

L'industrie pétrolière en 2004



édition

2005

1 L'évolution des prix du pétrole brut

2 L'exploration et la production pétrolières dans le monde

3 L'exploration et la production pétrolières en France

4 L'industrie parapétrolière et pétrolière

5 Les approvisionnements pétroliers

6 Le raffinage

7 L'évolution de la qualité des produits et les carburants de substitution

8 Les transports intérieurs de produits pétroliers

9 Le stockage des produits pétroliers

10 La consommation de produits pétroliers

11 La fiscalité des produits pétroliers

12 Le prix des produits pétroliers

13 La distribution des produits pétroliers

Chronique du marché pétrolier en 2004

Avec une moyenne en 2004 de 38,04 \$/b pour le Brent IPE, les cours du brut bondissent de près de 34 % par rapport à ceux de 2003 (28,46 \$/b). Mais grâce au renchérissement de 10 % de l'euro face au dollar, l'augmentation exprimée en euros est plus faible ; le cours moyen du Brent IPE progresse ainsi de 21 %, passant de 25,23 €/b en 2003 à 30,60 €/b en 2004.

Le Brent débute l'année 2004 à moins de 30 \$/b. Puis, par vagues successives, les cours s'enflamment. Les stocks de pétrole brut aux Etats-Unis, commencent l'année à 269 Mb. Ce niveau, très proche du « niveau opérationnel minimum », est le plus faible observé sur les

pression à la hausse. La décision de l'OPEP de réduire encore de 1 Mb/j ses quotas dès le 1^{er} avril, associée à des stocks d'essence américains faibles à l'approche du pic de consommation (« driving season »), va encore tendre l'équilibre offre-demande. Les attentats en Irak et en Arabie Saoudite attisent, en mai, les craintes de perturbation de l'approvisionnement du marché mondial du pétrole. Les plafonds respectifs des 42 \$/b et 39 \$/b sont alors franchis pour le WTI et pour le Brent. Les ministres de l'OPEP décident de relever les quotas de 2 Mb/j à partir du 1^{er} juillet pour les porter à 25,5 Mb/j.

Evolution du cours du Brent IPE en 2004



5 dernières années. La vague de froid qui sévit début 2004 aux Etats-Unis entraîne ces stocks vers des minima jamais observés depuis 28 ans. L'annonce surprise en février, par l'OPEP, d'une baisse de 1 Mb/j dès le 1^{er} mars de son quota assortie d'une volonté de réduction de la surproduction contribue à renforcer les anticipations haussières des fonds d'investissements.

La situation en Irak qui s'améliore très lentement, celle au Venezuela qui se dégrade à l'approche du référendum révocatoire, les attentats de Madrid... continuent à exercer une

Le transfert de souveraineté en Irak, en juillet, ne s'accompagne finalement d'aucune amélioration de la sécurité locale et la production irakienne plafonne à 2 Mb/j en moyenne sur l'année, bien en deçà des espérances du gouvernement provisoire. Les grèves en Norvège, les troubles ethniques au Nigeria et l'affaire Yukos prennent ensuite le devant de l'actualité. Face à la forte croissance de la demande, l'OPEP met en oeuvre une augmentation supplémentaire de son quota de 0,5 Mb/j à partir du 1^{er} août. Mais les prix continuent leur ascension, vus les risques pesant sur plusieurs régions ou entreprises

productrices alors que la demande mondiale ne cesse d'augmenter et que les membres de l'OPEP ne disposent plus que de très peu de capacités inutilisées.

En août, la victoire du président Chavez au Venezuela calme momentanément les cours. Mais en septembre avec les différentes révisions à la hausse de la demande mondiale et les terribles ouragans *Frances* et *Ivan* dans le Golfe du Mexique, le marché découvre que le système pétrolier fonctionne sans aucune flexibilité : les capacités de productions inutilisées réellement disponibles (et qui peuvent être mises en ligne en moins de 30 jours) sont inférieures à 0,2Mb/j, les capacités de transport et de raffinage sont aussi utilisées à leur maximum. Le système pétrolier ne dispose plus de flexibilité suffisante pour faire face à un aléa tel que l'interruption durable des exportations d'un producteur majeur. Cela génère alors une forte volatilité car les traders réagissent à toutes rumeurs / informations. Cette volatilité est aussi entretenue par certains fonds spéculatifs et certains « day traders » qui peuvent ainsi profiter de ces fortes variations (plus de 2 \$/b certains jours).

Depuis 2002, l'OPEP sait que le management efficace des marchés pétroliers nécessite de sa part des réunions régulières pour affiner et communiquer sa position. En 2004, elle convoque ainsi 5 réunions dont 3 extraordinaires et s'engage dès septembre à produire au maximum pour essayer de freiner la montée vertigineuse des prix. En octobre, l'OPEP produit 29,8 Mb/j, un chiffre record tandis qu'à Londres, le Brent franchit la barre des 50 \$/b, une première historique... Le record de clôture est de 51,56 \$/b pour le Brent le 26 octobre et le record en séance est de 51,94 \$/b le 27 octobre. En moyenne, l'OPEP pompe 28,7 Mb/j de brut en 2004, soit une hausse de 1,9 Mb/j par rapport à 2003 et la plus forte production depuis 1979.

Au-delà des 50 \$/b, les experts commencent à s'inquiéter et certains prédisent que la demande pourrait être affectée (la hausse des prix entraînant un ralentissement de la croissance économique). Les cours baissent ensuite en novembre et décembre aux alentours des 40 \$/b aidés par un début d'hiver relativement doux dans l'hémisphère Nord et

par des nouvelles mises en production en Arabie Saoudite. Mais les statistiques de la consommation pétrolière, connues avec 2 mois de retard, prouvent, début 2005, que la demande continue à progresser même lorsque le brut flambe. Le mois de novembre 2004 est même celui pendant lequel l'augmentation de la demande est la plus forte alors qu'en moyenne le Brent cote 44,57 \$/b ; ainsi, comparé à novembre 2003, la hausse de la demande pétrolière dans la zone OCDE est de 4,5 % (soit 1,1 Mb/j) et de 16 % en Chine (soit aussi 1,1 Mb/j). Le lien économique entre l'augmentation des prix et la baisse de la demande semble rompu, ce qui complique les prévisions pour 2005. Ainsi certains analystes estiment que ce lien se matérialisera avec un effet retard et prévoient donc une hausse de la demande bien plus faible en 2005. D'autres estiment que l'effet prix devient mineur dès que le pouvoir d'achat des consommateurs est suffisant et projettent une augmentation toujours substantielle de la demande pour 2005. Ces analyses divergentes donnent au final des estimations de prix du baril opposées : pour les premiers les prix vont baisser tandis que pour les seconds les prix vont continuer à rester à des niveaux élevés.

Au fil des rapports mensuels de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), le monde découvre que les projections de la demande pétrolière pour 2004 sont très largement sous-estimées. Les premières estimations, en juillet 2003, prévoyaient une croissance pour 2004 de 1 Mb/j. En réalité, l'augmentation de la demande entre 2003 et 2004 sera de 2,7 Mb/j. La Chine est le moteur principal de cette hausse, avec une augmentation de la demande de brut de 0,9 Mb/j, suivie par les Etats-Unis (+ 0,5 Mb/j). Cette hausse de 3,4 % de la demande mondiale est la plus forte constatée depuis 1976. Enfin, du côté de l'offre, les prévisions se sont révélées trop optimistes : la première estimation prévoit une augmentation de l'offre non-OPEP de 1,3 Mb/j alors qu'en réalité elle n'est que de 1 Mb/j.

L'année 2005 commence avec des stocks industriels américains raisonnables, mais la réduction de 1 Mb/j, effective dès le 1^{er} janvier, de la production OPEP, la situation en Irak, les troubles au Nigeria, le devenir de Yuganskneftegaz, ex-filiale de Yukos acquise en fin décembre par la compagnie étatique

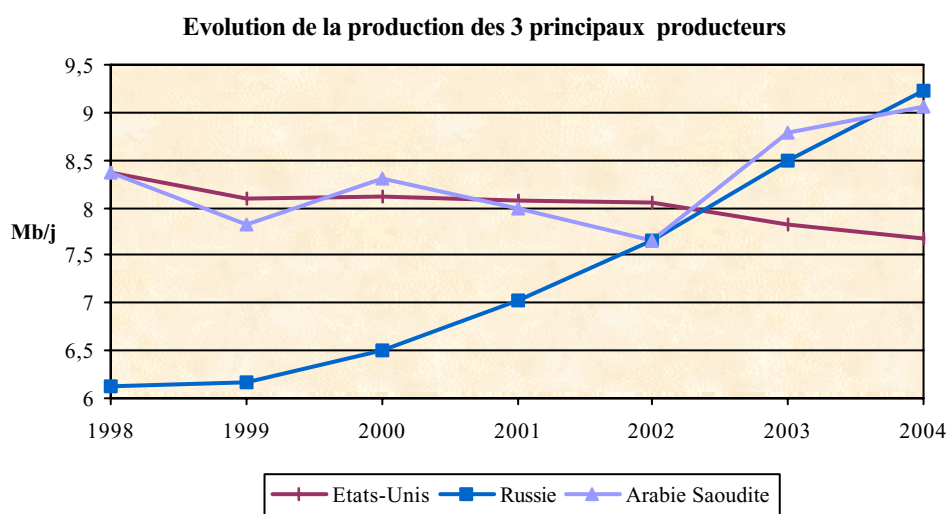
russe Rosneft, l'évolution de la consommation chinoise continueront à entraîner des tensions sur les cours. L'hypothèse, jadis couramment utilisée, d'un retour à long terme du prix du baril vers les 20 \$/b ne semble plus envisagée.

La Russie premier producteur mondial de brut

La Russie, avec 9,2 Mb/j de production retrouve, en 2004, son rang de premier producteur mondial devant l'Arabie Saoudite (9 Mb/j). La Russie avait occupé la première place jusqu'en 1991. La production russe avait

culminé à 11,4 Mb/j en 1987 avant de s'effondrer à partir de 1989 pour atteindre 6 Mb/j en 1996. Mais la progression record constatée en 2003 (+ 0,8 Mb/j soit + 10,8 %) n'a pas été réitérée en 2004 (+ 0,7 Mb/j soit + 8,7 %).

Outre la forte hausse de la production (+ 0,4 Mb/j) dans les pays de l'OPEP, les états ayant contribué à la hausse de la production mondiale en 2004 sont par ordre : la Russie et l'Irak (+ 0,7 Mb/j chacun), l'Arabie Saoudite (+ 0,3 Mb/j) et le Koweït, le Nigeria et le Venezuela (+ 0,2 Mb/j chacun).



■ *Thierry Bros*

Les marchés pétroliers ont besoin de plus de transparence

Le niveau des prix pétroliers résulte, principalement, des anticipations relatives aux fondamentaux de l'équilibre entre l'offre et la demande. Mais les prix sont aussi influencés par les informations sur les capacités de productions, les variations de stocks et les positions des différents acteurs sur les marchés à terme.

La définition des réserves pétrolières n'est pas la même dans tous les pays. Les capacités de productions maintenues en réserve par les pays de l'OPEP sont très difficiles à estimer... D'autant plus que ces pays ne fournissent pas toujours des statistiques fiables de leur propre production. Quant à la consommation, il est impossible de la connaître sans attendre, au mieux, un décalage de plusieurs mois. D'où des révisions régulières pour expliquer des « barils manquants » finalement retrouvés plusieurs mois après leur production effective ! L'initiative JODI (Joint Oil Data Initiative), soutenue par l'AIE, vise à inciter l'ensemble des acteurs à fournir des données fiables pour accroître la transparence globale des marchés.

Pour mieux cerner l'adéquation immédiate entre l'offre et la demande, les opérateurs se focalisent sur les variations de stocks. Car seul le recours aux stocks (ou aux variations de production de l'OPEP) peut permettre de répondre aux variations d'une demande qui peut être fortement affectée à court terme par des variations climatiques/saisonniers. En dépit du caractère très marginal en volume du recours aux stocks pour l'équilibre offre demande (moins de 2 %), celui-ci reste fondamental. Les informations relatives aux niveaux des stocks et aux variations de production jouent donc un rôle crucial dans la formation des prix pétroliers. Malgré leur portée géographique limitée, le monde pétrolier scrute, tous les mercredis, les statistiques du département américain de l'Énergie (DoE) car elles sont jugées fiables et permettent une analyse fine de 25 % du marché mondial. Pour peser davantage sur le marché pétrolier, la France souhaite que l'Union Européenne puisse envisager une publication bi-mensuelle des mêmes données, car pour le moment seuls 15 pays européens et la Norvège

fournissent des statistiques mensuelles qui ne sont pas suffisamment prises en compte par les traders. Les évolutions de prix du pétrole en Europe sont donc fonction des variations de stocks américains !

Enfin, les marchés à terme, dont la mission première est de permettre aux opérateurs de se prémunir du risque de variation des prix, sont devenus une référence dans la formation du prix du pétrole. Le Nymex (New York Mercantile Exchange), basé à New York et l'IPE (International Petroleum Exchange) basé à Londres sont les deux principaux marchés à terme. Les acteurs y sont classés en trois catégories : les « commerciaux », les « non-commerciaux » et les « non identifiés ». Les « non-commerciaux » assurent l'essentiel de l'activité spéculative. Leur présence est essentielle car ils prennent les risques que les autres acteurs ne peuvent ou ne veulent pas supporter. Les « non-commerciaux » choisissent de détenir une position ouverte en fonction de leurs anticipations, alors que les « commerciaux » détiennent une position ouverte inverse de leur position physique. Il est donc important de connaître la situation nette des « non-commerciaux » car elle évolue, en général, en même sens que les prix. Les spéculateurs sont souvent suspectés d'être à l'origine de l'envolée des cours. Les données diffusées sur les positions des différents acteurs sur le Nymex incitent à nuancer cette affirmation ; en effet ces données montrent un « pic » de l'activité des spéculateurs en mars ; à cette époque ils sont fortement acheteurs (un record de près de 80 000 lots de barils papier, soit l'équivalent de 80 Mb). Les spéculateurs se retirent ensuite peu à peu du marché et terminent même l'année 2004 en ayant autant de positions longues que courtes. Cette analyse n'est pas possible en Europe car l'IPE ne fournit aucune information sur ce sujet.

2 - L'exploration et la production pétrolières dans le monde

L'industrie pétrolière en 2004

En 2004, l'industrie pétrolière a répondu à une demande mondiale de produits pétroliers de 81,8 Mb/j et à une demande de gaz naturel de 2 680 milliards de m³ (Gm³), soit 44 millions de barils équivalent pétrole par jour (44 Mbep/j).

Nota : ces 81,8 millions de barils par jour de produits pétroliers liquides incluent 3,3 Mb/j de gains de raffinage, ce qui ramène les productions *stricto sensu* de l'amont, à 78,5 Mb/j, dont 68,5 Mb/j de pétrole brut et 10 Mb/j de liquides extraits des gaz naturels lors de leur traitement (butane, propane, etc.).

Il s'agit là des plus hauts niveaux jamais atteints. De plus, cette demande mondiale a connu au cours des deux dernières années, la plus forte hausse des 3 dernières décennies avec, pour 2004, un taux de croissance de 3,1 % par rapport à 2003, elle-même hausse de 2,1 % par rapport à 2002. Ainsi, au vu du chiffre de 1,6 % l'an retenu par l'Agence Internationale de l'Energie comme taux de croissance de référence dans le scénario qu'elle présente pour la période 2004-2030 dans sa dernière édition, on peut considérer l'événement comme un fait assez inattendu qui s'est imposé malgré le très haut niveau des prix du brut. Pour y faire face l'industrie a mobilisé la quasi-totalité des capacités de production installées dans le monde et ne disposerait plus que d'une marge de manœuvre limitée à 1 ou 2 Mb/j essentiellement située en Arabie Saoudite.

Ce nouveau contexte conduit à réévaluer la capacité qu'aurait l'industrie à pourvoir aux approvisionnements pétroliers mondiaux, à commencer par les possibilités qu'autorise le niveau actuel des réserves mondiales d'hydrocarbures.

L'objet du présent texte n'est pas de prévoir de manière précise la production pétrolière et gazière des prochaines années. Il s'agit plutôt d'évaluer, sur la base d'une modélisation simplifiée, l'effet de diverses hypothèses concernant par exemple le rythme de découverte de nouveaux gisements.

Nota : la définition des différents types de réserves et les méthodes de comptabilisation qui s'y rapportent, ont été présentées l'an dernier dans ce même rapport. Sauf précision, les réserves présentées ci-après s'entendent au sens de réserves prouvées.

Si l'on s'en tient au pétrole brut et à la période 2005-2030, en appliquant à la production actuelle un taux de croissance de 2 % l'an, la demande devrait atteindre 131 Mb/j à l'horizon 2030 et totaliser un cumul de 940 Gb pour les années 2005 à 2030. Compte tenu de réserves prouvées actuelles de 1080 Gb, les approvisionnements de la période 2005-2030 sembleraient *a priori* solidement assurés d'autant que de nouvelles réserves seront réalisées d'ici 2030.

Nota : le chiffre de 1080 Gb inclut 864 Gb de réserves actuellement développées et 216 Gb de réserves déjà inventoriées mais non encore développées. Ce chiffre inclut également les réserves de sables asphaltiques pour lesquelles des projets de mises en exploitation sont en cours, soit environ 20 Gb.

En fait, cette approche d'une grande simplicité, ne traduit en aucune façon la réalité dans la mesure où elle ne prend pas en considération les rigidités techniques qui s'imposent aux opérateurs (Cf. encart 1). Au nombre de ces rigidités qui s'imposent *de facto* aux opérateurs figure le déclin des productions des gisements actuellement en exploitation (dans cette présentation on retiendra le taux de 3 %, ordre de grandeur le plus généralement admis). Du fait de ce déclin, la production des gisements en cours d'exploitation sera ramenée de 78,5 Mb/j en 2004 à 76,1 Mb/j en 2005 tandis que la demande en hausse de 2 % passera de 78,5 Mb/j en 2004 à 80 Mb/j en 2005. Dès 2005 un déficit de 3,9 Mb/j apparaîtra donc entre la demande et la production. Ce déficit s'amplifiera avec le temps et atteindra finalement 96 Mb/j pour la seule année 2030, puisque à cette date les gisements actuellement exploités ne produiront plus que 35 Mb/j tandis que la demande s'élèvera à 131 Mb/j.

Pour combler ce déficit, les opérateurs devront installer chaque année de nouvelles capacités de production qui à leur tour déclineront dès leur mise en service. Ainsi dès 2005, les opérateurs devront installer une capacité de production de 3,9 Mb/j. Pour cela il leur faudra mobiliser et développer des réserves de 22 Gb qui seront produites sur plusieurs décennies suivant un échéancier assez rigide en raisons des contraintes techniques et économiques précitées.

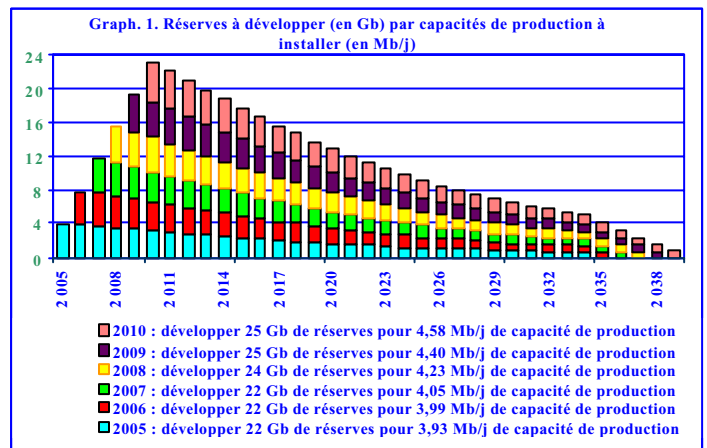
Chaque année, après 2005, il leur faudra renouveler l'opération ; ces nouvelles capacités de production iront en déclinant avec le temps comme l'illustre le graphique 1 ci-contre pour les capacités de production installées de 2005 à 2010. Pour installer les nouvelles capacités de production, les opérateurs solliciteront dans un premier temps les réserves découvertes avant le 1^{er} janvier 2005 mais non encore développées à cette date.

Encart 1. Rigidités techniques qui s'imposent aux opérateurs.

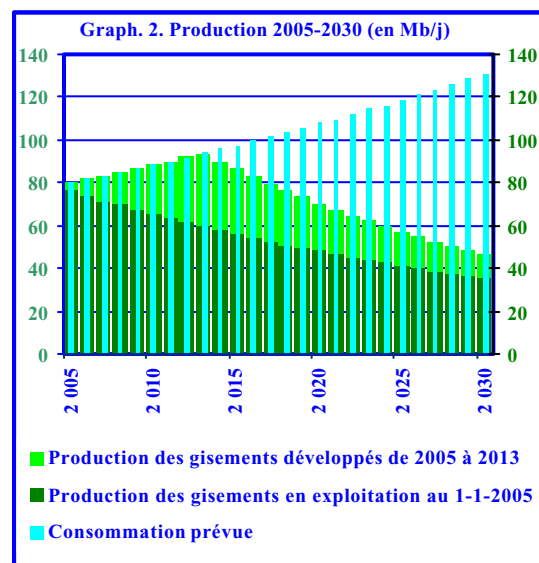
La production «en déplétion naturelle» résulte de la différence de pression au niveau du réservoir et en surface. Plus cette différence de pression est élevée plus la production unitaire des puits est grande. A mesure que les réserves sont produites, la pression des fluides au niveau du réservoir qui les contient diminue. Ceci se traduit par une baisse inexorable du rythme de production des puits. De plus, le gaz dissous dans le pétrole brut allège le poids de la colonne d'huile dans le tubing de production d'où un «effet ascenseur» (ou «gas lift») qui contribue à l'amélioration de la productivité des puits. Le phénomène est d'autant plus important que la quantité de gaz dissous est importante (cette quantité de gaz dissous ou «Gas Oil Ratio» est le rapport entre le volume de gaz dissous et la quantité de pétrole qui le contient). Lorsque la pression du réservoir décline au point de devenir inférieure au point de bulle (celle-ci est la pression à partir de laquelle apparaissent les premières bulles de gaz dissous), l'effet ascenseur décline fortement et il disparaît totalement lorsque la pression devient inférieure à la «pression critique de saturation» (qui est la pression sous laquelle le gaz migre indépendamment de l'huile dans le réservoir qui les contient). Lorsque le différentiel de pression entre réservoir et surface devient insuffisant pour permettre une venue naturelle des fluides jusqu'à la surface, il faut faire intervenir le pompage, procédé qui consiste à aspirer les fluides jusqu'à leur remonté en surface. Le déclin annuel de production est très variable d'un gisement à l'autre puisqu'il dépend des très nombreux paramètres qui différencient les gisements (pression au niveau du réservoir, caractéristique du brut, nature du réservoir, etc.).

De plus, pour un même gisement, ce déclin varie tout au long de sa vie d'exploitation. Le plus généralement il est imperceptible pendant les toutes premières années de l'exploitation ; on parle alors de «palier de production» ; ce dernier est en général de l'ordre de 2 à 3 ans mais peut exceptionnellement atteindre des décennies pour certains gisements géants exploités sur de très longues périodes. Après ce palier s'amorce un déclin qui peut atteindre 6 à 10 % pour les gisements de Mer du Nord, de Sibérie, etc., mais seulement 1 % pour l'ensemble des grands champs d'Arabie. A l'échelle mondiale et tous gisements confondus le déclin pondéré actuel est estimé à environ 3 % l'an.

Ces réserves déjà découvertes mais non encore développées sont de l'ordre de 216 Gb (Cf. page 5 : les grands projets en cours). Le calcul montre que pour satisfaire la demande les opérateurs devront exploiter l'intégralité de ces 216 Gb non encore développées d'ici à 2013. A cette date, ces gisements développés entre



2005 et 2013 assureraient leur production maximale de 35 Mb/j qui déclinerait ensuite jusqu'à leur tarissement. Ces 35 Mb/j, ajoutés au 59 Mb/j que produiront en 2013 les gisements actuellement en exploitation, couvriront exactement la demande 2013 de 94 Mb/j. Après 2013, si l'on ne faisait pas appel aux réserves découvertes entre 2005 et 2013, la production déclinerait donc inexorablement et son déficit par rapport à la demande irait en s'accroissant comme le montre le graphique ci-dessous.

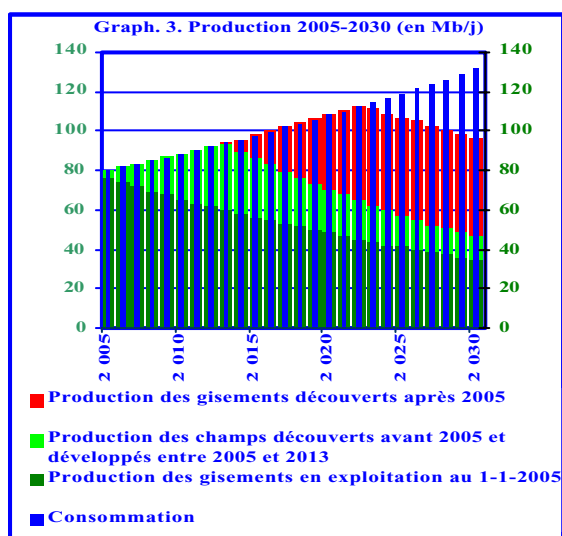


On voit donc que les réserves disponibles en 2005, c'est à dire 1080 Gb, bien que supérieures aux besoins mondiaux de la période 2005-2030 estimés à 984 Gb sur la base d'un taux de croissance de 2 % l'an, ne suffiront pas à répondre à la demande au-delà de 2013 et ceci en raison même des rigidités techniques précédemment évoquées ; en effet, en raison de ces rigidités, les opérateurs ne pourront extraire que 695 Gb entre 2005 et 2030 sur les 1080 Gb de réserves prouvées disponibles en 2005.

Nota : Sur ces 695 Gb, 505 Gb seront produits à partir des gisements qui étaient en cours d'exploitation au 1-1-2005 et 190 Gb seront produits à partir des gisements découverts avant le 1-1-2005 mais non encore développés et exploités à cette date.

Le reliquat de 385 Gb (1080 Gb – 695 Gb) constituerait ainsi une sorte de « fond de roulement » à produire après 2030 (tout se passant comme si l'après 2030 hériterait de 385 Gb du total des réserves actuelles de 1080 Gb).

Finalement, au-delà de 2013, la satisfaction des approvisionnements pétroliers dépendra des réserves qui seront découvertes entre 2005 et 2030 ; ainsi pour un rythme annuel de découverte de 20 Gb équivalent à la consommation mondiale actuelle et un taux de croissance de 2 % l'an de la consommation mondiale, la production maximale (ou « Peak Oil ») serait atteinte en 2023 avec, à cette date, une production de 113 Mb/j qui irait ensuite en déclinant comme l'illustre le graphique ci-dessous :



Le tableau ci-après évalue la date du « peak oil » en fonction de diverses hypothèses sur le taux de croissance des besoins futurs et sur le rythme de découvertes de nouvelles réserves après 2005.

Nota . Un déclin plus rapide des champs exploités rapprocherait la date du « peak oil » et élèverait le niveau de ce dernier.

Année du pic de production en rouge. Pic de productoin en bleu (Mb/j)						
Découvertes annuelles (Gb/an) (a)	Taux de croissance des besoins (% l'an)					
	0%	1%	1,5%	2%	2,5%	3%
0	2020	2016	2014	2013	2013	2012
	79	88	91	93	96	97
10	2032	2021	2018	2016	2015	2013
	79	92	96	98	101	100
20	2054	2033	2027	2023	2020	2017
	79	104	110	113	114	112
30	2079	2045	2037	2031	2026	2023
	79	118	127	132	133	134
40	2100	2057	2046	2039	2033	2028
	79	133	146	155	158	156
50	2125	2068	2055	2046	2039	2034
	79	148	167	178	183	186

(a)Hypothèse : le taux de découverte se maintient jusqu'en 2015 et décline ensuite de 2 % l'an.

Les mêmes calculs peuvent être appliqués au cas du gaz naturel ; ainsi au taux de croissance prévu de 2,5 % l'an et hypothèse faite d'un taux de découverte de 20 Gbep/an légèrement supérieur à la production actuelle de 16 Gbep/an, le pic de production n'interviendrait qu'en 2045 avec une production de 119 Mbep/j qui irait ensuite en déclinant (à noter que cette production correspondrait à un quasi triplement par rapport aux 44 Mbep/j de production actuelle).

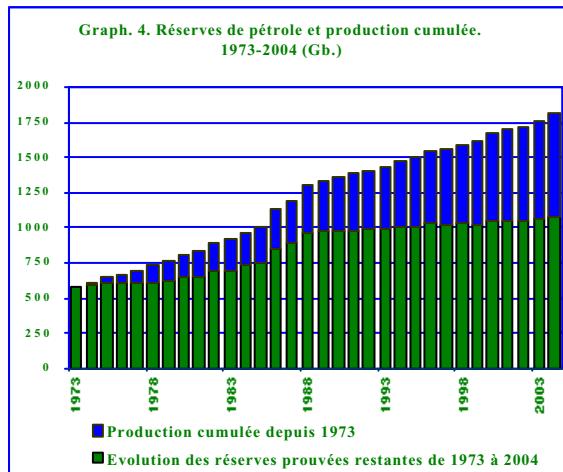
Année du pic de production en rouge. Pic de productoin en bleu (Mb/j)					
Découvertes annuelles (Gb/an) (a)	Taux de croissance des besoins (% l'an)				
	0 %	2 %	2,5 %	3 %	3,5 %
0	2052	2031	2028	2026	2024
	44	74	79	83	87
10	2093	2040	2036	2032	2029
	44	89	95	98	101
20	2132	2052	2045	2040	2036
	44	113	119	126	129
30	2165	2064	2054	2047	2042
	44	143	149	154	158
40	2198	2074	2062	2054	2048
	44	174	181	189	195
50	2232	2082	2070	2060	2053
	44	204	221	226	231

(a)Hypothèse : le taux de découverte se maintient jusqu'en 2015 et décline ensuite de 2 % l'an.

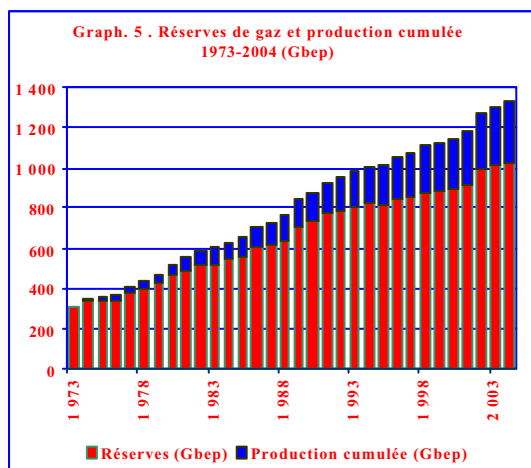
S'agissant des perspectives de découvertes, les géologues ne disposent que de deux méthodes qu'ils utilisent conjointement :

La première, vise à projeter dans le futur les tendances du passé. Ils sont donc amenés à se référer aux résultats suivants obtenus par l'exploration aux cours du passé récent par exemple entre 1973 et 2004.

* **les réserves de pétrole** ont été portées de 575 Gb en 1973 à 1080 Gb en 2004, ce qui compte tenu d'une production cumulée de 741 Gb pendant la période, porte à 1246 Gb le total des réserves de brut découvertes de 1973 à 2004 (soit un taux annuel moyen de découverte de 40,2 Gb).



* **les réserves de gaz naturel** sont passées de 307 Gbep en 1973 à 1032 Gbep en 2004, ce qui compte tenu d'une production cumulée de 309 Gbep entre 1973 et 2004, porte à 1034 Gbep les réserves découvertes pendant la période, soit une moyenne annuelle de 33,3 Gbep.



Pour le pétrole, compte tenu de l'hypothèse d'une croissance des besoins mondiaux de 2 % l'an (cf ci-dessus), la reconduction du taux de découverte des années 1973-2004 conduirait à un « peak oil » de 155 Mb/j en 2039, après quoi la production déclinerait inexorablement. Pour le gaz le tableau 2, montre que le pic de production serait atteint en 2055 au niveau d'environ 150 Mbep/j. Cette première méthode, fondée sur la prolongation des tendances passées, a toutefois

des défauts. Certains phénomènes du passé, en effet, n'ont pas un caractère récurrent et ne sont donc pas transposables au futur ; c'est par exemple le cas de la réévaluation massive des réserves auxquels ont procédé les pays de l'OPEP entre 1973 et 2004.

Encart 2. La réévaluation des réserves OPEP des années 1985-1990.

Les premières campagnes d'exploration conduites par la quinzaine de majors et grands indépendants US qui opéraient en oligopole sur les immenses concessions des grands pays exportateurs, ont suffi à démontrer un potentiel pétrolier si important que l'approvisionnement des secteurs aval géants dont ils s'étaient dotés au fil des ans, se trouvait assuré pour des décennies. Dès lors leur priorité amont fut d'exploiter les gisements les plus rentables, proches des terminaux d'exportation. L'exploitation des grands gisements éloignés de ces terminaux ou localisés dans des zones dépourvues d'infrastructures était différée à très long terme, et leurs réserves à peine appréciées n'étaient pas prises en compte. Par ailleurs les faibles prix du brut des années 1950-1973, ne justifiaient pas la mise en œuvre de méthodes de récupération assistée très coûteuses et de ce fait, les taux de récupération retenus se situaient entre 10 % et 20 %, rarement plus (ce taux est actuellement proche de 40% pour la moyenne mondiale). Tout ceci aboutissait à une sous-évaluation chronique des réserves (celles de l'OPEP étaient chiffrées à seulement 405 Gb d'huile en 1973, sur un total mondial de 532 Gb). A partir du milieu des années 1980, la baisse des cours du brut, a conduit les producteurs à maximaliser le niveau de leurs réserves par une réévaluation comptable, afin d'obtenir les meilleurs quotas de production possibles au sein de l'OPEP et ainsi atténuer la baisse de leurs revenus. Ces réévaluations ont porté sur des réserves de l'ordre de 872 Gb dont 600 Gb pour les seuls pays de l'OPEP.

De même, on ne pourra pas extrapoler en affectant au futur, des taux de découverte égaux à ceux du passé car les « thèmes d'exploration » se raréfient au fur et à mesure de l'exploration des bassins et les taux de découverte diminuent également (à volumes de travaux égaux). En revanche, les progrès continus réalisés dans les méthodes d'investigation et les procédés d'exploitation, que nous ne détaillerons pas dans le cadre de cet article, ont un effet inverse.

La seconde méthode, consiste à réaliser une évaluation systématique des potentialités du domaine minier mondial, bassin par bassin et d'en déduire les découvertes futures susceptibles d'y être réalisées. Cette méthode pour être parfaitement efficiente impliquerait que les géologues disposent a priori d'une connaissance géologique achevée du millier de bassins sédimentaires identifiés dans le monde. Elle supposerait en quelque sorte qu'ils

disposent d'un inventaire exhaustif des «thèmes d'exploration» et des «prospects» qui portent l'intégralité des réserves d'hydrocarbures à découvrir. Ceci est loin d'être le cas car l'exploration procède par approches successives et avance à mesure que ses outils lui ouvrent de nouvelles frontières (au nombre des dernières figurent l'offshore profond ou encore les sables asphaltiques du Canada et du Venezuela). Ainsi, faute de disposer d'un tel tableau de bord, les géologues utilisent des méthodes probabilistes par nature incertaines. Cette seconde méthode est donc également critiquable.

Malgré ces insuffisances, la mise en œuvre conjuguée des deux méthodes peut apporter une certaine visibilité sur les résultats attendus de l'exploration dans un certain nombre de cas favorables en particulier sur les grandes régions pétrolières dont la géologie et les thèmes d'exploration sont bien connus et où l'inventaire pétrolier est encore loin d'être achevé comme ceci est par exemple le cas pour le golfe du Mexique, la Sibérie occidentale, le Golfe de Guinée, etc. Sur cette base, pourrait se dégager une "probabilité raisonnable" sur l'existence de potentialités suffisantes pour permettre la découverte de quelques 10 à 20 Gb d'huile en moyenne annuelle pendant les toutes prochaines décennies (ce qui oscille autour des 14 Gb découverts en moyenne annuelle entre 1973 et 2004, s'il était fait abstraction des réévaluations dont il a été précisé qu'elles ne constituaient pas un phénomène récurrent à prendre en considération pour l'avenir) et autant de gaz naturel ; au-delà, nous n'avons aucune visibilité permettant d'affiner les perspectives, ce qui n'exclut pas la possibilité de découvrir des réserves substantiellement supérieures si l'on se souvient que, dans le passé, là où l'exploration a été conduite de façon poussée, il s'est avéré que, dans la majeure partie des cas, les réserves découvertes ont toujours été substantiellement supérieures à ce que les géologues en escomptaient initialement ; tout se serait finalement passé comme si la nature était plus richement dotée que l'entendement des prospecteurs ne permettait de le concevoir, tant et si bien qu'au fil du temps, l'abondance de la ressource a eu raison de l'idée première que ces "venues de pétrole remontant du sous-sol étaient à regarder comme des phénomènes d'une nature exceptionnelle et rarissime".

Les approvisionnements pétroliers à court terme (période 2005-2013), sont étroitement liés au bon déroulement de la mise en exploitation des 216 Gb de réserves non encore développées d'où sont escomptées des capacités de production de l'ordre de 35 Mb/j en 2013. Les deux tiers de ces capacités de production sont attendus de très grands projets dont certains sont en cours, et environ le tiers par le très grand nombre de petites opérations d'extension dans les anciennes provinces pétrolières (Mer du Nord, bassins matures d'Amérique du Nord, etc.). La question particulière de l'exploitation des sables asphaltiques au Canada et au Venezuela sera évoquée ultérieurement.

S'agissant des grands projets on peut évoquer de façon non exhaustive quelques uns des principaux en commençant par ceux des **régions péricaspiennes** qui furent l'un des grands enjeux de l'exploration de la dernière décennie et d'où sont escomptés avant 2013 l'installation de capacités de production de 3 à 4 Mb/j à partir de la mise en exploitation de réserves de l'ordre de 30 Gb : 3 Mb/j sont attendus des opérations conduites sur les gisements du Kazakhstan dont Kashagan et ses satellites géants, Tengiz, Karachaganat, etc., et 1 Mb/j est attendu des opérations conduites en Azerbaïdjan sur les champs de Azeri, Chiraz et Gunashli (ACG).

Viennent ensuite les projets qui sont en cours en Arabie saoudite. Tout confondu ils permettraient d'installer 4 à 5 Mb/j d'ici 2013 via des opérations de diverses natures : les unes concernent la réactivation de gisements développés mais longtemps restés sous cocon tel que Khuraïb ou Manifa les autres se rapportent à des développements ou des extensions d'exploitation (Abu Hadriyah, al-Fadhili et Khursaniyah, Qatif, Abou Safah, Haradh, etc.).

En Russie, les principaux grands projets en cours visent l'installation d'une capacité de production de l'ordre de 1 Mb/j (projets de Sakhaline, de Priobskoye, de Priraziomnoye, de Salym, etc.).

En Mer profonde, les récentes découvertes actuellement en développement permettront de porter la production actuelle de 2,5 Mb/j à 8 à 10 Mb/j en moins d'une dizaine d'année. Cet accroissement de 5 Mb/j sera essentiellement réparti entre le Golfe de Guinée pour 2 à 3 Mb/j avec une dizaine de projets en cours, le Brésil pour environ 1 Mb/j et les Etats-Unis

pour 1 Mb/j à 2 Mb/.

En Irak, environ 3 ans seront nécessaires pour restaurer l'ancienne capacité de 3,5 Mb/j. A cela s'ajouteraient 3 à 4 Mb/j à installer en 5 à 7 ans sur les gisements géants inventoriés mais encore jamais exploités. Tout ceci à condition que la situation le permette.

Il convient également de faire mention d'autres grands projets **en Iran, Abu-Dhabi, Libye, Mer du Nord**, etc.

Les approvisionnements pétroliers à plus long terme (période 2013-2030), sont étroitement liés aux résultats de l'exploration et aux progrès technologiques. Nous avons vu que nous pouvions raisonnablement espérer un taux de découverte annuel moyen de l'ordre de 20 Gb par an, supérieur à celui de 14 Gb que l'on obtiendrait pour la période 1973-2004 si l'on faisait abstraction des réévaluations non récurrentes auxquelles il a été procédé pendant la période. Au-delà de cette fenêtre de visibilité on ne saurait utiliser le terme d'incertitude, mais « d'inconnu total ». Ces 20 Gb de découvertes annuelles moyennes conduiraient à un «peak oil» de 113 Mb/j vers 2023, après quoi les productions déclineraient inexorablement pour ne plus atteindre que 96 Mb/j en 2030, 74 Mb/j en 2040, 53 Mb/j en 2050, 41 Mb/j en 2060.

Une telle perspective, confère le plus grand intérêt aux sables asphaltiques dont les ressources sont considérables d'après le chiffre officiel publié par les autorités canadiennes de 175 Gb de réserves techniquement et économiquement récupérables par le Canada.

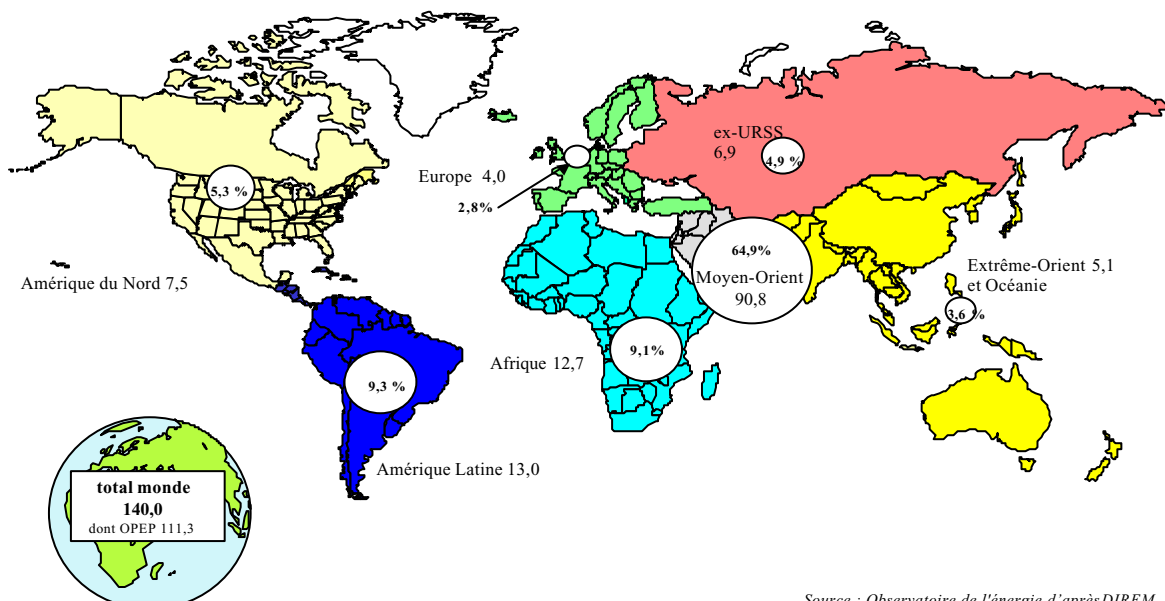
Le Venezuela recèle des réserves du même ordre de grandeur. Il ne semble pas faire de doute que leur exploitation à très grande échelle s'imposera dans les toutes prochaines décennies, ni que l'entreprise soulèvera des difficultés techniques exceptionnelles, notamment en raison des techniques d'exploitation très particulières dont Total a été l'un des précurseurs avec son projet réussi au Venezuela. Notons à cet égard que Total, à l'instar des 4 autres grands pétroliers internationaux, est associé à la plupart des grands projets précités.

Cet aperçu met en relief les difficultés auxquelles les approvisionnements pétroliers mondiaux seraient confrontés s'il advenait que les conditions *sine qua non* à la bonne marche des opérations n'étaient pas requises. Elles sont nécessairement politiques dans la mesure où tout le domaine minier mondial doit être accessible aux opérateurs. Elles sont aussi économiques puisque le seul développement d'ici 2013 des quelques 216 Gb de réserves pétrolières nécessiterait la mobilisation de près de 900 G\$ (sur la base d'un coût d'investissement moyen de 4\$/b). A cela s'ajouteraient les dépenses d'exploration dont dépendront les années 2013-2030. Cette masse d'investissement serait à doubler pour tenir compte du gaz et des infrastructures pétrolières et gazières à installer, ce qui au final aboutirait à un ordre de grandeur minimal de 250 G\$ par an contre 100 à 120 G\$ par an au cours de la décennie passée.

■ Gérard Llorca

Réserves mondiales prouvées de pétrole brut (1^{er} janvier 2004)

Unité : Milliard de tep



Source : Observatoire de l'énergie d'après DIREM

En 2004, les investissements d'exploration⁽¹⁾ en France métropolitaine et Outre mer ont été de 17,5 M€ (+32% par rapport à 2003).

On observe notamment une forte **augmentation des dépenses en Aquitaine liée à la réalisation de deux forages profonds**. En 2005, la part des investissements réalisés dans le bassin de Paris devrait augmenter significativement, les opérateurs pétroliers manifestant toujours un intérêt pour cette zone déjà bien explorée, mais qui conserve encore un potentiel de découverte de nouvelles réserves.

Les investissements de production-développement⁽¹⁾ ont quant à eux plus que doublé entre 2003 et 2004, pour atteindre près de 70 millions d'euros. Grâce à une conjoncture très favorable, en particulier le prix du baril très élevé et les larges possibilités de développement des gisements en activité, quinze puits de développement ont été réalisés en 2004 (contre trois en 2003), douze dans le bassin de Paris et trois dans les bassins de Parentis et de Lacq. En raison du coût nettement plus élevé des forages réalisés en Aquitaine, les investissements dans cette région sont cependant nettement supérieurs à ceux du Bassin de Paris.

EXPLORATION

A terre

Au cours de l'année 2004, **la superficie des permis d'exploration a augmenté de 7,5 %**, passant de 10 028 km² en début d'année à 10 786 km² : trois titres ont expiré, alors que six ont été accordés (trois permis « classiques » et trois liés à des projets visant les ressources en gaz de charbon). Deux demandes de permis, d'une superficie totale de 5 531 km², ont été enregistrées, l'une en Aquitaine et l'autre dans le bassin de Paris.

Trois puits d'exploration ont été forés au cours de l'année :

- Dans le bassin de Paris, **Saint Lazare 2 H, foré par Vermilion Rep sur le permis d'exploration de Marvilliers a démontré la présence d'un réservoir à huile**, reconnu par

un drain horizontal. Le puits est encore actuellement en cours d'évaluation.

- En Aquitaine, Campagne 1, foré par une petite compagnie américaine sur le permis de Lassalle, n'a rencontré aucun indice d'hydrocarbures, alors que **les Mimosas 1GD, foré par une Esso Rep (associé à Lundin) sur le permis de Lège, a découvert une accumulation d'huile**.

En mer

La superficie totale des permis marins, en Métropole et Outre-Mer, a augmenté au cours de l'année, l'attribution d'un permis au large de la Martinique faisant plus que compenser l'expiration d'un titre en Mer d'Iroise. Malgré les incertitudes sur la superficie de plusieurs permis, liées à la non-délimitation officielle des zones économiques exclusives françaises avec certains Etats voisins, on peut estimer qu'avec près de 117 000 km², la superficie des titres miniers marins a atteint son plus haut niveau historique. En dehors des permis exclusifs de recherche, il faut aussi mentionner l'attribution d'une APP (Autorisation de Prospections Préalables) au large de la Corse, et l'enregistrement d'une demande d'APP au large d'une des Iles Eparses (petites îles sous juridiction françaises situées dans le Canal du Mozambique).

Aucune activité de sismique ou de forage n'est à signaler sur l'ensemble des permis marins en 2004

PRODUCTION-DEVELOPPEMENT

Le nombre des concessions (59) a augmenté d'une unité au cours de l'année 2004 (une attribution dans le Bassin de Paris, une dans le Bassin de Parentis, et une renonciation). En Aquitaine, une concession a été renouvelée et deux demandes de concession ont été déposées.

Forages sur gisements

Quinze puits ont été forés au cours de l'année, douze dans le bassin de Paris et trois en Aquitaine. Suite à des résultats décevants, trois de ces quinze puits ont été bouchés, alors que les douze autres sont en production.

On peut **noter deux nouveaux forages horizontaux** sur la concession de Merisiers (Lundin Champagne) qui ont permis de poursuivre le développement du gisement, et **deux drains horizontaux** (un en Aquitaine sur Parentis et un autre dans le bassin de Paris sur Charmottes), ainsi qu'une **campagne de huit forages de développement** sur les concessions de Château-Renard et Saint Firmin des Bois, dans le bassin de Paris. Il faut malheureusement signaler l'abandon du puits foré cette année sur le gisement de Courbey, qui n'a pas rencontré de réservoir avec des qualités suffisantes pour une mise en exploitation.

L'ensemble de ces puits représente un total de 17 653 mètres forés pour 12,77 mois appareil, contre 5,27 mois appareil l'an passé.

Principaux exploitants des gisements

La répartition par société opératrice reste pratiquement inchangée, avec un regroupement de trois principaux exploitants de gisements de pétrole brut aux alentours de 25 % en parts opérées : Esso Rep, Total Exploration-Production France et Vermilion Rep (cette dernière légèrement en hausse). Lundin (15 %) et Madison Energy France (5 %) ont augmenté leur rythme de production par rapport à l'an passé. **Quant au gaz naturel, l'essentiel de la production est opéré par Total Exploration-Production France.**

Production pétrolière

En 2004, la production de pétrole brut s'est élevée à 1,14 million de tonnes (soit un déclin de 6,5 % par rapport à 2003). La répartition géographique montre toujours la prédominance du bassin de Paris, avec 54 % de la production nationale, contre seulement 45 % en Aquitaine. Une part de 37 % de la production provient des principaux champs produisant au-delà de 80 000 tonnes annuelles : Parentis (loin devant avec 143 000 t, soit 13 % de la production nationale), et trois champs du bassin de Paris (Chaunoy, Itteville et Villeperdue). Par ailleurs, on observe que 25 % de la production provient de nombreux champs de petite taille qui produisent moins de 20 000 tonnes annuelles. Au total, soixante champs ont produit du pétrole en 2004.

Il faut aussi souligner la mise en exploitation de deux découvertes effectuées en 2003-2004, une dans le bassin de Paris et une dans le bassin Aquitain. Enfin, concernant les perspectives, le succès des forages d'exploration réalisés en 2004 laisse entrevoir une augmentation de l'activité d'extension-développement liée à la mise en exploitation des découvertes effectuées.

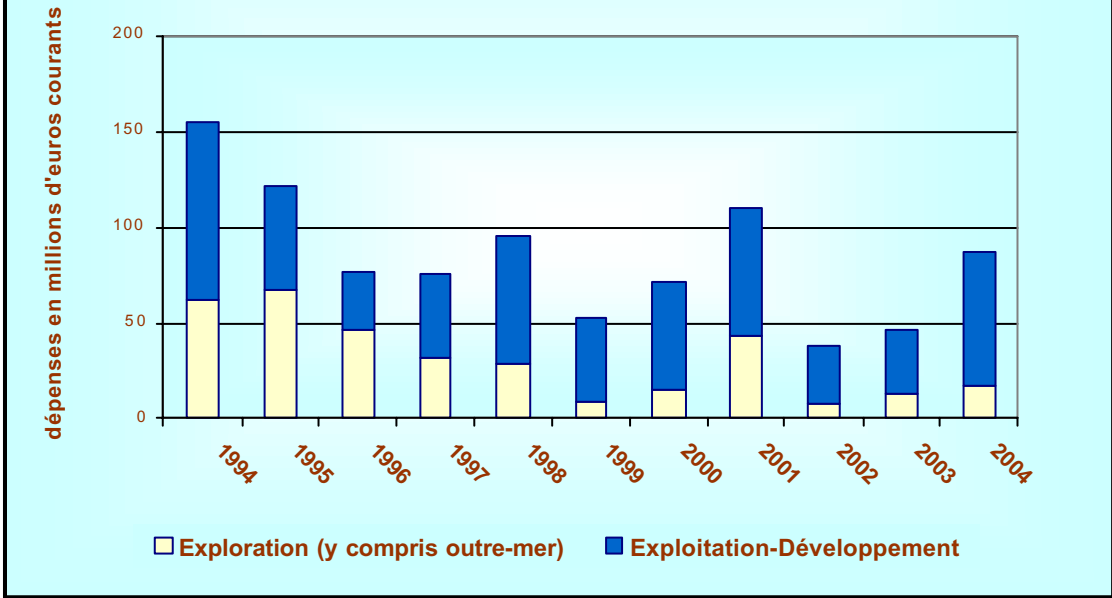
Production gazière

La production de gaz brut s'est élevée à 2,22 milliards de mètres cubes (en recul de 8 %), pour une production de gaz commercialisée de 1,33 milliard de mètres cubes (en recul de 13 %). La quasi-totalité de cette production (94,5 %) provient de l'Aquitaine, où le champ de Lacq fournit à lui seul 70 % de la production nationale.

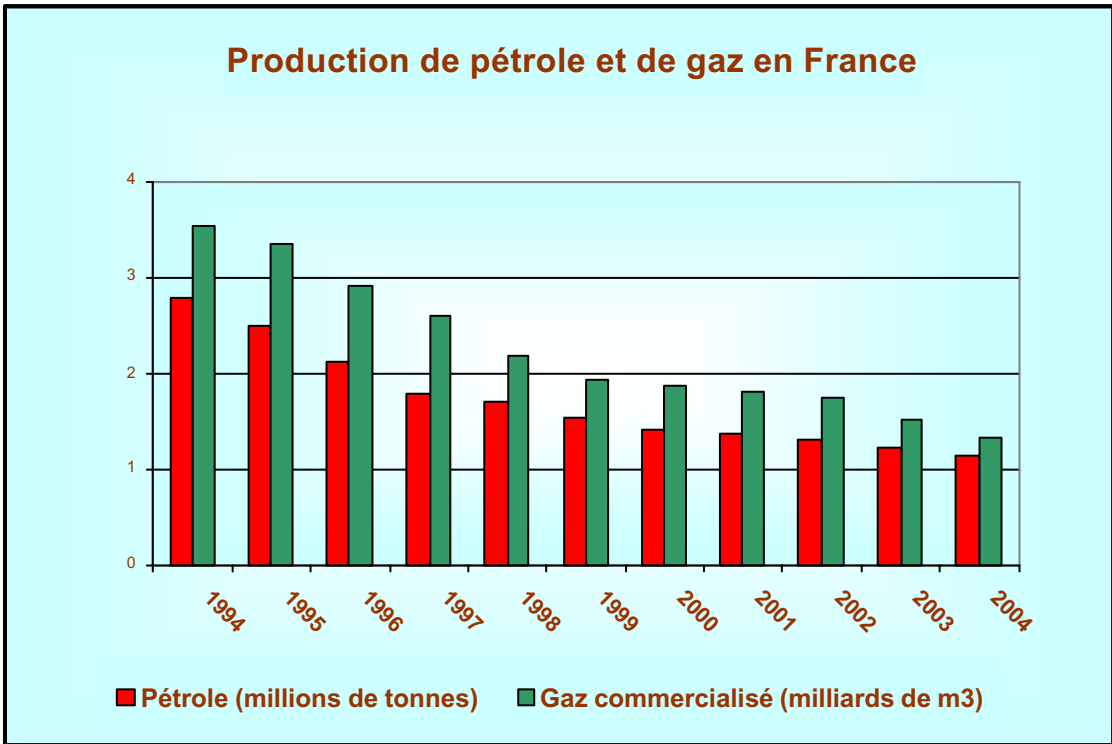
■ *Claude Voisin*

(1) D'après les chiffres, encore provisoires, fournis par les opérateurs en début d'année 2005.

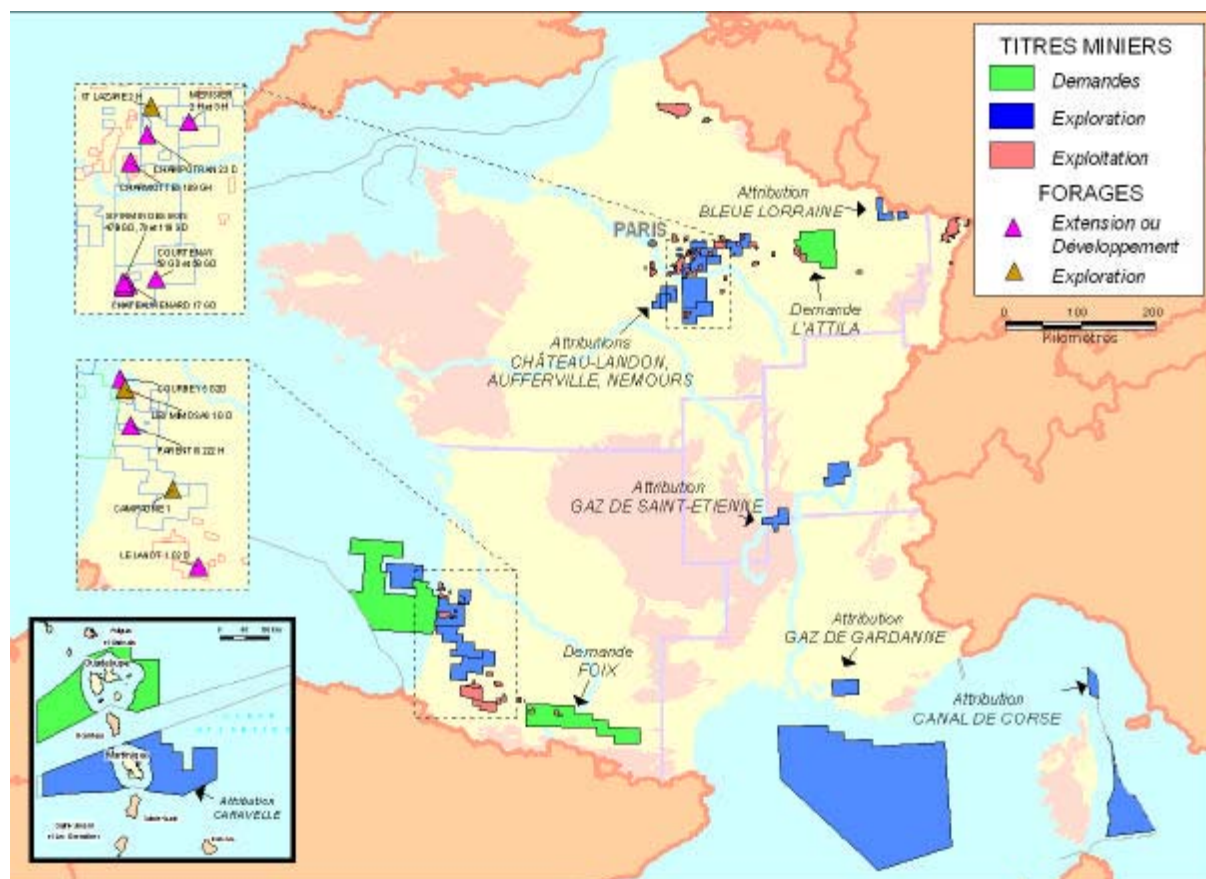
Evolution des investissements dans l'amont pétrolier en France



Production de pétrole et de gaz en France



LES TITRES MINIER « HYDROCARBURES » AU 1^{er} JANVIER 2005 ET LES FORAGES REALISES EN 2004



TITRES D'EXPLORATION

- A terre, six attributions de permis exclusifs de recherche, dont trois liées à des projets visant les ressources en gaz de charbon (Bleue Lorraine, Gaz de Gardanne, Gaz de Saint Etienne) ; enregistrement de deux nouvelles demandes de permis de recherches.
- En mer, attribution d'une « Autorisation de prospections préalables » au large de la Corse, et d'un permis exclusif de recherches au large de la Martinique.

FORAGES D'EXPLORATION

- Trois puits forés, dont un positif (Les Mimosas 1GD, au nord du Bassin d'Aquitaine) et un en cours d'évaluation (St Lazare 2 H, dans le bassin de Paris).

FORAGES D'EXTENSION-DEVELOPPEMENT

- Quinze puits forés (12 dans le bassin de Paris et trois en Aquitaine), dont douze positifs.

L'industrie parapétrolière

L'industrie parapétrolière à la pointe de la technologie.

L'industrie parapétrolière comprend un ensemble de sociétés (400 entreprises, 62 000 personnes en France) qui réalisent les importants travaux d'étude et de construction nécessaires à l'exploitation des gisements d'hydrocarbures. Ces sociétés peuvent être de toutes tailles, de la PME au grand groupe international implanté sur plusieurs sites français voire étrangers, et exercent des activités de nature assez différentes.

Ce secteur comprend quatre grands domaines d'intervention à forte composante technologique sur lesquels la France occupe une position de premier plan :

- le secteur de **l'exploration-production** qui comprend la sismique, l'ingénierie de réservoir, les équipements et outils de forage, les services en cours de forage et les mesures de production ;
- **l'ingénierie et les travaux offshore** comprenant la conception et la réalisation de systèmes de production (incluant des plate-formes, des navires, des tubages flexibles ou rigides, ...), et de véhicules autonomes sous-marins ainsi que les services associés ;
- l'ensemble de la **filière gaz** qui intègre notamment la construction des infrastructures et la production des équipements liés aux opérations de liquéfaction, de stockage et de transport du gaz naturel ;
- les procédés, l'ingénierie et la construction dans les domaines « aval » couvrant les activités de **raffinage** et la **pétrochimie** .

Malgré la faiblesse des réserves en hydrocarbures du domaine minier national, l'industrie parapétrolière française se place en quatrième position sur le plan international par son chiffre d'affaires, derrière l'industrie parapétrolière des Etats-Unis, de la Norvège et du Royaume-Uni, qui bénéficient toutes de marchés nationaux importants. En termes d'exportations, elle se situe en seconde position, juste derrière l'industrie parapétrolière américaine. Ces performances remarquables s'expliquent essentiellement par

le haut niveau technologique des entreprises parapétrolières françaises, reconnu sur le plan international et régulièrement entretenu par d'ambitieux programmes de recherche et développement.

Augmentation des investissements en exploration et production.

Tout au long de l'année 2004, la faiblesse du dollar par rapport à l'euro a pénalisé les résultats des sociétés françaises. Toutefois, les pertes dues à ce taux de change défavorable ont pu être contrebalancées par le bon niveau des carnets de commandes. Celui-ci s'explique en partie par la reprise des investissements en exploration et production des compagnies pétrolières, due elle-même au **niveau très soutenu de la demande pétrolière mondiale** .

Les investissements en exploration et production (hors CEI et Chine) ont ainsi progressé en 2004 pour atteindre 125 milliards de dollars, soit une hausse de près de 10 % par rapport à l'année 2003. Cette hausse est deux fois plus importante que celle qui avait été observée en 2003. L'augmentation du prix des hydrocarbures a donc encouragé les opérateurs à augmenter leur budget d'investissement en exploration-production, mais l'effet positif pour l'industrie parapétrolière s'est plutôt fait sentir en fin d'année.

En 2004, le nombre de puits forés dans le monde, hors CEI et Chine, a augmenté de 11 % pour dépasser les 60 000 puits (77 000 en y incluant la Chine et la CEI). Très soutenue en 2003, l'activité de la construction d'équipements offshore a connu des signes de fléchissement au premier semestre 2004. Cependant, le rythme des prises de commandes s'est fortement accéléré en fin d'année, en dépit de la hausse significative des coûts des matières premières, des équipements et du transport maritime, qui s'est ajoutée à la dépréciation du dollar.

Dans le domaine de la géophysique, les grands groupes du secteur font état, fin 2004, de résultats positifs. Les prix de la prospection pétrolière en mer (acquisition marine) sont remontés au deuxième semestre et le marché des équipements terrestres

(ensemble des technologies utilisées pour la prospection pétrolière sur terre) est resté soutenu sur le plan international. Enfin, les ventes d'études multi-clients ont continué à progresser.

L'année 2004 a été marquée par un nouveau record de chiffre d'affaires du secteur parapétrolier français.

Les ventes se sont élevées à 14,4 milliards de dollars, en progression de 3,7 % par rapport à 2003.

Technip, premier groupe parapétrolier français et quatrième groupe mondial, a affiché pour le compte de son exercice 2004, un chiffre d'affaires de 5,141 milliards d'euros, en hausse de 9,1 % par rapport à l'exercice 2003 (4,711 milliards d'euros). Dans les seules activités offshore, les ventes du groupe ont progressé de 12,6 % à 2,487 milliards d'euros. En ce qui concerne le carnet de commandes, il se situe en fin d'année à un niveau sensiblement inférieur à celui observé fin 2003. Après un début d'année peu actif, les prises de commandes se sont toutefois accélérées en fin d'exercice : le montant des nouveaux contrats remportés par le groupe atteignant 2,3 milliards d'euros pour le seul dernier trimestre, contre 2,7 milliards d'euros pour l'ensemble des trois premiers. Il faut noter que Technip a remporté fin 2004 le plus important contrat attribué à ce jour à une entreprise parapétrolière. Ce contrat, d'une valeur de 4 milliards de dollars porte sur la construction de deux trains de liquéfaction de gaz naturel pour l'usine de Ras Laffan située au Qatar. Il doit être réalisé conjointement avec la société japonaise Chiyoda.

Le groupe **Saipem**, qui intègre Saipem S.A. (anciennement Bouygues Offshore), filiale française spécialisée dans l'ingénierie, a publié un chiffre d'affaires consolidé préliminaire de 4,306 milliards d'euros et un résultat net préliminaire de 197 millions d'euros pour 2004. Au cours de ce même exercice, le groupe a remporté de nouveaux contrats pour une valeur totale de 4,387 milliards d'euros. Au nombre des contrats les plus significatifs qui ont enrichi le carnet de commande, figurent les terminaux de réception de GNL de Fos sur Mer en France, de Zeebrugge en Belgique et de Freeport aux Etats-Unis, ainsi que le contrat de fourniture et d'installation des pipe-lines, risers et ombilicaux nécessaires au développement du champ de Rosa-Lirio en Angola.

La Compagnie Générale de Géophysique (CGG) fournit des produits et des services destinés aux industries productrices de gaz et de pétrole. Son activité consiste dans la recherche et l'identification des couches sédimentaires enfouies dans le sous-sol susceptibles de contenir des hydrocarbures.

La CGG a pour sa part annoncé un chiffre d'affaires 2004 de 693 millions d'euros, en hausse de 13% en euros et de 25% en dollars par rapport à 2003. Le chiffre d'affaires du groupe pour le quatrième trimestre s'est élevé à 204 millions d'euros, en croissance de 30% en euros et de 42% en dollars par rapport au quatrième trimestre 2003. Le carnet de commandes au 1er février 2005 s'établit à 455 millions de dollars, contre un carnet de commandes de 278 millions de dollars au 1er février 2004, soit une progression de 64%.

Numéro un mondial du secteur parapétrolier, le groupe franco-américain **Schlumberger** a annoncé un bénéfice net de 1,224 milliards de dollars au titre de l'exercice 2004 dont 330 millions de dollars pour le seul quatrième trimestre. Ce chiffre confirme le redressement du groupe après les pertes enregistrées en 2002 et les 383 millions de dollars de bénéfice réalisés en 2003. Le chiffre d'affaires de Schlumberger a atteint 11,480 milliards de dollars en 2004, en hausse de 15 % par rapport à l'exercice précédent. Sur ce total, les activités sismiques réalisées à travers WesternGeco, filiale commune à Schlumberger et Baker-Hugues, représentent 1,238 milliard de dollars et sont en légère progression (+5 % par rapport à 2003). Après la vente fin 2003 de son activité de services informatiques Sema à Atos Origin, le groupe a poursuivi son recentrage en mettant sur le marché 70 % du capital de sa filiale Axalto, premier fabricant mondial de cartes à microprocesseurs.

La croissance de l'activité observée dans le secteur parapétrolier n'a pas favorisé la poursuite du mouvement de consolidation du secteur observé depuis plusieurs années. Toutefois, quelques opérations ou tentatives de rachat ou de fusion ont eu lieu au cours de l'année. Au nombre des opérations les plus marquantes, on peut citer la vente par le groupe helvético-suédois d'ingénierie et d'automatisation ABB, de ses activités pétrolières amont à un groupe d'investisseurs composé de Candover Partners, 3i et JP Morgan pour 925 millions de dollars. Par ailleurs, dans le

domaine de la géophysique, CGG a échoué dans sa tentative de rachat des activités de sismique marine de son concurrent norvégien PGS. L'offre faite par la société française (versement de 800 millions de dollars en numéraire et de 100 millions de dollars en actions CGG) a en effet été jugée insuffisante par PGS.

Le parapétrolier au cœur de la politique industrielle française...

En 2004, les pouvoirs publics ont lancé trois initiatives importantes visant à favoriser le développement de la recherche industrielle : l'Agence Nationale pour la Recherche (ANR), l'Agence de l'Innovation Industrielle (AII) et les **pôles de compétitivité**. Ces initiatives, qui seront opérationnelles dès 2005, bénéficieront au secteur parapétrolier français et permettront d'accélérer les travaux de recherche menés par les industriels sur certains sujets jugés prioritaires tels que le captage et le stockage géologique du gaz carbonique.

Ces initiatives nouvelles viennent en complément de la politique de soutien au secteur parapétrolier menée depuis plusieurs années par l'intermédiaire notamment du **Réseau de recherche sur les Technologies Pétrolières et Gazières (RTPG)**. Au travers de la réalisation de projets de recherche menés

en partenariat entre des industriels du secteur parapétrolier, des compagnies pétrolières et gazières et des centres de recherche, ce réseau contribue au maintien de la compétitivité des sociétés parapétrolières françaises face à la concurrence internationale.

L'action conduite à partir du RTPG s'appuie sur un plan stratégique de recherche technologique qui fixe les grandes orientations de recherche du secteur parapétrolier pour les cinq années à venir. Ce plan, rédigé avec la collaboration étroite des industriels sous l'égide du Comité d'études pétrolières et marines (CEP&M), a été entièrement refondu en 2003. Au nombre des axes de recherche prioritaires qu'il identifie figurent notamment la conciliation de l'exploitation des hydrocarbures et du développement durable, la prolongation de l'exploitation des hydrocarbures conventionnels, l'accès aux hydrocarbures de demain et la préparation des transitions industrielles.

■ *Alexandre Throo*

Sources

L'industrie parapétrolière. Contexte international et résultats de l'enquête française 2004, B. Bensaid, C. Sagary, G. Hureau, IFP

Rapports annuels et bilans financiers de sociétés du secteur parapétrolier

Les compagnies pétrolières

Les sociétés pétrolières nationales ou internationales, clients des compagnies parapétrolières françaises, ont de leur côté enregistré des profits records en 2004.

ExxonMobil et BP sont devenus les premières entreprises respectivement américaine et britannique en termes de capitalisation boursière. En France, Total est également la première entreprise du CAC40.

Avec la hausse des prix du brut, le groupe des 5 « majors » constitué par RD/Shell, BP, Total, Chevron Texaco et ExxonMobil a vu son chiffre d'affaires global (exprimé en dollars) progresser de 55 % en deux ans, passant de 740 G\$ (en 2002) à 1150 G\$ (2004). Parallèlement les bénéfices ont été multipliés par 2,4 passant de 35 G\$ en 2002 à 85 G\$ en 2004. Ces entreprises affichent ainsi leur meilleure performance financière historique.

Cette excellente santé financière des « majors » côtés en bourse ne doit pas faire oublier le rôle majeur des compagnies dites nationales (entreprises disposant d'un monopole au sein des grands pays producteurs). En effet les 5 majors

cités plus haut totalisent moins de 15 % de la production mondiale de pétrole brut et de gaz naturel. Dans les deux cas, la part des compagnies nationales est supérieure à 70 %.

S'agissant des réserves souterraines de pétrole brut, la domination des compagnies nationales est encore plus forte. ExxonMobil et BP ne se situent qu'à la 12^{ème} et à la 18^{ème} place, respectivement, du classement des entreprises en fonction de leurs réserves. Les compagnies nationales saoudiennes, irakiennes, koweïtiennes, iraniennes et vénézuéliennes se placent très loin devant elles. La situation est similaire dans le domaine du gaz naturel. Dans les deux cas, les 5 « majors » cités plus haut possèdent moins de 5 % des réserves mondiales. Cette situation n'est pas nouvelle mais elle prend une importance particulière dans un contexte où les « majors » peinent à renouveler leurs propres réserves.

■ *Alexandre Throo*

5 - Les approvisionnements en hydrocarbures

L'industrie pétrolière en 2004

Pour faire face à la légère relance de la consommation (+ 0,4%) liée à un climat un peu plus froid en 2004, surtout en fin d'année, les pétroliers ont puisé dans leurs stocks, dans un contexte de prix du pétrole élevé ; leurs importations totales de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés sont quasi-stables par rapport à 2003 (- 0,4 %).

Il en va de même pour celles de pétrole brut (- 0,3 %, après une forte hausse de + 6,8 % en 2003), le raffinage continuant de tourner à plein régime.

La Norvège reste le premier fournisseur de la France, tandis que la Russie, à la deuxième place, est talonnée par l'Arabie Saoudite. Avec une augmentation de 2 Mt, le Kazakhstan est le pays qui a connu la plus forte progression en 2004. L'Algérie et la Libye continuent de progresser tandis que le Nigeria voit sa part divisée par deux, même si ses exportations mondiales s'accroissent de 10 %.

La Mer du Nord reste le principal fournisseur de la France, avec une part de marché de 29,9 % ; elle continue cependant de reculer (contre un plus haut de 37,2 % en 2000), tout comme sa production totale, au profit surtout du Moyen-Orient (principalement l'Arabie Saoudite) et de la CEI (principalement le Kazakhstan).

Les approvisionnements français sont équilibrés entre l'OPEP, la Mer du Nord et la CEI. La progression de la part de l'OPEP, en France en 2004, est en ligne avec l'augmentation de la production de brut du cartel. A titre de comparaison, en 1993, la France dépendait à 57 % de l'OPEP pour ses approvisionnements pétroliers. Mais le déclin progressif des champs matures en Mer du Nord va, dans les années à venir, réduire fortement la part du Royaume Uni et mécaniquement augmenter la part de l'OPEP.

Exprimé en dollar par baril, le prix moyen annuel CAF (coût assurances fret, source DGDDI) du pétrole brut importé s'est envolé (+ 30 %), comme le cours du Brent daté (+ 33 %), tandis que celui du dollar perdait - 9 %, d'où un prix du brut importé en forte hausse de + 18,6 % à 229 €/t (après - 0,5 % en 2003, - 4,5 % en 2002 et

- 10,8% en 2001), niveau comparable à celui de 2000.

Les importations de pétrole brut selon l'origine (y compris les condensats)

	2002	2003	2004	2004
	Part en %			Mt
Grandes zones				
Mer du Nord	32,6	31,0	29,9	25,6
Moyen-Orient	28,7	24,7	27,2	23,2
CEI	18,0	20,6	22,5	19,2
Afrique du Nord	7,3	11,6	12,1	10,3
Afrique (autre)	12,8	10,3	7,3	6,2
Autres	0,4	1,3	0,4	0,2
Total	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>85,2</i>
<i>dont OPEP</i>	<i>37,5</i>	<i>40,9</i>	<i>41,0</i>	<i>34,9</i>
Principaux fournisseurs				
Norvège	20,3	18,9	18,3	15,6
Russie	13,1	15,2	14,9	12,7
Arabie Saoudite	13,2	13,2	14,7	12,6
Royaume-Uni	11,4	10,4	10,3	8,8
Iran	4,8	6,8	7,5	6,4
Kazakhstan	3,8	4,7	7,2	6,1
Algérie	4,5	6,9	7,1	6,0
Libye	2,0	4,2	4,8	4,1
Angola	4,6	3,5	3,3	2,8
Nigeria	5,4	6,2	3,1	2,6
Degré API moyen	36,4	36,5	36,4	
Teneur soufre (%)	0,90	0,87	0,91	

La production nationale d'huile, à 1,1 Mt, poursuit sa baisse (- 6,6 %, après - 7,2 % en 2003 et - 5 % en 2002), tout comme celle d'hydrocarbures extraits du gaz naturel. Mais à 86,8 M€ en 2004, les investissements d'exploration-production en France s'envolent et retrouvent un niveau comparable à ceux des années 2000-2001, ce qui permet d'imaginer un redressement.

Les importations de gaz naturel

Les importations de gaz naturel passent de 491 TWh en 2003 à 504 TWh en 2004, soit un rythme de progression annuel de + 2,6%.

Pour ce qui concerne l'origine des approvisionnements, l'évolution la plus notable concerne l'Algérie. Les importations en provenance de ce dernier pays ont fortement chuté (d'un tiers environ) suite à l'accident du 19 janvier 2004 : le site de gaz naturel liquéfié (GNL) de Skikda a été partiellement détruit par une explosion.

Importations de gaz naturel en 2002, 2003 et 2004 (évaluations DGEMP)

TWh

	2002	2003	2004	Part en 2003	Part en 2004
Norvège	144	142	134	29,0 %	26,7 %
Russie	117	115	107	23,4 %	21,2 %
Algérie	117	109	63	22,1 %	12,5 %
Pays-Bas	58	78	99	16,0 %	19,6 %
Autres	49	47	101	9,6 %	20,0 %
Total	485	491	504	100,0 %	100,0 %

■ *Thierry Bros*

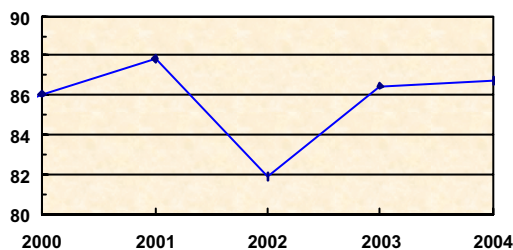
■ *Louis Meuric*

Une bonne année 2004 mais une tension annoncée sur le prix du gazole

En 2004, la quantité totale de pétrole brut traité dans les raffineries françaises a augmenté très légèrement de 0,3 % par rapport à 2003, s'établissant à 86,8 Mt en métropole, (87,5 Mt en incluant la SARA, raffinerie des Antilles). Les deux graphiques ci-dessous illustrent des tendances à nuancer selon les produits:

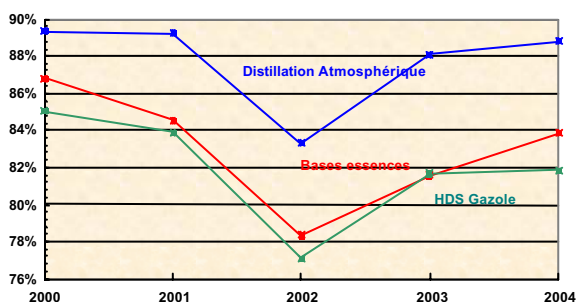
- Le premier marque l'évolution de la quantité de pétrole brut traité en distillation atmosphérique,

Traitement du brut en métropole (Distillation atmosphérique Mt/an)



- Le deuxième montre l'évolution de l'utilisation des capacités de traitement de brut et des unités de production d'essence et de gazole. L'évolution positive globale a profité plus à l'essence dont la progression depuis 2002 est linéaire qu'au gazole qui a vu le rattrapage de 2003 s'infléchir en 2004.

Taux d'utilisation des capacités de raffinage



Cette activité soutenue depuis 2003 est sans doute la conséquence des marges exceptionnelles de raffinage constatées en 2004 qui ont plutôt incité au traitement. Toutefois, le gazole n'a pu suivre la même progression.

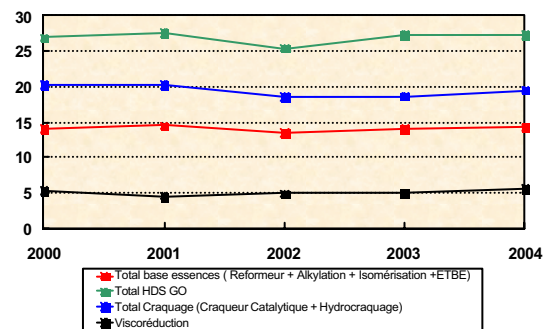
La quantité de pétrole brut traité a augmenté de 0,9 % (+ 0,4 Mt) pour les raffineries Total, de 5,5% (+ 0,8 Mt) pour celles du groupe Esso SAF, elle a baissé pour les raffineries Shell et

BP, respectivement de 1,4 % et 9,3 %, (soit - 0,2 Mt et - 0,75 Mt). Les différents groupes retrouvent des chiffres de traitement comparables à ceux de l'année 2000 sauf BP dont la distillation atmosphérique a dû momentanément s'arrêter suite à un incident.

Les taux moyens d'utilisation des capacités de distillation reprennent donc la progression de 2003, mais de façon plus lente due à la limitation de l'outil.

Pour l'ensemble des raffineries, le taux moyen d'utilisation des capacités de distillation est ainsi passé de 88,1 % en 2003 à 88,8% en 2004. Le taux moyen des unités produisant des bases essences à haut indice d'octane (reformage, isomérisation et alkylation) a quant à lui augmenté de 1,5 % (+ 0,21 Mt). Pour ce qui concerne les unités d'hydrodésulfuration des gazoles, c'est la quasi stagnation avec une très légère baisse de - 0,1%. Les bases essences se maintiennent malgré un marché national défavorable, et la production de gazole a stagné sans pouvoir retrouver les bons chiffres de 2000 et suivre ainsi la progression nationale de consommation.

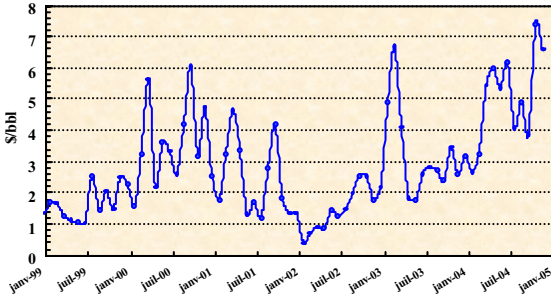
Traitement des unités de raffinage en métropole (Mt/an)



Les courbes ci-dessus montrent que les capacités traitées dans les unités de visco-réduction et des unités de craquage (craquage catalytique et hydrocraquage) sont constantes depuis quelques années. Ces courbes de traitement des unités de raffinage sont d'une remarquable constance dans le temps et reflètent bien l'impossibilité pour le raffinage français de suivre l'évolution du marché et en particulier la progression continue de la consommation de gazole.

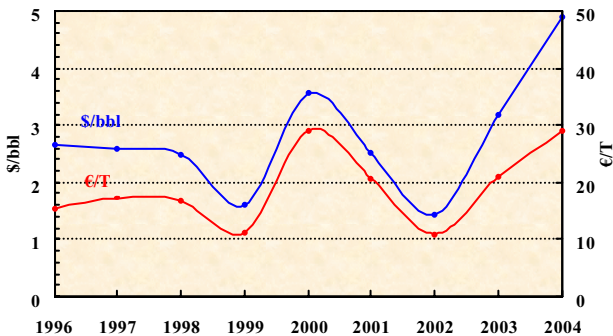
La marge de raffinage continue son envolée

Marge Brute mensuelle de raffinage (sur Brent)



Les cours du Brent ont grimpé de façon quasi continue en 2004 avec une tendance fragile à la baisse les deux derniers mois de l'année. Le cours a en effet démarré à 31 dollars par baril en début d'année pour atteindre 50 dollars en octobre et baisser jusqu'à environ 40 dollars en fin d'année. Cette tendance sur un an reflète assez bien la hausse quasi continue du brut depuis deux ans. La demande étant également très forte, la marge brute de raffinage a été très bonne en 2004, s'établissant en moyenne à 5 dollars par baril, soit 30 euros par tonne, une fois et demi la marge de 2003, atteignant ainsi le niveau de l'année 2000, le meilleur de la dernière décennie.

Marge brute annuelle de raffinage (sur Brent)



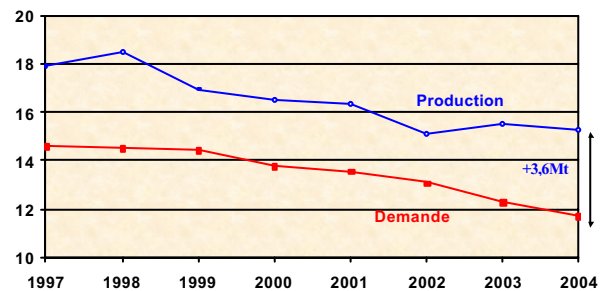
Malgré des conditions économiques favorables, le déficit en gazole se creuse

La production nette de produits finis des raffineries françaises (issue du traitement du pétrole brut, de charges intermédiaires, des retours de la pétrochimie et des achats de MTBE et d'ETBE) s'est élevée à 81,4 Mt contre 80,8 Mt en 2003, soit une légère hausse en ligne avec la

très légère augmentation de traitement du pétrole brut.

La production totale d'essences s'est presque stabilisée, passant de 15,5 Mt en 2003 à 15,3 Mt en 2004, reprenant la courbe d'évolution de la demande. L'excédent (3,6 Mt/an) continue cependant à augmenter avec une couverture du marché supérieure de plus de 30 % à la demande.

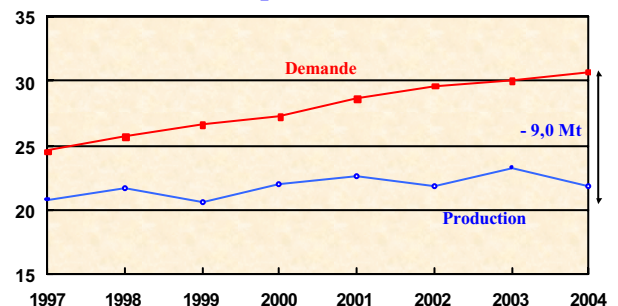
Production et demande en essences en Métropole (Mt/an SP95-SP98-Super ARS)



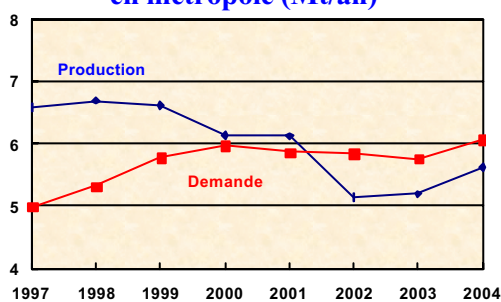
Avec 34,4 Mt en 2003, la production totale de distillats moyens a diminué de 5,2 %. Malgré une réduction de la production du fioul domestique (FOD), qui est passée de 13,1 Mt à 12,6 Mt en 2004, la production de gazole a diminué de 23,3 Mt à 21,8 Mt en 2004. Il faut dire que la production de carburacteur a augmenté de 0,4 Mt et que l'adaptation aux spécifications du 1^{er} janvier 2005 a eu des répercussions sur la production.

Parallèlement, la demande en distillats moyens (hors carburacteur) continue d'augmenter en 2004 à 47,1 Mt. Le déficit de couverture du marché en distillats moyens se creuse encore, et la production nationale ne couvre toujours que 73 % de la demande totale. **Le déficit du gazole routier continue sa lente progression pour atteindre 9 Mt en 2004. La diésélisation du parc automobile français s'accroît et le prix du gazole sur le marché de Rotterdam semble s'établir durablement au dessus du prix de l'essence.**

Production et demande de gazole routier en métropole (Mt/an)



Production et demande de carburéacteur en métropole (Mt/an)

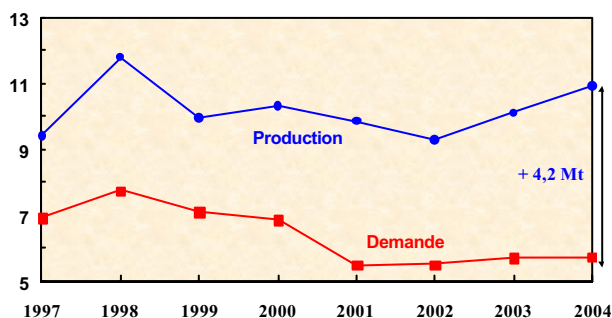


La demande intérieure de carburéacteur reprend une pente plus optimiste et les effets des événements du 11 septembre 2001 et de la guerre en Irak semblent s'estomper. La demande s'établit à environ 6,1 Mt en 2004. La production en carburéacteur s'est élevée à 5,6 Mt, encore inférieure à la demande, et vient creuser également le déficit en distillats moyens.

La production de fioul lourd BTS et TBTS de basse et très basse teneurs en soufre est restée stable avec une offre qui dépasse toujours la demande du marché français qui elle se stabilise. La production de fiouls industriels HTS à haute teneur en soufre, est stable depuis 3 ans (3,7 Mt) et reste excédentaire, compte tenu d'une demande faible (0,7 Mt en 2004).

La production de fiouls de soutes (diesel marine léger DML non inclus) augmente à environ 3,7 Mt et reste également excédentaire malgré une demande globale qui augmente.

Production et demande de fiouls lourds en métropole (Mt/an TBTS, BTS, HTS, Soutes hors DML)



La production de fiouls lourds, toutes qualités confondues, est donc, comme le montre le graphique ci-dessus, très largement surcapacitaire, cette tendance étant accentuée l'année dernière par une reprise du traitement global et cette année par une incapacité à produire des produits plus légers. Elle totalise

10,9 Mt en 2004 alors que la demande intérieure, (industries et soutes), s'établit à 5,7 Mt.

Les investissements : l'adaptation aux spécifications européennes en 2005 et 2009.

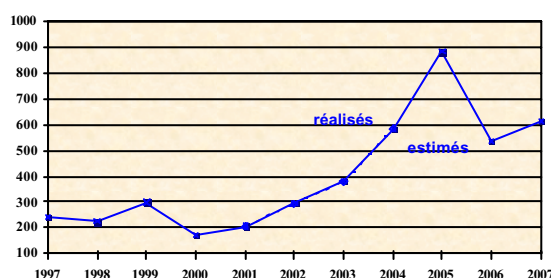
La mise en application au 1^{er} janvier 2000 de la directive 98/70/CE a entraîné pour les essences et le gazole des spécifications à caractère environnemental plus contraignantes et a généré, dans le raffinage français en 1999, un effort d'investissement certain, dirigé cependant essentiellement vers la production d'essences à faible teneur en soufre.

La mise en application de la deuxième étape de cette même directive à compter du 1^{er} janvier 2005, et notamment l'obligation de produire des essences et du gazole d'une teneur en soufre de 50 mg/kg (ppm) n'a pas entraîné de gros investissements, les raffineurs ayant profité des surcapacités de traitement, des gains obtenus sur l'activité et la stabilité des catalyseurs d'hydrodésulfuration, ainsi que de la possibilité de ségréguer les charges à traiter et d'utiliser des pétroles bruts à basse teneur en soufre.

L'obligation de mettre sur le marché dès 2005 de l'essence et du gazole d'une teneur en soufre de 10 mg/kg, teneur obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2009, a incité les raffineurs français à investir pour les sites les plus rentables et à jouer à l'échelle européenne sur les synergies de groupe. En France la mise sur le marché de carburants à 10 ppm de soufre n'a et ne va donc générer que des investissements d'adaptation dans la plupart des raffineries (remodelage par ajout de réacteur). Seules les raffineries les plus rentables peuvent bénéficier d'investissements très lourds défendables devant les actionnaires.

Les investissements en France sont de l'ordre de 600 millions d'euros en 2004. Deux gros projets ont vu le jour : l'un a démarré en 2004 à PJG chez Esso, l'autre est en construction à Gonfreville chez Total.

Investissements Raffinage France 1997 – 2007 (en millions d'euros)



Au second semestre 2004, le projet d'Exxon d'hydrotraitement de distillats lourds prévu à la raffinerie de Port Jérôme Gravenchon s'est concrétisé par sa mise en route. 2,5 Mt/an de distillats sous vide sont traités sous haute pression d'hydrogène pour alimenter le craquage catalytique en aval et améliorer ainsi les rendements et la spécification en soufre des produits essence et gazole, les passant ainsi directement aux spécifications de 2009 (photo ci-après).

L'unité d'hydrotraitement du projet PJ21 d'Esso à Port Jérôme Gravenchon

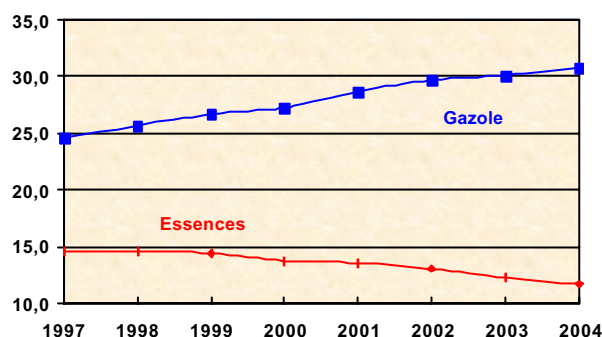


Le projet de Total à la raffinerie de Gonfreville l'Orcher, qui inclut un hydrocraqueur haute pression alimenté par une nouvelle unité d'hydrogène fabriqué par vapocraquage de méthane, est en construction. Il produira des essences, des carburateurs et des gazoles sans soufre et permettra de réduire la production de fiouls lourds devenue gênante pour la raffinerie. Son démarrage est prévu en 2006.

Les investissements réalisés dans les raffineries françaises après 2000 ont été significatifs afin de pouvoir produire des essences et des gazoles aux spécifications de 2005, voire de 2009. Ils sont en effet passés de 200 millions d'euros en 2001 à 600 millions d'euros en 2004. Néanmoins, ces investissements sont presque uniquement dédiés à la mise aux spécifications des carburants. L'industrie française du raffinage conçue à l'origine pour fabriquer des essences ne saurait corriger sans investissements très lourds les

imperfections de son schéma de raffinage (absence de conversion profonde des résidus, faible capacité d'hydrocraquage, conversion très fortement orientée vers le craquage catalytique et manque de débouchés pour l'utilisation du gazole lourd). Les marges de raffinages très bonnes en 2003 et 2004 ne seront cependant probablement pas suffisantes pour relancer des investissements qui se porteraient, s'ils se réalisaient, vers les raffineries stratégiques de grosse capacité (plus de 10 millions de tonnes de brut traités par an) et situées en général sur une façade maritime.

Evolution de la demande annuelle en essence et gazole (Mt/an)



La demande toujours croissante de gazole et la diminution constante des consommations d'essence provoqueront des importations de gazole et des exportations d'essences tant que ces possibilités existeront. Les USA déficitaires en essences et la Russie excédentaire en gazole permettent ainsi d'équilibrer le marché mais il est légitime de s'interroger sur cette dépendance qui diminue de fait l'efficacité de notre outil de raffinage et rendent d'autant plus sensibles les prix des carburants aux aléas des marchés internationaux.

Les deux projets d'Esso et Total (respectivement 300 millions d'euros et 500 millions d'euros), montrent l'énorme effort financier que doivent effectuer les raffineurs pour répondre principalement aux nouvelles normes sur les carburants, mais cet effort ne pourra pas compenser le déséquilibre offre-demande auquel doit faire face l'industrie française du raffinage.

■ *Didier Duée*

Capacité Théorique de traitement des raffineries françaises fin 2004 (kt/an)

Sociétés et Raffineries	Distillation Atmosphérique	Réformage Catalytique	Désulfuration des Gazoles	Viscoréduction Craquage Th.	Craquage catalytique	Hydro craquage	Bases essences		
							Alkylation	Isomérisation	ETBE
TOTAL	53 078	7 071	19 971	5 992	12 387	-	727	2 450	217
Feyzin	5 765	428	2 100	882	1 512	-	185	-	88
Grandpuits	4 788	599	1 806	798	1 575	-	168	-	-
Donges	11 340	1 512	3 990	1 932	2 660	-	210	151	-
Gonfreville	15 925	2 240	6 160	1 260	2 415	-	-	1 278	60
La Mède	7 525	1 155	3 990	1 120	1 897	-	165	455	-
Mardyck	7 735	1 138	1 925	-	2 328	-	-	567	70
SHELL France	13 650	2 065	3 885	700	2 275	-	-	-	-
Berre	6 300	840	2 135	-	1 050	-	-	-	-
Petit-Couronne	7 350	1 225	1 750	700	1 225	-	-	-	-
ESSO SAF	16 870	2 083	5 915	-	3 360	-	282	333	-
Port-Jérôme-Gravenchon	11 305	1 243	3 465	-	1 890	-	282	333	-
Fos-sur-Mer	5 565	840	2 450	-	1 470	-	-	-	-
BP Lavéra	10 150	508	2 567	1 365	1 540	945	-	630	-
CRR Reichstett	3 955	630	1 103	980	770	-	-	-	-
SARA Le Lamentin	788	126	445			-	-	-	-
Métropole	97703	12356	33441	9037	20332	945	1009	3413	217
France	98490	12482	33885	9037	20332	945	1009	3413	217
Δ Métropole / 2003	-0,5%	-1,9%	-0,3%	-0,4%	-3,7%	0,0%	0,3%	1,0%	-2,3%
Δ France / 2003	-0,5%	-1,9%	-0,3%	-0,4%	-3,7%	0,0%	0,3%	1,0%	-2,3%

Source Direm

Brut distillé dans les raffineries en métropole

Groupe	Nombre de raffineries	2002			2003			2004		
		Brut raffiné	Facteur de service	Nombre de jours cumulés en	Brut raffiné	Facteur de service	Nombre de jours cumulés en	Brut raffiné	Facteur de service	Nombre de jours cumulés en
		Mt/an	%	dist. de brut	Mt/an	%	dist. de brut	Mt/an	%	dist. de brut
Total	6	44,43	82,5	1979	48,14	89,4	2100	48,55	91,5	2077
Shell	3	14,40	83,3	1077	15,11	87,4	1092	14,89	84,6	1053
Esso	2	15,25	90,4	1059	15,13	89,7	1081	15,97	94,6	726
BP	1	7,86	76,1	321	8,11	79,9	344	7,36	72,5	282
Total	12	81,93	83,3	4436	86,49	88,1	4617	86,77	88,8	4138

Source Direm

Charges traitées dans les raffineries en métropole

	2003			2004			Ecart 2004/2003	
	Capacité théorique	Charge traitée	Facteur de Service	capacité théorique	Charge traitée	Facteur de Service	Charge traitée	Charge traitée
	kt/an	kt/an	%	kt/an	kt/an	%	kt/an	%
Distillation Atmosphérique	98186	86482	88%	97703	86768	89%	285	0,3
Reformeur	12600	10526	84%	12356	10555	85%	28	0,3
Alkylation + Isomérisation +ETBE	4606	3511	76%	4639	3697	80%	186	5,3
Reformeur +Alkylation+ Isomérisation+ETBE	17206	14037	82%	16996	14251	84%	214	1,5
HDS GO	33546	27392	82%	33441	27359	82%	-33	-0,1
Craquage Catalytique	21109	17861	85%	20332	18605	92%	744	4,2
Hydrocraquage	945	824	87%	945	934	99%	110	13,3
FCC + HDK	22054	18685	85%	21277	19539	92%	854	4,6
Viscoréduction	9072	4943	54%	9037	5631	62%	688	13,9

Source Direm

Production des raffineries en métropole et demande intérieure

	Production nette des raffineries (Mt/an) (1)								Demande (Mt/an) (2)							
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total	82,9	85,9	77,4	80,3	82,0	76,2	80,8	81,4	94,8	97,4	97,8	96,6	97,2	94,0	95,5	95,1
dont GPL	2,7	2,7	2,3	2,6	2,5	2,1	2,5	2,5	3,0	3,2	3,2	3,2	3,1	3,0	2,8	2,9
Essence et super	17,9	18,5	17,0	16,5	16,3	15,1	15,5	15,3	14,6	14,6	14,5	13,8	13,6	13,1	12,3	11,7
dont sans plomb	12,0	13,2	13,3	15,9	16,0	14,9	15,3	15,1	8,9	9,5	10,2	13,8	13,6	13,1	12,3	10,9
Super Pb jusqu'en 99 /ARS ex SP98 dès 00									5,7	5,0	4,2	3,0	2,2	1,6	1,1	0,8
SP95									2,8	3,5	4,3	5,4	6,5	7,0	7,1	7,2
SP98									6,1	6,0	5,9	5,4	4,9	4,5	4,1	3,7
Naphta pour vapo (3)	5,7	5,4	4,7	5,9	5,7	5,4	6,1	5,7	11,7	11,5	11,5	11,5	10,9	10,1	11,2	10,1
Carburacteur	6,6	6,7	6,6	6,1	6,1	5,1	5,2	5,6	5,0	5,3	5,8	6,0	5,9	5,8	5,8	6,1
Gazole	20,8	21,7	20,5	22,0	22,6	21,8	23,3	21,8	24,6	25,7	26,7	27,3	28,7	29,7	30,1	30,8
Fioul domestique FOD (4)	14,0	14,2	12,1	12,5	14,2	12,3	13,1	12,6	17,1	17,7	17,4	16,1	17,7	15,9	16,3	16,3
Gazole + FOD	34,8	35,9	32,6	34,5	36,8	34,1	36,3	34,4	41,7	43,4	44,0	43,3	46,4	45,6	46,4	47,1
Fioul lourd industriel BTS/TBTS (5)	2,7	3,6	3,1	3,6	3,9	3,5	3,6	3,5	2,6	3,3	3,2	3,3	2,6	2,6	2,4	2,3
Fioul lourd industriel HTS (6)	4,5	5,9	4,7	4,4	3,8	3,7	3,7	3,7	2,1	1,9	1,4	1,0	0,7	0,8	0,9	0,7
Fioul lourd de soutes (IF)	2,2	2,3	2,2	2,3	2,1	2,1	2,8	3,7	2,2	2,5	2,5	2,6	2,2	2,1	2,4	2,8
Total Fiouls lourds	9,4	11,8	10,0	10,3	9,8	9,3	10,1	10,9	6,9	7,7	7,1	6,9	5,5	5,5	5,7	5,7
Lubrifiants	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,8	1,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
Bitumes	3,4	3,4	3,8	3,7	3,7	3,5	3,5	3,6	3,3	3,2	3,3	3,4	3,4	3,2	3,5	3,4

(1) Production brute - auto-consommation - consommation intérieure

(2) Marché intérieur + marché des soutes maritimes françaises et internationales + consommation intérieure des raffineries

(3) Production : Naphta uniquement (ne comprend pas le GPL et le GO lourd comme charges de vapo.)

(3) Demande : matières premières pour la pétrochimie : charges vapo., aromatiques, oléfines

(4) Comprend le Diesel Marine Léger ou DML

(5) Teneur en soufre < 2 % : Fioul < 0,5%, Fioul 0,5-1%, Fioul 1-2%

(6) Fioul > 2%

Source CPDP/DIREM

Evolution de la qualité des produits

Impacts sur l'environnement

Essence et gazole : la directive 98/70/CE modifiée

Deux directives liées, l'une relative à la qualité des carburants (directive 98/70/CE), l'autre aux émissions des véhicules particuliers et des utilitaires légers (directive 98/69/CE) ont été adoptées le 13 octobre 1998 et publiées le 28 décembre 1998.

La directive 98/70/CE modifiée par la directive 2003/17/CE a introduit, pour les essences et le gazole, des spécifications à caractère environnemental plus contraignantes. Elle s'applique en trois étapes, l'une depuis le 1^{er} janvier 2000, la suivante à compter du 1^{er} janvier 2005 et la dernière en 2009. Cette directive a été transposée, dans la réglementation française, par les arrêtés du 23 décembre 1999 modifiés.

De plus, cette directive instaure l'obligation de mettre sur le marché de l'essence et du gazole d'une teneur en soufre maximale de 10 mg/kg sur une base géographique équilibrée à partir du 1^{er} janvier 2005 et rend cette teneur limite obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2009.

La DIREM a engagé en 2004 une concertation avec l'ensemble de la distribution pétrolière en vue de concrétiser cette dernière disposition.

Il en est résulté les décisions suivantes :

- au cours du premier trimestre 2005, l'ensemble du SP98 distribué devrait contenir moins de 10 mg/kg de soufre ;
- progressivement au cours du premier semestre 2005, plus de 400 stations-service, principalement situées dans les grandes agglomérations et sur les grandes voies de circulation, devraient distribuer du gazole à moins de 10 mg/kg de soufre.

Le tableau ci-après présente une synthèse de l'évolution des spécifications des carburants résultant de ces directives.

Teneurs limites	Spécifications			
	<1/01/2000	1/01/2000	1/01/2005	1/01/2009
Essences				
Soufre mg/kg	500	150	50	10
Benzène % en volume	5	1	1	1
Aromatiques % en volume	-	42	35	35
Oléofines % en volume	-	18	18	18
Gazole				
Soufre mg/kg	500	350	50	10
Polyaromatiques % en masse	-	11	11	11

Par ailleurs, la suppression du carburant plombé est effective depuis le 1^{er} janvier 2000.

La distribution à la pompe d'un carburant spécifique dit ARS (anti-récession de soupapes) a été mise en place pour utilisation dans des véhicules anciens, pendant encore quelques années (arrêté du 23 décembre 1999). Compte tenu de la disparition progressive de ce type de véhicules, sa consommation poursuit une pente décroissante (réduction de 28,4 % au cours de l'année 2004) pour s'établir à 0,8 Mt en 2004, soit près de 6,8 % du marché des essences. En 2004, plus de la moitié des stations-service distribuaient encore du carburant ARS.

La distribution de ce carburant devrait très significativement diminuer en 2005, que ce soit dans les stations-service des compagnies pétrolières ou de la grande distribution ; cependant, certains distributeurs prévoient de poursuivre au-delà de 2005 la commercialisation de l'ARS. Un certain nombre d'opérateurs vendent ou prévoient de vendre des additifs ARS en flacons-doseurs en substitution au carburant ARS, additifs qui sont à mélanger au SP 98.

Carburants pour engins mobiles non routiers

La directive 2003/17 a introduit la notion de carburants pour engins mobiles non routiers (tracteurs agricoles, engins de travaux publics...). Pour ces gazoles, la directive prévoit de laisser les Etats Membres choisir entre les teneurs en soufre de la directive 99/32

(0,2 % puis 0,1 % au 1^{er} janvier 2008) ou celles du gazole contenues dans la directive 2003/17 modifiée. Lors de la révision de celle-ci que la Commission doit présenter avant fin 2005, la possibilité d'assimiler, à partir du 1^{er} janvier 2009, le gazole utilisé par les engins mobiles non routiers au gazole routier sera examinée.

Combustibles utilisés dans la marine

Les combustibles utilisés dans la marine font l'objet de projets de réglementation au niveau international. En effet, il est apparu que dans certaines zones de trafic maritime dense, une part importante des retombées acides pouvait provenir des émissions des navires dues à l'utilisation des combustibles. Dans un premier temps, c'est l'Organisation Maritime Internationale (OMI) qui est apparue comme le meilleur cadre pour prendre des mesures de caractère international.

a) Dans le cadre de l'OMI, le projet de nouvelle annexe VI à la Convention MARPOL impose des limitations aux émissions polluantes des navires. En particulier, il prévoit l'introduction d'une limite à la teneur en soufre des combustibles lourds utilisés à leur bord, afin de limiter les émissions d'oxydes de soufre. Cette limite s'avère sévère dans certaines zones dénommées « zones de contrôle », à l'intérieur desquelles une teneur limite de 1,5 % de soufre est imposée ; les zones de contrôle prévues actuellement couvrent la Baltique et la Mer du Nord (y compris la Manche). De plus, il a été convenu qu'un plafond de 4,5 % de soufre serait imposé mondialement pour les soutes des navires.

Ce protocole est entré en vigueur le 19 mai 2005, un an après la date à laquelle quinze Etats, dont les flottes représentent au total au moins cinquante pour cent du tonnage brut de la flotte mondiale des navires de commerce, l'ont ratifié. La France a, pour sa part, engagé le processus d'adhésion qui nécessite une procédure législative qui s'est achevée en février 2005 (loi n° 2005-109 du 11 février 2005).

b) L'Union Européenne a souhaité appuyer les mesures mises en place dans le cadre de l'OMI en les renforçant pour certaines d'entre elles. Aussi, la Commission européenne a présenté une proposition de directive modifiant la directive 1999/32/CE sur la teneur en soufre

des combustibles, dont les principales dispositions concernent les combustibles utilisés dans la marine.

Cette proposition reprend en premier lieu les dispositions de l'annexe VI de la Convention MARPOL. Elle prévoit d'étendre l'utilisation de combustibles contenant 1,5 % de soufre aux navires à passager assurant des services réguliers à destination ou en provenance des ports de la Communauté. Par ailleurs, elle prévoit des limitations de teneurs en soufre des combustibles utilisés dans les bateaux de navigation intérieure et par les navires à quai dans les ports de la Communauté à 0,2 % en masse et à partir du 1^{er} janvier 2010 à 0,1 %. Cette proposition de directive a été examinée en première lecture par le Parlement européen ; le Conseil a adopté une position commune sur cette directive fin 2004. La deuxième lecture au Parlement européen a été engagée début 2005.

Fiouls lourds : application de la directive 99/32

La directive 99/32 prévoit dans son principe la limitation de la teneur en soufre des fiouls lourds à 1 % en masse à partir du 1^{er} janvier 2003.

Mais la consommation de fiouls lourds contenant plus de 1 % de soufre peut être autorisée en utilisant, selon les cas, soit une désulfuration des effluents, soit simultanément d'autres combustibles moins soufrés (tel le gaz) ou une combinaison de ces deux possibilités, en assurant un niveau maximal de rejet de SO₂ de 1 700 mg/m³.

L'arrêté du 25 avril 2000 a transposé cette directive ; l'arrêté du 3 janvier 2003, quant à lui, précise les conditions de mise à la consommation des fiouls lourds d'une teneur en soufre supérieure à 1 %. De plus, des arrêtés ont limité à moins de 1 700 mg/m³ les émissions des installations de combustion consommant des fiouls lourds, dans le cadre de la réglementation ICPE.

Impacts de la qualité des produits sur l'environnement

Les émissions polluantes à l'atmosphère se réduisent fortement compte tenu de l'amélioration de la qualité des produits

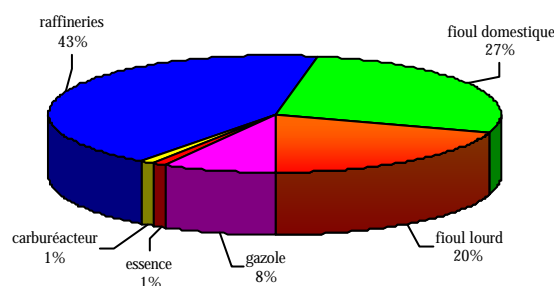
pétroliers. C'est le cas notamment pour le soufre et le plomb.

- Emissions soufrées

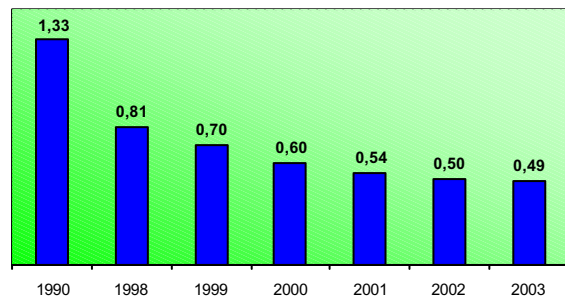
Les émissions de dioxyde de soufre en France ont été divisées par plus de 3 entre 1970 et 1990 et par près de 2,7 entre 1990 et 2003.

Cette évolution provient principalement des nombreuses mesures prises depuis plus de dix ans pour abaisser la teneur en soufre des différents combustibles d'origine pétrolière et des carburants.

Emissions de soufre issues de produits pétroliers en 2003



Emissions totales de dioxyde de soufre en France en Mt



Alors que la consommation de **fiouls lourds** s'était stabilisée depuis plusieurs années autour de 3,5 millions de tonnes, l'année 2004 a enregistré une baisse par rapport aux années 2001 et 2002 avec un niveau de consommation de l'ordre de 2,96 Mt/an.

L'évolution dans la répartition entre les différentes qualités consommées s'est accélérée, ainsi la part des fiouls lourds TBTS (teneur en soufre inférieure à 1%), qui représentait 11,9 % des fiouls lourds consommés en 1990, a atteint 92,2 % en 2004. L'application de la directive 99/32 aux fiouls lourds au 1^{er} janvier 2003 a dès 2003 divisé par un facteur de 1,20 les émissions de soufre. Les réductions progressives des teneurs en soufre du **fioul domestique et du gazole** ont

eu aussi un effet significatif sur les émissions de SO₂ nationales ; par exemple, bien que la consommation de gazole ait augmenté de 72 % entre 1990 et 2003, les émissions de soufre correspondantes ont été divisées par environ 1,6.

Cette tendance se poursuivra avec les nouvelles étapes des directives carburants (essence et gazole à 50 mg/kg de soufre en 2005 et 10 mg/kg en 2009) et combustibles (fioul domestique à 0,1 % en 2008).

- Emissions de plomb

Les émissions de plomb dans l'atmosphère, dues à l'utilisation des carburants, tendent vers zéro depuis l'année 2000.

Emissions de plomb en tonnes/an*							
1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
3887	847	736	523	7	0	0	0

(*) Il est considéré que 75 % de la charge plomb contenue dans les essences est émise dans l'atmosphère
Source : CITEPA (Inventaire CORALIE)

La suppression totale de l'essence plombée en 2000 et la consommation unique de carburants sans plomb (teneur limite en plomb inférieure à 0,005 g/l) a entraîné une réduction de 96 % en 10 ans des émissions totales de plomb dans l'atmosphère.

On peut donc désormais considérer que depuis 2000 la pollution de l'air par le plomb n'a pas pour origine l'utilisation des carburants.

Impacts sur les émissions de gaz à effet de serre

Les engagements internationaux de la France en matière d'émissions de gaz à effet de serre (protocole de Kyoto) conduisent à définir pour chaque secteur industriel un quota d'émissions à respecter.

Le secteur du raffinage est concerné ; le dioxyde de carbone est de fait le seul gaz à effet de serre à prendre en compte : il est émis dans l'utilisation de combustibles nécessaires aux différentes phases de traitement des raffineries.

Bien que le tonnage de brut traité soit passé de 75 Mt en 1990 à 88 Mt en 2001, le ratio CO₂ émis par tonne de brut traitée est resté sensiblement le même, entre 0,21 et 0,22. Ce

résultat montre que les efforts de toute nature menés en raffineries pour accroître leur efficacité énergétique durant cette période ont compensé l'augmentation de consommation d'énergie entraînée par les nouvelles exigences apparues en matière d'amélioration de la qualité des produits, essentiellement pour protéger l'environnement, et l'évolution du marché des produits finis.

Les nouvelles exigences en matière d'environnement, telles que la diminution des teneurs en soufre des fiouls lourds, des carburants et du fioul domestique vont accroître encore la consommation d'énergie. En effet pour atteindre ces nouvelles spécifications, de nouveaux traitements en raffineries, notamment des procédés d'hydrogénation sévères avec des niveaux de pression et de température élevés, seront nécessaires ; ils pourraient accroître de plusieurs pour cent la consommation d'énergie des raffineries.

Inversement, l'utilisation de carburants à basse teneur en soufre, entraînant une régénération moins énergétivore des catalyseurs utilisés dans le traitement des gaz d'échappement des véhicules, réduira leur consommation.

Le plan français d'allocations de quotas CO₂ a fixé pour la période 2005 à 2007 un total

annuel de 19 360 kt pour l'ensemble des 14 raffineries françaises.

La collecte et l'élimination des huiles usagées

La collecte des huiles usagées a légèrement augmenté en 2004 (241 798 t en 2004 contre 241 277 t en 2003).

L'élimination évolue de la manière suivante :

- une baisse de 5,2 % des huiles utilisées comme combustible industriel (123 732 t) ;
- une augmentation de 6,4 % de la régénération (108 130 t), filière prioritaire.

La taxe parafiscale sur les huiles de base a été supprimée le 5 octobre 1998. Elle a été remplacée par la TGAP (huile) assise sur la vente des lubrifiants générant des huiles usagées ; son taux est de 38,11 €/t.

L'aide à la collecte et l'élimination des huiles usagées en 2004 a été de 17,5 M € (budget déchets ADEME) contre une dotation budgétaire de 17,4 M€ en 2003.

Les carburants de substitution

Les biocarburants

La production globale de biocarburants s'est élevée à 468 486 m³ (399 438 t) en 2004 contre 462 164 m³ (404 606 t) en 2003, soit une légère hausse de 1,4 % (6 322 m³ ; 5 168 t).

Production totale			
	2003	2004	2004/2003
m ³	462 164	468 486	+6 322
Tonnes	399 438	404 606	+5 168

Agréments totaux			
	2003	2004	2004/2003
m ³	513 777	578 646	+64 869
Tonnes	441 452	498 502,5	+57 050,5

Cette situation globale doit toutefois être nuancée dans l'analyse de chacune des filières.

En ce qui concerne l'éthanol qui sert à fabriquer l'ETBE (Ethyl Tertio Butyl Ether) introduit dans les essences, la production s'est élevée à 214 864 m³ en 2004 contre 206 862 m³ en 2003. En effet les agréments ETBE ont été réduits pour octroyer des agréments à l'éthanol pur. La filière a produit à 88 % de la capacité agréée, contre 71% en 2003, en raison de problèmes de production de l'unité OUEST-ETBE installée à Gonfreville.

Production d'ETBE (dont éthanol)			
	2003	2004	2004/2003
m ³	206 862	214 864	+8 002
	(97 225)	(100 986)	(+ 3 761)
Tonnes	155 170	161 172	+6 002
	(77 197)	(80 183)	(+2 986)

Agréments ETBE (dont éthanol)			
	2003	2004	2004/2003
m ³	292 000	265 294	-26 706
	(137 240)	(124 688)	(-12 552)
Tonnes	219 000	199 000	-20 000
	(108 952)	(99 002)	(-9 950)

Pour la première fois en 2004 des agréments ont été accordés à l'éthanol à hauteur de 12 000 t (soit 15 110 m³).

Cependant il faut noter que le niveau de mise à la consommation est très faible (de l'ordre de 5 % des agréments).

Ethanol en 2004		
	Agréments	Mis à la consommation
m ³	15 113	886
Tonnes	12 000	704

Pour la filière oléagineuse, c'est à dire les EMHV (Esters Méthyliques d'Huiles Végétales) qui sont introduits essentiellement dans le gazole (90 %) et le fioul domestique, la production s'est élevée à 366 613 m³ en 2004 contre 364 939 m³ en 2003 soit le niveau le plus haut jamais atteint. Le taux de réalisation est de 83 % en 2004 contre 97 % en 2003.

Production EMHV			
	2003	2004	2004/2003
m ³	364 939	366 613	+1 674
Tonnes	322 241	323 720	+1 479

Agréments EMHV			
	2003	2004	2004/2003
m ³	376 557	438 845	+62 288
Tonnes	332 500	387 500	+55 000

Le pourcentage (PCI) de biocarburants dans les carburants est en 2004 de 0,83 % pour l'ensemble des deux filières (0,58 % pour les essences et 0,93 % pour le gazole).

La défiscalisation des biocarburants a été maintenue identique à celle de 2003 pour les EMHV et l'ETBE.

	Défiscalisation	Coût 2004
EMHV	33 €/hl	121 M€
ETBE	38 €/hl	38 M€
Ethanol	37 €/hl	0,3 M€
TOTAL		159 M€

Une politique européenne volontariste

La Commission a adopté deux directives sur les biocarburants en 2003 :

➤ **La directive 2003/96/CE** prévoit la possibilité pour les Etats Membres d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants ;

➤ **La directive 2003/30/CE** relative à la promotion de l'utilisation des biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports, dresse la liste des produits pouvant être considérés comme biocarburants et les formes sous lesquels ils peuvent se présenter. Elle demande aux Etats Membres de fixer des objectifs indicatifs nationaux de part de marché des biocarburants dans les carburants, avec comme valeurs de référence : 2 % d'ici à décembre 2005 et 5,75 % à fin décembre 2010 (pourcentage exprimé en PCI).

Projet de loi d'orientation sur l'énergie

Le projet de loi d'orientation sur l'Energie (LOE) a fixé comme axe de développement des biocarburants les objectifs indicatifs de pénétration pour utilisation dans les transports prévus par la Directive 2003/30/CE (2 % en 2005 et de 5,75 % en 2010 exprimé en PCI).

Plan biocarburants

Le Premier Ministre a présenté le 7 septembre un plan pour le développement de la production de biocarburants en France. L'objectif fixé à l'horizon 2007 est d'atteindre une production de l'ordre de 1 200 000 t, c'est à dire de la tripler.

Loi de finances 2005

La loi de finances 2005 a prévu une augmentation de 130 000 t des quantités de biocarburants défiscalisées en 2005 (100 000 t pour l'éthanol et 30 000 t pour les EMHV). De plus, elle institue un système de taxation des carburants visant à favoriser l'incorporation de biocarburants au niveau prévu par la LOE.

L'article 32 introduit en effet une taxe sur la mise à la consommation d'essence d'une part et du gazole d'autre part basée sur le prix de vente hors TVA. Son taux est croissant, de 1,2 % en 2005 à 5,75 % en 2010 ; il est

diminué de la part de biocarburants mis sur le marché en % PCI, et ce pour le supercarburant d'une part et le gazole de l'autre.

Bilans énergétiques et effet de serre

Une étude mandatée par l'ADEME et la DIREM et réalisée par ECOBILAN a établi hors toute considération économique, les bilans énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre des biocarburants et carburants fossiles.

Il ressort de cette étude les éléments suivants :

- Le rendement énergétique (énergie restituée / énergie non renouvelable mobilisée) des filières de production d'éthanol de blé et de betterave est de 2, à comparer avec le rendement de la filière essence de 0,87 ;
- Le rendement énergétique des filières ETBE de blé et betterave est voisin de 1 contre un rendement de la filière MTBE (Méthyl-Tertio-Ethyl-Ether) de 0,76 ;
- pour la filière EMHV le rendement est proche de 3 à comparer avec celui du gazole de 0,9.

En terme de bilan gaz à effet de serre, les filières de production de biocarburants présentent également un gain important par rapport aux filières de carburants fossiles.

En considérant l'hypothèse d'une combustion totale des carburants, l'impact sur l'effet de serre de la filière essence est environ 2,5 fois supérieur à celui des filières éthanol, ce qui se traduit par un gain d'environ 2,7 teq CO₂/t (tonne équivalent CO₂/tonne) de carburant pour le scénario actuel ; le bilan gaz à effet de serre de la filière gazole est 3 fois supérieur à celui des filières EMHV, soit un gain de 2,5 teq CO₂/t.

Le gaz de pétrole liquéfié-carburant (GPL-c)

Le gaz de pétrole liquéfié - carburant (GPL-c) constitué d'un mélange de propane et de butane pouvant contenir de 50 à 90 % de propane, provient soit d'opérations de purification du gaz naturel lors de son extraction, soit du raffinage du pétrole brut. Le GPL est gazeux à pression et température ambiantes, mais stockable à l'état liquide sous

faible pression (10-15 bars). Son usage comme carburant, est important dans certains pays (Pays-Bas, Italie et Japon).

Les véhicules alimentés au GPL-c se caractérisent par une faible émission de polluants, en particulier à basse température.

Une étude récente a mis en évidence en particulier que les moteurs GPL-C rejettent 20 fois moins d'oxydes d'azote (NO_x) que les moteurs Diesel avec des émissions de CO₂ comparables.

En France, le nombre de véhicules particuliers équipés est passé de 26 000 en 1996 (début de la défiscalisation) à plus de 150.000 unités aujourd'hui avec une baisse depuis 2001 (210 000). Cependant, la vente de véhicules neufs GPL a enregistré une croissance en 2004.

Véhicule	2003	2004	2004/2003
Neuf	5.300	6.700*	+27%
2 ^{ème} monte	>4.000	>4.000	Stabilité

* 80% de véhicules privés et 20 % de véhicules d'entreprise ou de collectivité

Parallèlement le réseau de stations-service GPL-c couvre une grande majorité du territoire national et compte, fin 2004, près de 1.800 points de vente publique et 150 stations privées dont une partie pour l'approvisionnement des parcs des collectivités.

La consommation de GPL-c a continué de baisser au cours de l'année 2004 avec un niveau de 151 072 tonnes (-8,8 % par rapport à 2003) avec une tendance à la stabilisation des consommations sur la fin de l'année.

Afin de favoriser l'utilisation du GPL-c ont été instaurés pour les particuliers :

- Un crédit d'impôt pour l'achat d'un véhicule GPL-c neuf d'un montant de 1 527 euros (surcoût de production) ;
- Une majoration de 775 euros du crédit d'impôt pour l'achat d'un véhicule GPL-c neuf si l'acquisition est accompagnée de la mise au rebut d'un véhicule immatriculé avant 1992 ;
- Un crédit d'impôt de 1 525 euros pour la transformation d'un véhicule essence de moins de 3 ans.

et pour les professionnels :

- Un amortissement exceptionnel sur 12 mois plafonné à 18 300 euros pour l'acquisition d'un véhicule neuf GPL-c ou pour le coût de transformation d'un véhicule essence ;
- Une exonération de la TVTS (taxe sur les véhicules de tourisme de société) à hauteur de 100 % pour les véhicules monocarburant et de 50 % pour les véhicules bicarburant ;
- Une récupération de la TVA sur le carburant GPL-c utilisé pour les véhicules normalement exclus du droit d'exonération ;
- Une possibilité d'exonération de la vignette selon les départements ;
- Une récupération de la TIPP sur le GPL-c utilisé pour les bus (à hauteur de 40 000 l/an/bus) ou pour les taxis (à hauteur de 9 000 l/an/taxis)

Le gaz naturel-véhicule (GNV)

Le GNV - essentiellement à l'état gazeux et comprimé sous 200 bars - est un carburant déjà éprouvé puisque près d'un million de véhicules dans le monde l'utilisent. Les moteurs adaptés pour être alimentés au GNV se caractérisent par une faible émission de polluants.

Ils émettent toutefois, dans de faibles proportions (< 0,1 g/km), du méthane qui est un gaz à effet de serre très actif. Mais, si l'on considère les émissions de gaz à effet de serre sur toute la chaîne d'utilisation, le GNV apporte des gains de l'ordre de 20 à 25 % par rapport à la filière essence et de 10 à 15 % par rapport au gazole.

Comme le GPL-c, le GNV présente un PCI volumique plus faible que celui de l'essence, ce qui provoque une hausse de la consommation. Cet inconvénient se double d'un handicap important, celui du stockage à bord du véhicule, très pénalisant sur le plan du poids et de l'encombrement.

Le GNV se développe d'abord dans les utilisations urbaines (autobus et véhicules de propriété notamment) où la pollution est importante. C'est ainsi qu'en 2003, une trentaine de communes étaient équipées de véhicules consommant du GNV, soit 1 500 bus et environ 5 500 véhicules utilitaires.

La consommation de GNV est en croissance régulière passant de 300 à 550 GWh de 2001 à 2004, avec une augmentation de 12 % entre 2003 et 2004.

L'utilisation du GNV bénéficie d'avantages fiscaux similaires à ceux du GPL-c.

■ Rémi Gaudillière
■ Adil Benzakri

Evolution des émissions de dioxyde de soufre en France depuis 1990

Part des produits pétroliers

SO ₂ en kt	1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Ecart 2003-1990
Fioul lourd*	316	178	170	136	109	84	65	54	- 83 %
Fioul domestique	116	79	79	80	73	81	74	75	- 35 %
Gazole	100	25	25	23	19	20	21	21	- 79 %
Essence + Super	42	23	22	15	4	4	4	4	- 91 %
Carburacteur**	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	7 %
Raffineries***	189	177	178	166	135	133	126	118	- 37 %
Total émission SO₂ en France	1329	800	815	701	605	544	500	492	- 63 %
% de produits pétroliers + raffineries	57,5	60,4	58,4	59,9	56,5	59,4	58,2	55,8	

Source CITEPA (Inventaire CITEPA/CORALIE)

* Trafic maritime international exclu

** Trafic aérien international exclu

*** Lacq exclu

Evolution des consommations des différentes catégories de fiouls lourds (hors soutes marines)

En kt	1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Fioul lourd	6 237	4 707	5 276	4 582	4 292	3 323	3 360	3 316	2 960
Dont Fioul lourd BTS	724	1 210	1 300	1 289	1 379	1 281	1 096	424	110
Dont Fioul lourd TBTS	744	1 348	2 035	1 892	1 949	1 311	1 708	2 729	2 731
Part des fiouls lourds TBTS/Total FOL	11,9%	28,6%	38,6%	41,3%	45,4%	39,5%	50,8%	82,3%	92,2%

Source CPDP

Chiffres clés de l'élimination des huiles usagées

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Collecte (kt/an)	222	235	240	245	247	241	243	241	237	242
Tonnage incinéré (kt/an)	124	159	168	159	165	151	146	151	131	124
Approvisionnement de la filière Régénération (kt/an)	93	71	69	82	83	86	89	81	102	108
Produit net taxe (MF/an)	122	112	118	95,09*	-	-	-	-	-	-
Dotation budgétaire en M€					21,2	21,6	13,5	16,5	17,4	17,5**

Source ADEME

* suspension de perception au 05/10/1998

** budget déchets ADEME

Les transports de pétrole brut et de produits raffinés

L'activité de transport par pipelines de produits bruts et de produits finis est en baisse cette année.

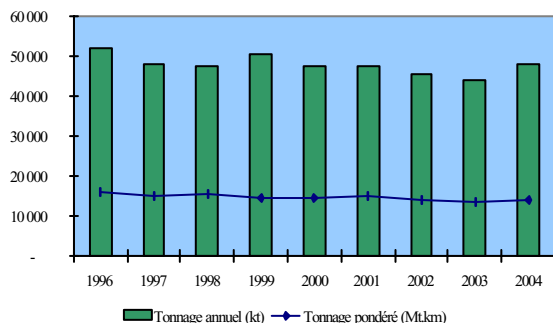
1 - Transports de pétrole brut

Les transports intérieurs de pétrole brut sont en quasi-totalité réalisés par un réseau d'oléoducs de plus de 3 200 km, qui permet d'alimenter les raffineries françaises de l'intérieur, la raffinerie de Karlsruhe en Allemagne et la raffinerie de Cressier en Suisse.

En 2004 le total du trafic des principaux pipelines métropolitains a légèrement diminué (- 0,7 %) et s'établit à environ 47,9 millions de tonnes (Mt).

Le volume du **trafic** pour les besoins **français** des principaux pipelines métropolitains (voir les données de référence) a très faiblement augmenté en 2004 (+ 0,2 %) avec 69 kt de plus qu'en 2003. Il s'élève à 34,4 Mt.

Le **trafic pondéré français**, qui représente 8,43 milliards de tonnes-km, recule de 0,1 % par rapport à l'année précédente.



Le pipeline Sud Européen

Par rapport à 2003 il a été enregistré une baisse de 1 424 kt (- 6,4 %) du trafic global du pipeline Sud Européen, qui est ainsi passé de 22,35 à 20,93 Mt.

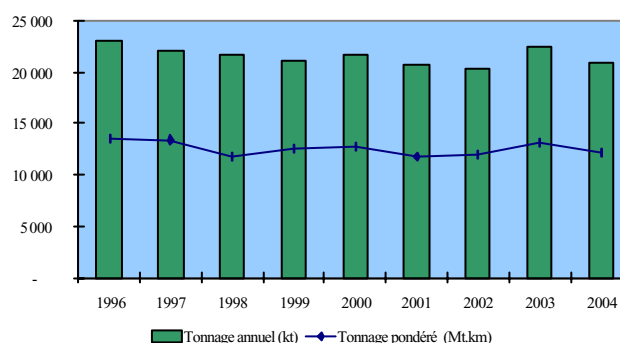
Plus particulièrement, on constate que :

- ◆ les livraisons en France ont diminué pour atteindre 10,4 Mt (- 6,0 %) ; la ventilation du trafic est la suivante :
 - ⇒ à destination de la raffinerie de Reichstett, le trafic a diminué de 350 kt (- 8,9 %) par rapport à 2003, soit 3,6 Mt ;
 - ⇒ à destination de l'usine pétrochimique de Carling, les livraisons ont connu une

augmentation de 129 kt (+ 10,3 %) pour s'établir à 1,3 Mt ;

⇒ à destination de la raffinerie de Feyzin, le tonnage a aussi chuté (- 440 kt soit - 7,5 %) pour une réalisation de 5,4 Mt.

- ◆ les livraisons à destination de la raffinerie allemande de Karlsruhe (MIRO) ont subi une baisse notable de 1 167 kt (- 13,4 %).
- ◆ les livraisons à destination de la raffinerie de Cressier (Suisse) via le pipeline du Jura ont progressé de 406 kt à hauteur de 3,0 Mt.



Le pipeline Le Havre-Grandpuits

L'activité globale de ce pipeline qui relie Le Havre, Gargenville et Grandpuits, a été de l'ordre de 6,95 Mt en 2004. Elle a diminué de 164 kt par rapport à 2003 (-2,3 %) et a augmenté de 0,5 % en tonnes-kilomètres transportées.

La baisse de transport des bruts métropolitains s'est poursuivie en liaison avec la production. Les transports de produits finis et semi-finis entre Grandpuits et Gargenville sont restés stables.

Le pipeline Antifer-Le Havre

Le trafic de l'oléoduc Antifer-Le Havre a atteint 14,11 Mt en 2004, en hausse de 6,2 % par rapport à 2003. L'activité de cet ouvrage est liée aux flux d'approvisionnement par pétroliers au terminal portuaire d'Antifer.

Les pipelines miniers

Les transports de la production des gisements de l'Aquitaine ont poursuivi leur baisse, passant de 976 kt à 949 kt, soit une diminution

du tonnage pondéré de 2 millions tonnes-kilomètres en 2004 à 54,4 millions (-3,5 %). La production de la zone de Lacq a baissé en 2004 de 9,0 %, passant de 421 kt en 2003 à 383 kt. Par contre, dans la zone de Parentis, la production a très légèrement progressée, passant de 555 kt en 2003 à 566 kt en 2004 soit + 2,0 %.

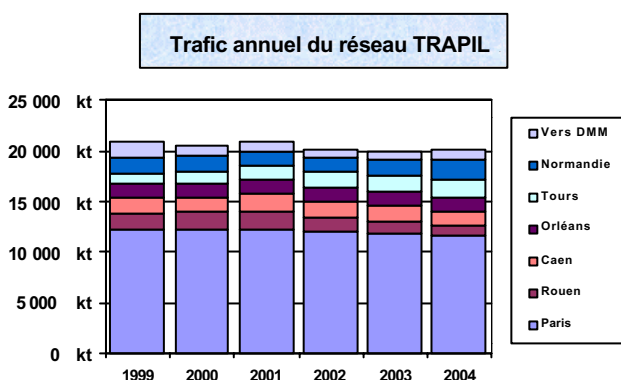
Enfin, dans le bassin parisien, les expéditions de pétrole brut vers la raffinerie de Grandpuits ont légèrement diminué, de 250 kt en 2003 à 244 kt en 2004 (-2,4 %) pour le pipeline Villeperdue-Grandpuits, et pour la conduite de Vert-le-Grand-Grandpuits, de 147 kt en 2003 à 138 kt en 2004 (-6,1 %).

2 - Transports de produits raffinés.

Les transports de produits raffinés ont connu en 2004 une légère baisse d'activité de l'ordre de 0,5 % par rapport à 2003.

Le réseau Trapil « Le Havre-Paris » dessert, sur 1 375 km, la région parisienne, Orléans et Tours, la Normandie et Caen, à partir des raffineries de Basse-Seine et des ports du Havre et de Rouen. Il a transporté, en 2004, 20,08 Mt de produits raffinés, soit une progression de 0,3 % par rapport à l'année 2003 où le trafic global avait alors représenté 20,02 Mt (livraison).

L'activité globale du réseau a atteint 3,717 milliards de tonnes-kilomètres (t.km) contre 3,749 l'année précédente, soit une baisse de 0,8 %.



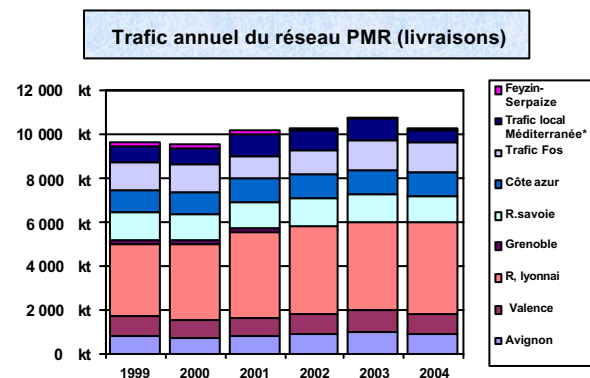
Le pipeline Méditerranée-Rhône (PMR) qui relie sur 757 km les quatre raffineries de la zone Fos/Berre, le dépôt pétrolier de Fos et la raffinerie de Feyzin aux dépôts de la Vallée du

Rhône, du Dauphiné et de la Savoie, ainsi que les stockages de Vernier en Suisse et les dépôts de Puget-sur-Argens, a pour sa part enregistré un trafic global de 10,165 Mt (tonnage expédié) cette année, en retrait de 3 %.

Cette évolution est due :

- à une chute significative du trafic vers la Suisse de 41,1 %, en raison de la mise en place fin 2003 dans ce pays, de carburants à basse teneur en soufre (< 10 ppm), insuffisamment disponibles dans les établissements chargeurs français ;
- à une augmentation modérée du trafic en France (+ 1,3 %), liée principalement à une progression du trafic local de proximité Méditerranée (+ 4,1 %) et des expéditions Rhône-Alpes (+ 1,3 %) contrebalançant ainsi la baisse du trafic Côte d'Azur (- 2,4 %).

Comme suite à ces évolutions, le trafic global pondéré du PMR est en légère régression de 5,0 % avec 2 132 milliards de t.km contre 2 246 milliards de t.km en 2003.



Le pipeline Donges-Melun-Metz (630 km)

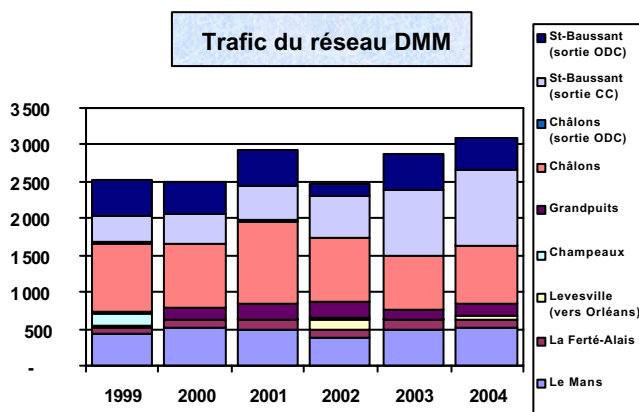
Son trafic a augmenté en 2004 en masse (+7,7 %) et en tonnage pondéré (+10,8 %), avec respectivement 3,09 Mt et 641 Mt.km contre 2,87 Mt et 578 Mt.km en 2003. En 2004 il y a eu de nouveau des livraisons vers le réseau Trapil, à destination de Tours.

Vers les dépôts de l'Est, les transports ont globalement augmenté :

- de 13 % avec 1 029 kt (913 kt en 2003) pour les transports à destination de Saint Baussant (enlèvements par camions-citernes) ;
- de 11,5 % avec 780 kt pour les transports à destination de Châlons en Champagne.

En revanche, les transports à destination de Saint Baussant vers le réseau ODC ont diminué de 9,0 % et restent très faibles à Châlons vers les ODC (15 kt en 2004 et 6 kt en 2003).

Les mouvements entre la raffinerie de Donges et celle de Grandpuits sont inchangés à 151 kt, contre 152 kt en 2003.

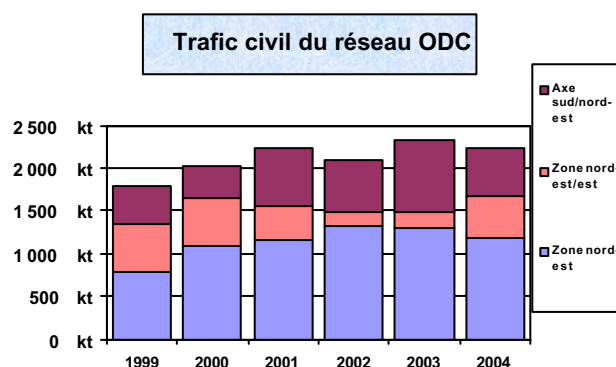


Oléoducs de défense commune (ODC)

Les transports civils de produits pétroliers assurés sur les 2 260 km de lignes constituées par ces oléoducs ont atteint 637 millions de tonnes-kilomètres en 2004, en diminution de (-17,3 %) par rapport à 2003 et correspondant à 2,237 Mt, soit une régression de l'ordre de 5,5 % (2,367 Mt en 2003).

Cette évolution des transports traduit des situations contrastées selon les régions :

- la diminution de l'activité vers Strasbourg, en particulier vers la raffinerie de Reichstett (- 46 %) non compensée par l'augmentation du trafic local Reichstett-Port aux pétroles (+ 164 %);
- la baisse de l'activité vers Vatry (- 13,5 %) au départ de Dunkerque qui n'a pas été compensée par les entrées au Havre ;
- dans la partie Sud du réseau, une baisse continue liée au différentiel de prix Nord-Sud défavorable au Sud et une baisse globale de l'activité au départ et à l'arrivée de Feyzin.



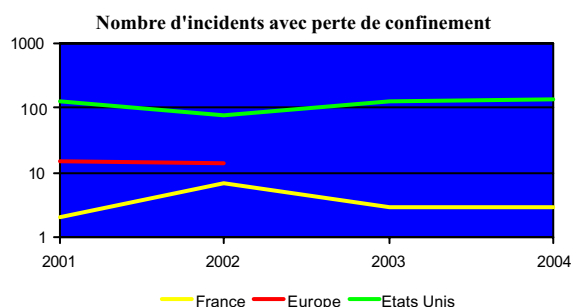
La sécurité des ouvrages de transport d'hydrocarbures par canalisations

Le nombre d'incidents et les volumes répandus sont stables en 2004.

Avec 9 000 km de canalisations le réseau français d'oléoducs garde une physionomie constante depuis 1995. Le réseau d'Europe occidentale a augmenté de 4 800 km entre

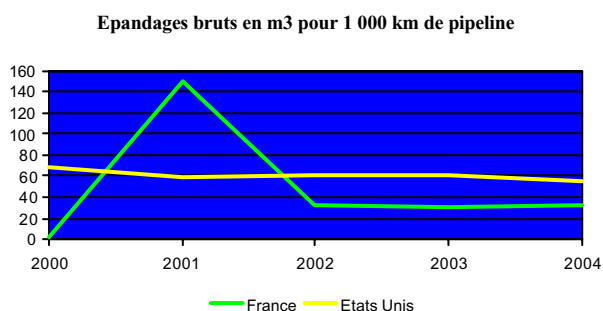
2000 et 2002, par l'intégration de canalisations roumaines, tchèques et slovaques (35 592 km, *source CONCAWE*). Le réseau des Etats-Unis avec 250 000 km (*source Office of Pipeline Safety, OPS*) ne varie pratiquement pas.

Il est constaté une diminution du nombre d'incidents en 2004.



Le nombre d'incidents avec épandage en 2004 est resté égal à **0,33 pour 1 000 km de pipeline** (soit 3 incidents recensés) contre **0,78 en 2003**, 0,40 en Europe en 2002 (soit 14 incidents, *CONCAWE*) et 0,56 aux Etats-Unis en 2004 (141 incidents, *OPS*).

Les volumes bruts répandus (avant récupération) en 2004 avoisinent les 300 m³, comme en 2003. Le graphe ci-après montre l'évolution des volumes répandus depuis 2000.



Pour 2004, l'origine des 3 incidents est la suivante :

- des travaux de tiers à proximité pour deux incidents ;
- une corrosion.

Globalement, **l'origine des incidents**, en France comme en Europe, demeure pour la majeure partie les activités de tiers à proximité des ouvrages comme le confirme le tableau ci-après :

Europe (<i>CONCAWE</i>)	1999	2000	2001	2002
Activité de tiers	6	4	7	6
Corrosion	4	1	3	6
Défaillance mécanique	0	1	5	2
Erreur d'exploitation	1	0	0	0
Total	11	6	15	14

Le tableau ci-après présente les causes d'incidents aux Etats-Unis. La corrosion demeure un facteur déterminant :

Etats-Unis (<i>OPS</i>)	2000	2001	2002	2003	2004
Corrosion	22,4 %	29 %	25 %	25 %	26,2 %
Défaillance mécanique	15 %	8 %	27 %	32 %	24,7 %
Activité de tiers	24,5 %	22 %	18 %	18 %	12,8 %
Erreur d'exploitation	6,1 %	7 %	11 %	6 %	16,3 %
Autres et divers (non identifiées)	32 %	34 %	19 %	19 %	20 %

A propos du règlement de sécurité des pipelines.

Le règlement de sécurité des pipelines à hydrocarbures doit être remplacé par un texte commun à tous les produits transportés (gaz combustibles, hydrocarbures liquides, et liquéfiés et produits chimiques). Ce nouveau texte s'appuiera essentiellement sur les normes. La nouvelle réglementation devrait davantage s'attacher à fixer les objectifs à atteindre, plutôt que les moyens à mettre en oeuvre.

La réorganisation des services en charge de la sécurité industrielle au sein du ministère de l'industrie a ralenti le rythme des travaux en 2004.

En outre, ces travaux ont connu une pause pour pouvoir prendre en compte les conclusions de la mission du Conseil général des mines qui a fait suite à l'accident de Ghislenghien (Belgique) en juillet 2004.

■ Gérard Thiolet

Ouvrages de transport de pétrole brut

	Longueur (en km)	Tonnage annuel transporté				Tonnage kilométrique annuel			
		2003	2004	Evolution 2004/2003		2003	2004	Evolution 2004/2003	
Pipeline sud-européen	1 796	22 353 kt	20 929 kt	- 1 424 kt	- 6,4 %	13 112,0	12 139,9	-972,1	- 7,4 %
dont France		11 066 kt	10 405 kt	- 661 kt	- 6,0 %	5 177,4	4 910,0	-267,4	- 5,2 %
<i>pour Feyzin</i>		5 878 kt	5 438 kt	- 440 kt	- 7,5 %	1 530,6	1 416,0	- 114,6	- 7,5 %
<i>pour Carling</i>		1 254 kt	1 383 kt	+ 129 kt	+ 10,3 %	896,1	987,7	+ 91,6	+ 10,2 %
<i>pour Reichstett</i>		3 934 kt	3 584 kt	- 350 kt	- 8,9 %	2 750,7	2 506,2	- 244,5	- 8,9 %
dont Suisse (Cressier)		2 557 kt	2 963 kt	+ 406 kt	+ 15,9 %	1 219,9	1 413,7	+ 193,8	+ 15,9 %
dont Allemagne (Karlsruhe)		8 729 kt	7 562 kt	- 1 167 kt	- 13,4 %	6 714,7	5 816,3	- 898,4	- 13,4 %
Oberhoffen-Carling	108	1 523 kt	1 630 kt	+ 107 kt	+ 7,0 %	144,3	159,4	+ 15,1	+ 10,5 %
Pipeline du Jura	56	2 548 kt	2 915 kt	+ 367 kt	+ 14,4 %	142,7	163,2	+ 20,6	+ 14,4 %
Antifer-Le Havre	26,5	13 276 kt	14 105 kt	+ 829 kt	+ 6,2 %	351,8	373,8	+ 22,0	+ 6,3 %
Le Havre-Grandpuits **	252	7 116 kt	6 952 kt	- 164 kt	- 2,3 %	1 297,0	1 304,0	+ 7,0	+ 0,5 %
Villeperdue-Grandpuits	58	250 kt	244 kt	- 6 kt	- 2,4 %	10,5	10,5	+ 0,0	+ 0,0 %
Vert le Grand-Grandpuits	33	147 kt	138 kt	- 9 kt	- 6,1 %	4,9	4,6	- 0,3	- 6,1 %
Parentis- Ambès (3 antennes)	94	353 kt	355 kt	+ 2 kt	+ 0,6 %	26,0	26,2	+ 0,2	+ 0,8 %
dont Guagnot-Berganton	48	52 kt	56 kt	+ 4 kt	+ 7,7 %	2,5	2,4	- 0,1	- 4,0 %
dont Cazaux-Caudos	19	136 kt	138 kt	+ 2 kt	+ 1,5 %	2,6	2,6	+ 0,0	+ 0,0 %
dont Lugos-Sillac	9	14 kt	17 kt	+ 3 kt	+ 21,4 %	0,1	0,2	+ 0,1	+ 100,0 %
Total Parentis		555 kt	566 kt	+ 11 kt	+ 2,0 %	31,2	31,4	+ 0,2	+ 0,6 %
Lacq - Boucau (3 antennes)	86	201 kt	185 kt	- 16 kt	- 8,0 %	17,3	15,9	- 1,4	- 8,1 %
Total Lacq	102	220 kt	198 kt	- 22 kt	- 10,0 %	8,0	7,1	- 0,9	- 11,3 %
Total Lacq	188 kt	421 kt	383 kt	- 38 kt	- 9,0 %	25,3	23,0	- 2,3	- 9,1 %
Total Aquitaine		976 kt	949 kt	- 27 kt	- 2,8 %	56,5	54,4	- 2,1	- 3,7 %
TOTAL		48 189 kt	47 862 kt	- 327 kt	- 0,7 %	15 150,9	14 241,2	- 909,6	- 6,0 %
dont trafic français		34 354 kt	34 423 kt	+ 69 kt	+ 0,2 %	8 436,2	8 424,9	- 11,2	- 0,1 %

* : cette unité de mesure, correspondant au transport d'une tonne sur un kilomètre, permet de pondérer le tonnage transporté par la distance parcourue et reflète ainsi d'une manière plus précise l'activité d'un mode de transport.
 ** : transport global comprenant les transferts de produits finis et semi-finis entre Gargenville et Grandpuits et le gazole pousseur.

Evolutions des transport de pétrole brut

	2000		2001		2002		2003		2004
Tonnage annuel (en Mt)	47,829		45,904		44,114		48,189		47,862
Ecart/année précédente		- 1,925 - 4,0 %		- 1,790 - 3,9 %		+ 4,075 + 9,2 %		- 0,327 - 0,7 %	
dont trafic français	33,886		33,325		30,751		34,354		34,423
Ecart/année précédente		- 0,561 - 1,7 %		- 2,574 - 7,7 %		+ 3,603 + 11,7 %		+ 0,069 + 0,2 %	
Tonnage annuel pondéré (en Mt.km)	14 868		13 819		13 761		15 151		14 241
Ecart/année précédente		- 1 049 - 7,1 %		- 58 - 0,4 %		+ 1 390 + 10,1 %		- 910 - 6,0 %	
dont trafic français	8 657		8 433		7 918		8 436		8 425
Ecart/année précédente		- 224 - 2,6 %		- 515 - 6,1 %		+ 518 + 6,5 %		- 11 - 0,1 %	

Source : DIREM

Pipeline sud -européen	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Tonnage annuel (kt)	22 112	21 685	21 137	21 685	20 700	20 371	22 353	20 929
Tonnage pondéré (Mt.km)	13 445	11 850	12 497	12 834	11 850	12 038	13 112	12 140

Transports de produits finis par pipeline : 2004

Tonnages annuels transportés par le réseau TRAPIL – livraisons

Régions de destination	1999	Ecart n+1/n	2000	Ecart n+1/n	2001	Ecart n+1/n	2002	Ecart n+1/n	2003	Ecart n+1/n	2004
Paris	12 470 kt	- 1,2 %	12 319 kt	+ 0,5 %	12 378 kt	- 2,0 %	12 126 kt	- 2,3 %	11 853 kt	- 1,8 %	11 639 kt
Rouen	1 539 kt	+ 6,6 %	1 640 kt	+ 6,0 %	1 739 kt	- 22,9 %	1 341 kt	- 12,9 %	1 168 kt	- 21,8 %	913 kt
Caen	1 533 kt	- 8,2 %	1 408 kt	+ 11,6 %	1 571 kt	- 0,6 %	1 562 kt	+ 1,3 %	1 583 kt	- 2,0 %	1 552 kt
Orléans	1 327 kt	+ 3,2 %	1 370 kt	+ 5,6 %	1 447 kt	- 3,9 %	1 390 kt	+ 0,4 %	1 395 kt	- 1,0 %	1 381 kt
Tours	1 172 kt	+ 7,0 %	1 254 kt	+ 16,5 %	1 461 kt	+ 5,7 %	1 545 kt	+ 1,7 %	1 571 kt	- 0,2 %	1 568 kt
Normandie	1 297 kt	+ 18,5 %	1 537 kt	- 11,9 %	1 354 kt	+ 1,0 %	1 367 kt	+ 10,7 %	1 513 kt	+ 33,6 %	2 022 kt
Livraisons au réseau DMM	1 329 kt	- 31,8 %	907 kt	+ 8,9 %	988 kt	- 4,7 %	942 kt	- 0,3 %	939 kt	+ 7,5 %	1 009 kt
Total toutes destinations	20 667 kt	- 1,1 %	20 435 kt	+ 2,5 %	20 938 kt	- 3,2 %	20 273 kt	- 1,2 %	20 022 kt	+ 0,3 %	20 084 kt

Source : TRAPIL

Tonnages annuels transportés par le réseau du pipeline Méditerranée – Rhône (PMR) – livraisons

Régions de destination	1999	Ecart n+1/n	2000	Ecart n+1/n	2001	Ecart n+1/n	2002	Ecart n+1/n	2003	Ecart n+1/n	2004
Rhône-Alpes	661 kt	+ 0,9 %	667 kt	+ 0,1 %	668 kt	- 7,9 %	615 kt	+ 6,5 %	655 kt	+ 2,7 %	673 kt
Région d'Avignon	856 kt	- 8,6 %	782 kt	+ 6,8 %	835 kt	+ 12,7 %	941 kt	+ 6,6 %	1 003 kt	- 7,3 %	930 kt
Région de Valence	3 326 kt	+ 4,2 %	3 465 kt	+ 13,9 %	3 945 kt	+ 0,3 %	3 958 kt	+ 1,8 %	4 028 kt	+ 2,7 %	4 136 kt
Région lyonnaise	211 kt	- 40,3 %	126 kt	+ 40,5 %	177 kt	- 53,7 %	82 kt	- 87,8 %	10 kt	+ 620,0 %	72 kt
Feyzin-Serpaize	156 kt	+ 26,3 %	197 kt	- 39,6 %	119 kt	- 100,0 %	0 kt	+ 0,0 %	0 kt	+ 0,0 %	0 kt
Région de Grenoble	1 255 kt	- 9,2 %	1 140 kt	+ 4,3 %	1 189 kt	+ 6,2 %	1 263 kt	- 3,4 %	1 220 kt	- 2,9 %	1 185 kt
Région savoyarde											
Côte d'Azur	1 079 kt	- 4,9 %	1 026 kt	+ 2,0 %	1 047 kt	+ 6,2 %	1 112 kt	- 2,1 %	1 089 kt	- 1,7 %	1 071 kt
Région de Puget/Argens											
Méditerranée	1 185 kt	+ 6,2 %	1 259 kt	- 16,8 %	1 048 kt	+ 5,0 %	1 100 kt	+ 22,3 %	1 345 kt	+ 3,6 %	1 394 kt
Trafic local Méditerranée*	735 kt	+ 6,0 %	779 kt	+ 26,4 %	985 kt	- 11,7 %	870 kt	+ 19,3 %	1 038 kt	- 42,8 %	594 kt
Suisse	9 464 kt	- 0,2 %	9 441 kt	+ 6,1 %	10 013 kt	- 0,7 %	9 941 kt	+ 4,5 %	10 388 kt	- 3,2 %	10 055 kt

Source : SPMR

Trafic civil du réseau des oléoducs de défense commune (ODC)

Régions de destination	1999	Ecart n+1/n	2000	Ecart n+1/n	2001	Ecart n+1/n	2002	Ecart n+1/n	2003	Ecart n+1/n	2004
Tonnage annuel (en Mt)	1,805	+ 13,7 %	2,052	+ 10,1 %	2,259	- 6,3 %	2,117	+ 11,6 %	2,363	- 5,3 %	2,237
Tonnage pondéré (Mt.km)	536	+ 5,0 %	563	+ 37,5 %	774	- 14,0 %	666	+ 15,6 %	770	- 17,3 %	637
dont :											
Zone nord-est	790 kt	+ 37,2 %	1 084 kt	+ 7,5 %	1 165 kt	+ 13,4 %	1 321 kt	- 1,5 %	1 301 kt	- 8,1 %	1 195 kt
<i>tonnage pondéré (Mt.km)</i>	202	+ 24,3 %	251	+ 5,2 %	264	+ 27,3 %	336	- 8,9 %	306	- 8,2 %	281
Zone nord-ouest	565 kt	- 0,4 %	563 kt	- 27,5 %	408 kt	- 61,8 %	156 kt	+ 19,9 %	187 kt	+ 163,6 %	493 kt
<i>tonnage pondéré (Mt.km)</i>	80	+ 1,3 %	81	- 16,0 %	68	- 75,0 %	17	+ 82,4 %	31	+ 145,2 %	76
Axe sud/nord-est	450 kt	- 15,6 %	380 kt	+ 74,5 %	663 kt	- 4,4 %	634 kt	+ 35,6 %	860 kt	- 36,2 %	549 kt
<i>tonnage pondéré (Mt.km)</i>	255	- 11,0 %	227	+ 94,3 %	441	- 29,7 %	310	+ 36,5 %	423	- 33,6 %	281

Source : SNOI

Tonnages annuels transportés par pipeline Donges – Melun – Metz (DMM) – livraisons

Régions de destination	1999	Ecart n+1/n	2000	Ecart n+1/n	2001	Ecart n+1/n	2002	Ecart n+1/n	2003	Ecart n+1/n	2004
Tonnage annuel (en Mt)	2,52	- 15,3 %	2,50	+ 19,4 %	2,98	- 16,4 %	2,49	+ 15,3 %	2,87	+ 7,7 %	3,09
Tonnage pondéré (Mt.km)	548,80	- 15,1 %	540,90	+ 10,3 %	596,36	- 10,6 %	532,97	+ 8,5 %	578,41	+ 10,8 %	641,05
dont :											
Le Mans	451 kt	+ 7,3 %	511 kt	- 2,0 %	501 kt	- 24,8 %	377 kt	+ 31,8 %	497 kt	+ 4,4 %	519 kt
La Ferté-Alais	71 kt	+ 120,0 %	99 kt	+ 19,2 %	118 kt	- 8,5 %	108 kt	+ 16,7 %	126 kt	- 7,1 %	117 kt
Levesville (vers Orléans)	36 kt	+ 67,7 %	13 kt	+ 298,4 %	52 kt	+ 161,9 %	136 kt	- 97,8 %	3 kt	+ 1400,0 %	45 kt
Champeaux	139 kt	- 100,0 %	0 kt		0 kt		35 kt	- 100,0 %	0 kt		0 kt
Grandpuits	25 kt	+ 564,0 %	166 kt	+ 24,1 %	206 kt	+ 0,0 %	206 kt	- 26,2 %	152 kt	- 0,7 %	151 kt
Châlons	924 kt	- 22,0 %	878 kt	+ 26,1 %	1 107 kt	- 22,2 %	861 kt	- 18,7 %	700 kt	+ 11,4 %	780 kt
Châlons (sortie ODC)	29 kt	- 96,7 %	3 kt	+ 633,3 %	22 kt	- 90,9 %	2 kt	+ 200,0 %	6 kt	+ 150,0 %	15 kt
St-Baussant (sortie CC)	365 kt	- 8,5 %	378 kt	+ 30,2 %	492 kt	+ 15,4 %	568 kt	+ 60,7 %	913 kt	+ 12,7 %	1 029 kt
St-Baussant (sortie ODC)	475 kt	- 18,4 %	449 kt	+ 7,8 %	484 kt	- 59,9 %	194 kt	+ 145,4 %	476 kt	- 9,0 %	433 kt

Source : SFDMM

Transports de produits finis

Activité 2004 par mode de transport

Destinations	Caboteurs	Chalands	Wagons-citernes	Camions-citernes	Pipelines *	Canalisations directes**	TOTAL	Rappel 2003	Variation 2004/2003	
									Tonnage	%
Transferts de raffineries sur entrepôts réexpéditeurs	1 225 kt 24.4 %	14 kt 0.7 %	0 kt 0.0 %	0 kt 0.0 %	1 137 kt 3.7 %	6 519 kt 86.4 %	8 895 kt 12.7 %	8 701 kt 12.4 %	+ 194 kt	+ 2,2 %
Transferts de raffineries ou d'entrepôts réexpéditeurs sur dépôts	3 788 kt 75.5 %	1 681 kt 85.6 %	4 118 kt 91.3 %	120 kt 0.6 %	29 493 kt 96.3 %	1 022 kt 13.6 %	40 222 kt 57.6 %	40 322 kt 57.6 %	- 100 kt	- 0,2 %
Expéditions de raffineries ou d'entrepôts réexpéditeurs à la	5 kt 0.1 %	268 kt 13.7 %	390 kt 8.7 %	20 086 kt 99.4 %	0 kt 0.0 %	0 kt 0.0 %	20 749 kt 29.7 %	20 937 kt 29.9 %	- 188 kt	- 0,9 %
Total général	5 018 kt	1 963 kt	4 508 kt	20 206 kt	30 630 kt	7 541 kt	69 866 kt	69 960 kt	- 94 kt	- 0,1 %
% du tonnage total 2004	7,2 %	2,8 %	6,5 %	28,9 %	43,8 %	10,8 %				
Rappel du total en 2003	4 752 kt	2 132 kt	4 496 kt	20 254 kt	31 005 kt	7 321 kt	69 960 kt			
% du tonnage total 2003	6,8 %	3,0 %	6,4 %	29,0 %	44,3 %	10,5 %				
Variation 2004/2003	+ 266 kt + 5,6 %	- 169 kt - 7,9 %	+ 12 kt + 0,3 %	- 48 kt - 0,2 %	- 375 kt - 1,2 %	+ 220 kt + 3,0 %	- 94 kt - 0,1 %			

NB : de manière à éviter le double comptage des tonnages transférés sur les dépôts de l'intérieur, les valeurs ci-dessus ne font pas apparaître le camionnage terminal en tant que tel. On peut considérer que l'ensemble des tonnages expédiés repart des dépôts sur la clientèle par camion, soit en 2003 : 40,4 Mt.

** : **canalisation directe** : oléoduc desservant, en général, un seul utilisateur (usine, centrale thermique, raffinerie,...) à partir d'un centre de stockage ou de production.

* : pipeline : ouvrage de transport par conduite ayant plusieurs terminaux de livraison, et parfois, plusieurs points d'entrée. Les pipelines de produits finis sont généralement multi produits

Source : CPDP

Détail des tonnages par produit en 2004

Destinations	Caboteurs	Chalands	Wagons-citernes	Camions-citernes	Pipelines	Canalisations directes	TOTAL	Rappel tonnage 2003	Variation 2004/2003	
									Tonnage	%
Super A.R.S	32 kt	0 kt	0 kt	221 kt	0 kt	0 kt	253 kt	341 kt	- 88 kt	- 25,8 %
Supers sans plomb	2 357 kt	456 kt	772 kt	3 056 kt	5 890 kt	2 130 kt	14 661 kt	14 289 kt	+ 372 kt	+ 2,6 %
Sous-total	2 389 kt	456 kt	772 kt	3 277 kt	5 890 kt	2 130 kt	14 914 kt	14 630 kt	+ 284 kt	+ 1,9 %
	16,0 %	3,1 %	5,2 %	22,0 %	39,5 %	14,3 %	21,3 %	20,9 %		
Gazole	1 690 kt	502 kt	2 173 kt	9 851 kt	12 886 kt	2 173 kt	29 275 kt	29 370 kt	- 95 kt	- 0,3 %
Fioul domestique	694 kt	642 kt	1 286 kt	4 445 kt	6 608 kt	677 kt	14 352 kt	14 742 kt	- 390 kt	- 2,6 %
Sous-total	2 384 kt	1 144 kt	3 459 kt	14 296 kt	19 494 kt	2 850 kt	43 627 kt	44 112 kt	- 485 kt	- 1,1 %
	5,5 %	2,6 %	7,9 %	32,8 %	44,7 %	6,5 %	62,4 %	63,1 %		
Carburéacteur	110 kt	0 kt	163 kt	633 kt	5 247 kt	147 kt	6 300 kt	5 944 kt	+ 356 kt	+ 6,0 %
	1,7 %	0,0 %	2,6 %	10,0 %	83,3 %	2,3 %	9,0 %	8,5 %		
Total produits blancs	4 883 kt	1 600 kt	4 394 kt	18 206 kt	30 631 kt	5 127 kt	64 841 kt	64 686 kt	+ 155 kt	+ 0,2 %
	7,5 %	2,5 %	6,8 %	28,1 %	47,2 %	7,9 %	92,8 %	92,6 %		
Fioul lourd	136 kt	363 kt	115 kt	2 000 kt	0 kt	2 415 kt	5 029 kt	5 274 kt	- 245 kt	- 4,6 %
	2,7 %	7,2 %	2,3 %	39,8 %	0,0 %	48,0 %	7,2 %	7,5 %		
Total général	5 019 kt	1 963 kt	4 509 kt	20 206 kt	30 631 kt	7 542 kt	69 870 kt	69 960 kt	- 90 kt	- 0,1 %
	7,2 %	2,8 %	6,5 %	28,9 %	43,8 %	10,8 %				

Source : CPDP

Rappel des données des 10 dernières années

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Caboteurs	3,238	3,776	3,587	4,39	3,578	4,414	4,310	3,801	4,752	5,019
Chalands	2,91	2,671	2,671	2,982	2,340	2,762	2,496	2,631	2,135	1,963
Sous-total "EAU"	6,148	6,447	6,258	7,372	5,918	7,176	6,806	6,432	6,887	6,982
Wagons-citernes	5,241	5,743	5,743	5,649	5,005	4,933	4,930	4,869	4,496	4,509
Pipelines	26,845	27,375	27,59	28,886	28,918	30,110	30,952	30,619	31,005	30,631
Canalisations directes	6,02	5,958	5,958	7,405	6,445	7,240	7,454	5,994	7,321	7,542
Sous-total "Canalisations"	32,865	33,333	33,548	36,291	35,363	37,35	38,406	36,613	38,326	38,173
Camions-citernes (amont)	21,576	21,089	21,089	21,128	20,610	19,630	20,856	20,049	20,254	20,206
Total (amont)	65,83	66,612	66,638	70,44	66,896	69,089	70,998	67,963	69,963	69,87
CC (livraison terminale) estimation	34,05	36,91	37,61	39,27	38,59	40,51	41,27	40,47	40,32	40,22

Source : CPDP

Les stocks stratégiques : Pertinence et Souplesse

La réglementation

La France doit honorer un double engagement de constitution de stocks stratégiques pétroliers : au titre de l'Union européenne (90 jours de consommation intérieure moyenne) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 90 jours d'importation nette).

L'obligation de stockage stratégique pèse sur chaque opérateur pétrolier agréé qui réalise une opération entraînant l'exigibilité des taxes intérieures de consommation, ou livre des carburants à l'avitaillement des avions. Elle s'apprécie par catégorie de produits sur l'ensemble des mises à la consommation réalisées au cours de l'année civile précédente. La France a isolé le carburéacteur pour en faire une catégorie spécifique¹. Afin de tenir compte des contraintes opérationnelles des opérateurs, elle autorise la substitution en pétrole brut des produits finis tout en maintenant une quantité minimale de stocks de produits finis.

L'obligation AIE

Le niveau de l'obligation est fixé à 90 jours d'importation nette de l'année civile précédente. Aucune contrainte n'est fixée sur la nature des produits à stocker par l'Agence internationale de l'énergie. L'AIE impose cependant un abattement forfaitaire de 10 % sur les stocks déclarés pour indisponibilité technique, et retire les stocks de naphta. Les stocks des opérateurs, ainsi que le sur-stock demandé au Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP), ont permis à la France de maintenir un niveau de plus de 94 jours au cours de l'année 2004.

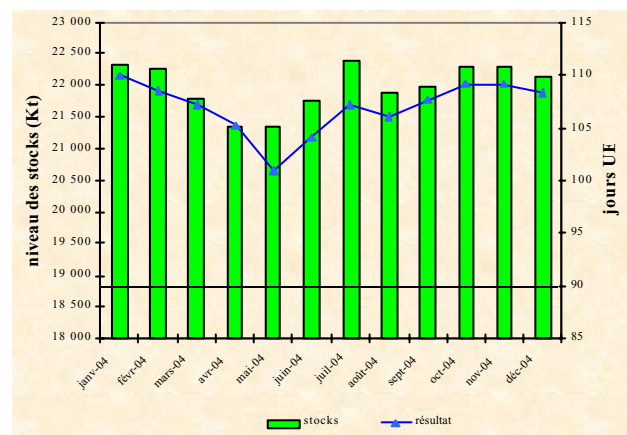
Evolution de l'obligation européenne

La directive européenne 68/414/CEE du 20 décembre 1968 modifiée dispose que les Etats membres doivent entretenir de façon permanente un stock de produits pétroliers, au moins équivalent à 90 jours de la consommation intérieure journalière moyenne pendant l'année civile précédente. On ne trouve que trois

¹ Les produits pétroliers se répartissent donc en quatre catégories : cat. I les essences, cat. II le gazole et le FOD, cat. III le carburéacteur et cat. IV les fiouls lourds

catégories de produits pétroliers (le carburéacteur étant intégré dans la catégorie II). Pour tenir compte des contraintes logistiques des opérateurs, la directive les autorise à substituer du pétrole brut aux produits finis sans dépasser un seuil minimum de stocks de produits finis (60 % pour les catégories I et II, 50 % pour la catégorie III). Tenant compte de l'ensemble des stocks pétroliers déclarés par les opérateurs, la France a respecté son obligation européenne avec une moyenne de 106,7 jours.

Evolution de l'obligation européenne



Evolution de l'obligation française

♦ Base du calcul

Les mises à la consommation de l'année 2003 ont légèrement régressé (- 0,03 %) à hauteur de 65 936 kt. On constate plus particulièrement une baisse de 6 % de la consommation en cat. I (11 907 kt) et en cat. III (5 505 kt) et une progression des consommations en cat. II et IV (respectivement 45 311 kt et 3 213 kt). La décomposition de ces mises à la consommation en fonction des opérateurs est :

	cat. I	cat. II	cat. III	cat. IV
Raffineurs	5 083	22 475	5 001	2 187
Grande distribution	5 632	9 687	0	0
Autres	1 192	13 149	504	1 026
Total	11 907	45 311	5 505	3 213

♦ Obligation nationale

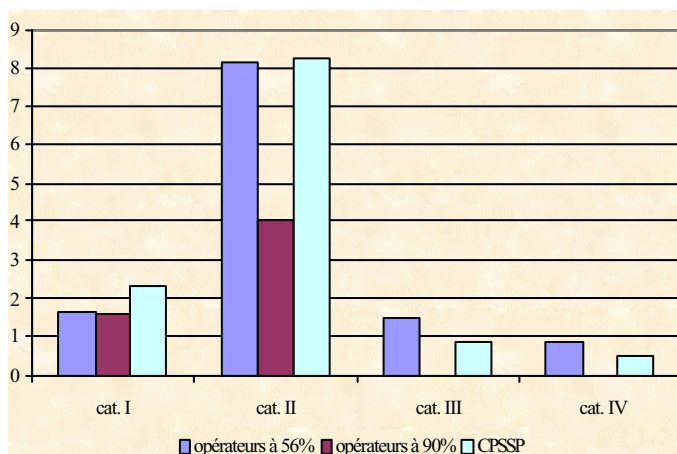
Compte tenu de ces informations, l'obligation nationale, en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2004, a légèrement diminué (- 0,4 %) à 17 802,7 kt. Elle se répartit à hauteur de 68 % pour les opérateurs déléguant 56 % de leur obligation au comité, et

31,6 % pour les opérateurs ayant opté pour un taux de délégation de 90 %.

	Variation en tonnes (1 ^{er} juillet 2004 - 30 juin 2005)			
	cat. I	cat. II	cat. III	cat. IV
nationale	3 214 845	12 234 029	1 486 317	867 505
opérateurs à 56%	1 618 091	8 164 769	1 486 317	836 907
opérateurs à 90%	1 596 754	4 017 440	0	21 542
non agréés	0	51 820	0	9 056
dont CPSSP	2 343 210	8 239 790	832 338	497 112

La principale conséquence de la modification de la réglementation intervenue au 1^{er} août 2004 (modification de la part déléguée au CPSSP par les opérateurs – décret n° 2003-753 du 6 août 2003) a été une plus forte implication du Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers dans la gestion des stocks de sécurité, puisque les sociétés représentant la grande distribution lui délèguent 90 % de leur obligation au lieu des 81 % l'année précédente. Ainsi, le comité a vu sa charge progresser de 567 kt. Elle représente 66,9 % de l'obligation nationale.

Obligation 2004-2005 (en Mt)

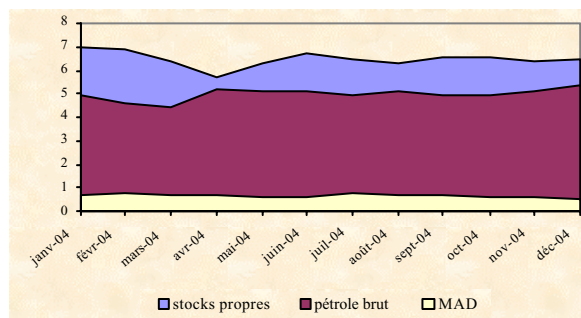


♦ Les stocks des opérateurs

Chaque opérateur assujéti à l'obligation de constitution de stocks stratégiques pétroliers a recours, pour remplir sa part non déléguée, directement aux stocks de produits pétroliers qu'il détient en propre, ou à des stocks de produits mis à sa disposition par d'autres opérateurs. On constate que le niveau des stocks de produits finis (essences, gazole, FOD, carburéacteur, fiouls lourds) déclarés mensuellement par les opérateurs est resté stable au cours de l'année 2004 à 6 499 kt. Il en est de même pour les stocks de pétrole brut à 4 962 kt. Ce niveau de stocks permet à chaque opérateur de remplir son obligation nationale et de

valoriser ses stocks par des mises à dispositions de produits pétroliers à d'autres opérateurs français ou étrangers.

Evolution des stocks pétroliers (en Mt)



En effet, dans le cadre d'accords bilatéraux, la France autorise les opérateurs pétroliers à opérer des contrats de mises à disposition (MAD) de produits pétroliers conformément à la directive 68/414/CEE du Conseil du 20 décembre 1968, à savoir :

- conditions et modalités de stockage pour garantir la disponibilité des stocks,
- procédure de contrôle et d'identification des stocks (lieux de stockage, identification des sociétés détentrices des stocks,...).

La France a engagé une réflexion avec ses partenaires européens pour renforcer la coopération en termes d'échange et de contrôle des stocks stratégiques pétroliers. Dans le souci permanent de respecter la directive, tout en veillant à maintenir un équilibre entre les Etats membres, la France est vigilante à maintenir ces échanges de produits (MAD) - contrats encore appelés "tickets" - dans des quantités acceptables lui permettant de respecter ses obligations. La DIREM, tout comme ses partenaires européens, s'interroge en permanence sur la localisation de ces stocks et mène des opérations de contrôle sur le terrain avec la Direction Générale des Douanes et Droits Indirects.

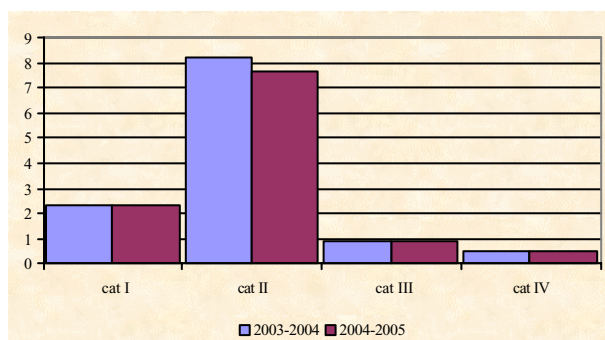
L'obligation à la charge du CPSSP

Comme indiqué précédemment, l'obligation à la charge du CPSSP durant la période du 1^{er} juillet 2004 au 30 juin 2005 a progressé de 4,9 % à 11,912 kt. Elle se répartit de la manière suivante :

- cat. I : 2 343,2 kt,
- cat. II : 8 239,7 kt,
- cat. III : 832,3 kt,
- cat. IV : 497,1 kt.

La part du comité représente 66,9 % de l'obligation nationale.

Variation de l'obligation du CPSSP (en Mt)

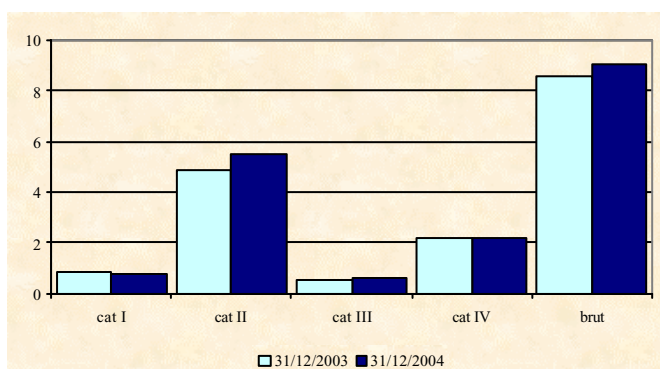


Conformément à la réglementation, le comité peut recourir aux stocks propriétés de la Société anonyme de gestion de stocks de sécurité (SAGESS). Au 31 décembre 2004, la SAGESS disposait des stocks suivants :

- cat. I : 765 kt,
- cat. II : 5 497 kt,
- cat. III : 588 kt,
- Pétrole brut : 2 710 kt.

Pour remplir son obligation, le comité a alors recours à des stocks de produits finis mis à sa disposition par l'ensemble des opérateurs.

Stocks SAGESS (en Mt)



Pour assurer un équilibre judicieux entre les stocks en propre de la SAGESS, qui restent la priorité du Gouvernement pour la gestion de crise, et les MAD des opérateurs pétroliers, **la DIREM a demandé au CPSSP de ne pas dépasser le seuil de 3 Mt de MAD**, privilégiant ainsi en cas d'augmentation de l'obligation du comité les achats de produits finis.

Les données économiques

En application de la réglementation relative aux comités professionnels de développement économique, le CPSSP est autorisé à percevoir une redevance auprès des opérateurs assujettis à l'obligation de constitution et de conservation de stocks stratégiques pétroliers. Cette redevance

correspond aux coûts que le CPSSP prend à sa charge au nom de ces mêmes opérateurs pour la part de leur obligation qu'ils lui délèguent.

Le coût moyen de conservation d'une tonne de stock stratégique couverte par le CPSSP ressort à 20,6 € en 2004 contre 19,6 € en 2003. Le coût moyen de conservation des stocks pétroliers de la SAGESS ressort à 20 € contre 18,7 € en 2003. Le dispositif français étant l'un des plus économiques d'Europe, la DIREM, comme le CPSSP et la SAGESS, a le souci permanent de contenir les coûts de stockage dans un contexte actuel de prix pétroliers élevés.

Les infrastructures de stockage : une stabilité précaire.

A l'exception de la fermeture de quelques petits dépôts, on observe en 2004 une certaine stabilité du niveau des capacités de stockage de produits finis par rapport à l'année précédente. Cette situation est appelée à évoluer à la baisse, des fermetures ou diminutions de capacité sensibles étant déjà prévues pour 2005 (dépôts de St Malo, Ivry et St Ouen).

En dehors des cessations d'activité décidées par les entreprises pour des raisons stratégiques, des pressions à la fermeture ou à la délocalisation existent, du fait notamment de la difficile conciliation entre la maîtrise de l'urbanisation autour des sites pétroliers et le risque industriel.

La mise en oeuvre de la loi du 3 juillet 2003 qui instaure les Plans de Prévention des Risques Technologiques (PPRT), l'élaboration de certains Plans Locaux d'Urbanisme (PLU), l'élargissement du champ d'application de la directive Seveso 2, ajouteront probablement encore des causes de changement dans la répartition du parc national de dépôts. Dans le domaine de la sécurité, de nombreux investissements ont été financés par les opérateurs pour la mise en conformité des sites avec la réglementation des Installations Classées, comme par exemple la transformation de postes de chargement dôme en postes source pour le 1^{er} janvier 2005, ou pour des travaux de mise à niveau réglementaire sur les systèmes de protection incendie. Les opérateurs interviennent également dans les comités locaux d'information et de concertation qui permettent à chaque partie concernée (élus, industriels, population) de faire connaître ses intérêts et d'essayer de les concilier, avec le souci d'assurer la sécurité de la population dans ses différents aspects. Il importe que lors de ces concertations et de l'élaboration des plans cités

précédemment, la notion de sécurité d'approvisionnement en hydrocarbures soit prise en compte.

Le rôle et les actions de la DIREM

La DIREM, en liaison avec les préfetures et les DRIRE, veille à la cohérence de la chaîne logistique pétrolière dans un souci de sécurité d'approvisionnement. En outre, elle prépare la gestion en situation de crise, mode dégradé de fonctionnement de l'économie. Ses actions s'opèrent sur pièce mais aussi sur place, pour un meilleur partage des informations et des analyses. La visite des dépôts, et notamment des dépôts agréés et éligibles à l'agrément pour le stockage stratégique, permet de vérifier la cohérence du réseau et l'efficacité du fonctionnement en cas de crise, ainsi que les modalités de l'application du Plan Ressources Hydrocarbures avec les zones de défense.

La DIREM apporte également son soutien aux préfets, en participant à des réunions techniques relatives à certains sites, ou lors d'une réflexion

Le projet Pipeline SAGESS à Manosque « PSM » : un projet d'intérêt général

La SAGESS est amenée à stocker des quantités croissantes de produits pétroliers dans les cavités salines à Manosque. Afin de pouvoir déstocker l'ensemble des stocks stratégiques dans un délai raisonnable, la DIREM a demandé au CPSSP d'étudier l'adaptation des moyens logistiques du site. Les études, initiées en 2003, et validées lors du Conseil d'administration du comité du 22 juin 2003, ont montré la nécessité de construire une nouvelle canalisation entre Manosque et Fos sur Mer, via les installations de pompage

plus globale sur l'approvisionnement d'une région.

C'est le cas en Ile de France, région dans laquelle un certain nombre d'élus de communes de la petite couronne souhaitent la délocalisation d'installations. Dans ce contexte, le préfet de région a été conduit à lancer une étude, à laquelle participera la DIREM (avec la DRIRE et la Direction Régionale de l'Équipement), sur l'approvisionnement et la distribution des hydrocarbures en Ile de France.

La vague de froid de l'hiver 2004-2005 a rappelé l'importance de la sécurité d'approvisionnement et un certain lien entre les filières énergétiques, ainsi que la nécessité de disposer de capacités de stockage de proximité, pour assurer suffisamment rapidement, en période de crise, l'acheminement des produits des dépôts de distribution aux utilisateurs finaux (et notamment les prioritaires).

Il a été encore une fois mis en exergue l'importance d'un maillage de proximité suffisant.

existantes à Rognac (tracé rouge sur la carte ci-dessous).

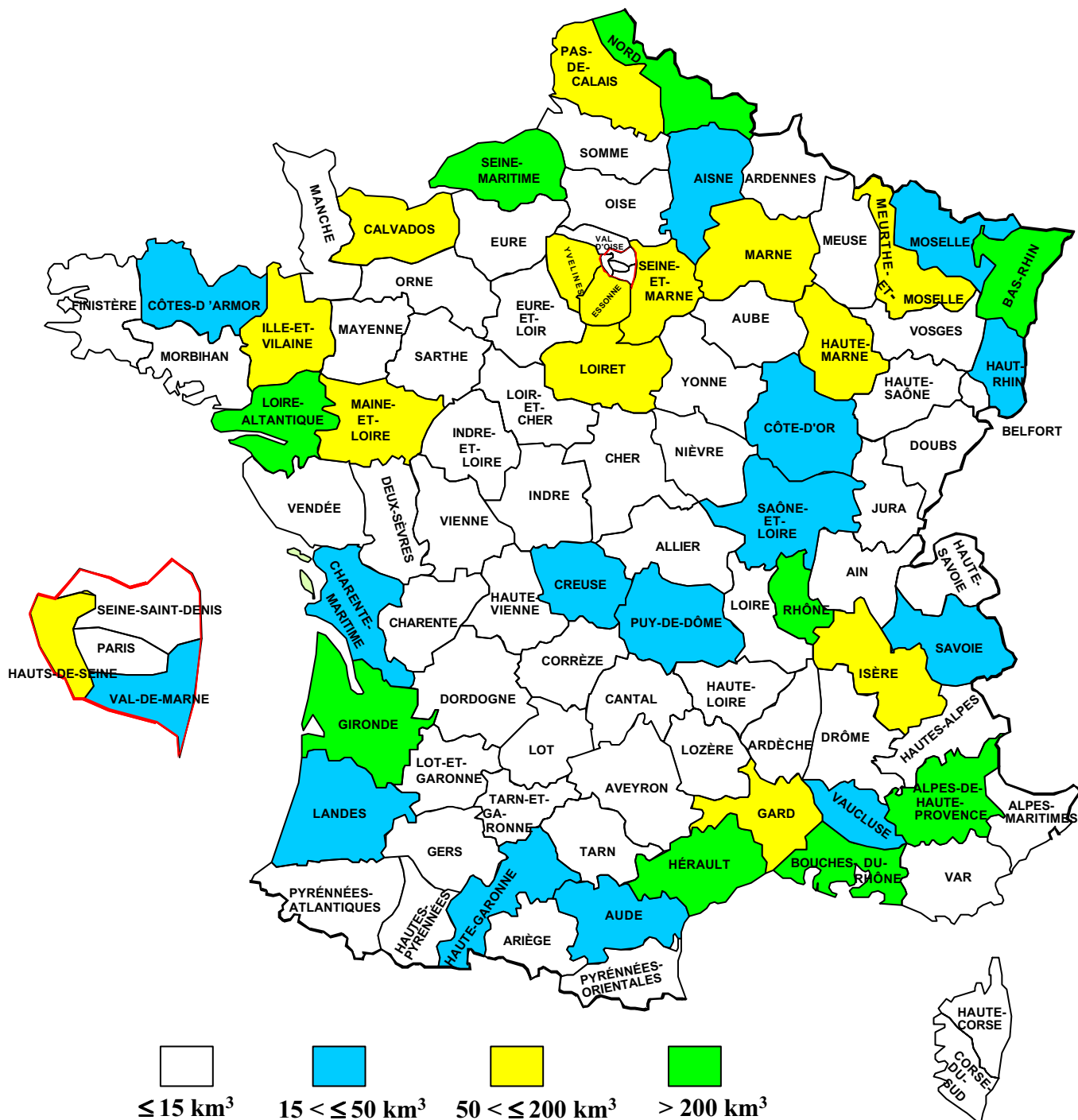
En application de la réglementation en vigueur, la SAGESS a déposé auprès du ministre délégué à l'industrie une demande d'autorisation de construire et exploiter une canalisation d'intérêt général. L'instruction du dossier sera close par la publication au Journal officiel d'un décret, pris sur avis conforme du Conseil d'Etat, qui déclarera le projet d'intérêt général.

■ *Jean-Charles Burle*

■ *Patrice Lacourrège*



**Volumes des stocks détenus par la SAGESS
dans les dépôts de distribution (de plus de 400 m³) par département au 31/12/2004**



STOCKS STRATÉGIQUES EN MÉTROPOLE

Obligation légale

	Couverture CPSSP	Catégorie I essences	Catégorie II gazole - FOD	Catégorie III carburacteur	Catégorie IV fiouls lourds	Total :	
Obligation légale au 1 ^{er} janvier 2004		3 300kT	11 522kT	1 484kT	819kT	17 124kT	
Obligation légale au 1 ^{er} janvier 2005		3 215kT	12 234kT	1 486kT	868kT	17 803kT	
décomposition de l'obligation légale - 1^{er} juillet 2003 - 30 juin 2004 (MAC de l'année 2003)							
Raffineurs	56%	1 372kT	6 068kT	1 350kT	591kT	9 382kT	52,7%
Grande distribution	90%	1 521kT	2 615kT	0kT	0kT	4 136kT	23,2%
Indépendants	56%	246kT	2 096kT	136kT	246kT	2 724kT	15,3%
Autres opérateurs à 90%	90%	76kT	1 402kT	0kT	22kT	1 500kT	8,4%
opérateurs non agréés	100%	0kT	52kT	0kT	9kT	61kT	0,3%
Total :		3 215kT	12 234kT	1 486kT	868kT	17 803kT	
<i>Couverture CPSSP</i>		<i>2 343kT</i>	<i>8 240kT</i>	<i>832kT</i>	<i>497kT</i>	<i>11 912kT</i>	
<i>Taux de couverture CPSSP</i>		<i>72,9%</i>	<i>67,4%</i>	<i>56,0%</i>	<i>57,3%</i>	<i>66,9%</i>	
<i>Nbre de jour de consommation intérieure 2003/2004</i>		<i>72,0</i>	<i>66,5</i>	<i>55,3</i>	<i>56,6</i>	<i>66,1</i>	

Stocks et couverture de l'obligation

STOCKS	Catégorie I essences	Catégorie II gazole - FOD	Catégorie III carburacteur	Catégorie IV fiouls lourds	Total produits finis	Brut et charges *	Total :
Rappels : stocks au 1 ^{er} janvier 2004	2 763kT	7 990kT	1 172kT	1 369kT	13 294kT	9 304kT	22 598kT
Stocks en propriété par catégorie d'opérateurs au 1 ^{er} janvier 2005							
Raffineurs	1 229kT	1 962kT	571kT	966kT	4 728kT	6 067kT	10 795kT
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>88,2</i>	<i>31,8</i>	<i>41,6</i>	<i>161,1</i>	<i>49,6</i>		<i>113,3</i>
Grande distribution	168kT	310kT	0kT	0kT	477kT	0kT	477kT
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>10,3</i>	<i>11,7</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>11,4</i>		<i>16,8</i>
Autres opérateurs agréés	192kT	434kT	48kT	340kT	1 013kT	129kT	1 142kT
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>58,6</i>	<i>12,2</i>	<i>469,4</i>	<i>214,5</i>	<i>125,0</i>		<i>26,6</i>
SAGESSE	825kT	5 290kT	612kT	0kT	6 727kT	3 087kT	9 813kT
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>25,3</i>	<i>42,6</i>	<i>40,6</i>	<i>0,0</i>	<i>37,2</i>		<i>54,3</i>
<i>pourcentage de l'obligation légale</i>	<i>25,7%</i>	<i>43,2%</i>	<i>41,2%</i>	<i>0,0%</i>	<i>37,8%</i>		<i>55,1%</i>
<i>pourcentage dans la couverture CPSSP</i>	<i>35,2%</i>	<i>64,2%</i>	<i>73,5%</i>	<i>0,0%</i>	<i>56,5%</i>		<i>82,4%</i>
Stock total au 1 ^{er} janvier 2005	2 413kT	7 995kT	1 230kT	1 306kT	12 944kT	9 283kT	22 227kT
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>74</i>	<i>64</i>	<i>82</i>	<i>148</i>	<i>72</i>		<i>123</i>
<i>taux de couverture</i>	<i>75,1%</i>	<i>65,4%</i>	<i>82,8%</i>	<i>150,5%</i>	<i>72,7%</i>		<i>124,9%</i>
<i>variation de stocks 2004/2005</i>	<i>-349kT</i>	<i>5kT</i>	<i>58kT</i>	<i>-64kT</i>	<i>-350kT</i>	<i>-21kT</i>	<i>-371kT</i>

Coût de stockage d'une tonne de stock stratégique

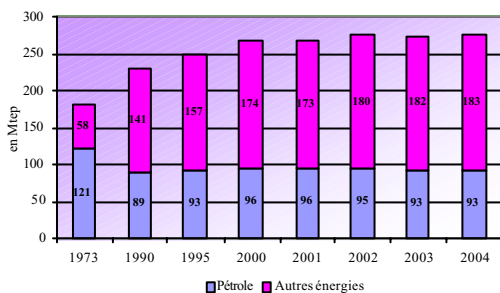
(en €/t)	1 999	2000	2001	2002	2003	2004	Variation
Catégorie I	16,5	23,5	26,1	20,8	20,9	21,9	4,8%
Catégorie II	14,5	18,6	20,5	17,9	18,6	19,9	7,0%
Catégorie III	17,2	22,4	26,3	23,5	24,0	25,2	5,0%
Catégorie IV	17,2	20,9	23,7	20,6	20,4	17,5	-14,2%
Ensemble :	15,4	20,1	22,4	19,1	19,6	20,6	5,1%

La consommation en France métropolitaine

La consommation de pétrole, ainsi que sa part dans la consommation d'énergie primaire en France, continuent de décroître.

La consommation totale d'énergie primaire corrigée du climat est en très légère augmentation en 2004, par rapport à 2003 (+ 0,58 % à 276,19 Mtep). La consommation de pétrole au cours de l'année écoulée est également restée stable (+ 0,05 %) et conduit à un très léger recul de la part du pétrole dans le panier énergétique français (33,6 % contre 33,7 % en 2003).

Place du pétrole dans le panier énergétique français (données corrigées du climat)



Léger recul des ventes de produits pétroliers au cours de l'année 2004.

Les ventes de produits pétroliers ont diminué de 0,87 % en 2004 pour s'établir à 87,0 Mt, contre 87,8 Mt l'an dernier, retrouvant ainsi un niveau proche de l'année 2002 (86,6 Mt).

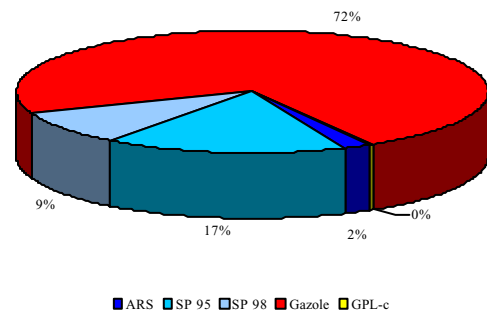
Les ventes de gazole ont poursuivi leur croissance, déjà constatée les années précédentes. Après des années difficiles, les ventes de carburéacteur ont connu une nette

progression au cours de l'année 2004 (+ 5,14 % à 6,1 Mt). Il s'agit de la première année de croissance depuis l'année 2001 et les perturbations qui s'en sont suivies pour le transport aérien. Par ailleurs, il convient de noter la progression des ventes de GPL, malgré une nouvelle année de recul pour les ventes de GPL-carburant. Les ventes de fioul domestique sont restées stables par rapport à l'année 2003. Les autres produits pétroliers (essences, fioul lourd), en revanche, ont connu une baisse de leurs ventes, comme les années précédentes.

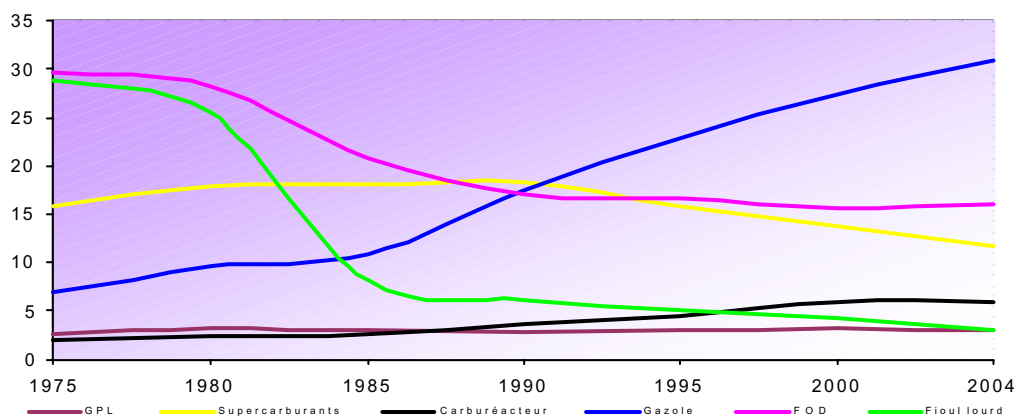
Les carburants routiers

Après une baisse des ventes des carburants observée en 2003, celles-ci se sont inscrites en légère hausse au cours de l'année 2004 (+ 0,2 %), sans toutefois retrouver le niveau de l'année 2002. Si l'impact des limitations de vitesse a été moindre que l'année précédente, les ventes ont cependant été freinées par le niveau élevé des prix conduisant les usagers de la route à rationaliser leurs consommations de carburant.

Part des ventes de carburants en 2004



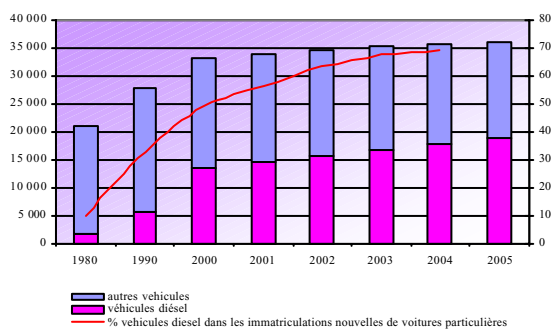
Evolution des ventes de produits pétroliers (en Mt)



Cette faible hausse des ventes de carburant par rapport à l'année 2003 est le fait du gazole, seul carburant à connaître une croissance. **Les ventes de gazole ont ainsi progressé de 2,3 %** pour atteindre 30,8 Mt, soit 72,2 % de la consommation totale de carburants. La croissance de la consommation de gazole est supérieure à celle de 2003 (qui était de 1,4 %), mais reste inférieure à la croissance des années 2001-2002 (qui était de l'ordre de 4% par an). Cette évolution s'explique essentiellement par la structure du parc automobile français, dont la diésélisation se poursuit et s'accroît. Le taux d'immatriculation de voitures particulières à moteur diesel a encore progressé en 2004, atteignant 69,2 %. Pour ce qui concerne le parc de véhicules professionnels, la part des véhicules diesel dans le parc de véhicules professionnel s'accroît elle aussi, passant de 82 % à 83,2 %.

Par ailleurs, cette forte diésélisation contribue à accroître la dépendance française en gazole, et à alourdir la facture énergétique nationale, dans la mesure où l'outil de raffinage français ne permet pas de répondre à la demande, importante et croissante.

Evolution du parc automobile français, voitures particulières et utilitaires (en milliers de véhicules)

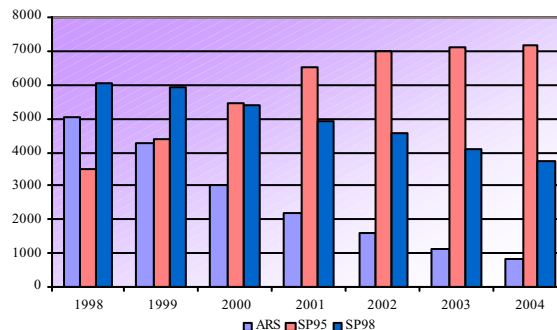


Alors que la consommation de gazole continue de croître, tandis que la consommation totale de carburants tend à stagner, **les consommations d'essence sont orientées à la baisse**. Toutefois, toutes les essences ne connaissent pas une évolution similaire. En effet, tandis que le super ARS (anti-récession de soupape) poursuit son déclin (-28 % par rapport à 2003), le SP 95 maintient ses positions (+1 %) au détriment du SP 98 qui continue de voir ses parts diminuer.

Alors qu'il y a 5 ans, ces 3 carburants avaient des niveaux de consommation proches les uns des autres, le SP95 représente désormais 61 %

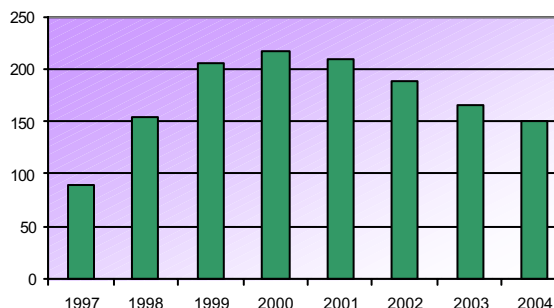
des mises à la consommation d'essence, contre 32 % pour le SP98 et seulement 7 % pour l'ARS, dont la commercialisation va prochainement s'arrêter.

Evolution des consommations d'essence (en kt)



Les consommations de **GPL carburant** s'inscrivent en repli pour la quatrième année consécutive (-9 % en 2004), après avoir atteint un pic en 2000. Si depuis cette date, le marché du GPL a reculé, l'année 2004 laisse entrevoir la possibilité d'un retour de ce produit. Les ventes de véhicules neufs ont en effet progressé de 27 % par rapport à 2003, en raison notamment de l'arrivée sur le marché français de nouveaux constructeurs.

Consommation de GPL carburant (en kt)



Les fiouls

La consommation de **fioul domestique**, qui s'est établie en 2004 à 16 Mt est restée stable par rapport à 2003 (+0,2 %). Les prix du fioul domestique ayant fortement augmenté au second semestre 2004 ont incité les consommateurs à retarder leurs achats et à les réduire, en espérant une baisse des prix au début 2005.

La consommation de **fioul lourd** s'est elle inscrite en nette baisse (-11,3 %) à 2 960 kt. Cette baisse est particulièrement sensible en ce qui concerne la consommation de fioul lourd par les centrales électriques qui recule de 26%.

La consommation dans les départements et territoires d'outre-mer

La consommation de produits pétroliers dans les départements et territoires d'outre-mer s'est inscrite en hausse par rapport à 2003. La consommation totale s'est ainsi établie à 2,834 Mt, soit une progression de 3,55 %.

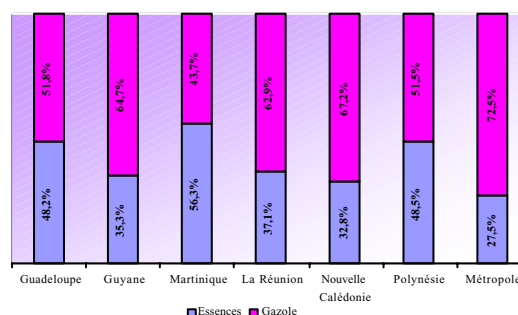
La consommation de carburants a également connu une croissance de l'ordre de 4 %, supérieure à celle enregistrée en métropole. Cette croissance recouvre toutefois des situations fort différentes. Elle est en effet modérée dans les DOM (1,3 % en Guadeloupe, 1,6 % en Guyane, 1,9 % en Martinique et 3,9 % à la Réunion), alors qu'elle s'avère soutenue en Nouvelle Calédonie (+ 7,9 %) et en Polynésie (+ 10,8 %).

En termes d'essence, l'année 2004 a été marquée outre-mer par l'arrêt de la distribution de supercarburant plombé. La consommation de ce produit fut très faible dans la mesure où sa commercialisation avait déjà été arrêtée en 2003 dans certains endroits, et sa disparition a contribué à soutenir la consommation d'essence non plombée en raison d'un report de consommation vers l'essence sans plomb 98. La consommation d'essence sans plomb a ainsi crû de 5,2 % dans l'ensemble de l'outre-mer, alors qu'en métropole, sa consommation n'augmentait que de 1 %. Il faut noter que la Réunion est le seul département où la consommation d'essence sans plomb a diminué, illustrant ainsi la forte diésélisation de ce territoire. Au total, la consommation d'essence outre-mer a été de 523 kt, dont 20 kt pour l'essence plombée, soit 42,5 % de la consommation de carburants.

La consommation de gazole a elle aussi augmentée dans les départements et territoires d'outre-mer. Elle s'établit ainsi à 688 kt en 2004, soit une progression de 8,03 % par rapport à l'année 2003. L'augmentation de la

consommation de gazole se note dans l'ensemble de l'outre-mer dans des proportions allant de + 3,9 % pour la Guyane à + 11,9 % en Nouvelle Calédonie. Cette nette hausse résulte de la diésélisation du parc automobile et par un encadrement des prix qui conduit à des prix inférieurs à ceux de la métropole et de ce fait, moins incitatifs pour les économies. A l'heure actuelle, il n'y a qu'en Martinique où la consommation de gazole demeure inférieure à celle des essences, malgré une consommation de gazole en hausse de 8,8 % dans ce département.

Part des ventes de carburants en 2004



Après un année 2003 en baisse, la consommation de carburacteur est repartie à la hausse en 2004, celle-ci étant particulièrement prononcée pour la Guyane (+ 17,3 % par rapport à 2003). En revanche, la consommation de carburacteur en Guadeloupe n'est pas repartie (+ 0,8 %) après une année 2003 marquée par une baisse notable de la fréquentation touristique, contrairement au département de la Martinique où la consommation de carburacteur a augmenté de 8,8 %.

■ Gaspard Leleu

	Guadeloupe		Guyane		Martinique		La Réunion		Nouvelle Calédonie		Polynésie	
	en tonne	Var. 04/03	en tonne	Var. 04/03	en tonne	Var. 04/03	en tonne	Var. 04/03	en tonne	Var. 04/03	en tonne	Var. 04/03
Supercarburant	5 757	-65,8%	723	-79,2%	13 124	-54,7%	0	-100,0%	0	-	0	-
Super sans plomb	108 628	6,3%	27 424	8,3%	119 958	10,9%	135 826	-0,3%	62 614	0,5%	48 818	10,7%
Gazole	122 697	6,5%	51 676	3,9%	103 110	8,8%	230 038	6,8%	128 501	11,9%	51 869	10,9%
Fioul domestique	48 054	2,9%	48 980	-16,8%	42 380	1,2%	87 950	6,6%	3 967	-71,0%	119 891	3,7%
Carburacteur et jet	125 119	0,8%	31 490	17,3%	116 093	8,8%	169 151	7,9%	27 455	-0,8%	97 713	6,0%
Fioul lourd	85 777	-10,6%	41 929	-7,9%	181 980	11,1%	121 774	37,1%	78 397	0,4%	115 444	-3,8%
Butane	14 742	6,5%	4 362	2,3%	13 733	6,1%	27 989	-0,5%	4 771	-44,9%	6 495	-43,0%
Autre	718	-	1 066	8,4%	1 256	-	736	-15,7%	2 772	-37,1%	1 515	7,4%
Total	511 492	-0,6%	207 650	-3,5%	591 634	6,2%	773 464	9,1%	308 477	-0,4%	441 745	2,4%

Evolution des ventes de produits pétroliers (en kt)

	1979	1980	1985	1995	2000	2001	2002	2003	2004	var 04/03
GPL	3 084	3 219	2 934	2 888	3 178	3 096	2 982	2 818	2 877	2,10%
dont GPLc		16	63	26	217	210	188	166	151	-8,98%
Supercarburants	17 701	17 746	18 006	15 651	13 781	13 570	13 098	12 272	11 675	-4,87%
Carburacteur	2 466	2 427	2 588	4 565	5 978	5 868	5 847	5 773	6 070	5,14%
Gazole	9 233	9 533	10 906	22 869	27 356	28 684	29 671	30 081	30 762	2,26%
FOD	30 592	28 244	20 711	16 503	15 583	17 257	15 597	16 022	16 042	0,13%
Fioul lourd	28 984	25 437	8 155	4 985	4 292	3 325	3 361	3 337	2 960	-11,31%
Autres	13 687	11 886	11 758	16 773	17 729	17 465	16 049	17 458	16 614	-4,84%
Total	105 747	98 491	75 058	84 234	87 896	89 264	86 608	87 761	86 999	-0,87%

Source CPDP

Répartition des consommations d'essence par produit (en kt)

	1999		2000		2001		2002		2003		2004		var 04/03
	volume	part	volume	part	volume	part	volume	part	volume	part	volume	part	
Supercarburant	4 241	29%	2 963	21%	2 167	16%	1 585	12%	1 126	9%	809	7%	-28%
Super sans plomb 95	4 325	30%	5 429	39%	6 514	48%	6 995	53%	7 088	58%	7 169	61%	1%
Super sans plomb 98	5 890	41%	5 389	39%	4 889	36%	4 519	34%	4 058	33%	3 696	32%	-9%
Total	14 456	100%	13 781	100%	13 570	100%	13 099	100%	12 272	100%	11 675	100%	-5%

Source CPDP

Structure du parc automobile au 1^{er} janvier (en milliers de véhicules)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Voitures particulières	18 440	23 010	27 480	28 060	28 700	29 160	29 560	29 900
dont diesel	730	3 265	9 261	9 980	10 889	11 822	12 729	13 590
dont essence en %	96,0	85,8	66,3	64,4	62,1	59,5	56,9	54,5
dont diesel en %	4,0	14,2	33,7	35,6	37,9	40,5	43,1	45,5
Véhicules utilitaires	2 550	4 680	5 610	5 753	5 897	5 984	6 068	6 139
dont diesel	1 032	2 342	4 282	4 482	4 686	4 837	4 978	5 111
dont essence en %	59,5	50,0	23,7	22,1	20,5	19,2	18,0	16,8
dont diesel en %	40,5	50,0	76,3	77,9	79,5	80,8	82,0	83,2
Total tous véhicules	20 990	27 690	33 090	33 813	34 597	35 144	35 628	36 039
dont diesel	1 762	5 607	13 543	14 462	15 575	16 659	17 707	18 700
dont essence en %	91,6	79,8	59,1	57,2	55,0	52,6	50,3	48,1
dont diesel en %	8,4	20,2	40,9	42,8	45,0	47,4	49,7	51,9

Source : CCF A

LES MESURES FISCALES ADOPTÉES EN 2004

Les mesures adoptées en décembre 2004 ont été principalement sectorielles, ou ont contribué à encadrer l'allocation d'une partie de la Taxe Intérieure sur les Produits Pétroliers (TIPP) au profit des collectivités territoriales, afin de compenser les transferts de compétences intervenus dans le cadre de la décentralisation.

La TIPP départementale

- La part de TIPP allouée aux départements, afin de financer le revenu minimum d'insertion et l'allocation de revenu de solidarité a été augmentée de 60 millions d'euros (enveloppe initiale de 80 millions d'euros) (art 2 de la loi de finances rectificative 2004).

La TIPP régionale

- Le montant forfaitaire de TIPP alloué aux régions et à la collectivité territoriale de Corse, afin de compenser financièrement les transferts de compétence, est fixé à 0,98€/hl pour l'essence sans plomb et 0,71 €/hl pour le gazole. Il est ensuite réparti entre les Régions selon un pourcentage fixé par la même loi. En 2006, la mise en place de la TIPP régionale conduira les régions à percevoir cette fraction de TIPP en fonction des volumes vendus sur le territoire de la collectivité concernée, et non plus en fonction du pourcentage susmentionné (art 52 de la loi de finances initiale 2005).

Mesures concernant le secteur des transports

- Le taux de TIPP pour le gazole consommé par les transporteurs routiers de marchandises est relevé de 38 €/hl à 39,19€/hl en vertu des obligations communautaires (art 30 de la loi de finances initiale 2005).

- Le remboursement partiel de la taxe intérieure de consommation accordée aux transporteurs en commun de voyageurs, à hauteur de 2,5 €/hl (taux de TIPP de 39,19 €/hl pour les professionnels contre 41,69 €/hl pour les particuliers) est pérennisé. Il a également

été décidé, pour les transporteurs routiers de marchandises comme pour les transporteurs routiers de voyageurs, de supprimer le plafonnement de la base de remboursement partiel de la TIPP à partir du 1^{er} juillet 2004 (auparavant contingenté à 20 000 litres par véhicule par semestre). A titre exceptionnel, ces entreprises pourront par ailleurs obtenir une avance sur leur demande de remboursement de la TIPP sur le gazole au titre des consommations totales réalisées au cours du second semestre 2004 (art 33 de la loi de finances initiale 2005).

Mesures concernant le secteur agricole

- Les agriculteurs (et l'ensemble des personnes reconnues comme telles par le code rural) utilisant le gazole sous condition d'emploi bénéficient d'un remboursement sur le montant de TIPP acquitté à hauteur de 4 €/hl, pour les volumes acquis entre le 1^{er} juillet 2004 et le 31 décembre 2004 (art 33 de la loi de finances initiale 2005).

- Des agréments ont été accordés pour la production de 130 000 tonnes supplémentaires de biocarburants par an à partir de 2005. Par ailleurs, un prélèvement supplémentaire de la taxe générale sur les activités polluantes est institué pour les entreprises qui mettent des carburants à la consommation. Dans un but incitatif, le montant de ce prélèvement est diminué en fonction de l'incorporation de biocarburants dans les carburants mis à la vente (art 31 et 32 de la loi de finances initiale 2005).

Autre mesure

- La dotation annuelle de provision pour hausse du prix des matières premières est plafonnée à 15 M€ (art 36 de la loi de finances initiale 2005).

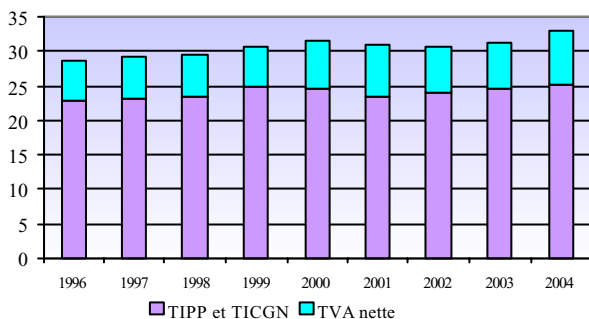
LES RECETTES FISCALES EN 2004

Au titre de l'année 2004, la TIPP a rapporté 25 milliards d'euros, dont 4,9 milliards ont été alloués aux départements. La loi de finances pour 2005 prévoit un montant de recettes de 20,2 milliards d'euros pour l'Etat, 5 milliards

pour les départements et 0,4 milliard pour les régions. Les recettes fiscales liées à la mise à la consommation de produits pétroliers est ainsi en hausse de 2,9 % par rapport à 2003. Cette hausse résulte essentiellement des recettes de Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) engrangées en raison de la hausse des cours (+ 6% pour les recettes de TVA).

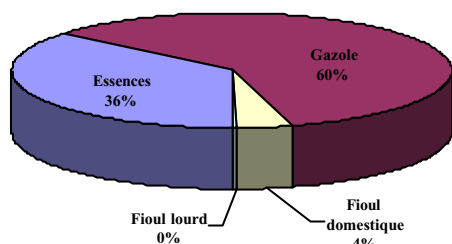
En 2004, les rentrées fiscales provenant des produits pétroliers occupaient le 4ème rang, derrière la TVA nette (121,0 milliards d'euros), l'impôt sur le revenu (53,9 milliards d'euros) et l'impôt sur les sociétés net (38,9 milliards d'euros). (source : Direction du Budget)

Evolution des recettes en milliards d'euros



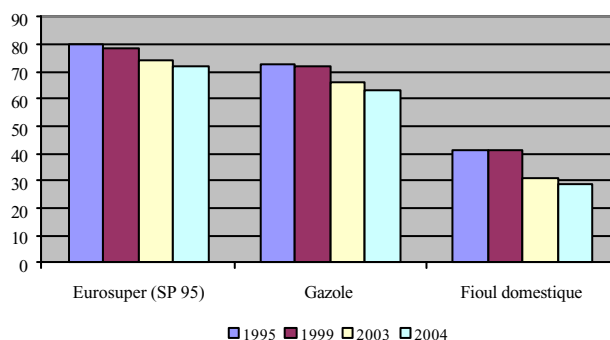
La comparaison des recettes fiscales par produit met en évidence la part croissante prise par le gazole. En effet, les recettes de TIPP issues de la consommation de gazole sont en progression de 8,8 % par rapport à l'an dernier, au détriment des essences (supercarburant et ARS), alors que le gazole est un produit moins taxé.

Répartition des recettes de TIPP par produit



Enfin, il convient de noter que la part de la fiscalité (TIPP et TVA) dans le prix payé par le consommateur final est en diminution depuis quelques années, à l'exception notable de la période où la TIPP flottante était en vigueur (octobre 2000 à 2002). Depuis 1999, la part de

la fiscalité a ainsi reculé d'environ 7 points pour l'essence, de 9 points pour le gazole et de 12 points pour le fioul domestique.



Part de la fiscalité (en %)

L'impact de la hausse des cours internationaux de pétrole brut et de produits raffinés sur les recettes de l'Etat.

Le 19 octobre 2004, M. Nicolas Sarkozy, ministre de l'économie des finances et de l'industrie, s'était engagé devant l'Assemblée nationale à restituer les éventuels surplus de recettes fiscales pour l'Etat liés à la hausse du prix du pétrole. Il a indiqué que les plus et moins-values seraient appréciées par comparaison avec la loi de finances initiale pour 2004, et globalement, c'est-à-dire en tenant compte à la fois de la TIPP et de la TVA sur les produits pétroliers. Une commission indépendante, composée de députés et de sénateurs de toutes tendances politiques a été nommée afin de statuer sur le niveau exact de plus ou de moins-value de fiscalité pétrolière.

Cette commission présidée par M. Bénard (président de la 7^{ème} chambre de la Cour des Comptes) a constaté l'absence de toute plus-value de fiscalité pétrolière en 2004.

Par comparaison avec la loi de finances initiale 2004, il s'est avéré que les recettes globales de TIPP et de TVA pétrolière étaient en recul de 594 M€. Cette moins-value globale se décompose en une moins-value de 770 M€ sur la TIPP (résultant d'une baisse de la consommation due à la réduction de la vitesse ainsi que la substitution de la consommation d'essence par du gazole moins taxé), et une plus-value de 176 M€ sur la TVA.

Gaspard Leleu

Montant des accises en France

Les accises n'ont pas été modifiées par la loi de finances initiale pour 2005 et s'établissent donc ainsi :

	en Euros	
	Unité	Taxe Intérieure (1)
Supercarburant ARS	hl	63,96
Supercarburant sans plomb	hl	58,92
Gazole	hl	41,69
EEG: émulsion d'eau dans le gazole (carburant)	hl	24,54
Fioul domestique	hl	5,66
Essences aviation	hl	32,36
Carburéacteur (usage avion)	hl	
GPL Carburant	t	107,60
GPL Carburant (2)	hl	5,99
Butane	t	
Propane	t	
Fiouls lourds	t	18,50
Gaz naturel carburant	100 m3	8,47
Gaz naturel combustible(3)	1000 kWh	1,19

(1) TIPP pour les produits pétroliers et TICGN pour le gaz naturel à l'état gazeux (combustible). On notera que la taxe parafiscale perçue en faveur de l'Institut français du Pétrole (IFP) est intégrée depuis le 1er janvier 2003 à la TIPP et à la TICGN.

(2) sur la base d'une masse volumique de 557kg/m3 (soit un mélange de 60 % butane et 40 % propane)

(3) La taxe est due lorsque les quantités livrées au même utilisateur au cours des douze derniers mois précédents la période de facturation ont excédé 5 millions de kWh. Elle est due par les entreprises de transports et de distribution sur la fraction des livraisons excédant en moyenne mensuelle 400 000 kWh.

Evolution des recettes fiscales

en millions d'€ courants

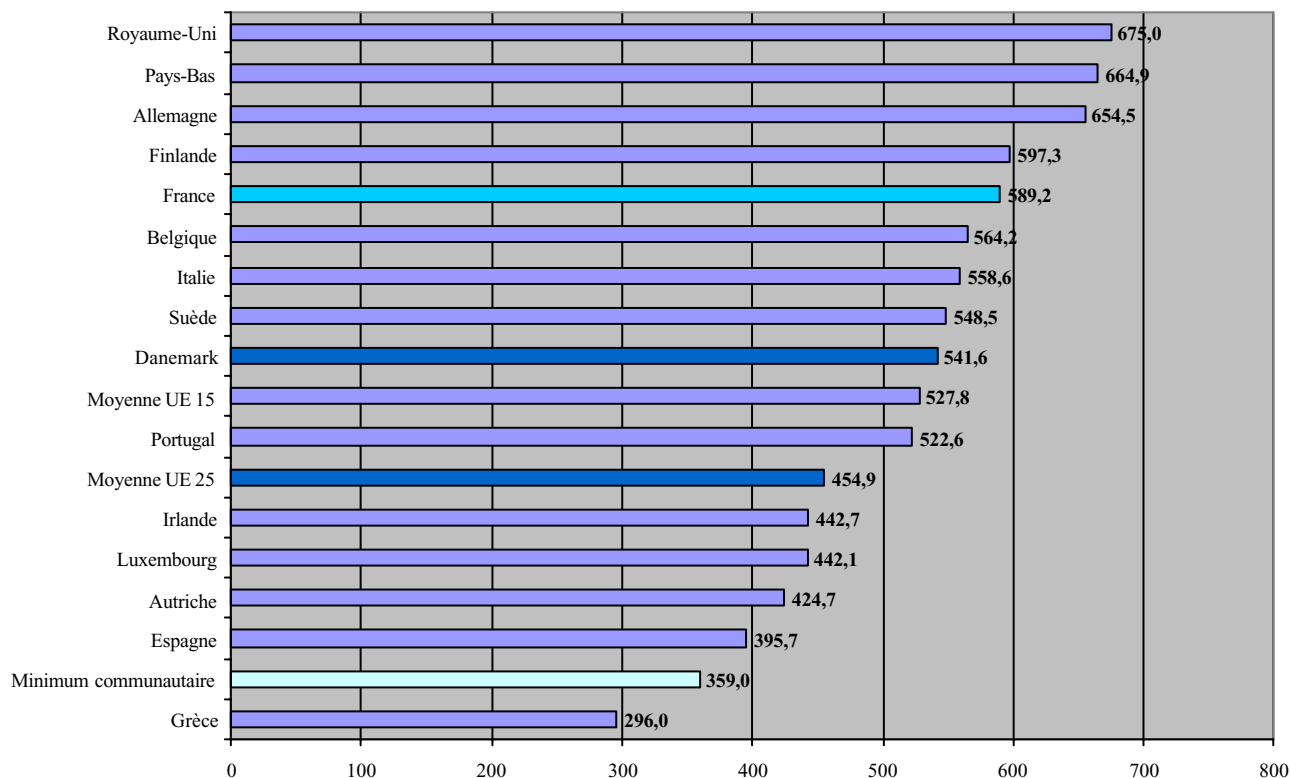
TIPP et TICGN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Super plombé	5 267	4 625	4 025	3 435	2 452	1 762	1 293	943	664
Supers sans plomb	6 257	6 743	7 153	7 949	8 332	8 453	8 698	8 643	8 399
Essence plombée	1	1	1	2	-	-	-	-	-
Gazole	9 431	9 975	10 616	11 575	12 136	12 294	12 988	13 549	14 737
Fioul domestique	1 532	1 507	1 529	1 548	1 212	771	855	1 049	1 052
Fioul lourd HTS	45	44	39	29	18	15	13	6	4
Fioul lourd BTS	52	45	53	55	60	44	49	59	52
Gaz naturel (TICGN)	125	136	141	145	155	152	155	160	168
Autres	36	43	48	56	59	36	66	54	55
Total	22 746	23 118	23 606	24 794	24 426	23 527	24 117	24 463	25 131
Autres taxes	231	201	220	200	191	194	191	-	-
Total Général	22 977	23 319	23 826	24 994	24 616	23 721	24 308	24 463	25 131
TVA nette (*)	5 840	6 111	5 863	5 742	7 113	7 361	6 488	6 814	7 726

(*) versée au Budget Général

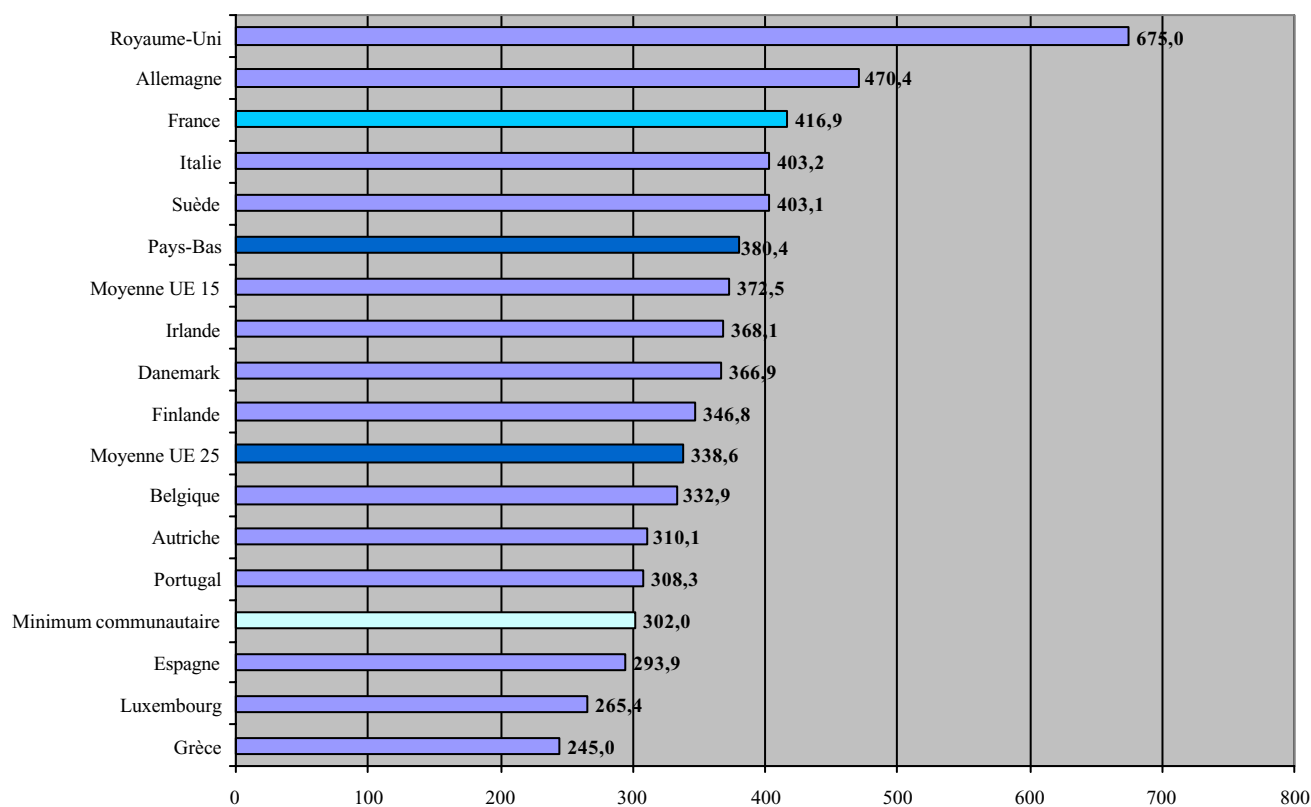
Source DGDDI

Accises en vigueur sur les carburants dans l'Union européenne (source : Bulletin pétrolier)

Accises sur le super sans plomb 95 au 1^{er} janvier 2005 (en euros/m3)



Accises sur le gazole au 1^{er} janvier 2005 (en euros/m3)



En 2004, les prix des produits pétroliers en France ont franchi des records historiques suivant en cela l'évolution des cours internationaux du pétrole brut et des produits pétroliers.

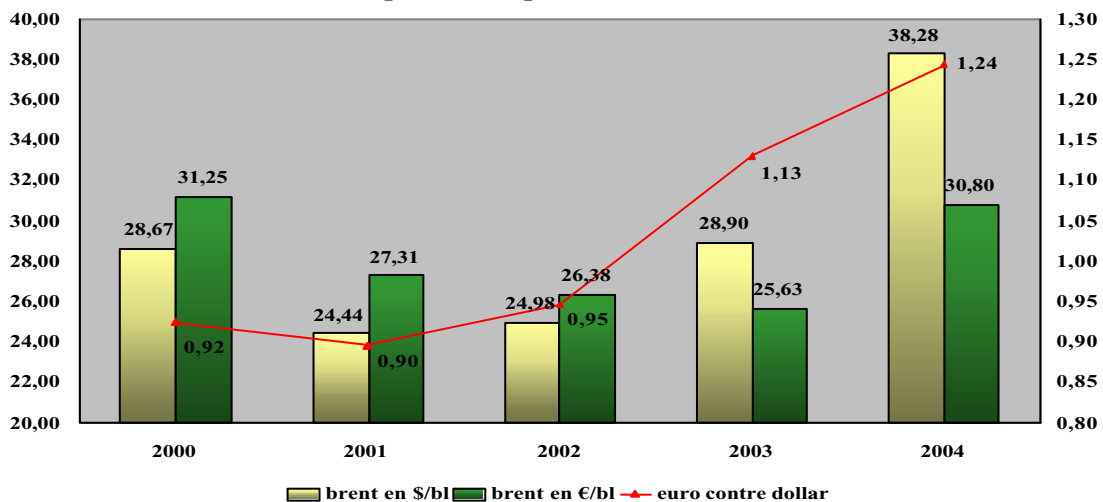
La forte appréciation de l'euro a atténué les fortes hausses des cours du pétrole brut et des cotations des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam en 2004.

Le cours du Brent daté, pétrole brut de référence de la zone Europe, s'est établi à 38,28 dollars par baril en 2004, en forte augmentation de 32,5 % (28,90 \$/b) par rapport à 2003. Les tensions internationales (crises en Irak et au Venezuela, troubles au Nigéria, attentats à Madrid et en Arabie Saoudite), les problèmes sociaux (grèves en Norvège), l'inquiétude du marché (les stocks de pétrole brut aux Etats-Unis ont été

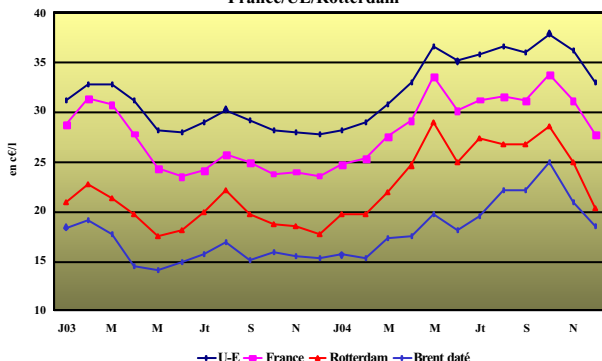
proches du « niveau opérationnel minimum » tendant vers des minima jamais observés depuis 28 ans alors que les capacités de production et de raffinage sont au maximum), les problèmes économiques (affaire Yukos, tension entre l'offre et la demande : l'accroissement de la demande mondiale est la plus forte constatée depuis 29 ans) ainsi que les facteurs climatiques (hiver rude dans l'hémisphère nord et ouragans aux Etats-Unis) ont encouragé la hausse de 9,4 dollars du baril de Brent daté qui a pulvérisé son record historique le 22 octobre en clôturant à 52,28 dollars.

Exprimé en euros par baril, le baril de Brent daté a atteint 30,8 euros en 2004, soit une progression de 5,2 euros (+ 20,2 %) conséquence de l'appréciation de l'euro par rapport au dollar (+ 10,0 %). Ainsi, par rapport à l'année 2000, le baril de Brent daté a augmenté de 10 dollars et est resté à un niveau stable en euro.

Coût moyen annuel du baril de Brent daté depuis 2000
Impact de la parité euro/dollar



Evolution du prix du Brent et des prix H.T.T. et du SP95
France/UE/Rotterdam



Sur le marché de Rotterdam, les cotations des produits pétroliers ont atteint un niveau exceptionnel en 2004, enregistrant des hausses moyennes de 106 dollars par tonne (+ 38,2 %).

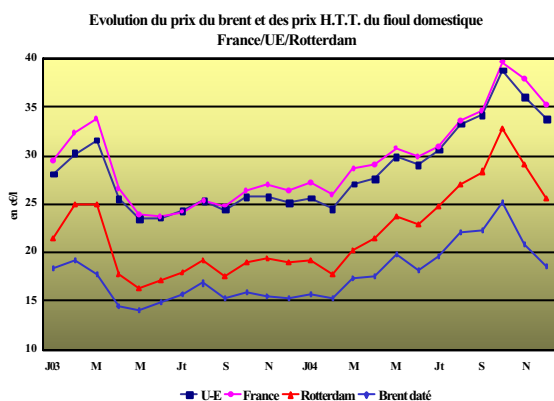
Le cours du **super-carburant sans plomb 95 (dit eurosuper)** s'est élevé à 404 dollars par tonne, atteignant un niveau record le 7 octobre à 494 dollars par tonne.

Exprimé en euro, la cotation de l'eurosuper s'est élevé à 25 €/l en 2004 soit une hausse de

5 centimes d'euro par litre (+ 24,2 %) par rapport à 2003.

La faiblesse de la reconstitution des stocks américains à la fin du premier trimestre à l'approche de la « *driving season* », période de forte consommation d'essence aux Etats-Unis, et le contexte international ont favorisé un accroissement soutenu des prix qui sont restés durablement à un niveau très élevé. Depuis le mois de novembre, le cours de l'eurosuper a enregistré un mouvement de repli significatif.

La cotation du gazole s'est établie à 386 \$/t en 2004, en nette augmentation de 110 \$/t (+ 39,7 %) par rapport à l'année précédente. Avec 545 \$/t, la cotation du gazole a atteint un niveau record le 25 novembre.

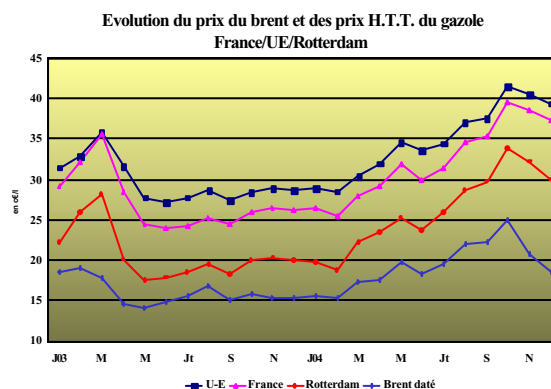


Depuis le début du mois de septembre, la cotation du gazole est supérieure à celle des essences. Ce phénomène, observé brièvement les années précédentes s'est inscrit dans la durée en fin d'année avec un écart maximum de 81 \$/t le 21 décembre.

Cette inversion des cotations reflète les tensions existantes sur le marché des distillats, liées notamment au changement de spécifications du produit (diminution de la teneur en soufre de 50 ppm à 10 ppm) dans l'Union Européenne à compter du 1^{er} janvier 2005. Au 4^{ème} trimestre, le cours du gazole s'est établi au delà de 30 €/l, à un niveau jamais constaté malgré une légère détente observée depuis novembre.

La cotation du fioul domestique s'est élevée à 360 \$/t en 2004, (+ 100 \$/t + 38,3%) en 2004, enregistrant un niveau record le 22 octobre à 514 \$/t. La trop faible reconstitution des stocks à l'approche de la saison de

chauffage, la crainte de températures hivernales anormalement basses et les tensions soutenues sur le cours du gazole ont favorisé un niveau de cotation jamais observé.



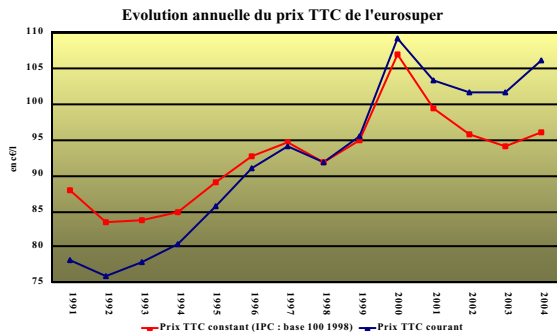
Les écarts moyens entre l'eurosuper et les distillats se sont élevés à 10 €/l pour le gazole et 5 €/l pour le fioul domestique en décembre 2004, signe de vives tensions sur les distillats moyens.

En 2004, les prix à la consommation des produits pétroliers en France et en Europe ont suivi la tendance à la hausse des cotations internationales.

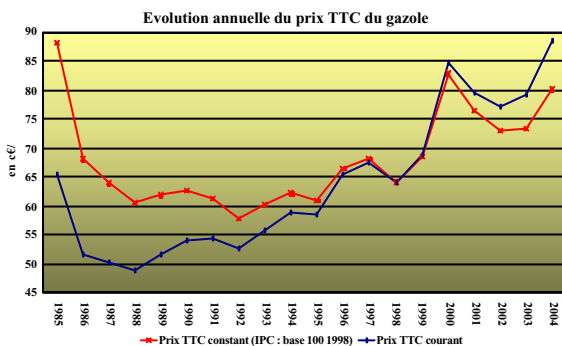
En France, le prix de vente à la pompe des essences s'est apprécié de 4,4 €/l par rapport à 2003. Les prix toutes taxes comprises (T.T.C.) du gazole et du fioul domestique ont enregistré des hausses plus importantes de 9 €/l, et 6 €/l. Les prix moyens pour 2004 s'établissent ainsi à 106 €/l pour le SP 95, à 88,5 €/l pour le gazole et à 45 €/l pour le fioul domestique. Alors qu'il existe un risque de tensions durables sur le prix du gazole sur les marchés internationaux, la fiscalité en vigueur conduit à inverser le différentiel de prix pour le consommateur final (108 €/l TTC SP 95 et 94 €/l TTC gazole) et incite donc, de façon paradoxale, à consommer le produit le plus coûteux. Cet état de fait constitue un élément essentiel permettant de justifier une politique de diminution de l'écart de taxation entre les deux carburants.

Cette hausse des prix a eu un impact sur le budget "« carburant » des ménages. Le budget « essence » est ainsi passé de 764 € à 789 € (+ 3,3 %), tandis que le budget « gazole » progressait de 886 € à 979 € (+ 10,5 %).

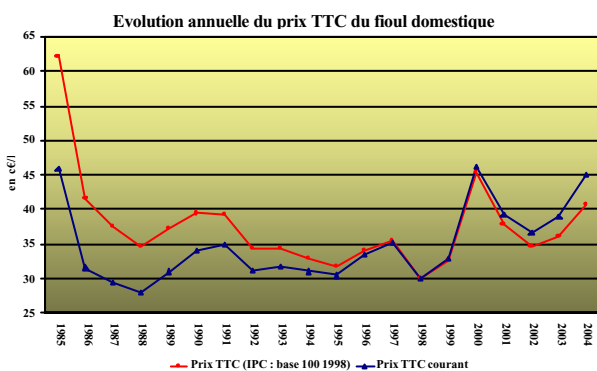
Comparés sur une longue période en valeur constante, (le déflateur utilisé pour exprimer



les prix annuels en monnaie constante est l'indice des prix à la consommation : source INSEE), les prix à la consommation ont dans le passé atteint des niveaux plus élevés.



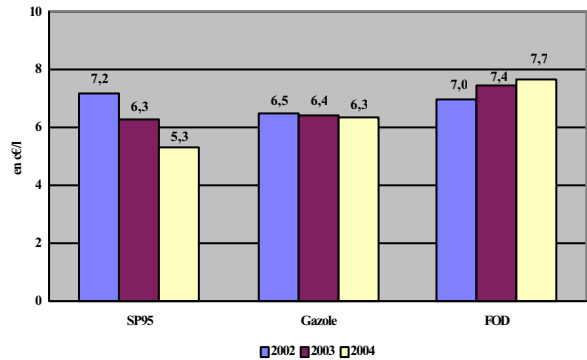
Le prix de l'eurosuper est inférieur d'environ 10 c€/l par rapport à 2000. Les prix du gazole et du fioul domestique sont inférieurs d'environ 8 c€/l et 11 c€/l par rapport à 1985 et inférieurs d'environ 3 c€/l et 4 c€/l par rapport à 2000.



En France, les marges de transport et de distribution ont poursuivi leur recul par rapport à l'année précédente alors que la tendance est inverse pour le fioul domestique.

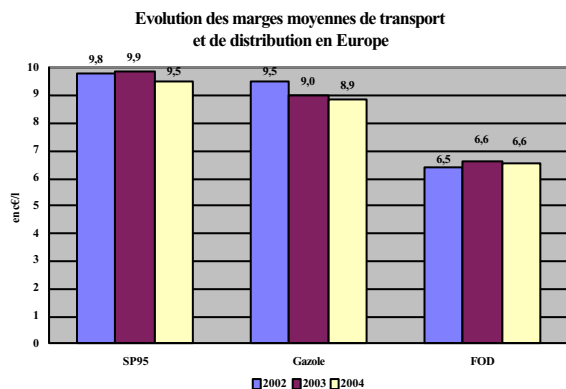
En 2004, ces marges se sont élevées en France à 5 c€/l (- 1 c€/l) pour l'eurosuper, 6 c€/l pour

Evolution des marges moyennes de transport et de distribution en France



le gazole (quasi-stabilité) et 8 c€/l (+ 0,3 c€/l) pour le fioul domestique.

Les marges pour les carburants se situent à un niveau nettement inférieur à la moyenne communautaire. Ceci reflète une situation atypique du marché français, caractérisé par le poids devenu prépondérant des grandes surfaces dans la distribution de carburants (54,0 % des ventes nationales de carburants en réseaux en 2003).



On observe des phénomènes analogues dans d'autres pays européens, avec une place croissante prise par les grandes surfaces, s'accompagnant d'une guerre des prix. C'est le cas au Royaume-Uni et en Allemagne depuis 2000 notamment. La France et le Royaume-Uni affichent désormais les prix HTT à la pompe les plus bas.

D'autres pays semblent, en revanche, conserver une situation moins concurrentielle que le marché français (Italie, Pays-Bas notamment). Les marges de transport et de distribution des carburants restent en moyenne inférieures d'environ 3 c€/l par rapport à la moyenne communautaire et celle du fioul domestique reste supérieure de 0,5 c€/l à la marge moyenne européenne.

■ *Thierry Quintaine*

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles en France en 2004

Source DIREM

Prix de vente HTT des produits (moyennes mensuelles)													
	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant ARS	c€/l	27	27	29	31	35	32	33	33	33	35	33	30
Supercarburant sans plomb 98	c€/l	27	27	29	31	36	32	33	33	33	36	33	29
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	25	25	28	29	34	30	31	32	31	34	31	28
Gazole	c€/l	27	25	28	29	32	30	31	35	35	40	39	37
GPL carburant	c€/l	38	39	39	39	40	40	40	42	43	44	46	46
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	27	26	29	29	31	30	31	34	35	40	38	35
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	24	23	25	26	28	27	28	31	31	36	34	31
Fioul lourd HTS	€/t	117	118	130	140	152	141	146	149	145	149	121	116
Fioul lourd BTS	€/t	137	135	147	155	172	164	163	164	161	173	152	145
Fioul lourd TBTS	€/t	154	149	160	166	185	180	173	171	168	187	170	160

Prix de vente TTC des produits (HTVA pour les fiouls lourds) (moyennes mensuelles)													
	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant ARS	c€/l	108	109	111	113	119	115	116	116	116	119	116	112
Supercarburant sans plomb 98	c€/l	102	103	106	107	113	109	110	111	110	113	110	106
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	100	101	103	105	111	107	108	108	108	111	108	104
Gazole	c€/l	80	80	83	85	88	86	87	91	92	97	96	95
GPL carburant	c€/l	53	54	54	54	55	55	55	57	58	60	62	62
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	39	38	41	41	44	43	44	47	48	54	52	49
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	35	34	37	38	40	39	40	43	44	50	48	44
Fioul lourd HTS	€/t	135	136	148	159	171	160	164	168	163	168	139	135
Fioul lourd BTS	€/t	155	153	166	174	190	183	181	182	180	192	170	164
Fioul lourd TBTS	€/t	173	167	178	184	203	198	191	189	187	206	188	179

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles dans l'Union Européenne (15) en 2004

Source DIREM et Bulletin Pétrolier

Prix de vente HTT des produits (moyennes mensuelles)													
	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	28	29	31	33	37	35	36	37	36	38	36	33
Gazole	c€/l	29	29	30	32	35	33	34	37	38	42	40	39
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	26	25	27	28	30	29	31	33	34	39	36	34
Fioul lourd <=1%	€/t	176	173	181	185	203	202	197	197	196	210	201	188

Prix de vente TTC des produits (HTVA pour le fioul lourd) (moyennes mensuelles)													
	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	103	104	106	109	113	112	113	114	113	115	113	108
Gazole	c€/l	83	83	85	88	90	89	90	94	94	99	97	96
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	41	40	42	44	47	46	48	51	52	57	53	51
Fioul lourd <=1%	€/t	230	227	235	239	256	256	252	252	251	265	256	242

Nota : des comparaisons de prix entre les Etats membres doivent être réalisées avec prudence en raison notamment de différences dans la spécifications des produits, les méthodes de distribution et les structures de marché propres à chaque Etat membre.

Pour des données plus complètes : www.industrie.gouv.fr/energie (page pétrole - statistiques)

En 2004, les ventes de carburants des entrepositaires agréés se sont stabilisées avec un volume de 51,5 Mm³ (+ 0,2 %).

La progression des ventes en gros des sociétés pétrolières filiales de la grande distribution se poursuit (+ 4 %), tirée par les ventes de gazole.

Les ventes de carburants dans le réseau de distribution continuent de diminuer et atteignent un volume de 41,3 Mm³ (- 1,4 %). Celles qui sont effectuées sur autoroutes sont en baisse de l'ordre de 5% en volume pour atteindre 2,9 Mm³.

Ces évolutions peuvent notamment s'expliquer par une réduction de la vitesse moyenne.

Le marché global du fioul domestique est stable avec un volume de 18,9 Mm³.

Le marché des carburants routiers

Le marché des carburants, essences et gazole confondus, s'est stabilisé en 2004 pour atteindre 51,5 Mm³ dont 15,7 Mm³ (- 4 %) d'essences et 35,8 Mm³ (+ 2 %) de gazole. La part du gazole est croissante et prépondérante par rapport à celle des essences en raison notamment d'un régime fiscal plus avantageux et de la diésélisation accrue du parc automobile. La part des ventes de voitures particulières neuves au gazole dans l'ensemble des immatriculations en 2004 a poursuivi son augmentation pour atteindre plus de 69 % contre un peu plus de 67 % en 2003 et 63 % en 2002.

Les ventes de gazole ont ainsi représenté 69,5 % des ventes globales pour 30,5 % pour les essences.

Les ventes de supercarburant ARS (avec additif anti-récession de soupapes), de supercarburant sans plomb 95 et de supercarburant sans plomb 98 ont représenté respectivement 2,1 %, 18,6 % et 9,6 % du marché total, ce qui montre une forte baisse de l'ARS et dans une moindre mesure du SP 98 au profit du SP 95.

Les filiales détenues à plus de 50 % par les raffineurs, retenues pour aboutir aux parts de marché des mises à la consommation ci-dessous sont :

- pour Total : Charvet, Egedis, Sobad, Stela et Urbaine des Pétroles ;
- pour Esso : Worex ;

Les sociétés pétrolières de la grande distribution sont d'une part, celles regroupées au sein de l'Union des Importateurs Indépendants Pétroliers (UIP), soit *Carfuel* (groupe Carrefour : enseignes Carrefour, Champion, Shopi et 8 à Huit), *Distridyn* (groupe Casino : enseignes Super Casino, Géant, Leader Price, Maxi Coop, etc...- et groupe Cora : enseignes Cora, Match, Rond Point, Coop, etc.), *Pétrovex* (groupe Auchan : enseignes Auchan, Atac, Mammoth, Maximarché, Rapidmarché, etc.) et *SCA Pétrole & Dérivés* (groupe Intermarché : enseignes Intermarché, Bricomarché, Ecomarché, StationMarché, etc.) et d'autre part *Siplec* (Centres Leclerc).

Parts de marché des ventes totales des opérateurs et de leurs filiales en 2004

Sociétés	Supercarburants		Gazole		Ensemble	
	Mm ³	%	Mm ³	%	Mm ³	%
Pétroliers	7,1	45,2	20,0	55,9	27,1	52,6
GMS	7,7	49,0	11,6	32,4	19,3	37,5
Indépendants	0,7	4,5	3,5	9,8	4,2	8,2
Divers	0,2	1,3	0,7	1,9	0,9	1,7
Total	15,7	100,0	35,8	100,0	51,5	100,0

Source DIDEME

La distribution des carburants automobiles

Les ventes de carburants se répartissent sur trois secteurs :

- les ventes en vrac aux consommateurs possédant des flottes de véhicules et aux administrations ;
- les ventes aux distributeurs assurant le relais entre les entrepositaires agréés et le réseau des stations-service libres, des supermarchés indépendants et des petites entreprises ;
- les ventes au réseau de distribution au travers des stations-service.

Les ventes en vrac

Les ventes en vrac sont restées stables avec un volume global de 4,5 Mm³, identique à celui de l'année 2003, les essences représentant 2,7 % des ventes totales (pour un volume de 0,1 Mm³) et le gazole 97,3 % (pour un volume de 4,4 Mm³).

Les deux principaux acteurs de ce segment sont :

- les entrepositaires agréés affiliés à la Fédération française des combustibles, carburants et chauffage (FF3C) et les adhérents à la Fédération française des pétroliers indépendants (FFPI) : 33,3 % ;
- les sociétés pétrolières affiliées à l'Union française des industries pétrolières (UFIP) : 28,3 %.

Les ventes aux distributeurs

Les ventes aux distributeurs ont représenté un volume global en hausse, à hauteur de 5,6 Mm³. Les ventes d'essence et de gazole sont respectivement de 0,6 Mm³ et de 5,0 Mm³.

Les principaux acteurs de ce segment sont :

- les sociétés pétrolières intégrées : 76 % ;
- les entrepositaires agréés non affiliés à une organisation professionnelle : 13 %.

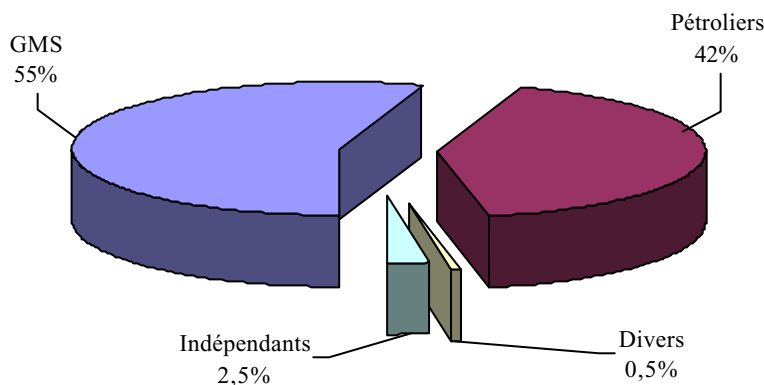
On estime que les ventes des distributeurs se répartissent principalement entre le réseau des stations-service appartenant à la grande distribution et le réseau des stations-service sans marque dites "libres".

Les ventes dans le réseau de distribution

Les ventes de carburants dans le réseau de distribution ont légèrement diminué (- 1,4 %) pour atteindre un volume de 41,3 Mm³. On constate une nouvelle et forte diminution des ventes des essences (- 5 %) atteignant 15 Mm³ et une quasi stagnation des ventes de gazole qui s'élèvent à plus de 26 Mm³ (+1 %).

Les ventes de carburants des grandes et moyennes surfaces ont augmenté, tirées par la progression des ventes de gazole parallèlement à la hausse du nombre de leurs points de vente.

Parts de marché des ventes dans le réseau de distribution en 2004



Source DIDEME

Le réseau : nouvelle réduction du nombre de stations-service.

Compte tenu de la persistance des difficultés dans le secteur, on constate une réduction de 329 stations-service. Le nombre de points de vente passe de 14 152 en 2003* à 13 823 en 2004.

Dans ce contexte, l'organisation des réseaux et l'implantation des stations-service sont en évolution permanente. Cette situation se traduit par des fermetures, des transferts et des créations de sites. Elle peut également créer des opportunités pour de nouveaux opérateurs. Une nouvelle enseigne (Oil France) est ainsi apparue en 2004 sur le marché national après avoir racheté plusieurs stations-service.

Les compagnies pétrolières ont poursuivi la restructuration de leurs réseaux et ont confirmé les stratégies précédemment engagées pour reconquérir la clientèle (automatisation complète des installations, développement des boutiques et des activités de lavage pour diversifier les revenus, segmentation de l'offre, etc.).

Par ailleurs, la distribution de carburants sur autoroutes va probablement s'ouvrir davantage à la grande distribution à compter de l'année 2006 compte tenu des résultats préliminaires des appels d'offre lancés par les sociétés d'autoroutes pour le renouvellement des concessions de plus de 60 stations-service.

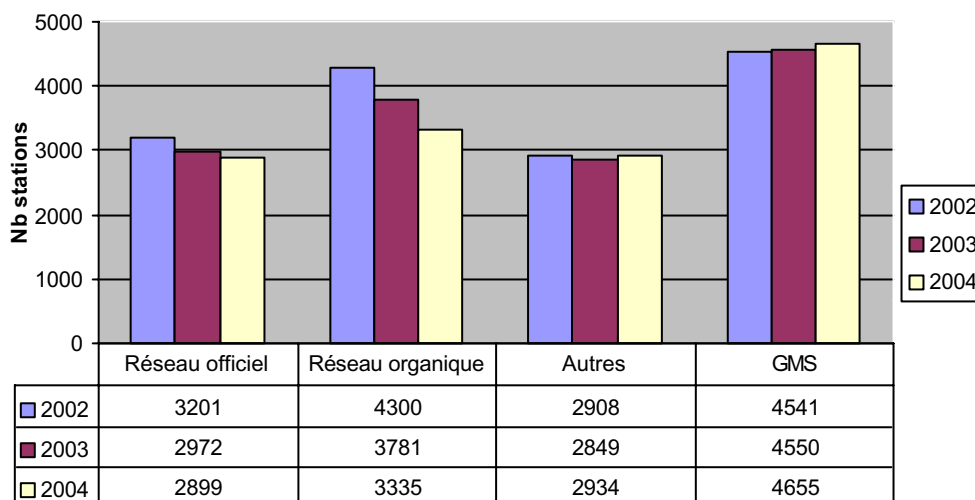
Il convient de noter qu'une petite majorité de stations-service a encore distribué du carburant ARS en 2004 contre environ deux tiers en 2003. Cette situation a varié en fonction des réseaux. Le nombre de points de vente pouvant commercialiser ce produit devrait diminuer très significativement à partir de 2005.

Dans cet environnement, l'accompagnement de la restructuration du réseau par les pouvoirs publics s'est poursuivi. Il repose notamment sur le Comité professionnel de la distribution des carburants (CPDC). Cet organisme, créé par le décret n° 91-284 du 19 mars 1991 modifié, octroie des aides individuelles en faveur des exploitants de stations-service pour la mise aux normes environnementales des installations, la modernisation du point de vente et dans le domaine social en cas de fermeture.

En 2004, le CPDC a examiné un nombre record de dossiers d'aides (2 174 contre 1 848 en 2003) et en a soutenu 877 d'entre eux pour un montant de 10,45 M€. L'aide moyenne distribuée par dossier a progressé pour atteindre 11 920€ contre 10 900€ en 2003. La majorité des aides engagées a porté sur l'aménagement et la modernisation des installations de distribution. S'agissant des paiements, le CPDC a procédé au règlement de 866 aides en 2004 pour un montant de 8,65 M€.

* Le nombre a fait l'objet d'un retraitement de 378 stations-service à la suite de la communication d'information plus précise par les entrepreneurs agréés.

Evolution du nombre de stations services depuis 2002



Source DIDEME

La distribution dans les DOM-TOM

En 2004, les ventes de carburants se sont établies à 2 Mm³ et celles du fioul domestique et du fioul lourd à environ 0,7 Mm³. Elles se décomposent comme suit (données en m³ et présence des opérateurs signalée par X) :

	Carburants		FOD et Fioul lourd		Stations	Caltex	Total	Esso	Shell	Texaco
	2004	2003	2004	2003	2004					
Réunion	556 219	533 395	130 240	94 976	143	X	X	X	X	
Guadeloupe	353 576	349 170	91 740	102 629	116		X	X	X	X
Martinique	348 446	317 101	194 631	170 051	93		X	X	X	X
Nouvelle Calédonie	239 700	234 636	83 847	83 530	97		X	X	X	
Polynésie	267 926	250 615	123 469	128 393	62		X	X	X	
Guyane	156 399	166 725	44 844	48 706	29		X			X
Mayotte	67 367	58 893	0	0	6					
St-Pierre et Miquelon	7 611	17 814	12 377	12 484	4					
Wallis-et-Futuna	10 066	9 626	0	0	4		X	X		
<i>Total</i>	<i>2 017 310</i>	<i>1 937 975</i>	<i>681 148</i>	<i>902 227</i>	<i>554</i>					

Source DIDEME

Le marché du fioul domestique

En 2004, les ventes globales de fioul domestique des entrepositaires agréés s'élèvent à 18,9 Mm³, stables par rapport à l'année 2003.

Les modes de distribution

Les sociétés pétrolières et leurs filiales représentent près de 70 % du marché et les adhérents de la FFPI 16,6 %. La part de marché des indépendants reste stable, celle des sociétés pétrolières filiales des groupes de la grande distribution augmente de 0,5 points d'après l'enquête DIDEME.

	Pétroliers	Indépendants	GMS
Volume Mm³	13,2	4,5	1,2
Part de marché	69,9%	23,8%	6,3%

En ce qui concerne les mises à la consommation du fioul domestique, le marché se répartit en quatre domaines :

- Les ventes directes par les entrepositaires agréés aux consommateurs pour un volume de 4,1 Mm³ ;
- Les ventes aux filiales des entrepositaires agréés pour un volume de 5,1 Mm³ ;
- Les ventes aux distributeurs pour un volume de 9,1 Mm³ ;

Il faut noter que le super plombé n'entre plus dans la distribution des carburants.

Concernant l'évolution du réseau de distribution, le nombre de stations-service a diminué de 11 points de vente entre l'année 2003 et celle de 2004.

- les ventes aux magasins de la grande distribution pour un volume de 0,6 Mm³.

Les secteurs de consommation

A titre d'indication, les ventes directes aux consommateurs par les entrepositaires agréés se répartissent en 5 principaux secteurs :

- 0,2 Mm³ pour les ventes au secteur public ;
- 2,5 Mm³ pour les usages de chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire ;
- 0,6 Mm³ pour les ventes aux industries ;
- 0,3 Mm³ pour le secteur agricole ;
- 0,5 Mm³ pour divers.

Augmentation des rachats de fonds de commerce

En 2004, les entrepositaires agréés et leurs filiales ont déclaré avoir racheté 37 fonds de commerce représentant un volume total de ventes estimé à 144 700 m³, en nette hausse par rapport à l'année 2003. Ces opérations ont été principalement effectuées par les filiales d'une compagnie pétrolière, présente dans la vente au détail, et par un opérateur indépendant, renforçant sa position.

- Nicolas Bouley
- Christiane Tanqueray
- Bruno Miraval