



**Laboratoire d'Economie de la Production et  
de l'Intégration Internationale**  
Département Energie et Politiques de  
l'Environnement (EPE)  
FRE 2664 CNRS-UPMF



## **L'intégration internationale des industries chinoises de l'énergie et ses conséquences géopolitiques**

Communication présentée au 5<sup>e</sup> colloque international sur l'économie chinoise,  
Clermont-Ferrand, 20-21 octobre 2005

Catherine Locatelli  
Jean-Marie Martin-Amouroux

octobre 2005



**5<sup>ème</sup> colloque international sur l'Economie chinoise**  
**20-21 octobre 2005**

**L'intégration internationale des industries chinoises de l'énergie et ses conséquences géopolitiques.**

Catherine Locatelli, chargée de recherche au CNRS (LEPII-EPE, UPMF, Grenoble) et Jean-Marie Martin-Amouroux, ancien directeur de recherche CNRS (LEPII-EPE, UPMF, Grenoble).

L'irruption de la Chine sur les marchés internationaux de l'énergie annonce-t-elle une aggravation des tensions géopolitiques dans les régions de production ou de transit des combustibles fossiles ? Les Etats-Unis chercheront-ils à freiner l'influence chinoise dans les pays du Moyen-Orient où leurs compagnies pétrolières tentent de conserver les positions qu'elles y ont acquises ? En cas de conflit à propos de Taiwan, entre autres, l'US Navy pourrait-elle menacer les approvisionnements chinois transitant par le détroit de Malacca ? Les explorations pétrolières conduites par Beijing en mer de Chine orientale se transformeront-elles en *casus belli* avec Tokyo ? Le prolongement jusqu'à Nakhoda du projet d'oléoduc Angarsk-Daqing contribuera-t-il à raviver une hostilité sino-russe dont l'apaisement semblait ouvrir la voie à des échanges gaziers profitables aux deux parties ?

A première vue, le formidable appétit de l'empire du Milieu paraît bien modifier la donne énergétique mondiale et, à travers elle, les rapports de forces politiques<sup>1</sup>. Plusieurs évolutions y concourent : à court terme, l'ampleur de la croissance de la demande chinoise qui, en 2004, a atteint 14,4 % pour le charbon, 13,7 % pour le pétrole et 18,5 % pour le gaz naturel, soit des taux auxquels l'offre mondiale n'a pu s'adapter, qui ont contribué à déséquilibrer les marchés et à faire flamber les prix ; à plus long terme, la perspective d'un appel croissant de la Chine aux marchés internationaux, servi par une internationalisation parfois agressive de ses industries du charbon, du pétrole et du gaz, et appuyé par des accords politiques avec nombre de pays (Iran, Soudan, Libye, entre autres) qui ne respectent pas les règles du jeu souhaitées par les puissances dominantes.

Le pire n'est cependant pas toujours le plus probable. A l'échelle mondiale, la Chine n'est pas encore un acteur de premier plan sur les marchés internationaux : elle exporte beaucoup plus qu'elle n'importe de charbon, vapeur et cokéfiabie ; son marché du gaz naturel est encore trop infime (3 % de sa consommation totale d'énergie) pour qu'elle puisse importer beaucoup au cours des prochaines décennies ; les 2,5 millions de baril/jour (Mb/j) de brut qu'elle a achetées sur le marché mondial en 2004 ne représentent qu'un quart des importations des Etats-Unis. Les compagnies chinoises commencent, certes, à se faire un nom dans les régions où elles opèrent, mais elles pèsent encore peu à côté des géantes, gazières comme Gazprom, ou pétrolières comme ExxonMobil, ChevronTexaco, Shell, BP ou Total. Le gouvernement chinois, enfin, ne dispose pas de moyens diplomatiques et militaires comparables à ceux des Etats-Unis, ou même de la Russie, pour faire triompher ses vues en cas de conflit provoqué par l'accès à une ressource énergétique.

L'état des forces en présence pourrait faire penser que l'on surestime les risques de tensions géopolitiques à attendre de l'arrivée chinoise sur les marchés mondiaux des

---

<sup>1</sup> Izraelewicz (E.).- *Quand la Chine change le monde.*- Paris : Grasset, 2005, p. 176.

combustibles fossiles. Mais, ajoutent certains, on ne doit pas oublier les modalités d'accès aux ressources énergétiques étrangères<sup>2</sup>. Si depuis 1993 elle tourne le dos à l'autosuffisance, la Chine n'entend pas laisser au marché seul le soin de gérer sa dépendance énergétique. A ses yeux, les industries de l'énergie conservent un caractère stratégique qui justifie un arbitrage politique entre les grandes sources d'énergie, entre les filières qui les prolongent vers l'aval (génération électrique), entre les fournisseurs étrangers de pétrole et de gaz, entre les entreprises appelées à opérer sur son territoire. Les compagnies chinoises ne sont donc pas de simples partenaires commerciaux mais les acteurs d'une volonté d'affirmation internationale que justifient la taille du pays, son histoire et son dynamisme industriel. Comment évolueront les modalités d'accès de la Chine aux ressources énergétiques extérieures ? Au nom du pragmatisme et d'une adaptation rapide aux exigences de la croissance économique, elles peuvent emprunter la voie d'une plus grande libéralisation. Au nom du caractère stratégique des industries de l'énergie et de la sécurité d'approvisionnement, surtout si l'environnement international devient plus risqué, elles peuvent faire l'objet d'un contrôle politique renforcé.

Rien n'est donc joué et nul ne saurait prévoir les formes que prendra la présence chinoise sur la scène énergétique mondiale au cours des prochaines décennies. Concours ici ? Conflit là ? Seule contribution possible à un suivi plus attentif des conséquences de la montée en puissance de la Chine, l'examen des évolutions économiques et techniques qui pousseront l'approvisionnement énergétique vers certaines sources d'énergie et certaines régions du monde. Celui aussi des évolutions institutionnelles qui favoriseront, dans l'internationalisation des industries de l'énergie, les forces du marché et celles du contrôle politique. Ce double examen sera conduit autour de quatre questions :

- le modèle de développement qui se met en place depuis quelques années est-il compatible avec une maîtrise de la demande d'énergie, notamment de carburants ?
- jusqu'à quel point la Chine peut-elle et veut-elle satisfaire sa demande, notamment d'électricité, par une offre domestique majoritairement basée sur le charbon, l'hydraulique et le nucléaire ?
- l'approvisionnement en pétrole est-il sécurisé par la diversification des fournisseurs et l'intervention de compagnies nationales concurrençant les multinationales ?
- l'accès au gaz naturel s'appuiera-t-il majoritairement sur les ressources de la Russie et de l'Asie centrale et, si oui, avec quelles conséquences économiques et politiques ?

## **1. Croissance de la demande d'énergie et de carburants : quelle maîtrise ?**

Lorsqu'en 1949 est proclamée la République Populaire, la Chine appartient au groupe des pays les plus sous-développés sous l'angle de leur consommation d'énergie. Retard industriel et guerres ne laissent à la disposition de ses 550 millions d'habitants que 32 millions de tonnes (Mt) de charbon, 4,3 TWh d'électricité et un volume indéterminé de biomasse (bois de feu, résidus agricoles et déjections animales), seule source de chaleur pour la cuisson des aliments et le chauffage des maisons de la campagne chinoise. Vingt ans plus tard, la paysannerie tire toujours la plus grande partie de sa consommation des ressources végétales et animales, mais la consommation de sources d'énergie modernes a fait un bond grâce au développement des mines de charbon (plus de 600 Mt), à l'exploitation du pétrole (106 Mt) et du gaz naturel (14,5 milliards de m<sup>3</sup>), à la mise en service de 63 GW

---

<sup>2</sup> Andrews-Speed (P.)- *Energy policy and regulation in the People's Republic of China*- Kluwer Law International, 2004, 405 p.

électriques produisant 282 TWh<sup>3</sup>. Avec moins de 0,5 tonne d'équivalent pétrole (tep) par habitant, la consommation moyenne des Chinois reste toujours très basse, mais des industries charbonnière, pétrolière et électrique existent. C'est sur elles que va reposer l'extraordinaire croissance économique qu'enclenche la libéralisation de 1978.

Au cours du quart de siècle qui suit, la valeur du PIB quadruple (9,7 % par an) sur la base d'un doublement de la consommation totale d'énergie (4,7 %)<sup>4</sup>. L'écart entre les deux taux de croissance résulte d'évolutions négatives et positives. Au titre des premières, une population rurale dont le revenu par tête a considérablement crû (de 190 à 2 480 yuan, en moyenne) mais qui reste pauvre et mal desservie en sources d'énergie moderne ; une population urbaine, mieux lotie (de 480 à 7 700 yuan), mais qui n'a jamais pu satisfaire correctement ses besoins énergétiques (l'interdiction du chauffage central au sud du Yang-tse kiang, toujours en vigueur, se double de coupures fréquentes d'électricité).

Au titre des secondes, une réduction exceptionnellement forte de l'intensité énergétique de l'activité économique : au vu des statistiques disponibles, elle est tombée de 0,85 kep/\$95 ppa en 1980 à 0,51 en 1990 et 0,25 en 2000, soit une baisse de 5 % par an au cours de la première décennie et de 7 % au cours de la deuxième<sup>5</sup>. Parmi les facteurs explicatifs de cette décroissance, les niveaux très élevés de l'intensité à la fin du 5<sup>ème</sup> plan (priorité à l'industrie lourde et techniques d'utilisation héritées de l'assistance soviétique) ; la politique d'efficacité énergétique adoptée au début des années quatre-vingt (les économies d'énergie sont déclarées « cinquième source d'énergie du pays »)<sup>6</sup> ; les restructurations industrielles et la modernisation technologique des installations utilisant du charbon, surtout au cours des années quatre-vingt-dix<sup>7</sup>.

A quel rythme va se poursuivre la croissance de la consommation d'énergie au cours des prochaines décennies ? La propension de la Chine à rechercher des sources d'énergie à l'extérieur sera d'autant plus forte que la demande interne à satisfaire sera plus élevée, d'où l'intérêt de mieux cerner cette dernière. Parmi les nombreux résultats des exercices de prospective à horizon 2020, 2030 et 2050, nous avons choisi ceux du modèle POLES<sup>8</sup> qu'il convient évidemment de discuter à la lumière de ceux obtenus en Chine ou ailleurs.

---

<sup>3</sup> Smil (V.). *Energy in China's modernization. Advances and limitations.*- New York : M.E. Sharpe Inc, 1988, 250 p.

<sup>4</sup> Asia Energy Research Centre (APEREC). *Energy in China : transportation, electric power and fuel market.*- 2004, 90 p.

<sup>5</sup> Martin (J.M.).- « Prospective énergétique mondiale 2050 : les enjeux de la demande ».- *Medenergie*, n° 2, janvier 2002, p. 7-12. Depuis la publication de cet article, nous avons recalculé les intensités sur la base de nouvelles estimations de consommation par Enerdata. Les différences des valeurs absolues n'ont rien changé aux taux de décroissance et à leurs facteurs explicatifs.

<sup>6</sup> Yahzoung Liu.- « Maîtrise de l'énergie : l'exception chinoise ».- *Les Cahiers de Global Chance*, n° 16, novembre 2002, p.61-65.

<sup>7</sup> Logan (J.).- "Diverging energy and economic growth in China : where has all the coal gone ?".- *Pacific and Asian Journal of Energy*, n° 11, p .1-13.

<sup>8</sup> Modèle mondial de simulation développé au LEPII-EPE sous la direction de Patrick Criqui.

**Tableau 1. Perspectives de consommation finale et besoins dérivés de pétrole.**

	2001	2020	2050
Consommation finale (Mtep)	857	1583	2292
-industrie	409	807	1043
-transport	77	187	350
-résidentiel, service, agriculture	370	589	898
Consommation primaire (Mtep)	1133	2245	3613
-dont produits pétroliers	226	528	731

D'ici le milieu du siècle, la consommation d'énergie devrait tripler en Chine, dans le cadre d'un doublement de la consommation mondiale. Sur cette base, chaque Chinois disposerait de 2,6 tep d'énergie primaire (soit la moitié de l'actuelle consommation dans les pays de l'OCDE). Jusqu'en 2020, ces trajectoires s'écartent peu de celles tracées par la plupart des autres exercices de prospective<sup>9</sup>. Au-delà, elles paraissent très modérées (1,4 % de croissance annuelle de la consommation primaire) à comparer aux 3,1 % de l'exercice intitulé National Response Strategy (NRS) de l'Asian Development Bank, seul disponible à horizon 2050. D'où viennent les différences ? Sur 2001-2020, les hypothèses de croissance démographique (0,5 %) et économique (entre 5 et 7 %) diffèrent peu, alors que sur 2020-2050, NRS adopte des taux sensiblement supérieurs à ceux de POLES tant pour la population (0,6% versus -0,2 %) que pour l'activité économique (5,8 à 6,5 % versus 2,4 %).

Reste les hypothèses d'évolution de l'intensité énergétique de l'activité économique. Constatant l'interruption de leur baisse depuis 2001 (0,25 tep/\$95 ppa), POLES adopte une trajectoire de réduction future très modérée (-1,7% jusqu'en 2020 puis -1%) qui tranche avec celle de -4% retenue par l'APEREC ou par Tsinghua. Derrière de telles différences, la plus ou moins grande priorité donnée par les Autorités aux politiques d'efficacité énergétique. POLES ne doute pas de leur poursuite dans l'industrie où elles accompagnent généralement la modernisation des process, d'où une division par deux de l'intensité énergétique industrielle à horizon 2050. En revanche, les évolutions pourraient être moins favorables dans le résidentiel-tertiaire, où dimension et confort accru des logements contrebalanceront vraisemblablement une plus grande efficacité de l'appareillage ménager et de bureau, et surtout dans les transports qui ne cessent d'accroître leur part dans la consommation finale d'énergie.

Bridé jusqu'à la fin des années soixante-dix, l'essor des transports de personnes et de marchandises a résulté d'une suite de décisions politiques : réforme du registre domiciliaire dans le cadre de la libéralisation d'après 1978, permission d'acquérir une automobile à usage privé en 1984, lancement des grandes infrastructures routières et mise en place d'une industrie de construction de véhicules routiers au début des années quatre-vingt-dix. En douze ans (1990-2002), le parc de véhicules a sauté de 5,5 à 20,5 millions (dont la moitié sous forme de véhicules privés), parallèlement à l'extension du réseau routier, dont une part croissante sous forme autoroutière. La croissance du trafic, personnes et marchandises, au rythme annuel moyen de 7%, a tiré la consommation de carburants qui est devenue la principale composante de la demande de pétrole (246 Mt en 2002), le reste venant de l'industrie dont les moteurs diesel absorbent d'importants volumes de gasoil.

<sup>9</sup> Qui sont présentés dans l'étude de l'APEREC, citée ci-dessus.

Au cours des prochaines décennies, cette demande ne peut que croître, le 528 Mt de POLES en 2020 se situant parmi les projections modérées puisque certaines dépassent 650 Mt<sup>10</sup>. Cet écart considérable est principalement imputable aux variations possibles de la demande de carburants par les transports qui pourrait s'étager entre 191 et 363 Mt. D'un côté, le modèle de développement adopté (grandes infrastructures routières, urbanisme « à l'américaine », voiture individuelle) est désormais irréversible : à partir d'un revenu par tête de 1000 \$, l'achat d'une automobile est en passe de devenir un réflexe. De l'autre, des inflexions sont encore réalisables :

- limitation du transport individuel en ville (mise aux enchères des immatriculations à Shanghai) au profit des transports collectifs (trains rapides et métros en construction) ;
- stabilisation de la part du chemin de fer (54% en 2002) et de la voie d'eau (20%) dans le trafic domestique de marchandises, par la poursuite de la modernisation des deux filières ;
- normes d'efficacité des véhicules imposées aux constructeurs et fortes incitations au développement de nouvelles motorisations (hybrides en particulier).

Quelles sont les forces susceptibles de faire pencher la balance dans un sens plus que dans l'autre ? L'énormité des investissements engagés et les intérêts qui leur sont associés (prêts bancaires, impôts locaux et provinciaux, engagements internationaux...) ne permettent plus, sauf catastrophe, de retour en arrière. En revanche, les Autorités commencent à prendre conscience du coût social des embouteillages, des dégradations dues à la pollution par les transports routiers, de la vulnérabilité d'une économie excessivement dépendante du moteur à explosion alimenté en carburants majoritairement importés. Compte tenu du pouvoir de contrôle qu'elles ont conservé, on ne peut exclure qu'elles donnent un coup de frein à la croissance de la demande de carburants et, par là, limitent le recours à l'importation de pétrole.

## **2. Offre domestique d'énergie : dans quelles limites ?**

Jusqu'à ce qu'elle décide officiellement de son abandon en 1993, l'autosuffisance a modelé la politique énergétique de la Chine. Cette option est particulièrement nette dès le premier plan quinquennal (1953-57) qui assoit l'industrialisation sur une industrie charbonnière nationale prolongée par un parc de centrales thermoélectrique alimenté au charbon. Elle est aussi parfaitement justifiée par la vieille expérience du pays avec les combustibles solides, son inexpérience des liquides pratiquement inconnus à l'époque, la mémoire malheureuse des contacts avec l'Occident et la guerre froide, l'assistance massive des Soviétiques partisans de l'autarcie énergétique. Aurait-elle pu être repoussée en 1978 avec l'ouverture de l'économie et le début de sa libéralisation ? La montée en puissance de la production pétrolière, l'essor des exportations de brut, l'intérêt manifesté par les compagnies étrangères pour l'exploration du sous-sol chinois ont fait penser qu'un changement se préparait. Cette perspective a cependant été vite abandonnée : le plafonnement de l'extraction pétrolière a convaincu les Autorités de conserver un approvisionnement énergétique basé sur une industrie charbonnière nationale constituée des grandes mines modernes du Shanxi d'un côté, d'une multitude de petites mines villageoises de l'autre. Depuis la seconde moitié des années quatre-vingt-dix, la Chine importe des quantités croissantes de pétrole, mais comme elle exporte annuellement plus de 80 Mt de charbon, elle conserve un degré d'autosuffisance énergétique proche de 100%. Cette situation durera-t-elle ? La Chine peut-elle et veut-elle limiter sa dépendance externe en poursuivant le développement de sources d'énergie domestiques, au premier rang desquelles le charbon dont elle est, et de très loin, le premier

---

<sup>10</sup> Andrews-Speed Philip. *Energy policy*, op. cit, p. 15.

producteur mondial ? La réponse est à rechercher du côté de l'offre, de la demande et de la politique énergétique<sup>11</sup>.

En dépit de définitions différentes<sup>12</sup>, les réserves chinoises sont abondantes puisque estimées à 332 Gt sur des ressources déclarées de 1000 Gt prouvées. A quoi pourraient s'ajouter des « ressources additionnelles (à explorer) dont l'enveloppe potentielle est considérable (on parle de plusieurs milliers de Gt) »<sup>13</sup>. Les plus riches sont concentrées dans les provinces du Shanxi et de Mongolie intérieure, mais il en existe pratiquement sur tout le territoire. Le problème est de les extraire à des conditions économiques et sociales satisfaisantes puis de les transporter jusqu'aux lieux de consommation<sup>14</sup>.

A côté des grandes compagnies charbonnières d'Etat (50% de la production en 2001) dont les mines sont généralement toutes mécanisées, nombre d'autres, provinciales et locales, le sont peu, ce qui pèse sur la productivité moyenne de l'industrie charbonnière estimée, en 1999, à 289 tonnes par personne et par an, soit très loin derrière l'Australie (12 100), les Etats-Unis (11 900) ou même l'Afrique du Sud (3 900). Très majoritairement souterraine et relativement profonde (plus de 600 mètres, en moyenne), l'extraction chinoise n'atteindra vraisemblablement jamais de telles performances, mais ses marges de progression sont encore considérables. De plus, en dépit de réels progrès depuis 1996, le pourcentage du charbon lavé ne dépassait toujours pas 25% en 2000, d'où un potentiel non négligeable d'élévation des pouvoirs calorifiques, de réduction des volumes transportés et d'abaissement des taux d'émissions polluantes<sup>15</sup>. Conscients de ces faiblesses, les responsables chinois misent sur les réformes économiques et les restructurations industrielles pour les surmonter.

Les premières passent principalement par la libération des prix du charbon. Progressive depuis 1998, elle vient (juillet 2004) d'être étendue à toutes les transactions, y compris avec les compagnies électriques que le blocage des prix de l'électricité protégeait jusqu'à présent. Le charbon est désormais vendu sur tout le marché chinois à des prix voisins, parfois supérieurs, à ceux du marché international. En août 2005, par exemple, les compagnies électriques de la côte Est le paye près de 60\$ la tonne.

Parallèlement, les restructurations industrielles vont bon train. Elle ont commencé dès la fin des années quatre-vingt-dix par la fermeture d'environ 30 000 petites mines, privées ou municipales, dont certaines réouvertes par la suite avec la complicité des autorités locales. Après avoir réaffirmé en 2004 sa volonté de poursuivre l'élimination des mines dangereuses et insalubres, le pouvoir central entend parvenir à une production charbonnière contrôlée par une demi-douzaine de grands groupes, capables de coordonner des activités d'extraction, de

---

<sup>11</sup> Martin-Amouroux (J.M.).- « Le charbon-roi : jusqu'à quand ? ».- *Revue de l'Energie*, n° 563, janvier-février 2005.

<sup>12</sup> « The Chinese definition of a reserve is not at all like our definition of a reserve », selon Dines (BHP Billiton) interviewé par *International Coal Report*, 10 november 2003.

<sup>13</sup> Bourrelier (P.H.).- « Le charbon est-il une chance pour la Chine ? ».- *Revue de l'Energie*, n°488, juin 1997, p. 411-17.

<sup>14</sup> Thomson (E.).- *The chinese coal industry : an economic history*.- London : Routledge, 2003.

<sup>15</sup> A condition cependant que des solutions soient trouvées au problème d'approvisionnement en eau des mines localisées dans les régions semi-désertiques du nord-Shanxi et de Mongolie intérieure, sachant que 2 tonnes d'eau sont nécessaires pour laver 1 tonne de charbon.

cokéfaction, de transport des minerais, de génération d'électricité et de production de carburants synthétiques, y compris si nécessaire en joint-ventures avec des firmes étrangères. Les contours de ces grands groupes commencent à se dessiner avec la Shanxi Coking Group, la Northern Coal and Coke Co, la Datong Coal Mine, ou le Shenhua Group qui extrait déjà plus de 100 Mt et vise 300 en 2020.

Le problème de l'adéquation géographique entre lieux de production et lieux de consommation ou d'exportation est lui aussi en voie de solution : en moyenne, chaque tonne de charbon chinois est transportée sur 555 km, mais certaines le sont sur plus de 1 400. Tout en restant critique, l'infrastructure ferroviaire et portuaire s'améliore très sensiblement et ne devrait plus être un obstacle à l'avenir. Au cours de la décennie quatre-vingt-dix, les doubles voies étaient déjà passées de 24,4 à 38,3 % et les voies électrifiées de 13 à 28,6% de la longueur du réseau ferroviaire. Depuis, les travaux se poursuivent. Certains itinéraires très chargés comme ceux qui relient les gisements du Shanxi au grand port charbonnier de Qinhuangdao dans le Hebei vont mobiliser 18% des investissements ferroviaires programmés, tandis que les grands groupes, comme Shenhua, sont incités à construire leurs propres voies. A leur tour, les installations portuaires par lesquelles ont transité 276 Mt de charbon en 2003 sont en voie d'extension pour accueillir des minéraliers de plus grande taille, actuellement interdits par manque d'accostages en eau profonde, notamment à Tianjin, Huanghua, Yingkou, Lianyungang, le Yangtze, la Pearl River. Ces travaux visent une capacité d'embarquement de 3,2 Gt, dont 380 Mt de charbon du Nord-Est, en 2010. Ils seront financés, entre autres, par les droits de \$4/ tonne dont ne sont plus exonérés les exportateurs de charbon depuis le 1<sup>er</sup> mai 2004.

Côté demande, le maintien d'une forte base charbonnière rencontre plus d'obstacles. Comme dans la plupart des vieux pays charbonniers, le charbon a tendance à être remplacé par des produits pétroliers, du gaz naturel ou de l'électricité dans les transports, le chauffage des habitations et les usages chaleur des industries d'équipement ou de consommation. Il ne résiste bien que dans les gros usages de four ou de chaudière des industries de base (sidérurgie, chimie, cimenterie) et surtout de la production d'électricité. Ce dernier secteur jouera donc un rôle décisif dans le partage futur entre sources d'énergie domestiques et importées. De la place qui sera faite aux centrales thermoélectriques au charbon, complétée par de l'hydraulique et du nucléaire, découlera en grande partie le volume des importations de gaz naturel et de pétrole (via notamment, dans ce dernier cas, les groupes diesel).

**Tableau 2. Perspectives de génération d'électricité.**

	2002	2020	2050
Production (TWh)	1 721	4 286	9 994
-thermique charbon	1 281	2 702	5 796
-thermique gaz	61	403	608
-grande hydraulique	271	682	1 138
-nucléaire	25	233	1 034
-renouvelables	83	182	1 325
Capacité (GW)	378.5	922	2 131
-thermique charbon	252.1	604	1 015
-grande hydraulique	84.6	142	236
-nucléaire	3.7	27	123

Source : 2002 APERC, p. 54. 2020-2050 : Pôles

Curieusement pour une économie centralement planifiée, la Chine n'est jamais parvenue à régulariser ses rythmes d'investissement électrique, d'où une succession de courtes phases de surcapacité entre de longues phases de sous-capacité, génératrices de pénuries, d'interruptions des activités industrielles, de graves gênes pour les particuliers. Instruites par cette expérience, les Autorités ont décidé d'accélérer le développement du parc de production électrique, ce que POLES a traduit par des puissances installées de 922 GW en 2020 et 2282 en 2050, fournissant des productions de 4 286 et 9 994 TWh. Cette trajectoire est très sensiblement supérieure à la plupart de celles des autres perspectives qui plafonnent à 3 000 TWh en 2020, mais elle rejoint celle de l'International Energy Agency qui atteint 5 000 TWh en 2030.

A quelles filières feront appel ces productions futures d'électricité ? Si l'on s'en tient à l'horizon 2020, moins spéculatif que celui de 2050, on observe que partant de très bas la contribution du nucléaire devrait commencer à devenir significative (de 1,5 à 5%) moins au détriment de l'hydraulique (15 %) que du thermique charbon (de 76 à 59%) pourtant l'un et l'autre en forte croissance. L'outsider serait le thermique gaz (cycles combinés et cogénération industrielle) qui pénétrerait à vive allure dans le parc électrique au cours des prochaines années. La perspective est-elle réaliste ? Plusieurs évolutions lui sont favorables : la croissance des besoins énergétiques de la Côte Sud-Est très éloignée des approvisionnements en charbon national et relativement aisée à desservir en gaz naturel liquéfié (GNL) à partir de l'Australie ou de l'Indonésie ; les dégradations sanitaires et économiques provoquées par les émissions de SO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub>, associées à la combustion du charbon, que le 11<sup>ème</sup> plan quinquennal stigmatise<sup>16</sup> ; l'achèvement prochain du premier grand gazoduc drainant vers la côte Est le gaz des lointaines provinces occidentales.

D'autres évolutions, en revanche, sont tout à fait contraires à cette pénétration. Bien que très favorable au gaz naturel, pour des raisons de moindres impacts environnementaux et d'intégration de la Chine dans l'économie de l'Asie Pacifique, l'étude APERC conclut à la non-compétitivité des centrales à gaz dans tous les cas de figure (faibles coûts de construction, taux d'actualisation élevés, durée de vie de 25 ans, prix du gaz naturel à

<sup>16</sup> 16 des 20 villes les plus polluées dans le monde se trouvent en Chine. Les pertes économiques causées par la pollution atmosphérique sont aujourd'hui de l'ordre de 3 à 7% du PNB et pourraient atteindre 13% en 2020. Berrah (N.).- « La Chine s'est réveillée ».- *Revue de l'Energie*, n° 563, janvier-février 2005, p. 9-13.

\$3,85/Mbtu...) sauf introduction d'une taxe d'au moins \$35/tonne de CO<sub>2</sub>. La cause de ce handicap n'est plus, en 2005, le prix artificiellement bas du charbon, mais le coût relativement élevé du gaz naturel pour des raisons d'approvisionnement (voir section 4), et d'absence d'un maillage suffisant du réseau, le gaz étant principalement consommé là où il est produit<sup>17</sup>.

Des investissements considérables seraient nécessaires pour surmonter ces obstacles, sans doute avec l'appui de capitaux et savoir-faire étrangers. La Chine souhaite-elle développer son industrie gazière qui n'en est qu'à ses débuts et qui reste largement marquée par certaines habitudes héritées de l'économie planifiée ? Elle va sans doute y être de plus en plus poussée par la demande des grandes villes, victimes de la pollution, mais elle n'y répondra qu'au fur et à mesure de la consolidation de ses approvisionnements. Dans ce contexte, il semble peu probable que le gaz pénètre dans la production d'électricité aux rythmes envisagés par le modèle POLES. Tout porte à croire que coût élevé du gaz et sécurité des approvisionnements continueront à jouer en faveur des sources primaires totalement nationales.

Parmi ces dernières, les sources d'énergie renouvelables (petite hydraulique, éolien, solaire et biomasse, géothermie), soit 19 GW, bénéficient d'investissements et de coopérations internationales (Banque mondiale, Asian Development Bank, Shell...), surtout dans les régions rurales éloignées comme celles de Mongolie intérieure et du Xinjiang, mais leur contribution future ne devrait pas s'élever (4 à 5 % de la capacité totale en 2020)<sup>18</sup>. La grande hydraulique, en revanche, devrait croître beaucoup plus qu'indiqué par POLES, soit 235 GW en 2020 (25 % du total), surtout avec l'entrée en service du barrage des Trois Gorges (18 GW) en 2009. De même le nucléaire, dont le 1% actuel pourrait se transformer en 5% si les projets de 2 à 3 GW additionnels chaque année se concrétisent<sup>19</sup>. La quasi-totalité du parc électrique restant (64%) sera constituée de centrales thermiques au charbon que les Autorités chinoises affirment être capables de fournir, le charbon devant rester la colonne vertébrale de l'approvisionnement énergétique de la Chine.

Cette ambition suppose une production d'au moins 2,5 Gt qui pourrait se heurter à des contraintes de plusieurs sortes (recrutement de jeunes mineurs, ressources en eau pour le lavage, transport...) mais surtout dont l'utilisation engendrera des pollutions localement insupportables et des émissions de CO<sub>2</sub> critiquées par la communauté internationale<sup>20</sup>. La Chine tente de parer aux unes et aux autres par la modernisation de ses dispositifs de combustion et de substantiels efforts en faveur des *clean coal technologies*<sup>21</sup>. Si elle n'y parvenait pas, un recours plus massif au gaz naturel s'imposerait.

---

<sup>17</sup> Xiucheng (D.), Logan (J.).- *Expanding Natural Gas Use in China*.- Advanced International Studies Unit, avril 2002, p. 52.

<sup>18</sup> Sur les 19 GW, 16 sont imputables à la petite hydraulique. Hayes (D.).- "China aims to reduce pollution by boosting use of renewables".- *Energy Economist*, n° 255, January 2003, p. 23-27.

<sup>19</sup> Land (T.).- "China puts its faith in nuclear power".- *Energy Economist*, 273, July 2004, p.15-19.

<sup>20</sup> On en trouve une évaluation très précise dans l'étude APERC, op. cit, p. 83.

<sup>21</sup> Logan (E.).- "New coal-burn technology helps China present a cleaner face to the world".- *Energy Economist*, 283, May 2005, p. 9-12.

Même dans cette hypothèse, cependant, l'industrie charbonnière chinoise resterait vraisemblablement active sur les marchés internationaux. Mise sur pied en 1982, la China National Coal Import and Export (CNIIEC), plus tard rejointe par la Shanxi Coal Import Export Corporation (1994) et la Shenhua Coal Import and Export (1995) a porté les exportations chinoises à plus de 90 Mt en 2003. Elles ont été plafonnées depuis à 80 Mt, mais elles sont prolongées par l'exportation de matériels miniers, de produits dérivés du charbon (coke notamment dont la Chine est le premier exportateur mondial) et de savoir-faire des ingénieurs chinois. Dans ce but, ont été créés le China Coal Materials and Equipment Group (1993), le China Coal Multi-Utilization Group et le China Coal Construction and Development Group (1997). Elle vend du matériel minier dans toutes les régions du monde (Inde, Pakistan, Philippines, Turquie, divers pays d'Afrique et même Russie, Etats-Unis et Australie où elle écoule des soutènements miniers qu'elle ne savait pas utiliser dans les années cinquante)<sup>22</sup>. Pour faciliter son entrée dans de grands pays charbonniers, l'industrie chinoise n'hésite pas à y acheter des actifs comme elle vient de le faire en Australie avec les 10% de la grande mine à ciel ouvert de Coppabella dans le Queensland (fin 1990)<sup>23</sup>. Après la construction, dans les années quatre-vingt-dix, de la plus grande mine de Tanzanie à Kiwira, nul ne met plus en doute le « technological leadership » de la Chine dans l'industrie du charbon.

### **3. L'approvisionnement en pétrole : quelle sécurité ?**<sup>24</sup>

Jusqu'au début des années quatre-vingt-dix la Chine était un exportateur net de pétrole, grâce à une augmentation significative de sa production pétrolière, fruit d'une politique de modernisation basée sur l'introduction de technologies plus performantes et de maintenance des gisements, impulsée par le gouvernement. Elle s'accompagne dès 1982 d'une ouverture de l'offshore aux compagnies pétrolières internationales et à partir de 1985 d'une ouverture partielle de l'onshore (sud de la Chine)<sup>25</sup>. Dans les années quatre-vingt-dix, les faibles augmentations de production ne sont plus en mesure de compenser les hausses de consommation. Cette évolution est particulièrement nette à partir de l'année 2000, qui en termes de volumes consommés (5 Mb/j), constitue une véritable rupture.

**Tableau 3. Evolution de la production et de la consommation pétrolière de la Chine**

Mb/j	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Production	2,1	2,5		2,9	3,3	3,3	3,3	3,4	3,5
Consommation		1,9	2,3	3,4	5,0	5,1	5,4	5,8	6,7

Source : BP Statistical Energy Review, différentes années

Dès lors, avec des importations de 2,47 Mb/j (40% de sa consommation) en 2004, la Chine est devenue le deuxième importateur mondial de brut derrière les Etats-Unis mais devant le

<sup>22</sup> E. Thomson, op. cit, p. 213.

<sup>23</sup> E. Thomson, op. cit, p. 166.

<sup>24</sup> La partie sur les hydrocarbures est basée sur le chapitre 4 de Pauwels, J.-P., Boussena, S., Locatelli, C., Swartenbroekx, C., Eds. (2005). *Questions actuelles de géopolitique du pétrole et du gaz*. Paris, Vuibert. (A paraître)

<sup>25</sup> Locatelli (C.).- « La politique énergétique de la Chine ».- *Energie Internationale 1988-1989*, Economica, 1989, p. 229-231.

Japon. Les quantités en jeu sont assez considérables pour influencer les prix mondiaux du pétrole. En ce sens, la Chine s'affirme de plus en plus comme un acteur stratégique au plan international, en mesure de bouleverser les équilibres établis. Ces importations pétrolières restent à ce jour très concentrées : 60% du brut provient du Moyen-Orient, principalement de l'Arabie Saoudite, suivi par l'Afrique, le Congo notamment. La plus grande partie de ses importations pétrolières transite donc par le détroit de Malacca, ce que la Chine considère comme étant un facteur de vulnérabilité dans ses approvisionnements physiques<sup>26</sup>.

**Tableau 4. Importations pétrolières chinoises 2000 - 2004 par sources d'approvisionnement**

Mb/j		2000	2001	2002	2003	2004
<b>Moyen-Orient</b>	Arabie Saoudite				0,304	0,344
	Oman				0,186	0,326
	Iran				0,248	0,264
	<i>Total</i>	<i>0,756</i>	<i>0,679</i>	<i>0,691</i>	<i>0,931</i>	<i>1,120</i>
<b>Afrique</b>	Angola				0,202	0,323
	Soudan				0,125	0,115
	Congo				0,68	0,95
	<i>Total</i>	<i>0,340</i>	<i>0,272</i>	<i>0,317</i>	<i>0,445</i>	<i>0,709</i>
<b>Asie/Pacifique</b>	<i>Total</i>	<i>0,213</i>	<i>0,174</i>	<i>0,238</i>	<i>0,278</i>	<i>0,284</i>
<b>Europe</b>	<i>Total</i>	<i>0,101</i>	<i>0,085</i>	<i>0,148</i>	<i>0,175</i>	<i>0,353</i>
<b>Total</b>		<b>1,411</b>	<b>1,210</b>	<b>1,394</b>	<b>1,830</b>	<b>2,466</b>

Sources : *Petroleum Argus*, 14 mars 2005, p. 4. ; "China Leans More OPEC, Mideast Crude".- *Petroleum Intelligence Weekly*, 27 juin 2005, p.3.

A quel niveau se situeront-elles en 2020 ? En dépit des incertitudes autour des correctifs possibles apportés à la demande de carburant, la trajectoire haute de demande (10 à 11 Mb/j) paraît la plus probable. En face, sauf découverte inattendue, l'offre domestique ne devrait pas dépasser 2,7 à 3,0 Mb/j. Évaluées à 23,7 milliards de barils fin 2003 (soit 2,1% des réserves mondiales), les réserves sont en effet limitées et ne permettent pas d'envisager une hausse de la production sur le long terme. Les estimations actuelles tablent plutôt sur une baisse après le pic de 3,5 Mb/j en 2005.

Dans un tel contexte, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) évalue à 7,9 Mb/j en 2020 et 11,1 Mb/j en 2030 les importations pétrolières de la Chine. Celle-ci deviendra ainsi l'un des tous premiers importateurs mondiaux. Mais son taux de dépendance extérieure pétrolière dépassera alors les 50% en 2010 et les 70% en 2020. Une telle évolution constitue un profond bouleversement pour un pays qui a construit sa politique énergétique sur la double logique de l'ouverture et de l'autosuffisance énergétique<sup>27</sup>. Face aux nouveaux défis d'une insertion internationale croissante, comment la Chine adapte-t-elle sa politique pétrolière et énergétique ?

La première réaction de Beijing a été de se doter de compagnies pétrolières capables de concurrencer (mais aussi de travailler avec) les grandes multinationales. Ces

<sup>26</sup> Zweig (D.), Jianhai (B.).- « China's Global Hunt for Energy ».- *Foreign Affairs*, septembre-octobre 2005, p. 25-38.

<sup>27</sup> Locatelli C. (1989), op. cit., p. 229-231.

compagnies sont issues de la réforme de l'industrie pétrolière de 1998. Celle-ci, jusqu'à cette date, était organisée et gérée de façon extrêmement centralisée, sur la base de deux compagnies d'Etat en quasi-monopole sur chacun de leur marché : la China National Petroleum Corporation (CNPC) et la China Petroleum Corporation (SINOPEC). La première avait en charge l'exploration-production du gaz et du pétrole onshore et la seconde le secteur du raffinage-distribution. D'autres acteurs étaient également présents, dont la China National Offshore Company (CNOOC), la China National Chemicals Import and Export Corporation (SINOCHEM). Cette dernière, avec deux de ses joint-ventures (China Oil avec la CNPC, UNIPEC avec SINOPEC) avait le monopole du commerce international de brut et de produits pétroliers. Il existait un ministère du pétrole. Les prix étaient étroitement contrôlés par la State Planning Commission même si un système de double prix (« *two-tier price system* ») était expérimenté qui imposait à la CNPC (seul producteur de brut) de vendre 80% de sa production à des prix régulés (fixés par l'Etat). Les 20% restants étaient vendus à des prix plus élevés mais selon les directives fixés par l'Etat. Ce principe était à l'origine de pertes financières élevées pour la CNPC.

A partir de 1998, d'importantes réformes organisationnelles ont été mises en œuvre avec les objectifs :

- de séparer les fonctions de régulation normalement dévolues à l'Etat de celles des entreprises commerciales ;
- d'intégrer les activités amont et aval ;
- de fondre les activités internes et internationales en donnant, notamment, aux compagnies pétrolières le droit d'importer et d'exporter du pétrole et des produits pétroliers.

Ces réformes organisationnelles se sont accompagnées d'une refonte importante du système de formation des prix du pétrole qui, cependant, n'a pas débouché sur une libéralisation complète de ces prix<sup>28</sup>. Toutefois, et c'est une évolution significative, les prix intérieurs sont plus étroitement liés aux prix établis sur les marchés pétroliers internationaux<sup>29</sup>.

Selon un schéma d'intégration verticale de la production jusqu'à la distribution, classique dans les économies de marché, trois grandes compagnies dominent aujourd'hui le secteur : la CNPC et SINOPEC pour la production onshore et la CNOOC pour la production offshore. La CNPC est en charge de la production principalement dans le nord et l'ouest du pays et SINOPEC dans le sud et l'est. Les actifs de raffinage sont répartis entre SINOPEC (56%), la CNPC (42%) et la CNOOC (9%) ; ceux de la distribution entre SINOPEC (41%) et la CNPC (20%). Ces sociétés ont été transformées en sociétés par actions (*joint stock company*) selon un processus de « corporatisation » traditionnel dans les ex-économies planifiées lorsqu'elles ont besoin de procéder à une ouverture partielle du capital de leurs entreprises. L'Etat contrôle à 90% la CNPC et à 56% SINOPEC, ce qui lui permet d'orienter la stratégie de ces compagnies<sup>30</sup>.

Les fonctions de régulation du secteur pétrolier sont aujourd'hui éclatées ce qui entrave la définition d'une politique cohérente et parfaitement identifiée dans le domaine

---

<sup>28</sup> "A giant in reform : the development of China's oil and gas sector".- *Energy Economist*, n° 264, octobre 2003, p. 17-24.

<sup>29</sup> "China's Oil Price Reforms A Major Step In Deregulating Its Petroleum Sector".- *Oil and Gas Journal*, 10 août 1998, p. 46-49 ; Austin (A.).- *Energy and Power in China : Domestic Regulation and Foreign Policy*, Foreign Policy Centre, April 2005, 38 p.

<sup>30</sup> « Chinese wells & Opportunity NOCs ». - *Petroleum Economist*, décembre 2004, p. 16-22.

pétrolier. Elles sont assurées par quatre organismes d'Etat principaux. La State Development Planning Commission intervient en particulier dans le domaine de la régulation des prix. Dans un souci de clarification des centres de décisions et des fonctions dévolues aux organismes d'Etat, cette commission, renommée en 2003 la National Development and Reform (NDRC), est désormais chargée de la définition de la politique énergétique. La State Economic and Trade Commission (SETC) supervise toutes les activités de production (hydrocarbures et charbon). Enfin, le ministère de la "Terre et des Ressources" est en charge de l'attribution des licences d'exploration et de développement des gisements.

Ces réorganisations ont permis aux compagnies pétrolières chinoises de s'affirmer comme de nouveaux acteurs du marché international, capables de rivaliser dans certains cas avec les « majors ». Leur internationalisation croissante est là pour le démontrer. Elles n'ont sans doute pas encore une puissance financière et technique comparable à celle des grandes multinationales, même si l'on peut faire l'hypothèse que les consortiums formés avec ces dernières leur ont permis d'acquérir un important savoir-faire<sup>31</sup>. Mais, à l'inverse, étant majoritairement détenues par l'Etat chinois, elles s'appuient largement sur la diplomatie de leur gouvernement pour poursuivre leur stratégie d'internationalisation<sup>32</sup>.

Au travers de cette dernière, les compagnies pétrolières chinoises cherchent à accéder directement aux ressources en hydrocarbures dans les pays producteurs par des stratégies d'investissements directs dans l'amont pétrolier et gazier international<sup>33</sup>. La première étape de cette stratégie est la signature d'accords (essentiellement des *Product Sharing Agreements*) pour l'exploration et le développement de gisements d'hydrocarbures. L'étape suivante devrait être celle d'une recherche de prises de participation dans les compagnies pétrolières étrangères, ce qui a déjà été le cas avec le rachat de la compagnie canadienne PetroKazakhstan, et a failli l'être avec la russe Slavneft<sup>34</sup>, ou la nord-américaine UNOCAL. Les compagnies chinoises ont par ailleurs fait état de leur disponibilité en cas de privatisation ou d'ouverture du capital des entreprises nationales des gros pays producteurs.

De nombreuses régions sont concernées, aux premiers rangs desquelles les actuels fournisseurs majeurs d'hydrocarbures à la Chine : Maghreb, Proche et Moyen Orient (principalement Iran, Irak, Arabie Saoudite pour le gaz, Koweït, Algérie et Libye) mais aussi Afrique Subsaharienne avec quelques cibles privilégiées comme l'Angola et le Soudan. A cela s'ajoutent les zones plus proches de la Caspienne et de la Russie, même si pour cette dernière les efforts chinois n'ont pas toujours été couronnés de succès, et de l'Asie/Pacifique, Australie, Indonésie, Thaïlande. Enfin notons que l'Amérique latine avec le Venezuela, la

---

<sup>31</sup> Le consortium formé par Petrochina et SINOPEC avec Shell, ExxonMobil et Gazprom pour la réalisation du West-East pipeline en est un exemple.

<sup>32</sup> Ce point est entièrement issu du Chapitre 4 « La Chine : un nouvel acteur stratégique sur la scène énergétique » in Pauwels, J.-P., Boussena, S., Locatelli, C., Swartenbroekx, C., Eds. (2005). *Questions actuelles de géopolitique du pétrole et du gaz*. Paris, Vuibert. (A paraître)

<sup>33</sup> Wu (K.), Linghan (S.).- « Chinese companies pursue overseas oil and gas assets ».- *Oil and Gas Journal*, 18 avril 2005, p. 18-25.

<sup>34</sup> La privatisation de la compagnie pétrolière Slavneft en 2003 s'est faite au profit d'acteurs russes, TNK et Sibneft.

Colombie, la Bolivie et le Pérou, pourrait devenir une région importante pour les investissements chinois dans l'*upstream*<sup>35</sup>.

**Tableau 5. Principaux accords dans l'amont des compagnies pétrolières chinoises à l'étranger**

Pays	Compagnie	Type d'investissements	Gisements	Année
<b>Iran</b>	Sinopec	Buy Back	Yadavaran	
	Sinopec	Accord d'exploration	Zavareh-Kashan bloc	2001
<b>Russie</b>	Sinopec	Protocole d'accord pour une JV avec Rosneft	Sakhaline III : Veninisky bloc	2005
<b>Kazakhstan</b>	CNPC	PSA et JV (75%)	Aktobe	1997
	CNPC	PSA et JV (60%)	Uzen	1997
	CNPC	Rachat de PetroKazakhstan		2005
<b>Arabie saoudite</b>	Sinopec	JV pour Exp-Prod de gaz	South Ghawar	2003
	Sinopec	Accord pour exp de gaz	Nord du désert de Rub al-Khali	2004
<b>Oman</b>	Sinopec	Contrat d'exploration (PSA ?)	Blocs 36 et 38	2004
	PetroChina	PSA (25%)	Bloc 5	
<b>Soudan</b>	CNPC	PSA	Bassin de Muglad (bloc 6)	1995
	CNPC	3 PSA	Bassin de Muglad (blocs 1,2,4)	1997
	CNPC	PSA	Bassin de Muglad (blocs 3 et 7 : 41%)	2003
	CNPC	40% de la Greater Nile Petroleum & Oil Corp. Of Sudan		
<b>Gabon</b>	Sinopec	Accord d'exploration		2004
<b>Angola</b>	CNPC		Gisement offshore	
<b>Niger</b>	PetroChina	Exploration (100%)	Bilma/ Tenere	
<b>Tchad</b>	PetroChina	Exploration (12,5%)	Bloc H	
<b>Algérie</b>	PetroChina	Accord de Développement (70%)	Adrar	
	PetroChina	Accord d'exploration (75%)	350 et 102a/112	
<b>Indonésie (1)</b>	PetroChina	Acquisition de parts dans la compagnie Devon Energy Corp.'s	Développement de gisements pétroliers et gaziers	2002
	PetroChina	Acquisition de 50% de Amerada Hess Indonesia Holding Co	42,86% du PSA du bloc Jabung	2003
	CNOOC		Projet de Tangguh	
<b>Australie</b>	CNOOC		Projet North West Shelf	
<b>Venezuela</b>	CNPC	JV	Zumaro	2004
<b>Equateur</b>	PetroChina	Accord de développement (100%)	Bloc 11	
<b>Pérou</b>	CNPC	Contrats de développement	Gisement de Talala (blocs 6 et 7)	Début des années 90
	CNPC	Acquisition de parts dans compagnie Pluspetrol's		2004

Note : (1) PetroChina serait présente dans 7 blocs en Asie avec une participation variant entre 16,7 et 50%

<sup>35</sup> « Sécurité d'approvisionnement en hydrocarbures de la Chine : une stratégie accélérée de diversification des sources à l'étranger ».- *DGTPE, Revue Stratégie*, n° 39, mai-juin 2005, 5 p.

La diversification des fournisseurs d'hydrocarbures est donc bien l'un des axes structurants de la stratégie énergétique chinoise afin de réduire sa dépendance par rapport au seul Moyen-Orient qui représente plus de 60% de son approvisionnement pétrolier. La zone Russie-Caspienne, l'Asie avec le Vietnam et l'Indonésie ainsi que l'Afrique (Angola, Afrique du Nord, Soudan), font partie de cette diversification. Cette stratégie est basée sur le maintien de relations privilégiées, au travers notamment d'accords bilatéraux d'Etat à Etat de long terme<sup>36</sup>. Dans le même temps, l'avancée du pipeline entre le Kazakhstan et la Chine montre que l'on ne peut s'en tenir à des considérations strictement économiques pour analyser la faisabilité des pipelines à destination de la Chine<sup>37</sup>. Dès lors que ces projets sont susceptibles de diversifier les sources d'approvisionnement de ce pays, le facteur politique est tout aussi important que le facteur économique dans la prise de décision.

#### **4. Accès au gaz naturel : quelle place pour la Russie et l'Asie centrale ?**

Comparée à celle des pays de l'OCDE, la part du gaz naturel dans le bilan énergétique chinois est relativement faible puisqu'il représente 3 % de la consommation d'énergie primaire. L'objectif officiel de 10% du bilan énergétique en 2020<sup>38</sup> exigera de gros efforts d'investissements, en réseau notamment, que la Chine n'a peut-être pas encore inscrits parmi ses priorités, d'où l'extrême diversité des perspectives de demande. Après un doublement entre 1992 (15,1 Gm<sup>3</sup>) et 2003 (32,8), la demande se situerait entre 100 et 200 Gm<sup>3</sup> en 2020.

**Tableau 7. Evolution de la consommation gazière chinoise dans différents scénarios de demande.**

<b>Gm<sup>3</sup></b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>
<b>PetroChina</b>	106,8	210,7
<b>ERI/SDPC</b>	120,0	200,0
<b>BP</b>	74,0	177,0
<b>CNOOC</b>	100,0	200,0
<b>D. Xiucheng, J. Logan</b>	81-110	
<b>EIA/DOE 2003</b>	64,4	126,0
<b>APEC</b>	68,8	137,5
<b>AIE, WEO2002</b>	61,0	109,0
<b>Oxford Energy Studies 2002</b>	70-105	120-200

Sources : AIE, (2002), *Developing China's Natural Gas Market : The Energy Policy Challenges*, AIE-OCDE, p. 67 ; Xiucheng D., Logan J. (2002), *Expanding Natural Gas in China*.- Advanced International Studies Unit, Pacific Northwest National laboratory, p. 57 ; Fridley D., « Chapter 3 : Natural Gas in China'' in Wybrew-Bond I., Stern J., eds. (2002), *Natural Gas in Asia : The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea*, Oxford Institute for Energy Studies, p. 5-65 ; Statistical review of world energy, BP, différentes années.

<sup>36</sup> *China's energy needs and strategies : hearing before the US-China economic and security review commission, One Hundred Eighth Congress*, 30 octobre 2003, US Government Printing Office.

Il est à noter que les contrats à long terme d'Etat à Etat ont été, lorsque la Chine avait une position d'exportateur net, le moyen privilégié de vente de ses hydrocarbures.

<sup>37</sup> Cet oléoduc longtemps repoussé en raison de sa non-rentabilité devrait permettre à la Chine d'importer 10 millions de brut kazakh d'ici 2005. « Will Kazakh oil follow the Silk Road to China ?''.- *Energy Economist*, n° 273, July 2004, p. 9-15.

<sup>38</sup> *Modernizing China's Oil and Gas Sector : Structure Reform and Regulation*. Consolidated Joint Report of The World Bank and The Institute of Economic System and Management, 20 novembre 2000, 51 p.

Seule la trajectoire la plus basse pourrait, dans le meilleur des cas, être suivie par l'offre domestique. En l'état actuel des réserves gazières (2,2 Tm<sup>3</sup> en 2004), cette dernière a en effet peu de chance de dépasser les 110 Gm<sup>3</sup> que le gouvernement lui assigne en 2020<sup>39</sup>. Pire, elle pourrait même décliner si l'on en croit les perspectives retenues par POLES.

**Tableau 8. Estimations de la production gazière chinoise en 2010-2030.**

Gm <sup>3</sup>	2004	2010	2020	2030
Pôles	48,8	103,0	130,0	82,0
AIE	48,8	83,0	110,0	-

Sources : Energy Statistical Review, 2005 ; WEO, 2004, Poles

La Chine pourrait-elle faire mieux ? Sans doute, mais compte tenu des volumes envisagés et du laps de temps relativement court pour créer une industrie, elle devrait mobiliser des investissements de grande ampleur, notamment dans les infrastructures de transport et de distribution. Ceux-ci ne sont guère envisageables sans un recours massif aux investisseurs internationaux. Des engagements internationaux conséquents soulèvent la question de la volonté de l'Etat de se désengager du financement et donc du contrôle de ce secteur<sup>40</sup>. Les compagnies pétrolières internationales continuent par certains côtés à être confrontées à des politiques très restrictives en matière de ventes gazières en aval. La production obtenue dans le cadre d'un accord de partage de production avec des investisseurs internationaux ne peut être commercialisée que par les compagnies nationales (détenues par l'Etat) ou par des joint ventures créées avec des compagnies nationales. Ceci n'incite les compagnies pétrolières internationales à investir ni dans les gisements chinois ni dans les infrastructures, même si elles sont depuis récemment autorisées à le faire. De plus, le cadre juridique, par ailleurs insuffisamment développé, tend à privilégier les compagnies nationales au détriment des investisseurs étrangers, notamment lorsqu'il s'agit des procédures d'attribution des licences d'exploration et de développement. Le rôle dévolu aux autorités locales dans ce processus accroît le risque perçu par les compagnies pétrolières internationales.

En l'absence d'évolutions significatives dans cette direction, ce n'est pas 45 Gm<sup>3</sup> mais 100 ou plus que la Chine pourrait être contrainte d'importer en 2020, ce qui changerait profondément la problématique des échanges gaziers en Asie, tant sur le marché du gaz naturel liquéfié (GNL) que sur celui du gaz acheminé par gazoducs depuis la Russie et les pays d'Asie centrale. Aujourd'hui, en l'absence d'une demande significative et face aux contraintes de pénétration du gaz naturel en Chine, l'option GNL apparaît plus justifiée et se développera avant celle des gazoducs. Proches des grands centres de consommation, deux projets devraient se concrétiser avant la fin de la décennie (cf. tableau 10) : ceux de Guandong (avec l'Australie, projet du North West Shelf) et de Fujian (avec l'Indonésie, projet de Tangguh).

<sup>39</sup> AIE-OCDE.- *Developing China's Natural Gas Market : The Energy Policy Challenges*.- Paris, 2002, p. 78.

<sup>40</sup> Un des grands engagements d'investisseurs internationaux en Chine en dehors des projets de GNL est le gazoduc "West-East" devant lier les gisements du bassin de Tarim dans le Xinjiang et ceux du bassin d'Ordos dans le Shanxi aux zones consommatrices de l'est de la Chine (Shanghai et le delta du Yangtze. Il est mis en œuvre par une joint venture composée de deux compagnies chinoises (PetroChina, 50% et SINOPEC, 5%) et d'un consortium international (Shell et Hong Kong China Gas, 15% ; Gazprom et Stroytransgaz, 15%, Exxon Mobil et Hong Kong China Light and Power, 15%).

**Tableau 9. Principaux projets d'importation de gaz naturel de la Chine par gazoduc**

En provenance de	Réserve Gm <sup>3</sup>	Distance (km)	Opérateur	Capacité Gm <sup>3</sup> /an
Russie-Kovytko	870	3 400	TNK-BP	30
Russie-Sakha		Plus de 3 000		30
-Chaiyandiskoye	165 (probable)			
-Sredne-Botuobinskoye	152 (probable)		Sakhaneftegaz	
-Taas-Yuriakhskoye	103 (probable)			
Russie- Sibérie occid : Yamburg		Plus de 5 000	Gazprom	30
Kazakhstan : Karachaganak ( ?)		5 500		30
Turkménistan : Daulatabad		6 200		20-30

**Tableau 10 : Les principaux projets de GNL en Chine**

	Compagnie	Début des importations	Capacité initiale (Mt/an)	Capacité planifiée (Mt/an)
Fujian	CNOOC	2007 (engagé)	2,6	5,0
Guandong	CNOOC	2006 (engagé)	3,7	6,2
	CNOOC	Accord avec le gouvernement local	2,5	
Shandong	Sinopec	2007	3,0	5,0
Shangai	CNOOC	2008	3,0	
Jiangsu	Petrochina	2008	3-3,5	6,0
Zhejiang	CNOOC	2009	3,0	6,0

Sources : « NWS signs Guangdong LNG and China LNG agreements », (2002), *Gas Briefing International*, octobre, p. 12 ; « CNOOC, BP win the triple in China LNG awards », (2002), *Gas Matters*, août, p. 1-4 ; “Three’s a crowd : Chinese groups fight for marketer crown”, (2005), *Gas matters*, août, p. 23-28.

## **5. Implications géopolitiques de l'internationalisation des industries chinoises de l'énergie.**

Depuis le milieu des années quatre-vingt-dix, la Chine a tourné le dos à l'autosuffisance énergétique, sans abandonner pour autant son approvisionnement au bon vouloir des marchés internationaux et de ses acteurs, les multinationales du pétrole ou du charbon. Ces dernières entrent à petits pas dans un pays où elles sont à la fois bienvenues (capitales et technologies) et contenues, tant par la lenteur de certaines évolutions institutionnelles (droits de propriété, notamment sur les brevets, fiscalité, régime des changes, prix...) que par la volonté du Gouvernement de ne pas perdre la maîtrise de la gestion de sa dépendance énergétique externe. Celle-ci, que l'on peut qualifier de stratégique, s'appuie sur

deux axes principaux : la diversification des fournisseurs d'hydrocarbures et l'accès direct aux ressources pétrolières et gazières. Elle implique une internationalisation des industries chinoises de l'énergie dont on commence à peine à mesurer les conséquences économiques et géopolitiques, car nombre d'incertitudes subsistent.

L'ampleur de l'internationalisation dépendra, en effet, du niveau de dépendance des approvisionnements extérieurs dont on a vu qu'il était conditionné par le degré de maîtrise de la demande de carburants, la volonté de poursuivre le développement d'une forte industrie charbonnière et l'ouverture de l'industrie gazière aux firmes étrangères. En l'état actuel de ce que l'on connaît des intentions chinoises dans ces trois domaines, on peut penser que l'appel aux importations pétrolières va faire de la Chine le deuxième importateur mondial d'ici 2020. Toutefois, la croissance de ses importations de gaz pourrait rester modérée, à la fois parce qu'en l'absence d'une large ouverture aux firmes étrangères le réseau gazier ne se développera pas très rapidement et parce que le dynamisme de l'industrie charbonnière limitera la compétitivité du gaz dans l'extension du parc de centrales thermiques, elle-même contenue par la place donnée à l'hydraulique et au nucléaire. Une grande incertitude cependant : l'incidence que pourrait avoir l'urgence de la crise environnementale sur l'appel au gaz naturel en attendant les hypothétiques effets des *clean coal technologies*.

Quoiqu'il en soit, les firmes chinoises seront désormais présentes dans toutes les régions du monde, avec des implications géopolitiques très variables.

Première productrice mondiale de charbon, de loin et pour longtemps, la Chine n'entend pas que son industrie reste à la traîne derrière celle des Etats-Unis, de l'Australie ou de l'Afrique du Sud, contrôlées en partie par les mêmes compagnies. Elle va donc s'efforcer de conserver sa place de deuxième exportateur mondial et poursuivre la politique de pénétration de ses compagnies dans le domaine minier des pays émergents, principalement en joint ventures. Déjà présentes au Bangladesh et au Pakistan, les compagnies chinoises vont vraisemblablement se manifester au Vietnam, aux Philippines, en Thaïlande, au Zimbabwe, au Botswana, peut-être un jour au Mozambique, lorsque la situation politique sera moins critique. Elles pourront y entrer en compétition avec les multinationales du secteur ou certaines firmes indiennes tentées aussi par l'internationalisation, mais sans conséquences géopolitiques graves. Pour l'instant, en effet, les concours l'emportent sur les conflits. L'Afrique du Sud propose à la Chine sa coopération sur le terrain de la sécurité minière et de la production de carburants synthétiques (Sasol). L'Australie et les Etats-Unis l'invitent à faire partie du partenariat en cours de constitution avec l'Inde et la Corée du Sud pour développer les *clean coal technologies*.

#### - L'enjeu pétrolier et gazier

La situation n'est pas aussi sereine dans le domaine du pétrole. En premier lieu, les firmes chinoises se positionnent de manière croissante mais indirecte comme des concurrentes des multinationales. En acceptant des conditions moins favorables pour le développement des gisements (notamment en termes de rentabilité), elles ont pu remporter un certain nombre de contrats (comme par exemple en Libye). Bénéficiant du soutien de leur gouvernement, elles n'hésitent pas développer des stratégies plus risquées (Soudan) ou qui s'opposent plus ou moins frontalement à la politique étrangère des Etats-Unis. Les accords signés avec l'Iran sont emblématiques de cette stratégie. L'accord signé en 2004 entre les deux pays prévoit que la Chine importera pour 70 milliards de \$ de pétrole et de gaz sur une période de 30 ans. Dans ce

schéma, les Chinois devraient être partie prenante du développement du gisement de Yadavaran.

En développant de telles stratégies, les intérêts chinois se confrontent à ceux d'un certain nombre de grands pays ce qui pourrait être source d'incertitudes majeures. Les rivalités entre la Chine, le Japon et l'Inde pour accéder aux ressources en hydrocarbures apparaissent aujourd'hui de plus en plus clairement. La question du premier oléoduc russe à destination de l'Asie est l'illustration des intérêts contradictoires de la Chine et du Japon à propos des hydrocarbures de la Sibérie orientale, alors que les oppositions entre ces deux pays à propos de la propriété des hydrocarbures de la mer de Chine sont durables. De la même manière, les compagnies pétrolières chinoises et la compagnie pétrolière indienne se sont trouvées en concurrence sur de nombreux projets, rachat de Petrokazakhstan et de Slavneft, projets de Sakhaline, développement de gisements en Angola et en Libye, pour ne citer que quelques exemples<sup>41</sup>.

L'Asie centrale (Iran, Kazakhstan, Turkménistan) et la Russie occupent une place particulière dans la stratégie de diversification de la Chine. Les routes d'exportation, en particulier celles en provenance de Russie, traversent peu de pays de transit, ce qui peut justifier l'intérêt stratégique de ces pays pour la Chine. En particulier aux yeux du gouvernement chinois, l'oléoduc en provenance du Kazakhstan peut constituer un élément important de la solution au problème du détroit de Malacca, au même titre d'ailleurs que pourraient l'être les projets d'oléoduc en provenance de Thaïlande et de Myanmar<sup>42</sup>. La percée de l'armée américaine en Asie centrale, notamment en Afghanistan mais aussi au Kirghizstan est toutefois venue raviver les inquiétudes du gouvernement chinois. Dans le même temps, les incertitudes de la Russie sont susceptibles de modifier quelque peu la stratégie chinoise vis-à-vis de ce pays. En effet, le premier oléoduc russe à destination de l'Asie s'est longtemps décliné en deux versions, l'une à destination de la Chine (Angarsk-Daqing), l'autre à destination du Japon par le port de Nakhodka. Mais la décision des autorités russes, dans un premier temps, de choisir l'option japonaise par Nakhodka sans exclure la possibilité d'une branche vers la Chine (par Daqing), et aujourd'hui de réaliser en premier lieu l'oléoduc vers la Chine avec une branche vers le Japon, montre toute l'ambiguïté de la position du gouvernement russe<sup>43</sup>. Ces atermoiements montrent que les décisions ne sont pas seulement économiques mais ont un fort contenu politique et géostratégique. Au-delà de ses intérêts commerciaux et de la volonté de renforcer ses liens avec son puissant voisin - ce dont témoignent différents accords de coopération signés<sup>44</sup> - la Russie n'entend pas forcément permettre à la Chine d'asseoir pour partie sa croissance économique sur les hydrocarbures de la Sibérie orientale. Dans la même logique, le contentieux de la Russie avec le Japon sur les

---

<sup>41</sup> « A great game ».- *Petroleum Economist*, mars 2005, p. 9-12.

<sup>42</sup> « China wants more pipelines for improved oil import security ».- *Oil and Gas Journal*, 3 janvier 2005, p. 59-61.

<sup>43</sup> « Russes et chinois développent leur coopération stratégique, y compris dans le pétrole ».- *Pétrostratégies*, 12 septembre 2005, p.1-2.

<sup>44</sup> Différentes organisations de coopération regroupant la Russie, les pays d'Asie centrale (Kazakhstan, Kirghizstan, Turkménistan) et la Chine ont ainsi vu le jour. Il s'agit en particulier de la « Shanghai Cooperation Organisation » (créée en 2001) qui regroupe la Russie, la Chine, le Kazakhstan, le Kirghizstan, le Tadjikistan et l'Ouzbékistan. Notons également l'adhésion récente en septembre 2004 de la Russie à l'Organisation de Coopération des pays d'Asie centrale, Kazakhstan, Tadjikistan, Ouzbékistan, Kirghizstan, à laquelle pourrait également participer le Japon.

îles Kouriles pèse sur les décisions actuelles. Les mêmes logiques contradictoires se font jour à propos des projets de gazoducs en provenance de Russie<sup>45</sup>. Les contradictions internes de la stratégie énergétique russe ont à ce jour retardé le principal projet d'exportation de gaz naturel (Khovytkha) de la Russie vers la Chine. Ce projet promu par TNK-BP entre pour l'heure en contradiction avec la politique de reprise en main du secteur énergétique par l'État russe et par voie de conséquence avec la volonté de ce dernier de donner un rôle de premier plan à Gazprom.

\*\*\*

Face à la croissance de sa dépendance énergétique, la Chine tend de plus en plus à s'affirmer comme un acteur essentiel et actif du marché des hydrocarbures. Ses compagnies pétrolières sont incontestablement un outil au service de cette politique. Au centre de ces enjeux se trouve être l'accès aux ressources en hydrocarbures des pays producteurs et l'internationalisation croissante des compagnies pétrolières chinoises. Dans ces conditions, une telle stratégie ne peut qu'être porteuse de tensions géopolitiques importantes dès lors qu'elle entre en contradiction avec les intérêts et les politiques étrangères d'un certain nombre de grands pays au premier rang desquels les États-Unis.

### **Bibliographie :**

“A giant in reform : the development of China's oil and gas sector”.- *Energy Economist*, n° 264, October 2003, p. 17-24.

« A great game ».- *Petroleum Economist*, mars 2005, p. 9-12.

AIE-OCDE.- *Developing China's Natural Gas Market : The Energy Policy Challenges*.- Paris, 2002, p. 78.

Andrews-Speed (P.).- *Energy policy and regulation in the People's Republic of China*.- Kluwer Law International, 2004, 405 p.

Asia Energy Research Centre (APEREC). *Energy in China : transportation, electric power and fuel market*.- 2004, 90 p.

Austin (A.).- *Energy and Power in China : Domestic Regulation and Foreign Policy*, Foreign Policy Centre, April 2005, 38 p.

Berrah (N.).- « La Chine s'est réveillée ».- *Revue de l'Energie*, n° 563, janvier-février 2005, p. 9-13.

Bourrelier (P.H.).- « Le charbon est-il une chance pour la Chine ? ».- *Revue de l'Energie*, n° 488, juin 1997, p. 411-17.

Boussena (S), Pauwels (JP), eds.- *Questions de géopolitique du pétrole et du gaz*. Vuibert, 2006, à paraître.

Boussena (S.), Locatelli (C.).- “Towards a more coherent oil policy in Russia ?”.- *OPEC Review*, Vol XXIX, n° 2, June 2005.

---

<sup>45</sup> Boussena (S.), Locatelli (C.).- “Towards a more coherent oil policy in Russia ?”.- *OPEC Review*, Vol XXIX, n° 2, June 2005.

*China's energy needs and strategies : hearing before the US-China economic and security review commission, One Hundred Eighth Congress, 30 octobre 2003, US Government Printing Office.*

“China’s Oil Price Reforms A Major Step In Deregulating Its Petroleum Sector”.- *Oil and Gas Journal*, 10 août 1998, p. 46-49.

« China wants more pipelines for improved oil import security ».- *Oil and Gas Journal*, 3 janvier 2005, p. 59-61.

« Chinese wells & Opportunity NOCs ».- *Petroleum Economist*, décembre 2004, p. 16-22.

Hayes (D.).- “China aims to reduce pollution by boosting use of renewables”.- *Energy Economist*, n° 255, January 2003, p. 23-27.

Izraelewicz (E.).- *Quand la Chine change le monde*.- Paris : Grasset, 2005, 297 p.

Land (T.).- “China puts its faith in nuclear power”.- *Energy Economist*, n° 273, July 2004, p.15-19.

Locatelli (C.).- « La politique énergétique de la Chine ».- *Energie Internationale 1988-1989*, Economica, 1989, p. 229-231.

Logan (E.).- “New coal-burn technology helps China present a cleaner face to the world”.- *Energy Economist*, n° 283, May 2005, p. 9-12.

Logan (J.).-“Diverging energy and economic growth in China : where has all the coal gone ?”.- *Pacific and Asian Journal of Energy*, n° 11, p .1-13.

Martin-Amouroux (J.M.).- « Le charbon-roi : jusqu’à quand ? ».- *Revue de l’Energie*, n° 563, janvier-février 2005.

Martin-Amouroux (J.M.).- « Prospective énergétique mondiale 2050 : les enjeux de la demande ».- *Medenergie*, n° 2, janvier 2002, p. 7-12.

*Modernizing China’s Oil and Gas Sector : Structure Reform and Regulation*. Consolidated Joint Report of The World Bank and The Institute of Economic System and Management, 20 novembre 2000, 51 p.

« Russes et chinois développent leur coopération stratégique, y compris dans le pétrole ».- *Pétrostratégies*, 12 septembre 2005, p.1-2.

« Sécurité d’approvisionnement en hydrocarbures de la Chine : une stratégie accélérée de diversification des sources à l’étranger ».- *DGTPE, Revue Stratégie*, n° 39, mai-juin 2005, 5 p.

Smil (V.). *Energy in China’s modernization. Advances and limitations*.- New York : M.E. Sharpe Inc, 1988, 250 p.

Thomson (E.).- *The chinese coal industry : an economic history*.- London : Rutledge, 2003.

« Will Kazakh oil follow the Silk Road to China ?”.- *Energy Economist*, n° 273, July 2004, p. 9-15.

Wu (K.), Linghan (S.).- « Chinese companies pursue overseas oil and gas assets ».- *Oil and Gas Journal*, 18 avril 2005, p. 18-25.

Xiucheng (D.), Logan (J.).- *Expanding Natural Gas Use in China*.- Advanced International Studies Unit, avril 2002, p. 52.

Yahzoung Liu.- « Maîtrise de l’énergie : l’exception chinoise ».- *Les Cahiers de Global Chance*, 16, novembre 2002, p.61-65.

Zweig (D.), Jianhai (B.).- « China's Global Hunt for Eenergy ».- *Foreign Affairs*, septembre-octobre 2005, p. 25-38.