

Panorama énergétique mondial 2005 : analyse et impacts

Olivier Appert, président de l'IFP

Comme de coutume, je vais vous présenter la vision de l'IFP sur les faits marquants de l'an passé. Ils sont, pour moi, au nombre de trois :

- D'une part, c'est la fin du pétrole bon marché, la fin des capacités excédentaires dans le domaine de la production, dans le domaine du raffinage, plus généralement sur l'ensemble de la chaîne pétrolière.
- C'est aussi une année de tension et de fluctuation sur les marchés gaziers.
- Enfin, c'est une année marquée par un retour en force des préoccupations en matière de politique énergétique de la part des gouvernements. On retrouve un peu le climat des années de choc pétrolier de 1973 et 1979.

L'année 2005, en ce qui concerne le pétrole, c'est indéniablement la fin du pétrole bon marché. 2005 a été marqué par la poursuite de l'augmentation des prix. Le prix du Brent a commencé à 40 dollars par baril pour terminer à 55-60 dollars par baril en fin d'année avec des pointes à 70 dollars par baril en septembre à l'occasion de l'ouragan Katrina. Cette poursuite de la hausse observée depuis 2002 et le maintien de prix élevés, sans impact majeur sur la demande, marquent pour beaucoup d'observateurs la fin du pétrole. Ce n'est pas ce que nous pensons. Nous pensons que c'est, certes, la fin du pétrole bon marché mais ce n'est pas pour autant la fin du pétrole.

Les chocs des années 70 avaient créé des surcapacités sur l'ensemble de la filière pétrolière :

- surcapacité au niveau de la production de brut jusqu'à 10 millions de barils/jour dans les pays de l'OPEP ;
- surcapacité au niveau du transport avec des VLCC (*Very Large Crude Carriers*) qui se trouvaient dans les fjords norvégiens en train de rouiller ;
- surcapacité au niveau du raffinage avec une crise du raffinage et des marges nulles ou négatives ;
- surcapacité au niveau de la logistique, au niveau des services pétroliers.

Aujourd'hui, force est de constater que toutes ces surcapacités ont disparu. Il n'y a plus de surcapacité de production disponible de brut, ni de surcapacité au niveau du raffinage. L'ensemble de la chaîne pétrolière fonctionne donc à flux tendu, et nous sommes entrés dans un nouveau paradigme du marché pétrolier qui est, pour moi, la fin du pétrole "bon marché", avec un marché qui va rester durablement tendu. Le contexte géopolitique, par ailleurs, assez tendu – et c'est un euphémisme – favorise un climat d'incertitude propice à toutes les spéculations.

La forte accélération de la demande pétrolière au cours du troisième trimestre 2004 a réduit les capacités de production disponibles de l'OPEP qui se sont retrouvées depuis mi-2004 dans une fourchette entre 1,1 et 2 millions de barils/jour. Et bien que la demande pétrolière ait ralenti en 2005 et retrouvé des niveaux cohérents avec les niveaux antérieurs, les capacités excédentaires de production situées dans les pays de l'OPEP restent inférieures à 2 % de la consommation mondiale, à comparer à des niveaux qui sont plutôt de 5 à 7 % de la consommation mondiale avant 2002, une perte de flexibilité qui rend le marché particulièrement réactif à toute baisse ou menace de baisse, même très faible, de la production mondiale.

Tensions sur les capacités disponibles de l'OPEP, tensions aussi sur le raffinage. J'ai eu l'occasion, l'année dernière, de souligner ce problème de tension au niveau du raffinage faute d'investissements suffisants, conséquence de trente années de marge faible. Les capacités mondiales de raffinage sont également tendues. Elles sont même totalement insuffisantes dans des zones majeures de consommation comme l'Amérique du Nord ou l'Asie Pacifique. Au-delà du problème quantitatif, il y a un problème qualitatif d'adaptation de l'outil de raffinage quant au type de produits fournis. Le poids des carburants et, de manière plus générale, des produits légers dans la demande mondiale s'est fortement accru. Dans le même temps, les capacités de conversion qui permettent la production de produits légers à partir de bruts même assez lourds ont augmenté de manière insuffisante. Cette insuffisance des capacités de conversion devient aujourd'hui plus aiguë avec la mobilisation des capacités résiduelles de production de l'OPEP, constituées d'une part importante de bruts lourds et souffrés.

On se trouve alors dans une situation où la capacité de conversion devient un véritable goulet d'étranglement au-delà de la capacité de distillation qui elle-même est tout juste satisfaisante. Il y a eu une augmentation des capacités de conversion dans les diverses zones, mais cette augmentation est restée insuffisante.

Les investissements de conversion sont des investissements unitaires extrêmement lourds, de l'ordre de 500 millions ou un milliard de dollars. Echaudée par trente ans de marges faibles, trente ans de fermetures de raffineries, l'industrie du raffinage hésite à investir. Certains investissements se font cependant, comme par exemple la décision de Total de construire une unité de conversion dans sa raffinerie de Gonfreville.

Ce nouveau paradigme est illustré par l'évolution des prix à long terme qui manifeste les anticipations du marché sur l'équilibre à long terme de l'offre et de la demande. On peut acheter aujourd'hui du pétrole qui sera livré en 2012. C'est un marché qui n'est pas très important mais qui est quand même très significatif. La vision de l'équilibre à long terme du marché pétrolier tablait sur un équilibre du prix compris entre 15 dollars et 25 dollars, et ceci jusqu'à fin 2003, début 2004. On a constaté depuis une augmentation très significative de ce point d'équilibre. Et aujourd'hui, le prix à long terme se situe à environ 55 à 65 dollars par baril, ce qui laisse penser que les tensions que l'on a connues depuis 2004 devraient perdurer un certain nombre d'années.

Il semble que le marché a perdu un certain nombre de ses repères. L'un des plus importants pour les analystes était l'évolution des stocks industriels. Entre 1995 et 2004, la corrélation entre le niveau des stocks dans les pays de l'OCDE et les prix du brut était extrêmement bonne. A partir de 2004, on constate qu'il n'y a plus du tout de corrélation : le prix du brut varie indépendamment du niveau des stocks, que ceux-ci augmentent ou diminuent. En fait, le prix du brut semble dépendre d'autres variables, et le marché pétrolier réagit à des signaux qui sont, soit structurels : la capacité de production disponible de l'OPEP, la capacité de raffinage ; soit conjoncturels : le climat, les

ouragans, il fait froid, il fait chaud ; et la situation géopolitique. Et ceci est un élément nouveau, nous perdons nos repères.

Stimulée par les hauts niveaux de prix, l'activité pétrolière est partout à la hausse, mais elle se trouve limitée par un autre goulet d'étranglement : la saturation des moyens humains et techniques. Les carnets de commande des sociétés, fournisseurs et sociétés parapétrolières et paragazières, sont complètement pleins et le personnel technique de haut niveau est aujourd'hui insuffisant pour la satisfaction de la demande. Ainsi, dans le domaine de l'*offshore*, l'activité est si importante que les taux d'utilisation des plates-formes de forage atteignent des sommets. Les plates-formes de forage sont réservées plusieurs mois à l'avance et les tarifs de location ont connu ces derniers mois une flambée, allant jusqu'au triplement en ce qui concerne les plates-formes semi-submersibles ou les *jackups* aussi bien en Mer du Nord que dans le Golfe du Mexique.

La situation va-t-elle évoluer à court moyen terme, par exemple au niveau de la capacité de production disponible de l'OPEP, un critère important ? Sur de longues périodes, entre 1990 et 1998, les capacités de l'OPEP ont augmenté en moyenne de 0,7 à 0,8 million de barils/jour hors Irak et Koweït. Après l'effondrement des prix en 1998 et le ralentissement de la demande à la suite de la crise asiatique, on constate que la capacité de production de l'OPEP ne bouge plus, voire même diminue un peu. Or on nous annonce pour 2006 une augmentation de la capacité de l'OPEP de 1 million de barils/jour. S'agit-il d'un changement de rythme annonciateur de plusieurs années de hausses similaires à celles du début des années 90 ou bien d'un effort difficilement soutenable face au déclin naturel des vieux champs typiques du Moyen Orient ?

Comme je l'ai indiqué, 2005 est une année de tension sur les marchés du gaz naturel. C'est une amplification des tendances à la hausse qui ont été observées au cours de ces cinq dernières années. Et on peut même considérer que certaines zones sont confrontées à de véritables crises gazières. Aux Etats-Unis, le prix du gaz fluctue autour de 10 dollars par million de BTU alors qu'il était seulement de l'ordre de 2 à 3 dollars par million de BTU au milieu des années 90. De même, le marché spot anglais a connu des sommets, et le prix a même atteint, ponctuellement, l'équivalent de 150 dollars par baril au cours des derniers mois. C'est un prix largement supérieur aux prix *maxima* jamais enregistrés sur le marché pétrolier où, en 1982, on avait atteint 120 dollars par baril, et ce pour un jour seulement.

Les prix du gaz ont cru dans toutes les zones en 2005. Ils ont augmenté de 50 % en Europe pour s'établir à plus de 6 dollars par million de BTU. Le prix spot du NBP (National Balancing Point) en Angleterre se situe à environ 7 dollars par million de BTU, en augmentation de 60 %. Le marché américain, qui était déjà élevé, connaît une augmentation en pourcentage légèrement moindre mais des niveaux équivalents de l'ordre de 7 dollars par million de BTU. Ceci correspond à des logiques très différentes.

Le prix sur le marché continental européen est indexé sur le prix du pétrole. Et donc cette hausse du prix du gaz reflète la hausse du prix du pétrole.

En revanche, en ce qui concerne l'Angleterre et les Etats-Unis, les deux marchés sont dérégulés et les hausses traduisent de réels déséquilibres entre l'offre et la demande, avec une stagnation de la production intérieure aux Etats-Unis, une baisse de la production intérieure en Grande-Bretagne, doublée d'une poursuite de la croissance et d'une insuffisance des approvisionnements autres. Ceci est porteur en soi de conséquences importantes au niveau de la production d'électricité dans la

mesure où, de plus en plus, ce qui tire la consommation de gaz aujourd'hui c'est la production d'électricité. Ces phénomènes de hausse des prix ont été indéniablement également alimentés par les ouragans Rita et Katrina qui ont conduit à des baisses de production tout à fait significatives aux Etats-Unis, accroissant encore la tension sur ces marchés.

Nous sommes amenés à nous interroger sur l'évolution des prix et sur la façon dont les prix sont fixés sur le marché gazier. Le marché gazier en Europe continentale est essentiellement indexé sur les prix des produits pétroliers dans le cadre de contrats à long terme. Il est intéressant de noter qu'en fin 2004 début 2005 la société anglaise Centrica a signé avec Petronas un contrat à long terme, sur quinze ans. Mais dans ce contrat le prix est indexé sur les prix spot anglais, sur les prix du NBP. Il est de tradition d'opposer le spot et le long terme. En fait, la vraie opposition entre le marché dérégulé et le marché spot tient plus au mode de fixation des prix sur une référence propre ou une référence au prix pétrolier. Il est indéniable que la flambée des prix du gaz sur l'ensemble des marchés amène à se poser cette question : "est-ce que ce mécanisme de fixation des prix, indépendamment du problème des contrats à long terme, a vocation à perdurer dans l'avenir ?"

La flambée des prix du pétrole et du gaz a conduit à une flambée des bénéfices des grands groupes pétroliers. Ces groupes ont augmenté significativement leurs investissements, mais de façon somme toute limitée, et ceci pour deux raisons principales. D'une part, il subsiste un certain nombre de freins : l'accès difficile aux domaines miniers, le manque d'opportunités, les tensions sur les moyens techniques et humains. D'autre part, en dépit des perspectives favorables sur le prix du baril, les compagnies se montrent prudentes car elles craignent une baisse rapide et importante du prix du pétrole comme en 1997-1998. Elles continuent donc de décider de leurs investissements potentiels sur la base d'un prix qui est compris entre 20 et 25 dollars par baril, et elles ont redistribué une part des bénéfices *via* les dividendes ou des opérations de rachat d'actions.

Ces rachats d'actions et ces profits considérables n'ont pas été sans poser des problèmes de nature plus politique, l'opinion publique et des pouvoirs politiques considérant que les compagnies pétrolières devraient réinvestir plus massivement l'argent gagné. Ce débat reste toujours d'actualité. Et je pense qu'au fur et à mesure que les compagnies pétrolières, en Europe et aux Etats-Unis, vont annoncer leurs résultats, ce thème va être amené à revenir.

Un mot sur l'environnement car l'année 2005 a été une année mitigée au plan international avec un bilan en demi-teinte du Sommet de Montréal où les Etats-Unis et l'Australie restent absents des accords de Kyoto. La bonne nouvelle est qu'ils ne claquent cependant pas la porte à la discussion sur la suite à donner à Kyoto. Par contre, en Europe, l'année est indéniablement marquée par la première année de fonctionnement du marché d'échanges de quotas d'émission de CO₂. L'évolution du prix au cours de cette première année reflète l'évolution de la perception, par les industriels, de la contrainte que représente à terme le système des quotas et la lutte contre le changement climatique. Le prix a démarré autour de 5 €/t de CO₂ au début de l'année pour se stabiliser autour de 20-25 €/t de CO₂. Nous avons désormais un élément indiquant ce que pourrait être le coût du CO₂ dans les décisions d'investissements énergétiques qui seront prises par l'industrie.

Quelle évolution sur le long terme ?

Dans le domaine du pétrole, même si l'activité d'exploration-production s'est fortement accrue en 2005, comme l'illustrent les tensions sur le marché des services et des équipements, il apparaît peu

probable d'assister à la mise sur le marché de nouvelles capacités de production dans des proportions assez importantes pour permettre de recréer des capacités excédentaires comparables à celles que l'on a connues dans les années 90. Du côté des pays non OPEP, l'augmentation des capacités de production devrait globalement rester modérée, si tant est qu'il y ait une augmentation. Il faut en effet prendre en compte la baisse inéluctable de production dans certaines zones importantes comme la Mer du Nord. Du côté de l'OPEP, le rythme d'accroissement de la production reste aussi très prudent.

Dans le domaine du raffinage, on parle de nombreux projets, mais force est de constater qu'il s'agit pour la plupart de projets à l'état d'étude. Et la mise sur le marché de nouvelles capacités de distillation ou de conversion permettant de desserrer les contraintes actuelles sera longue et prudente.

Seul un fort ralentissement de la demande peut aujourd'hui permettre de retrouver des capacités excédentaires équivalentes à celles observées en moyenne dans les années 90. L'évolution future de la demande nous renvoie à plusieurs incertitudes : le potentiel réel de développement des deux grands pays que sont la Chine et l'Inde d'une part, l'impact des prix sur la demande d'autre part.

De manière générale, la consommation par tête d'électricité, de même que la consommation par tête de pétrole pour le transport, est fortement corrélée au revenu par tête. Aujourd'hui, la consommation par tête de la Chine est équivalente à celle du Japon en 1955-1960, qu'il s'agisse de l'électricité ou du secteur transport. Et ceux qui sont allés récemment en Chine, tout du moins sur la côte, ne peuvent pas ne pas être frappés par la ressemblance entre le mode d'urbanisme, le mode de transport, le mode de vie de la Chine d'aujourd'hui avec ceux du Japon. L'évolution sur les quarante dernières années de la consommation par tête du Japon nous donne donc une idée de l'ampleur de ce qui peut nous attendre si, comme c'est très probable, toute ou partie de la Chine suit progressivement le chemin du Japon.

La demande réagit-elle aux prix ? Cela amène à s'interroger sur les régimes des prix domestiques. Or, le régime des prix domestiques est très différent d'un pays à l'autre, entre des pays qui taxent lourdement les produits pétroliers, comme c'est le cas pour l'OCDE, ou des pays qui les subventionnent, comme c'est souvent le cas des pays en développement. Dans le premier cas, la hausse des prix du pétrole a un impact très faible sur les prix domestiques, dès lors que les taxations sont importantes, jouant un rôle d'amortisseur fiscal. Ainsi, dans le cas de la France, le triplement du prix du brut ne se traduit que par une augmentation du prix à la pompe de 25 %. Dans de nombreux PVD, le système ainsi que le mécanisme sont différents puisque, pour des raisons sociales, les prix des produits pétroliers sont très largement subventionnés ; la flambée des prix se traduit donc par une augmentation considérable des subventions.

On m'a donné un chiffre auquel j'ai du mal à croire : en Indonésie, les subventions à la consommation de produits pétroliers représenteraient de l'ordre de 30 % du budget total du pays. On voit bien que la flambée des prix amène à une asphyxie budgétaire de ces pays ou à une crise sociale grave si on supprime les subventions. Ainsi en 1988, au Venezuela, une légère réduction des subventions accordées aux produits pétroliers s'était immédiatement traduite par une crise sociale majeure qui a fait 7 000 morts.

Certains pays se sont néanmoins risqués à supprimer les subventions. C'est le cas de la Thaïlande qui, en 2004, a décidé de supprimer les subventions pour l'essence mais a conservé les subventions pour le gazole compte tenu de son impact social plus important. La demande a immédiatement

réagi avec une baisse tout à fait significative de la consommation d'essence, et par contre le maintien d'une croissance de la consommation de gazole.

Comment peut évoluer le prix dans les années qui viennent ? C'est tout le débat. Sommes-nous dans un nouveau cycle, les prix ayant alors vocation à baisser, éventuellement jusqu'au niveau de 1998 ? Ou, au contraire, sommes-nous dans un nouveau paradigme avec une rupture ? Je crois que les deux sont vrais. Depuis le second choc pétrolier en 1986, le marché pétrolier, comme tous les marchés de matière première, est cyclique avec des hausses et des baisses. La hausse des prix suscite une augmentation de la production, ralentit un peu la demande, d'où une pression à la baisse et vice-versa. Aujourd'hui, on peut dire que le marché reste cyclique, mais il est clair que l'on se trouve à un niveau de prix qui est tout à fait différent, alors qu'entre 1986 et 2004 le baril de pétrole avait fluctué entre 15 et 25 dollars. Désormais, le marché restera toujours un marché cyclique mais avec des prix qui devraient fluctuer plutôt entre 40 et 60 dollars.

Quels changements devraient intervenir dans le domaine du marché gazier ? A long terme, ce marché comporte un certain nombre d'invariants, qui sont une croissance de la demande toujours importante, avec un taux de croissance supérieur au taux de croissance global de l'énergie, des échanges mondiaux qui devraient être multipliés par plus de deux entre 2003 et 2030, une dépendance croissante des principales zones consommatrices par rapport aux importations.

En revanche, de nouvelles incertitudes doivent être soulignées. L'incertitude sur le mode de fixation des prix déjà mentionnée. Mais aussi une interrogation sur les conséquences qu'auront des prix élevés sur la demande. Est-ce que le gaz qui a été pendant des années l'option préférée, notamment pour la production d'électricité, le restera avec ses niveaux de prix de 150 dollars par baril certains jours en Grande-Bretagne ? Ne va-t-on pas assister aujourd'hui à un appel beaucoup moins important au gaz pour la production d'électricité, et demain à une relance du nucléaire, du charbon ou des énergies renouvelables ? Il est significatif sur ce plan de voir qu'en un an l'Agence Internationale de l'Energie a réduit ses perspectives d'évolution de la demande de gaz. En effet, l'an dernier, elle estimait la croissance de la demande de gaz à 2,3 % par an sur les trente prochaines années. Aujourd'hui, elle l'estime seulement à 2,1 %.

Je voudrais maintenant terminer par un point qui me paraît important : la prise de conscience politique de l'importance des défis de l'énergie partout dans le monde, qui peut avoir de grandes conséquences à long terme. La flambée des prix n'a eu, certes, qu'un impact marginal sur la demande d'énergie dans les pays industrialisés, mais il n'est pas sûr qu'il en soit de même sur le long terme. L'heure est en effet à l'accélération des mesures réglementaires et politiques dans le domaine de l'énergie. On assiste à une multiplication des plans d'action nationaux qui visent à l'accroissement de l'indépendance énergétique *via* une relance des programmes de maîtrise de la demande ou un recours accru aux énergies domestiques (nucléaire, renouvelables, charbons pour ceux qui détiennent d'importantes ressources), avec une sensibilité croissante aux problèmes de sécurité d'approvisionnement. Nous en avons eu un exemple hier avec le discours sur l'état de l'union dans lequel Georges Bush a redécouvert l'importance de la politique énergétique. Je crois que c'est très significatif d'un changement au niveau de la politique et de la sensibilité à ces problèmes d'énergie et je cite le discours de G. Bush : « *America is addicted to oil which is often imported from unstable parts of the world. The best way to raise this addiction is through technology* ». Il a tout à fait raison, et c'est ce à quoi nous travaillons à l'IFP. Nous sommes convaincus que la technologie apportera beaucoup de solutions. « *Breakthroughs on this other new technology will help us to reach another break goal to replace more than 75% of our oil import from the Middle-East by 2025. By applying the talent and technology of America, this country can*

dramatically improve our environment move beyond a petroleum-based economy and make our dependence on Middle-East oil a thing of the past". Je crois que cela aura un impact.

Prenons à titre d'exemple la relance dans le domaine des biocarburants. Les Etats-Unis et le Brésil, qui sont les principaux producteurs d'éthanol dans le monde, prévoient un doublement de leur production d'ici 2010. L'Europe s'est fixé des objectifs ambitieux avec 5,75 % de biocarburants en 2010 et de l'ordre de 10 % en 2020. L'augmentation en 2005 a, d'ores et déjà, été très significative puisqu'on enregistre au niveau mondial une augmentation de 15 % de la production d'éthanol et de 30 % de la production de biodiesel.

En conclusion, 2005 marque non pas la fin du pétrole mais la fin du pétrole bon marché. Je crois qu'il faut désormais bien prendre en compte le fait que nous abordons une nouvelle époque. 2005 marque des tensions sur le marché du gaz, des fluctuations fortes des prix, une situation de crise gazière sans précédent dans certains pays. Et enfin, 2005 marque aussi, et c'est un élément qui peut être porteur pour l'avenir, le retour de l'énergie au cœur des préoccupations des opinions publiques et des pouvoirs politiques, notamment dans les pays industrialisés.