitée du prix du charbon équilibrera les variations limitées du prix de l'importation; elle est le meilleur moyen de remédier aux variations à contresens des stocks chez les consommateurs, qui résultent aussi bien des variations incontrôlées des prix que de leur rigidité.

Une comparaison entre les conditions d'importation anciennes et celles qui se sont développées depuis la guerre est immédiatement révélatrice. Quand les importations provenaient d'Europe, les coûts de transport avaient une influence négligeable, la concurrence s'établissait essentiellement entre charbons produits dans des conditions comparables. Avec l'entrée en scène massive du charbon américain, le transport, à prix stable jusqu'au port, mais ensuite avec des frets exceptionnellement instables à travers l'Atlantique, constitue en moyenne la moitié du prix rendu et, dans les pointes extrêmes de la conjoncture, plus des trois-quarts. Il s'y ajoute le fait que les prix du charbon importé sont relativement stables grâce à l'énorme élasticité de la production américaine.

Ces constatations fondamentales conduisent à l'idée qu'un effort de stabilisation doit se concentrer sur les coûts d'affretement.

L'industrie pétrolière a déjà substitué à des cotations fondées sur le fret de cargaisons isolées un fret représentatif établi sur la moyenne de tous les contrats d'affretement en cours. Cette politique de stabilisation ne peut cependant obtenir ses pleins effets que si les conditions de l'importation charbonnière échappent progressivement à des fluctuations des frets qui aillent du simple au triple.

Les transports maritimes s'effectuent sur trois bases: pour compte propre, sur des bateaux qui sont la propriété de l'utilisateur; par affretement à long terme; sur contrat spot. La première catégorie de transport ne subit pas de fluctuation des prix, mais éventuellement des variations de coûts. La deuxième catégorie, pour les raisons déjà exposées, correspond correctement aux coûts marginaux à long terme des transports eux-mêmes; elle constitue donc une référence correcte et relativement stable. Ce qui importe, c'est de réduire considérablement la variation des taux de fret à court terme.

Une solution qui interdirait les affretements spot et limiterait l'importation à des contrats à long terme, éliminerait la cause principale de variation des prix; mais, outre le caractère autoritaire et arbitraire d'une telle mesure, elle aboutirait à reporter sur la production toute la fluctuation de la demande. Envisage-t-on d'interdire l'importation directe par les utilisateurs, en la réservant au négoce, dont le rôle serait alors d'importer à bas prix pour stocker et remettre en vente quand les cours d'importation se relèvent? En matière charbonnière, le négoce intervient essentiellement pour les utilisateurs dispersés, les gros consommateurs se passant, au contraire, d'intermédiaires; on donnerait donc, par une décision arbitraire, un privilège nouveau au négoce, pour une activité à laquelle il n'est pas entièrement préparé.

L'ensemble de ces considérations amène à rechercher une solution qui se propose à la fois de limiter la fluctuation des prix d'importation due à l'énorme variation des taux d'affretement par cargaison isolée et d'obtenir que les contrats à long terme soient essentiellement conclus en basse conjoncture, c'est-à-dire se limitent d'eux-mêmes aux importations structurelles de la Communauté; de la sorte, c'est l'importation qui assurerait la pointe de la demande.

Un droit de douane mobile pourrait être envisagé; il pourrait même, si on le souhaite, être réglé sur la variation des frets. Cette formule doit encore être étudiée d'une manière plus approfondie.

La perspective de l'application d'un droit de douane en basse conjoncture freinerait efficacement les excès des contrats à long terme en haute conjoncture. En sens inverse, une remarque qui peut immédiatement être faite, c'est qu'il n'y aurait pas, par cette formule, de solution à l'écart entre les prix de l'importation et les prix de la production en haute conjoncture. D'autant plus que le droit de douane découragerait, en basse conjoncture, la conclusion de contrats à long terme qui auraient contribué à limiter les prix moyens de l'importation dans d'autres périodes.

Pour tenter de répondre à l'ensemble des problèmes posés, l'idée d'un fonds de stabilisation des frets a été également évoquée. Une première esquisse d'un tel système, ébauchée par le Président du Comité Mixte, est présentée en annexe.<sup>1)</sup> Le schéma envisagé se propose à la fois de limiter la fluctuation des prix d'importation due à l'énorme variation des taux d'affretement par cargaison isolée, et d'obtenir que les contrats à long terme soient essentiellement conclus en basse conjoncture, c'est-à-dire se limitent d'eux-mêmes aux importations structurelles de la Communauté; de la sorte, c'est l'importation qui assurerait la pointe de la demande.

Les doutes et les difficultés que peut soulever un mécanisme de ce genre ont été évoqués dans la discussion. On doit d'abord se demander si les mêmes erreurs seront à nouveau commises, telles que la conclusion de contrats à long terme massifs qui ont continué à peser après le retournement de la conjoncture; ou, aussi bien, si le niveau des frets pourra à nouveau atteindre les sommets qu'il a connus au moment de la crise de Suez. Le développement des contrats à long terme est un fait nouveau; quelle part reviendra, dans l'avenir, à ce mode de contrats ou à la pratique plus traditionnelle des cargaisons isolées? Un système qui entend essentiellement limiter la fluctuation des frets spot ne résoud l'essentiel du problème que si les frets à long terme eux-mêmes ne fluctuent pas avec une ampleur excessive. Enfin, on ne peut méconnaître les inconvénients d'ordre général d'un système qui modifie par prélèvements et versements les relations de prix; et il va de soi qu'on doit s'assurer que les pos-

---

1) Annexe D - Esquisse d'un fonds de stabilisation des frets

-sibilités de fraude ne mettent pas en danger le principe même et toute l'efficacité du système.

En tout cas, les mesures qui peuvent être mises au point pour limiter la fluctuation des prix d'importation et éviter le paradoxe d'une production mise en danger par des importations rigides à prix élevés ne dispensent pas les producteurs de l'effort nécessaire pour maintenir et affermir leurs débouchés. Si l'on considère que l'utilisation du charbon tend de plus en plus à se concentrer sur les consommations massives pour la production de gaz et d'électricité, la sidérurgie et la chimie, on conçoit qu'un système de contrats à long terme puisse se développer pour une partie de la production, de sorte que les utilisateurs trouvent une garantie d'approvisionnement, les producteurs une garantie de débouchés.

L'esprit de ces suggestions est d'introduire le minimum de mécanismes correcteurs nécessaires à un fonctionnement suffisamment régulier du marché. A défaut, les dislocations auxquelles il serait soumis provoqueraient le retour à des mesures brusques et brutales d'intervention, comparables à celles dont nous faisons aujourd'hui l'expérience, et qui aboutissent à priver la Communauté des importations les plus avantageuses, et à n'avoir d'autre choix que de laisser s'exécuter celles qui ont été conclues dans les conditions les plus déraisonnables ou de les résilier à grands frais.

Il s'agit de sortir clairement de la situation disloquée dans laquelle se trouve aujourd'hui le marché de l'énergie, entre une production charbonnière à prix rigides, des livraisons pétrolières à fret régularisé, des importations charbonnières à fret violemment fluctuant.

Les mécanismes les mieux conçus pour assurer que les engagements d'importations à long terme ne pèsent pas indûment sur le marché en basse conjoncture, que l'importation contribue largement à couvrir les pointes de la demande, ne peuvent pas suffire à mettre la production à l'abri des fluctuations du marché. Une politique de stockage est donc, en tout état de cause, nécessaire. Elle présente un intérêt majeur pour le maintien de l'emploi, mais aussi pour la stabilité des prix, en donnant des moyens accrus de faire face aux reprises brusques de la demande. La flexibilité des prix doit permettre de maintenir ou d'augmenter les stocks auprès des consommateurs en basse conjoncture; ils doivent, dans certaines limites, être complétés par le stockage à la mine.

Cette politique n'est cependant praticable que si, dans les années qui viennent, on peut compter sur une tendance ascendante de la consommation globale de charbon, sans préjudice d'une évolution éventuellement divergente des différents types de consommation et, par voie de conséquence, de la demande pour les différentes sortes. A défaut, les stocks risqueraient de ne pouvoir être résorbés, même après la reprise, concurremment avec la production courante. Dans les années qui viennent, les perspectives des besoins en énergie primaire, en particulier pour la sidérurgie, pour le gaz et pour l'électricité, et avant l'intervention massive de l'énergie nucléaire, donnent à penser que cette condition est remplie, sous réserve des conséquences, encore peu étudiées jusqu'ici, de l'arrivée de gaz saharien en Europe dans des délais relativement courts. C'est en fonction des perspectives présentes, et non des analogies du passé, que le problème du stockage conjoncturel doit être repris à neuf.

On ne peut, pour autant, méconnaître les limites qui s'imposent aux stocks, et au delà desquelles ils pèsent sur le marché et le menacent d'une liquidation brusquée qui aggraverait la crise.

Le stockage est d'abord la responsabilité des entreprises elles-mêmes; elles y seront d'autant mieux incitées que la perspective

d'une différence de prix entre la basse et la haute conjoncture rendra le stockage plus rentable, cependant que les réserves accumulées en haute conjoncture en faciliteront le financement. De là se tire, en sens inverse, que si les prix devaient être limités en haute conjoncture, il faut faire face au problème de l'amointrissement qui en résulte dans l'incitation et la capacité à constituer des stocks auprès des mines.

Un stockage conjoncturel s'intègre dans une politique à long terme des entreprises qui, dans les conditions d'exploitation européennes, ne peuvent régler leur action exclusivement sur la situation instantanée du marché. Ce sont les perspectives sur plusieurs années qui doivent commander non seulement l'investissement, mais l'emploi. Ce qui est le plus préjudiciable à la situation concurrentielle du charbon, ce sont les efforts désordonnés pour recruter de la main-d'oeuvre supplémentaire à tout prix, pour bénéficier des derniers avantages d'un boom. C'est en haute conjoncture que les conditions sociales commandent que les entreprises marginales soient fermées : malgré l'attrait de ventes supplémentaires, ces entreprises ne contribuent pas à accroître la production globale et l'approvisionnement du marché, mais quand la main-d'oeuvre constitue un goulot d'étranglement, elles retiennent des travailleurs qui pourraient fournir, dans d'autres mines, un rendement plus élevé. L'expérience montre qu'en haute conjoncture, les fermetures ne comportent aucune conséquence sociale sérieuse, étant donné les facilités de réemploi qui s'offrent à la main-d'oeuvre rendue disponible. A l'échelon même des bassins, les programmes d'assainissement structurel doivent s'étendre sur une série d'années et s'exécuter même dans les périodes où la demande est intense. On peut même dire que c'est pour l'ensemble de l'économie charbonnière qu'une politique axée sur la productivité et consciente de la concurrence des autres formes d'énergie exige un effort pour développer la production sans accroître les effectifs, ou même en parvenant très progressivement, sans à-coups, à les compresser.

On ne peut toutefois assurer de manière absolue que des mécanismes régulateurs, une politique de stockage, une politique à long terme de l'emploi, suffisent à prémunir l'industrie charbonnière contre des crises d'une ampleur incompatible avec ses facultés d'adaptation. Si un privilège permanent ne peut lui être octroyé au nom d'une sécurité d'approvisionnement qu'elle ne peut elle-même donner à la mesure des besoins croissants en énergie, il y a une limite aux réductions d'activité qui peuvent être considérées comme tolérables dans une industrie employant beaucoup de main-d'oeuvre et dont la capacité, qui ne peut être modifiée rapidement, doit se régler sur les besoins d'approvisionnement à long terme. Si l'on cherche un critère du niveau d'activité, on doit observer que le volume de production peut se trouver accru ou maintenu, malgré le chômage, par un accroissement brusque de productivité: tel est en effet le phénomène qui se constate dans les périodes de faible demande, à la fois par suite des incitations psychologiques que subit la main-d'oeuvre et des méthodes d'exploitation auxquelles les entreprises recourent pour réduire les coûts. Etant donné l'importance du problème de l'emploi, ce critère doit donc être écarté. Mais on ne peut plus raisonner exclusivement en termes d'effectifs, sous peine de ne donner aucune garantie contre les journées chômées. La mesure, indépendante de la productivité, et qui couvre à la fois les risques de licenciement et les risques de short-time, c'est le nombre de postes travaillés.

Des mesures d'ordre conjoncturel n'interfèrent naturellement à aucun degré avec l'exécution des programmes d'assainissement structurel dans certains bassins de la Communauté.

Il n'est manifestement pas souhaitable que la réduction brusque de l'emploi soit effective et grave pour donner le signal des interventions. Dans l'instabilité du marché charbonnier, c'est dès le moment où se relâche la pression de la demande que la vigilance commence à s'imposer. De là la nécessité de perfectionner, pour l'ensemble de la Communauté, les méthodes de prévision de la demande. De là aussi, pour le succès d'une politique efficace et coordonnée de l'énergie, l'importance qui s'attache à ce que tous



les pays se donnent les moyens légaux, les instruments de connaissance, et les leviers de commande, qui seraient disponibles pour permettre d'agir en temps utile, avant que la gravité des circonstances ne permette plus que des interventions massives ou désordonnées.

Les mêmes signes de danger qui comporteraient l'application de protections à l'égard d'importations des pays tiers justifieraient des mesures exceptionnelles et temporaires pour freiner le développement de la consommation de fuel-oil en concurrence avec le charbon: mais, de même que les mécanismes régulateurs prévus sur le marché charbonnier, c'est la survenance d'une telle éventualité que la politique charbon/pétrole doit s'efforcer d'écartier.

## VII- CHARBON ET PETROLE

Etant donné l'étroite relation des marchés du charbon et du fuel-oil, une limitation dans l'amplitude des fluctuations des prix du charbon importé contribuera à stabiliser du même coup le marché des produits pétroliers. Il n'en reste pas moins que la diversité des conditions de production pour le pétrole dans le monde, les méthodes de formation des prix des produits raffinés, les relations entre les conditions d'écoulement de ces productions conjointes posent le difficile problème de la concurrence entre le pétrole et le charbon.

La donnée de base dont il convient de partir, c'est que l'abondance des découvertes pétrolières exclut pour une très longue période toute crainte de raréfaction de cette ressource. A terme, par une répétition de l'expérience des Etats-Unis, l'abondance du gaz naturel, celui de l'Italie et du Sud-Ouest de la France, mais aussi celui qui pourra être amené du Sahara, limitera en Europe l'expansion du fuel-oil comme celle-ci a limité l'expansion du charbon.

Dans cette perspective, il ne saurait être question de refuser à l'Europe cette source de productivité accrue que représente le recours aux produits pétroliers et plus encore au gaz naturel : les avantages ne résident pas seulement dans le pouvoir calorifique, mais dans les économies considérables de main-d'oeuvre dans la manutention et, dans le cas du gaz naturel, dans les économies d'investissement, sinon pour la collectivité, du moins auprès de l'utilisateur lui-même.

Mais cet objectif doit s'accompagner d'un autre : le développement de la consommation de produits pétroliers, nécessaire pour assurer l'équilibre du bilan énergétique de l'Europe, faciliter l'expansion, accroître la productivité, doit s'opérer sans à-coups. Il n'est pas raisonnable qu'il y ait, par un accroissement trop brusque, d'une année à l'autre, de la mise sur le marché, des répercussions auxquelles le charbon soit hors d'état de s'adapter; et de tels à-coups ne sont pas de l'intérêt de l'industrie pétrolière elle-même, étant donné les réactions et les interventions qu'ils provoquent inévitablement.

Etant donné enfin la diversité des industries qui peuvent graviter autour du raffinage et le progrès technologique qui s'y lie, il est éminemment souhaitable que l'industrie du raffinage, si elle doit nécessairement reposer pour la plus grande part des approvisionnements sur des produits bruts importés, puisse se développer dans des conditions économiques normales en Europe même. Cette condition pose à la fois le problème du prix du brut et du prix des produits raffinés.

Les tableaux en annexe présentent la répartition des sources d'approvisionnement de l'Europe, la répartition des débouchés de ses fournisseurs. Ce qui frappe est naturellement la prépondérance du Moyen-Orient dans les approvisionnements de l'Europe, mais aussi la prépondérance de l'Europe dans les débouchés du Moyen-Orient. Le prix du brut a longtemps obéi à la règle d'une parité sur la côte américaine avec le pétrole des Caraïbes. Cette liaison est maintenant abandonnée et le pétrole du Moyen-Orient est l'objet de cotations indépendantes par des entreprises en concurrence. Ce niveau de prix ne peut cependant manquer d'être influencé par le caractère mondial du marché pétrolier où les conditions d'exploitation sont de région à région extraordinairement différentes. Dans les champs effectivement en exploitation, les rendements par puits varient dans la proportion de 1 à 300; il y a un écart de l'ordre de 1 à 10 dans les prix de revient entre le Moyen-Orient et les Etats-Unis, de 6 à 100 dans les investissements par tonne au Moyen-Orient et au Canada. Le niveau actuel des prix du Moyen-Orient, même si les prix de revient directs y sont très bas, assure, grâce aux marges qu'il comporte, mais aussi à l'avantage de transport, la rentabilité d'une bonne part de la production intérieure européenne et surtout de celle qui va se développer au Sahara. Il importe toutefois d'avoir présents à l'esprit les différents éléments qui peuvent intervenir pour modifier les niveaux de prix.

Une concurrence accrue se développe au Moyen-Orient, où s'installent des sociétés indépendantes. Cette concurrence ne joue pas nécessairement dans le sens de la baisse, si elle trouve en face d'elle des prétentions plus fortement monopolistiques des détenteurs du sol,

qui ont tendance à réclamer un pourcentage accru des bénéfices, au delà des 50 % qui ont été longtemps traditionnels, ou éventuellement une participation aux bénéfices, d'ailleurs singulièrement moindres, sur le transport, le raffinage et la distribution. Cependant la somme des bénéfices et des royalties qui s'ajoute aux prix de revient directs pourrait se trouver limitée par la concurrence du pétrole saharien, plus proche d'Europe, même si le prix de revient lui-même en est sensiblement plus élevé. Dans l'hypothèse où les Etats-Unis renonceraient à leur politique protectionniste, l'effet devrait être un abaissement du prix fob du Moyen-Orient qui, accru des transports, et sauf effondrement des taux de fret, n'arrive plus à parité avec le pétrole de l'hémisphère occidental sur le marché américain : la baisse des royalties à la tonne pourrait dans cette hypothèse être très largement compensée par l'accroissement des débouchés, tant en Europe qu'en Amérique, qui assurerait aux propriétaires du sol des ressources financières considérablement accrues.

De leur côté, les prix de transport tendent à décroître à la fois par l'accroissement des dimensions des tankers, - qui peut atteindre une rentabilité suffisante pour faire plus que compenser le désavantage de ne plus pouvoir passer par le Canal de Suez, - et surtout par le développement des pipe-lines qui permettront à de grands tankers de charger en Méditerranée même.

En ce qui concerne les produits du raffinage, le prix en est déterminé mondialement par une parité du fuel-oil avec le charbon sur la côte est des Etats-Unis. Les écarts de prix entre ces produits concurrents, compte tenu de leur pouvoir calorifique, sont étroitement limités, notamment par le fait que les centrales thermiques sont toutes équipées pour passer de l'une à l'autre source suivant les rapports de prix.

Actuellement, cette situation est affermie par un système de basing point, qui détermine le prix des produits, quelle qu'en soit l'origine, sur la base des cotations dans le Golfe des Cara-

ibles, accrues des frais de transport réels ou fictifs depuis cette zone jusqu'au lieu de consommation. Cependant, même si ce mode de cotation était abandonné, les disponibilités dans le Golfe des Caraïbes limiteront les prix européens aussi longtemps qu'il y aura des excédents exportables au delà de la consommation de l'hémisphère occidental. En ce qui concerne en particulier les fuels, la croissance de la consommation aux Etats-Unis peut progressivement faire disparaître ces excédents. Dans ce cas, il y a des chances qu'il se forme en Europe un système de prix autonome, correspondant aux conditions d'approvisionnement et de consommation dans cette région du monde.

Or, dans la structure de la consommation américaine, l'essence représente 44 % du total. En Europe, l'essence ne représente, au contraire, que de l'ordre de 22 %, les fuels 64 %. Les fuels dans le raffinage américain peuvent être d'autant meilleur marché que le raffinage bénéficie d'une plus grande proportion d'essence.

Etant donné la structure du raffinage en Europe, les fuels auraient dû pouvoir atteindre des prix relativement plus élevés; mais ces prix se sont trouvés limités par la concurrence de l'importation directe. Etant donné qu'en Europe la croissance de la consommation du fuel est beaucoup plus rapide que celle de l'essence, l'équilibre du raffinage paraît appeler certaines adaptations : il se pose en effet le problème d'un excès d'essence qui ne serait pas nécessairement absorbé par l'exportation.

Deux faits nouveaux entrent en considération : les nouvelles installations de raffinage qui sont en construction en Allemagne, pour une capacité importante, sont équipées pour livrer une proportion très élevée de fuel-oil, en vue d'éviter les excédents d'essence et de suivre les exigences de la consommation. Par ailleurs, le pétrole du Sahara apparaît particulièrement riche en produits légers. Il n'est d'ailleurs pas exclu qu'il serve pour partie à la couverture des besoins américains, si la protection dont bénéficie la production interne des Etats-Unis ne faisait pas obstacle

à de tels chassés-croisés du commerce international. Mais, par ailleurs, il peut être directement utilisable sans raffinage, comme combustible et même comme carburant. Une fraction des besoins thermiques pourrait ainsi être couverte sans développer la proportion des fuels dans le raffinage, en attendant que la relève soit assurée par le gaz du Sahara.

Il convient maintenant de rassembler les différents éléments du problème.

Il apparaît à l'évidence que les conditions de formation des prix du pétrole sont entièrement différentes de celles du charbon. Un accroissement d'approvisionnement charbonnier ne s'opère qu'à coûts croissants. Dans la situation actuellement prévisible du marché pétrolier, l'accroissement de la consommation de produits pétroliers en Europe fait un appel supplémentaire aux sources les meilleur marché, qui sont en même temps les plus élastiques, c'est-à-dire celles du Moyen-Orient. Le principe du coût marginal à long terme ne trouve pas actuellement application pour les prix du pétrole, qui sont réglés par de tous autres mécanismes. On soulignera, en particulier, qu'au rebours d'un marché de concurrence où la levée des restrictions d'importation aux Etats-Unis tendrait à faire monter les prix des sources d'approvisionnement extérieures, le prix du pétrole du Moyen-Orient s'abaisserait au contraire dans ce cas pour pénétrer largement ce marché, où il n'est actuellement à parité que dans les périodes où les frets sont anormalement déprimés.

Dans l'immédiat le charbon, en dehors du coke nécessaire à la production de la fonte, est en concurrence à la fois avec le charbon importé et le fuel-oil. Or, les incertitudes les plus grandes s'accumulent sur l'évolution des prix des produits pétroliers. Que sera la politique des Etats-Unis à l'importation ou la répercussion d'un changement de cette politique sur les prix du brut en provenance du Moyen-Orient ? Quelle sera la politique des Etats propriétaires du sol et des grandes compagnies pétrolières ? Dans quelle mesure l'influence des indépendants modifiera-t-elle les pratiques présentes ? Quelle sera l'incidence, sur les prix, de la diversifi-

cation géographique des investissements, que des considérations de sécurité recommandent à la fois aux producteurs et aux utilisateurs ? Comment se répercuteront les investissements portuaires nécessaires à la réception de tankers de dimensions rapidement croissantes, et, en sens inverse, que seront les tarifs et taxes applicables aux transports intérieurs par pipe-lines ? Demeurera-t-il des surplus de fuel-oil exportables en provenance des Caraïbes, ou le système de prix européen évoluera-t-il suivant les conditions de la production et de la consommation européennes ? L'accroissement de la part des produits noirs dans le raffinage se trouvera-t-il arrêté par les disponibilités du Sahara en pétrole directement utilisable ou en gaz naturel ? Ces incertitudes limiteraient par elles-mêmes la validité de la référence qui peut être donnée pour l'orientation des investissements charbonniers à long terme en fonction de la concurrence de l'importation américaine.

Etant donné la lourdeur des investissements, des points fixes apparaissent nécessaires. Ils ne peuvent être trouvés que dans l'exigence, qui a déjà été rappelée, d'éviter de brusques à-coups dans l'emploi. Les mesures par lesquelles une telle assurance serait mise en œuvre n'ont pas à être discutées ici en détail. Des taxes qui auraient pour objet de relever les prix porteraient préjudice aux utilisateurs qui avaient fondé leurs investissements et leurs calculs sur un certain niveau de prix ; Si toutefois il en est fait application, elles devraient être limitées à la mesure nécessaire pour compenser une baisse ou un effondrement des prix. On ne peut donc exclure a priori la nécessité de certains freinages, sous une forme plus directe, de certains développements de consommation : il ne doit s'agir ici que de mesures de circonstance en fonction des difficultés conjoncturelles. L'exception qu'elles constituent par rapport aux principes répond à une nécessité sociale et politique qui n'échappe pas à l'industrie pétrolière elle-même : elle est consciente des risques de réactions violentes et de mesures restrictives que comporte une irruption si brusque, sur le marché, qu'elle dépasse les capacités d'adaptation de l'industrie charbonnière.

Une contribution qui, en revanche, peut être apportée à l'industrie pétrolière pour le développement du raffinage, résulterait d'un réexamen des systèmes actuels de taxation des produits pétroliers. Ils sont principalement concentrés sur l'essence et poussent à des efforts excessifs pour la réduction de la consommation unitaire dans les voitures; cette tentative en réduit la solidité et la durée de vie, et alourdit les investissements automobiles tant chez les constructeurs que chez les usagers. Ce niveau des droits exige, en faveur de certaines catégories, agriculteurs, pêcheurs, touristes, des régimes d'exemption qui aboutissent inévitablement à des fraudes. A bien considérer le service public que les taxes doivent ici rémunérer, on s'aperçoit que l'existence de voitures exige une capacité routière de pointe, en fonction de l'importance du parc, en même temps qu'un entretien ou un développement en fonction du kilométrage. Il y a ici une analogie manifeste avec la nécessité d'un tarif binôme dans le cas de l'électricité. Sans doute, la limite au développement de la consommation d'essence provient-elle surtout des difficultés de la circulation et du stationnement. Il n'en résulte pas moins que les impôts sur les voitures devraient être, dans un certain nombre de pays, alourdis pour permettre une réduction des impôts sur l'essence. Accessoirement, dans le cas de la France, cette méthode serait probablement plus efficace pour l'équilibre de la balance des paiements. Cette méthode permettrait aussi de réduire l'écart arbitraire entre la taxation de l'essence et du diesel-oil : or, même à égalité de taux, la taxe représente une fraction plus faible des coûts totaux pour les véhicules à équipement diesel, où la dépense de capital est plus forte, la dépense courante d'exploitation sensiblement moindre. A fortiori y a-t-il une distorsion sérieuse dans le cas d'un écart très considérable entre la taxation du diesel-oil et la taxation de l'essence. Que l'écart doive être réduit par la voie d'une diminution des taxes sur l'essence, compensée par une augmentation des taxes fixes sur les véhicules, c'est ce qui résulte aussi



du fait que le gas-oil trouve un autre débouché dans le chauffage d'installations fixes.

Sur le fuel-oil industriel, si rien ne justifie qu'il soit exonéré des impôts indirects de droit commun, en revanche ce serait faire obstacle au progrès technique que de le surcharger d'accises qui le désavantagent par rapport au charbon. Si de tels droits intérieurs étaient cependant envisagés, ils devraient en tout cas être strictement réservés aux périodes où une expansion du fuel se ferait trop brusque, dans des conditions dépassant la capacité d'adaptation de la production charbonnière; ils devraient être supprimés sitôt passées les périodes de difficultés d'écoulement provoquées par un affaiblissement de la conjoncture.

Une politique énergétique doit être une politique à long terme. C'est dans cette perspective qu'il faut admettre que l'Europe a besoin, dans les années qui viennent, d'un accroissement du recours au fuel-oil, suivant un rythme déterminé par l'équilibre de son bilan énergétique. C'est dans cette perspective aussi qu'il faut concevoir la politique des effectifs dans les mines : une lente réduction est aisément tolérable et constitue même un progrès social; elle peut être facilitée par une refonte des dispositions du Traité instituant la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier sur la réadaptation des travailleurs. Ce qu'il est nécessaire d'éviter ce sont les brusques à-coups. Cette nécessité justifie l'établissement de programmes prévisionnels à long, moyen et court terme, s'étendant du charbon à l'ensemble de l'approvisionnement énergétique, pour guider l'action de tous les intéressés et fournir un cadre aux interventions éventuelles que peut appeler la régularité de l'approvisionnement ou du marché.

Ce qui apparaît en tout cas essentiel, c'est que les méthodes appliquées soient coordonnées entre les pays de la Communauté, sous peine que, par le jeu du marché commun du charbon, les différents pays reportent les uns sur les autres les difficultés que provoquent les avantages qu'ils auraient voulu accorder à leurs

industries utilisatrices. La nécessité de prévisions à court, moyen et long terme, la diversité des situations énergétiques, mais aussi les rapprochements qui s'opèrent, les résultats obtenus ou les difficultés rencontrées par différentes méthodes d'organisation et d'intervention, justifient une liaison constante entre les services chargés des problèmes énergétiques dans les différents pays de la Communauté, une confrontation des expériences, une consultation sur les mesures envisagées, qui seront facilitées par le rôle attribué à la Haute Autorité par le Protocole signé en accord avec le Conseil.

La politique de l'énergie apparaît comme le domaine où, le plus manifestement, c'est l'Europe, en place des pays séparés, qui est en mesure de résoudre les problèmes européens.

ANALYSE DES BESOINS EN CERTAINES FORMES  
SPECIFIQUES D'ENERGIE

a) GAZ ET COKE

Les cokeries et les usines à gaz sont d'ores et déjà les consommateurs les plus importants de la houille et le seront encore bien davantage à l'avenir. Elles ont absorbé en 1955 40 % des ressources totales de houille; en 1965 ce pourcentage sera sans doute de 45 %.

Consommation probable du gaz et du coke<sup>(1)</sup>

		1950	1955	1960	1965	1975
1. Coke	Mns t	51	75	88	100	120
2. Gaz de houille <sup>(2)</sup>	Mrds m <sup>3</sup>	24,6	35,1	42,0	47,6	56,3
3. Gaz naturel <sup>(2)</sup>	" "	1,7	9,2	20,6	29,0	42,7
4. Autres gaz manufacturés <sup>(2)</sup>	" "	22,7	36,6	45,3	54,9	71,1

(1) Y compris les besoins pour la transformation.

(2) 4.200 kcal/m<sup>3</sup>; chiffres de production.

.../...

b) TRANSPORTS

L'évolution de la consommation dans le secteur des transports paraît devoir répondre au schéma ci-après sous réserve d'une contribution éventuelle, mais qui ne peut être aujourd'hui chiffrée de l'ordre du nucléaire en 1975.

TRANSPORTS											
	ferroviaires			routiers			maritimes, fluviaux et aériens			TOTAL	
	1955	1965	1975	1955	1965	1975	1955	1965	1975	1955	1975
1. Charbon	Mio t	17,3	11,2	8,7	-	-	1,7	0,3	-	19,0	11,5
2. Electricité <sup>1)</sup>	Mrd.kWh	8,1	14,7	19,1	0,7	0,8	-	-	-	8,8	15,4
3. Essence	Mio.t.)										
4. Fuel-oil	Mio.t.)	3,2	3,9	2,2	14,9	30,9	42,3	8,6	11,0	21,5	41,4
5. Diesel-oil	Mio.T.)										
6. Autres	Mio.t.é.h.	1,5	1,2	0,8	-	-	0,4	0,4	0,4	1,9	1,6
TOTAL en mns t é.h.		21,6	16,8	15,0	21,4	44,2	60,5	9,7	13,0	52,7	74,0

1) incl. tramways

c) ELECTRICITE

De 1955 à 1965 on s'attend généralement au jeu de la loi empirique d'un doublement de la consommation en dix ans, soit un taux annuel d'accroissement de 7,2 %. De 1965 à 1975, une plus grande incertitude s'introduit : y aura-t-il à nouveau un doublement ou, au contraire, un certain ralentissement du rythme d'accroissement ? Les deux hypothèses extrêmes s'expriment finalement par l'idée d'un quadruplement sur vingt ans, ou seulement d'un triplement. L'écart est égal à la totalité des installations de la production électrique actuellement existantes; sur l'emploi des sources d'énergie primaire l'incidence est plus faible étant donné la baisse des consommations spécifiques; toutefois, le point est évidemment décisif pour le marché du charbon et le développement des installations nucléaires ou, à défaut de ressources suffisantes de l'un ou l'autre côté, un emploi accru des produits pétroliers tirés largement de l'importation pour l'alimentation de centrales électriques. Si le maintien d'un rythme d'accroissement supérieur à 7 % par an paraît, sur une période assez longue, difficilement compatible avec le résultat des analyses par secteur, un simple triplement en vingt ans signifierait que l'accroissement absolu dans la deuxième décennie ne serait pas plus fort que dans la première : ce serait s'écarter de façon décisive du rythme cumulatif qui était régulièrement constaté dans le passé. En outre, le taux annuel se trouverait alors réduit à 4,7 %, ce qui ne se constate que dans les courtes périodes de ralentissement d'activité. On est donc amené à envisager que la consommation en vingt ans soit multipliée par un coefficient de l'ordre de 3,5, qui s'accorderait avec un taux annuel de progression voisin de 6,3 % entre 1965 et 1975.

On peut considérer comme des données relativement indépendantes le développement des centrales hydrauliques, accessoirement des centrales géothermiques, et par ailleurs, étant donné leur avantage de prix de revient, les centrales fondées sur le lignite, le gaz de gueulard, les bas produits charbonniers.

Le reste doit être assuré par des centrales thermiques, parmi lesquelles il faut compter les centrales au charbon, les centrales au fuel, les centrales atomiques.

On doit donc noter d'abord les hypothèses actuelles sur le développement de production dans ces centrales nucléaires : (1)

	<u>1965</u>	<u>1975</u>
en mrds de kWh	27	120

On peut alors établir le tableau suivant :

Production brute d'électricité

		TWh (mrds de kWh)				
		1955	1960	1965	1975	
1. Centrales hydrauliques et géothermiques		70,2	85,7	105,0	135,0	
2. Centrales au lignite		19,2	32,5	49,9	62,1	
3. Centrales au gaz de haut fourneau		7,9	11,6	14,0	19,0	
4. Centrales au gaz naturel		1,4	4,1	9,7	17,9	
5. Centrales au bas produits charbonniers		23,2	42,0	58,0	91,0	
6. Centrales nucléaires		-	-	27,0	120,0	
7. Autres centrales thermiques		67,3	91,8	101,3		
- hypothèse forte (2)		-	-	-	271,6	
- hypothèse faible		-	-	-	128,7	
8. Production totale		189,7	267,7	364,9	716,6 573,7	
conc. n° 7	{	9. Consommation dans les centrales (Mio/t.é.h.)	35,6	41,8	40,8	
		- hypothèse forte	-	-	-	90,6
		- hypothèse faible	-	-	-	47,2

(1) et (2) voir page 4 a)

- (1) Il s'agit ici de chiffres provisoires fondés sur le recensement des projets ou programmes existants en 1958 dans la Communauté, et qui ne préjugent en rien les programmes indicatifs prévus à l'Article 40 du Traité EURATOM.
  
- (2) Dans le cas de l'hypothèse forte, le chiffre pour les centrales nucléaires serait sans doute sensiblement plus élevé, p.ex. 180 à 200 , ce qui réduirait du même montant le chiffre affecté aux autres centrales thermiques qui constituent le poste résiduel.

PREVISIONS DE RESSOURCES POUR LA COMMUNAUTEa) Charbon et lignite

En ce qui concerne les possibilités techniques d'exploitation, les études des Commissions "Objectifs Généraux" ont montré que, du fait de l'insuffisance de leurs gisements, un grand nombre de bassins n'étaient pas en mesure d'accroître leur extraction et l'on doit, par conséquent, distinguer trois catégories de bassins :

- Dans la plupart des bassins, l'extraction cessera de progresser, pour diminuer au contraire avec le temps.
- Le bassin sarro-lorrain, la Campine belge et le bassin d'Aix-la-Chapelle sont en mesure d'accroître dans une certaine mesure leur extraction.
- La Ruhr offre des possibilités considérables d'extension.

Le tableau suivant résume l'extension des capacités de production qui est possible compte tenu des conditions naturelles, c'est-à-dire des gisements.

Accroissement des capacités d'extraction par rapport à 1955  
(capacité d'extraction 1955 = 260 mns de t)

B a s s i n s	1965/55	1975/65	1975/55
		mns de t	
Bassins sud belges )			
Nord/Pas-de-Calais )			
Centre-Midi français )			
Limbourg néerlandais )	+ 1,5	+ 1	+ 2,5
Basse-Saxe )			
Sulcis )			
Aix-la-Chapelle )			
Lorraine )	+ 9,5	+ 5	+ 14,5
Campine )			
Sarre )			
Ruhr	+ 14	+ 29	+ 43
COMMUNAUTE	+ 25	+ 35	+ 60



Si toutes ces extensions de capacité possibles étaient réalisées, on obtiendrait l'extraction maxima réalisable de houille de la Communauté. On suppose à cet égard l'utilisation de capacités à concurrence d'environ 95 % pendant une période de plusieurs années. On suppose en outre qu'une réduction prévisible de la durée hebdomadaire ou annuelle de travail n'entraînera pas d'ici 1965 une réduction du nombre des jours d'extraction annuels (300); or il semble inévitable, même dans les conditions les meilleures, de ne compter pour la période de 1965 à 1975, que sur un maximum possible de 290 jours d'extraction.

Capacité d'extraction et extraction techniquement réalisable des charbonnages de la Communauté

(en mns de t)

	1955 effective	1960 supposée	1965 techniquement	1970	1975 réalisable
Capacité	260,6	269,5	285,7	-	320-325
Extraction	247,5	256,5	271,6	282	297

Parmi les autres combustibles solides, le lignite ancien n'a qu'un caractère marginal et se trouve concentré dans deux bassins : Provence et Bavière. Les possibilités de développement sont faibles ou nulles; la clientèle locale assurera la survie de ces bassins.

Pour le lignite récent, si l'on fait abstraction des gisements sans importance qui existent en France et en Italie et dont l'exploitation se fait en liaison avec deux centrales électriques, c'est le lignite rhénan qui constitue la source essentielle. En Rhénanie également l'extraction du lignite est liée à la production d'électricité. La production de briquettes de lignite est en régression lente en dépit de la tendance à l'expansion de l'extraction de lignite brut. L'exploitation se concentrera dans l'avenir sur un petit nombre de points où l'on dispose d'instruments d'exploitation géants qui permettent d'exploiter le lignite à ciel ouvert jusqu'à une profondeur de 200 m. Les programmes sont élaborés, et déjà en partie réalisés,

pour une durée d'environ 30 ans. Les méthodes d'abattage exigent peu de personnel et les centrales au lignite de la région rhénane demeureront à coup sûr les producteurs de courant électrique les moins chers de la Communauté.

b) Electricité primaire

En matière d'électricité, l'énergie géothermique est une source d'énergie marginale et ne semble pas avoir de possibilités d'expansion. L'énergie hydraulique brute ne joue un rôle essentiel qu'en Italie et en France. Une estimation correspondant à la mise en valeur des forces hydrauliques économiquement exploitables d'ici 1975 montre que dans la Communauté cette source d'énergie peut doubler en 20 ans, tandis que les estimations concernant la production d'électricité en 1975 atteignent le triple et le quadruple de la production de 1955.

c) Combustibles liquides et gazeux

Le développement des combustibles liquides et gazeux sera rapide. Il suppose un effort considérable au cours des prochaines années dans le domaine de la prospection et des forages; mais cet effort est payant. Les gisements de Sicile et de Parentis donneront quelques millions de tonnes de pétrole par an. Quant au gaz naturel, la production italienne est déjà de 5 milliards de m<sup>3</sup>. On attend à brève échéance des productions analogues dans la région de Lacq.

Prévisions de production : a) gaz naturel et lignite

(en mns de t. équ. ch.)

	1955	1960	1965	1970	1975
Gaz naturel et méthane	5,9	12,3	17,4	21,5	25,6
Lignite	26,1	30,9	35,4	36,5	40,4
Total	32,0	43,2	52,8	58,0	66,0

Prévisions de production : b) gaz de haut fourneau et  
bas-produits charbonniers

(en kWh et équ. ch.)

	1955	1960	1965	1970	1975
Gaz de haut fourneau	7,90	11,60	14,00	16,50	19,00
Bas-Produits	23,20	42,50	58,00	74,00	91,00
Total	31,10	54,10	72,00	90,50	110,00
Equivalent charbon	16,3	25,4	29,5	35,3	41,8

c) Cokeries et centrales hydrauliques

(en équ. ch.)

	1955	1960	1965	1970	1975
I - Energie primaire pour la cokéfaction	103,0	123,4	139,8	152,3	165,2
II - Energie hydraulique et géothermique	13,7	16,5	19,9	21,4	25,2
	116,7	139,9	159,7	173,7	190,4

Dans l'industrie houillère, les coûts d'investissements pour l'aménagement d'un nouveau siège d'exploitation, sans compter les services annexes et les logements de mineurs, peuvent être évalués à 30 \$ par t/an de production. A quoi s'ajoute environ 1 \$ de dépenses d'investissement pour le maintien des capacités existantes.

Quant aux dépenses d'investissement pour le lignite, elles ne sont pas encore connues.

Les programmes d'investissement relatifs aux sources d'énergie hydraulique exploitables sont évalués en moyenne à 352 \$ par kilowatt de puissance installée. Il y a tout lieu de s'attendre, dans la mesure où l'on n'exploitera pas seulement les sources d'énergie hydraulique les plus avantageuses, que ces coûts atteignent 400 à 500 \$ par kilowatt.

Les dépenses d'investissement pour la mise en valeur des gisements pétroliers ne sont pas connues. Pour les dépenses effectives qu'entraînent la recherche et l'exploitation des gisements pétroliers d'Arabie, elles sont évaluées à 5 1/2 / 6 \$ par tonne.

En ce qui concerne les coûts de transformation de l'énergie primaire en énergie secondaire, les dépenses d'investissement pour une nouvelle cokerie, y compris les installations de récupération des sousproduits, se montent à 25 \$ par t/an de production de coke. Les dépenses d'entretien des batteries existantes sont évaluées à 12 \$ par tonne annuelle de production de coke. Les coûts d'investissement afférents aux centrales thermiques alimentées en énergie classique se situent, dans les pays de la Communauté, entre 110 et 200 \$ par kilowatt installé; si l'on compte les intérêts intercalaires on peut se baser sur un montant de 150 / 160 \$ par kilowatt installé.

Pour ce qui est des raffineries de pétrole, on ne dispose pas de données sûres. Des évaluations, dont on ignore l'exactitude, indiquent 18 à 20 \$ par tonne de produit obtenu.

Il convient d'y ajouter les investissements très importants pour le transport des produits pétroliers qui sont estimés à 25 / 28 \$ la tonne.

Dans une première comparaison d'ensemble, on peut donner certains ordres de grandeur encore problématiques à maints égards en ce qui concerne les coûts d'investissement pour le charbon et le pétrole (cf. tableau).

<u>Charbon</u>	Coûts d'investissement par tonne annuelle de production (nouvelle) .....	\$ 31,-
<u>Coke</u>	Coûts d'investissement par tonne annuelle de production (nouvelle).....	\$ 25,-
	Si l'on prend comme rapport calorifique entre le pétrole et le charbon = 1 : 1,5, les coûts d'investissement équivalents sont	
	pour le charbon, par t/an, de.....	\$ 46,5
	pour le coke, par t/an, d'environ.....	\$ 40,-
<u>Pétrole</u>	(évaluations non confirmées) par t/an de produit	
	Pétrole brut - mise en exploitation et coûts de production.....	\$ 5,5 / 6
	Raffinerie : production.....	\$ 18 / 20
	Transport.....	\$ 25 / 28
	Total :	\$ 48,5/54

Esquisse d'un fonds de stabilisation des frets

Le schéma suivant pourrait être envisagé : le terme de référence des frets serait la moyenne des contrats d'affrètement à long terme en cours, qui se modifie de façon très lente à mesure que des contrats viennent à expiration et que d'autres sont conclus. Une caisse préleverait ou, au contraire, rembourserait une fraction, qui pourrait en principe être de 30 %, de la différence entre ce niveau de référence et les taux d'affrètement par cargaison isolée. De la sorte subsistera l'incitation à conclure des contrats à long terme pour stabiliser le fret, de même que l'incitation à chercher les taux de fret les plus bas pour les cargaisons isolées. Toutefois, les prélèvements dans une période ne peuvent compenser les versements à faire dans une autre : on ne peut savoir s'il y a une compensation telle entre les différences de fret en plus ou en moins, et les différences de tonnages, de la basse à la haute conjoncture, que les prélèvements et les versements s'équilibrent. On peut donc imaginer que les ressources obtenues par les prélèvements soient affectées à des crédits aux importateurs disposés à mettre en stock au lieu de placer leurs importations sur le marché; ces crédits ne seraient pas consentis pour une période définie mais seraient remboursables à mesure de la liquidation des stocks, qui normalement doit s'opérer avec la remontée des prix que comporte le redressement de la conjoncture. Les ressources deviendraient ainsi disponibles au moment opportun pour contribuer aux versements sur les taux excédentaires de frets. Un prélèvement éventuel, dont l'ampleur serait probablement très faible, devrait être prévu sur la somme de la consommation et de l'exportation, égale à la somme de l'importation et de la production, pour s'ajouter, dans la mesure nécessaire aux versements exigés par la haute conjoncture, aux ressources que restituerait le remboursement des crédits.

Si l'ampleur des fluctuations de prix d'importation est ainsi profondément réduite, les prix intérieurs peuvent s'y adapter. Cette flexibilité est un élément indispensable du mécanisme :

c'est en effet le risque de baisse qui limitera de lui-même les contrats d'importation et d'affrètements à long terme aux quantités qui peuvent être considérées comme des importations structurelles. Des engagements à prix fermes pour des quantités qui ne représentent que la pointe de la demande seront au contraire découragés par l'impossibilité d'écoulement ou la perspective de pertes massives dans les moments où l'affaiblissement de la conjoncture comporte un ajustement des prix vers le bas.

En outre, avec la baisse des frets, un moment vient où de nouveaux contrats à long terme peuvent être conclus dans des conditions plus avantageuses pour l'affréteur que les contrats spot que le prélèvement prévu amène au voisinage du cours moyen à long terme, encore influencé par certains contrats de haute conjoncture. Inversement, en haute conjoncture, des contrats spot dont le coût est ramené au voisinage de la moyenne des contrats à court terme deviennent plus avantageux que de nouveaux contrats à long terme dont le taux tend à se relever rapidement. Il en résulte à la limite une incitation à ne contracter, en haute conjoncture, que pour des cargaisons isolées. On vérifie ainsi aisément que le système tend de lui-même à limiter les contrats à long terme aux besoins structurels d'importation, à reporter sur l'importation les pointes de la demande.

On reconnaîtra d'ailleurs, dans le mécanisme proposé, une transposition des pratiques qui ont déjà cours dans le domaine pétrolier. La différence avec le charbon est qu'ici les transports pour compte propre représentent près de 60% du total, les time-charters quelque 30%, les spot 10% seulement. Dans ces conditions, la pratique est de substituer au coût propre de chaque cargaison le fret moyen périodiquement calculé sur le total des contrats en cours. Etant donné le petit nombre d'affréteurs, la péréquation s'opère implicitement à l'intérieur de chaque compagnie pétrolière. Les modifications introduites concernent la nécessité d'une péréquation explicite, et sa limitation aux contrats spot, pour obtenir aussi automatiquement que possible une répartition des importations entre contrats à long terme et cargaisons isolées conforme aux conditions de bon fonctionnement du marché charbonnier global.

## BALANCE DU COMMERCE EXTERIEUR D'ENERGIE

(Importations - Exportations) - Moyenne des années 1956-1957

	Déficit énergétique avec le reste du monde		Déficit énergétique total	
	en mns \$	en % du PNB 1956	en mns \$	en % du PNB 1956
Allemagne	413,7	1,3	193,8	0,49
France	684,2	1,5	822,8	1,82
Italie	450,2	2,2	509,7	2,47
U.E.B.L.	178,0	1,75	203,1	2,00
Pays-Bas	254,4	3,5	229,3	3,14
TOTAL	1 980,5	1,6	1 958,7	1,59



Tableau 2

( en Millions de \$ )

- IMPORTATIONS D'ENERGIE - MOYENNE DES ANNEES 1956-1957

	1 C.E.E.	2 Reste du monde	3 Total	4 2 en % de 3	5 2 en % des importations totales en provenance des pays tiers	6 2 en % du PNB 1956	7 3 en % du PNB 1956
Allemagne	147,0	643,8	790,8	81 %	12 %	1,6 %	25,0 %
France	247,1	881,5	1128,6	78	19	2,0	2,5
Italie	75,4	614,4	689,8	89	23	3,0	3,3
U.E.B.L.	162,8	240,6	403,4	60	13	2,4	4,0
Pays-Bas	109,5	515,2	625,7	83	40	7,1	8,6
TOTAL	741,8	2898,5	3638,3	80	17	2,4	3,0

Conversion en \$ au taux officiel de change.

Tableau 3

- EXPORTATIONS D'ENERGIE - MOYENNE DES ANNEES 1956-1957 ( en Millions de \$ )

	1 C.E.E.	2 Reste du monde	3 Total	4 2 en % de 3	5 2 en % des exportations totales à destination des pays tiers	6 2 en % du PNB 1956	7 3 en % du PNB 1956
Allemagne	366,9	230,1	597,0	39 %	4 %	0,58 %	1,5 %
France	108,5	197,3	305,8	65	6	0,44	0,68
Italie	15,9	164,2	180,1	91	9	0,80	0,87
E.E.B.L.	137,7	62,6	200,3	31	4	0,62	1,97
Pays-Bas	134,6	261,8	396,4	66	15	3,5	5,42
TOTAL	763,6	916,0	1679,6	55	6	0,75	1,37

Tableau 4

CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLIERS DANS LES PAYS DE LA COMMUNAUTÉ

( Sous et consommation propre des raffineries exclues )

( en milliers de t )

Années	E s s e n c e		D i o s o l		F u e l		A u t r e s p r o d u i t s		T o u s p r o d u i t s	
	t	%	t	%	t	%	t	%	t	%
1950	5 678	26,1	4 406	20,3	8 037	37,0	3 578	16,6	21 699	100
1951	6 630	25,3	5 513	21,0	10 028	38,3	3 972	15,4	26 141	100
1952	7 617	27,2	6 190	22,1	10 142	36,3	3 999	14,4	27 978	100
1953	8 428	26,1	7 171	22,2	11 649	36,0	5 025	15,7	32 273	100
1954	9 277	24,6	8 381	22,2	14 247	37,8	5 691	15,4	37 596	100
1955	10 303	23,2	9 821	22,2	16 978	38,5	6 968	16,1	44 070	100
1956	11 531	22,1	11 541	22,1	21 487	41,2	7 631	14,6	52 190	100
1957	12 095	22,0	12 002	21,9	22 950	41,8	7 799	14,3	54 846	100
taux moyen annuel d'ac- croissement	+ 12,5 %		+ 17,6 %		+ 16,5 %		+ 14,1 %		+ 15,2 %	

Source : Bulletin statistique O.E.C.E.

(Annexe au doc. 3 024/59 fr.)

## CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS NOIRS

(Analyse par Secteurs)

en 1 000 de tonnes

Secteurs de Consommation	1950		1951		1952		1953		1954		1955		1956		1957		
	t	%	t	%	t	%	t	%	t	%	t	%	t	%		ind.	ind.
<u>UTILISATION MEC.</u>																	
Transport Route	1 807	14,8	2 345	15,3	2 819	17,3	3 435	18,2	3 981	17,8	4 533	17,2	5 004	15,5	277		
Transport Rail	88	0,7	124	0,8	169	1,0	184	1,0	259	1,2	339	1,3	412	1,3	468		
Transport Eau	527	4,2	690	4,5	747	4,6	800	4,6	1 055	4,7	1 209	4,7	1 397	4,3	265		
Secteurs industr. et autres	469	3,8	689	4,5	773	4,7	995	5,3	1 242	5,5	1 578	6,0	1 823	5,6	388		
<b>T O T A L</b>	<b>2 891</b>	<b>23,5</b>	<b>3 848</b>	<b>25,1</b>	<b>4 508</b>	<b>27,6</b>	<b>5 494</b>	<b>29,1</b>	<b>6 537</b>	<b>29,2</b>	<b>7 679</b>	<b>29,2</b>	<b>8 536</b>	<b>26,7</b>	<b>299</b>		
<u>UTILISATION THERM.</u>																	
Transport Rail	900	8,0	972	6,3	938	5,7	921	4,9	955	4,3	873	3,3	973	3,0	99		
Industrie Siderur.	479	3,9	609	4,0	731	4,5	925	4,9	1 183	5,3	1 903	7,2	2 137	6,6	447		
Autres Industries	1 595	44,6	6 917	45,3	6 890	42,2	7 700	40,8	8 750	39,0	9 226	37,4	12 002	37,2	223		
Centrales Electr.	909	7,4	948	6,1	1 028	6,3	1 134	6,0	1 234	5,5	1 481	5,7	2 096	6,5	236		
Foyers domestiques	1 616	13,2	2 080	13,2	2 242	13,7	2 691	14,3	3 751	16,7	4 611	17,2	6 477	20,0	401		
<b>T O T A L</b>	<b>9 376</b>	<b>76,5</b>	<b>11 466</b>	<b>74,9</b>	<b>11 829</b>	<b>72,4</b>	<b>13 371</b>	<b>70,9</b>	<b>15 873</b>	<b>70,8</b>	<b>18 694</b>	<b>70,8</b>	<b>23 685</b>	<b>73,3</b>	<b>252</b>		
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>12 269</b>	<b>100,0</b>	<b>15 314</b>	<b>100,0</b>	<b>16 337</b>	<b>100,0</b>	<b>18 863</b>	<b>100,0</b>	<b>22 410</b>	<b>100,0</b>	<b>26 373</b>	<b>100</b>	<b>32 321</b>	<b>100</b>	<b>263</b>		

Estimation sur la base des Bilans Nationaux - Pétroleum Press Service - O.E.E.C. etc.

Tableau 6 a)

IMPORTATION DE PETROLE BRUT  
VENTILEE PAR ORIGINE

(en milliers de tonnes)

(Année de référence : 1955)

P A Y S IMPORTATEURS	P A Y S    E X P O R T A T E U R S		T O T A L			
	Hémisph. Occid.		Pays non désignés			
	t.	%	t.	%		
Allemagne	838	11,3	6 601	88,7	7 439	100
Belgique	307	6,5	4 043	85,9	4 702	100
France	1 290	5,2	23 390	94,5	24 739	100
Italie	667	4,0	15 952	96,0	16 619	100
Pays-Bas	3 244	27,2	8 676	77,8	11 920	100
C.E.CCA.	6 346	9,7	58 662	89,6	65 419	100

Sources : Petroleum Press Service,  
International Petroleum Trade, etc.

Tableau 6 b)  
(en millions de tonnes)

IMPORTATION DE PETROLE BRUT  
VENTILEE PAR ORIGINE

(Année de référence : 1956)

P A Y S IMPORTATEURS	P A Y S		E X P O R T A T E U R S		T O T A L		
	Hémisph. Occ.		Hémisph. Orient.		Pays non désignés		
	t.	%	t.	%	t.	%	
Allemagne	2 088	29,6	6 911	86,4	-	7 999	100
Belgique	-	-	5 341	100	-	5 341	100
France	2 294	9,0	22 938	90,2	206	25 438	100
Italie	885	4,8	17 331	93,4	345	18 561	100
Pays-Bas	5 469	40,0	8 203	60,0	--	13 672	100
C.E.C.A.	9 736	13,7	60,774	85,5	551	71 011	100

Sources: Petroleum Press Service,  
International Petroleum Trade, etc.

Tableau 6 c)

IMPORTATION DE PETROLE BRUT  
VENTILEE PAR ORIENTE

(Année de référence)  
1957

(en milliers de tonnes)

P A Y S IMPORTATEURS	P A Y S P A Y S		E X P O R T A T E U R S				T O T A L	
	Hémisph. Occ.		Hémisph. Orient.		Pays non désignés			
	t.	%	t.	%	t.	%	t.	%
Allemagne	2 203	27,0	5 939	72,8	16	0,2	8 158	100
Belgique	243	4,4	5 063	91,1	249	4,5	5 555	100
France	4 505	18,9	19 134	80,3	191	0,8	23 830	100
Italie	1 591	8,1	17 132	86,4	1 097	5,5	19 820	100
Pays-Bas	5 267	37,6	8 740	62,4	-	-	14 007	100
C.E.C.A.	13 809	19,3	56 008	78,5	1 553	2,2	71 370	

Sources: Petroleum Press Service,  
International Petroleum Trade, etc.

Année de référence 1955

IMPORTATION DES PRODUITS PETROLIERS FINIS  
VENTILÉE PAR ORIGINE

Tableau 7 a)

(en milliers de tonnes)

P A Y S I M P O R T A T E U R S	P A Y S E X P O R T A T E U R S												M O N D E		
	HEMISPHERE OCCIDENTAL						HEMISPHERE ORIENTAL								P A Y S N O N D E - S I G N E S
	HEMISPHERE OCCIDENTAL			HEMISPHERE ORIENTAL			HEM. OCC.		HEM. ORIENT.		PAYS NON DE-SIGNES		t.	%	
	U.S.A. CANADA	VENEZUELA M. LAT.	ANTILL. NEERL.	EUROPE AUTRES QUE CECA	U.R.S.S. SATELL.	MOYEN ORIENT	EXTREME ORIENT	t.	%	t.	%	t.			%
Allemagne	106	132	300	118	63	-	-	656	91,2	63	8,8	-	-	719	100
Belg./Lux.	110	186	418	87	79	1	1	801	73,2	166	15,1	128	11,7	11095	100
France	201	73	46	-	71	82	82	320	51,8	298	48,2	-	-	618	100
Italie	84	-	140	-	52	96	96	224	59,2	154	40,8	-	-	378	100
Pays-Bas	27	47	256	188	-	220	21	518	67,5	241	31,4	8	1,1	767	100
C.E.C.A.	528	438	1 160	393	265	457	200	2 519	70,5	922	25,7	136	3,8	3 577	100

Sources : Petroleum Press Service,  
International Petroleum Trade, etc.



IMPORTATION DES PRODUITS PETROLIERS FINIS  
VENTILEE PAR ORIGINE

Tableau 7 b)

(Année de référence : 1956)

(en milliers de tonnes)

P A Y S IMPORTATEURS	P A Y S E X P O R T A T E U R S													M O N D E	
	HEMISPHERE OCCIDENTAL			HEMISPHERE ORIENTAL			T O T A L			P A Y S N O N D E - S I G N E S			t.		
	U.S.A. CANADA	VENEZUELA AM. LAT.	ANTILL. NEERL.	EUROPE AUTRES QUE CCECA	U.R.S.S. SATELL.	MOYEN ORIENT	EXTREME ORIENT	HEM. OCC.	HEM. ORIENT.	T O T A L	t.	%		t.	%
								t.	%	t.	%	t.	%	t.	%
Allemagne	860	798	339	241	682	194	-	2 238	71,8	876	28,1	4	0,1	3 118	100
Belg./Lux.	424	230	220	20	100	110	1	894	60,4	211	14,3	374	25,3	1 479	100
France	1 368	317	10	-	366	47	-	1 695	80,0	413	19,5	12	0,5	2 120	100
Italie	96	40	85	10	255	-	-	231	43,5	255	48,0	45	8,5	531	100
Pays-Bas	475	145	525	328	-	188	211	1 473	74,5	399	20,2	104	5,3	1 976	100
C.E.C.A.	3 223	1 530	1 179	599	1 403	539	212	6 531	70,8	2 154	23,4	539	5,8	9 224	100

Sources : Petroleum Press Service,  
International Petroleum Trade, etc.

Tableau 8

DESTINATION DU PETROLE BRUT DU MOYEN-ORIENT

(en millions de tonnes)

Production 1957	Destinataires					
	Europe	Océanie Ext-Orient	U.S.A.	Afrique	Amérique du Sud	Canada
177 tonnes	125,7	27,5	15,0	5,5	2,1	1,2
100 %	71 %	15,5 %	8,5%	3,1%	1,2%	0,7%

DESTINATION DES PRODUITS PETROLIERS FINIS

DU MOYEN-ORIENT VERS LES PAYS DE LA ZONE O.E.C.E. (en 1957)

Environ 2 800 000 tonnes ont été fournies aux pays de la zone O.E.C.E., dont 539 000 tonnes à destination des pays de la Communauté.

N.B. : Il n'a pas été possible de connaître le chiffre exact de la production des raffineries du Moyen-Orient ni celui des exportations de produits finis vers les pays autres que ceux de la zone O.E.C.E.

APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE

Tableau 9

(Annexe au doc. 3024/59 fr.)

ENERGIE PRIMAIRE - 1956

Formes	PART DE LA PRODUCTION DANS L'APPROVISIONNEMENT DE LA MEME FORME D'ENERGIE, en %					PART DE CHAQUE FORME DANS LE TOTAL DE L'APPROVISIONNEMENT en %								
	Alle- magne	Belgi- que	France	Ita- lie	Luxem- bourg	Pays- Bas	Sarre	Alle- magne	Belgi- que	France	Ita- lie	Luxem- bourg	Pays- Bas	Sarre
HOUILLE	98,1	98,6	76,9	7,3	-	60,6	182	72,3	75,9	56	20,1	100	48,2	98,8
LIGNITE	97,7	-	108	100	-	100	-	15,2	-	1	0,3	-	0,2	-
PETROLE	51,3	-	4,7	3	-	7,7	-	8,5	20,7	31,8	43,7	-	50,6	-
GAZ NATUREL (ET METHANE)	100	100	100	100	-	100	100	0,4	3,1	0,3	8,8	-	0,5	1,1
ENERGIE HYDRAULIQUE ET GEOTHERMIQUE	100	100	100	100	-	-	100	3,4	0,3	10,9	27,1	-	-	0,1
DIVERS	100	-	-	-	-	100	-	0,2	-	-	-	-	0,5	-
								100	100	100	100	100	100	100

L'approvisionnement est égal à la production, à laquelle on ajoute l'importation nette et dont on retranche l'accroissement des stocks.

1956

Unités naturelles

A L L E M A G N EEnergie livrée pour la consommation et l'exportation(Energie primaire et secondaire)

<u>Formes</u>	<u>Livraisons</u>	<u>dont à l'exportation</u>
<b>HOUILLE</b>		
Millions de tonnes	53,8	14,6
<b>AUTRES COMBUSTIBLES SOLIDES</b>		
Millions de tonnes équivalent houille	25,4	1,9
<b>COKE</b>		
Millions de tonnes	47,2	11,5
<b>ELECTRICITE</b>		
Milliards de kWh produite par:	67,6	2,1
	<u>In %</u>	
Houille	34,1	50,5
Autres combustibles solides	18,8	27,8
Energie hydraulique	10,6	15,7
Produits pétroliers	0,7	1,0
Gaz	3,4	5,0
	<u>67,6</u>	<u>100,0</u>
<b>GAZ</b>		
Milliards de m <sup>3</sup> à 4000 ekal réparti en	23,1	0,1
Gaz naturel et méthane	0,6	2,6
Gaz de houille	<u>22,5</u>	<u>97,4</u>
	<u>23,1</u>	<u>100,0</u>
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>		
Millions de tonnes		
Carburants	8,1	0,7
Combustibles	4,7	0,4
Gaz liquide	0,3	0,1

1956

Unités naturelles

Energie livrée pour la consommation et l'exportation  
( Energie primaire et secondaire )

<u>Formes</u>	<u>Livraisons</u>	<u>dont à l'exportation</u>
HOUILLE		
Millions de tonnes	55,9	4,5
AUTRES COMBUSTIBLES SOLIDES		
Millions de tonnes équivalent houille	1,9	0,6
COKE		
Millions de tonnes	7,2	0,9
ELECTRICITE		
Milliards de kWh produite par	9,2	
		en %
Houille	7,1	77,2
Autres combustibles solides	0,1	1,1
Energie hydraulique	0,1	1,1
Produits pétroliers	0,7	7,6
Gaz	1,2	13,2
	9,2	100,0
GAZ	5,7	
Milliards de m <sup>3</sup> à 4000 kcal réparti en		
Gaz méthane	0,2	3,5
Gaz de houille	5,5	96,5
	5,7	100,0
PRODUITS PETROLIERS		
Millions de tonnes		
Carburants	4,0	1,1
Combustibles	2,0	1,0
Gaz liquide	0,1	---

FRANCE

1956

Unités naturelles

Energie livrée par la consommation et l'exportation(Energie primaire et secondaire)

<u>Formes</u>	<u>Livraisons</u>		<u>dont à l'exportation</u>
HOUILLE			
Millions de tonnes	30,6		2,2
AUTRES COMBUSTIBLES SOLIDES			
Millions de tonnes équivalent houille	9,9		0,2
COKE			
Millions de tonnes	17,8		0,1
ELECTRICITE			
Milliards de kWh produite par	45,4		0,9
		<u>en %</u>	
Houille	18,6	40,9	
Autres combustibles solide	0,9	2,0	
Energie hydraulique	20,3	44,8	
Produits pétroliers	2,4	5,2	
Gaz	3,2	7,1	
	45,4	100,0	
GAZ			
Milliards de m <sup>3</sup> à 4 000 kcal	11,4		
reparti en			
Gaz naturel	0,6	5,3	
Gaz de houille	10,8	94,7	
	11,4	100,0	
PRODUITS PETROLIERS			
Million de tonnes			
Carburants	11,4		2,9
Combustibles	9,4		1,5
Gaz liquide	0,6		0,1

S A R R E

1956

Unités naturelles

Energie livrée pour la consommation et l'exportation  
( Energie primaire et secondaire )

<u>Formes</u>	<u>Livraisons</u>	<u>dont à l'exportation</u>
HOUILLE		
Millions de tonnes	9,8	8,4
AUTRES COMBUSTIBLES SOLIDES		
Millions de tonnes équivalent houille	0,2	0,1
COKE		
Millions de tonnes	4,3	0,7
ELECTRICITE		
Milliards de kWh produite par	1,7	0,5
	<u>en %</u>	
Houille	1,387	81,6
Autres combustibles solides	-	
Energie hydraulique	0,012	0,7
Produits pétroliers	0,003	0,2
Gaz	0,298	17,5
	<u>1,700</u>	<u>100,0</u>
GAZ		
Milliards de m <sup>3</sup> à 4000 kcal	2,8	0,5
réparti en		
Gaz naturel (méthane)	0,1	3,6
Gaz de houille	2,7	96,4
	<u>2,8</u>	<u>100,0</u>
PRODUITS PETROLIERS		
Millions de tonnes		
Carburants	0,1	
Combustibles	0,03	
Gaz liquide	0,003	

P A Y S - B A S1956Unités naturelles

Energie livrée pour la consommation et l'exportation  
( Energie primaire et secondaire )

<u>Formes</u>	<u>Livraisons</u>	<u>dont à l'exportation</u>
HOUILLE		
Millions de tonnes	7,0	1,2
AUTRES COMBUSTIBLES SOLIDES		
Millions de tonnes équivalent houille	1,9	0,3
COKE		
Millions de tonnes	4,7	2
ELECTRICITE		
Milliards de kWh produite par	10,2	0,2
	en %	
Houille	9,3	91,3
Autres combustibles solides	0,2	1,8
Energie hydraulique	-	
Produits pétroliers	0,6	5,5
Gaz	0,1	1,4
	<u>10,2</u>	<u>100,0</u>
GAZ		
Milliards de m <sup>3</sup> à 4000 kcal	2,1	
réparti en		
Gaz naturel	0,2	9,5
Gaz de houille	1,9	90,5
	<u>2,1</u>	<u>100,0</u>
PRODUITS PETROLIERS		
Millions de tonnes		
Carburants	7,9	5,3
Combustibles	8,7	6,3
Gaz liquide	-	



LUXEMBOURG

1956

Unités naturelles

Energie livrée pour la consommation et l'exportation  
 ( Energie primaire et secondaire )

<u>Formes</u>	<u>Livraisons</u>	<u>dont à l'exportation</u>
HOUILLE		
Millions de tonnes	0,3	
AUTRES COMBUSTIBLES SOLIDES		
Millions de tonnes équivalent houille	0,1	
COKE		
Millions de tonnes	3,7	
ELECTRICITE		
Milliards de kWh produite par	1,18	
		<u>en %</u>
Houille	-	-
Autres combustibles solides	-	-
Energie hydraulique	0,004	0,3
Produits pétroliers	-	-
Gaz	1,176	99,7
	<u>1,18</u>	<u>100,0</u>
GAZ		
Milliards de m <sup>3</sup> à 4000 kcal	2,3	
réparti en		
Gaz naturel		
Gaz de houille		2,3
PRODUITS PETROLIERS		
Millions de tonnes		
Carburants	0,1	
Combustibles	0,02	
Gaz liquide	0,004	

I T A L I E

1956

Unités naturelles

Energie livrée pour la consommation et l'exportation  
 ( Energie primaire et secondaire )

<u>Formes</u>	<u>Livraisons</u>		<u>dont à l'exportation</u>
HOUILLE			
Millions de tonnes	5,2		
AUTRES COMBUSTIBLES SOLIDES			
Millions de tonnes équivalent houille	0,9		
COKE			
Millions de tonnes	4,2		0,1
ELECTRICITE			
Milliards de kWh produite par	33,6		0,1
		<u>en %</u>	
Houille	1,5	4,5	
Autres combustibles solides	-	-	
Energie hydraulique et géothermique	28,2	83,2	
Produits pétroliers	1,9	5,8	
Gaz	2	5,9	
	33,6	100	
GAZ			
Milliards de m <sup>3</sup> à 4000 kcal	9,9		
réparti en			
Gaz naturel	7,7	77,8	
Gaz de houille	2,2	22,2	
	9,9	100,0	
PRODUITS PETROLIERS			
Millions de tonnes			
Carburants	6,9		3,5
Combustibles	9,2		2,0
Gaz liquide	0,4		-