



HAL
open science

Approvisionnement et combustibles propres

Organisation de Coopération Et de Développement Économiques (ocde)

► **To cite this version:**

Organisation de Coopération Et de Développement Économiques (ocde). Approvisionnement et combustibles propres. [Rapport de recherche] Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). 1978, 115 p., tableaux. hal-01512704

HAL Id: hal-01512704

<https://hal.science/hal-01512704>

Submitted on 24 Apr 2017

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

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

APPROVISIONNEMENT
EN COMBUSTIBLES
PROPRES



ORGANISATION DE
COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES
PARIS 1978

Also available in English under the title :

CLEAN FUEL SUPPLY

APPROVISIONNEMENT EN COMBUSTIBLES PROPRES

**ORGANISATION
DE COOPERATION ET DE DEVELOPPEMENT ECONOMIQUES
PARIS 1978**

L'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE), qui a été instituée par une Convention signée le 14 décembre 1960, à Paris, a pour objectif de promouvoir des politiques visant :

- à réaliser la plus forte expansion possible de l'économie et de l'emploi et une progression du niveau de vie dans les pays Membres, tout en maintenant la stabilité financière, et contribuer ainsi au développement de l'économie mondiale ;
- à contribuer à une saine expansion économique dans les pays Membres, ainsi que non membres, en voie de développement économique ;
- à contribuer à l'expansion du commerce mondial sur une base multilatérale et non discriminatoire, conformément aux obligations internationales.

Les Membres de l'OCDE sont : la République Fédérale d'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie.

* * *

© OCDE, 1978

Les demandes de reproduction ou de traduction doivent être adressées à :
M. le Directeur de l'Information, OCDE
2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16, France.

TABLE DES MATIERES

PREFACE	5
CONCLUSIONS	7
Généralités	7
Technologies de désulfuration	10
OCDE Europe	11
OCDE Amérique du Nord	13
Japon	13
 Chapitre I	
INTRODUCTION	15
 Chapitre II	
LES NIVEAUX D'EMISSIONS DE SO ₂ DANS LA ZONE OCDE - 1974 ET 1985	17
Tableaux	19
Japon	31
OCDE Europe	36
OCDE Amérique du Nord	41
 Chapitre III	
POSSIBILITE DE REDUCTION DES EMISSIONS DE SO ₂	48
Approvisionnement en combustibles à faible teneur en soufre	48
Epuration du charbon - Amérique du Nord	50
Nettoyage des charbons - OCDE Europe	57
Désulfuration des fuel-oils résiduels - Japon	62
Désulfuration des fuel-oils résiduels - OCDE Europe ...	64
Désulfuration des fuel-oils résiduels - Amérique du Nord	66
Désulfuration des gaz de combustion - OCDE Europe - centrales électriques.....	67
Désulfuration des gaz de combustion - OCDE Amérique du Nord - Centrales électriques	72
Désulfuration des gaz de combustion - Japon - Centrales électriques	81
Désulfuration des gaz de combustion - OCDE - Combustion industrielle	84

Chapitre IV

ASPECTS ECONOMIQUES DE LA DESULFURATION	86
Combustion des fuel-oils résiduels - Désulfuration des fuel-oils résiduels	87
Désulfuration des gaz de combustion	97
Séparation des fuel-oils à haute teneur en soufre vers la DGC	101
Combustion du charbon/Nettoyage du charbon	103
Combustion du charbon/Désulfuration des gaz de combus- tion	106
Nettoyage du charbon ou désulfuration des gaz de com- bustion	108
SOMMAIRE	111
BIBLIOGRAPHIE	113

PREFACE

La disponibilité de combustibles à basse teneur en soufre, ainsi que l'introduction des techniques de désulfuration joueront un rôle majeur dans l'élaboration de stratégies de lutte à l'échelle internationale pour traiter le problème global du soufre.

La présente étude s'adresse aux principaux responsables des politiques de l'énergie et de l'environnement et les responsables de la gestion de la pollution de l'air, analyse les facteurs technologiques et économiques dans les régions de l'OCDE jusqu'au milieu des années 1980. Le rapport fournit des prévisions portant sur les niveaux des émissions, les coûts de désulfuration et les potentiels de réduction. L'analyse montre l'existence en Amérique du Nord et en Europe d'un potentiel de réduction supplémentaire des émissions de soufre sans provoquer de sérieux goulots d'étranglement techniques et économiques.

En tant qu'élément de ces efforts pour réduire les incidences sur l'environnement de la production et de l'utilisation de combustibles, le Conseil de l'OCDE a adopté en 1974 et en 1976 des Recommandations touchant ces problèmes. Ce rapport et les conclusions qui en ont été tirées ont été adoptées par le Comité de l'Environnement en avril 1978 et constituent les bases des politiques et des accords futurs sur la lutte contre les émissions de soufre.

CONCLUSIONS

Le 22 octobre 1976, sur la proposition du Comité de l'Environnement, le Conseil a recommandé [C(76)162(final)] en ce qui concerne la réduction des incidences sur l'environnement de la production et de l'utilisation de l'énergie que les pays Membres participent à un examen international des stratégies nécessaires pour réduire les émissions des composés soufrés à des niveaux acceptables en raison de leurs effets sur l'homme et l'environnement. Le présent rapport fournit l'évaluation technologique et économique des stratégies de lutte à la lumière des prévisions concernant l'approvisionnement futur en énergie et les émissions d'oxydes de soufre.

La prévision la plus probable concernant les émissions de SO₂ en 1985, pour l'ensemble de l'OCDE, est de 57 millions de tonnes métriques, c'est-à-dire une augmentation de 23 % par rapport aux niveaux de 1974.

Les politiques de réduction de cet accroissement des émissions de SO₂ sont les suivantes :

- a) accroissement des économies d'énergie et développement des ressources d'énergie nationales ;
- b) accroissement du taux des importations de bruts peu soufrés ;
- c) accroissement de la capacité existante des technologies d'élimination du soufre.

Le 14 novembre 1974, le Conseil sur la proposition du Comité de l'Environnement lors de sa première réunion au niveau ministériel, a recommandé [C(74)219] en ce qui concerne les mesures requises en vue du renforcement de la lutte contre la pollution atmosphérique que les gouvernements des pays Membres s'efforcent aussi rapidement que possible de réduire les émissions d'oxydes de soufre et de particules :

- i) par l'application des meilleures techniques disponibles permettant la réduction des émissions de ces polluants ;
- ii) par l'encouragement d'une production accrue et plus efficace de combustibles propres, ainsi que de leur utilisation plus efficace.

Il n'y a pas de barrières technologiques empêchant la mise en oeuvre de la Recommandation du Conseil et les implications économiques sont exposées ci-dessous.

Le rapport conclut que :

- a) Les gouvernements peuvent prendre des mesures aujourd'hui pour promouvoir l'application des meilleures technologies de réduction des émissions soufrées, mais il existe des limites à l'approvisionnement. En outre, il existe des obstacles politiques dans les pays producteurs qui pourraient constituer une entrave à l'incitation d'importer du pétrole à faible teneur en soufre.
- b) Dans les circonstances actuelles, le coût additionnel de la désulfuration des fuel-oils fortement soufrés et le coût additionnel de l'installation d'une DGC dans les nouvelles centrales de grande taille, se situent tous dans le même ordre de grandeur.
- c) Si les gouvernements adoptaient des politiques pour maintenir ou augmenter à long terme (au-delà de 1985) la prime accordée aux fuels peu soufrés, il y aurait une incitation économique à utiliser les technologies de désulfuration plutôt que d'importer des combustibles peu soufrés.
- d) Une utilisation maximale du lavage du charbon est recommandée pour réduire la teneur en soufre, là où cela est nécessaire il faudrait combiner le lavage du charbon avec une désulfuration des gaz de combustion.
- e) Les pays Membres devraient faire, en suivant les grandes lignes de ce rapport, une analyse plus détaillée de leur propre situation et de leurs options en ce qui concerne la réduction des émissions de soufre.
- f) En Amérique du Nord et au Japon, les gouvernements ont élaboré des politiques qui encouragent ou qui stipulent l'utilisation des technologies de désulfuration. En Europe, plusieurs pays s'interrogent sur les politiques nationales et les accords internationaux qui seront nécessaires. Dans les pays de l'OCDE Europe il existe un potentiel important de réduction des émissions de soufre sans risque de provoquer des goulots d'étranglement techniques et économiques sérieux.
- g) Au moyen de technologies de désulfuration les émissions annuelles de 25×10^6 tonnes métriques de SO_2 prévues pour le "pire" cas en 1985 pourraient être réduites à environ $9-10 \times 10^6$ tonnes métriques à un coût de fonctionnement annuel de \$5 milliards par an. Ceci représenterait environ 0,3 % du PIB de l'OCDE Europe ou bien \$15 par habitant et par an. Si une réduction moins importante au niveau de 1974 de 19×10^6 tonnes métriques devait être estimée acceptable, le coût en serait réduit à \$1,8 milliards par an, ce qui représenterait 0,1% environ du PIB de l'OCDE Europe, ou bien \$5 par habitant et par an.

h) Il est nécessaire de comparer les coûts des stratégies de désulfuration sur la base des coûts annuels totaux. La mise en place de ces stratégies implique des programmes d'investissement en capital importants. De tels investissements concernant des milliards de dollars auront une incidence importante sur de nombreux secteurs de l'économie et devront être intégrés dans les politiques nationales de prévisions économiques. Le financement de ces investissements, leur incidence sur l'industrie sidérurgique, l'industrie lourde, les secteurs de la construction, les possibilités d'emploi, le commerce et la balance des paiements sont tous des facteurs importants dont les pays Membres devront tenir compte.

Prévisions concernant les émissions

Cette étude montre que les émissions totales de SO₂ dues à la combustion, pour l'ensemble de l'OCDE, ont été en 1974 approximativement les mêmes qu'en 1968 malgré l'accroissement de 26 % de la consommation de combustibles.

On a prévu les émissions de SO₂ dues à la combustion pour 1985 en utilisant les prévisions énergétiques des "Perspectives Energétiques Mondiales" (2) et en supposant que la capacité de désulfuration ne sera pas supérieure à la capacité déjà installée et prévue. Dans le "pire" cas, il pourrait y avoir une augmentation d'environ 23 % par rapport aux niveaux de 1974. Dans le "meilleur" cas, en supposant que les différents pays s'efforcent d'atteindre leurs objectifs d'indépendance énergétique, il pourrait y avoir une diminution de l'ordre de 6 % ou de 2,7 x 10⁶ tonnes métriques de SO₂. On peut voir que ces changements de politiques économiques ont une importance capitale.

La position exacte des différentes régions de l'OCDE est indiquée dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU RECAPITULATIF DES ESTIMATIONS ET DES PREVISIONS
CONCERNANT LES EMISSIONS DE SO₂ DANS L'OCDE, DE 1968 A 1985

10⁶ tonnes métriques de SO₂

	1968	1974	Scénario de Base pour 1985	Scénario accéléré pour 1985
OCDE Europe	16,7	19,7	22,1 à 25,4	19,6 à 21,4
Amérique du Nord	26,6	24,2	24,9 à 28,1	22,4 à 25,7
Japon	4,0	2,4	2,6 à 3,6	1,7 à 3,3
TOTAL	47,3	46,3	49,6 à 57,1	43,7 à 50,4

Si les pays de l'OCDE atteignaient les objectifs d'économie d'énergie et de développement des ressources d'énergie nationales indiqués dans le Scénario Relatif aux Politiques Accélérées, la tendance à un maintien du niveau des émissions de SO₂ qui existait entre 1968 et 1974 dans l'OCDE, se continuerait probablement jusqu'en 1985. Le scénario accéléré exigera des mesures vigoureuses. En l'absence d'un accroissement important des efforts, le scénario de base sera le plus vraisemblable. (Ces prévisions sont actuellement révisées.) On craint même que certaines prévisions de ce scénario de base ne se réalisent pas. Le facteur le plus important sera peut-être la part de l'énergie totale que représentera l'énergie nucléaire. Si la production d'énergie nucléaire est inférieure aux prévisions, il y aura une tendance à se reporter sur les combustibles fossiles et par conséquent une augmentation sur des émissions de SO₂. Dans une telle situation, le seul autre combustible possible sera le pétrole moyennement à fortement soufré.

Les prévisions concernant les émissions de SO₂ en 1985 contenues dans cette étude sont, même dans le "pire" cas, inférieures aux prédictions antérieures. Par exemple, "le rapport et les conclusions du Groupe Mixte sur la Pollution Atmosphérique résultant de l'emploi des combustibles dans les installations fixes" (7) prévoit que les émissions de SO₂ atteindront, dans toutes les régions de l'OCDE, un total de 94,6 x 10⁶ tonnes métriques en 1980, c'est-à-dire deux fois le niveau de 1968. A titre de comparaison, ce rapport prévoit que les émissions de SO₂ atteindront, dans le "pire" cas, 57,1 x 10⁶ tonnes métriques en 1985. La raison de ces différences dans les prévisions concernant les émissions de SO₂ n'est pas difficile à trouver. Premièrement, il y a eu des changements dans le niveau et la structure de la consommation et des approvisionnements d'énergie depuis 1973, quand les prix du pétrole ont quadruplé et que les approvisionnements ont été restreints. Deuxièmement, la situation a également évolué à cause d'une plus grande propension à s'approvisionner en combustibles peu soufrés et de l'introduction graduelle des techniques de désulfuration et d'épuration des gaz de combustion, particulièrement dans le cas du Japon.

Technologies de désulfuration

Il existe une technologie pour réduire la teneur en soufre du charbon. L'importance de l'élimination dépend des caractéristiques physiques et chimiques du soufre contenu dans le charbon. Dans les régions où l'on pratique un lavage extensif du charbon pour d'autres raisons qu'une réduction maximale de la teneur en soufre, il existe un potentiel pour amplifier ce lavage et éliminer du soufre. Le coût additionnel prévu est de \$ 1,40 à \$ 2,20 par tonne métrique de charbon lavé (en dollars de 1980).

Dans les régions où l'on ne pratique pas de façon extensive le lavage du charbon à brûler, il existe aussi un potentiel important pour l'élimination du soufre, en particulier si l'on peut combiner le lavage du charbon avec la désulfuration des gaz de combustion (DGC) dans les centrales électriques au charbon. Cette approche présente des avantages économiques par rapport à la DGC seule. Elle comporte la séparation du charbon dans l'installation de lavage entre, d'une part, un produit propre et, d'autre part, des mixtes à forte teneur en soufre qui seront utilisés dans les centrales électriques avec une DGC.

On entreprend la désulfuration des gas-oils dans toutes les régions de l'OCDE et on prévoit que, d'ici 1985, le gas-oil aura en général une teneur en soufre d'environ 0,3 %. Ce niveau représente la limite qui puisse être atteinte actuellement par la désulfuration, et, par conséquent, le potentiel d'une plus grande désulfuration des émissions de SO₂ dues à la combustion de gas-oil est très réduit.

En ce qui concerne la désulfuration des fuel-oils résiduels, la stratégie la plus rentable consiste à abaisser la teneur en soufre des résidus fortement et moyennement soufrés au niveau de 0,5 %. Si l'on mélange ces produits désulfurés avec des résidus naturellement peu soufrés et des résidus non désulfurés pour obtenir un ensemble de fuel-oils contenant 1 % de soufre, et que le coût de la désulfuration est distribué sur l'ensemble de ces produits, le coût additionnel sera inférieur à la prime actuelle accordée aux bruts peu soufrés d'importation. En fait, en Europe, on peut éliminer jusqu'à 7,6 x 10⁶ tonnes métriques de SO₂ des émissions prévues dans le "pire" cas pour 1985 à un coût inférieur à la prime actuelle de 1977 pour les fuel-oils peu soufrés.

Les coûts de la désulfuration des fuel-oils résiduels et de la DGC dans les centrales électriques au fuel-oil sont comparables. La stratégie la plus rentable pour éliminer le soufre du fuel est de séparer les résidus fortement et moyennement soufrés en deux groupes, le groupe le plus soufré étant utilisé dans les centrales au fuel avec une DGC, l'autre groupe étant désulfuré. Ceci minimise le nombre de centrales qui doivent s'équiper pour la DGC et donne le maximum de rentabilité aux deux technologies.

Il convient de noter que les coûts des technologies de lutte contre la pollution estimés dans ce rapport sont affectés de marges d'erreur allant d'une façon générale de 10 à 30 %. Ce fait doit être pris en compte lorsque l'on considère les coûts absolus pour obtenir un certain niveau de réduction des émissions. Toutefois, l'objet principal de l'analyse des coûts a été de comparer les coûts de technologies différentes et celui d'une même technologie appliquée dans des situations différentes. Pour déterminer les relations

entre ces coûts, l'incertitude relative aux coûts est de moindre importance.

OCDE Europe

On prévoit que les émissions de SO₂ en Europe en 1985 seront dues pour un tiers à la combustion du charbon et pour deux tiers à la combustion du fuel, le charbon étant utilisé pour la production d'électricité et les fuel-oils résiduels étant utilisés, moitié pour la production d'électricité et moitié dans le secteur industriel. Etant donné que très peu de technologies de contrôle des émissions de soufre sont mises en place et prévues en Europe, les émissions dépendront énormément en 1985 des politiques énergétiques des pays européens et des pays exportateurs de combustibles.

L'étude montre la dépendance des futures émissions par rapport aux politiques européennes d'importation et d'exportation de pétrole. Les émissions de soufre seront les plus faibles si l'Europe consomme toute la production de la mer du Nord qui a une faible teneur en soufre et continue à importer la même quantité de bruts peu soufrés qu'en 1974. Ceci est plus ou moins vraisemblable selon le prix des bruts, la structure du raffinage, la demande, les politiques énergétiques nationales et d'autres facteurs. Toutefois, il semble peu réaliste de supposer que tous les bruts de la mer du Nord seront utilisés en Europe sans qu'il y ait une réduction des importations actuelles de bruts peu soufrés.

Il est donc raisonnable de conclure que les émissions approcheront en 1985 de la limite supérieure indiquée dans les prévisions du Scénario de Base pour 1985.

D'après l'analyse des technologies de protection de l'environnement, l'approche suivante pour une réduction maximale des émissions de SO₂ en Europe serait la moins coûteuse (en dollars de 1980) :

- séparation des fuel-oils résiduels à forte et moyenne teneur en soufre,
- mise en place d'une désulfuration des gaz de combustion dans toutes les centrales au-dessus de 200 MW construites depuis 1974 et utilisation des fuel-oils fortement soufrés (\$ 475 à \$ 630/tonne métrique de S éliminé) ;
- désulfuration directe des fuel-oils restants à forte et moyenne teneur en soufre pour les amener à une teneur en soufre de 0,5 % (\$ 630 à \$ 810/tonne métrique de S éliminé) ;
- lavage physique de toutes les houilles pour réduire leur teneur en soufre (\$ 560 à \$ 2100/tonne métrique de soufre éliminé) ;

- installation de la DGC dans toutes les centrales au lignite au-dessus de 100 MW construites depuis 1967 (\$ 520 à \$ 890/tonne métrique de S éliminé) ;
- demander le lavage de tous les charbons importés pour en réduire la teneur en soufre ;
- utilisation des combustibles lavés ou peu soufrés dans les secteurs domestiques commerciaux et de la petite industrie où l'on ne peut pas pratiquer la DGC.

En utilisant cette approche, on pourrait faire passer les émissions de SO₂ d'environ 16 x 10⁶ tonnes métriques à un peu moins de 10 x 10⁶ tonnes métriques dans le "pire" cas pour 1985. Toutefois, d'un point de vue pratique, il serait difficile de mettre une telle approche en place d'ici 1985.

On pourrait, d'ici 1985, mettre en place une approche visant à maintenir les émissions de SO₂ à leur niveau actuel de 20 millions de tonnes métriques. Ceci impliquerait, dans le "pire" cas pour 1985, une réduction de 6 x 10⁶ tonnes métriques de SO₂. Le lavage de toutes les houilles pourrait réduire les émissions de 1 x 10⁶ tonnes métriques avec un coût d'exploitation annuel atteignant environ \$ 0,35 milliard. La mise en place de la DGC dans toutes les nouvelles (postérieures à 1974) centrales au lignite au-dessus de 100 MW entraînerait une réduction des émissions d'environ 1 x 10⁶ tonnes métriques, également au coût de \$ 0,3 milliard pour l'année 1985. On pourrait obtenir l'élimination des 4 x 10⁶ tonnes métriques restantes en séparant les fuel-oils ayant une teneur en soufre de 4 % et en les utilisant dans les nouvelles centrales (postérieures à 1980) avec une DGC, ou bien désulfurant directement les fuels résiduels fortement soufrés pour abaisser leur teneur en soufre au niveau de 0,5 % (le coût des fuel-oils peu soufrés augmenterait de \$ 7/tonne métrique). Pour ces deux options, le coût d'exploitation pour l'année 1985 irait de \$ 1,0 à \$ 1,25 milliard. On pourrait réduire les émissions de SO₂ de 3 x 10⁶ tonnes métriques seulement, en important une plus grande quantité de bruts peu soufrés avec un coût additionnel d'environ \$ 1,75 milliard.

Une telle approche par le maintien des émissions de soufre à leur niveau actuel d'environ 6 x 10⁶ tonnes métriques entraînerait un coût d'exploitation pour l'année 1985 de \$ 1,65 à \$ 1,90 milliard.

OCDE Amérique du Nord

Cette étude montre que les émissions potentielles de SO₂ viendront principalement, en Amérique du Nord, de la combustion du charbon dans les centrales électriques. Cependant, étant donné que la capacité de désulfuration des gaz de combustion installée et

prévue en Amérique du Nord est importante (50 à 80 GW), une grande partie de ces émissions potentielles sera éliminée. L'Amérique du Nord doit atteindre ses objectifs concernant sa capacité de DGC pour éviter une augmentation de ses émissions de 20 à 40 % au-dessus des prévisions.

En conséquence de cette technologie de protection de l'environnement et du fait que le charbon est produit sur place, les émissions en 1985 dépendront beaucoup moins des politiques énergétiques et des politiques d'importation des combustibles en Amérique du Nord qu'en Europe. La marge indiquée dans le tableau récapitulatif reflète seulement l'incertitude concernant l'importance de la capacité de DGC qui sera mise en place.

L'Amérique du Nord est la seule région de l'OCDE où le lavage du charbon représente une méthode qui pourra entraîner une réduction substantielle des émissions de SO₂ d'ici 1985. Ceci est dû en partie à l'augmentation prévue de l'utilisation du charbon d'ici 1985 et en partie au fait qu'une proportion relativement faible de la production de charbon-vapeur est lavée actuellement.

La séparation du charbon dans l'installation de lavage en deux groupes fortement et faiblement soufrés est possible. Ceci permettrait d'utiliser les charbons fortement soufrés et les mixtes en provenance de l'usine de lavage dans un grand nombre de centrales équipées pour la DGC. Le charbon peu soufré pourrait servir à encourager l'industrie à utiliser plus de charbon et moins de fuel et de gaz. On estime que 500 x 10⁶ tonnes métriques de charbon ayant une teneur moyenne en soufre de 1 % pourraient être séparées des 857 x 10⁶ tonnes métriques totales de charbon à brûler.

Japon

Au Japon, le problème des émissions de SO₂ est associé presque exclusivement à l'utilisation des fuel-oils résiduels, le secteur industriel étant la principale source d'émissions. Le Japon a mis en place de façon intensive des technologies de désulfuration des fuel-oils et des gaz de combustion. Toutefois, comme le montre l'étude, le niveau des futures émissions sera sensible aux politiques énergétiques et d'importation des combustibles du Japon, et d'autres pays qui entrent en compétition pour ou qui exportent des combustibles peu soufrés. Si en 1985, le niveau des émissions atteint le niveau des plus hautes émissions du Scénario de Base pour 1985, il sera possible de mettre en place une plus grande capacité de désulfuration des fuel-oils résiduels et d'éliminer 1 x 10⁶ tonnes métriques de SO₂ supplémentaires. Dans tous les autres cas, une élimination plus importante de soufre demanderait des technologies et des techniques d'exploitation plus sophistiquées et plus efficaces.

Chapitre I

INTRODUCTION

Ce rapport concerne le problème des ressources limitées de combustible propre. Avec l'accroissement de la consommation d'énergie les ressources de combustible propre risquent d'être insuffisantes par rapport aux demandes futures alors qu'un nombre croissant de pays chercheront à réduire les émissions d'oxydes de soufre. Le terme combustible propre s'emploie ici pour désigner les combustibles à faible émission d'oxydes de soufre et en particulier de dioxyde de soufre (SO_2). Cette faible teneur en soufre peut être soit naturelle, soit le résultat d'une désulfuration précédant la combustion. Si l'on peut identifier les facteurs affectant ces ressources, les gouvernements pourront agir là où cela sera nécessaire, individuellement ou collectivement, pour augmenter les ressources de combustible propre et la technique de nettoyage des combustibles. Il sera également possible de déterminer dans quels cas il faudra désulfurer les gaz de combustion, ce qui permet d'obtenir un faible taux d'émissions finales de SO_2 pour des combustibles ayant à l'origine une forte teneur en soufre.

La question de savoir s'il s'agit de prendre des mesures pour les approvisionnements en combustibles propres, à quel moment et sous quelle forme, est ouverte au débat. On espère que ce rapport, en fournissant des informations sur les émissions actuelles de SO_2 et sur les prévisions concernant les niveaux futurs tout en analysant comment et à quel prix on peut encore réduire ces niveaux, jouera un rôle important dans ces discussions.

Tous les pays de l'OCDE ont reconnu la nécessité d'arriver à un niveau de concentration de SO_2 acceptable et beaucoup ont établi des normes sur la qualité de l'air ambiant et/ou sur les émissions de SO_2 . Le transport de SO_2 au delà des frontières a également préoccupé de nombreux pays. Ces facteurs ont conduit tous les pays Membres de l'OCDE à convenir dans la Recommandation du Conseil C(74)219 qu'il faut s'efforcer de réduire les émissions d'oxydes de soufre aussi rapidement que possible.

De plus, l'étude récente sur le déplacement sur de longues distances des polluants atmosphériques (1) a confirmé que les composés

du soufre se déplacent dans l'atmosphère sur de longues distances (plusieurs centaines de kilomètres ou plus), et a montré que la qualité de l'air dans tout pays est sensiblement affectée par les émissions provenant des pays voisins et des autres pays du continent. On ne pourra trouver une solution globale au problème du SO₂ que grâce à une coopération internationale par laquelle seraient établies des politiques nationales pour arriver à une qualité acceptable de l'air ambiant tout en réduisant les déplacements au-delà des frontières.

La question des combustibles propres doit être examinée à l'échelle internationale, vu l'importance des échanges en matière d'approvisionnement énergétique, et vu le problème du déplacement sur de longues distances des composés du soufre. Ce rapport analyse la situation dans les trois régions géographiques de l'OCDE, à savoir : l'Europe, l'Amérique du Nord et le Japon (L'Australie et la Nouvelle-Zélande ne sont pas comprises pour le moment. Des calculs préliminaires montrent que le total des émissions de SO₂ résultant de l'emploi des combustibles dans ces pays est relativement peu élevé, bien que certaines régions présentent une forte concentration d'émissions).

Les technologies pour réduire des émissions de SO₂ causent dans bien des cas une pollution secondaire dans ces milieux. Des technologies existent pour lutter contre ces polluants secondaires et elles sont incluses dans les coûts.

Ce rapport couvre la période qui s'entend d'aujourd'hui aux alentours de 1985. Ceci tient compte du fait que toute décision concernant l'approvisionnement en combustibles propres ou les techniques de nettoyage des combustibles ne pourrait avoir d'incidence majeure avant le milieu des années 1980, étant donné l'importance des délais d'investissement requis. Seules les techniques déjà commercialisées sont considérées comme disponibles pour une application à grande échelle en 1985. Par conséquent, ce rapport ne tiendra pas compte de techniques telles que la liquéfaction, le nettoyage chimique des charbons ou combustion sur lit fluidisé. Ces technologies peuvent toutefois avoir leur importance lorsque seront abordées les stratégies énergétiques et de lutte contre les oxydes de soufre jusqu'à l'an 2000.

Pour 1985, les prévisions énergétiques concernant les combustibles ont été tirées d'une étude récente de l'OCDE "Perspectives énergétiques Mondiales" (2). Ce rapport fournit donc une évaluation de l'incidence de l'oxyde de soufre sur l'environnement dans le cadre des "Perspectives énergétiques Mondiales".

Chapitre II

LES NIVEAUX D'EMISSIONS DE SO₂ DANS LA ZONE OCDE - 1974 ET 1985

Comme base à l'étude des facteurs influant sur l'approvisionnement des combustibles à faible teneur en soufre, et sur l'introduction de techniques d'élimination du soufre, on a estimé pour 1974 les émissions de dioxyde de soufre dues à l'emploi des combustibles dans les installations fixes en utilisant les statistiques sur l'énergie publiées par l'OCDE (3), (4), (5) et (6), les données disponibles sur la teneur en soufre des combustibles et les facteurs d'émission pour le secteur utilisateur (Tableaux 1, 4, 7 et 10).

Le document récent sur les Perspectives énergétiques Mondiales (2) fournit la base des prévisions pour les émissions de dioxyde de soufre en 1985 (Tableaux 2, 3, 5, 6, 8, 9, 11 et 12). Deux scénarios ont été pris en considération à savoir : le Scénario de Base, qui présume la continuation des politiques actuelles d'accroissement de l'approvisionnement et d'économie d'énergie par les pays Membres de l'OCDE et le Scénario Relatif aux Politiques Accélérées qui présente de nouvelles options en matière de politiques à adopter dans le domaine des économies d'énergie d'une production plus importante de sources d'énergie nationales, d'un plus large emploi de gaz naturel et de l'énergie nucléaire (au détriment des nouvelles centrales au charbon et aux produits pétroliers). Les Perspectives Energétiques Mondiales, cependant, n'ont pas été la source de toute la ventilation par secteur de consommation d'énergie montrée dans les tableaux.

Les combustibles étudiés comprenaient les houilles, les agglomérés, le coke non métallurgique, les lignites, les briquettes de lignite, les gas-oils et les diesel-oils, destinés à la combustion (et non à usage moteur) ainsi que les fuel-oils résiduels. Les principales utilisations finales étudiées comprenaient non seulement l'emploi des combustibles fossiles dans des installations fixes mais aussi la transformation des combustibles solides en sources d'énergie secondaire autres que l'électricité - la production de coke et de briquettes. Le secteur du transport ne figure pas dans cette étude.

Les sources utilisées pour déterminer la teneur en soufre des combustibles sont les Rapports et conclusions du Groupe Mixte sur la

Pollution Atmosphérique Résultant de l'Emploi des Combustibles dans les Installations Fixes (7), qui donnaient les facteurs d'émissions pour 1968, des rapports des différents pays (8), (10), (11), (14), (15), (16) et (19) et des informations de source privée.

Dans le cas des charbons et des lignites, la rétention du soufre dans les cendres au cours de la combustion est également importante. Pour la houille, on suppose que cette rétention est de 5 %. La rétention de soufre dans la combustion du lignite peut varier considérablement, d'un taux aussi minime que 5 % dans les cas de lignites à faible teneur en métaux alcalins à un taux aussi élevé que 50 % dans les cas de lignites à forte teneur en métaux alcalins. Ceci a été pris en considération là où des informations étaient disponibles ; sinon on a supposé un taux de rétention de 5 %.

Bien que la production de coke et de briquettes de lignite ne soit pas un procédé de combustion, on a tenu compte des émissions résultant de cette production, puisque le soufre libéré dans le gaz de cokerie est émis sous forme de SO_2 , lors de la combustion de ce gaz pour chauffer les fours à coke, par exemple. Pendant l'opération de cokéfaction, environ un tiers du soufre contenu dans le charbon est libéré dans le gaz de cokerie. Lorsqu'on utilise le coke au cours d'une opération de sidérurgie, le soufre retenu dans le coke n'est pas émis mais demeure, pour la plus grande part, dans les déchets résultant de l'opération. Dans certains pays, notamment au Japon et en Allemagne, la désulfuration du gaz de cokerie est un procédé largement répandu, et les émissions dues aux opérations de cokéfaction peuvent être considérées comme négligeables.

Pour évaluer la teneur en soufre moyenne des fuel-oils résiduels européens en 1974, on a appliqué la méthode "Sulphur Grid" du CONCAWE (11). Une fois connu l'ensemble de l'approvisionnement en bruts, cette méthode permet de calculer la teneur en soufre des fuel-oils résiduels destinés à la consommation domestique. Etant donné que cette méthode avait été élaborée pour les bruts européens et les procédés de raffinage utilisés en Europe, on a jugé qu'elle ne se prêtait pas au contexte de l'Amérique du Nord. Le Secrétariat a cependant estimé que les procédés de raffinage du Japon et de l'Europe avaient suffisamment de points communs pour que la méthode puisse convenir au contexte japonais.

Tableau 1

COMBUSTION DANS LES INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ AU JAPON, EN 1974

(Références (3), (4) et (5))

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel	
10 ⁶ tonnes métriques de combustible	Transformation : Centrales électriques Coke/briquettes	7,340 67,600			20,000	0,618	44,927	
	Secteur de l'énergie	0,850	0,200				6,105	
	Industrie	2,010	1,400			9,798	32,707	
	Domestique/Commercial	1,200	5,888	0,100		6,791	11,748	
	Total (transport non compris)	79,000	7,488	0,100		20,000	17,207	95,487
	10 ⁶ tonnes métriques	Transformation : Centrales électriques Coke/briquettes	0,100			0,240	0,004	1,797
Secteur de l'énergie		0,012	0,002				0,244	
Industrie		0,027	0,016			0,059	1,308	
Domestique/Commercial		0,016	0,071	0,001		0,041	0,470	
Emissions potentielles		0,155	0,089	0,001		0,240	0,104	3,819
Désulfuration des com- bustibles								- 1,580 (1)
	DGC : - 0,39		Emissions totales : 2,44					

1) Capacité de DGC existante

Tableau 2

COMBUSTION ET EMISSIONS DE SO₂ PREVUES AU JAPON, SCENARIO DE BASE POUR 1985

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel		
106 tonnes métriques de combustible	Transformation :								
	Centrales électriques	19,7			20,0	0,8	35,3		
	Coke/briquettes	90,0							
	Secteur de l'énergie	0,7	0,3				11,8		
	Industrie	2,0	1,4			22,2	101,2		
	Domestique/Commercial		5,9			15,3	11,7		
Total (transport non compris)	112,4	7,6			38,3	160,0			
106 tonnes métriques	Transformation :						<u>A</u>	<u>B</u> (1)	
	Centrales électriques	0,27			0,24	0,01			
	Coke/briquettes								
	Secteur de l'énergie	0,01					0,66	0,57	
	Industrie	0,03	0,02			0,13	5,67	4,86	
	Domestique/Commercial		0,07			0,09	0,66	0,56	
Emissions potentielles	0,31	0,09			0,24	0,23	8,97	7,68	
Désulfuration des combustibles							-4,40	-4,20 (2)	
DGC : A : -1,80		B : -1,80		Emissions totales : A : 3,64					B : 2,55

1) Selon les approvisionnements en bruts (cf. texte).

2) Capacité de DGC en 1985.

Tableau 3
 COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ PREVUES AU JAPON
 SCENARIO ACCELERE POUR 1985

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel
106 tonnes métriques de combustible	Transformation : Centrales électriques Coke/briquettes	19,7 90,0			20,0	0,6	20,3
	Secteur de l'énergie	0,7	0,3				10,2
	Industrie	2,0	1,4			19,0	94,8
	Domestique/Commercial		5,9			13,3	11,7
	Total (transport non compris)	112,4	7,6			32,9	137,0
	106 tonnes métriques	Transformation : Centrales électriques Coke/briquettes	0,27			0,24	
Secteur de l'énergie		0,01					0,57 0,31
Industrie		0,03	0,02			0,11	5,31 2,84
Domestique/Commercial			0,07			0,08	0,66 0,35
Emissions potentielles		0,31	0,09		0,24	0,19	7,68 4,11
Désulfuration des combustibles							-3,40 -1,80 (2)
DGC : A : - 1,80 B : - 1,40		Emissions totales : A : 3,31 B : 1,74					

1) Selon les approvisionnements en bruts (cf. texte).

2) Capacité de DGC en 1985.

Tableau 4

COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ EN OCDE EUROPE, 1974

(Références (3), (4) et (5))

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel	
106 tonnes métriques de combustible	Transformation : Centrales électriques Coke/briquettes	128,907 119,538	0,160	128,040 14,056	0,952	0,160	1,542	79,962
	Secteur de l'énergie	3,471	0,538	3,793	0,122		0,121	9,137
	Industrie	33,408	5,743	8,178	0,625		24,539	110,288
	Domestique/Commercial	28,775	17,681	3,338	6,434		108,448	24,761
	Total (transport non compris)	314,099	24,122	157,405	8,133	0,160	134,650	224,148
	106 tonnes métriques	Transformation : Centrales électriques Coke/briquettes	3,204 0,459	0,004	1,260 0,004	0,008	0,003	0,015
Secteur de l'énergie		0,084	0,010	0,037	0,001		0,001	0,457
Industrie		0,802	0,104	0,108	0,005		0,245	5,514
Domestique/Commercial		0,623	0,331	0,069	0,054		1,084	1,238
Emissions potentielles		5,172	0,449	1,478	0,068	0,003	1,345	11,207
Désulfuration des combustibles								
DGC : -								
Emissions totales :					19,72			

Tableau 5
 COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ EN OCDE EUROPE,
 SCENARIO DE REFERENCE POUR 1985

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel
106 tonnes métriques de combustible	Transformation :						
	Centrales électriques	165,0		156,0		3,0	157,0
	Coke/briquettes	140,0		12,3			
	Secteur de l'énergie	4,0	0,6	4,7	0,1	0,2	12,4
	Industrie	35,0	5,7	15,7	0,6	36,6	110,3
	Domestique/Commercial	16,0	17,7	3,3	6,4	161,7	
Total (transport non compris)	360,0	24,0	192,0	7,1	201,5	279,7	
106 tonnes métriques	Transformation :						<u>A</u> <u>B</u> (1)
	Centrales électriques	4,33		2,37		0,02	<u>8,48</u> <u>6,59</u>
	Coke/briquettes	0,54					
	Secteur de l'énergie	0,11	0,01	0,07			0,67 0,52
	Industrie	0,92	0,10	0,24		0,22	5,96 4,63
	Domestique/Commercial	0,42	0,33	0,05	0,05	0,97	
Emissions potentielles	6,32	0,44	2,73	0,05	1,21	15,11 11,74	
Désulfuration des combustibles	-0,20 (2)						
DGC : - A : 0,24 B : -0,24		Emissions totales : A : 25,42 B : 22,05					

1) Selon les approvisionnements en bruts (cf. texte).

2) Lavage des charbons allemands en 1985.

Tableau 6

COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ PREVUES EN OCDE DANS LE SCENARIO ACCELERE POUR 1985

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel
106 tonnes métriques de combustible	Transformation :						
	Centrales électriques	180,0		156,0		2,0	106,0
	Coke/briquettes	140,0		12,3			
	Secteur de l'énergie	4,0	0,6	4,7	0,1	0,1	10,1
	Industrie	35,0	5,7	15,7	0,6	29,7	110,3
	Domestique/Commercial	26,0	17,7	3,3	6,4	131,1	1,2
Total (transport non compris)	385,0	24,0	192,0	7,1	162,9	227,6	
106 tonnes métriques	Transformation :						A B (1)
	Centrales électriques	4,89		2,37		0,01	4,88 3,60
	Coke/briquettes	0,54					
	Secteur de l'énergie	0,11	0,01	0,07			0,47 0,34
	Industrie	0,95	0,10	0,24		0,18	5,07 3,75
	Domestique/Commercial	0,70	0,33	0,05	0,05	0,79	0,06 0,04
	Emissions potentielles	7,19	0,44	2,73	0,05	0,98	10,48 7,73
Désulfuration des combustibles	- 0,20 (2)						
DGC : A : -0,24 B : -0,24		Emissions totales : A : 21,43 B : 19,56					

1) Selon les approvisionnements en bruts (cf. texte).

2) Lavage des charbons allemands en 1985.

Tableau 7

COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ AUX ETATS-UNIS EN 1974

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel
10 ⁶ tonnes métriques de combustible	Transformation : Centrales électriques Coke/briquettes	342,260 81,820		12,973		10,656	71,352
	Secteur de l'énergie		2,399				6,540
	Industrie	58,516	7,222	0,363		8,584	21,581
	Domestique/Commercial	10,358				78,130	30,482
	Total (transport non compris)	492,954	9,621	13,336		97,370	129,955
	10 ⁶ tonnes métriques	Transformation : Centrales électriques Coke/briquettes	14,957 0,491		0,168		0,064
Secteur de l'énergie			0,046				0,196
Industrie		2,713	0,137	0,005		0,052	0,647
Domestique/Commercial		0,480				0,469	0,914
Emissions potentielles		18,641	0,183	0,173		0,585	3,327
Désulfuration des combustibles							
DGC : - 0,156		Emissions totales : 22,753					

Tableau 8

COMBUSTION OU INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ AUX ETATS-UNIS
SCENARIO DE BASE POUR 1985

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-oil résiduel
106 tonnes métriques de combustible	Transformation :						
	Centrales électriques	623,1		22,4		10,8	72,1
	Coke/briquettes	95,0					
	Secteur de l'énergie		2,8				8,9
	Industrie	122,7	7,2	0,6		12,0	65,0
	Domestique/Commercial	10,4				109,5	30,5
	Total (transport non compris)	851,2	10,0	23,0		132,3	176,5
106 tonnes métriques	Transformation :						
	Centrales électriques	19,7		0,29		0,07	1,59
	Coke/briquettes	0,57					
	Secteur de l'énergie		0,05				0,27
	Industrie	3,89	0,14	0,01		0,07	1,95
	Domestique/Commercial	0,33				0,66	0,92
	Emissions potentielles	24,56	0,19	0,30		0,80	4,73
Désulfuration des combustibles							
	DGC : - 4,30 à - 7,40.					Emissions totales : 23,18 à 26,28	

Tableau 9
 COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ PREVUES AUX ETATS-UNIS
 SCENARIO ACCELERE POUR 1985

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel
10 ⁶ tonnes métriques de combustible	Transformation :						
	Centrales électriques	605,6		21,7		7,3	48,8
	Coke/briquettes	95,0					
	Secteur de l'énergie		2,8				7,7
	Industrie	112,7	7,2	0,6		10,6	65,2
	Domestique/Commercial	10,4				96,3	30,5
	Total (transport non compris)	823,7	10,0	22,3		114,2	152,2
10 ⁶ tonnes métriques	Transformation :						
	Centrales électriques	18,84		0,28		0,04	1,07
	Coke/briquettes	0,57					
	Secteur de l'énergie		0,05				0,23
	Industrie	3,47	0,14	0,01		0,06	1,96
	Domestique/Commercial	0,32				0,58	0,92
	Emissions potentielles	23,00	0,19	0,29		0,68	4,18
Désulfuration des combustibles							
	DGC : - 4,30 à - 7,40					Emissions totales : 20,94 à 24,04	

Tableau 10

COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ AU CANADA EN 1974

(Références (3), (4) et (5))

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel
106 tonnes métriques de combustible	Transformation : Centrales électriques	12,530		3,051		0,093	2,551
	Coke/briquettes	7,					
	Secteur de l'énergie	0,011	0,016	0,001		0,020	2,524
	Industrie	1,180	0,643	0,299		3,934	6,469
	Domestique/Commercial	0,317	0,003	0,016		12,965	5,285
	Total (transport non compris)	21,564	0,662	3,367		17,012	16,829
106 tonnes métriques	Transformation : Centrales électriques	0,326		0,023		0,001	0,128
	Coke/briquettes	0,050					
	Secteur de l'énergie	0,001					0,126
	Industrie	0,048	0,012	0,002		0,024	0,323
	Domestique/Commercial	0,018				0,078	0,264
	Emissions potentielles	0,438	0,012	0,025		0,103	0,841
Désulfuration des combustibles							
	DGC : -					Emissions totales : 1,419	

Tableau 11

COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ PREVUES AU CANADA
SCENARIO DE BASE POUR 1985

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-Oil résiduel
106 tonnes métriques de combustible	Transformation :						
	Centrales électriques	13,8		12,8		0,2	4,3
	Coke/briquettes	11,7					
	Secteur de l'énergie						3,6
	Industrie	4,8	0,6	1,3		5,7	11,1
	Domestique/Commercial	0,3				18,6	5,3
Total (transport non compris)	30,6	0,6	14,1			24,5	24,3
106 tonnes métriques	Transformation :						
	Centrales électriques	0,32		0,09			0,22
	Coke/briquettes	0,08					
	Secteur de l'énergie						0,18
	Industrie	0,22	0,01	0,01		0,03	0,56
	Domestique/Commercial	0,01				0,11	0,27
Emissions potentielles	0,63	0,01	0,10		0,14	1,23	
Désulfuration des combustibles							
DGC : - 0,27 à - 0,44		Emissions totales : 1,67 à 1,84					

Tableau 12
 COMBUSTION EN INSTALLATIONS FIXES ET EMISSIONS DE SO₂ PREVUES AU CANADA
 SCENARIO ACCELERE POUR 1985

	Houille	Aggloméré et coke	Lignite	Briquettes de lignite	Brut	Gas/Diesel oil	Fuel-oil résiduel
106 tonnes métriques de combustible	Transformation :						
	Centrales électriques	13,8		12,8			0,5
	Coke/briquettes	11,7					
	Secteur de l'énergie						3,1
	Industrie	4,8	0,6	0,3		4,8	11,6
	Domestique/Commercial	0,3				15,8	5,3
	Total (transport non compris)	30,6		13,1		20,6	20,5
106 tonnes métriques	Transformation :						
	Centrales électriques	0,32		0,09			0,03
	Coke/briquettes	0,08					
	Secteur de l'énergie						
	Industrie	0,22	0,01			0,03	0,58
	Domestique/Commercial	0,01				0,10	0,27
	Emissions potentielles	0,63	0,01	0,09		0,13	1,04
	Désulfuration des combustibles						
DGC : - 0,27 à - 0,44		Emissions totales : 1,46 à 1,63					

JAPON

Le Pétrole

Le principal point à noter dans les projections d'émissions pour le Japon des tableaux 1 et 3 est que la plus grande partie de l'émission totale de SO₂ au Japon viendra de la combustion des fuel-oils résiduels.

Le tableau 13 donne le total des besoins en pétrole et en CGN pour la production d'énergie (y compris la production d'électricité) au Japon en 1985, par rapport à 1974.

En 1974, les pétroles bruts importés représentaient approximativement 90 % des importations nettes de produits pétroliers au Japon. Ces importations venaient de 14 principaux pays producteurs, l'Iran, l'Arabie Saoudite et l'Indonésie étant les plus grands fournisseurs.

Tableau 13
BESOINS EN PETROLE ET IMPORTATIONS DE PETROLE AU JAPON
EN 1974 ET 1985

(Perspectives énergétiques Mondiales, OCDE)

En millions de tonnes métriques
d'équivalent-pétrole, Mtep

	1974	1975 Scénario de référence	1985 Scénario accéléré
Production	0,7	3,4	3,4
Importations nettes	263,1	441,5	382,2
Soutages (-)	-17,9	-34,0	-29,4
Besoins totaux d'énergie	238,3	410,9	356,2
Production d'électricité	-53,0	-56,1	-40,9

Le tableau 14 donne une idée générale de la teneur en soufre des bruts importés au Japon en 1974.

Tableau 14
TENEUR EN SOUFRE DES BRUTS IMPORTES AU JAPON, 1974

Teneur en soufre	% des importations de bruts, 1974
Faible (< 1,0 %)	21
Moyenne (1,0-2,0 %)	38
Forte (> 2,0 %)	41

Compte tenu de la ventilation des distillats présentés au Tableau 15 et de la situation du raffinage au Japon, l'application de la méthode "Sulphur Grid" du CONCAWE (11) donne une teneur estimative moyenne en soufre de 2,2 % en 1974 pour le fuel-oil résiduel produit dans le pays, avant désulfuration. La teneur moyenne en soufre du fuel-oil importé est très inférieure : 0,35 % (20). Par conséquent, la teneur moyenne en soufre pour l'ensemble des fuel-oils est de 2,0 %.

Tableau 15
RENDEMENTS MOYENS ET TENEURS MOYENNES EN SOUFRE DES BRUTS (EN %) EN 1973

	Distillats légers (- de 150°C)		Distillats moyens (150 à 350°C)		Résidus (+ de 350°C)	
	Rendement	Teneur en soufre	Rendement	Teneur en soufre	Rendement	Teneur en soufre
Abu Dhabi	18,4	0,06	40,0	0,73	41,6	2,37
Algérie	21,7	0	43,3	0,06	35,0	0,24
Indonésie	10,0	0	33,4	0,02	56,6	0,22
Iran	14,5	0,10	30,4	0,80	55,1	2,52
Iraq	17,1	0,05	37,6	0,86	45,3	3,76
Libye	15,6	0,01	37,5	0,16	47,1	0,46
Koweït	13,0	0,04	31,0	0,99	56,0	4,06
Zone neutre	11,5	0,02	27,5	1,02	61,0	4,33
Nigeria	12,2	0	47,0	0,13	40,8	0,35
Qatar	19,1	0,07	40,1	0,79	40,8	2,80
Arabie Saoudite	13,9	0,04	33,9	1,00	52,2	3,25
Venezuela	4,2	0,04	22,8	0,73	73,0	2,50
Australie	21,8	0,02	44,6	0,24	33,6	0,23

Etant donné la capacité d'hydrodésulfuration directe de 194.000 tonnes métriques et la capacité indirecte de 668.000 tonnes (gas-oil sous vide) en place fin 1973 (20), on estime qu'environ 790.000 tonnes métriques de soufre ont été éliminées en 1974, ce qui équivaut à une réduction de $1,58 \times 10^6$ tonnes métriques des émissions de SO₂.

Pour étudier les incidences de la structure possible de l'approvisionnement en brut en 1985 sur la teneur moyenne en soufre des fuel-oils résiduels, on a appliqué la méthode "Sulphur Grid" du CONCAWE (9) à deux scénarios différents d'approvisionnement, le scénario de base et le scénario relatif aux politiques accélérées. Pour ce faire, on a supposé que la structure du raffinage permettrait de répondre à la demande prévue en produits légers.

Premièrement, il vaut la peine d'étudier les contraintes qui pèseront sur les approvisionnements en brut des raffineries japonaises en 1985. Ces deux ou trois dernières années, le Japon a intensifié ses achats au Moyen-Orient (pendant la période comprise entre avril et septembre 1976, 78,6 % des importations de brut provenaient de cette région).

D'ici à 1985, il semble que la dépendance du Japon à l'égard des bruts du Moyen-Orient, notamment ceux qui ont une forte teneur en soufre comme les bruts d'Arabie Saoudite, puisse s'accroître. En fait, depuis 1973, le Japon a resserré ses liens politiques et économiques avec les producteurs du Moyen-Orient, dans l'espoir que cela l'aiderait à assurer ses approvisionnements en pétrole.

En même temps, le Japon espère réduire (sans doute seulement en partie) la dépendance géographique à l'égard du Moyen-Orient. La diffusion probable de bruts indonésiens en provenance des marchés de la côte ouest des Etats-Unis peut avoir pour effet d'augmenter la quantité de bruts indonésiens arrivant sur les marchés japonais, à mesure que les pétroles de l'Alaska entreront sur le marché. Ceci dépendra de leurs prix par rapport aux autres bruts. Des importations peu importantes pourront venir d'une augmentation de la production dans la région du Pacifique, par exemple de Brunei et de Malaisie.

Dans le "meilleur" des cas en 1985, si l'on se place du point de vue de la teneur en soufre des bruts, l'augmentation des besoins du Japon, par rapport à 1974, devrait donc être couverte par des bruts indonésiens peu soufrés. Les approvisionnements en bruts consisteraient en un supplément de 50 millions de tonnes par an de bruts indonésiens, le reste des besoins étant couvert par l'importation de bruts d'Arabie Saoudite. En ce cas, la teneur moyenne en soufre du fuel-oil résiduel pourrait être de 2,4 % (scénario de référence) ou de 1,5 % (scénario accéléré).

Dans la "pire" des situations, si les besoins supplémentaires en brut étaient entièrement couverts par des importations du Moyen-Orient, la teneur moyenne en soufre serait de 2,8 % à la fois dans le scénario de référence et dans le scénario accéléré.

Le Tableau 16 résume les quantités de SO₂ qui pourraient être émises par la combustion de ces fuel-oils, le taux d'épuration, la capacité d'hydrodésulfuration (HDS) de 1974 et celle prévue pour 1985. Si dans le Tableau 16 on suppose que la capacité de désulfuration des gaz de combustion (DGC) pour 1985, telle qu'elle est prévue dans le Chapitre III, concerne avant tout (92 %) les chaudières au fuel, les quantités de SO₂ récupéré en 1985 grâce à l'HDS et à la DGC combinées et les émissions résultantes seront conformes aux prévisions. Celles-ci sont comparables à celles du rapport du gouvernement japonais (10) qui prévoit que les réductions totales d'émissions

grâce à l'HDS et la DGC seront de 6,7 millions de tonnes métriques en 1985.

Au Japon, la totalité du gas-oil est désulfurée. En fait, en 1975, la capacité de désulfuration du gas-oil était de 59.740 tonnes métriques et la production de 29.086 tonnes métriques. Les émissions de SO₂ en provenance de cette source ont, par conséquent, été estimées à 0,19 million de tonnes dans le scénario accéléré pour 1985 et à 0,23 million de tonnes dans le scénario de base pour 1985, contre 0,10 million de tonnes en 1974. Ceci correspond à une teneur en soufre moyenne de 0,3 %.

Tableau 16
 PRODUCTION POTENTIELLE DE SO₂ RESULTANT DE LA COMBUSTION
 DES FUEL-OILS ET ELIMINATION PAR HDS ET DGC AU JAPON,
 1974 ET 1985

	1974	10 ⁶ tonnes métriques de SO ₂			
		Scénario de référence 1985		Scénario accéléré 1985	
		Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
Production potentielle	3,82	8,97	7,68	7,68	4,11
Elimination par HDS, 1974	-1,58				
Elimination prévue par HDS, 1985		-4,40	-4,20	-3,40	-1,80
Elimination prévue par HDS et par désulfuration des gaz de combustion, 1985		-6,05	-5,85	-5,05	-3,10
Emissions	2,24	2,92	1,83	2,63	1,01

Enfin, on a supposé qu'il continuerait à y avoir une combustion directe de pétrole brut au Japon en 1985. En 1974, l'utilisation directe de pétrole brut dans les centrales thermiques a amené l'émission d'environ 0,240 million de tonnes métriques de SO₂. L'industrie électrique préfère utiliser des bruts peu soufrés (environ 0,6 % S) pour réduire les émissions de SO₂ à un taux inférieur à celui qui résulterait de la combustion d'une même quantité de fuel-oil résiduel. Ceci permet également d'utiliser un combustible plus pauvre en azote et a l'avantage de produire des émissions à plus faible teneur en oxydes d'azote. Bien que la transformation de ces bruts en produits commercialisables puisse être économiquement plus rentable, le coût d'un contrôle de SO_x et du NO_x pourrait être comparativement plus élevé si les fuel-oils résiduels remplaçaient les bruts brûlés directement.

Charbon

Le Tableau 17 donne des précisions sur la production et les marchés de combustibles solides au Japon en 1974 et 1985 (chiffres

estimatifs) à la fois dans le scénario de base et dans le scénario accéléré. Une nette augmentation des importations de charbon sera nécessaire au Japon en 1985.

Tableau 17
 PRODUCTION ET MARCHES DES COMBUSTIBLES SOLIDES AU JAPON
 1974 ET 1985
 (Perspectives énergétiques mondiales de l'OCDE (2))

	En millions de tonnes métriques d'équivalent-pétrole		
	1974	1985 Scénario de base	1985 Scénario accéléré
Production	15,6	12,7	12,7
Importations nettes	47,3	75,4	75,4
Besoins totaux d'énergie	63,1	88,1	88,1
Production d'élec- tricité	- 8,5	-14,4	-14,4

En 1974, la totalité des importations japonaises de charbon a consisté en charbons cokéfiabiles venant principalement d'Amérique du Nord (25,4 millions de tonnes métriques de charbons cokéfiabiles en provenance des Etats-Unis et 9,7 millions de tonnes du Canada) ou d'Australie (20,9 millions de tonnes métriques). Tous les charbons-vapeurs utilisés étaient produits par le pays. En raison de la nature même de la demande, la majeure partie du charbon-vapeur utilisé en 1985 aura probablement un haut pouvoir calorifique et une teneur relativement faible en soufre. Il est certain que les charbons australiens qui seront exportés vers le Japon ont une très faible teneur en soufre (moins de 1%) et il pourrait en être de même pour les charbons en provenance d'Amérique du Nord.

En ce qui concerne la combustion des charbons, on estime la teneur moyenne en soufre à 0,7 % du poids à la fois pour 1974 et 1985. (Rapport du Groupe Mixte (7)). La teneur en soufre des charbons brûlés au Japon en 1985 pourrait être inférieure si les importations supplémentaires de charbons australiens à faible teneur en soufre sont toutes destinées à la production de vapeur. Toutefois, on ne peut s'attendre à ce que cette légère modification de la teneur en soufre modifie, de façon notable, l'estimation de la quantité totale de SO₂ émise.

L'élimination du soufre des gaz de cokerie et des autres gaz étant une pratique courante au Japon, on est parti de l'hypothèse qu'il n'y aurait aucune émission de SO₂ provenant de la transformation secondaire des charbons en 1974 ni en 1985.

Les émissions potentielles de SO₂ dues à la combustion du charbon et à sa transformation en sources d'énergie secondaire au Japon

passeront probablement de $0,16 \times 10^6$ tonnes métriques en 1974 à $0,31 \times 10^6$ dans les deux scénarios de 1985, si l'on ne tient pas compte de la récupération de SO_2 par désulfuration.

En conclusion, la production nationale japonaise (1 à 3 % de soufre) diminuera pendant la période comprise entre 1976 et 1985. Le Japon s'approvisionnera sans doute en charbon cokéfiabie en Australie et au Canada, car il est apparemment désireux de diversifier ses sources d'approvisionnement, devant le coût croissant des charbons des Etats-Unis. Etant donné que la demande en charbon-vapeur sera sans doute satisfaite par l'apport des charbons australiens, on peut s'attendre à des réductions marginales de la teneur moyenne en soufre du charbon brûlé pendant la période étudiée.

OCDE EUROPE

Le Pétrole

On peut voir sur les Tableaux 4 et 6 qu'en Europe, contrairement au Japon, les émissions de SO_2 provenant de la combustion du charbon et du fuel-oil résiduel constituent un apport significatif pour l'ensemble des émissions de SO_2 . Le Tableau 18 (2) compare les besoins globaux de pétrole en tant qu'énergie et les besoins relatifs à la production d'énergie pour 1974 et pour 1985.

Tableau 18
BESOINS ET IMPORTATIONS DE PETROLE EN OCDE EUROPE
POUR 1974 ET 1985
(Perspectives Energétiques Mondiales de l'OCDE (2))

	Millions de tonnes équivalent pétrole		
	1974	Scénario de base pour 1985	Scénario Relatif aux Politiques Accélérées pour 1985
Production	22,3	221,6	221,6
Importations nettes	708,1	738,0	554,2
Soutages (-)	-36,4	-55,4	-40,6
Energie totale requise	667,5	904,2	735,2
Production d'électricité	-83,8	-160,0	-108,1

En 1974, 97,5 % des importations (nettes) de l'OCDE Europe en substances pétrolières, étaient des bruts. Les fournisseurs les plus importants, pour 1974, étaient l'Arabie Saoudite (30,6 %) et l'Iran (17,2 %) (5). En 1974, 45 % des importations de bruts avaient une teneur en soufre relativement élevée, 30 % avaient une teneur en soufre moyenne et 25 % une teneur faible.

Etant donné la production moyenne et la teneur en soufre des bruts japonais (cf. Tableau 15), on a appliqué la méthode "Sulphur Grid" du CONCAWE (9) pour estimer que la teneur moyenne en soufre des fuel-oils résiduels en Europe est de 2,5 %. Les données historiques fournies par l'industrie pétrolière confirment cette évaluation. On a donc abouti au chiffre de $11,21 \times 10^6$ tonnes métriques pour la production potentielle de SO_2 due à la combustion des fuel-oils résiduels en 1974. Le Tableau 4 montre que ce potentiel d'émissions n'avait subi aucune réduction par voie de désulfuration des fuel-oils lourds ; on sait cependant que la capacité de désulfuration en place était de $6,600 \times 10^3$ tonnes métriques par le procédé indirect et de 425×10^3 tonnes métriques par le procédé direct à la fin de 1975. Mais on ignore dans quelle mesure cette capacité a été utilisée.

Il est intéressant de noter, lorsqu'on examine les besoins en pétroles bruts et leur disponibilité pour l'Europe de 1985, que les pays européens constituent la seule zone de l'OCDE pour laquelle il ne soit pas prévu d'augmentation importante des importations pétrolières nettes entre 1974 et 1985. La raison principale en est que la production des pétroles de la mer du Nord doit atteindre 195 mtep au cours de la période couverte par les prévisions. Ces bruts sont relativement légers et ont une teneur en soufre relativement faible (par exemple : 0,36 % pour Beryl, 0,21 % pour Ekofisk et 0,28 % pour Forties). Utilisés en Europe, ils devraient donc favoriser la réduction des émissions de soufre.

Etant donné la structure actuelle du raffinage, il semble peu probable que la demande européenne en bruts légers, égale en 1985 la production en bruts prévue pour la Mer du Nord. Il dépendra des politiques de production et d'exportation adoptées par les producteurs, à savoir la Norvège et le Royaume-Uni, que les approvisionnements en bruts de la Mer du Nord viennent compléter ou supplanter les importations actuelles de bruts légers. Il se peut que certains bruts produits par le Royaume-Uni soient exportés aux Etats-Unis, et que les prix établis pour les bruts légers d'Afrique du Nord les fassent entrer en compétition avec les bruts de la Mer du Nord en Europe.

Il s'ensuit que le "meilleur" scénario d'approvisionnement en bruts, pour ce qui est de la teneur en soufre, serait que tous les bruts de la Mer du Nord (200 millions de tonnes) soient consommés en Europe, tout en maintenant le niveau actuel des importations d'autres bruts, légers et à faible teneur en soufre. Etant donné que, dans le scénario accéléré, les importations sont réduites à partir de 1974, on s'attend à ce que, dans le "meilleur" des cas, les bruts à teneur moyenne en soufre soient remplacés en partie par les bruts de la Mer du Nord. Dans le scénario de base, de plus grandes quantités

de bruts devraient être importées par rapport à 1974 (probablement des bruts à haute teneur en soufre d'Arabie Saoudite) pour répondre à la demande de 960 millions de tonnes métriques de pétrole. Ces hypothèses ont permis d'estimer que la teneur en soufre moyenne des fuel-oils résiduels avant désulfuration serait de 2,1 % dans le cas du scénario de base et de 1,7 % dans le cas du scénario accéléré.

Si les bruts de la Mer du Nord ne sont pas entièrement utilisés en Europe, ou s'ils remplacent simplement les bruts à faible teneur en soufre actuellement importés, et que l'on utilise les bruts à haute teneur en soufre du Moyen-Orient pour répondre aux demandes supplémentaires, il pourrait en résulter un "aggravement" de la situation pour les émissions dues à la combustion des fuel-oils lourds. La teneur moyenne en soufre pourrait varier de 2,7 % dans le scénario de base à 2,3 % dans le scénario accéléré.

Le Tableau 19 résume l'incidence du "meilleur" et du "pire" cas pour les approvisionnements en bruts en 1985.

Tableau 19
 PRODUCTION POTENTIELLE DE SO₂ RESULTANT DE LA COMBUSTION
 DES FUEL-OILS, 1974 ET 1985

10 ⁶ tonnes métriques de SO ₂					
	1974	Scénario de Base 1985		Scénario Relatif aux Politiques Accé- lérées 1985	
		Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
Production potentielle	11,20	15,11	11,74	10,48	7,73

Il apparaît clairement dans le Tableau 4 que les émissions de SO₂ résultant de la combustion du gas-oil en Europe dépassent largement les émissions du Japon, l'ensemble des émissions européennes étant revenu à 1,35 million de tonnes métriques en 1974. Cette évaluation se base sur un taux de 0,5 % pour la teneur en soufre du gas-oil en 1974 alors qu'en ce qui concerne 1985, on a supposé que des réglementations de la CEE visant à limiter à 0,3 % la teneur en soufre du gas-oil seraient respectées, non seulement par les pays de la CEE mais encore par les autres pays européens de l'OCDE. Dans les deux cas pour 1985, ces réglementations amèneront une amélioration par rapport à 1974.

En conclusion, le Tableau 19 montre clairement qu'il est possible de réduire la teneur en soufre des fuel-oils résiduels si la production en Mer du Nord et les politiques européennes d'importation sont telles que les bruts de la Mer du Nord sont raffinés et utilisés uniquement en Europe et que les importations supplémentaires consistent en bruts à faible teneur en soufre.

Le Charbon

Le Tableau 20 montre la production de combustibles solides et leurs importations en 1974 pour les pays européens de l'OCDE, ainsi que les prévisions relatives à 1985. Alors que la production de charbon en OCDE Europe est passée de 334 Mtep en 1960 à 206 Mtep en 1974, les prévisions se rapportant au scénario de base et au scénario relatif aux politiques accélérées indiquent une suspension de ce déclin et un accroissement éventuel de la production jusqu'en 1985. On prévoit un léger accroissement de la production de houille au Royaume-Uni et une hausse rapide de la production des lignites espagnols et turcs ; on s'attend à ce que la production française diminue de moitié d'ici à 1985, et à ce que la production allemande décroisse légèrement. Ces tendances prédisent, par rapport à la situation actuelle, une légère hausse dans la part du marché revenant aux lignites pour 1985. Les prévisions concernant la consommation de charbon en 1985 supposent également un accroissement sensible des importations de houille en Europe.

Contrairement aux émissions dues à la combustion des fuel-oils et des gaz/diesel-oils, calculés au niveau régional, les émissions de SO₂ résultant de la combustion du charbon ont été calculées pays par pays. Ce procédé s'est avéré nécessaire de par la complexité de la structure du marché du charbon et en raison des variations que la teneur en soufre connaît d'un pays à l'autre, seules les émissions totales pour les pays européens de l'OCDE ont été utilisées dans les tableaux du présent rapport, (Tableaux 4 à 6). Les teneurs en soufre des charbons brûlés dans les pays européens de l'OCDE en 1974 sont résumées dans le Tableau 21.

Tableau 20

PRODUCTION ET MARCHÉ DES COMBUSTIBLES SOLIDES EN OCDE EUROPE,
1974 ET 1985
(Perspectives Energétiques Mondiales OCDE (2))

			mtep
	1974	Scénario de Base 1985	Scénario Relatif aux Politiques Accélérées 1985
Production	205,8	215,6	215,6
Importations nettes	35,5	56,0	75,2
Besoins énergéti- ques totaux	253,7	271,6	290,8
Production d'électricité	-115,4	-133,8	-144,8

Tableau 21
TENEUR EN SOUFRE MOYENNE DES CHARBONS (*)
DESTINES A LA COMBUSTION EN OCDE EUROPE, 1974

Pays	% Soufre
Autriche	1,2
Belgique	1,0
Danemark	0,8 pour centrales électriques 0,95 pour autres secteurs
Finlande	1,0
France	0,7
Allemagne : houille	1,23
lignite	0,5
Grèce	1,0
Irlande	1,3
Italie : houille	0,9
lignite	0,8
Luxembourg	1,0
Pays-Bas	1,0
Norvège	1,2
Portugal	1,3
Espagne : houille	1,2
lignite	5,0
Suède	1,0
Suisse	1,2
Turquie	2,0
Royaume-Uni	1,46 (varie selon secteurs)

* On a admis comme hypothèse que les lignites avaient la même teneur en soufre que les houilles, sauf indication contraire.

Sans tenir compte des prévisions concernant les houilles allemandes (elles devraient subir un nettoyage qui ramènerait leur teneur moyenne en soufre à 1 %), on prévoit d'ici 1985 un léger accroissement de la teneur en soufre moyenne de la houille destinée à la combustion en OCDE Europe. Celui-ci serait dû en partie à la production accrue de charbon ayant une teneur en soufre supérieure à la moyenne au Royaume-Uni. Le Tableau 22 résume les données des tableaux 5 et 6 et montre à la fois les émissions potentielles de SO₂ et la réduction de ces émissions prévue grâce au nettoyage des charbons allemands. En ce qui concerne 1985 dans le scénario accéléré, il sera nécessaire d'importer plus de charbon que dans le scénario de base. Les importations supplémentaires viendront probablement en grande partie des Etats-Unis (environ 28 millions de tonnes métriques) et auront une plus haute teneur en soufre (1,8 à 1,9 %). Par

conséquent, la teneur moyenne en soufre serait plus élevée dans ce scénario que dans le scénario de base.

Selon les estimations du Secrétariat concernant la production de lignites en 1985 et la teneur en soufre des lignites en 1974, les émissions de SO₂ résultant de la combustion des lignites extraits en Europe passeraient d'environ 1,0 % p. de SO₂ en 1974 à environ 1,5 % en 1985. La principale raison de cet accroissement est l'augmentation de la production de lignites en Espagne et en Turquie. La teneur en soufre des lignites espagnols, en particulier, peut être très élevée (jusqu'à 7 % en poids).

Tableau 22
 PRODUCTION DE SO₂ DUE A L'UTILISATION DES COMBUSTIBLES SOLIDES
 ET A LEUR TRANSFORMATION EN SOURCES D'ENERGIE SECONDAIRE
 EN OCDE EUROPE, EN 1974 ET 1985

10 ⁶ tonnes métriques de SO ₂			
	1974	Scénario de Base 1985	Scénario relatif aux politiques accélérées 1985
Par combustion	6,71	9,00	9,87
Par transformation secondaire	0,45	0,54	0,54
Elimination par plus ample nettoyage des charbons		-0,20	-0,20
Total	7,17	9,34	10,21

En résumé, l'accroissement considérable de l'utilisation des charbons en OCDE Europe d'ici 1985 pourrait amener une aggravation des émissions due aux lignites à haute teneur en soufre à mesure qu'ils prendront une place plus importante sur le marché et due aux importations possibles de charbons à plus haute teneur en soufre en provenance des Etats-Unis. Le plus ample nettoyage des charbons prévu par la République Fédérale d'Allemagne ne contrebalancera l'augmentation des émissions dans l'ensemble de la zone européenne que de façon marginale.

AMERIQUE DU NORD

Pétrole

Le Tableau 23 montre la totalité des besoins de l'Amérique du Nord en pétrole en 1974 et 1985, ainsi que les importations nécessaires.

Tableau 23
BESOINS EN PETROLE ET IMPORTATIONS EN AMERIQUE DU NORD,
EN 1974 ET 1985 (2)

	mtep		
	1974	1985 Scénario de Référence	1985 Scénario Accéléré
Production	592,1	650,9	771,4
Importations nettes	281,0	531,1	246,1
Soutages maritimes	- 20,1	- 31,1	- 14,7
Besoins énergétiques totaux	844,7	1.150,9	1.002,8
Production d'élec- tricité	- 84,0	- 87,4	- 56,6

La production du Canada en 1974 a été de 82,4 millions de tonnes d'équivalent pétrole et dégressera sans doute jusqu'à atteindre 55 Mtep en 1985. Bien que la production dans les régions frontalières puisse démarrer au cours des années 80, il n'en est pas tenu compte dans les estimations pour 1985, mais on pense que les sables bitumeux permettront d'obtenir 13,5 Mtep.

Aux Etats-Unis, le pétrole de l'Alaska est supposé donner 125 Mtep dans le scénario de base pour 1985 et 150 Mtep dans le scénario accéléré. La production des forages à la lisière du plateau continental, en particulier celle de la Réserve nationale n° 1, devrait atteindre un total de 15 Mtep en 1985. Dans le scénario accéléré, on prévoit que les forages en mer de Beaufort produiront 20 Mtep. Compte tenu de ces estimations, la production des gisements pétrolifères existants aux Etats-Unis atteindra sans doute environ 414 Mtep dans le scénario de base pour 1985 et 505 Mtep dans le scénario accéléré (contre 498,3 Mtep en 1974).

Sur les 281 Mtep nettes de bruts et de produits pétroliers importés en Amérique du Nord en 1974, 40 % environ (soit 112,6 millions de tonnes métriques) se présentaient sous la forme de produits, et surtout de fuel-oils résiduels provenant des raffineries de la région des Antilles.

D'après les statistiques des livraisons de fuel-oils aux compagnies de gaz et d'électricité des Etats-Unis (11), on sait que la teneur moyenne en soufre des fuel-oils lourds livrés en 1974 était de 1,1 %. On a utilisé ce pourcentage dans le Tableau 7. On a observé que ces compagnies utilisaient des fuel-oils dont la teneur en soufre était, en moyenne, inférieure à celle des combustibles utilisés dans d'autres secteurs pour lesquels on a utilisé une teneur moyenne en soufre de 1,5 %. Un rapport du National Petroleum Council précise que, en 1971, la teneur moyenne en soufre des fuel-oils raffinés dans le pays était de 1,4 % et que celle des fuel-oils

importés était de 1,5 % (12). L'évaluation des émissions dues à la combustion des fuel-oils résiduels du Tableau 7 est très comparable aux évaluations de l'US EPA pour 1973 (13) qui sont de 3,6 millions de tonnes métriques de SO₂ si l'on tient compte de la diminution de 7 % dans la consommation des fuel-oils résiduels entre 1973 et 1974 (3).

En préparant le Tableau 10, on a noté que, au Canada, la teneur moyenne en soufre des fuel-oils résiduels brûlés en 1968 était de 2,5 % (7). L'examen de la structure des importations de bruts et de fuel-oils résiduels entre 1968 et 1974 ne permet de déceler que très peu de changements dans cette teneur en soufre. Malheureusement, en raison des différences qui existent entre la structure des bruts et du raffinage en Europe et en Amérique du Nord, la méthode "Sulphur Grid" du CONCAWE n'a pu être utilisée pour obtenir une évaluation plus précise.

Pour évaluer la teneur en soufre des fuel-oils résiduels d'Amérique du Nord en 1985, la part relative de la production de bruts indigènes à faible teneur en soufre et des bruts importés à teneur en soufre plus élevée est d'une importance capitale. Beaucoup d'incertitudes subsistent quant à l'utilisation du pétrole de l'Alaska en Amérique du Nord. Bien que des raisons politiques donnent à penser que cette production indigène sera absorbée aux Etats-Unis, le marché auquel on la destine, qui est celui de la côte Ouest, n'a qu'une capacité limitée. Ceci implique qu'entre 0,8 M b/j et 13 M b/j des bruts de l'Alaska qui ne pourront être absorbés par la côte Ouest, pourraient être acheminés par bateau à partir de Port Valdes par le canal de Panama jusqu'aux raffineries de la côte Est, ou être acheminés par oléoduc jusqu'aux raffineries des Etats limitrophes du Canada, qui perdent leurs approvisionnements en bruts, et jusqu'au Texas, bien que cette proposition se soit heurtée à de fortes objections de la part des écologistes. Enfin, la production de l'Alaska pourrait être exportée, au Japon vraisemblablement.

Des incertitudes subsistent également sur le plan du commerce international du pétrole. Le Venezuela voit baisser sa production ; or une bonne partie des importations de brut et de produits pétroliers des Etats-Unis et du Canada proviennent actuellement de ce pays. Mais, d'un autre côté, le Mexique est en passe de devenir un gros exportateur, avec une capacité prévue de près de 1,1 M b/j de brut à teneur moyenne en soufre. Dans les années 80 pourraient également être exportés vers les Etats-Unis soit des bruts de la Mer du Nord (la Mer du Nord est plus proche des Etats-Unis que les régions productrices de pétrole d'Afrique de l'Ouest et du Nord), soit des bruts africains légers et moyens qui seront supplantés sur les marchés européens par les bruts de la Mer du Nord. Etant donné ces incertitudes, il est impossible de prévoir les changements, s'il

y en a, de teneur en soufre des fuel-oils résiduels qui seront utilisés en Amérique du Nord en 1985 et l'on s'est servi des taux relevés en 1974 pour estimer les émissions de SO₂.

En ce qui concerne la teneur en soufre du gas-oil, la forte capacité de désulfuration de ce combustible semblerait indiquer que le taux moyen sera de 0,3 % à la fois pour 1974 et pour 1985. Il semble que le US EPA a utilisé ce chiffre pour estimer les émissions dues à la combustion du gaz-oil à 0,59 million de tonnes métriques de SO₂ en 1973 (13).

En dépit des plans d'installation d'une certaine capacité d'hydrodésulfuration des fuel-oils résiduels en Amérique du Nord, on ne pourra déterminer la quantité potentielle de soufre qui pourrait être éliminée sans prévoir l'évolution de la structure des approvisionnements en bruts.

Charbon

Il est clair que le charbon est en Amérique du Nord le combustible qui contribue le plus, et de loin, à la production d'émissions de SO₂. Ceci vient non seulement d'une forte consommation mais aussi la teneur moyenne en soufre relativement élevée des réserves de charbons indigènes. Avec l'accélération de la production de charbon en 1985 qui amènera le charbon à avoir une plus grande part dans la consommation totale d'énergie, les émissions potentielles dues à ce combustible pourraient augmenter considérablement.

Les quantités de charbon produites et exportées aux Etats-Unis en 1974, ainsi que des estimations pour 1985, sont données au Tableau 23.

Tableau 23
PRODUCTION ET MARCHE DES COMBUSTIBLES SOLIDES AUX ETATS-UNIS,
1974 ET 1985

	mtep		
	1974	1985 Scénario de Référence	1985 Scénario Accéléré
Production	356,8	532,5	532,5
Importations nettes	- 32,2	- 39,9	- 55,9
Besoins totaux en énergie	327,6	492,6	476,6
Production d'élec- tricité	-231,9	-368,0	-355,5

Le Tableau 23 montre la nette augmentation escomptée surtout dans les gisements de l'Ouest. La production de ces derniers sera un mélange de charbons bitumineux, sous-bitumineux et de lignite ayant un pouvoir calorifique inférieur à la moyenne, mais aussi une teneur en soufre inférieure à la moyenne.

Le Tableau 24 montre la teneur en soufre des charbons américains utilisés comme combustibles en 1974, par région de production (14), (16) et (18). La teneur en soufre du charbon brut de la région Ouest équivaut à la moyenne pour la houille et le lignite. Seule, une partie des houilles de l'Ouest serait nettoyée.

Des estimations analogues ont été faites pour la teneur en soufre des charbons des Etats-Unis en 1985, en s'appuyant sur les prévisions de la production de chacune des régions faites par la U.S. Federal Energy Administration (17). La quantité totale de charbon devant être épuré se chiffre approximativement à 180 millions de tonnes métriques. La teneur moyenne en soufre du charbon brûlé est alors de 1,64 % dans le scénario de base et de 1,59 % dans le scénario accéléré. Ce dernier chiffre s'explique par un supplément d'exportations vers l'Europe de 28 millions de tonnes de charbon-vapeur à teneur en soufre supérieure à la moyenne (1,8 à 1,9 %) en provenance des régions Est.

Tableau 24
TENEUR ESTIMATIVE EN SOUFRE DES CHARBONS AMERICAINS,
1974-1975

Région de production	Teneur moyenne en soufre, % p				
	Charbon brut (14)	Charbon épuré (14)	Charbon cokéfiable (15)	Charbon à brûler épuré à 27 %	Charbon pour centrales thermiques (16)
Nord des Appalaches	3,01	2,06	0,9 - 1,2	3,2	2,8
Sud des Appalaches	1,08	0,97	0,9	1,1	1,4
Région Est du Centre-Ouest	3,92	2,73	0,8 - 1,0	3,2	3,5
Région Ouest du Centre-Ouest	5,25	3,91	0,9 - 1,0	5,4	4,8
Ouest	0,68	0,54	0,7	0,7	0,5
Toutes régions	2,56	1,87	0,9	2,3	2,2

La production et les importations de charbon au Canada en 1974 et 1985 sont données dans le Tableau 25.

Tableau 25
 PRODUCTION ET MARCHÉ DES COMBUSTIBLES SOLIDES AU CANADA,
 1974 ET 1985

	mtep		
	1974	1985 Scénario de Base	1985 Scénario Accéléré
Production	12,5	29,4	29,1
Importations nettes	1,4	- 5,3	- 5,3
Besoins totaux en énergie	14,9	24,1	23,8
Production d'élec- tricité	- 9,0	-16,4	-16,4

En 1974, le Canada exportait seulement des charbons à coke venant principalement des provinces de l'ouest et importait à la fois des charbons à coke et des charbons à vapeur en provenance des Etats-Unis vers les provinces de l'est. Seules de petites quantités des charbons combustibles étaient nettoyées. Connaissant la teneur en soufre des charbons canadiens (cf. Tableau 26) et sachant que la plupart de la production de houille sous-bitumineuse à faible teneur en soufre de l'Alberta est consommée dans les centrales thermiques, on estime que la teneur en soufre des charbons utilisés dans chaque secteur est de 1,4 % pour la houille destinée aux centrales thermiques, de 2,2 % pour les autres combustions et de 0,75 % pour le lignite.

Tableau 26
 TENEUR ESTIMATIVE EN SOUFRE DES CHARBONS CANADIENS

Région de production	% du poids soufre		
	Charbon extrait (en partie épuré)	Charbon cokéifiable	Charbon à brûler
Nouvelle Ecosse	2,3	1,1	3,0
Nouveau Brunswick	5,0		5,0
Alberta : bitumineux	0,4	0,4	0,4
sous-bitumineux	0,2		0,2
Colombie britannique	0,3	0,3	0,3
Saskatchewan : lignite	0,75		0,75
Importations des Etats-Unis			2,1 (1974) 2,7 (1985)

Les émissions de SO₂ provenant de l'utilisation de charbon en Amérique du Nord en 1974 et 1985 sont résumées au Tableau 27. Ces émissions ont tenu compte de l'élimination de soufre par nettoyage physique existante en 1974 et prévue pour 1985 aux Etats-Unis qui

sont respectivement de 2,4 millions de tonnes métriques et 2,8 millions de tonnes métriques. Il n'a pas été possible de répartir ces réductions entre les charbons utilisés comme combustibles, ceux utilisés pour produire du coke et ceux destinés à l'exportation, ni d'obtenir le taux effectif des émissions de réduction.

Tableau 27
 EMISSIONS DE SO₂ PROVENANT DE LA COMBUSTION DU CHARBON
 EN AMERIQUE DU NORD, EN 1974 ET 1985

	10 ⁶ tonnes métriques de SO ₂		
	1974	1985 Scénario de Base	1985 Scénario Accéléré
Houille	19,08	25,19	23,63
Lignite	0,20	0,40	0,38
Total	19,42	25,59	24,01

En conclusion, l'exploitation des réserves de charbon de l'Ouest de l'Amérique du Nord permettra de réduire, dans des proportions notables, la teneur moyenne en soufre des charbons à brûler en 1985. Si l'on accordait davantage d'importance encore à l'épuration des charbons, une nouvelle réduction sensible des émissions de SO₂ serait possible.

Chapitre III

POSSIBILITE DE REDUCTION DES EMISSIONS DE SO₂

Avant d'étudier la possibilité de réduire les émissions de SO₂ dues à l'utilisation de combustibles par l'application plus poussée de techniques d'épuration des combustibles ou de leurs gaz de combustion, il vaut la peine d'examiner l'éventualité d'une augmentation des approvisionnements en combustibles peu soufrés.

APPROVISIONNEMENT EN COMBUSTIBLES A FAIBLE TENEUR EN SOUFRE

Le charbon

Le charbon est l'un des principaux responsables des émissions de SO₂, aussi bien dans les pays européens Membres de l'OCDE qu'en Amérique du Nord. De ces deux régions, seule l'Amérique du Nord possède des ressources de charbon à faible teneur en soufre, utilisables d'ici 1985. C'est cette hypothèse que l'on a retenue pour le calcul des émissions, au chapitre II. Toutefois, si la production de charbon n'atteignait pas le chiffre escompté, les émissions de SO₂ s'en ressentiraient et le bénéfice escompté de l'utilisation de charbon à teneur en soufre naturellement faible se trouverait compromis.

Il semble, d'autre part, que l'OCDE Europe soit en train d'épuiser une grande partie de ses ressources à faible teneur en soufre. On prévoit une augmentation de la production (135 millions de tonnes par an) de charbons du Royaume-Uni, dont la teneur en soufre est légèrement plus élevée, et un déclin de la production de charbons peu soufrés, comme les charbons français. L'exploitation accrue des réserves de lignites espagnol et turc contribuera également à l'augmentation des taux de soufre.

En 1974, le charbon commercialisé dans le monde était surtout du charbon à coke. On pourrait croire que l'expansion du commerce des charbons-vapeur permettrait d'améliorer les taux de soufre, grâce à l'importation de charbons peu soufrés. Si cela peut être possible dans certains pays qui dépendent de charbons importés, les possibilités pour la zone européenne de l'OCDE dans son ensemble n'en restent pas moins limitées. Le charbon supplémentaire importé de la côte Est des Etats-Unis et du Canada aurait, en général, une

teneur en soufre plus élevée que la moyenne européenne. Les quantités de charbon-vapeur à faible teneur en soufre que l'on pourrait se procurer en Australie, et peut-être aussi en Inde, en Pologne et dans une certaine mesure en Afrique du Sud, seraient, d'ici à 1985, réduites par rapport à la consommation totale de charbon.

Le pétrole

La possibilité de réduire les émissions de SO₂ dues à la combustion de fuel-oils résiduels en augmentant les quantités de bruts à faible teneur en soufre mises à la disposition des raffineries a été examinée dans le chapitre précédent.

Il semble que le Japon puisse se procurer des bruts indonésiens à faible teneur en soufre (40 à 65 Mtep par an) qui pourraient être libérés par l'arrivée des bruts de l'Alaska sur les marchés de la côte ouest des Etats-Unis. Certains bruts de l'Alaska à teneur en soufre faible ou moyenne pourraient également être disponibles pour l'exportation au Japon, mais l'autorisation nécessaire n'a pas été accordée. Quoi qu'il en soit, le reste de l'augmentation de la demande japonaise en brut sera très probablement satisfait par les producteurs du Moyen-Orient avec lesquels le Japon a noué des liens économiques étroits. Si le Japon veut parvenir à réduire notablement la teneur en soufre de son pétrole brut en achetant des bruts peu soufrés en Indonésie ou ailleurs, il devra également minimiser ses achats de bruts à teneur en soufre plus élevée. Cela suppose un freinage de la demande comme dans le scénario accéléré. En ce cas, l'augmentation des livraisons de brut peu soufré pourrait entraîner une réduction de la teneur moyenne en soufre des fuel-oils résiduels avant désulfuration, laquelle passerait de 2,0 % en 1974 à 1,5 %. Toutefois, si le Japon devait entrer en concurrence avec les Etats-Unis pour l'acquisition de ce pétrole, on pourrait même assister à une augmentation de la teneur en soufre des bruts au Japon.

A mesure qu'augmentera la production de brut de la Mer du Nord, il semble que le potentiel de réduction des émissions dues à l'utilisation des fuel-oils dans les pays européens de l'OCDE sera appréciable pour l'ensemble de la région. Il se peut que la totalité de la production anticipée de la Mer du Nord, 200 Mtep en 1985, soit disponible sur les marchés européens, tandis que se maintiendraient les importations actuelles de bruts peu soufrés, provenant principalement d'Afrique du Nord. En ce cas, la teneur en soufre des fuel-oils résiduels disponibles pour la consommation intérieure pourrait s'améliorer par rapport à 1974, passant de 2,5 % à 2,1 % dans le scénario de base ou à 1,7 % dans le scénario accéléré. Si les pétroles de la Mer du Nord remplacent les importations d'autres bruts peu soufrés, l'amélioration de la teneur en soufre globale ne sera pas aussi nette. Un autre facteur dont il convient de tenir compte

est que les bruts de la Mer du Nord sont déjà exportés aux Etats-Unis. Si les Etats-Unis achètent davantage de pétrole de la Mer du Nord et s'ils se mettent également sur les rangs pour acheter des bruts peu soufrés d'Afrique du Nord, les possibilités de réduction des émissions s'en trouveront également diminuées.

La possibilité d'obtenir une teneur en soufre moins élevée des bruts d'Amérique du Nord semble réduite. Le brut d'Alaska qui arrive maintenant sur le marché a une teneur en soufre d'environ 1 %, ce qui est, en fait, légèrement supérieur à une bonne partie de la production actuelle des Etats-Unis. En même temps, ce brut peut remplacer, au lieu de compléter, certaines des importations de bruts indonésiens plus légers, notamment sur la côte ouest. Les Etats-Unis peuvent s'approvisionner en bruts de la Mer du Nord ou acheter des bruts d'Afrique du Nord à faible teneur en soufre sur les marchés européens. Cela permettrait de réduire quelque peu la teneur en soufre des bruts traités aux Etats-Unis en 1985. Si, comme prévu, les bruts mexicains à teneur moyenne en soufre prennent davantage de place sur le marché du pétrole aux Etats-Unis, le déclin des taux de soufre ne sera que marginal.

Ce qui ressort de cette discussion, c'est l'interdépendance des approvisionnements en bruts du Japon, d'Amérique du Nord et des pays européens de l'OCDE. On assistera à une augmentation de l'offre en bruts peu soufrés, mais une bonne partie de l'augmentation de la demande devra encore être couverte par des bruts à forte teneur en soufre. La concurrence se fera donc sentir entre les acheteurs des bruts à faible teneur en soufre disponibles et les pays de l'OCDE ne peuvent pas tous espérer parvenir à réduire de façon substantielle les taux de soufre de leurs approvisionnements en brut.

EPURATION DU CHARBON - AMERIQUE DU NORD

A cause du manque de données, on se bornera ici à évaluer les méthodes actuelles d'épuration du charbon aux Etats-Unis et la possibilité d'une épuration plus poussée des charbons américains.

Il est peu probable qu'il se produise d'ici à 1985 des changements suffisants dans les techniques de traitement du charbon pour modifier nettement le potentiel de désulfuration de ce combustible. Bien que les méthodes nouvelles actuellement à l'étude, comme la séparation magnétique et le lavage chimique, puissent être applicables, dans des conditions satisfaisantes, sur le plan commercial avant 1985, leur contribution quantitative à la désulfuration du charbon sera sans doute négligeable jusqu'à cette date.

Les types de matériel d'épuration du charbon utilisés aux Etats-Unis sont indiqués au Tableau 28. Etant donné les pressions écologiques et la nécessité croissante qui en résulte de réduire la teneur

en soufre des combustibles, il est prévu que la plupart des nouvelles installations d'épuration du charbon procéderont en plusieurs stades et utiliseront notamment la séparation en milieu dense, les tables de concentration et la flottation sur mousse. Aussi suppose-t-on que la quantité de charbon traité par criblage, séparation pneumatique, lavage et classification, se maintiendra au niveau actuel, mais que la quantité traitée par d'autres méthodes (séparation en liqueur dense, tables de concentration et flottation sur mousse) augmentera nettement et correspondra à peu près à l'augmentation estimée du total du charbon à traiter en 1985.

La quantité de charbon traitée en 1974 et la quantité approximative de soufre éliminé figurent au Tableau 28. Ces chiffres comprennent les charbons à brûler, les charbons à coke et les charbons destinés aux exportations. Il ne faut voir dans ces chiffres que d'assez grossières estimations, car les calculs sont fondés sur des échantillons régionaux de charbons américains analysés par le U.S. Bureau of Mines. La production de charbon aux Etats-Unis est classée par régions :

1. La région du Nord des Appalaches (Pennsylvanie, l'Ohio, le Maryland et le nord de la Virginie occidentale) renferme des houilles ayant une teneur en soufre de 0,5 à 5 %.
2. La région du sud des Appalaches (la Virginie, l'Alabama, le sud de la Virginie occidentale, l'est du Kentucky et le Tennessee) renferme des houilles ayant une teneur en soufre de 0,3 à 2 %.
3. La région orientale du Centre-Ouest (l'Illinois, l'Indiana et l'ouest du Kentucky) renferme des houilles ayant une teneur en soufre de 2 à 5 %.
4. La région occidentale du Centre-Ouest qui comprend l'Arkansas, l'Iowa, le Kansas, le Missouri et l'Oklahoma, renferme des houilles ayant une teneur en soufre de 3 à 6 %.
5. La région de l'Ouest (l'Arizona, l'Alaska, le Colorado, le Montana, le Nouveau Mexique, le Dakota du Nord, le Texas, l'Utah, l'Etat de Washington et le Wyoming) comprend des houilles renfermant 0 à 1 % de soufre.

Les méthodes actuelles d'épuration du charbon consistent à diviser le charbon brut en charbon propre et en déchets. Au cours de l'opération doit s'établir un compromis entre l'élimination du soufre et la perte de charbon transformé en déchets. On parle de cette perte en termes de pourcentage de récupération des Btu. Dans le Tableau 29, le potentiel de désulfuration est estimé par deux niveaux de traitement du charbon :

Niveau A - Le charbon est broyé en particules de moins de 1,5 pouce et traité de façon à récupérer 90 % de son pouvoir calorifique en Btu ;

Tableau 28

PROCEDES UTILISES POUR L'EPURATION DU CHARBON BITUMINEUX

Type de procédé	1974 (18)		Estimations pour 1985 (17)	
	Quantités 10 ³ tonnes courtes	En % du poids	Quantités 10 ⁶ tonnes courtes	En % du poids
Criblage	129.302	48,8	130,0	34,8
Séparation en milieu dense	82.283	31,0	154,6	41,4
Tables de concentration	28.869	10,9	54,4	14,6
Flottation	10.863	4,1	20,4	5,5
Méthodes pneumatiques	7.557	2,8	7,6	2,0
Lavage et classification	6.275	2,4	6,2	1,7
Total	265.150	100,0	373,2	100,0

Tableau 29

NETTOYAGE MECANIQUE DU CHARBON BITUMINEUX ET DU LIGNITE AUX ETATS-UNIS EN 1974

	Production totale de charbon (en millions de tonnes courtes) (18)	Epuración mécanique (en millions de tonnes courtes) charbon épuré (18)	Teneur totale en soufre % p.			Quantité estimative de soufre éliminé (en milliers de tonnes courtes)	
			charbon brut	charbon épuré niveau A (14)	charbon épuré niveau B	charbon épuré niveau A	charbon épuré niveau B
Appalaches du Nord	179,4	86,6	3,01	2,06	1,83	1.112	1.673
Appalaches du Sud	198,3	82,0	1,08	0,97	0,96	189	320
Centre ouest oriental	133,8	83,7	3,92	2,73	2,57	1.361	1.951
Centre ouest occidental	8,7	0,8	5,25	3,91	3,76	16	24
Ouest	83,2	12,0	0,68	0,54	0,51	26	41
Total	603,4	265,1	2,56	1,87	1,74	2.704	4.009

Niveau B - Le charbon est broyé en particules de moins de 1,5 pouce et traité de façon à récupérer 80 % de son pouvoir calorifique en Btu.

Il conviendrait de noter que les taux de soufre du charbon traité au Tableau 47, sont ceux obtenus par séparation en milieu dense aux taux donnés de récupération des Btu et qu'ils peuvent différer des taux réellement obtenus dans les installations commerciales d'épuration du charbon. Deux grands facteurs interviennent dans l'élimination du soufre :

- a) l'inefficacité du matériel d'épuration du charbon : la teneur en soufre du charbon préparé commercialement est d'ordinaire plus élevée que celle du charbon obtenu par le procédé de séparation en liqueur dense, pour une récupération des Btu identique ;
- b) récupération des Btu : en général, quel que soit le charbon traité, moins le niveau de récupération des Btu est élevé, moins il y a de soufre dans le charbon épuré. Le résultat normal en Btu dans les installations commerciales d'épuration du charbon est d'environ 80 %.

Si l'on tient compte de ces deux facteurs, le taux de soufre du charbon épuré au niveau A (90 % Btu), dans le Tableau 29 semble être un chiffre raisonnable si l'on veut estimer la quantité de soufre éliminée par les pratiques courantes aux Etats-Unis. D'un autre côté, la teneur en soufre du charbon épuré au niveau B est la plus faible que l'on puisse obtenir, à supposer les opérations d'épuration du charbon efficaces à 100 % et la récupération des Btu à 80 %. On estime donc la quantité de soufre éliminée en 1974 à $2,7 \times 10^6$ de tonnes américaines. Etant donné les facilités existantes, le potentiel d'élimination du soufre serait de $4,0 \times 10^6$ tonnes américaines et la perte d'énergie venant des déchets de charbon qui en découlerait serait d'environ 11 %.

En 1974, la quantité de charbon utilisée, pour la production de coke et l'exportation a été de $149,3 \times 10^6$ de tonnes américaines (à teneur moyenne en soufre de 1 %). On suppose que la totalité de ce charbon a été nettoyée. Aussi seulement 27 % du charbon à brûler, c'est-à-dire $115,8 \times 10^6$ tonnes américaines sont nettoyées mécaniquement. Ceci donne une teneur moyenne en soufre de 2,3 % pour l'ensemble des charbons à brûler. Dans le Chapitre II et le Tableau 7, on a retenu l'hypothèse du niveau d'épuration A pour l'étude des émissions.

La quantité de charbon américain qui serait désulfurée en 1985

Le Tableau 30 résume les prévisions concernant la quantité de charbon américain à nettoyer et les estimations concernant la quantité de soufre qui pourrait être éliminée en 1985. Outre les

niveaux A et B, déjà définis, le Tableau 30 comporte un troisième niveau de traitement du charbon, à savoir :

Niveau C - le charbon est broyé en particules de dimensions inférieures à 3/8 de pouce et traité de façon à récupérer 80 % de son pouvoir calorifique en Btu.

Le Tableau 30 montre que la production totale de charbon sera en 1985 de 1.040×10^6 tonnes américaines dont $373,2 \times 10^6$ tonnes américaines seront, selon les estimations, nettoyées mécaniquement. On estime que la quantité de soufre éliminée se situera entre $3,2 \times 10^6$ à $5,0 \times 10^6$ tonnes américaines.

Le charbon utilisé pour la cokéfaction et l'exportation en 1985 représentera, estime-t-on, $182,8 \times 10^6$ tonnes américaines, dans le scénario de base (avec une teneur moyenne en soufre de 1 %). Par conséquent, on estime que le charbon nettoyé mécaniquement utilisé comme combustible représentera $190,4 \times 10^6$ tonnes américaines et que la teneur en soufre moyenne de tous les charbons à brûler sera de l'ordre de 1,57 à 1,64 %.

Dans le scénario accéléré, la teneur moyenne en soufre des charbons servant de combustibles dans les foyers serait de l'ordre de 1,57 à 1,59 %.

Bien que ces estimations de la quantité de charbon à brûler qui sera traitée en 1985 soient sans doute très modérées, on est parti du niveau de traitement le plus modéré (A) pour prévoir les émissions aux Etats-Unis en 1985.

Pour déterminer l'élimination maximum de soufre possible, il pourrait être utile de considérer l'application d'un nettoyage mécanique à la plus grande quantité de charbon possible, la quantité de soufre éliminée pourrait être considérablement augmentée si l'on traitait la totalité des charbons à haute teneur en soufre des Appalaches du Nord, du Centre-Ouest oriental et du Centre-Ouest occidental ainsi que la proportion actuelle des charbons à faible teneur en soufre des Appalaches du Sud et de la région Ouest. Au niveau A de traitement, on estime que la quantité de soufre éliminée passerait de $3,16 \times 10^6$ tonnes américaines indiquées dans le Tableau 30 à $5,56 \times 10^6$ tonnes américaines. Pour les niveaux B et C, l'élimination serait respectivement de $8,12 \times 10^6$ et $8,73 \times 10^6$ tonnes américaines de soufre. En conséquence, la quantité totale de charbons à brûler nettoyés mécaniquement passerait de $190,4 \times 10^6$ tonnes américaines à $351,6 \times 10^6$ tonnes américaines pour le scénario de base en 1985 ; et la teneur moyenne en soufre des charbons à brûler irait de 1,30 à 1,45 %. De même, dans le scénario accéléré cette teneur moyenne en soufre irait de 1,30 à 1,44 %.

Une autre solution consisterait à séparer le charbon par gravité de façon à obtenir deux types de produits : un charbon propre à faible teneur en soufre et des mixtes à teneur en soufre plus élevée.

Tableau 30

ESTIMATIONS DE LA QUANTITE DE CHARBON BITUMINEUX ET DE LIGNITE TRAITES PAR DES PROCEDES MECANIQUES EN 1985

Région	Production totale de charbon (10 ⁶ tonnes américaines) (17)	Quantité estimative de charbon traité mécaniquement (17) 10 ⁶ tonnes américaines charbon traité	teneur totale en soufre % p (14)				Quantité estimative de soufre éliminée (10 ⁶ tonnes américaines)		
			charbon brut	Niveau A traité	Niveau B traité	Niveau C traité	Niveau A traité	Niveau B traité	Niveau C traité
Appalaches du Nord	183	88,3	3,01	2,06	1,83	1,61	1,13	1,71	1,90
Appalaches du Sud	322	133,2	1,08	0,97	0,96	0,94	0,31	0,52	0,55
Centre Ouest Oriental	156	97,6	3,92	2,73	2,57	2,47	1,59	2,27	2,37
Centre Ouest Occidental	9	0,9	5,25	3,91	3,76	3,45	0,02	0,03	0,03
Ouest	370	53,2	0,68	0,54	0,51	0,53	0,11	0,18	0,17
Total	1.040	373,2	2,20	1,63	1,53	1,45	3,16	4,71	5,02

L'avantage que présente ce procédé est qu'une épuration plus poussée des mixtes ou des gaz provenant de leur combustion permettrait de réduire au maximum les émissions de SO₂, sans qu'il soit pour autant nécessaire de rabaisser la teneur générale en soufre de la totalité du charbon produit.

Le Tableau 31 résume la teneur estimative en soufre des charbons en 1985, si la totalité de ces charbons est traitée par la méthode de la séparation des particules en fonction de leur poids spécifique, en procédant en deux temps, une première séparation pour un poids spécifique de 1,3 donnant un produit "propre" suivie d'une deuxième opération pour un poids spécifique de 1,6 donnant un produit mixte. Ce produit propre de chaque région (charbon de flottation de densité égale à 1,3) aurait donc une teneur en soufre bien inférieure à celle des mixtes (1,6 en surface et 1,3 au fond).

Dans le Tableau 32, les stratégies sont combinées de la meilleure façon possible pour produire deux charbons : un destiné à être brûlé sans désulfuration des gaz de combustion (DGC) et l'autre nécessitant une DGC. Ceci amènerait dans le scénario de base à 667,7 x 10⁶ tonnes américaines de charbon à brûler ayant une teneur moyenne en soufre de 1,07 % ; 80 % du soufre des 189,5 x 10⁶ tonnes américaines restantes étant éliminé par DGC, celles-ci auraient une teneur moyenne en soufre effective de 0,60 %.

Néanmoins les contraintes, si l'on veut atteindre ce degré d'épuration en 1985, sont nombreuses. Il faudra non seulement une capacité d'épuration bien supérieure, mais aussi une production de charbon nettement accrue pour compenser les pertes de Btu pendant les opérations de traitement.

NETTOYAGE DES CHARBONS - OCDE EUROPE

Cette étude de la réduction potentielle du soufre grâce au nettoyage des charbons pour l'Europe de 1985 porte essentiellement sur les deux producteurs principaux, à savoir l'Allemagne (96 millions de tonnes métriques de houille en 1985) et le Royaume-Uni (135 millions de tonnes métriques en 1985). La production de lignites allemands sera également élevée en 1985 (113 millions de tonnes), mais presque 100 % du soufre contenu dans les lignites allemands est de nature organique, et par conséquent le nettoyage ne peut avoir aucune incidence sur leur teneur en soufre. Bien que les autres pays doivent produire des quantités de houille et de lignite significatives en 1985, on connaît encore mal la proportion de soufre pyriteux et de soufre organique de ces houilles et, par conséquent, leur potentiel de nettoyage.

Tableau 31

REDUCTION POSSIBLE DE LA TENEUR EN SOUFRE DES CHARBONS TRAITES AUX ETATS-UNIS, EN 1985,
SELON LA METHODE DE LA SEPARATION PAR GRAVITE POUR UN POIDS SPECIFIQUE DE 1,3 ET DE 1,6

Région	Production totale de charbon (10 ⁶ tonnes courtes)	Charbon traité 1,3 p.s. (10 ⁶ tonnes courtes)	Mixtes 1,6 p.s. en surface 1,3 p.s. au fond (10 ⁶ tonnes courtes)	Teneur totale en soufre (% p.) (14)		
				Charbon brut	Charbon traité	Mixtes
Appalaches du Nord	183	69,8	113,2	3,01	1,41	2,56
Appalaches du Sud	322	185,1	136,9	1,08	0,86	1,10
Centre-Ouest oriental	156	84,5	71,5	3,92	2,35	3,53
Centre-Est occidental	9	4,2	4,8	5,25	2,93	4,74
Ouest	370	217,1	152,9	0,68	0,55	0,60
Total	1.040	560,7	479,3		1,05	1,68

Tableau 32

NETTOYAGE DU CHARBON EN DEUX PRODUITS - SCENARIO DE BASE 1985

Région	Charbons brûlés dans le pays	Produit propre		Produit pour la DGC	Teneur en soufre totale	
		Une partie du ** charbon à brûler traité	Charbon à * brûler traité	Mixtes * à brûler	Produit propre % poids	Produit pour DGC % poids
	(10 ⁶ tonnes américaines)	(10 ⁶ tonnes américaines)	(10 ⁶ tonnes américaines)	(10 ⁶ tonnes américaines)		
Appalaches du Nord **	151	-	37,8	113,2	1,72	2,56
Appalaches du Sud *	200	200	-	-	1,11	-
Centre-Ouest oriental *	145,3	-	73,8	71,5	2,47	3,53
Centre-Ouest occidental *	8	-	3,2	4,8	3,53	4,74
Régions ouest **	352,9	352,9	-	-	0,66	-
Total	857,2	552,9	114,8	189,5	1,07	2,98

* Traitement de 100 % de production par séparation par gravité à un poids spécifique de 1,3 et 1,6 comme dans le Tableau 31.

** Nettoyage d'une partie de la production au niveau de traitement A comme dans le Tableau 30.

Nettoyage du charbon au Royaume-Uni

En 1974, l'approvisionnement en charbon se répartissait, pour chaque secteur, de la manière indiquée ci-dessous (voir Tableau 33) ; la teneur en soufre moyenne est également indiquée dans le Tableau 33.

Tableau 33
TENEUR EN SOUFRE DES CHARBONS DESTINES A LA COMBUSTION
AU ROYAUME-UNI, 1974

Secteur	Charbon utilisé (10 ⁶ tonnes métriques)	Teneur en soufre moyenne (% p.) (7)
Electricité	67	1,5
Industrie	12	1,6
Domestique	12	1,3
Commercial	3	1,3
Total	94	1,46

Tout le charbon ayant approvisionné les trois derniers secteurs était du charbon lavé à 100 %. Le charbon ayant servi à la production d'électricité comprenait 17 millions de tonnes métriques de charbon non traité, non lavé, venant directement de la mine, 0,5 million de tonnes métriques de mixte lavé et les 49,5 millions de tonnes métriques restantes étaient mélangées. Le mélange de charbons lavés et non traités comprenait environ 1/3 de charbons non traités et 2/3 de charbons lavés. Il faut se rappeler que le Royaume-Uni lave et mélange les charbons pour obtenir la teneur en cendres et le pouvoir calorifique désirés, mais qu'on ne prête actuellement aucune attention à la teneur en soufre.

Dans le Tableau 33, le mélange de charbons traités et non traités brûlés en 1974 avait une teneur en soufre moyenne de 1,46 %. Les charbons du Royaume-Uni ont généralement une teneur en soufre organique de 0,8 % à 1,0 % et une teneur en soufre pyritique de 0,3 % à 0,8 %, alors que la teneur moyenne en soufre du charbon brut est de 1,5 % à 1,6 %.

Les prévisions pour 1985 indiquent une production de charbon de 135 millions de tonnes métriques pour le Royaume-Uni. Si l'on nettoyait à 100 % l'ensemble de ces combustibles dans les limites possibles de la technologie actuelle, on obtiendrait une teneur en soufre variant entre 1,2 et 1,3 % pour les charbons destinés à la combustion. Il s'avère cependant difficile d'obtenir des évaluations correctes, sans posséder de données précises sur la répartition du soufre par catégorie de taille et de densité pour tous les charbons étudiés. Une telle réduction de la teneur en soufre signifie que la

réduction des émissions résultant de l'utilisation des combustibles serait de l'ordre de $0,4 \times 10^6$ tonnes métriques de SO_2 pour une production potentielle de $3,0 \times 10^6$ tonnes métriques.

Il apparaît ainsi qu'alors qu'une réduction de 13 % des émissions pourrait être obtenue en 1985 en nettoyant à 100 % tous les charbons, une plus grande diminution de la teneur en soufre est possible si les usines de traitement du Royaume-Uni essayaient également de réduire la quantité de soufre dans le produit final. Dans ce cas, la meilleure stratégie peut être de produire un charbon propre et des mixtes, en lavant à deux niveaux de gravité spécifique. Si le lavage s'effectuait, par exemple, aux gravités spécifiques de 1,3 et 1,8, il en résulterait environ deux tiers de produit propre avec une teneur en soufre de 1 % environ et un tiers de mixtes, avec une teneur en soufre de 2,5 à 3,0 %. Ces chiffres correspondent à des estimations approximatives et l'on aurait besoin, pour une évaluation précise, d'informations plus détaillées sur la répartition du soufre dans le charbon. Pour réduire encore les émissions de soufre, on pourrait écraser et relaver les mixtes, mais il serait peut-être préférable d'appliquer une DGC aux produits de leur combustion.

Nettoyage du charbon - RFA

En 1974, environ 85 % de la production totale de houille allemande, à savoir de 101×10^6 tonnes métriques, avait été nettoyé. Le charbon non nettoyé renfermait des particules de poussière de taille inférieure à 0,5 mm, des particules de charbon brut fin allant de 0,5 à 10,0 mm, et de la boue. Le Tableau 34 indique la quantité de houille utilisée dans chaque secteur et les estimations relatives à la teneur en soufre de la houille.

Tableau 34
ESTIMATIONS RELATIVES A LA TENEUR EN SOUFRE DE LA HOUILLE
DESTINEE A LA COMBUSTION, R.F.A., 1974

Secteur	Charbon brûlé (10^6 tonnes métriques)	Teneur en soufre moyenne (% p.)
Electricité	36,6	1,22
Industrie	10,6	1,22
Domestique/ Commercial/Autre	3,3	0,95
Total	50,5	1,20

D'ici 1985, la RFA prévoit de traiter tous les charbons pour obtenir un produit propre à faible teneur en soufre.

Le Tableau 35 indique les approvisionnements types et la teneur en soufre des produits de la préparation du charbon en RFA.

Tableau 35
 QUANTITES ET TENEUR EN SOUFRE TYPES DES PRODUITS DE LA PREPARATION
 DU CHARBON EN RFA

Produit	Quantité %	Teneur en soufre (à sec) % p.
Charbon lavé grossier	22,6	1,10
Charbon lavé fin	36,8	1,10
Poussière	12,7	1,35
Boue	18,0	1,60
Mixtes grossiers	4,7	1,80
Mixtes fins	5,2	1,70

La poussière, la boue et les mixtes subiront probablement un nettoyage plus poussé, par exemple grâce à la flottation par mousse, ou seront utilisés dans les installations où se pratique le contrôle des émissions après combustion. La partie du charbon qui pourra être brûlée aura une teneur en soufre moyenne de 1,0 à 1,1 %, ce qui entraînera une réduction des émissions de SO₂ d'environ 0,2 x 10⁶ tonnes de SO₂ par rapport à la production potentielle. Ceci serait la réduction maximum des émissions de SO₂ qui pourrait être obtenue en appliquant les techniques actuelles de nettoyage du charbon en 1986.

DESULFURATION DES FUEL-OILS RESIDUELS - JAPON

L'hydrodésulfuration (HDS) des fuel-oils résiduels est d'emploi courant au Japon. En 1974, l'HDS des fuels lourds a produit environ 790.000 tonnes de soufre élémentaire. Les raffineries japonaises utilisent les deux méthodes de désulfuration : l'HDS indirecte dans laquelle les distillats sous vide provenant de la distillation des fuels lourds sont désulfurés puis remélangés aux résidus de la distillation, et l'HDS directe dans laquelle le résidu de la distillation atmosphérique est traité directement. Le Tableau 36 montre la capacité d'HDS installée au Japon en 1974, celle prévue pour la fin 1977 et celle que l'on peut envisager pour 1985.

Les plans du Japon en ce qui concerne l'installation d'une capacité de désulfuration des fuel-oils lourds après 1977 sont moins clairs. Un rapport (10) de l'Agence japonaise pour l'environnement montre que le taux de croissance de la capacité totale d'hydrodésulfuration et de désulfuration des gaz de combustion diminuera après 1980, cette capacité passant de 5,0 x 10⁶ tonnes de SO₂ éliminées en 1980 à 6,7 x 10⁶ tonnes de SO₂ éliminées en 1985.

Tableau 36
CAPACITE D'HYDRODESULFURATION AU JAPON

Année	Procédé direct (10 ³ barils/jour)	Procédé indirect * (10 ³ barils/jour)
(existant) 1973 (19)	194	668
(prévu) 1978 (19)	424	957
(envisageable) 1985	890	1.190

* Production de distillat sous vide.

Si l'on veut étudier les moyens de réduire encore plus les émissions de SO₂ par delà la capacité d'hydrodésulfuration envisageable en 1985, il vaut la peine de noter les possibilités des méthodes d'hydrodésulfuration. D'une façon générale, la désulfuration directe des fuel-oils lourds peut réduire de 90 % la teneur en soufre dans le cas des résidus atmosphériques et dans des proportions moindres pour les résidus sous vide, mais il est difficile d'obtenir une teneur en soufre inférieure à 1 %. Pourtant, ce chiffre étant considéré comme inacceptable dans bien des régions du Japon, plusieurs sociétés pétrolières ont entrepris, afin d'obtenir une teneur en soufre de 0,3 % ou moins encore, de construire de nouvelles installations de désulfuration, utilisant de nouveaux catalyseurs et deux réacteurs en série. La désulfuration indirecte permet d'éliminer environ 95 % du soufre du distillat sous vide et peut même ramener le taux de soufre à 0,2 %. Une désulfuration encore plus poussée est techniquement faisable, mais au delà de ce chiffre, les coûts augmentent très rapidement. Pour que les procédés soient rentables, il vaut par conséquent mieux les appliquer aux fuel-oils résiduels ayant les plus fortes teneurs en soufre.

Ainsi, pour évaluer correctement le potentiel de réduction plus poussée de la teneur en soufre des fuel-oils résiduels, il faut savoir quelles proportions de l'ensemble des fuel-oils ont une teneur en soufre forte, moyenne ou faible. Ces proportions ont été prévues dans l'exemple suivant basé sur le "pire" scénario d'approvisionnement en brut à forte teneur en soufre et sur la structure de raffinage escomptée. Etant donné que ces fuel-oils résiduels ayant une forte teneur en métaux lourds (en particulier le vanadium et le nickel) sont plus difficiles et plus chers à désulfurer, dans l'analyse qui va suivre du potentiel de désulfuration au Japon, on est parti de l'hypothèse que 10 % des fuels à forte teneur en soufre ne pourront être désulfurés en raison de leur contenu métallique. Le Tableau 37 montre dans le "pire" scénario d'approvisionnement pour 1985 la quantité supplémentaire de fuel lourd qui pourrait être désulfurée et la quantité supplémentaire de soufre qui serait ainsi

éliminée et qui atteindrait 80 % dans le procédé de désulfuration directe, c'est-à-dire dans la désulfuration du résidu de la distillation atmosphérique dont la teneur en soufre serait ramenée de 2,5 % à 0,5 %.

Des analyses similaires pour les fuel-oils résiduels dans le "meilleur" et le "pire" cas d'approvisionnement en bruts du scénario accéléré, ainsi que dans le "meilleur" cas d'approvisionnement en brut à faible teneur en soufre du scénario de base, montrent que la capacité prévue d'hydrodésulfuration sera suffisante pour traiter autant de fuel-oils résiduels qu'il y en aura dans ces différents cas.

Tableau 37
POSSIBILITES DE DESULFURATION PLUS POUSSEE DES FUEL-OILS RESIDUELS
AU JAPON, SCENARIO DE BASE 1985, AVEC LE "PIRE" APPROVISIONNEMENT
EN BRUTS

Teneur en soufre résiduelle	Quantité résiduelle (10 ⁶ tonnes métriques)	Capacité envisageable de HDS (10 ⁶ tonnes métriques)		Quantité supplémentaire de soufre éliminée (10 ⁶ tonnes métriques)
		Méthode directe	Méthode indirecte *	
Forte (3 % de soufre)	93	34	59	-
Moyenne (2,5 % de soufre)	50	-	25	25
Faible (0,5 % de soufre)	16	-	-	-
Total	159	34	84	25
Quantité totale de soufre éliminée (10 ⁶ tonnes métriques)		2,2		0,5

* Exprimée sous forme de quantité de résidu atmosphérique traité.

En conclusion, le seul moyen valable de réduire les taux de soufre en deçà des chiffres prévus pour 1985 sera de désulfurer plus avant le produit en ajoutant des réacteurs aux installations existantes ou en modifiant les installations existantes afin de parvenir à un niveau plus poussé de désulfuration. Si les effets sur l'environnement nécessitent cette réduction plus poussée des émissions de soufre, il faudra évaluer en fonction des possibilités économiques ces deux dernières solutions ainsi que les autres technologies pour éliminer le soufre des combustibles et de leur gaz de combustion.

DESULFURATION DES FUEL-OILS RESIDUELS - OCDE EUROPE

La capacité installée d'hydrodésulfuration pour l'OCDE Europe est peu élevée (6,6 x 10⁶ tonnes métriques par an de capacité

indirecte et $0,4 \times 10^6$ tonnes métriques de capacité directe à la fin de 1975), mais on n'en connaît pas l'utilisation exacte. On projette d'installer $4,3 \times 10^6$ tonnes métriques supplémentaires de capacité indirecte en Belgique, ce qui, outre les prévisions relatives aux autres installations, fera passer la capacité HDS indirecte (exprimée sous forme de quantité de distillats traités sous vide) à $10,7 \times 10^6$ tonnes et la capacité directe à $4,9 \times 10^6$ tonnes métriques pour la fin de 1980. Les décisions européennes concernant l'installation de la capacité de HDS au delà de 1980 ne sont pas connues.

Tableau 38

ACCROISSEMENT POTENTIEL DE LA REDUCTION DU SOUFRE
DES FUEL-OILS RESIDUELS EN OCDE EUROPE 1985

Scénario	Capacité de HDS directe (10^6 tonnes métriques)	Soufre éliminé (10^6 tonnes métriques)
Scénario de Base 1985 pour les bruts à teneur élevée	198	5,9
Scénario de Base 1985 pour les bruts à faible teneur	162	4,6
Scénario relatif aux politiques accélérées 1985 pour les bruts à teneur élevée	157	4,4
Scénario relatif aux politiques accélérées 1985 pour les bruts à faible teneur	113	3,0

En appliquant la même méthode que pour le Japon, on a estimé le potentiel supplémentaire de soufre que l'on pourrait éliminer des fuel-oils résiduels lourds en OCDE Europe en 1985 et la capacité de désulfuration directe nécessaire pour atteindre cette quantité potentielle. Le Tableau 38 présente un résumé des résultats. Bien qu'il eût été possible d'étudier l'élimination due à l'accroissement de la capacité d'hydrodésulfuration (HDS) indirecte, on a examiné l'HDS directe, puisque ce procédé présente le potentiel de réduction du soufre le plus élevé. Une analyse plus détaillée du potentiel de réduction des émissions de SO_2 par la combinaison des capacités de désulfuration directe et indirecte est présentée dans le Chapitre IV. On n'a pas tenu compte de la très petite capacité existante.

Il faut noter que tous les fuel-oils ne peuvent pas être désulfurés pour des raisons telles qu'une haute teneur en métal. De plus, une désulfuration des résidus ne peut être appliquée directement à des résidus craqués thermiquement et il n'est pas facile de désulfurer indirectement aucun résidu craqué. On a tenu compte de ces facteurs.

Comme le montre le tableau, le potentiel de réduction des niveaux de soufre par installation d'une capacité de HDS supplémentaire

est considérable, dans le cas des fuel-oils résiduels qui seront utilisés par les pays européens de l'OCDE en 1985. Dans tous les cas d'approvisionnement en combustible qui ont été étudiés, la réalisation de cette réduction potentielle totale ramènerait les émissions au-dessous de leur niveau de 1974. A supposer qu'une incitation permette de réduire les émissions de ce type et que l'hydrodésulfuration soit en compétition économique avec les techniques de lutte contre les émissions après combustion (DGC), il s'avère malgré tout possible d'atteindre un niveau considérablement réduit de la teneur en soufre des fuel-oils dans chaque région.

DESULFURATION DES FUEL-OILS RESIDUELS - AMERIQUE DU NORD

Selon les estimations datant de 1973 (20), la capacité totale d'hydrodésulfuration, installée ou prévue, aux Etats-Unis avant 1980 était de 393.000 barils par jour dont 144.500 barils pour la désulfuration des gas-oils lourds, 157.000 barils pour la désulfuration du gas-oil sous vide et 91.500 barils pour la désulfuration directe des fuel-oils résiduels. La quantité de soufre éliminée de cette façon atteindrait $0,25 \times 10^6$ tonnes longues par an.

Les fuel-oils résiduels produits aux Etats-Unis étant surtout issus de la distillation sous vide, il est probable que leur forte teneur en métal rendra la désulfuration très difficile. Aussi n'a-t-il pas été possible d'estimer le potentiel de désulfuration des fuel-oils résiduels aux Etats-Unis jusqu'à une date aussi lointaine que 1985. Néanmoins, beaucoup de fuel-oils résiduels sont importés aux Etats-Unis et la réduction de la teneur en soufre de ces importations serait profitable, mais la possibilité d'une désulfuration plus poussée dans les raffineries des Antilles (d'où provient une bonne part des importations) est limitée dans la mesure où une grande partie de la production de ces raffineries est déjà désulfurée. Il est certain qu'un certain potentiel de désulfuration existera dans d'autres raffineries qui fournissent des importations et pour les raffineries locales, et peut-être y aura-t-il quelque amélioration dans la teneur générale en soufre des fuel-oils brûlés aux Etats-Unis en 1985.

Quoi qu'il en soit, le principal responsable des émissions de SO_2 aux Etats-Unis en 1985 ne sera pas les fuel-oils résiduels dont la combustion produira de $4,18 \times 10^6$ à $4,73 \times 10^6$ tonnes métriques de SO_2 , par rapport à un total de l'ordre de $28,34 \times 10^6$ à $30,58 \times 10^6$ tonnes métriques de SO_2 (émissions potentielles avant application de la DGC).

DESULFURATION DES GAZ DE COMBUSTION CENTRALES ELECTRIQUES

OCDE EUROPE

Au cours de la période s'étendant de 1955 à 1974, la capacité de production d'électricité à partir de combustibles fossiles et la consommation des combustibles contenant du soufre ont quadruplé ainsi que le montre le Tableau 39. L'efficacité de la production a été améliorée et de nouvelles techniques ont permis la construction de centrales plus importantes.

La consommation de pétrole dans les centrales électriques est passée, de manière significative de 5,5 % en 1955 à 40 % en 1974, ce qui a donc constitué l'apport le plus important pour la production d'énergie électrique en 1974.

D'après les statistiques, il est possible de conclure que la capacité de production d'électricité qui sera réduite entre 1974 et 1985 sera, pour la plus grande part, la capacité de production à partir du charbon, la taille moyenne des unités étant inférieure à 100 MW. On remarque également que les installations les plus récentes, qui fonctionnent généralement avec un facteur de charge élevé, sont d'une capacité plus importante. Le Tableau 40 montre les caractéristiques de l'industrie électrique en 1974 (22), (23). On a évalué qu'environ 10 GW de la capacité totale revenaient aux turbines à gaz, après avoir admis comme hypothèse que celles-ci remontaient à moins de dix années et qu'elles étaient inférieures à 30 MW.

Tableau 39

STATISTIQUES HISTORIQUES SUR LES CENTRALES ELECTRIQUES EN EUROPE

	Capacité des combustibles fossiles GW	Efficacité moyenne %	Facteur de charge moyen	Taille moyenne de la nouvelle capacité MW	Combustibles contenant du soufre			Ensemble des combustibles fossiles TWh
					Charbon TWh	Lignite TWh	Pétrole TWh	
1955	62	24	0,44	64	179	25	13	235
1960	89	28	0,44	106	229	40	44	340
1965	123	30	0,48	146	303	57	123	517
1970	178	32	0,49	299	341	75	270	685
1974	236	35	0,47	360	313	99	388	974

Tableau 40
LA SITUATION EN EUROPE - 1974 - (6), (22), (23)

Taille	Capacité totale GW	Capacité par âge en GW			
		1-8 ans	9-15 ans	16-20 ans	21-30 ans
0-30 MW	49	14	8	10	17
30-200 MW	83	11	35	17	20
200-400 MW	59	44	15	-	-
400-600 MW	33	31	2	-	-
plus de 600 MW	12	12	-	-	-
Total	236	112	60	27	37

Le facteur de charge moyen pour 1974, en ce qui concerne les centrales fonctionnant aux combustibles fossiles, était de 4,7 %, ce qui équivaut à une production annuelle de 4.100 KWh/KW de capacité. Les installations les plus récentes (de un à huit ans) travaillent généralement avec un facteur de charge de 70 %. On a estimé que les autres groupes d'âge figurant dans le Tableau 40 travaillaient respectivement à des facteurs de charge moyens de 49 %, 30 % et 8 %.

En prenant ces facteurs de charge et en soustrayant la capacité des turbines à gaz, on peut obtenir le Tableau 41 concernant la consommation de combustibles.

Tableau 41
CONSOMMATION DES COMBUSTIBLES FOSSILES PAR TAILLE ET PAR AGE
DES INSTALLATIONS EN 1974

Taille	Total combustibles utilisés TWh	Combustibles utilisés par catégorie d'âge TWh			
		1-8 ans	9-15 ans	16-20 ans	21-30 ans
0-30 MW	95	24	34	25	12
30-200 MW	273	67	150	42	14
200-400 MW	334	269	65	-	-
400-600 MW	198	189	9	-	-
plus de 600 MW	73	73	-	-	-
Total	973	622	258	67	26

On peut remarquer, d'après le Tableau 41, qu'il serait possible de réduire considérablement les émissions de soufre, si les techniques de désulfuration des gaz de combustion étaient appliquées uniquement aux centrales de taille importante appartenant à la catégorie d'âge de 1 à 8 ans. Ces nouvelles centrales à facteur de charge élevé, d'une capacité de 200 MW ou plus, utilisent 55 % du total des combustibles fossiles.

Les estimations relatives à la consommation des combustibles présentées dans le Tableau 41 ont été établies d'après les types de combustibles utilisés dans les centrales installées durant ces huit années, et selon les changements de la consommation des combustibles dans les centrales électriques.

Du point de vue de la réduction des émissions, l'installation ultérieure de dispositifs de lutte contre les émissions de SO₂ des gaz de combustion paraît attrayante. Il convient cependant de noter que la reconversion peut s'avérer difficile et que par conséquent l'économie d'une telle méthode doit faire l'objet d'une étude approfondie.

Tableau 42
EVALUATION DU POTENTIEL DE DGC ULTERIEURE
DANS LES GRANDES CENTRALES ELECTRIQUES RECEMMENT CONSTRUITES

Taille	Combustibles utilisés par les Centrales âgées de 1 à 8 ans - En TWh				
	Total	Charbon	Pétrole	Gaz	Lignite
200-400 MW	269	39	119	49	62
400-600 MW	189	108	51	25	5
plus de 600 MW	73	57	13	3	0
Total	531	204	183	77	67
Facteur d'émission (% en p. de SO ₂)		2,5	5,0	0,0	0,97
Emissions (10 ⁶ tonnes)	4,8	2,1	1,9	0,0	0,8

Il convient peut-être d'indiquer en conclusion quelques statistiques supplémentaires (23). En Europe, il y a 18 unités de production d'électricité supérieures à 600 MW, auxquelles reviennent 0,7 x 10⁶ tonnes métriques d'émission de SO₂. Les 59 unités se situant entre 400 et 600 MW émettent les 1,7 million de tonnes métriques de SO₂ suivantes, et les 2,4 millions qui restent reviennent aux 150 unités se situant entre 200 et 400 MW. Etant donné qu'on estime que plus de 2000 unités de production d'électricité fonctionnent en Europe, ceci ne représente qu'une faible fraction de l'ensemble.

Le Tableau 43 présente la période de onze ans comprise entre 1974 et 1985 pendant laquelle on prévoit un accroissement modeste de la capacité européenne de production d'électricité. On voit bien le contraste entre le scénario de base et le scénario relatif aux politiques accélérées pour 1985. La production d'électricité décroît parallèlement à la mise en oeuvre des mesures d'économie

d'énergie et les centrales utilisent de plus en plus le charbon et l'énergie nucléaire plutôt que les produits pétroliers.

Tableau 43

PREVISIONS POUR LES CENTRALES ELECTRIQUES EUROPEENNES EN 1985 (2)

	Capacité des combustibles fossiles GW	Facteur de charge moyen	Combustibles contenant du soufre			Total combustibles fossiles TWh
			Charbon TWh	Lignite TWh	Pétrole TWh	
1974	236	0,47	313	99	388	974
1980	285	0,45	334	125	511	1.132
1985 Base	330	0,49	342	137	776	1.417
1985 Pol. Acc.	300	0,46	379	137	524	1.204

On prévoit que les nouvelles unités de production d'électricité qui seront installées entre 1974 et 1985 seront de taille importante, et donc dans la lignée des installations passées. Malgré l'importante capacité nucléaire prévue pour 1985 et devant fournir la plus grande part de la charge de base, les centrales auront également besoin de la nouvelle capacité des combustibles fossiles pour fonctionner avec un facteur de charge élevé.

En tenant compte de ces facteurs, on estime que la consommation de combustibles fossiles (non compris celle des turbines à gaz) sera répartie dans les scénarios pour 1985, comme le montrent les tableaux 44 et 45. Dans les deux scénarios, le facteur de charge pour les installations datant d'après 1974 est de 70 %, c'est-à-dire 6.100 heures.

On estime qu'en raison de la mise en service d'installations de remplacement et d'expansion visant à répondre à la demande accrue en électricité, les émissions provenant des unités de production d'électricité fonctionnant au charbon, aux lignites et aux fuel-oils résiduels passeront, dans le cas du scénario de base, à 13,3 - 15,2 x 10⁶ tonnes métriques*, et, pour ce qui est du scénario relatif aux politiques accélérées, à 10,8 - 12,2 x 10⁶ tonnes métriques*.

Il s'avère technologiquement possible d'atteindre le niveau maximal de réduction de ces émissions, si l'on applique la technologie de lutte contre les gaz de combustion à l'ensemble des installations postérieures à 1974, et à toutes les unités d'une taille supérieure à 200 MW ayant été installées après 1967. Ceci demanderait que l'on reconvertisse, à la fin des années 1970, les

* L'écart est lié à la structure de l'approvisionnement en bruts, et, en particulier, aux utilisations du pétrole de la Mer du Nord.

installations construites entre 1967 et 1974. Ceci signifierait qu'une capacité de 98 à 126 GW de DGC nouvelle et qu'une capacité de 74 GW de DGC mise en place ultérieurement seraient installées selon les prévisions pour 1985.

Le potentiel de réduction des émissions par DGC pourrait atteindre 84 % pour les centrales au fuel (67 % provenant de la capacité de DGC nouvelle et 17 % provenant de reconversion), et 75 % pour les centrales au charbon (36 % et 39 % respectivement) dans le cas du scénario de base pour 1985. En ce qui concerne le scénario accéléré pour 1985, le potentiel devient 81 % pour les centrales au fuel (56 % et 25 % respectivement) et 76 % pour les centrales au charbon (39 % et 37 % respectivement).

Il est cependant admis que les contraintes tant économiques qu'institutionnelles et/ou politiques seront susceptibles d'empêcher la reconversion des installations construites de 1967 à 1974. Il convient pourtant d'établir le potentiel de réduction des émissions, conformément aux objectifs de ce rapport.

Tableau 44
SCENARIO DE BASE 1985 POUR L'EUROPE

Taille	Total Combustibles utilisés TWh	Combustibles utilisés par catégorie d'âge - En TWh			
		1-5 ans	6-11 ans	12-19 ans	20-30 ans
0-30 MW	53	-	-	19	34
30-200 MW	246	49	49	52	96
200-400 MW	513	116	158	209	30
400-600 MW	406	146	109	147	4
Plus de 600 MW	197	79	61	57	-
Total TWh	1.415	390	377	484	164
Taille moyenne de l'unité MW		450	400	350	140

Tableau 45

SCENARIO RELATIF AUX POLITIQUES ACCELEREES 1985 POUR L'EUROPE

Taille	Total Combustibles utilisés TWh	Combustibles utilisés, par catégorie d'âge - En TWh			
		1-5 ans	6-11 ans	12-19 ans	20-30 ans
0-30 MW	48	-	-	18	30
30-200 MW	209	24	49	49	86
200-400 MW	450	67	158	197	27
400-600 MW	338	86	110	139	4
Plus de 600 MW	157	43	61	54	-
Total TWh	1.202	220	378	457	147
Taille moyenne de l'unité MW		450	400	350	140

Il a été demandé à un groupe d'experts en désulfuration des gaz de combustion (DGC) d'établir des prévisions relatives à la capacité de DGC pour l'Europe de 1985. Leurs évaluations sont les suivantes :

	1976 (GW)	1985 (GW)
Autriche	0	Capacité minime possible
R.F. d'Allemagne	0,18	3,3
Pays-Bas	0	Capacité minime possible
Scandinavie	0,05 - 0,15	0,3 - 0,5
Espagne	0	Capacité minime possible
Royaume-Uni	0,24	Inconnue
Reste de l'OCDE Europe	0	0

On estime que, grâce à la capacité de DGC possible en Europe d'environ 4 GW (3,5 GW pour les centrales fonctionnant au charbon avec une teneur moyenne en soufre de 1,3 % et 0,5 GW pour les centrales fonctionnant au pétrole avec une teneur moyenne en soufre de 2,5 %) 210 x 10⁶ tonnes métriques de SO₂ seraient éliminées du charbon et 28 x 10⁶ tonnes métriques de SO₂ seront éliminées du pétrole. Ce total représente 1 à 2 % des émissions totales, dues à la production d'électricité.

DESULFURATION DES GAZ DE COMBUSTION OCDE AMERIQUE DU NORD
CENTRALES ELECTRIQUES

Comme on le voit dans le Tableau 46, en Amérique du Nord, la première place revient aux Etats-Unis qui possédaient, en 1974, environ 95 % de la capacité de production d'électricité à partir de

combustibles fossiles. Le peu de place que tiennent ces combustibles dans la production d'électricité au Canada s'explique par le fait qu'en 1974, sur la quantité totale d'électricité produite, 80 % venaient de l'énergie hydraulique et une petite quantité de l'énergie nucléaire.

La différence entre la production d'électricité en Amérique du Nord et dans les pays Européens de l'OCDE est frappante. L'efficacité moyenne des centrales s'est maintenue à 35 % en Amérique du Nord pendant les douze années considérées alors qu'en Europe elle allait de 29 % en 1962 à 33 % en 1974. Cette efficacité signifie qu'il faut davantage de combustible pour produire une même quantité d'électricité, ce qui entraîne l'augmentation des émissions de soufre. En outre, les centrales d'Amérique du Nord ont conservé un facteur de charge moyen (0,55 % en moyenne pendant les douze années considérées) supérieur à celui des centrales européennes (0,48 en moyenne). Toutefois, en Amérique du Nord, le facteur de charge moyen au Canada était beaucoup moins élevé (environ 0,44). Le facteur de charge est important si l'on veut déterminer la fraction de la capacité de production pour laquelle il est économiquement possible de mettre en place des dispositifs d'épuration des gaz de combustion. Les coûts annuels d'exploitation sont moindres pour la chaudière aussi bien que pour l'épuration des gaz de cheminée, lorsque le facteur de charge est élevé, car les frais d'équipement et autres investissements en capital fixe sont répartis sur davantage d'heures d'exploitation. Le coût de l'électricité est diminué lorsque le facteur de charge moyen est plus élevé.

D'après ces statistiques, on peut conclure que le charbon continue à être le principal combustible utilisé en Amérique du Nord pour la production d'électricité. En outre, les centrales thermiques qui cesseront leur activité entre 1974 et 1985 seront surtout des centrales alimentées au charbon, avec quelques-unes toutefois fonctionnant au gaz. La taille moyenne des chaudières à charbon installées en 1945 et 1955 semble avoir été de 100 MW (24). La capacité de production mise hors service sera donc du même ordre.

Tableau 46
STATISTIQUES HISTORIQUES SUR LES CENTRALES EN AMERIQUE DU NORD (6), (22), (23)

	Combustibles fossiles (capacité en GW)	Efficacité moyenne (pourcentage)	Facteur de charge moyen	Capacité nouvelle moyenne (en MW)	Combustibles contenant du soufre			Total combustibles fossiles (TWh)
					Charbon (TWh)	Lignite (TWh)	Pétrole (TWh)	
1962	176	35	0,55	300	549	3	58	838
1963	217	35	0,56	450	698	3	81	1.053
1970	311	35	0,56	750	877	9	212	1.513
1974	375	35	0,51	Inconnue	993	19	326	1.721

Tableau 47
CAPACITE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE EN GW AU CANADA EN 1974,
SELON L'AGE DES INSTALLATIONS (6), (22), (23)

Taille de l'installation	Capacité totale	1-8 ans	9-15 ans	16-20 ans	21-30 ans
0-30 MW	2,8	-	1,2	0,5	1,1
30-200 MW	5,5	2,8	1,7	0,7	0,3
200-400 MW	5,1	2,7	2,1	0,2	-
Plus de 400 MW	4,5	4,5	-	-	-
Total	17,8	10,0	5,0	1,4	1,4

Si l'on analyse les centrales canadiennes comme on l'a fait pour les centrales européennes, les données du Tableau 47 pourraient inspirer une observation analogue, à savoir qu'il peut s'avérer avantageux, du point de vue des émissions de SO₂, d'appliquer une DGC aux centrales thermiques de un à huit ans d'âge et de taille égale ou supérieure à 200 MW. Cette conclusion s'appuie sur l'hypothèse que ces centrales ont le facteur de charge le plus élevé et consomment la plus grande quantité de combustibles renfermant du soufre.

La capacité potentielle de désulfuration des gaz de combustion des usines existantes serait donc de 2,7 GW de la capacité de production d'électricité pour les centrales de 200 à 400 MW et de 4,5 GW pour les centrales d'une puissance supérieure à 400 MW. Les statistiques disponibles (23) montrent que pour une capacité de 4,5 GW, il y a huit unités fonctionnant au charbon et une fonctionnant au fuel-oil et pour une capacité de 2,7 GW, il y a deux unités fonctionnant au charbon, une fonctionnant au gaz et au charbon et six utilisant un combustible dont on ignore la nature. Mais il y a plusieurs facteurs inconnus qui compliquent cette analyse, à savoir :

- i) le facteur de charge moyen au Canada, de 1968 à 1973, a été de 0,44 mais il est tombé à 0,37 en 1974. Ceci implique que les centrales nouvelles (de 1 à 8 ans d'âge) fonctionnent probablement avec des facteurs de charge de l'ordre de 0,50 seulement ;
- ii) la teneur en soufre des charbons canadiens diffère, allant de la faible teneur en soufre des charbons des provinces de l'Ouest à la forte teneur des charbons de l'est et des charbons importés des Etats-Unis ;
- iii) on ne sait pas grand'chose des variations de teneur en soufre des fuel-oils canadiens.

Pour bien analyser les possibilités d'adaptation de dispositifs de désulfuration des gaz de combustion dans les centrales canadiennes, il faudrait des statistiques plus détaillées par province.

Tableau 48

CAPACITE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE AUX ETATS-UNIS EN 1971 (24)

Taille	Nombre de centrales	Taille moyenne des centrales (en MW)	Age moyen (en année)	Nombre moyen de chaudières par centrale	Quantité annuelle de soufre émise (en % des émissions totales)		
					Charbon	Pétrole	Pétrole et charbon
0-100 MW	351	39,5	25,9	3,4	3,50	0,35	3,85
100-200 MW	142	145,0	21,2	4,1	4,20	0,87	5,07
200-400 MW	150	290,0	19,3	4,8	13,81	1,63	15,44
400-600 MW	92	494,3	14,4	4,8	15,75	1,82	17,57
600-800 MW	47	683,6	11,4	3,7	10,05	1,18	11,24
800-1000 MW	35	898,1	10,2	4,1	6,73	0,71	7,43
1000-1200 MW	21	1.106,4	11,9	4,5	10,49	0,40	10,89
1200-1400 MW	16	1.272,3	9,5	4,9	8,11	0,37	8,48
1400-1600 MW	7	1.534,0	9,3	5,6	4,88	0,56	5,44
1600-3000 MW	19	1.867,8	6,1	4,5	14,37	0,27	14,63
Total	880				91,89	8,17	100,00

Compte tenu des chiffres du Tableau 48, on peut faire les observations suivantes au sujet des émissions :

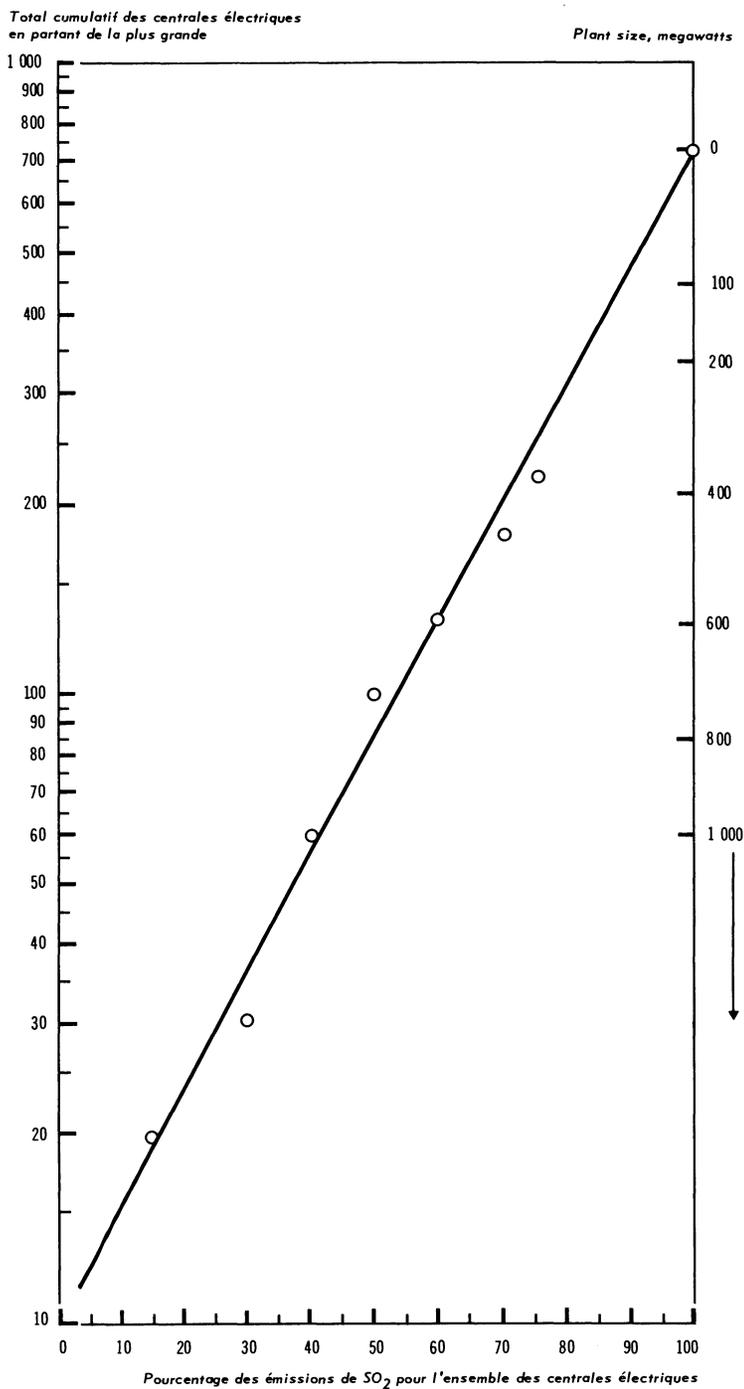
1. Les centrales fonctionnant au charbon et au fuel-oil, dont la capacité est supérieure à 750 MW (une centaine de centrales), sont à l'origine de 50 % des émissions de dioxyde de soufre de l'industrie électrique américaine ;
2. Les cent centrales suivantes (400 à 750 MWp) produisent 20 % des émissions de dioxyde de soufre ;
3. 15 % des émissions sont dues à environ 180 centrales d'une puissance de l'ordre de 150 à 400 MW.

Ces observations sont consignées sous forme de graphique (figure 1). Selon les conclusions du rapport, il est clair qu'il doit y avoir un point, déterminé par la taille de l'installation, au-delà duquel toute nouvelle réduction des émissions de dioxyde de soufre devient de plus en plus difficile. Plus l'installation est ancienne, plus elle est petite et plus les chaudières sont de dimensions réduites. Il faut s'attendre à voir le coût par KW de la désulfuration des gaz de combustion des chaudières nouvelles augmenter à mesure que décroît la taille de la chaudière. Mais, s'il s'agit d'une chaudière déjà en place, plus elle est vieille et plus sa taille est réduite, plus il devient difficile de lui adapter une unité de désulfuration des gaz de combustion.

En 1971, les Etats-Unis ont promulgué de nouvelles normes concernant les émissions (New Source Performance Standard - NSPS) qui s'appliquent à toutes les centrales construites ou modifiées après le 17 août 1971. Ces normes limitent les émissions des centrales fonctionnant au fuel-oil et au charbon respectivement à 0,8 livre de SO₂ par million de BTU et à 1,2 livre de SO₂ par million de BTU. Les centrales construites ou modifiées avant cette date tombent sous le coup de la réglementation concernant les émissions, adoptée par les Etats, dans le cadre des efforts déployés pour satisfaire aux normes nationales de qualité de l'air ambiant (National Ambient Air Quality Standards - NAAQS). Les normes concernant les émissions des chaudières plus anciennes varient donc d'un état à l'autre et elles ne sont pas, dans la plupart des cas, plus strictes que la NSPS.

En raison de ces normes, la capacité de désulfuration des gaz de combustion aux Etats-Unis a atteint 2,8 GW à la fin de 1974. Plusieurs de ces unités anciennes ont toutefois eu une mise en route difficile et connu des problèmes de fonctionnement qui ont compromis leur utilisation. La plupart des unités ont été installées sur des chaudières de centrales thermiques à facteur de charge élevé (environ 70 %), mais les difficultés rencontrées dans le fonctionnement des appareils n'ont permis de les utiliser, en gros,

Figure 1
 QUANTITES DE SO₂ EMISES PAR LES CENTRALES
 ELECTRIQUES DES ETATS-UNIS (24)



que pendant 50 % du temps de fonctionnement de la chaudière. L'efficacité moyenne a été de 75 % environ de SO₂. Si l'on considère ces paramètres d'exploitation comme représentatifs, on peut estimer que la désulfuration des gaz de combustion a permis de réduire de 156.000 tonnes métriques, en 1974, les émissions des centrales thermiques fonctionnant au charbon et au fuel-oil.

Pendant les onze années comprises entre 1974 et 1985, il est prévu que la capacité de production d'électricité à partir de combustibles fossiles en Amérique du Nord s'accroîtra dans les proportions indiquées au Tableau 49. Durant cette période on estime qu'une capacité nouvelle de 48 GW sera mise en place ainsi qu'une capacité de 20 GW qui remplacera les installations hors d'usage.

Un groupe d'experts sur la désulfuration des gaz de combustion a été prié de donner ses prévisions concernant la capacité de désulfuration des gaz de combustion en Amérique du Nord en 1985. Ses estimations ont été les suivantes :

	1976 (GW)	1985 (GW)
Etats-Unis	6,5	46,4 - 80,0
Canada	-	3,0 - 5,0
OCDE - Amérique du Nord	6,5	49,4 - 85,0

Les estimations pour les Etats-Unis dépendent du nombre d'usines auxquelles il faudra adapter des dispositifs de désulfuration des gaz de combustion et de la capacité à satisfaire aux NSPS par le moyen d'autres procédés techniques avant 1985.

Aux Etats-Unis, on estime que la capacité de désulfuration des gaz de combustion s'appliquera à des unités fonctionnant au charbon et utilisant seulement un charbon contenant 2 % de soufre en moyenne, le facteur de charge des chaudières étant en moyenne de 0,65 et les dispositifs de désulfuration étant efficaces à 80 % et fiables à 100 %. On peut donc chiffrer entre 4,3 et 7,4 millions de tonnes métriques la quantité de SO₂ éliminé. On pense également que d'ici à 1985, les dispositifs de désulfuration des gaz de combustion, leur fonctionnement et leur entretien, auront atteint un tel degré de perfection qu'ils permettront d'obtenir un rendement de 100 % pendant toute la durée d'utilisation des chaudières. Si l'on a chiffré à 2 % la teneur moyenne en soufre de charbon, c'est dans la pensée que la teneur moyenne en soufre du charbon américain en 1985 sera d'environ 1,6 %, mais que les produits les moins soufrés seront utilisés sans désulfuration, ce qui permettra d'utiliser la capacité de désulfuration pour les produits à plus forte teneur en soufre.

Tableau 49

PREVISIONS POUR LES CENTRALES ELECTRIQUES D'AMERIQUE DU NORD EN 1985 (2)

	Combustibles fossiles (capacité en GW)	Facteur de charge moyen	Combustible contenant du soufre			Total combustibles fossiles (TWh)
			Charbon (TWh)	Lignite (TWh)	Pétrole (TWh)	
1974	375	0,51	993	19	326	1 721
1980	404	0,51	1 081	29	348	1 805
1985 Scénario de base	425	0,56	1 415	42	334	2 086
1985 Scénario accéléré	423	0,54	1 362	41	216	2 017

Au Canada, on estime que la moitié de la capacité de désulfuration des gaz de combustion servira à traiter des émissions de chaudières à charbon seulement, dans les provinces situées à l'Est de l'Ontario, brûlant des charbons à forte teneur en soufre (3 %) avec un facteur de charge des chaudières à 0,55 et un taux d'efficacité des dispositifs de désulfuration de 90 % et de fiabilité de 100 %. La réduction des émissions provenant de la combustion du charbon peut donc être chiffrée à 0,18 - 0,29 million de tonnes métriques de SO₂. L'autre moitié de la capacité serait utilisée pour des chaudières utilisant un fuel-oil d'une teneur en soufre de 2,8 %. La réduction des émissions provenant de la combustion du fuel serait alors de l'ordre de 0,09 à 0,15 million de tonnes de SO₂. Si l'on compare ces chiffres à ceux des prévisions pour le Canada dans les deux scénarios de 1985 (cf. Tableaux 11 et 12), on peut conclure que la capacité prévue en 1985 sera suffisante pour maîtriser complètement les émissions dues à la production d'électricité.

Si les prévisions de la capacité de désulfuration des gaz de combustion se réalisent en 1985, les producteurs d'énergie électrique d'Amérique du Nord auront installé la capacité maximale technologiquement réalisable de désulfuration des gaz de combustion.

DESULFURATION DES GAZ DE COMBUSTION - JAPON
CENTRALES ELECTRIQUES

Comme on le voit dans le Tableau 50, en treize ans, de 1962 à 1974, le pétrole est nettement devenu le principal combustible utilisé pour la production d'électricité au Japon. Comme dans la plupart des pays de l'OCDE, la quantité de combustibles contenant du soufre utilisée s'est plusieurs fois multipliée. Les centrales japonaises ont enregistré les plus haut facteurs de charge de tous les pays de l'OCDE ; pendant cette même période, elles ont en effet oscillé entre 0,52 et 0,68.

Tableau 50
STATISTIQUES HISTORIQUES SUR LES CENTRALES ELECTRIQUES AU JAPON
(6), (22), (23)

	Combustibles fossiles (capacité en GW)	Facteur de charge moyen	Capacité moyenne nouvelle	Combustibles contenant du soufre			Total combustibles fossiles
				Charbon (TWh)	Lignite (TWh)	Pétrole (TWh)	
1962	14	0,62	150	44	-	31	78
1965	24	0,56	200	51	-	62	113
1970	47	0,67	285	51	-	210	275
1974	78	0,52	500	20	-	301	355

En 1974, la consommation de charbon pour la production d'électricité n'était plus que le quart de la consommation maximale en 1967. Aucune chaudière à charbon n'a été installée depuis 1970. La plupart des anciennes installations qui cesseront leur activité entre 1974 et 1985 seront des installations alimentées au charbon.

La taille moyenne des unités de production d'électricité a également augmenté et atteint le chiffre moyen de 500 MW pour les installations mises en place en 1974. Le Tableau 51 montre les caractéristiques de l'industrie électrique au Japon en 1974.

Tableau 51
CAPACITE DU JAPON EN GW SELON L'AGE DE L'INSTALLATION
EN 1974 (6), (22), (23)

Taille	Capacité totale	1-8 ans	9-15 ans	16-20 ans	21-30 ans
0-30 MW	10	3	2	1	4
30-200 MW	18	6	8	3	1
200-400 MW	31	23	8	-	-
400-600 MW	8	8	-	-	-
600-800 MW	9	9	-	-	-
Plus de 800 MW	2	2	-	-	-
Total	78	51	18	4	5

Au Japon, ce sont surtout des industries autres que l'industrie électrique qui ont eu recours à la désulfuration des gaz de combustion. Le Tableau 52 présente les estimations du MITI concernant la quantité de fuel-oil brûlé dont les émissions doivent être désulfurées pour satisfaire à la norme japonaise de qualité de l'air ambiant, qui est de 0,04 ppm de SO₂.

Tableau 52
CAPACITE DE DESULFURATION DES GAZ DE COMBUSTION NECESSAIRE
POUR LIMITER A 0,04 ppm LES EMISSIONS DE SO₂

	MW				
	1973	1974	1975	1976	1977
Industrie électrique	776	2.475	3.437	5.649	6.413
Industrie chimique	489	1.012	1.920	2.695	3.124
Industrie du papier	787	1.315	2.040	2.271	2.382
Industrie du pétrole	236	236	732	1.139	1.303
Industrie métallurgique	165	198	253	280	292
Industrie textile	61	94	253	506	957
Industrie céramique	110	313	369	446	495
Total	2.624	5.643	9.004	12.986	14.966

En 1974, environ 2,5 GW de la capacité de désulfuration concernaient les centrales thermiques et 3,1 GW d'autres sources de combustion industrielle. Cette capacité permettrait de réduire de 0,17 million de tonnes la quantité de SO₂ émise par les centrales et de 0,22 million de tonnes les émissions provenant des combustibles utilisés dans d'autres industries.

A la fin de 1974, la capacité de désulfuration en place, en cours d'installation ou commandée, atteignait environ 20 GW, dont la moitié pour l'industrie électrique et le reste pour les chaudières industrielles, les usines de production d'acide sulfurique, les installations Claus et les usines d'agglomération et d'affinage du minerai de fer. Le procédé d'épuration à la chaux de Mitsubishi-JECCO est le plus répandu au Japon ; il sera utilisé dans plus d'un quart de la capacité de 20 GW.

Ce qui caractérise les efforts déployés au Japon pour désulfurer les gaz de combustion, c'est que les procédés employés sont conçus de façon à donner des sous-produits commercialisables. Cela s'explique par la quantité limitée de soufre et de composés soufrés dont dispose le Japon et aussi par le manque de terrains pouvant servir de décharge à des déchets inutiles. On rapporte que 65 % environ de la capacité de désulfuration permet d'obtenir du gypse commercialisable, 15 % du sulfate de soufre, 15 % de l'acide sulfurique et le reste des sels divers. Mais avec l'augmentation de la capacité de désulfuration des fuel-oils et des gaz de combustion, ces produits risquent bientôt de se trouver en surabondance.

Pendant les onze années comprises entre 1974 et 1985, la capacité de production d'électricité à partir de combustibles fossiles au Japon augmentera sans doute dans les proportions prévues au Tableau 53.

Tableau 53
PREVISIONS POUR LES CENTRALES ELECTRIQUES AU JAPON EN 1985 (2)

	Combustibles fossiles (capacité en GW)	Facteur de charge moyen	Combustibles contenant du soufre		Total combustibles fossiles (TWh)
			Charbon (TWh)	Pétrole (TWh)	
1974	78	0,52	20	301	355
1980	98	0,57	25	356	488
1985 Scénario de base	112	0,62	51	319	606
1985 Scénario accéléré	101	0,57	51	216	503

Les prévisions montrent que la presque totalité de la quantité supplémentaire d'électricité produite proviendra de l'énergie

nucléaire, du gaz et de charbon importé. Dans le scénario accéléré, la consommation de fuel-oil dans les centrales diminuera et n'atteindra plus que 70 % des taux de 1974. En raison de l'importance de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité dans le scénario accéléré, le facteur de charge des installations fonctionnant avec des combustibles fossiles en 1985 sera probablement moindre que dans le scénario de base.

Dans ces conditions, il ne sera guère nécessaire d'installer une capacité supplémentaire de désulfuration des gaz de combustion après 1980. Un groupe d'experts de la désulfuration des gaz a, par ailleurs, déclaré que la capacité installée au Japon après 1977 ne s'accroîtrait que d'environ 6 GW, ce qui portera la capacité totale de désulfuration des gaz de combustion à 26 GW. Si la moitié de cette capacité concernait les centrales et l'autre moitié d'autres sources de combustion industrielle, environ 0,9 million de tonnes métriques de SO₂ seraient éliminées dans chaque secteur, ce qui donnerait un total de 1,8 million de tonnes métriques de SO₂. Si l'on tient compte d'une teneur en soufre inférieure des fuel-oils, le potentiel de réduction des émissions ne sera pas entièrement utilisé dans le "meilleur" cas d'approvisionnement en bruts du scénario accéléré pour 1985.

DESULFURATION DES GAZ DE COMBUSTION - OCDE -
COMBUSTION INDUSTRIELLE

Une part importante des émissions revient à l'utilisation industrielle des combustibles, ainsi que l'indique le Tableau 54. Il faudrait admettre que la capacité de désulfuration des fuel-oils en Amérique du Nord et au Japon ramènera les émissions au-dessous des niveaux du Tableau 54 mais l'incidence sur chaque secteur d'utilisation n'est pas connue.

Tableau 54

EMISSIONS DUES A L'UTILISATION INDUSTRIELLE DE COMBUSTIBLES

(millions de tonnes métriques de SO₂)

	Houille	Lignite	Fuel-oils résiduels
Europe - 1974	0,8	0,1	5,5
Europe - Scénario de Base 1985	0,9	0,2	4,6-6,0
Amérique du Nord - 1974	2,8	-	1,0
Amérique du Nord - Scénario de Base 1985	4,1	-	2,5
Japon - 1974	-	-	1,3
Japon - Scénario de Base 1985	-	-	4,8-5,7

Il est à regretter que l'on ne possède pas de statistiques permettant une étude détaillée du potentiel d'utilisation de la désulfuration des gaz de combustion dans ce secteur. Un rapport de l'USEPA (Agence pour la Protection de l'Environnement des Etats-Unis) (24) a été fait, concernant le nombre des chaudières industrielles existant aux Etats-Unis en 1971. Cette étude a permis de constater qu'il existait 500 chaudières fonctionnant au charbon et aux produits pétroliers dépassant une capacité de 300×10^6 BTU/h (30 MW équivalent) et produisant 50 % des émissions de SO_2 . Les 900 chaudières suivantes, se situant entre 100 et 300×10^6 BTU/h (10 à 30 MW équivalent) produisaient 25 % des émissions. Les 3.560 chaudières restantes furent jugées trop petites pour que la désulfuration des gaz de combustion s'avère économique.

Comme il a été mentionné plus haut, on prévoit que la moitié environ de la capacité de désulfuration des gaz de combustion au Japon reviendra aux chaudières industrielles, y compris les nombreuses unités de 20 à 100 MW à rapport thermique équivalent. On prévoit également que les Etats-Unis appliqueront la DGC aux chaudières industrielles, dans une certaine mesure, selon la réglementation de la lutte contre les émissions appartenant à chaque état ou chaque région. Pour l'instant, les émissions de SO_2 dues au fonctionnement des chaudières industrielles ne sont pas soumises à des régulations fédérales.

Il est intéressant de noter que, le secteur de l'industrie, étant donné son expérience des processus chimiques, est mieux à même de déterminer, d'organiser et de mettre en oeuvre les procédés de désulfuration des gaz de combustion, ainsi que d'en découvrir les inconvénients et d'y remédier, que le secteur des centrales électriques. Pour la plupart des industries, ce ne serait qu'un procédé chimique supplémentaire. C'est ce qui explique la question suivante : serait-il plus pratique de demander en premier lieu au secteur de l'industrie d'installer la DGC et d'en déterminer la fiabilité, puis de demander aux centrales de l'installer, ou serait-il plus rentable de demander aux émetteurs les plus importants d'installer les premiers la technologie de désulfuration des gaz de combustion ?

Chapitre IV

ASPECTS ECONOMIQUES DE LA DESULFURATION

Introduction

Dans le chapitre précédent, on a fait une étude complète des technologies destinées à accroître les approvisionnements en combustibles propres et à amener les émissions de soufre à un niveau plus bas que celui qui est possible quand on utilise les combustibles naturellement peu soufrés disponibles. Il est sans le moindre doute techniquement possible d'utiliser ces technologies de façon assez extensive dans l'OCDE, comme le font un certain nombre de pays. Il faut maintenant examiner les coûts relatifs de ces technologies dans les scénarios de 1985.

Les objectifs de ce chapitre sont de déterminer la véritable valeur de la prime attribuée aux fuels et aux charbons désulfurés et de déterminer les technologies de désulfuration ou les combinaisons de technologies les plus attirantes du point de vue économique.

L'analyse des coûts est la tâche la plus difficile de celles qui ont été entreprises dans ce rapport. On a besoin de plus de précisions sur le futur pour analyser les coûts que pour analyser le potentiel d'utilisation des différentes technologies. Il est heureux que ce degré de précision ait pu être atteint pour l'OCDE Europe et malheureux qu'il n'ait pu être atteint pour les autres régions. C'est pourquoi ce chapitre se concentre principalement sur l'OCDE Europe, mais la méthodologie sera certainement applicable et l'on pourra sans doute utiliser qualitativement les résultats pour les autres régions de l'OCDE.

Tous les coûts mentionnés concernent l'application des technologies en 1985 et ont été calculés sur une base commune correspondant aux coûts en 1980. Pour ce faire, on a utilisé les chiffres réels d'augmentation des coûts jusqu'en 1977 et on a introduit une augmentation des coûts de 9 % par an pour la période 1977-1980. Ces coûts sont des estimations et comportent une marge d'erreur allant de 10 à 30 %. Il faut en tenir compte quand on utilise les coûts absolus. Quoi qu'il en soit, le but de ce chapitre est d'étudier les relations entre les coûts des différentes technologies appliquées aux différentes situations et les facteurs tels que la taille, le type

de combustible et sa teneur en soufre, les heures de travail et les autres facteurs qui aident à déterminer les coûts relatifs. C'est dans cette analyse que ce chapitre prendra toute sa valeur.

COMBUSTION DES FUEL-OILS RESIDUELS

Désulfuration des fuel-oils résiduels

Les données de base concernant les coûts d'une désulfuration des fuel-oils résiduels ont été adaptées à partir d'un rapport du CONCAWE N° 13/72, "A Study of the costs of Residue and gas-oil desulphurisation for the Commission of the European Communities" (25). De plus, un rapport du CONCAWE plus récent (26) a permis, en supposant que le prix moyen du brut sera de \$ 100/tonne en 1980, de projeter ces coûts sur la base commune de 1980.

Les différents cas spécifiques de désulfuration des résidus pris en considération par le CONCAWE (25), (26) et pris comme base de cette analyse, sont les suivants :

- a) désulfuration directe des résidus à forte teneur en soufre (4,0 %) de bruts en provenance du Koweït pour les amener à une teneur de 0,5 % ;
- b) désulfuration directe des résidus à forte teneur en soufre (4,0 %) de bruts en provenance du Koweït pour les amener à une teneur de 1,0 % ;
- c) désulfuration indirecte des résidus à forte teneur en soufre (4,0 %) de bruts en provenance du Koweït amenant une élimination de 40 % en soufre ;
- d) désulfuration directe des résidus à teneur en soufre moyenne, des bruts légers en provenance d'Iran pour les amener à une teneur de 0,5 % ;
- e) désulfuration indirecte des résidus à teneur moyenne en soufre (2,5 %) des bruts iraniens légers, avec une réduction de 40 % de la teneur en soufre.

Les figures 2, 3 et 4 présentent l'analyse du "pire" cas d'approvisionnement en bruts à haute teneur en soufre dans le scénario de base alors que les figures 5, 6 et 7 donnent l'analyse du "meilleur" cas d'approvisionnement en bruts peu soufrés dans le scénario de base. Dans les figures, on a repris les lettres allant de (a) à (e) du paragraphe précédent pour désigner chaque cas.

Pour chacun de ces cas, il y a une limite à la quantité de soufre que l'on peut éliminer. Celle-ci est déterminée en partie par le scénario d'approvisionnement en bruts en 1985 et en partie par la technologie. Par exemple, dans le cas (e) la limite est de $0,6 \times 10^6$ de tonnes métriques de soufre dans le "pire" cas d'approvisionnement en bruts. De même, elle est de $4,6 \times 10^6$ tonnes métriques dans le cas (a). Dans la combinaison des cas (a et e), la limite représente

Figure 2

COUT PAR TONNE DE S ELIMINEE PAR RAPPORT A LA QUANTITE DE S ELIMINEE «PIRE» CAS

Coût annuel pour 1985 (\$ par tonne métrique de S éliminée)

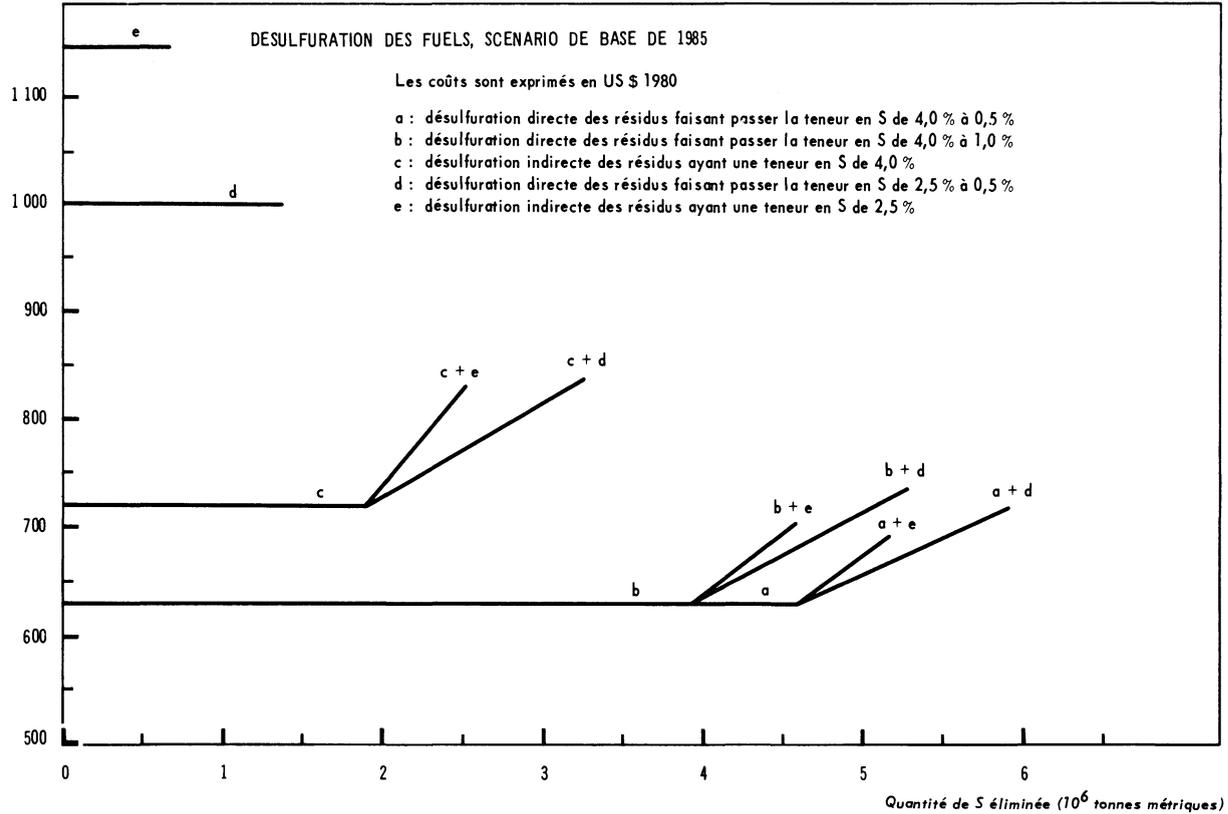


Figure 3

COUT PAR TONNE DE FUEL TRAITEE EN FONCTION DE LA QUANTITE DE S ELIMINEE « PIRE » CAS

Coût annuel pour 1985 (\$ par tonne métrique de fuel traitée)

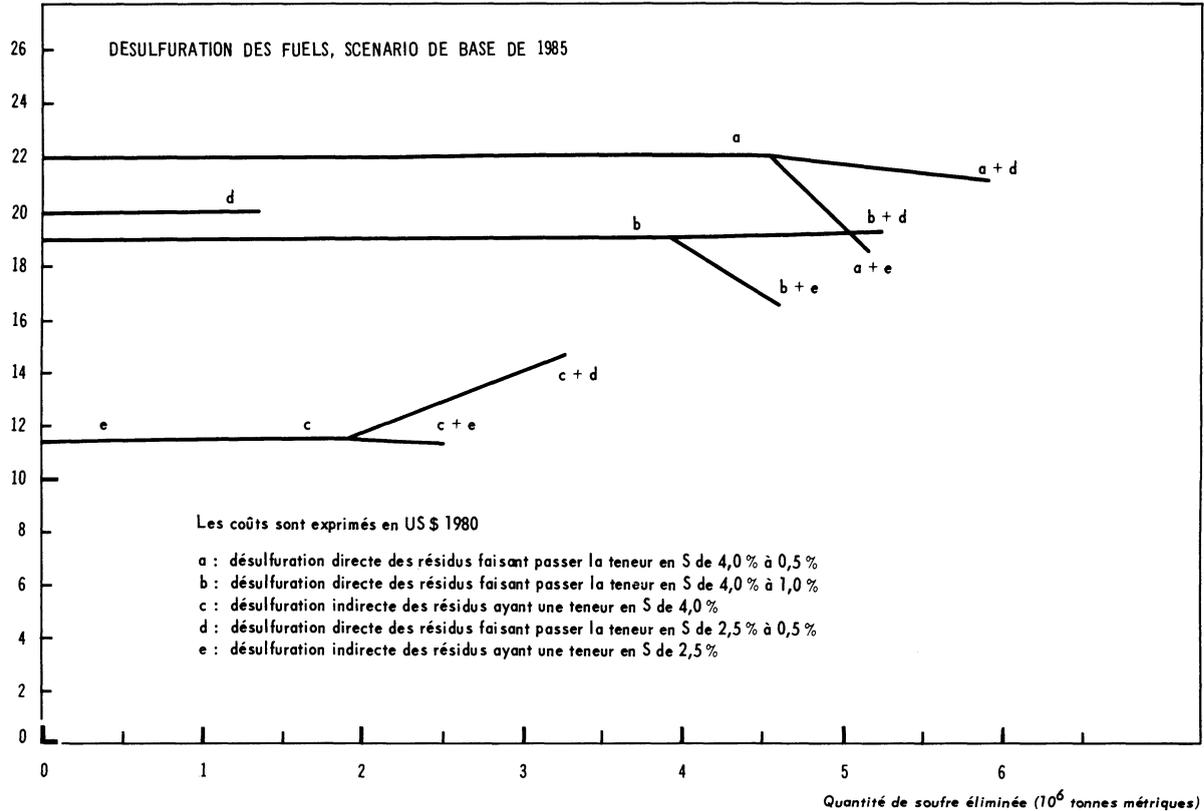


Figure 4

COUT PAR TONNE DE FUEL RESIDUEL MELANGE EN VUE D'UNE TENEUR DE 1% S PAR RAPPORT A LA QUANTITE DE SOUFRE ELIMINEE «PIRE» CAS

Coût annuel pour 1985 (\$ par tonne métrique de fuel-oil résiduel mélangé en vue d'une teneur de 1% S)

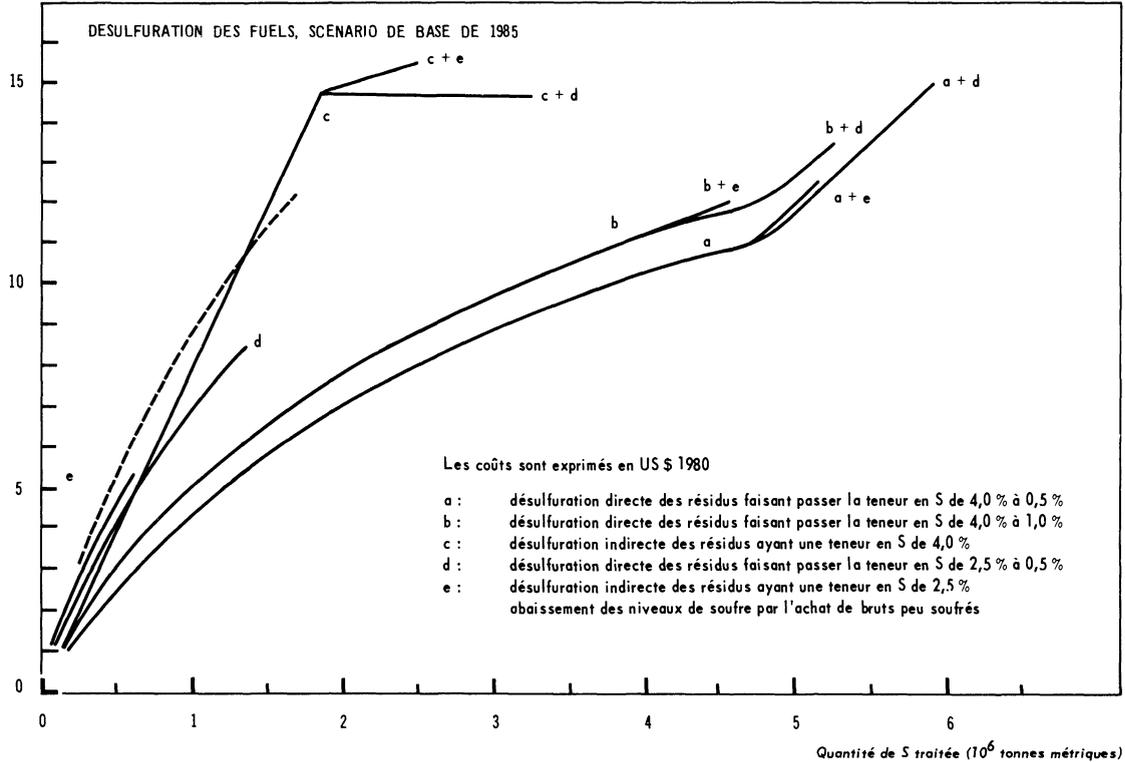


Figure 5

COUT PAR TONNE DE S ELIMINEE PAR RAPPORT A LA QUANTITE DE S ELIMINEE «MEILLEUR» CAS

Coût annuel pour 1985 (\$ par tonne métrique de S éliminée)

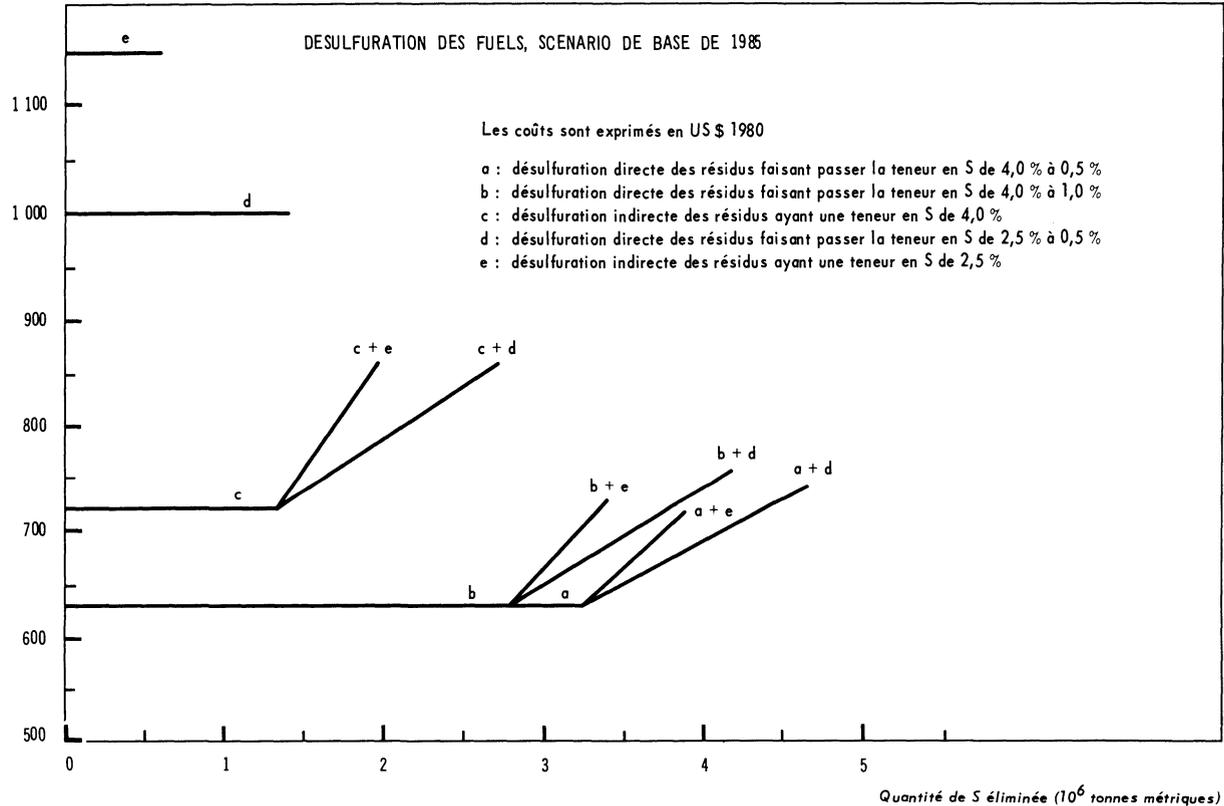


Figure 6

COUT PAR TONNE DE FUEL TRAITEE EN FONCTION DE LA QUANTITE DE S ELIMINEE «MEILLEUR» CAS

Coût annuel pour 1985 (\$ par tonne métrique de fuel traitée)

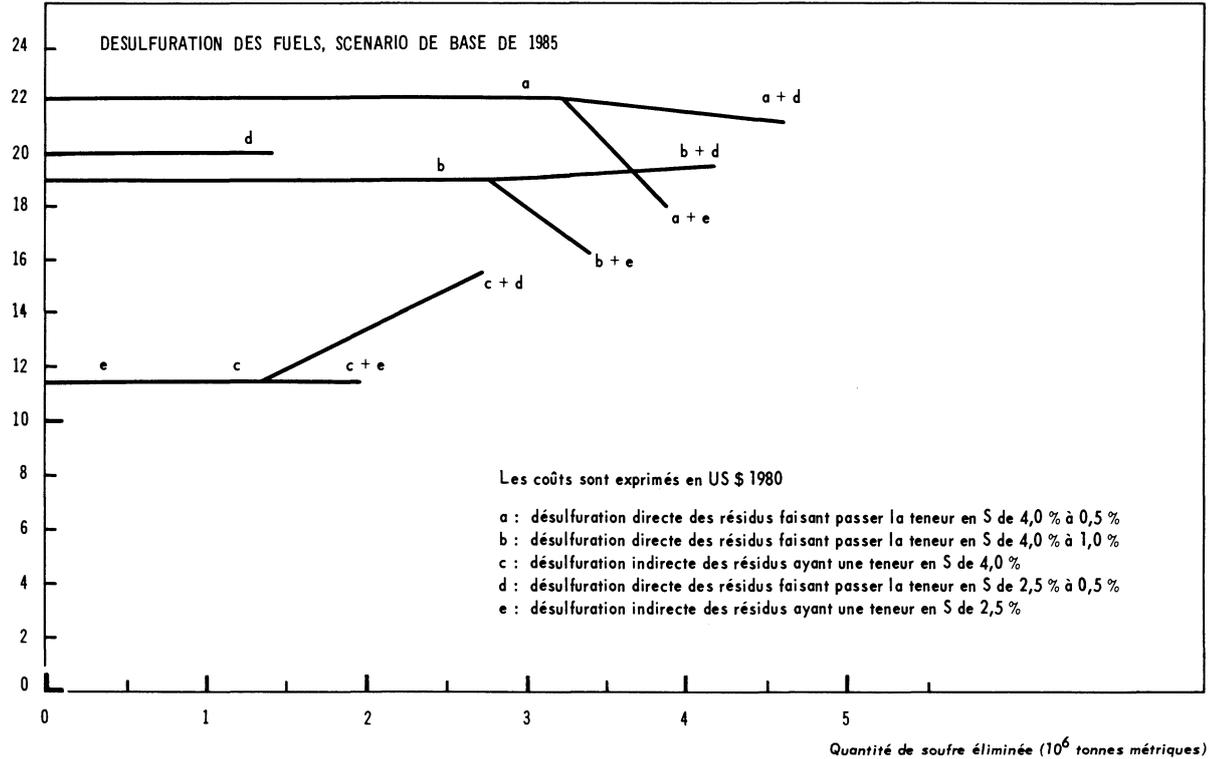
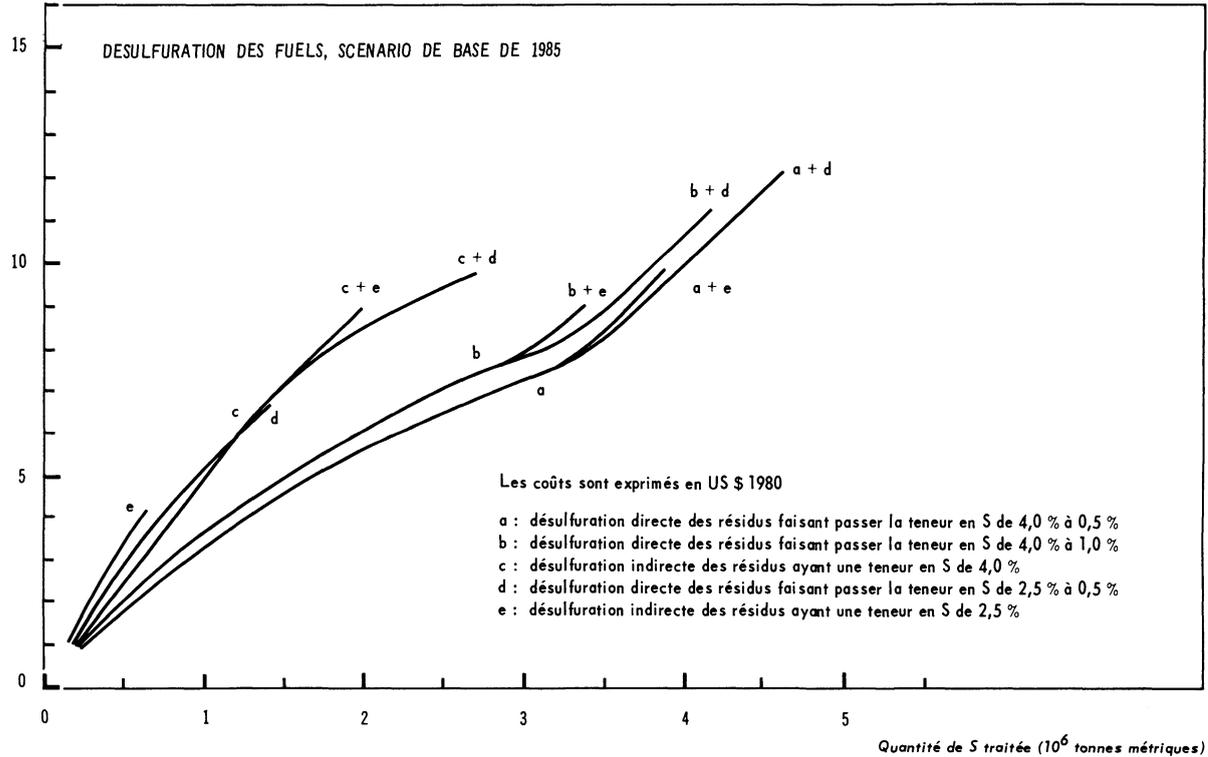


Figure 7

COUT PAR TONNE DE FUEL RESIDUEL MELANGE EN VUE D'UNE TENEUR
DE 1 % S PAR RAPPORT A LA QUANTITE DE SOUFRE ELIMINEE «MEILLEUR» CAS

Coût annuel pour 1985 (\$ par tonne métrique de fuel-oil résiduel
mélangé en vue d'une teneur de 1 % S)



le total des chiffres précédents, soit $5,2 \times 10^6$ tonnes métriques de soufre.

Pour cette analyse, on a estimé les proportions de fuel-oils à haute, moyenne ou faible teneur en soufre à partir de chaque scénario d'approvisionnement en bruts et de la structure de raffinages que l'on s'attend à avoir. On a tenu compte des résidus qui ne peuvent être désulfurés directement tels que les résidus du craquage thermique, les résidus ayant une teneur en métaux lourds trop élevée et les résidus sous vide.

A l'intérieur des limites de coûts définies par le CONCAWE, on a noté un certain nombre d'économies d'échelle. Par exemple, la différence de coûts moyens entre une unité de désulfuration directe de 3.800 t/j et une unité de 7.600 t/j est de plus 17 %. Ces unités de grande taille peuvent être installées dans des raffineries pouvant traiter 5×10^6 tonnes métriques de bruts par an, ou plus. Quand de grandes quantités de soufre peuvent être éliminées de l'ensemble des fuel-oils résiduels, on peut mettre en place des installations de désulfuration dans des raffineries de moindre importance. Toutefois, quelques 90 % des raffineries européennes installées fin 1975 (c'est-à-dire 903×10^6 tonnes métriques par an) étaient des raffineries pouvant traiter plus de 5×10^6 tonnes par an. Pour tirer un bénéfice optimum des stratégies de désulfuration au niveau de la région, il faudrait donc profiter pleinement des économies d'échelle que l'on a décrites ici.

Les coûts de la désulfuration concernent des résidus atmosphériques spécifiques, mais ils sont généralement représentatifs pour tout l'ensemble des résidus atmosphériques en Europe. C'est pourquoi il faut voir les coûts en fonction de cet ensemble de résidus atmosphériques et non en fonction de résidus spécifiques pour lesquels les coûts peuvent être plus ou moins élevés que les coûts cités. On prévoit que le coût de la désulfuration des résidus sous vide dépassera de 15 à 20 % celui de la désulfuration des résidus atmosphériques.

Il y a trois façons d'analyser les coûts de la désulfuration des fuel-oils résiduels. La première consiste à examiner le coût réel de l'élimination du soufre, et correspond à la figure 2. On a présenté les variations des coûts d'exploitation totaux par tonne de soufre éliminée ainsi que la quantité de soufre éliminée. Dans le cas de désulfuration des résidus cités plus haut (a) à (e), ainsi que pour la combinaison de ces cinq cas, dans ce graphique on a utilisé les coûts moyens avec une marge de ± 15 % selon les circonstances spécifiques. On peut reconnaître immédiatement la stratégie la plus efficace sur la base d'un coût par tonne de soufre éliminé. Par exemple, pour réduire le taux de soufre dans une installation traitant 5×10^6 tonnes métriques par an, il serait plus efficace

d'utiliser une combinaison des cas (a) et (d) qui reviendrait à \$ 660 par tonne de soufre, que d'utiliser une combinaison des cas (b) et (d) qui reviendrait à \$ 720 par tonne de soufre. Etant donné que les coûts d'exploitation totaux pour un an sont le produit du coût de la tonne de soufre éliminée par la quantité de soufre éliminée, la stratégie la plus efficace pour l'élimination du soufre est aussi celle qui coûte le moins cher.

La deuxième façon d'analyser les coûts est de voir comment le coût d'une tonne de fuel-oils résiduels traitée varie selon la quantité de soufre éliminée ; la figure 3 présente cette analyse pour chaque cas et montre également la stratégie la moins coûteuse apparaissant dans la figure 2. Si l'on compose les données des figures 2 et 3 pour le cas déjà cité d'une élimination du soufre de 5×10^6 tonnes métriques de soufre par an, la désulfuration directe des résidus à forte teneur en soufre les amenant à une teneur de 0,5 % S et la désulfuration directe des résidus à teneur moyenne en soufre représentent la plus haute augmentation des coûts par rapport à la quantité de pétrole ($A + d = \$ 22$ par tonne de pétrole traitée), la plus basse augmentation des coûts par rapport à la quantité de pétrole traitée viendrait d'une désulfuration indirecte de tous les résidus à teneur moyenne en soufre suivie d'une désulfuration directe des résidus à forte teneur en soufre les amenant à une teneur de 0,5 % S ($e+a = \$ 18$ par tonne de pétrole traitée). Cette stratégie ayant un coût minimum de traitement n'est pas celle qui correspond au plus bas coût total par an. Cependant, étant donné que les fuel-oils résiduels sont généralement mélangés pour répondre aux besoins et aux spécifications des utilisateurs, il est d'usage courant d'attribuer le coût du traitement d'une partie des fuel-oils à l'ensemble du mélange. C'est pourquoi ce type de coût par tonne de pétrole traité ne correspond pas au coût véritable des fuel-oils résiduels mélangés et ne peut être comparé au coût d'exploitation total de la figure 2. Il vaut la peine, par conséquent, d'examiner une troisième façon d'analyser les coûts.

Celle-ci consiste à inclure le coût de la désulfuration dans le coût des fuel-oils à faible teneur en soufre. De mélanger les résidus naturellement peu soufrés avec les produits désulfurés et une partie des fuels restants à teneur moyenne ou forte en soufre pour avoir autant que possible de résidus peu soufrés (c'est-à-dire 1 % S) puis de répartir les coûts de désulfuration sur l'ensemble de ces fuels peu soufrés constituerait une mesure efficace à la fois en termes de quantité de soufre éliminée et de quantité de fuels désulfurée. La figure 4 montre les coûts d'exploitation totaux par an.

Cette répartition des coûts de désulfuration sur tous les fuel-oils peu soufrés disponibles suppose que les mécanismes du marché renforceront la valeur de la prime attribuée aux produits peu soufrés.

Il ne serait pas déraisonnable de l'espérer si les lois ou d'autres motifs devaient imposer des limitations aux émissions de soufre.

On peut voir que les stratégies les moins coûteuses définies dans la figure 4 sont les mêmes que les stratégies les moins coûteuses en terme de coût par tonne de soufre éliminée (cf. figure 2), c'est-à-dire une désulfuration directe de tous les résidus fortement soufrés, les amenant à une teneur de 0,5 % S suivie d'une désulfuration directe des résidus moyennement soufrés (a + d). Pour utiliser le même exemple, une réduction des taux de soufre de 5×10^6 tonnes métriques par an feront en réalité augmenter le coût des fuel-oils peu soufrés (1 %) de \$ 11,90 par tonne métrique par rapport au coût des fuel-oils à teneur en soufre moyenne et forte. Le coût annuel réel de la désulfuration en Europe pour 1985 serait dans cet exemple de \$ 660 par tonne métrique de soufre éliminé, ou de \$ 11,90 de coût supplémentaire par tonne métrique pour les fuel-oils ayant une teneur en soufre de 1 %, ou de \$ 3,3 billions de coût total.

De plus, on peut effectuer une grande partie de la désulfuration (jusqu'à 3,8 millions de tonnes métriques par an de soufre éliminé) avec la stratégie la moins coûteuse avec une prime attribuée aux produits peu soufrés inférieure à la prime actuelle, d'environ \$ 10, par tonne métrique. Par exemple, en Europe de l'Ouest, le prix en juillet 1977 d'une tonne métrique de fuel-oil n° 6 ayant une teneur en soufre de 1 % allait de \$ 84,25 à \$ 85,50 alors que le prix d'une tonne métrique de fuel-oil n° 6 ayant une teneur en soufre de 3,5 %, allait de \$ 74,50 à \$ 75,50.

Enfin, si on achète des bruts légers peu soufrés à la place des bruts fortement soufrés à cause de leur faible teneur en soufre, il faudrait reporter le coût additionnel sur l'ensemble des résidus à faible teneur en soufre qui en résultent. Ainsi, on peut calculer la différence de coût entre le "pire" cas d'approvisionnement en bruts fortement soufrés et le "meilleur" cas d'approvisionnement en bruts peu soufrés ; cette différence a été ajoutée dans la figure 4. Elle était de \$ 13,80 par tonne en prenant comme base les prix des bruts lourds du Moyen-Orient en octobre 1977 par rapport aux prix des bruts légers d'Afrique du Nord, d'Afrique de l'Ouest et de la Mer du Nord. La conclusion de cette comparaison des coûts (cf. figure 4) est que, dans la plupart des cas, la désulfuration des fuel-oils résiduels est moins cher que l'achat des bruts à faible teneur en soufre. Cependant l'industrie pétrolière pourrait répartir la différence de prix des bruts légers à faible teneur en soufre sur une gamme de produits plus étendue, ce qui rendrait l'achat des bruts peu soufrés moins coûteux que la désulfuration des fuels résiduels dans certains cas.

En conclusion, considérant que la désulfuration des fuel-oils résiduels est la seule technologie utilisée pour augmenter

l'approvisionnement en combustible propre et pour réduire les émissions de soufre, la stratégie la plus rentable consisterait à désulfurer tout d'abord tous les résidus fortement soufrés et à les amener à une teneur en soufre de 0,5 %, puis de faire la même chose avec les résidus moyennement soufrés, et de mélanger les produits obtenus avec les résidus naturellement peu soufrés, tout en répartissant les coûts sur l'ensemble des combustibles propres obtenus. Ceci sera souvent moins coûteux que d'acheter une quantité plus importante de bruts peu soufrés.

Désulfuration des gaz de combustion

Il est clair qu'aux Etats-Unis et au Japon le procédé de désulfuration le plus employé et le plus apprécié est l'épuration par la chaux et le calcaire. On s'attend à ce qu'en Europe les procédés à la chaux et au calcaire soient également les plus employés étant donné que l'expérience qu'on en a leur donne de grands avantages en terme de coût et de fiabilité. Pour estimer le coût de la DGC en Europe, on a supposé que le procédé d'épuration typique pour l'Europe est le procédé d'épuration par le calcaire ayant 90 % d'efficacité et comportant la fixation et l'élimination des boues.

Pour estimer les coûts d'exploitation annuels de la DGC en dollars de 1980, on a divisé les centrales électriques au pétrole susceptibles de désulfurer les gaz de combustion en trois catégories d'âge et en quatre catégories de taille qui sont :

Catégories d'âge

- I. Nouvelles centrales électriques au stade de projet
- II. Nouvelles centrales électriques au stade de l'étude, de la construction et de la mise en route (aménagement ultérieurs faciles)
- III. Centrales électriques existantes installées après 1966 (aménagement ultérieurs modérément à très difficiles).

Catégories de taille

- 30 à 200 MW
- 200 à 400 MW
- 400 à 600 MW
- plus de 600 MW

Pour les deux cas d'approvisionnement en bruts du scénario de base pour 1985, les coûts d'exploitation de l'année 1985, les coûts d'exploitation de l'année 1985 pour la DGC en Europe sont indiqués dans la figure 8. Ces coûts supposent qu'aucun soufre n'est éliminé par la désulfuration des fuel-oils résiduels. Le coût le plus bas correspond aux nouvelles centrales de la catégorie I d'une taille supérieure à 600 MW. L'échelle des coûts du plus bas au plus haut correspond aux combinaisons suivantes d'âge et de taille :

<u>Catégorie d'âge</u>		<u>Catégories de taille</u>
(le plus bas)	I	au-dessus de 600
	I	de 400 à 600
	II	au-dessus de 600
	I	de 200 à 400
	II	de 400 à 600
	II	de 200 à 400
	I	de 30 à 200
	III	au-dessus de 600
	III	de 400 à 600
	II	de 30 à 200
(le plus haut)	III	de 200 à 400

Les équations utilisées pour estimer le coût de la DGC sont données dans le Tableau 55. Les données de base dont elles découlent ont été prises dans un rapport US EPA/TVA (27) sur l'estimation des coûts pour cinq procédés de DGC. Les investissements sont exprimés dans ce rapport en dollars de 1974 et ont été multipliés par 1,68 pour arriver à des dollars de 1980. Les coûts d'exploitation ont été mis à jour par la TVA dans un rapport ultérieur (28) et les tendances des prix des matières premières de la main-d'oeuvre et des entreprises de service public, de 1974 à 1977, ont servi de base à l'estimation des coûts d'exploitation pour 1980. On a utilisé pour les services publics européens un taux plus élevé de coûts en capital que celui du rapport de la TVA. On a estimé que le coût de la fixation des boues et de l'élimination représentait \$ 16 par tonne américaine de déchet sec en 1980. Pour ces coûts, on suppose que les systèmes de DGC ne sont pas des systèmes entièrement nouveaux ni des systèmes demandant beaucoup de recherche et de développement ni de solutions nouvelles.

Comme exemple d'utilisation de la figure 8, prenons la stratégie qui serait utilisée pour éliminer 2,0 millions de tonnes métriques de soufre par DGC. Pour cela, il faudrait installer une DGC dans toutes les nouvelles centrales électriques de la catégorie I au-dessus de 200 MW et dans toutes celles de la catégorie II au-dessus de 400 MW. Le coût d'exploitation de toutes ces unités de DGC irait de 610 à 720 \$ par tonne métrique de soufre éliminée (dans le "pire" cas d'approvisionnement en bruts).

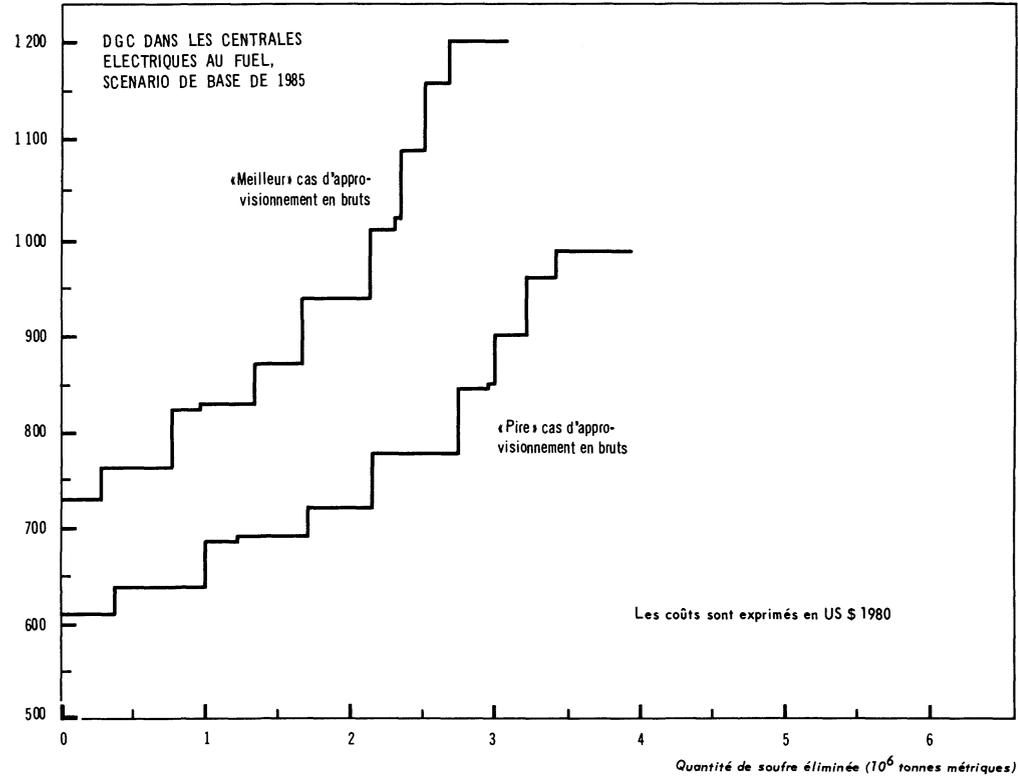
Pour comparer les coûts du "meilleur" et du "pire" cas d'approvisionnement en bruts, prenons l'exemple de l'emploi de la DGC pour amener les émissions de 1985 à 20×10^6 tonnes métriques de SO_2 . Pour ce faire, il faudrait une DGC pour éliminer environ 1×10^6 tonnes métriques de soufre dans le "meilleur" cas et $2,7 \times 10^6$ tonnes métriques dans le "pire" cas. Il est clair que le nombre de centrales électriques où il faudra installer la DGC est différent dans chaque cas mais les éventails de prix sont très similaires.

On peut voir que les coûts de la DGC pour éliminer jusqu'à deux millions de tonnes métriques de soufre sont comparables aux coûts de la désulfuration des fuel-oils résiduels dans les cas (a) et (b) de

Figure 8

COUT PAR TONNE DE S ELIMINEE PAR RAPPORT A LA QUANTITE
DE S ELIMINEE «MEILLEUR» ET «PIRE» CAS

Coût annuel pour 1985 (\$ par tonne métrique de S éliminée)



la figure 2 (désulfuration directe du résidu ayant une teneur en soufre de 4 %). Cependant, au-delà de cette quantité de soufre éliminée, la désulfuration des fuel-oils résiduels semble présenter des avantages du point de vue des coûts.

Tableau 55

RESUME DES EQUATIONS CONCERNANT LE COUT DE LA DGC

Base : épuration par le calcaire, base de coût de 1980 (augmentation de 1,68 des investissements en capital par rapport à 1974 ; les augmentations de matières premières, de services publics et de fuel-oil varient en fonction des tendances de 1974 à 1977), épuration à 90% avec fixation et élimination des boues, avec réchauffement des gaz de combustion et avec, pour le charbon, une rétention des particules égale à 0,1 lb par million de Btu introduits.

DGC dans les nouvelles centrales au charbon (rétention des particules)

Coût d'exploitation annuel moyen ; taille en MW, H en heures/année d'exploitation.

$$\begin{aligned} \$ &= \left(\frac{\text{taille}}{500}\right)^{0,7} \left[6708 + 676(\% S)^{0,7}\right] + \\ &\quad \left(\frac{\text{taille}}{500}\right) \left[0,664 + 0,1939 (\% S)\right] (H) \\ \text{quantité de soufre éliminée (tonne métrique/an)} &= \\ &\quad 1,457 (\% S) (H) \left(\frac{\text{taille}}{500}\right) \end{aligned}$$

DGC dans les centrales au charbon existantes (rétention des particules)

$$\begin{aligned} \$ &= \left(\frac{\text{taille}}{500}\right)^{0,7} (R) \left[6708 + 676 (\% S)^{0,7}\right] + \\ &\quad \left(\frac{\text{taille}}{500}\right) \left[0,859 + 0,1984 (\% S)\right] (H) \\ R \text{ est égal à } &1,2 \text{ pour les aménagements ultérieurs faciles et} \\ &\text{à } 1,4 \text{ pour les aménagements difficiles} \\ \text{quantité de soufre éliminée (tonne métrique/an)} &= \\ &1,490 (\% S) (H) \left(\frac{\text{taille}}{500}\right) \end{aligned}$$

DGC dans les nouvelles centrales au fuel (sans rétention des particules)

$$\begin{aligned} \$ &= \left(\frac{\text{taille}}{500}\right)^{0,7} \left[3924 + 563 (\% S)^{0,7}\right] + \\ &\quad \left(\frac{\text{taille}}{500}\right) \left[0,484 + 0,1512 (\% S)\right] (H) \\ \text{quantité de soufre éliminée (tonne métrique/an)} &= \\ &0,995 (\% S) (H) \left(\frac{\text{taille}}{500}\right) \end{aligned}$$

DGC dans les centrales au fuel existantes (sans rétention des particules)

$$\begin{aligned} \$ &= \left(\frac{\text{taille}}{500}\right)^{0,7} (R) \left[3924 + 563 (\% S)^{0,7}\right] + \\ &\left(\frac{\text{taille}}{500}\right) \left[0,569 + 0,1552 (\% S)\right] (H) \\ &\text{quantité de soufre éliminée (tonne métrique/an)} = \\ &1,017 (\% S) (H) \left(\frac{\text{taille}}{500}\right) \end{aligned}$$

Séparation des fuel-oils à haute teneur en soufre vers la DGC

On peut s'attendre à ce que le coût du contrôle des émissions, exprimé en \$ par tonne métrique de soufre éliminée, soit moins élevé si on applique les technologies de DGC d'une part et de désulfuration des fuel-oils résiduels d'autre part, à deux groupes de fuel-oils différents. Pour cela, il est nécessaire de diviser l'ensemble des fuel-oils résiduels à forte et moyenne teneur en soufre en deux groupes : l'un ayant la plus haute teneur en soufre, qui serait utilisé dans les centrales au fuel avec une DGC, et l'autre, constitué des résidus restants, qui serait désulfuré directement et amené à une teneur en soufre de 0,5 %.

Pour les centrales au fuel européennes, le groupe fortement soufré aurait une teneur moyenne en soufre de 4,0 % et représenterait environ 100×10^6 tonnes métriques dans le "pire" cas de 1985. Cette quantité de fuel-oils résiduels suffirait à approvisionner toutes les centrales situées dans les catégories d'âge I et II et d'une capacité supérieure à 200 MW. Celles-ci seraient alors équipées d'unités de DGC au calcaire comme on l'a décrit plus haut. On éliminerait approximativement 4×10^6 tonnes métriques de soufre par an et les coûts d'exploitation pour l'année 1985 iraient de \$ 475 à \$ 600 par tonne de soufre éliminée (en dollars de 1980). Ceci est représenté dans la figure 9 par la courbe inférieure.

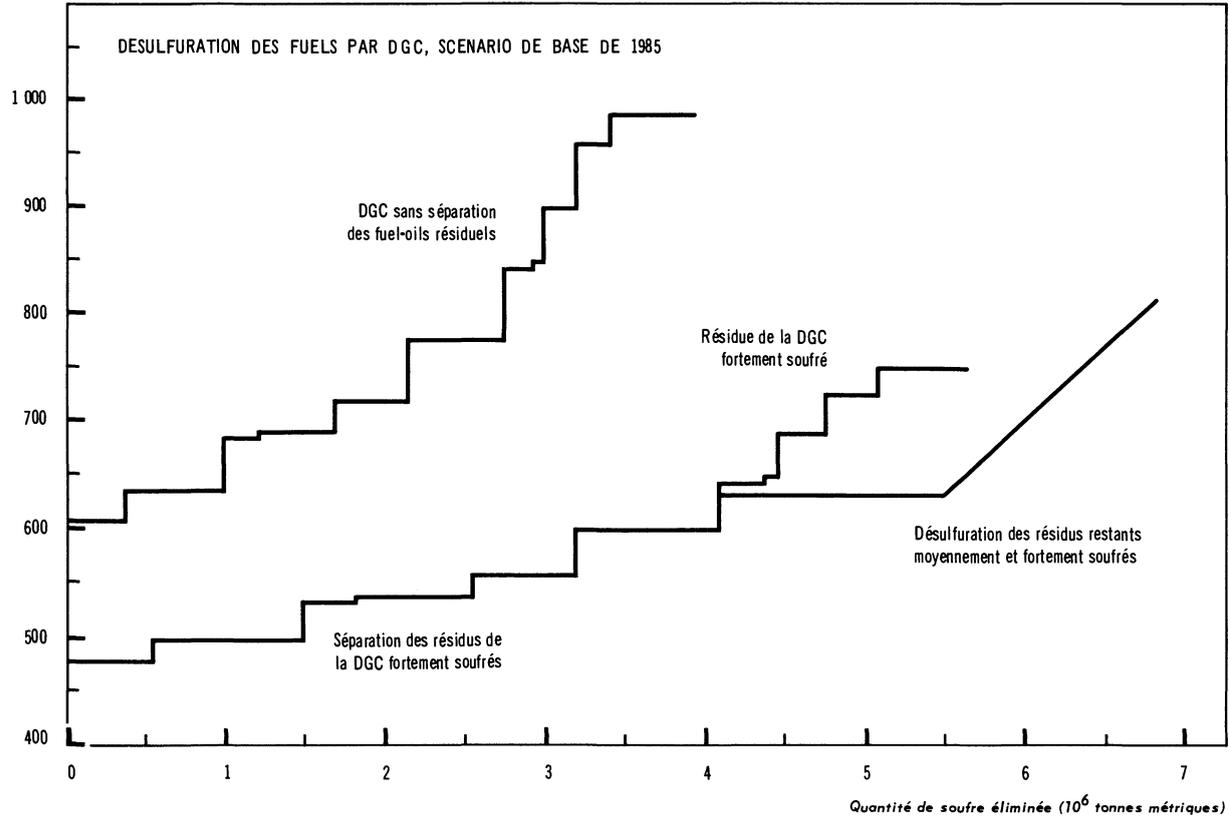
A titre de comparaison, on a ajouté sur la figure 9 le coût de la DGC sans séparation préalable des fuel-oils fortement soufrés de la figure 8. Comme on pouvait s'y attendre, le fait de réserver les fuel-oils fortement soufrés aux centrales équipées de DGC fait baisser le coût par tonne de soufre éliminée. Le coût d'exploitation total par an est approximativement le même dans les deux cas, mais grâce à cette séparation on peut éliminer beaucoup plus de soufre.

Pour une élimination de 4×10^6 tonnes métriques de soufre, on utilise la totalité du groupe de fuel-oils fortement soufrés (soit 100×10^6 tonnes métriques ayant une teneur en soufre de 4 %) et il ne reste que le groupe formé d'environ 110×10^6 tonnes métriques (35 %) de résidus fortement soufrés et des résidus moyennement soufrés (65 %). Comme le montre la figure 9, les coûts sont moins élevés si ce dernier groupe est désulfuré directement que s'ils sont

Figure 9

COÛT PAR TONNE DE S ÉLIMINÉE PAR RAPPORT A LA QUANTITE DE S ÉLIMINÉE «PIRE» CAS

Coût annuel pour 1985 (\$ par tonne métrique de S éliminée)



utilisés avec des unités de DGC dans les centrales au fuel les plus petites (30 à 200 MW) et/ou les plus anciennes.

C'est pourquoi il serait plus rentable, en termes de coût par tonne de soufre éliminée, que l'industrie électrique européenne installe des unités de DGC dans toutes les centrales construites après 1974 et d'une capacité supérieure à 200 MW et divise l'ensemble des fuel-oils à forte et moyenne teneur en soufre en deux groupes dont le moins soufré serait désulfuré directement.

COMBUSTION DU CHARBON

Nettoyage du charbon

Etant donné que les propriétés physiques du charbon et que les méthodes et les coûts de nettoyage du charbon varient considérablement d'une région productrice à une autre à l'intérieur même de l'OCDE Europe, une analyse économique du nettoyage du charbon dans cette région prise dans son ensemble ne serait pas suffisamment représentative pour aucun pays pris séparément. De plus, on connaît le mieux les propriétés du charbon et par conséquent le potentiel de nettoyage dans les deux pays principaux producteurs, c'est-à-dire la République Fédérale d'Allemagne et le Royaume-Uni. D'ici 1985, l'Allemagne prévoit de nettoyer tous les charbons pour produire un combustible propre ayant une teneur moyenne en soufre d'environ 1,0 %. Actuellement, au Royaume-Uni, le nettoyage du charbon n'est pas orienté spécifiquement vers une réduction des émissions de soufre mais vers la production d'un charbon ayant un pouvoir calorifique uniforme et une faible teneur en cendres. En prenant le Royaume-Uni comme exemple pour l'Europe, on a analysé les coûts de la désulfuration par le nettoyage du charbon.

Si l'on considère le nettoyage du charbon couramment pratiqué au Royaume-Uni, on peut le réorienter vers une plus grande élimination du soufre. On peut examiner trois niveaux de nettoyage :

- a) nettoyage pour obtenir un charbon unique de pouvoir calorifique uniforme et à faible teneur en cendres ;
- b) nettoyage avec séparation selon deux densités spécifiques pour redistribuer le soufre entre un charbon propre à faible teneur en pyrite et un produit mixte ayant une plus forte teneur en soufre.
- c) même redistribution que dans (b) et nettoyage des mixtes pour réduire leur teneur en soufre et les mélanger avec du charbon propre.

La redistribution du soufre entre deux produits ne réduit pas en soi la teneur globale en soufre du charbon. C'est par un traitement plus poussé des mixtes (par exemple un rebroyage, un lavage plus important, la flottation par mousse) que l'on peut arriver à

réduire les émissions de SO₂. Les mixtes peuvent aussi être utilisés là où la DGC est appliquée aux gaz de post-combustion. Les coûts de ces deux options peuvent être comparés.

Les coûts d'une nouvelle usine de nettoyage du charbon pour chacun de ces niveaux de nettoyage ont été estimés par un groupe d'experts, comme le montre le Tableau 56. Les coûts d'exploitation, dans ce tableau, ne comprennent que l'exploitation proprement dite et l'entretien. Dans cette analyse, il faut ajouter les investissements en capital répartis sur chaque année au taux de 20 % par tonne de capacité et par an, c'est-à-dire \$ 1,70 par tonne métrique pour 3.000 heures d'exploitation par an. Ce coût d'exploitation de l'année 1976 serait donc de \$2,80 par tonne métrique de charbon brut (\$ 4,70/tonne métrique de charbon lavé).

En 1974, la quantité de charbon brûlée au Royaume-Uni était de 94×10^6 tonnes métriques dont environ 60×10^6 étaient nettoyées. On prévoit qu'en 1985 la quantité de charbon sera un peu plus élevée. Le coût d'exploitation, de la production d'un charbon ayant un pouvoir calorifique et une teneur en cendre uniformes, sera pour l'année 1985 de \$ 6,10 par tonne métrique de charbon nettoyé (en dollars de 1980). La redistribution du soufre dans le charbon (niveau b) où une plus grande réduction des émissions de soufre (niveau c) augmenterait ce chiffre de \$ 6,10 dans la mesure indiquée au Tableau 57. Le coût total de \$ 7,50 à \$ 8,25 par tonne métrique représenterait le montant de la prime demandée pour les charbons désulfurés (niveau c) par opposition aux charbons non lavés et le chiffre de \$ 1,40 à \$ 2,15 représenterait le montant de la prime demandée par rapport aux charbons lavés (niveau a).

On a estimé que le lavage du charbon du Royaume-Uni aux densités spécifiques de 1,3 et 1,8 produirait environ 1/3 de mixtes ayant une teneur en soufre de 2,5 à 3 % et environ 2/3 de produit propre ayant une teneur en soufre de 1 %. Etant donné que la teneur en soufre organique du charbon (de 0,8 à 1 %) serait presque la même pour le produit propre et les mixtes, la teneur en soufre pyriteux des mixtes irait de 1,5 à 2 %. On s'attend à ce qu'un traitement plus poussé des mixtes ramène leur teneur en soufre à environ 1,8 %, avec une perte de charbon dans les résidus minimale. Si l'on mélangeait le charbon propre et les mixtes après les traitements, la teneur en soufre finale du charbon serait inférieure d'environ 0,25 %.

D'après le Tableau 57, on voit que le coût additionnel de l'élimination du soufre (niveau c) par rapport aux charbons lavés (niveau a) est de l'ordre de \$ 560 à \$ 860 par tonne métrique de soufre. Cependant, si dans la pratique existante seul un certain pourcentage de charbon doit être lavé, il faudra ajouter au coût additionnel une partie du coût de base. Par exemple, actuellement 50 % des charbons du Royaume-Uni destinés à être consommés dans le secteur électrique

Tableau 56

COUTS DES NOUVELLES UNITES DE NETTOYAGE DU CHARBON

En monnaie de décembre 1976 *

	<u>Coûts en capital</u>		<u>Coûts d'exploitation</u>	
	(monnaie/tonne métrique de charbon brut/h)		(monnaie/tonne métrique de charbon brut)	
	<u>RFA</u>	<u>RU</u>	<u>RFA</u>	<u>RU</u>
Coût de base pour la production de charbon ayant un pouvoir calorifique et une teneur en cendre uniformes	30 à 40.000 DM (\$ 12 à 16.000)	£ 15.000 (\$ 25.000)	2,5 à 3 DM (\$ 1,00 à 1,20)	70 p (\$ 1,17)
Coût supplémentaire pour redistribuer le soufre pyritique au produit et aux mixtes	+ 12 % (on suppose une séparation dense médium à la densité spécifique de 1,30 - 1,32)		5 à 16 %	
Coût supplémentaire pour réduire et redistribuer le soufre par un deuxième traitement des mixtes	25 à 32 %		20 à 40 %	

* \$ 1,00 = £ 0,60 = 2,50 DM.

sont lavés. Augmenter l'élimination de soufre dans ces 50 % coûterait \$ 560 à \$ 860 par tonne métrique de soufre éliminée. Si les autres 50 % de charbon devaient être traités, il faudrait inclure dans le coût additionnel 50 % du prix de base. Le coût des 100 % serait donc de \$ 1.800 à \$ 2.100 par tonne métrique de soufre éliminée.

En conclusion, pour les pays qui lavent un pourcentage important de la production de charbon à brûler, on peut obtenir un produit plus propre à faible teneur en soufre avec un coût additionnel de \$ 1,40 à \$ 2,15 par tonne métrique de charbon ou de \$ 560 à \$ 860 par tonne métrique de soufre éliminée. Le coût de l'élimination du soufre augmente rapidement si on ne lave généralement qu'un faible pourcentage de charbon. Si en Europe de 1985 la teneur en soufre de tous les charbons à brûler pouvait être réduite de 0,25 % en moyenne par cette méthode, la quantité de soufre éliminée serait de 0,5 à 0,6 x 10⁶ tonnes métriques. Le potentiel d'élimination est limité, mais le nettoyage du charbon pourrait être la méthode la plus économique pour désulfurer le charbon.

Désulfuration des gaz de combustion

On a utilisé la même base pour les coûts de DGC dans les centrales au fuel que dans les centrales au charbon en ajoutant, pour ces dernières, une rétention des particules de 0,1 lb/million Btu(*). La base et les équations ont été décrites dans le Tableau 55. Dans le Tableau 58 on a déterminé les coûts d'exploitation par unité, en fonction de la taille, de son âge et du type de combustible solide utilisé. Les coûts indiqués supposent les teneurs en soufre pour chaque combustible solide suivantes :

Tableau 57

ELIMINATION DU SOUFRE ET COÛTS D'EXPLOITATION ADDITIONNEL
POUR REDISTRIBUER LE SOUFRE PYRITEUX ET RETRAITER LES MIXTES
ROYAUME-UNI

	Coût d'exploitation additionnel (\$/tonne métrique)** de charbon lavé	Quantité de soufre éliminée (% p S)	Coût additionnel dû à l'élimination du soufre (\$/tonne métrique) **
Redistribution du soufre entre un produit et des mixtes	0,55 à 0,85	0	-
Redistribution et deuxième traitement des mixtes	1,40 à 2,15	0,25	560 à 860

** Les coûts sont exprimés en US \$ 1980.

(*) L'équivalent métrique est de 0,18 kg/kcal.

Tableau 58

COUT D'EXPLOITATION PAR UNITE DE DGC DANS LES CENTRALES AU FUEL SOLIDE,
SCENARIO DE BASE, 1985

\$/tonne métrique de S éliminé *

Taille de l'unité	Centrales installées entre 1981 et 1985			Centrales installées entre 1975 et 1980			Centrales installées entre 1967 et 1974		
	houille	mixtes	lignite	houille	mixtes	lignite	houille	mixtes	lignite
150	1511	848	738	1783	988	856	-	-	-
300	1203	685	600	1420	796	694	1848	1022	886
500	1099	630	553	1298	732	639	1666	926	804
700	1039	598	526	1228	695	607	1560	870	756

* Les coûts sont exprimés en US \$ 1980.

- houilles : la moyenne européenne est de 1,35 % S dans le scénario de base pour 1985 ;
- mixtes : 2,75 % S dans les limites attendues pour laver les charbons du RU aux densités spécifiques de 1,3 et 1,8 et obtenir un produit propre et des mixtes ;
- lignite : la moyenne européenne de 1,15 % S dans le scénario de base pour 1985.

Pour chiffrer l'élimination de soufre, on n'a pas tenu compte du soufre qui est normalement retenu dans les cendres, ce qui est dans la logique de l'estimation faite au Chapitre III du potentiel d'élimination.

Comme prévu, les coûts de la DGC sont beaucoup plus élevés dans les centrales au charbon à cause de la teneur en soufre relativement basse des houilles européennes. Le coût de la DGC dans les nouvelles centrales va de \$ 1039 à \$ 1783 par tonne métrique de soufre éliminée et est très supérieur au coût du lavage du charbon allant de \$ 560 à \$ 860 par tonne métrique de soufre éliminée. Cependant, dans le cas des charbons brûlés dans le secteur électrique du Royaume-Uni, dont on ne nettoie que 50 %, le coût du lavage du charbon est supérieur (\$ 1800 à \$ 2100 par tonne métrique de soufre éliminée). Il est clair, également, que l'installation ultérieure d'unités de DGC dans les centrales au charbon existantes serait rarement économique.

En ce qui concerne la combustion de lignite, les coûts de la DGC sont beaucoup plus intéressants. Etant donné que les lignites ont souvent une très faible teneur en soufre pyriteux et ne peuvent être désulfurés par lavage, la DGC est la seule possibilité d'élimination du soufre. En 1985, 80 % des lignites européens seront brûlés dans les centrales électriques et l'on pourra donc éliminer $1,2 \times 10^6$ tonnes métriques de SO_2 dans les nouvelles centrales au lignite et $0,7 \times 10^6$ tonnes métriques de SO_2 en installant des unités de DGC dans les centrales au lignite existantes.

Nettoyage du charbon ou désulfuration des gaz de combustion

Pour les houilles, il serait peut-être plus économique de combiner le lavage du charbon et la DGC dans les cas où l'on nettoie le charbon pour séparer les mixtes destinés à être utilisés dans les centrales équipées pour la DGC.

Le coût additionnel venant de la séparation du charbon lavé en charbon propre et en mixtes est de \$ 0,55 à \$ 0,85 par tonne métrique de charbon lavé (cf. Tableau 57). De même, le coût additionnel pour la séparation d'un charbon non lavé est de \$ 6,65 à \$ 6,95 par tonne métrique de charbon lavé. Selon qu'en 1985 un pays utilisera plutôt du charbon lavé ou du charbon non lavé, le coût de la séparation sera calculé selon la proportion de charbon lavé et non lavé.

Après la séparation, il y a deux options pour les mixtes : la première consiste à les soumettre à un traitement plus poussé coûtant de \$ 0,85 à \$ 1,30 par tonne métrique de charbon lavé. La seconde consiste à utiliser les mixtes dans une centrale en désulfurant les gaz de combustion avec un coût d'exploitation allant de \$ 598 à \$ 988 par tonne métrique de soufre éliminée, ou de \$ 14 à \$ 24 par tonne métrique de charbon dans les nouvelles centrales.

Le Tableau 59 donne un résumé des coûts totaux de ces deux options dans deux cas où les pratiques de nettoyage du charbon sont différentes. Dans l'option où les mixtes sont séparés et retraités, le coût par tonne de charbon représente simplement, dans le tableau, le coût total de la séparation et du second traitement réparti sur le charbon propre uniquement (approximativement deux tiers des produits).

Pour l'autre option de séparation des mixtes, pour les utiliser avec une DGC, il faut faire une différence de prix entre le charbon nettoyé et les mixtes qui suffise à compenser le coût de la DGC. Dans ce cas, le coût de la séparation doit également porter sur le charbon nettoyé. Dans le Tableau 59, le coût par tonne de charbon représente la fraction de prix qu'il faut ajouter au prix de base du charbon nettoyé pour obtenir la différence de prix. Dans l'exemple du tableau, la différence de prix serait de \$ 14 à \$ 24 par tonne de charbon.

D'après le Tableau 59, on peut voir que si on lave une grande proportion du charbon destiné aux centrales électriques, le coût additionnel par tonne de soufre éliminée, imputable à l'élimination d'une plus grande quantité de soufre dans les installations de nettoyage du charbon, est beaucoup moins élevé que le coût de production de mixtes fortement soufrés destinés à être utilisés avec une DGC. Si on lave une proportion moins importante de charbon destiné aux centrales électriques, ce sera probablement l'inverse. Cependant, il faut se rappeler que, dans tous les cas, la DGC représente un potentiel d'élimination du soufre beaucoup plus important que le nettoyage du charbon.

Si en Europe de 1985, toutes les centrales électriques ayant une capacité supérieure à 100 MW et construites depuis 1975, utilisaient des mixtes séparés, la quantité de soufre éliminée serait de $1,4 \times 10^6$ tonnes métriques pour une quantité de mixtes brûlés d'environ 60×10^6 tonnes métriques. Le coût d'exploitation total par an, pour une telle stratégie, serait de l'ordre de \$ 1100 à \$ 2400 $\times 10^6$. A titre de comparaison, la quantité de soufre éliminée en séparant les mixtes et en les traitant une deuxième fois serait seulement, pour tous les charbons à brûler, de 0,5 à $0,6 \times 10^6$ tonnes métriques.

Tableau 59

COUT ADDITIONNEL POUR UNE ELIMINATION DU SOUFRE EN COMBINANT LE LAVAGE DU CHARBON ET LA DGC

Pratique courante pour les charbons à brûler	Séparation du charbon et traitement des mixtes (sans DGC)		Séparation du charbon et utilisation des mixtes avec DGC	
	(\$/tonne métrique de charbon propre) *	(\$/tonne métrique de soufre) *	(\$/tonne métrique de charbon) *	(\$/tonne métrique de S) *
100% de charbon lavé	1,25 à 1,95	560 à 860	6,00 à 10,20	700 à 1300
30% de charbon lavé, 50% de charbon non lavé	5,80 à 6,55	1800 à 2100	9,10 à 13,20	1160 à 1680

* Coûts d'exploitation pour l'année 1985 en dollars US de 1980.

Le US EPA (29) a fait une autre analyse des coûts du nettoyage du charbon avec une épuration visant à contrôler les émissions de soufre. Le rapport comprenait un certain nombre d'études de cas combinant un nettoyage physique du charbon et le nettoyage d'une partie des gaz de combustion pour respecter les normes fédérales américaines de 1,2 lbs/MBtu pour les émissions de SO₂. On concluait que, dans beaucoup de cas, le coût net du nettoyage physique suivi de l'épuration d'une partie des gaz de combustion pour respecter les normes, était beaucoup moins élevé que le coût d'un système d'épuration complet. Cependant, cette conclusion dépend des avantages venant de l'utilisation d'un charbon propre, tels qu'un pouvoir calorifique plus grand, que des économies sur le transport, l'élimination des cendres et la pulvérisation. La question de savoir si cette approche aurait les mêmes avantages économiques en Europe dépendrait, par conséquent, de la question de savoir si on a déjà pris conscience des avantages de l'utilisation d'un charbon propre. Dans les pays où une proportion importante de charbon n'est pas déjà lavée, cette combinaison pourrait être rentable.

En conclusion, il apparaît que, pour la plupart des houilles européennes, l'approche la plus rentable pour abaisser la teneur en soufre serait le nettoyage du charbon parce qu'elle impliquera le coût additionnel le plus bas ou à cause des autres avantages que l'on pourra retirer de l'utilisation d'un charbon propre. Cependant, s'il était nécessaire d'obtenir une teneur en soufre inférieure à celle qui peut être obtenue grâce au nettoyage du charbon, il faudrait séparer les mixtes fortement soufrés et les utiliser dans une centrale électrique équipée de DGC.

SOMMAIRE

Si l'on désire obtenir la réduction maximale des émissions totales de SO₂, l'approche suivante permettrait l'élimination de soufre la moins coûteuse en Europe (en dollars de 1980) :

- séparation des fuel-oils résiduels à teneur en soufre forte et moyenne ;
- installation d'une DGC dans toutes les centrales électriques au-dessus de 200 MW construites depuis 1974 et utilisation des fuel-oils fortement soufrés (\$ 475 à \$ 630/tonne métrique de S éliminée) ;
- désulfuration directe des fuel-oils résiduels restants à forte et moyenne teneur en soufre en abaissant la teneur en soufre au niveau de 0,5 % (\$ 630 à \$ 810/tonne métrique de S éliminée) ;
- lavage physique des houilles pour réduire la teneur en soufre (\$ 560 à 2100/tonne métrique de S éliminée) ;
- installation de DGC sur toutes les chaudières au lignite de plus de 100 MW construites depuis 1967 (\$ 520 à \$ 890/tonne métrique de S éliminée) ;

- demander le lavage de tous les charbons importés pour en réduire la teneur en soufre ;
- utilisation des combustibles lavés ou peu soufrés dans les secteurs domestiques commerciaux et de la petite industrie où l'on ne peut pas pratiquer la DGC.

En 1985, cette approche éliminerait environ 13×10^6 tonnes métriques de SO_2 dues à la combustion des fuel-oils résiduels à un coût d'exploitation total d'environ \$ 4 billions pour l'année 1985. On éliminerait également environ 1×10^6 tonnes métriques de SO_2 dues à la combustion des houilles avec un coût d'exploitation approximatif de \$ 0,35 billion, ainsi que 2×10^6 tonnes métriques de SO_2 dues à la combustion du lignite au coût de \$ 0,6 billion. Dans le "pire" cas pour 1985, les émissions de SO_2 seraient réduites de $25,4 \times 10^6$ tonnes métriques dans la plus mauvaise prévision, à environ $9 \text{ à } 10 \times 10^6$ tonnes métriques avec un coût d'exploitation annuel de \$ 5 billions.

Si l'on désire maintenir les émissions à leur niveau actuel de 20 billions de tonnes métriques de SO_2 , plutôt que d'obtenir la réduction maximale des émissions, on pourrait mettre en pratique une approche de non détérioration d'ici à 1985. Ceci signifierait, dans le "pire" cas, une réduction de 6×10^6 tonnes métriques de SO_2 en 1985. Le lavage de toutes les houilles pourrait amener une réduction des émissions de SO_2 de 1×10^6 tonnes métriques avec un coût d'exploitation annuel d'environ \$ 0,35 billion. La mise en place d'une DGC dans toutes les nouvelles centrales (postérieures à 1974) au lignite au-dessus de 100 MW réduirait les émissions de 1×10^6 tonnes métriques de SO_2 également avec un coût de \$ 0,3 billion. On pourrait obtenir l'élimination des 4×10^6 tonnes métriques restantes en séparant les fuel-oils ayant une teneur en soufre de 4 % et en les utilisant dans les nouvelles centrales (postérieures à 1980) équipées pour la DGC, ou en désulfurant directement les fuels résiduels fortement soufrés pour les amener à une teneur en soufre de 0,5 % (le coût des fuel-oils peu soufrés subirait une augmentation de \$ 7/tonne métrique). Le coût d'exploitation pour l'année 1985 irait de \$ 1,0 à 1,25 billion pour ces deux options. On pourrait réduire les émissions de SO_2 de 3×10^6 tonnes métriques seulement si l'on importait une plus grande quantité de bruts peu soufrés avec un coût additionnel d'environ \$ 1,75 billion.

Une approche de non détérioration qui impliquerait l'élimination de 6×10^6 tonnes métriques de SO_2 , en 1985, aurait un coût d'exploitation allant de \$ 1,55 à \$ 1,80 billion pour l'année 1985.

BIBLIOGRAPHIE

1. Le Programme OCDE sur le Transport des Polluants Atmosphériques à Longue Distance - Mesures et Résultats, Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Paris, 1977.
2. Perspectives Energétiques Mondiales, Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Paris, 1977.
3. Statistiques Energétiques 1973/1975, Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Paris, 1976.
4. Statistiques de l'Energie 1960-1974, Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Paris, 1975.
5. Statistiques Pétrolières 1974 - Approvisionnement et Consommation, Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Paris, 1976.
6. Bilans Energétiques des Pays de l'OCDE, 1973/1975, Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Paris, 1977.
7. Rapport et Conclusions du Groupe Mixte sur la Pollution Atmosphérique Résultant de l'Emploi des Combustibles dans les Installations Fixes, Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Paris, 1973.
8. Compilation of Air Pollution Emission Factors, Second Edition, AP-42, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, Caroline du Nord, 1976.
9. The Sulphur Grid Method, No. 9/75, CONCAWE Ad Hoc Group on Desulphurisation/Sulphur Legislation, Stitching CONCAWE (Groupe d'études international des Compagnies pétrolières pour la sauvegarde de l'air et de l'eau en Europe), La Haye, décembre 1975.
10. An Econometric Model for a Long-term Environmental Preservation Plan, Planning and Co-ordination Bureau, Environment Agency, Japon, octobre 1976.
11. Federal Power Commission News, Vols 7 et 8, U.S. Federal Power Commission, Washington, D.C., 1974-1975.
12. U.S. Energy Outlook - A Report of the National Petroleum Council's Committee on U.S. Energy Outlook, décembre 1972.

13. 1973 National Emissions Report, EPA-450/2-76-007, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, Caroline du Nord, mai 1976.
14. Sulfur Reduction Potential of the Coals of the United States, RI 8118, J.A. Cavallaro, M.T. Johnson, A.W. Deurbrouck, U.S. Bureau of Mines, Pittsburgh (Pennsylvanie), 1976.
15. 1975 Report on Coke Production, U.S. Bureau of Mines, Washington, D.C., 1976.
16. Effects of Air Quality Requirements on Coal Supply, U.S. Bureau of Mines, Washington, D.C., mai 1976.
17. National Energy Outlook, FEA-N-75/713, Federal Energy Administration, Washington, D.C., Février 1976.
18. Mineral Industry Surveys, Coal - Bituminous and Lignite in 1974, U.S. Bureau of Mines, Washington, D.C., janvier 1976.
19. General Survey Paper from the Technical Forum on Flue Gas Desulfurization Technical Transfer Institute, Tokyo, 1977.
20. Census of Oil Desulfurization To Achieve Environmental Goals, Paper No. 19-C, R.M. Jameson et L.W. Richardson, American Institute of Chemical Engineers, 4ème Réunion commune avec la Société canadienne du génie chimique, Vancouver (Colombie britannique), 11 septembre 1973.
21. Recommandation du Conseil sur les mesures requises en vue du renforcement de la lutte contre la pollution atmosphérique, OCDE - C(74)219, Paris, 25 novembre 1974.
22. L'Industrie de l'Electricité, 23ème enquête, OCDE, Paris, 1974.
23. The World Market for Electric Power Equipment, University of Sussex, Science Policy Research Unit, 1972.
24. Evaluation of R & D Investment Alternatives for SO_x Air Pollution Control Processes, EPA 650/2 - 74 - 098, septembre 1974.
25. A Study of the Costs of Residue and Gas Oil Desulphurization for the Commission of the European Communities, Report No. 13/72, Stitching CONCAWE, The Hague, décembre, 1972.
26. Supplement to Report No. 13/72, A Study of the Costs of Residue and Gas Oil Desulphurization for the Commission of the European Communities, R.J. Ellis, Stitching CONCAWE, The Hague, novembre 1974.

27. Detailed Cost Estimates for Advanced Effluent Desulphurization Processes USEPA - 600/2 - 75 - 006 or TVA BULLETIN Y-90, Washington, D.C., janvier 1975.
28. Flue Gas Desulfurization Economics, G.G. McGlamery et al., TVA, Muscle, Shoals, Alabama, mars 1976.
29. Coal Cleaning with scrubbing for sulphur Control : An Engineering/Economic Summary, EPA-600/9 - 77 - 017, U.S. Environmental Protection Agency, Août 1977.

OECD SALES AGENTS DÉPOSITAIRES DES PUBLICATIONS DE L'OCDE

ARGENTINA — ARGENTINE

Carlos Hirsch S.R.L., Florida 165,
BUENOS-AIRES, Tel. 33-1787-2391 Y 30-7122

AUSTRALIA — AUSTRALIE

International B.C.N. Library Suppliers Pty Ltd.,
161 Sturt St., South MELBOURNE, Vic. 3205, Tel. 699-6388
P.O.Box 202, COLLARROY, NSW 2097, Tel. 982 4515

AUSTRIA — AUTRICHE

Gerold and Co., Graben 31, WIEN 1, Tel. 52.22.35

BELGIUM — BELGIQUE

LCLS

44 rue d'Otlet, B1070 BRUXELLES, Tel. 02-521 28 13

BRAZIL — BRÉSIL

Mestre Jou S.A., Rua Guaiabá 518,
Caixa Postal 24090, 05089 SAO PAULO 10, Tel. 261-1920
Rua Senador Dantas 19 s/205-6, RIO DE JANEIRO GB,
Tel. 232-07. 32

CANADA

Renouf Publishing Company Limited,
2182 St. Catherine Street West,
MONTREAL, Quebec H3H 1M7 Tel. (514) 937-3519

DENMARK — DANEMARK

Munksgaards Boghandel,
Nørregade 6, 1165 KØBENHAVN K, Tel. (01) 12 69 70

FINLAND — FINLANDE

Akateminen Kirjakauppa
Keskuskatu 1, 00100 HELSINKI 10, Tel. 625.901

FRANCE

Bureau des Publications de l'OCDE,
2 rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16, Tel. 524.81.67

Principal correspondant :

13602 AIX-EN-PROVENCE : Librairie de l'Université,
Tel. 26.18.08

GERMANY — ALLEMAGNE

Verlag Weltarchiv G.m.b.H.,
D 2000 HAMBURG-36, Neuer Jungfernstieg 21,
Tel. 040-35-62-500

GREECE — GRÈCE

Librairie Kauffmann, 28 rue du Stade,
ATHÈNES 132, Tel. 322.21.60

HONG-KONG

Government Information Services,
Sales and Publications Office, Beaconsfield House, 1st floor,
Queen's Road, Central, Tel. H-233191

ICELAND — ISLANDE

Snaebjörn Jónsson and Co., h.f.,
Hafnarstraeti 4 and 9, P.O.B. 1131, REYKJAVIK,
Tel. 13133/14281/11936

INDIA — INDE

Oxford Book and Stationery Co.,
NEW DELHI, Scindia House, Tel. 45896
CALCUTTA, 17 Park Street, Tel.240832

IRELAND — IRLANDE

Eason and Son, 40 Lower O'Connell Street,
P.O.B. 42, DUBLIN 1, Tel. 74 39 35

ISRAËL

Emanuel Brown: 35 Allenby Road, TEL AVIV, Tel. 51049/54082
also at:
9, Shlomzion Hamalka Street, JERUSALEM, Tel. 234807
48, Nahlat Benjamin Street, TEL AVIV, Tel. 53276

ITALY — ITALIE

Libreria Commissionaria Sansoni:
Via Lamarmora 45, 50121 FIRENZE, Tel. 579721
Via Bartolini 29, 20155 MILANO, Tel. 365083
Sub-depositari:
Editrice e Libreria Herder,
Piazza Montecitorio 120, 00 186 ROMA, Tel. 674628
Libreria Hoepli, Via Hoepli 5, 20121 MILANO, Tel. 865446
Libreria Lattes, Via Garibaldi 3, 10122 TORINO, Tel. 519274
La diffusione delle edizioni OCSE è inoltre assicurata dalle migliori
librerie nelle città più importanti.

JAPAN — JAPON

OECD Publications and Information Center
Akasaka Park Building, 2-3-4 Akasaka, Minato-ku,
TOKYO 107, Tel. 586-2016

KOREA — CORÉE

Pan Korea Book Corporation,
P.O.Box n° 101 Kwangwhamun, SÉOUL, Tel. 72-7369

LEBANON — LIBAN

Documenta Scientifica/Redico,
Edison Building, Bliss Street, P.O.Box 5641, BEIRUT,
Tel. 354429-344425

MEXICO & CENTRAL AMERICA

Centro de Publicaciones de Organismos Internacionales S.A.,
Av. Chapultepec 345, Apartado Postal 6-981
MEXICO 6, D.F. Tel. 533-45-09

THE NETHERLANDS — PAYS-BAS

Staatsuitgeverij
Chr. Plantijnstraat
S-GRAVENHAGE, Tel. 070-814511
Voor bestellingen: Tel. 070-624551

NEW ZEALAND — NOUVELLE-ZÉLANDE

The Publications Manager,
Government Printing Office,
WELLINGTON: Mulgrave Street (Private Bag),
World Trade Centre, Cubacade, Cuba Street,
Rutherford House, Lambton Quay, Tel. 737-320
AUCKLAND: Rutland Street (P.O.Box 5344), Tel. 32.919
CHRISTCHURCH: 130 Oxford Tce (Private Bag), Tel. 50.331
HAMILTON: Barton Street (P.O.Box 857), Tel. 80.103
DUNEDIN: T & G Building, Princes Street (P.O.Box 1104),
Tel. 78.294

NORWAY — NORVÈGE

Johan Grundt Tanums Bokhandel,
Karl Johansgate 41/43, OSLO 1, Tel. 02-332980

PAKISTAN

Mirza Book Agency, 65 Shahrah Quaid-E-Azam, LAHORE 3,
Tel. 66839

PHILIPPINES

R.M. Garcia Publishing House, 903 Quezon Blvd. Ext.,
QUEZON CITY, P.O.Box 1860 — MANILA, Tel. 99.98.47

PORTUGAL

Livraria Portugal, Rua do Carmo 70-74, LISBOA 2, Tel. 360582/3

SPAIN — ESPAGNE

Mundi-Prensa Libros, S.A.,
Castelló 37, Apartado 1223, MADRID-1, Tel. 275.46.55
Libreria Bastinos, Pelayo, 52, BARCELONA 1, Tel. 222.06.00

SWEDEN — SUÈDE

AB CE Fritzes Kungl. Hovbokhandel,
Box 16 356, S 103 27 STH, Regeringsgatan 12,
DS STOCKHOLM, Tel. 08/23 89 00

SWITZERLAND — SUISSE

Librairie Payot, 6 rue Grenus, 1211 GENÈVE 11, Tel. 022-31.89.50

TAIWAN — FORMOSE

National Book Company,
84-5 Sing Sung Rd., Sec. 3, TAIPEI 107, Tel. 321.0698

UNITED KINGDOM — ROYAUME-UNI

H.M. Stationery Office, P.O.B. 369,
LONDON SE1 9 NH, Tel. 01-928-6977, Ext. 410 or
49 High Holborn, LONDON WC1V 6 HB (personal callers)
Branches at: EDINBURGH, BIRMINGHAM, BRISTOL,
MANCHESTER, CARDIFF, BELFAST.

UNITED STATES OF AMERICA

OECD Publications and Information Center, Suite 1207,
1750 Pennsylvania Ave., N.W. WASHINGTON, D.C. 20006,
Tel. (202)724-1857

VENEZUELA

Libreria del Este, Avda. F. Miranda 52, Edificio Galipán,
CARACAS 106, Tel. 32 23 01/33 26 04/33 24 73

YUGOSLAVIA — YOUGOSLAVIE

Jugoslovenska Knjiga, Terazije 27, P.O.B. 36, BEOGRAD,
Tel. 621-992

Les commandes provenant de pays où l'OCDE n'a pas encore désigné de dépositaire peuvent être adressées à :

OCDE, Bureau des Publications, 2 rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16.

Orders and inquiries from countries where sales agents have not yet been appointed may be sent to:

OECD, Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16.

PUBLICATIONS DE L'OCDE, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16 - No. 40 712 1978

IMPRIMÉ EN FRANCE

PRIX F 25,00 £ 3.00 \$ 6.25
(97 78 06 2) ISBN 92-64-21827-0