

Énergie et matières premières les grands émergents bousculent les marchés

Les marchés de matières premières et de l'énergie ont connu avant la crise des tensions dont la nature plus ou moins cyclique ou tendancielle fait débat. Le rôle des économies émergentes est apparu dans ce domaine comme un facteur structurant dont on ne mesure toujours pas bien les conséquences à moyen-terme : prix structurellement élevés des matières premières y compris alimentaires, « peak oil » précoce, apparition de nouveaux réseaux « sud-sud » concurrents des anciens réseaux « nord-sud » etc....

Quel rôle ont joué et joueront exactement les grands émergents dans cette nouvelle donne ? Quelle est notamment la part respective des facteurs d'offre et de demande (croissance rapide des classes moyennes, ateliers du monde...) ? Quel impact ont et auront-ils enfin sur la structuration des grands marchés et de leur régulation ?

1. Le pic de 2007 et la montée des émergents, Chine en tête

Les marchés mondiaux des matières premières sont, à la date de cette séance, le **2 octobre 2007**, en pleine tourmente. Les prix ont été multipliés par quatre en dix ans et cette tendance est observée même si l'on met de côté le pétrole. Les taux de **fret** flambent et sont en augmentation quasi-constante depuis le début de l'année 2006, comme en témoigne l'indice BFI-BDI¹. Celui-ci est très anticipateur des tendances du marché ; le fret devient plus cher que la marchandise transportée. Après avoir diminué en 2004, l'augmentation a repris en 2006. Ceci illustre bien les tensions de la demande. Les besoins des pays émergents, et notamment de la Chine, qui importent énormément, expliquent cette tendance. Le cours du **pétrole** est également au plus haut, nous sommes au cœur d'un troisième choc pétrolier. Le *brent* est aujourd'hui au-dessus des 80 dollars US. Les tensions sont là encore très importantes ; ce qui est étonnant, c'est que l'économie mondiale ne semble pas s'en porter plus mal.

Les **métaux** suivent la même tendance : depuis 2001, l'indice moyen des six métaux non-ferreux cotés sur le London Metal Exchange a explosé, passant d'environ 60 à presque 300. Concernant le cuivre, il s'agit d'un problème de demande, la Chine étant le premier importateur mondial, pour ses besoins en électricité. Les perspectives de développement et de production sont de plus très limitées, sauf peut-être en Amérique latine. Le cuivre est aujourd'hui autour de 8000 dollars la tonne, alors que le prix de revient du plus mauvais producteur possible ne dépasse pas 2000 dollars. Le prix du nickel a suivi une tendance encore plus délirante, passant de 8000 à plus de 53000 dollars la tonne. La bulle a aujourd'hui un peu éclaté (on était autour de 30000 dollars en septembre). Mais là encore, le prix de revient de ce métal ne dépasse jamais 10 à 12000 dollars la tonne. Le nickel sert à fabriquer de l'inox et n'est situé que dans des endroits assez difficiles d'accès, au Canada, en Nouvelle-Calédonie ou en Russie. Il y a cependant beaucoup de spéculation dans ces variations. Mais sur les marchés sans spéculation, les ferrailles par exemple, les tendances sont les mêmes. Pour l'acier également, malgré les exportations chinoises. Même le **papier**, qui n'a pas de marché dérivé, a vu son prix doubler depuis 2002. Le **caoutchouc** suit une tendance similaire, et est passé de 50 dollars pour 100 kg en 2001-2002 à plus de 200 dollars aujourd'hui. Il est utilisé pour la fabrication des pneus, et cette augmentation est donc largement liée à la croissance du parc automobile chinois.

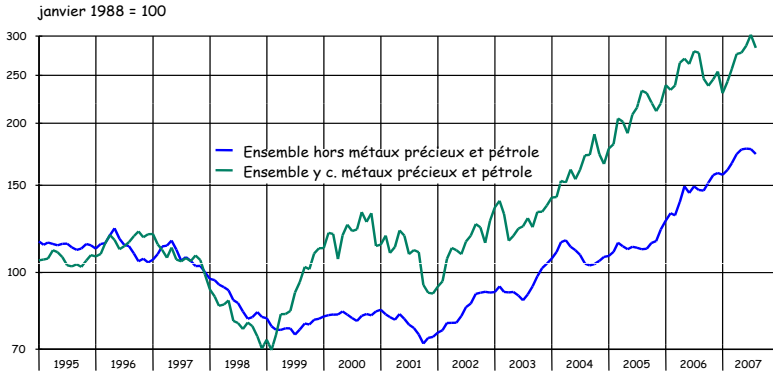
1 Créé en 1998, le Baltic Dry Index (BDI) est géré par la société britannique Baltic Exchange à Londres. Il est établi sur une moyenne des prix pratiqués sur 24 routes mondiales de transport en vrac de matières sèches tels que les minerais, le charbon, les métaux, les céréales, etc.

Le **coton**, en revanche, n'a pas connu de hausse de cours, en raison des subventions américaines et de la conjoncture moins bonne dans ce domaine. Ce n'est pas le cas du **blé**, qui est monté à 9 dollars en octobre 2007, alors qu'il était en 2005 autour de 3 dollars (le boisseau). Les prix mondiaux ont donc triplé. Si l'on ajoute la flambée des taux de fret, un pays importateur comme l'Algérie a dû voir ses coûts multipliés par quatre ou cinq. La première flambée des cours du blé fut la conséquence de l'annonce d'une sécheresse en Australie, qui a eu pour conséquence de diminuer de 10 millions de tonnes les prévisions de production dans ce pays (la production mondiale étant autour de 700 millions de tonnes). Les principaux importateurs sont les pays du Maghreb, le Maroc, la Tunisie, pour qui cette hausse va aussi certainement poser des problèmes. L'Inde est également un gros importateur. Un point nouveau est le prix en Union européenne. Jusqu'à il y a seulement deux ans, l'Europe était isolée du reste du monde, en raison de la Politique Agricole Commune (PAC). Cette politique a connu une rupture fondamentale, et les prix de l'UE sont aujourd'hui supérieurs aux prix mondiaux. Le **maïs** flambe également, essentiellement en raison des perspectives de consommation de cette céréale sous forme d'éthanol. Le prix est encore plus haut en Europe. Le soja en profite et voit son cours augmenter également, tout comme l'huile de palme. Les autres produits tropicaux (café, cacao) restent en revanche médiocres.

Au-delà de la spéculation, l'ensemble de ces tendances est fondamentalement lié à des problèmes de demande, la croissance mondiale étant au dessus de 4% par an depuis cinq ans. La production industrielle chinoise joue un rôle primordial. Dans les années 1980-1990, la Chine jouait un rôle à guichet fermé, mineur sur les marchés des matières premières. C'est en 2001-2002 qu'a eu lieu le changement. L'accélération fut très rapide, la Chine n'est plus autosuffisante et devient un importateur majeur. L'Inde est en revanche encore dans le rôle mineur, à guichet fermé, qu'occupait la Chine dans les années 1980-1990. Elle n'est pas encore un facteur déterminant, sauf peut-être dans le domaine de l'énergie. Mais elle va rapidement rattraper la Chine.

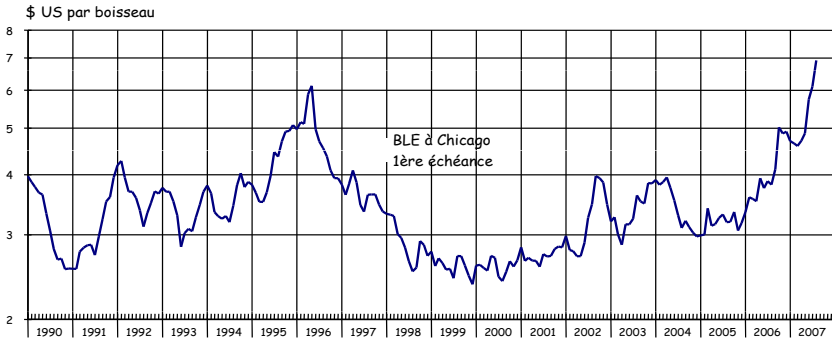
L'offre est à son maximum, en raison de problèmes climatiques, de désordres géopolitiques (Moyen-Orient, Nigéria), de patriotisme économique (Russie, Venezuela). Par ailleurs, il n'y a pas de développement suffisant dans la production, on privilégie le court terme. On peut s'attendre évidemment à des tensions pétrolières supplémentaires. Il est important de comprendre que c'est au bout du compte seulement un problème de prix pour la rareté. Il ne s'agit pas d'un problème conjoncturel mais structurel, qu'il faudra donc bien prendre en compte.

Evolution des prix des matières premières avec et hors pétrole



Source : Coe-Rexecode.

Evolution des prix du blé



Source : Coe-Rexecode.

FABIEN ROQUES

2. Les scénarios énergétiques à l'horizon 2030

L'édition 2007 du World Energy Outlook (parue le 7 novembre 2007) contient des projections à horizon 2030 de l'Agence Internationale de l'Energie avec différents scénarios. Deux scénarios seront présentés ici, le scénario de référence, et le scénario alternatif. Le premier prend en compte les politiques, mesures et réglementations adoptées à la date de mi-2007. Le second prend en plus en compte l'ensemble des mesures et réglementations en discussion mais qui

ne sont pas encore implémentées, et évalue l'impact potentiel en termes de consommation, d'offre énergétique, et d'implications environnementales.

Dans les grandes lignes, dans le scénario de référence, la demande d'énergie primaire continuera de croître d'ici à 2030, et sera en 2030 supérieure à la demande actuelle de plus de 50%. Le pétrole restera le carburant primaire le plus consommé, devant le charbon et le gaz. En ce qui concerne le pétrole, on assistera encore à une augmentation de la demande en raison principalement de la demande du secteur des transports, et de l'absence de substitut existant. L'augmentation de la demande de pétrole proviendra surtout de l'Asie en développement où la croissance, source majeure de la demande, est plus importante. Du côté de l'offre, se posera de plus en plus le problème de l'accès aux réserves. La production de pétrole conventionnel dans les pays non membres de l'OPEP va décliner, et la demande croissante s'appuiera donc de plus en plus sur les pétroles non conventionnels, et sur une augmentation de production des pays membres de l'OPEP. Du côté de l'offre, donc, le principal problème proviendra de l'accès aux réserves. La part de l'offre totale provenant des pays de l'OPEP augmentera, alors que l'offre de pétrole conventionnelle dans les pays hors OPEP diminuera.

Si l'on s'intéresse aux autres sources énergétiques, différentes tendances peuvent être décrites. En termes absolus, c'est la demande de charbon qui augmentera le plus, sous l'impulsion du secteur de la production d'électricité. En ce qui concerne le charbon, on assiste depuis 2002 à une explosion de la demande, provenant en grande majorité de Chine. La plupart de la demande d'électricité devrait être satisfaite par le charbon, qui devrait rester la source principale de production d'électricité en 2030. Le gaz, dans ce domaine, devrait souffrir de la hausse des prix, qui sont très corrélés avec les prix du pétrole. Dans notre scénario de référence, le marché du gaz reste segmenté de manière régionale. Cependant, la donne change en partie en raison de l'apparition du gaz liquéfié, qui limite le recours aux pipelines. Les prix sur les différents marchés régionaux devraient s'aligner dans une certaine mesure. La demande augmentera de façon très importante en termes relatifs pour les énergies renouvelables, même si leur contribution au mix d'énergies primaires restera assez faible d'ici à 2030 en termes absolus.

Tournons-nous maintenant vers les implications environnementales, ainsi qu'en termes de sécurité d'approvisionnement, de ces tendances de consommation et de production énergétique. Du point de vue environnemental, le fait marquant est que les émissions de CO₂ augmenteront de façon très importante d'ici à 2030. De plus, le poids relatif des différents pays est amené à changer. La Chine dépassera les États-Unis autour de 2010 en termes d'émissions totales. Cependant, il convient de placer ces chiffres dans le contexte de croissance économi-

que de la Chine et de l'Inde, en tenant compte à la fois des émissions cumulatives et de leur niveau par habitant. Ainsi, le niveau d'émission par habitant de la Chine ne sera qu'autour de 60% de celui de l'OCDE en 2030.

Les besoins d'investissement d'ici à 2030 sont considérables, de l'ordre de 22 mille milliards de dollars (2006) en termes cumulatifs dans le scénario de référence. Ces investissements seront pour plus de la moitié dans le secteur de la production d'électricité. La moitié de ces besoins proviendra des pays en développement, dont 18% pour la Chine. Il est inquiétant de constater que si l'investissement des principales compagnies pétrolières et gazières a doublé entre 2000 et 2005, la plupart de l'augmentation est due à l'inflation des coûts. Paradoxalement, les compagnies pétrolières majeures font des bénéfices sans précédent mais n'ont pas nécessairement les moyens de les réinvestir.

Ces résultats étaient basés sur notre scénario de référence, le scénario « *Policy as usual* ». Considérons à présent notre scénario alternatif, qui prend l'hypothèse d'un progrès technologique plus important et de politiques et réglementations plus volontaristes et courageuses. Ce scénario reste néanmoins réaliste. Les politiques clés dans le domaine de la réduction des émissions de CO₂ seront dans le secteur de l'efficacité énergétique, qui représente les deux tiers de la baisse des émissions d'ici à 2030 dans ce scénario alternatif. Dans ce dernier, les importations européennes de pétrole commenceraient à stagner puis à diminuer après 2015, en raison de l'augmentation de l'efficacité des automobiles et de l'utilisation plus importante des biocarburants. Les importations de gaz des principales régions consommatrices seraient considérablement plus faibles que dans le scénario de référence.

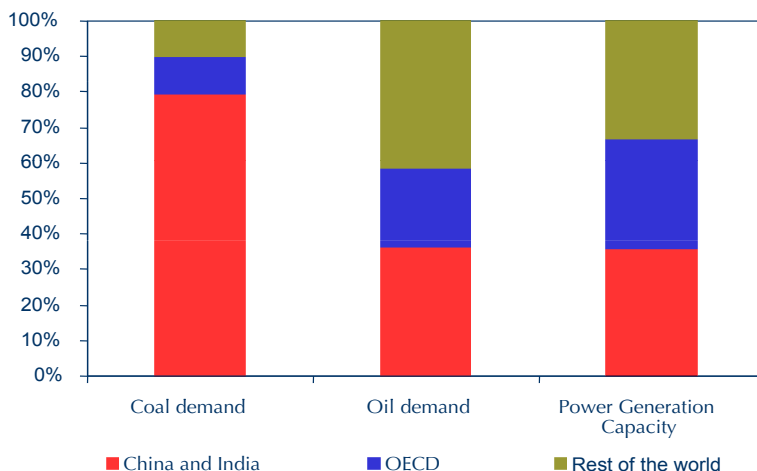
Les implications des projections d'accroissement de demande de la Chine et de l'Inde sur les marchés mondiaux seront très importantes. L'Asie en développement comptera pour plus de la moitié de la croissance du PIB mondial d'aujourd'hui à 2030, et la Chine pour un tiers à elle seule. La croissance chinoise n'est cependant pas une nouveauté, et, si elle se poursuit comme il est probable jusqu'en 2020, des réformes importantes seront nécessaires par la suite. L'industrie contribue à hauteur de 50% au PIB chinois (largement plus que dans les pays de l'OCDE), alors que l'Inde est plus dépendante du secteur des services. La part de la Chine et de l'Inde dans la croissance de la demande de charbon d'ici à 2030 sera autour de 80%. Une incertitude importante demeure cependant sur la Chine dans ce domaine ; on considère pour l'instant qu'elle va rester importatrice, mais de façon relativement peu importante : des investissements chinois majeurs seront effectués pour que ce pays ne devienne pas trop dépendant. La croissance de la demande de pétrole proviendra à 40% de ces deux pays, comme celle d'électricité.

Mentionnons quelques exemples concrets associés à ces grandes tendances.

Le potentiel d'augmentation du parc automobile dans les pays émergents, en particulier en Inde et en Chine, est énorme, et les importations de pétrole de ce dernier devraient se situer en 2030 quasiment au niveau de l'Union européenne – alors que l'Inde aura rattrapé le Japon dans ce domaine. Par ailleurs, l'efficacité de la production électrique a augmenté dans ces deux pays ces dernières années, mais reste largement en dessous de la moyenne de l'OCDE (entre 60 et 70% de l'efficacité des pays de l'OCDE selon le type d'énergie considéré). Cela représente un potentiel important dans le cadre de scénarios alternatifs.

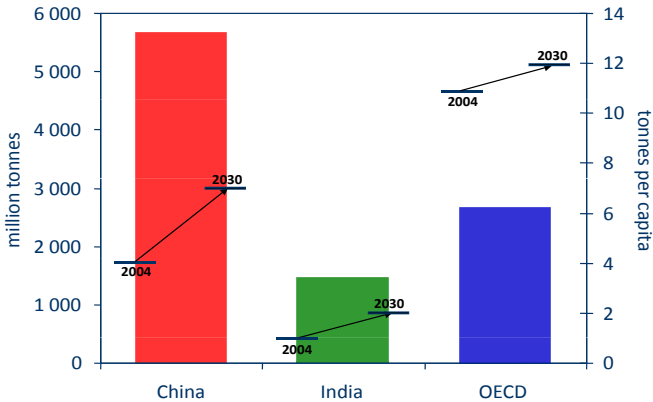
Pour conclure, une part croissante de la demande globale d'énergie proviendra de l'Inde et de la Chine. La taille de cette croissance dépendra du taux et de la nature de l'augmentation du PIB, notamment sa répartition sectorielle. La mise en place de nouvelles politiques en Chine et en Inde pourrait avoir des conséquences significatives pour les marchés mondiaux de l'énergie et de l'environnement. S'il y avait un message à retenir, ce serait celui de l'urgence de l'action politique. Ceci est d'autant plus important que le secteur est caractérisé par une très forte inertie (une centrale est par exemple en place pour 60 ans). Ainsi, les décisions d'investissements d'ici à 2015 détermineront les technologies en place pendant les 60 prochaines années. Des intentions politiques fortes et une action gouvernementale urgente sont nécessaires afin de créer des incitations claires et de modifier les comportements d'investissement actuels. Les pays membres de l'OECD ont un rôle pionnier à jouer dans ce domaine pour donner une impulsion et permettre le développement de technologies novatrices.

China and India account for a significant part of the growth in the global fuel demand and power generation capacity



Source : OECD/IEA – 2007.

**Emissions growth in China is twice as large as in the OECD,
but in 2030 per capita emissions will still be lower than current OECD ones**



Source : OECD/IEA – 2007.

DIDIER BEUTIER

3. La place à venir du nucléaire

Quelques réflexions sur le cas du nucléaire et la manière dont l'augmentation de la consommation des grands pays émergents peut modifier la situation telle qu'elle est aujourd'hui. A l'heure actuelle, les ressources conventionnelles totales d'uranium se situent autour de 14,75 millions de tonnes. Si l'on ajoute à ce chiffre les ressources non conventionnelles, on obtient entre 15 et 25 millions de tonnes supplémentaires. Les réserves assurées (4,75 Mt) permettent déjà d'assurer à elles seules environ 85 années de production. Géographiquement, les ressources d'uranium sont bien réparties. Le Canada, l'Australie et le Kazakhstan sont les principales puissances dans ce domaine. En termes d'exploration, on n'est pas encore au niveau du pétrole, il reste un potentiel de découverte largement plus important.

Malgré une hausse sensible du prix de l'uranium, les centrales nucléaires restent compétitives, car le coût du combustible est largement inférieur à celui des centrales au gaz ou au charbon. L'uranium ne représente que 10% du prix total de l'électricité. Dans la production nucléaire mondiale, l'Union européenne pèse plus que les États-Unis ou l'Asie, même si les États-Unis restent un pays pilote. La Corée du Sud est en pleine expansion. Les mises en service de centrales seront

à l'avenir – d'ici à 2020 – plutôt asiatiques. Ces pays ont mis en place des programmes nationaux d'envergure – notamment en Chine, en Inde et en Russie. De manière intéressante, les centrales américaines ne vont pas s'arrêter malgré leur ancienneté, car les licences dans ce pays seront probablement reconduites pour 20 ans. Au total, les nouveaux programmes annoncés produiront plus de 6000 GW par an et nécessiteront donc autour de 900000 tonnes d'uranium. La hausse du prix de l'uranium provient surtout des stocks, qui commencent à diminuer. La production minière doit augmenter de manière importante, ce qui nécessite un effort d'investissement conséquent.

Passons au cas de la **Chine**. Les ressources estimées de ce pays sont autour de 70000 tonnes, alors qu'en 2006, ses besoins étaient d'environ 1500 tonnes par an. En 2020, les besoins de ce pays seront de près de 8000 tonnes par an. La production de la Chine n'étant que de 800 tonnes par an, une solution doit être trouvée. Ce pays cherche actuellement un accès en Australie, recherche qui a débouché sur un accord gouvernemental en avril 2006 et à des participations financières du groupe Sinosteel – qui conduiront à des productions à partir de 2010. Un accès est aussi recherché au Niger : deux projets de décrets ont été formulés par le gouvernement nigérien en juillet 2006, visant à permettre à CNUC¹ et Trendfield d'exploiter deux mines – peut-être en 2010. Enfin, une compagnie minière a été créée en août 2006 par la China Guangdong Nuclear Power.

L'**Inde** est un cas différent. Ne faisant pas partie du traité de non-prolifération, elle mène une politique d'indépendance technologique et d'autoproduction totale. Elle ambitionne de produire 40 GW nucléaires en 2030, soit 5% de la production électrique mondiale. Ses ressources en uranium sont de 61000 tonnes, et ne peuvent alimenter plus de 10 GW, d'où le développement de surgénérateurs et de la filière Thorium. L'ouverture diplomatique, si elle se confirme, permettra à l'Inde d'accélérer son programme nucléaire et d'importer de l'uranium.

Ces deux pays émergents ont un impact important sur le marché de l'énergie nucléaire. Depuis trois ans, leur effet se situe surtout sur le coût des matériaux (acier, cuivre) et des sous-traitants de l'ingénierie. Quelle que soit la filière (charbon, nucléaire, gaz), la hausse totale depuis 2005 varie de 15 à 30% dans les devis de centrales électriques. Un deuxième effet apparaît dans les anticipations des consommateurs d'uranium, chez qui se développent des inquiétudes à l'égard des ressources disponibles futures. A moyen terme, la concurrence sur le marché international des réacteurs va s'accroître, avec des acteurs s'appuyant sur leur marché national (Russie, Corée du Sud, Chine...).

Tout laisse à penser que la motivation de la Chine et de l'Inde pour le nucléaire

1 China Nuclear Uranium Corporation (CNUC)

va se renforcer plutôt que diminuer dans les deux prochaines décennies. Ces pays vont connaître une croissance forte des besoins en électricité. Par ailleurs, les difficultés d'accès au pétrole et au gaz, le besoin de lutter contre le changement climatique et les ambitions technologiques et politiques de ces pays ne peuvent qu'abonder dans ce sens. D'ores et déjà, ce n'est pas la capacité financière qui freine. Au regard de leur développement économique rapide, les rythmes de mise en service prévus par l'Inde et la Chine (2 GW par an pour le premier, 4 pour le second d'ici 2020) sont envisageables