Raffinage et Environnement

Jean-Pierre Favennec, Valérie Prevot

▶ **To cite this version:**

Jean-Pierre Favennec, Valérie Prevot. Raffinage et Environnement : Cahiers du CESEG, n° 3. 1991. hal-02432585

HAL Id: hal-02432585
https://ifp.hal.science/hal-02432585

Preprint submitted on 8 Jan 2020

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.

Raffinage et Environnement

Jean Pierre FAVENNEC
Valérie PREVOT

Janvier 1991

Cahiers du CESEG - document n^0 3

La collection "Cahiers du CESEG" est un recueil des travaux réalisés au Centre d'Economie et Gestion de l'ENSPM, Institut Français du Pétrole. Elle a été mise en place pour permettre la diffusion de ces travaux, parfois sous une forme encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'IFP ou de l'ENSPM.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :
Saïd NACHET (*Responsable de la publication*) **Tél. (1) 47 52 64 08**

"Cahiers du CESEG" is a collection of researchs realized within the Center

Les années 80 auront été pour les raffineurs Européens les "années de la conversion". Les années 90 seront les années de l'environnement, aussi bien en Europe qu'aux Etats-Unis.

En Europe, il faudra en particulier :

- accroître la production d'essence sans plomb qui représentera plus de 50 % de la demande en 1995 et près de 100 % en 2000.
- fabriquer des gazoles routiers de meilleure qualité (plus faible teneur en soufre, teneur en aromatiques réduite).
- réduire la production de fuel oil lourd tout en diminuant la teneur en soufre.

Aux Etats-Unis la situation est différente car les contraintes nouvelles pèseront essentiellement sur les carburants et en particulier les essences.

Les investissements nécessaires sont considérables.

Summary

For European refiners, the 1980's proved to be the "conversion years". The 1990's will be the environment years both in Europe and in the United States.

In Europe, the following objectives will have to be met :

- increase unleaded gasoline market share up to more than 50 % in 1995 and about 100 %

Les années 80 ont été marquées, en Europe Occidentale, par une baisse de la consommation des produits pétroliers de 1980 à 1985 avant une légère reprise depuis 1986. De 1980 à 1989 dans la CEE :

- la consommation de fuel lourd a diminué de près de 50 % (170 millions de tonnes en 1980 contre 95 en 1988) du fait de la pénétration du gaz et du charbon dans l'industrie et du nucléaire pour la production d'électricité.
- la consommation d'essences auto a cru de 90 à 100 millions de tonnes.
- la consommation de carburéacteur est passée de 20 à 25 millions de tonnes.
- la demande de gazole est restée stable mais la consommation de gazole routier a fortement cru alors que la consommation de gazole de chauffage régressait.

La structure de la demande s'est notablement modifiée : les fuels lourds qui représentaient encore plus de 30 % de la demande totale de produits pétroliers dans la CEE, n'en constituent plus que 20 %. Pour faire face à cette situation les sociétés pétrolières ont dû procéder à une réduction drastique des capacités de distillation qui sont passées de 1000 à moins de 700 millions de tonnes par an et à une augmentation des capacités de conversion qui représentent actuellement 24 % des capacités de distillation contre 12 % en 1980.

Malgré - ou à cause de - ces restructurations la situation financière du raffinage en Europe et en particulier en France est restée précaire : lourdes pertes financières pendant plusieurs années, redressement timide des marges au cours des 18 derniers mois.

: fuels, mais aussi gaz naturel, charbon, lignite, etc...

- du dioxyde de soufre (SO2), dont les quantités émises sont proportionnelles aux quantités de soufre présentes dans le produit. Le gazole et surtout le fuel lourd sont les produits pétroliers les plus polluants de ce point de vue. Il faut noter que le gaz naturel utilisé par le consommateur final est généralement dépourvu de soufre alors que le charbon et surtout le lignite sont responsables d'une part importante des émissions de SO2.

- des hydrocarbures dont les émissions résultent soit d'évaporations pendant la production ou le transport, soit d'une combustion imparfaite en particulier dans les moteurs (et surtout dans les moteurs à allumage commandé).

- des particules émises par les moteurs diesel et qui résultent en particulier d'une mauvaise combustion des hydrocarbures lourds (HAP [1]).

- des poussières émises par les fuels dans les installations industrielles (les combustibles minéraux solides émettent également des volumes de poussières importants lors de leur combustion).

1.2 Les effets des polluants

Le gaz carbonique est le principal agent de l'effet de serre. Il faut cependant souligner que les émissions de méthane jouent également un rôle important dans ce phénomène.

Les oxydes de soufre et d'azote sont responsables des "pluies acides" qui sont supposées être à l'origine de la destruction des forêts, en particulier en Europe Centrale. Une zone qui couvre l'Allemagne Orientale, la Tchécoslovaquie et la Pologne est particulièrement touchée par ce phénomène, conséquence de l'utilisation intensive de lignite très riche en soufre pour la production d'électricité dans ces pays.

Les hydrocarbures, en particulier oléfiniques, provoquent la formation de "smog" au-

	totale		Milliers		Milliers		Millions	
	Mt	%	de tonnes	%	de tonnes	%	de tonnes	%
Solides	235	20	7017	53	2133	20	881	32
Pétrole	517	45	6194	47	7802	74	1365	49
Gaz	213	19	77	-	682	6	521	19
Autres	183	16	-	-	-	-	-	-
Total	1148	100	13288	100	10617	100	2767	100

Les émissions de CO2 sont 20 fois plus importantes que les émissions de NOx ou de SO2. La part prépondérante du pétrole dans ces émissions ne fait que refléter la part dominante des produits pétroliers dans la consommation d'énergie.

Tableau 2
Europe des 12
Emissions de SO2, NOx et CO2 par secteur en 1990 [3]

	Consommation totale		Emissions SO2 Milliers		Emissions NOx Milliers		Emissions CO2 Millions	
	Mt	%	de tonnes	%	de tonnes	%	de tonnes	%
Electricité	290	30	8301	63	2513	24	872	32
Secteur Energie	40	4	714	5	214	2	84	3
Industrie	170	18	2473	19	772	7	528	19
Transport	230	24	669	5	6580	62	672	24
Résidentiel Tertiaire	235	24	1131	8	539	5	611	22
TOTAL	965	100	13288	100	10617	100	2767	100

Normes d'émissions des véhicules automobiles à essence

Directive CEE 88/76

Cylindrée	Emissions maxi CO	HC+NOx	HC	Dates d'application
Sup 2000 cc	25	6	3.5	Nouveaux modèles 10/88 Véhicules neufs 10/89
1400-2000 cc	30	8	-	Nouveaux modèles 10/91 Véhicules neufs 10/93
Moins de 1400 cc Première étape	45	15	6.0	Nouveaux modèles 10/90 Véhicules neufs 10/91
Moins de 1400 cc Deuxième étape	19	5	6.0	Nouveaux modèles 10/92 Véhicules neufs 10/93

Tableau 4
Normes d'émissions des véhicules diesel
(en grammes par cycle ECE)
Directive CEE 88/76

Cylindrée	Emissions maxi CO	HC+NOx	HC	Dates d'application
Sup 2000 cc	30	8	-	Nouveaux modèles 10/88 Véhicules neufs 10/89
1400-2000 cc	30	8	-	Nouveaux modèles 10/91 Véhicules neufs 10/93
Moins de 1400 cc Première étape	45	15	6	Nouveaux modèles 10/90 Véhicules neufs 10/91
Moins de 1400 cc Deuxième étape	19	5	6	Nouveaux modèles 10/92 Véhicules neufs 10/93

Projet de directive européenne pour la limitation des émissions des véhicules [5]

	Norme CEE actuelle	Norme US actuelle	Norme proposée par la CEE
CO	6.17	2.1	2.72
HC+NOx	2.46	0.9	0.97
Particules	0.27	0.2	0.19

Les émissions de CO et d'hydrocarbures imbrûlés d'un moteur à essence sont très supérieures à celle d'un moteur diesel.

Tableau 6
Emissions comparées de polluants par un même modèle de véhicule en version diesel et essence - En grammes par cycle ECE [6]

Polluants (g/cycle)	Essence	Diesel
CO	33.0	4.0
HC	14.2	3.2
NOx	9.0	3.6

Pour faire face aux normes imposées par la CEE, les véhicules à essence doivent être équipés de pots catalytiques. Les pots catalytiques d'oxydation transforment le monoxyde de carbone en CO2 et les hydrocarbures imbrûlés en CO2 et vapeur d'eau. Les pots catalytiques "trois voies" permettent en outre la réduction des oxydes d'azote en azote. Les pots "trois voies" sont couplés à une sonde qui règle la richesse du mélange air/carburant. Les pots trois voies deviendront indispensables sur tous les véhicules à allumage commandé avec des normes plus sévères. Ils rendront nécessaire les systèmes d'alimentation du moteur par injection.

Ces dispositifs permettent de réduire de 90 % environ les émissions de CO et d'hydrocarbures imbrûlés et d'un pourcentage un peu inférieur les émissions de NOx sur les véhicules à essence.

	Demande totale 89 Millions T	Part sans plomb %	dont RON 92 %	dont RON 95 %	dont RON 98 %
CEE :					
Belgique	2.9	22.5	0.5	19.0	3.0
Danemark	1.5	51.0	8.0	30.0	13.0
R.F.A.	26.0	65.0	34.0	23.0	8.0
Grèce	2.3	0.5	0.	0.5	0.0
Espagne	7.9	0.4	0.	0.4	0.0
France	18.5	10.5	0.0	1.5	9.0
Irlande	0.9	12.6	0.0	12.0	0.6
Italie	12.9	3.0	0.0	3.0	0.0
Luxembourg	0.4	21.0			
Pays-bas	3.4	42.5	0.0	34.0	8.5
Portugal	1.3	0.3	0.0	0.3	0.0
Royaume-Uni	23.9	29.0	0.0	27.0	2.0
Hors CEE :					
Finlande	1.9	50.0	0.0	50.0	0.0
Norvège	1.8	29.5	0.0	28.0	1.5
Suède	4.4	46.2	0.0	46.0	0.2
Suisse	3.5	45.0	0.0	45.0	0.0
Etats Unis	375	90.0	60.0	6.0	24.0
Japon	32	100.0	86.0	0.0	14.0

Largement présente en Europe du Nord, l'essence sans plomb connaît depuis ces derniers mois un développement rapide en Belgique, au Royaume-Uni et en France. A la mi 1990 les essences carburant sans plomb atteignaient une part d'environ 30 % du marché total des ventes d'essence en Europe, avec des taux de pénétration supérieurs à 45 % dans les pays scandinaves

soit par de nouveaux réglages des moteurs de manière à leur permettre de fonctionner avec des carburants à indice d'octane plus faible, soit par une modification de la composition des carburants de manière à en augmenter l'indice d'octane "clair".

Avant l'introduction des essences sans plomb, les différents carburants vendus en Europe pouvaient être classés en deux catégories : essence "Super" (Premium gasoline), d'indice d'octane recherche voisin de 97, et essence normale ou ordinaire d'indice d'octane recherche compris entre 90 et 92. La part de l'essence ordinaire devenait d'ailleurs très faible.

La teneur maximum en plomb des carburants a diminué avec le temps. Cette teneur maximum était de 0.4 gramme par litre en France jusqu'en 1989. Elle a été réduite à 0.25 g/l et passera en juin 1991 à 0.15 g/l (gramme par litre). Ce niveau est déjà le niveau maximum d'addition dans la plupart des autres pays de la CEE. Seuls la Grèce (en dehors de la région d'Athènes), l'Espagne, l'Italie et le Portugal tolèrent actuellement des niveaux supérieurs, mais comme en France la teneur maximum en plomb sera abaissée à 0.15 g/l en 1991 en Espagne et en Italie.

Le problème est que l'addition de plomb permet d'augmenter l'indice d'octane recherche "clair" (sans additif) du carburant. Le gain d'octane est de l'ordre de 3 points pour une addition de 0.15 g/l de plomb, de 5 à 6 points pour une addition de 0.4 g/l. En d'autres termes, pour faire du super d'indice d'octane 97, si l'addition de 0.15 g/l de plomb est autorisée, il suffit de disposer d'un carburant dont l'indice d'octane "clair" est de l'ordre de 94.

Compte tenu du coût élevé du point d'octane supplémentaire et après concertation entre les sociétés d'automobile et les raffineurs, la plupart des nouveaux véhicules seront équipés de moteurs pouvant se contenter d'un carburant dit Eurosuper, d'indice d'octane recherche de 95 (Cet octane correspond à un optimum économique lorsque l'on considère l'ensemble coût de fabrication de l'essence - qui augmente avec l'octane et coût de fonctionnement du véhicule - qui augmente lorsque l'octane diminue).

A l'horizon de l'année 1995, on estime qu'en France la demande d'essence sera pour plus de moitié une demande d'essence sans plomb, pour le reste une demande de super traditionnel (à 0.15 g/l). Le pourcentage d'essence sans plomb devrait être beaucoup plus élevé en Europe du Nord (de 70 à près de 100 % en Scandinavie et en Suisse par exemple), un peu plus faible en Europe du Sud. Pour l'ensemble de l'Europe, la part du sans plomb devrait dépasser 50 % en 1995 et 90 % en 2000. Une inconnue : les parts respectives d'Eurosuper et de Super 98 dans la demande d'essence sans plomb. L'Eurosuper sera théoriquement suffisant pour l'essentiel du parc automobile mais le Super 98 peut rester un outil de marketing privilégié pour les sociétés pétrolières.

Pour faire face à cette situation le raffineur va devoir accroître le nombre d'octane "clair" (sans additif) des produits qu'il fabrique. Entre 1990 et 1995, cet accroissement sera de 2 à 3 points selon le pourcentage effectif d'essence sans plomb à mettre sur le marché et selon la part du Super 98 dans la demande d'essence sans plomb.

2.3 L'essence sans plomb : comment la fabriquer

Pour accroître la teneur en octane de son pool essence, le raffineur dispose d'une palette variée de moyens :

- éliminer les composants à faible indice d'octane (en priorité les essences légères de distillation directe) du pool. C'est une solution simple, mais qui se traduit par une baisse de la production d'essences auto et une augmentation des disponibilités de naphta pour la pétrochimie. Le prix du naphta étant inférieur à celui de l'essence, il en résulte une perte de recette pour le raffineur.
- transformer les essences de distillation directe - indice d'octane recherche 60 à 70 - en composant à bon indice d'octane recherche (85-90) par isomérisation.

d'environ 5 points (passage d'une demande consistant surtout en super éthylé à 0.4 g/l - octane recherche moyen 92, octane moteur moyen 80, à une demande d'essence sans plomb et de super 0.15 g/l - octane recherche moyen 96, octane moteur moyen 85) sont de l'ordre de 5 milliards de francs. Ramenés à la tonne de produit, les coûts supplémentaires de fabrication (y compris coût du capital) sont de l'ordre de 20 $.

Au niveau européen, les investissements nécessaires au passage à l'essence sans plomb seront au total de l'ordre de 5 milliards de dollars. Une part importante de ces investissements a déjà été réalisée, en particulier en Europe du Nord.

D'une façon générale, les coûts supplémentaires de fabrication sont estimés à 3 - 6 $ par mètre cube d'essence et point d'octane (le coût du dernier point est très supérieur au premier).

automobiles, à contrôler les émissions de ...

- d'ici à l'an 2000 les centrales au charbon devront réduire leurs émissions de SO2 et de NOx de 10 à 2 millions de tonnes. Cette contrainte devrait coûter aux fabricants d'électricité plus de 7 milliards de dollars et accroître de 2 % la facture d'électricité.

- les usines qui rejettent actuellement 1.5 million de tonnes/an de produits toxiques devront réduire ces émissions de 75 % en 10 ans. Les vingt villes américaines qui souffrent du smog devront réduire ces émissions de 3 % par an.

- des voitures pouvant fonctionner avec les "carburants propres" devront être fabriquées à partir de 1995 pour être vendues dans les neuf villes américaines les plus affectées par la pollution : Los Angeles, Houston, New York, Milwaukee, Baltimore, Philadelphie, San Diego, Chicago et le Connecticut. Les nouveaux carburants (méthanol, éthanol, GPL - gaz de pétrole liquéfiés, GNC - gaz naturel comprimé, etc ...) devront être disponibles dans les stations vendant plus de 200 m3 de carburants par mois.

Dans les grandes villes est visé en particulier le "smog" qui sévit, surtout l'été, par suite de l'augmentation du nombre de véhicules et par conséquent de l'augmentation de la consommation de carburant. Le "smog" résulte de l'agglomération des fumées et des particules en suspension sous l'action de l'ozone ou de nitrate de peroxyacétyle qui se produirait par action photochimique de l'air sur les hydrocarbures imbrûlés.

Des carburants non pétroliers seront vraisemblablement utilisés : des programmes de tests de carburants à base de méthanol, d'éthanol, de GPL ... sont en cours pour en évaluer les effets polluants. Des programmes de recherche sur l'utilisation de l'hydrogène ou de l'électricité vont également se développer. Mais, au moins jusqu'à la fin du siècle, les carburants pétroliers continueront à assurer l'essentiel des besoins. Cependant les essences devront être "reformulées" pour faire face aux nouvelles contraintes.

La demande d'essences auto atteint aux Etats-Unis 315 millions de tonnes par an - 7.5

compositions possibles des essences reformulées
(en pourcentages)

	Etats-Unis 1989	Europe 1990	Essence Reformulée 20 % aro.	Essence Reformulée 10 % aro.
Butane	7.0	8.0	4.0	2.0
Essence légère	3.3	3.0		
Isomérat	5.0	11.0	12.0	12.0
Essence de FCC	35.5	30.0	28.0	14.0
Essence d'hydrocraquage	2.0	2.0	3.5	16.0
Essence de coker	0.6	2.0		
Alkylat	11.2	6.0	16.5	28.0
Réformat	34.0	35.0	25.0	12.0
MTBE	1.4	3.0	11.0	11.0
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0

Les changements principaux sont les suivants :

- réduction de la teneur en butane : le butane, le plus volatil des constituants potentiels des essences, contribue aux émissions d'hydrocarbures (par évaporation dans les stockages et les réservoirs des véhicules ainsi que lors des chargements/déchargements de l'essence et lors du remplissage des réservoirs). Il est probable que la teneur maximum en butane des carburants sera réduite et que les réservoirs des véhicules devront être équipés de cartouches remplies de charbon actif, capable de "piéger" les émissions d'hydrocarbures.

- réduction de la teneur en oléfines : la teneur maximum actuelle des essences aux Etats-Unis est de 20 %. Une réduction de cette teneur aurait des conséquences très sérieuses sur le raffinage car elle limiterait les quantités d'essences de FCC que le raffineur peut introduire dans le pool. Or, le développement progressif des unités de craquage de résidu

- réduction des teneurs en benzène. La teneur maximum est actuellement de 5 % volume dans la plupart des pays et pourrait être réduite à 3 voire à 1 %. Le benzène est surtout présent dans le réformat mais pourrait en être éliminé pour l'essentiel en augmentant le point initial de coupe des charges de reforming de manière à en éliminer les "précurseurs" du benzène. Ceci se traduirait par une légère perte de rendement en réformat, donc par une production d'essence diminuée.

3.3 L'essence reformulée : les moyens

La principale difficulté dans la fabrication de l'essence reformulée résidera dans la réduction de la teneur en aromatiques et éventuellement en oléfines des essences et dans la nécessité de les remplacer par des hydrocarbures saturés.

Les raffineries devront s'équiper en unités produisant des bases carburant à haut indice d'octane, mais pauvres en oléfines et aromatiques. Les unités d'alkylation et d'isomérisation répondent à ces critères. Mais il faudra également avoir recours aux composés oxygénés.

L'utilisation de composés oxygénés dans les essences est déjà largement répandue aux Etats-Unis et en Europe. Les éthers, et en particulier le MTBE, se sont révélés les produits les plus attrayants : indice d'octane élevé (plus de 115 IOR), tension de vapeur inférieure à celle du carburant, absence de problèmes de fonctionnement des moteurs (contrairement au méthanol par exemple qui exige un cosolvant). Les teneurs moyennes des essences en MTBE sont de 1 à 1.5 % poids. Aux Etats-Unis, la consommation de MTBE pour la fabrication des essences est de l'ordre de 5 millions de tonnes par an, alors qu'elle est de l'ordre de 2 millions par an en Europe. Pour cette dernière zone, la teneur en oxygène des carburants est limitée à 2 % poids ce qui correspond à une teneur maximum en MTBE de 10 % (1 kg de MTBE contient environ 180 grammes d'oxygène). Aux Etats-Unis une teneur minimum en éthers ou alcools, correspondant à 2 ou 2.5 % d'oxygène, est obligatoire dans certaines agglomérations pour réduire les émissions de CO.

de dollars, dans l'hypothèse d'un abaissement des teneurs maximum en aromatiques à environ 20 %.

Les émissions de CO, NOx et HC imbrulés des moteurs diesel font l'objet de normes similaires à celles des émissions des moteurs à essence. Mais dans des conditions comparables, les émissions de CO et d'hydrocarbures imbrûlés d'un moteur diesel sont très inférieures à celles d'un moteur à allumage commandé. Les normes actuelles de la CEE ne rendent pas nécessaires des dispositifs spéciaux pour l'élimination de ces polluants. Seules les émissions de NOx peuvent poser un problème dans certains cas.

Les émissions de particules font également l'objet de normes. Actuellement, la limite d'émission est de 1.1 gramme par essai. Cette norme est applicable depuis octobre 1989 pour les nouveaux modèles et à partir d'octobre 1990 pour toutes les voitures neuves. Elle est selon toute vraisemblance appelée à être sévérisée (0.8 g par essai).

4.1 La baisse de la teneur en soufre

Le problème le plus immédiat - et le plus discuté - est celui de la réduction de la teneur en soufre des gazoles moteur. Actuellement fixée à un maximum compris entre 0.2 et 0.3 % selon les pays, cette teneur pourrait être fortement réduite dans les années à venir. En Californie et dans certains pays du nord de l'Europe une teneur maximum de 0.05 % est envisagée. Dans les autres pays, un objectif compris entre 0.2 et 0.1 % semble plus raisonnable.

Cependant des normes d'émissions de CO, de NOx et d'hydrocarbures imbrûlés plus sévères que celles actuellement en vigueur pourraient rendre nécessaire l'installation de pots catalytiques sur les véhicules diesel. Le soufre étant un contaminant du catalyseur, il faudrait diminuer à 0.05 % ou moins la teneur en soufre des gazoles. Les pots catalytiques envisagés sont des pots catalytiques d'oxydation. Ils n'agissent donc pas sur la teneur en oxydes d'azote des gaz d'échappement. La teneur en oxydes d'azote peut être contrôlée en maintenant une composition du mélange air/carburant proche de le stoechiomètrie et en recyclant une partie des gaz d'échappement à l'admission (système EGR - Exhaust gas recycle).

désulfuration fonctionnant dans des conditions de pression plus sévères deviennent nécessaires et les coûts augmentent sensiblement. En effet, la consommation d'hydrogène pur à l'HDS, qui se situe entre 0.2 et 0.6 % selon la charge et le taux de désulfuration pratiqué représente une part importante de l'hydrogène produit au réformage catalytique. Si parallèlement à la réduction de la teneur en soufre du gazole la teneur en aromatiques des essences doit être diminuée, il faudra réduire la sévérité des unités de reformage catalytique, ce qui entraînera une diminution de la production d'hydrogène. Le bilan hydrogène de la raffinerie serait alors fortement en déséquilibre.

Il faut également noter que la diminution de la teneur en aromatiques des gazoles nécessiterait des unités d'hydrotraitement fonctionnant à haute pression, consommant également des quantités importantes d'hydrogène.

L'hydrocraquage : l'amélioration de la qualité des gazoles moteur intervient à un moment où, si la demande totale de gazole en Europe n'augmente que de manière limitée, la demande de gazole moteur augmente nettement alors que la demande de gazole de chauffage (Fuel domestique ou "heating oil") diminue. Or les gazoles sont fabriqués à partir de gas oils de distillation directe (généralement de bonne qualité) et de gas oils de craquage ("LCO") riches en soufre et en aromatiques, d'indice de cétane très faible. La proportion des gazoles de craquage a augmenté dans les années 80 avec les constructions massives de FCC. En outre l'augmentation de la sévérité des FCC pour produire davantage d'essences, à indice d'octane plus élevé, se traduit par une détérioration de la qualité des gas oils.

La seule unité capable de produire des quantités supplémentaires de gazole de très bonne qualité dans une raffinerie est l'hydrocraquage. D'une façon générale, les produits obtenus sont riches en composés saturés paraffiniques et naphténiques et contiennent très peu d'impuretés. Ce procédé présente l'avantage de fournir à la fois un gazole peu soufré et pauvre en aromatiques.

Néanmoins, le procédé est consommateur d'hydrogène (2 à 3 % en masse de la charge)

15 millions de tonnes par an au milieu des années 70 est tombée à moins d'un million à la fin des années 80, le nucléaire couvrant 70 % des besoins français en électricité.

Tableau 9
Evolution de la consommation de fuel oil en Europe - CEE 12
Millions de tonnes

Secteur	1980	1988
Centrales électriques	75.0	34.0
Industrie	67.0	27.0
Résidentiel et tertiaire	13.0	8.0
Soutes	23.0	25.0
TOTAL	178.0	94.0

Les prévisions de la demande de fuel oil lourd pour l'Europe indiquent toutes une poursuite de la diminution de cette demande, de l'ordre de 15 à 20 % d'ici l'an 2000. La diminution devrait être plus forte dans le secteur industriel et surtout dans le secteur électrique : la consommation de fuel pour la production d'électricité est particulièrement importante en Italie où elle se montait en 1988 à 20 millions de tonnes, soit 60 % de la consommation totale de fuel pour la production d'électricité dans la CEE. La mise en vigueur des normes limitant les émissions de soufre et la concurrence du gaz pourraient diminuer fortement les consommations de fuel de ce secteur.

La diminution de la consommation du secteur industriel et du secteur électrique ne sera que partiellement compensée par l'augmentation de la demande de soutes.

5.2 Fuels lourds et environnement

HTS peut être interdite soit de manière permanente, soit de manière sporadique (conditions atmosphériques particulières provoquant une alerte à la pollution).

Cependant, une approche plus globale visant à limiter le volume global des émissions de SO2 semble prévaloir. Les nouvelles normes européennes spécifient que les installations thermiques d'une puissance inférieure à 300 MW ne doivent pas émettre plus de 1700 mg de SO2 par mètre cube de rejets gazeux. Ceci correspond à l'utilisation d'un fuel à 1 % de soufre maxi. Pour les installations d'une puissance supérieure à 500 MW, les émissions sont limitées à 400 mg/Nm3 : il faudrait dans ce cas utiliser un fuel à 0.2 % de soufre, qualité très difficile à atteindre.

Pour faire face à ces contraintes, les utilisateurs de fuel ont deux possibilités :

- désulfurer les fumées : les coûts seraient au minimum de l'ordre de 30 $ par tonne de fuel traité (pour des procédés non régénératifs) mais atteindraient 75 $/tonne pour un procédé régénératif. Ces chiffres ne sont que des ordres de grandeur.
- utiliser un fuel à basse teneur en soufre. Ce point sera examiné plus loin.

Emissions de NOx. Ces émissions sont peu dépendantes de la teneur en azote du fuel mais très dépendantes des conditions de combustion. Les valeurs limites fixées par la CCE seraient compatibles avec les procédés de modification de la combustion, en particulier les "brûleurs bas-NOx". La combustion en lit fluidisé permet de respecter les valeurs limites en raison des faibles températures de combustion qu'il est possible de maintenir. Cependant les fabricants de ces brûleurs reconnaissent ne pas pouvoir respecter les valeurs limites avec un fuel dont la teneur en azote combiné serait supérieure à 0,4 %. Le recours aux procédés de traitement dénitrifiant des fumées serait alors nécessaire, mais ces procédés sont beaucoup plus coûteux (80 $ par tonne de fuel traitée ou davantage). [10]

5.3 Réduction de la production de fuel - Désulfuration des fuels

et en particulier de fuel HTS, réduite, les raffineries, à structure inchangée, produiraient des excédents croissants de fuel HTS. Pour réduire ces excédents il faudrait :

- soit réduire les quantités de brut traitées, mais ceci aurait pour conséquence un accroissement considérable des importations de produits légers, en particulier gazole et naphta,
- soit transformer une partie du fuel en produits légers et désulfurer le fuel restant.

Il existe plusieurs types d'unités permettant de transformer ("convertir") tout ou partie du fuel en produits plus légers.

- les procédés thermiques : cokéfaction et en particulier "Flexicoking", procédé Exxon où le coke est transformé en gaz a faible valeur calorifique.
- les procédés catalytiques sans apport d'hydrogène : RCC (Reduced Crude Cracker) de UOP, R2R développé par TOTAL-CFP et l'IFP. Ces unités similaires dans leur principe au FCC (Fluid Catalytic Cracking - Craquage Catalytique) permettent de traiter des charges plus lourdes que le distillat sous vide traditionnel.
- les procédés catalytiques avec apport d'hydrogène. Ces procédés "d'hydroconversion" peuvent traiter des charges très lourdes (jusqu'au résidu sous vide). Ils comportent en général deux étapes : une étape de désulfuration et une étape de conversion (craquage des molécules lourdes et conversion partielle des composants fuel en gazole, kérosène ou naphta de bonne qualité).

Seules les unités d'hydroconversion permettent de désulfurer directement les fuels. Les unités de craquage thermique ou catalytique (sans apport d'hydrogène) fournissent en particulier des distillats (gazoles) dont la teneur en soufre est voisine de celle de la charge, donc très supérieure à 1 % pour des bruts type Moyen-Orient. En outre ces distillats sont également riches en oléfines donc de faible indice de cétane.

		de résidu	et craquage catalytique de résidu
PRODUCTION			
Essences	1.65	1.65	1.89
Distillats	1.66	2.24	2.52
Fuel	1.44	0.66	-

Ces unités sont cependant coûteuses, tant en terme d'investissement qu'en terme de coûts opératoires. Pour une raffinerie capable de traiter 6 millions de tonnes de brut par an, la capacité d'une unité de conversion profonde peut atteindre 2 Mt/an et l'investissement est au minimum de 4 à 500 millions de dollars. La rentabilité de telles unités dépend surtout du différentiel de prix entre le fuel lourd HTS et le gazole, qui doit être supérieur à 100 $/tonne pour justifier une telle construction. Ce différentiel était inférieur à 80 $ avant la crise du Golfe (août 1990). Après avoir atteint 200 $ par tonne en octobre/novembre 1990, ce différentiel s'est réduit. On estime généralement que la justification économique de telles unités passe par un prix du baril supérieur à 25 $.

Les besoins en conversion profonde dépendront de l'ampleur de la diminution de la demande de fuel et de l'évolution des normes restreignant les émissions de SO2. Dans la CEE, une réduction de 10 MT/an des débouchés (-10 %) - hypothèse probable à 5 ou 10 ans - nécessiterait la construction d'unités de conversion profonde dans une dizaine de raffineries, pour un coût de plusieurs milliards de dollars.

ment fabriquer des gazoles de meilleure qualité : les investissements pour y parvenir pourraient dépasser 2 milliards de dollars. Enfin pour réduire la production de fuel tout en réduisant sa teneur en soufre, la construction de nouvelles unités de conversion profonde serait nécessaire. Si le contexte économique est favorable, prix du brut supérieur à 25 $ par baril, générant un différentiel de prix gazole-fuel de plus de 100 $/t, les investissements pourraient se situer entre 5 et 10 milliards de dollars.

Les investissements à effectuer pour faire face aux problèmes d'environnement seront donc supérieurs à 10 milliards de dollars et ils devront être réalisés dans les prochaines années. A ces investissements doivent être ajoutés ceux nécessaires pour l'automatisation des raffineries et le maintien ou l'amélioration des unités existantes (économies d'énergie, meilleurs rendements). Ceci est à comparer à la moyenne des investissements réalisés au cours des dernières années en Europe, soit 2 à 3 milliards de dollars par an. Enfin on se rappellera les chiffres avancés par SHELL pour le remodelage et l'adaptation d'une raffinerie type aux nouvelles contraintes de débouchés, de qualité des produits et de protection de l'environnement : environ 3 milliards de francs pour une raffinerie de 6 Mt/an. Or il existe environ 100 raffineries en Europe ...

Le coût de la "sévérisation" des normes, par tonne de produit fabriqué, tel que présenté par Mr J.P. Quème lors de la conférence AFTP du 14 mars 1990 (Environnement et produits pétroliers : le souhaitable et le possible) est le suivant :

Tableau 10
Coût de la "sévérisation" des normes. Situation française

	Prix 1989 en $/t	Coût de la "sévérisation" en $/t	% du prix 89
Essence	208	21	10 %
Gazole	105	6	4 %
Fuel oil	88	68	78 %