

# Charbon chinois et développement durable

JEAN-MARIE MARTIN-AMOUROUX

**Nuage de poussière sur le Pacifique visible par satellite, croissance alarmante de la teneur en mercure de toute la biosphère en Amérique du Nord, émissions mondiales de CO<sub>2</sub> supérieures à celles des États-Unis dès 2009 : la formidable croissance du parc thermoélectrique chinois, sur la base d'une production de charbon qui a franchi la barre des deux milliards de tonnes (2 Gt) en 2005, rejoint les grandes évolutions industrielles menaçant l'environnement planétaire. Qui plus est, alors que l'impact écologique des pays développés devrait, dans l'avenir, être atténué par le ralentissement de la croissance énergétique et de profonds changements technologiques, celui de la Chine commence juste à se faire ressentir. Ses consommations actuelles par habitant de 1,25 tonne d'équivalent pétrole (tep) et de 1 607 kWh sont encore plus proches des moyennes des pays en développement que de celles des pays développés (4,73 et 8 204). Qui, et au nom de quel principe, pourrait exiger de la Chine qu'elle renonce à sa volonté de modernisation, volonté qui ne pourra se réaliser sans une disponibilité accrue d'électricité tirée d'un charbon qui est sa seule ressource énergétique abondante et bon marché<sup>(1)</sup> ?**

**T**ant au plan local que planétaire, les dégradations environnementales découlant de la croissance économique chinoise paraissent inévitables au cours des prochaines décennies. En revanche, la question des formes et du calendrier des réactions qu'elles provoqueront demeure ouverte. La pollution atmosphérique urbaine et son cortège de morts prématurées par maladies pulmonaires, la dégradation et le réchauffement des eaux dans les régions industrielles, les prémices du changement climatique (l'hiver 2006-2007 a été le plus chaud depuis 167 ans à Pékin) ne sont plus ignorés<sup>(2)</sup>. Des initiatives législatives ont parfois été prises par le pouvoir central dirigées contre certains dirigeants provinciaux et locaux. Tant électriques que charbonnières, les industries chinoises adoptent progressivement des technologies aussi performantes que celles en vigueur aux États-Unis et en Europe. Dans quelques cas, elles font même preuve de plus d'audace. Jusqu'où iront-elles dans cette voie ? Les effets environnementaux bénéfiques que l'on peut en attendre parviendront-ils à compenser les inévitables dégradations annoncées ? À partir de quand les trajectoires croissantes d'émission de gaz à effet de serre (GES) pourraient-elles s'infléchir ?

## Le charbon dans le paysage énergétique chinois

### Une irrésistible croissance énergétique et électrique

De 1980 à 2005, la Chine a accompli l'exploit d'assurer la croissance de son PIB au rythme annuel moyen de 10% en limitant à 5% celui de sa consommation de sources primaires d'énergie. Une partie de l'écart n'a pas été volontaire, comme en attestent les pénuries d'énergie, récurrentes dans les villes et plus encore dans les campagnes condamnées à des approvisionnements précarisés par la raréfaction de la biomasse (déchets de récoltes et bois de feu). L'autre partie, la plus importante, a résulté d'une forte élévation de l'ef-

1. Pour mesurer le chemin parcouru et celui qu'il reste à parcourir, on rappellera que le nombre d'habitants sans accès à l'électricité est passé de 245 millions en 1979 à 20 millions en 2004. Thomas C. Heller, « Diversifier la production électrique en Chine », in Pierre Jacquet, Laurence Tubiana (éd.), *Regards sur la terre. Dossier Énergie et changement climatique*, Paris, Presses de Sciences Po, 2006, p. 119-130.
2. Geoffrey York, « Will China Be Able to Take the Heat ? », *Globe and Mail*, 7 février 2007.



Shanxi, des paysans récupèrent du charbon.  
En contrebas, leur village

ficacité de l'utilisation du charbon par une modernisation des centrales thermiques et des industries fortement consommatrices d'énergie : cokerie, sidérurgie, cimenterie, chimie, métaux non ferreux. Résultat : l'intensité énergétique du PIB a décliné de plus de 60% jusqu'en 2001, avant de se stabiliser puis de repartir à la hausse<sup>(3)</sup>. L'évolution des quatre dernières années est-elle un simple palier, comme déjà en 1988-89, sur la voie d'une décroissance longue de l'intensité énergétique, ou signifie-t-elle un renversement de tendance ? Retenant la première branche de l'alternative, le XI<sup>e</sup> Plan (2006-2010) a fixé l'objectif d'une nouvelle réduction de 20% de l'intensité en cinq ans. Même s'il était atteint, cet objectif ne suffirait cependant pas à maintenir sous les 4% le taux annuel de croissance de la consommation d'énergie primaire qui, se situant à 1 700 millions de tep (Mtep) en 2005, pourrait dépasser les 3 200 Mtep en 2020<sup>(4)</sup>. Plusieurs évolutions soutiennent cette perspective : la volonté affichée par le gouvernement de quadrupler le PIB entre 2000 et 2020, soit un rythme annuel de croissance de 7% sur la période, lequel a déjà été dépassé au cours des six dernières an-

nées ; la poursuite d'une croissance soutenue des industries fortement consommatrices d'énergie, au premier rang desquelles la sidérurgie<sup>(5)</sup> ; l'impact énergétique de la rapide urbanisation<sup>(6)</sup> ; la nécessaire pénétration des sources d'énergie commerciale dans les campagnes chinoises

3. Parmi les nombreux travaux qui ont traité de la question, on peut se référer à : Jeffrey Logan, « Diverging Energy and Economic Growth in China : Where Has all the Coal Gone ? » *Pacific and Asian Journal of Energy*, vol. 11, n° 1, p. 1-13 ; et plus récemment à : Ma Chunbo et David I. Stern, « China's Changing Energy Intensity Trend : A Decomposition Analysis », *Rensselaer Working Papers in Economics*, n° 0615, décembre 2006.
4. Zhao Jianping, « China : Powering the Growth », Séminaire CEPII « L'énergie et la Chine », 27 avril 2006. Cette évaluation, jugée début 2007 la plus vraisemblable, rend caduque tous les scénarios des années 2004. Cf. Noureddine Berrah, « La Chine s'est réveillée », *Revue de l'Énergie*, n° 563, janvier-février 2005, p. 9-13. Elle incite aussi à réexaminer l'hypothèse selon laquelle l'adhésion de la Chine à l'Organisation mondiale du commerce (OMC) pourrait modérer la croissance de la consommation d'énergie via un allègement de la structure productive et une élimination des subventions énergétiques. Cf. Andreas Oberheitmann, « Le secteur de l'énergie et la protection de l'environnement en Chine », *Perspectives chinoises*, n° 69, janvier-février 2002, p. 39-52.
5. Les capacités de production d'acier devant être portées de 270 à 400 Mt entre 2005 et 2020.
6. Sous l'effet de l'exode rural, la population urbaine croît de 4% par an. Outre les mégapoles de Pékin et Shanghai, 72 villes chinoises dépassent déjà le million d'habitants. Un habitant de Hong Kong ne consomme encore que 20 Mega Joule (MJ) par jour contre 70 MJ dans les grandes villes des pays développés.

confrontées à de graves menaces de déforestation complète<sup>(7)</sup>.

Ce flux d'énergie sera principalement absorbé sous deux formes, celle de carburants destinés aux transports routiers, aériens, fluviaux et maritimes ; celle d'électricité demandée par l'industrie et les foyers domestiques à des fins d'éclairage, de force motrice et de chaleur. La Chine, comme le reste du monde, ne peut se moderniser et s'urbaniser que sur la base d'une croissance électrique plus rapide que celle de sa consommation totale d'énergie. Dans les industries, comme dans le résidentiel-tertiaire, le charbon est remplacé par l'électricité<sup>(8)</sup>. Au cours des dix dernières années, la Chine a payé par de fréquents *black-outs* l'insuffisante anticipation de cette évolution. Depuis, elle a mis les bouchées doubles en installant des puissances annuelles d'une ampleur jamais rencontrée dans l'histoire de l'industrie électrique : 50 GW en 2004, 70 en 2005, 102 en 2006 et peut-être 90 en 2007<sup>(9)</sup>. Du coup, la prévision de 950 GW en 2020, établie en 2004 par la Commission nationale du développement et des réformes (NDRC), est déjà caduque. C'est vers des puissances de l'ordre de 1 200 à 1 300 GW que s'oriente l'industrie électrique chinoise, persuadée qu'elle devra satisfaire une demande d'électricité supérieure à 5 000 TWh en 2020. A plus long terme, une production de 12 000 TWh en 2050 paraît considérable, mais elle ne procurerait que 6 480 kWh à chaque habitant, soit 20% de moins que la consommation moyenne actuelle des pays développés.

### Le charbon, un combustible sans concurrents sérieux

Comment produire cette électricité ? Hors autoproduction, appelée à régresser, par de petits moteurs diesel, le parc qui alimente les réseaux publics en 2006 est composé de centrales hydrauliques (24%) et de quelques autres sources renouvelables (0,7%), nucléaires (2%), thermiques gaz (2,3%) et thermiques charbon (71%). La part de cette dernière filière avait été volontairement réduite à 66% en 2000, au nom d'une diversification de la production électrique, favorisant la protection de l'environnement. Très vite cependant, le développement des autres filières a rencontré des obstacles. L'énergie hydraulique s'est développée et va continuer sur cette voie car son potentiel économique est encore considérable, mais les aménagements, surtout lorsqu'ils sont gigantesques, exigent de longs délais de réalisation (officiellement lancé en 1994, le projet des Trois Gorges ne délivrera la totalité de ses 18 GW qu'en 2009), et certaines précautions au

regard de l'environnement (Wen Jiabao, Premier ministre, serait intervenu personnellement pour suspendre un autre très grand projet sur le fleuve Nu)<sup>(10)</sup>. Depuis les deux premiers réacteurs de Daya Bay, l'industrie chinoise a construit des capacités de production nucléaires de 6,2 GW en 20 ans, soit un rythme volontairement prudent par souci de maîtriser toute la filière (construction des réacteurs et cycle du combustible) avant de se lancer vers l'objectif de 40 GW pour 2020, qui représentera, au mieux, 3 à 4% de la puissance installée. Ni les efforts déjà entrepris pour valoriser les petites centrales hydrauliques (capacité inférieure à 10 MW), l'éolien et le biogaz dans les régions rurales éloignées, ni la loi du 28 février 2005 qui fixe à 20% la part des renouvelables dans l'approvisionnement en 2050, ne devraient modifier le caractère marginal de ces énergies dans la production globale d'électricité des prochaines décennies<sup>(11)</sup>. D'autant que la distance entre la localisation de la plus grande partie de leur potentiel à l'ouest et les grands centres de consommation de la côte sud-est réduit encore une compétitivité déjà entamée par l'intermittence et la dispersion de ces sources d'énergie.

Dans le cadre du X<sup>e</sup> Plan (2001-2005), le thermique gaz paraissait être une solution capable de satisfaire rapidement et proprement la demande des grandes agglomérations de la côte sud-est, mais il a fallu déchanter. La production nationale de 50 Gm<sup>3</sup> en 2005, dont 12 Gm<sup>3</sup> transportés par le gazoduc « Ouest-Est » mis en service en octobre 2004, et les 5 Gm<sup>3</sup> de gaz australien regazéifiés sur le terminal du Guangdong depuis 2006, sont prioritairement destinés aux industries (chimiques, notamment) et aux usages résiden-

- Et ce de longue date, comme l'analyse bien Vaclav Smil, *Energy in China's Modernisation. Advances and Limitations*, New York, East Gate Books, 1988, p. 44-84. Ce que confirme le texte plus bref mais plus récent de Frédéric Obringer, « Environnement » in T. Sanjuan (éd.), *Dictionnaire de la Chine contemporaine*. Paris, Armand Colin, 2006, p. 95-97.
- Entre 1996 et 2001, la consommation de charbon par l'industrie a décliné de 36,4% pendant que la consommation d'électricité croissait de 46%. Dans les grandes villes, la plupart des petites chaudières et des poêles à charbon ont été remplacés par des installations électriques non polluantes. Cf. Yang Hongliang, *Overview of the Chinese Electricity Industry and its Current Uses*, CWPE 0617 et EPRG 0517, février 2006, p. 34.
- David Kelly, « China's Power Capacity Soars », *Financial Times*, 6 février 2007. La puissance installée en 2006 est très supérieure à ce qui était annoncé. Peut-être faudra-t-il la réviser au vu de données définitives.
- Thomas Land, « China Puts its Faith in Nuclear Power », *Energy Economist*, n° 273, juillet 2004, p. 15-19.
- Les 20% en 2050 ne sont pas irréalistes si l'on y inclut la grande hydraulique, ce que les documents en notre possession ne précisent pas. Les autres sources devraient être prises en charge par la China Energy Conservation Investment Corporation (CECIC) qui se propose d'investir 2,47 milliards de dollars en cinq ans dans les éoliennes, la biomasse et le biogaz, en profitant de l'obligation faite aux électriciens d'acheter « l'électricité verte » à un prix supérieur à celui des autres filières. Cf. *Enerpresse*, 29 décembre 2005.

**Tableau 1.** Évolution du parc électrique dans une perspective « au fil de l'eau »

	2005	%	2020	%	2050	%
<b>Total</b>	<b>470</b>	<b>100</b>	<b>1200</b>	<b>100</b>	<b>2700</b>	<b>100</b>
- Thermique charbon	303	64	767	64	1306	48
- Thermique pétrole	40	9	37	3	26	1
- Thermique gaz	10	2	78	7	289	10
- Hydraulique	105	22	211	18	339	13
- Nucléaire	9	2	34	3	196	7
- Renouvelables	3	1	73	6	584	21

Sources : Pour 2005 : NDRC, China Energy Development Report. Au-delà : WETO-HE. Note : le thermique pétrole correspond en grande partie à l'auto-production industrielle par moteurs diesel. Il n'est pas toujours inclus dans les statistiques électriques finalisées aux capacités de production du réseau public. La pièce dédiée au thermique gaz ne correspond plus aux évolutions récentes des prix.

tiels urbains. Sauf si la croissance de la production nationale est plus rapide que prévue, les 60 GW de thermique gaz planifiés pour 2020, dont 18 à partir de gaz naturel liquéfié (GNL), ne devraient donc pas voir le jour, car l'évolution des prix internationaux du gaz s'éloigne désormais trop des 2,2 \$/MBtu (British thermal unit) du premier contrat avec l'Australie (terminal du Guangdong) et même des 3,8 \$/MBtu du contrat avec l'Indonésie (terminal du Fujian, opérationnel en 2009)<sup>(12)</sup>. Le charbon a donc toutes les chances de rester longtemps encore la principale source d'électricité de Chine, à partir de puissances installées représentant 64% du parc en 2020 et 48% en 2050 (voir tableau 1). La compétitivité de la filière tient à la capacité de la construction électromécanique chinoise de fournir des kW thermoélectriques à des prix imbattables (530 \$ par kW avec désulfuration humide en 2005) alors qu'elle n'a pas d'expérience dans la construction des turbines à gaz. Elle résulte également des conditions très favorables de l'approvisionnement des centrales en combustibles solides. Présent dans le sous-sol de presque toutes les régions, d'excellente qualité dans celles du nord (Shanxi, Shaanxi, Mongolie, Ningxia, notamment), exploitable à des profondeurs moyennes de 300-500 mètres, le plus souvent en veines épaisses et peu pentues, le charbon est et restera abondant. Avec des réserves évaluées à 96 Gt (12,2% de celles du monde), la Chine se place juste derrière les États-Unis et la Russie. Ses ressources, estimées à 888 Gt, soit 22% de celles du monde, en font la deuxième puissance charbonnière, derrière la Russie<sup>(13)</sup>. Les meilleurs gisements sont

exploitables à des coûts inférieurs à 20 \$ la tonne, ce qui assure un bas prix de l'électricité dans les centrales modernes construites sur le carreau des mines. La longueur des transports (en moyenne 800 km), et la qualité médiocre de certains d'entre eux, renchérissent le combustible rendu sur la côte sud-est, mais au prix de 60 \$ la tonne, il est encore sans concurrent dans le parc des centrales thermoélectriques. Outre un emploi comme moyen de chauffage industriel et domestique qui ne disparaîtra pas totalement, la croissance de sa demande par la sidérurgie et par l'industrie électrique inscrit sa production sur la trajectoire d'un doublement minimum d'ici 2050. Peut-être même plus si la grande aventure des carburants synthétiques réussit.

### La Chine, en tête des projets de coal-to-liquids (CTL)

Tout avait bien commencé pour l'industrie pétrolière chi-

- D'importantes découvertes de gaz ont eu lieu en 2006 dans le bassin du Tarim, le Golfe de Bohai, le bassin de Songliao et celui d'Ordos, mais leurs délais de mise en exploitation ne semblent pas compatibles avec une forte croissance du thermique gaz avant 2020. Catherine Locatelli, Jean-Pierre Angelier, *Quel développement pour le gaz en Chine ?*, LEPiI, Grenoble, pre-print, janvier 2007.
- Alors que les réserves sont des quantités mesurées et jugées exploitables aux prix du moment, les ressources ne le sont pas et relèvent de la seule connaissance géologique du sous-sol. Les données ci-dessus sont tirées de Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), *Reserves, Resources and Availability of Energy Resources* 2004, 68 p. Les estimations de ressources du BGR paraissent plus raisonnables que celles du US Department of Energy qui avance des volumes quatre fois plus élevés. Les études chinoises avancent des ressources récupérables de 1 000 Gt et des réserves prouvées de 114,5 Gt pouvant être portées à 284,5 Gt d'ici 2020 suite à de gros investissements d'exploration.



Dandong, Liaoning, statue de Mao devant un site industriel

noise. Les campagnes de prospection conduites avec l'assistance des Soviétiques dès le premier plan quinquennal (1953-1957) s'étaient achevées par la découverte de plusieurs gisements, dont ceux de Daqing en 1959 et de Shengli en 1962. Une exploitation rapide (trop rapide ?) avait porté la production à plus de 100 Mt en 1978, incitant la Chine à exporter, et suscitant le rêve d'une nouvelle Arabie Saoudite ! Les années 1980 ont été celles du retour à la réalité, bientôt suivies d'un appel aux importations et d'une dépendance externe croissante. Dès cette époque, les expériences de l'Allemagne des années 1930 puis de l'Afrique du Sud des années d'embargo ont intéressé la Chine. L'idée d'alléger les importations de pétrole brut en liquéfiant le charbon a fait son chemin.

De nombreux projets ont été lancés au cours des dernières années. Le plus ambitieux est celui du Groupe Shenhua dans la région autonome de Mongolie : sur la base d'un procédé de liquéfaction directe (type Bergius), mis au point en Chine, il ambitionne de produire 5 Mt d'équivalent pétrole d'ici 2010 puis 15 et 30 Mt en 2015 et 2020. Parallèlement, la liquéfaction indirecte (type Fischer-Tropsch) n'est pas oubliée : en partenariat avec la grande firme sud-africaine Sasol, le Groupe Shenhua et sa filiale Ningxia Coal Industry projettent la construction de deux usines de 3,6 Mt dans la province du Shaanxi et dans la région autonome du Ningxia. Parmi la trentaine d'autres projets annoncés, ceux du Lu'an Group dans le Shanxi (5,2 Mt en 2016), du Yankuang Group dans le Shaanxi (10 Mt en 2020) et celui, encore de Shenhua, en partenariat avec le Groupe Shell. Si tous se concrétisaient, la Chine produirait d'ici 15 ans plus de 70 Mt d'équivalent pétrole absorbant environ 210 Mt de charbon, peu valorisables, pour des raisons de qualité, sur le marché des combustibles. De plus, elle prendrait une avance certaine sur les industries des autres pays, elles aussi attirées par les carburants synthétiques, mais moins convaincues de l'opportunité de leur consacrer dès à présent de lourds investissements.

### Une industrie charbonnière de plus en plus performante

Les perspectives de croissance soutenue de la demande de charbon auront d'autant plus de chances de devenir réalité que l'industrie chinoise sera à même de les satisfaire. Sans exclure un recours accru à l'importation de certaines variétés de charbon demandées par les industries de la côte sud-est, une forte expansion des capacités charbonnières chinoises semble très vraisemblable. Après avoir encouragé le développement des Mines d'État locales (MEL) et des Petites



Photo de Mark Henley

mines locales (PML) qui lui a permis de contourner les rigidités et les délais d'expansion des Mines d'État centrales (MEC) entre 1978 et 1996, le gouvernement chinois a engagé une profonde restructuration de toute l'industrie charbonnière autour d'une douzaine de très grandes compagnies (de 50 à 100 Mt/an), appelées à s'intégrer verticalement en direction de la génération d'électricité et de la production de carburants synthétiques. Progressivement, ces dernières reprennent des parts de marché aux autres catégories de mines, dont les très petites mines paysannes que les autorités tentent de fermer, avec plus ou moins de bonheur<sup>(14)</sup>. En tête de cette nouvelle industrie, des compagnies telles que Shenhua, Shanxi Coking, Datong Coal, Yankuang, Yanzhou, Huainan, Pingdinghan, Zaozhuang qui modernisent l'extraction et le traitement des minerais, élèvent la productivité et la sécurité du travail des mineurs, installent de grandes centrales thermiques sur le carreau des mines et construisent des voies ferrées pour desserrer le goulet d'étranglement de l'évacuation du charbon. Soucieuses de diversifier géographiquement leur patrimoine minier, certaines n'hésitent pas à ouvrir de nouvelles mines en Mongolie ou à prendre des parts dans des mines d'Australie<sup>(15)</sup>. Selon le dernier rapport de la Commission nationale du développement et des réformes (fin janvier 2007), la production devrait s'établir à 2,6 Gt en 2010, dont 56% fournies

14. Les petites mines sont responsables de 74% des 2,73 mineurs tués par million de tonnes extraites, à comparer à 0,24 en Inde et à 0,04 aux États-Unis en 2005. Tu Jianjun, « Safety Challenges in China's Coal Mining Industry », *China Brief*, The Jamestown Foundation, vol. 7, n° 1.

**Tableau 2. Émissions de polluants et de CO<sub>2</sub> par secteurs en Chine (2004)**

%	SO <sub>2</sub>	Particules	CO <sub>2</sub>
- production électrique	54,2	25,3	40,0
- minerais non métalliques	11,2	42,1	10,1
- autres industries	23,1	21,9	24,7
- transport, résidentiel	11,5	10,7	15,2
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Sources: Honggang Yang, *op. cit.*, pp. 13-14. Les mines de charbon entrant dans les minerais non métalliques.

par les très grandes mines, et peut-être à 3,4 Gt en 2030.

## Le gouvernement face à la pollution atmosphérique

### Impact environnemental : des tabous qui tombent

La combustion de charbon par les foyers domestiques, les industries et les centrales thermiques n'est pas la seule source d'émissions polluantes dans un pays qui continue à brûler de grandes quantités de biomasse dans des installations peu efficaces et qui joue la carte d'une rapide expansion du transport routier (voir tableau 2). Mais, alors que dans les pays aujourd'hui développés, ces diverses sources de pollution se sont succédées, en Chine elles se conjuguent. Leurs émissions sont connues et publiées depuis 1980 (voir tableau 3). Les volumes de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) semblent avoir augmenté de 50% et ceux de particules de 67% entre 1980 et 1995, avant de diminuer de 20% pour les uns et de 60% pour les autres jusqu'en 2002. A cette date, les deux émissions polluantes, dont 80 à 90% proviennent de la combustion du charbon, ont repris une ascension, particulièrement marquée pour le SO<sub>2</sub><sup>(15)</sup>. Les émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) n'ont jamais cessé de croître, mais leur doublement entre 2000 et 2004 est imputable au trafic routier et non à la production d'électricité qui ne représente plus que 35% des 20 Mt rejetées annuellement dans l'atmosphère.

Au début des années 1990, de 10 à 100 t/km<sup>2</sup> par mois de particules tombaient sur les quartiers résidentiels des grandes villes chinoises, plusieurs centaines et parfois un millier sur les zones industrielles. La norme de particules en suspension de 0,15 g/m<sup>3</sup> était dépassée de 10 à 20 fois sur

ces mêmes lieux, notamment en hiver lorsque tous les édifices se chauffaient au charbon. Alors que les concentrations de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) plafonnaient entre 20 à 100 µg/m<sup>3</sup> dans les zones urbaines d'Amérique du Nord, elles atteignaient fréquemment de 500 à 2 000, dans les grandes villes du nord de la Chine<sup>(17)</sup>. Depuis, la situation ne semble pas s'être sensiblement améliorée. En 2005, 40% du territoire chinois étaient affectés par des pluies acides qui imprègnent le sol, les cours d'eau et la végétation, surtout dans le sud. L'eau de nombreuses nappes phréatiques est devenue impropre à la consommation. Les teneurs élevées de l'atmosphère des zones urbaines et industrielles en SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, particules et métaux lourds sont à l'origine de taux de morbidité et de mortalité anormalement élevés<sup>(18)</sup>. Qui plus est, ces impacts environnementaux se propagent hors de Chine, en direction de la Corée, du Japon et même des États-Unis si l'on en croit ceux qui dénoncent les méfaits du mercure émis par le charbon chinois sur la santé des populations de l'Amérique du Nord<sup>(19)</sup>.

Poussées à agir, les autorités centrales ont promulgué en 1987 une loi de contrôle de la pollution atmosphérique, dont la rigueur a été renforcée plusieurs fois, notamment par la loi

15. Jean-Marie Martin-Amouroux, « Le charbon-roi, jusqu'à quand ? », *Revue de l'Énergie*, n° 563, janvier-février 2005, p. 14-18 ; « Charbon : les métamorphoses d'une industrie », *Revue de l'Énergie*, n° 573, septembre-octobre 2006, p. 305-313 ; article « Charbon » in T. Sanjuan (éd.), *Dictionnaire, op. cit.*, p. 36-37.

16. Le verbe « sembler » est utilisé pour tenir compte du changement de base statistique en 1995 (voir note du tableau 3).

17. Vaclav Smil, *Energy in China, op. cit.*, p. 214-224.

18. Les cancers du poumon, dont 70 à 80% attribués à la pollution atmosphérique, sont devenus la première cause de mortalité à Beijing, selon la State Environmental Protection Administration (SEPA).

19. « Invisible Export : A Hidden Cost of China Growth : Mercury Migration », *The Wall Street Journal*, 17 décembre 2004.

Tableau 3. Évolution des émissions de polluants et de CO<sub>2</sub> en Chine

Mo	SO <sub>2</sub>	Particules	CO <sub>2</sub>
1980	16,50	14,85	1 396
1985	13,24	12,96	1 728
1990	14,96	13,24	2 266
1995	23,70	24,71	2 577
2000	19,96	11,66	2 935
2001	19,48	10,70	2 999
2002	19,27	10,12	3 208
2003	21,59	10,49	3 719
2004	22,56	10,96	3 831
2005	26,49	11,83	

Sources. Pour le SO<sub>2</sub> et les particules : China Energy Databook. Les bases des séries ont été modifiées en 1995. Pour le CO<sub>2</sub>, IEA, CO<sub>2</sub> Emissions from fuel combustion (2006).

sur l'industrie électrique de 1995. Elles ont aussi institué une State Environmental Protection Administration (SEPA), placée à un rang équivalent à celui d'un ministère en 1998. Cette dernière, qui a fixé des normes d'émission et mis en place des contrôleurs chargés de les faire respecter, parvient à faire fermer des installations très polluantes ou à interrompre des projets entrepris sans étude d'impact préalable. En dépit de limites tenant à son éclatement administratif et à la faiblesse des investissements de protection de l'environnement<sup>(20)</sup>, la SEPA a œuvré activement dans le domaine énergétique. Elle a rendu obligatoire l'installation de désulfurateurs sur toute nouvelle centrale thermique (50 GW ont été équipés), contraint à la fermeture des petites unités (<50 MW) les plus polluantes (30 GW avaient été fermés en 2005, les autres devant l'être d'ici 2010), incité l'industrie électrique à se doter de dépoussiéreurs électrostatiques (la State Power Corporation en avait installé 318 au cours du IX<sup>e</sup> Plan) et plus récemment de réducteurs catalytiques sélectifs d'oxydes d'azote<sup>(21)</sup>. En outre, à partir de juillet 2003, une taxe de 0,6 yuan par équivalent polluant standard a été imposée sur les émissions de SO<sub>2</sub>, poussière, mercure, monoxyde de carbone et suie. Son incidence sur les coûts du kWh est cependant si faible qu'elle n'a que peu d'effet incitatif, mais les autorités se sont engagées à en élever progressivement le montant<sup>(22)</sup>. Récentes, ces mesures n'ont

pas encore porté tous leurs fruits. Les autorités en attendent une réduction des émissions polluantes de 10% au cours du XI<sup>e</sup> Plan, puis de 30 à 60% de leur niveau 2000 d'ici 2020. Leur tâche ne sera pas aisée si l'on se fie aux projections d'émission de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> qu'avait publié l'Institut de recherche sur l'énergie en Chine (ERI) fin 2003<sup>(23)</sup>.

### La prévention du changement climatique non encore prioritaire

La volonté de réduire les émissions polluantes s'étendra-t-elle aux émissions de CO<sub>2</sub>, dont 80% sont imputables à la combustion du charbon ? De 1980 à 2003, ces dernières étaient déjà passées de 1,4 à 3,7 Gt, soit un taux de croissance annuelle de 4,3%, bien supérieur à celui de 1,5% de l'ensemble du monde<sup>(24)</sup>. Mais l'évolution de 2004-2006

20. Lesquels sont passés de 1% du PIB en 2001 à 1,3% en 2005, mais pas encore aux 2% préconisés par la Banque mondiale. « The Health of a Nation », *Business China*, 26 février 2007.

21. Fin 2006, 15 unités ont été équipées sur les centrales de Houshi, Songyu, Taicang, Henyun et Ninghai.

22. Asia Pacific Energy Research Center, *Energy in China : Transportation, Electric Power and Fuel Markets*, 2004, p. 68-69.

23. Elles sont reprises par Nouredine Berrah, « La Chine s'est réveillée », *op. cit.*, p. 12.

24. International Energy Agency, « CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion », Paris, OCDE, 2005.



Baotou, Mongolie intérieure, retour du travail d'employés de sites industriels

est encore plus inquiétante, car l'interruption de la baisse de l'intensité énergétique se traduit par une hausse du contenu en carbone du PIB chinois, ce qui pourrait avancer d'une dizaine d'années la date d'arrivée de la Chine en tête des plus gros émetteurs mondiaux de CO<sub>2</sub>, avec 7 Gt en 2020 puis 9 en 2030. Cette perspective ne semble pas susceptible d'infléchir la politique du gouvernement chinois. Depuis qu'il a ratifié le Protocole de Kyoto, il s'en tient aux principes de « responsabilités communes mais différenciées » et de « à chacun selon ses moyens ». À ses yeux, les risques de réchauffement climatique doivent être combattus d'abord par les pays développés qui en sont les responsables historiques, puis par les autres pays qui subordonneront leurs efforts aux exigences de leur propre développement<sup>(25)</sup>. Le XI<sup>e</sup> Plan (2006-2010) ne mentionne donc pas la question des émissions de carbone. Au lendemain de la publication du dernier rapport du Groupement intergouvernemental d'étude du climat (GIEC), fin janvier 2007, Mme Jiang Yu, porte-parole du ministère des Affaires étrangères, a réaffirmé la position officielle de son gouvernement, tout en rappelant que depuis 2005, la Chine prépare

un plan climat dont le contenu pourrait être révélé au printemps prochain. En attendant, le gouvernement approuve un nombre croissant de projets d'investissement dont le financement par des crédits carbone relève du Protocole de Kyoto. Il serait aussi intéressé, croit-on, par un marché d'échanges de droits d'émission sur lequel se rencontreraient vendeurs chinois et acheteurs étrangers<sup>(26)</sup>. En outre, tout progrès en direction des *clean coal technologies* contribue à freiner la croissance des émissions de CO<sub>2</sub>.

## Les technologies propres : une course contre la montre

### Une conversion du charbon plus propre et plus efficace

Le rendement moyen très médiocre du parc de centrales

25. Xu Huaqing (project leader), *China National Energy Strategy and Policy 2020. Subtitle 7 : Global Climate Change : Challenges, Opportunities, and Strategy Faced by China*. National Development and Reform Commission. Document non référencé, 45 p.

26. Shai Oster, « China Tilts Green », [Shai.oster@dowjones.com](mailto:Shai.oster@dowjones.com).



thermoélectriques de Chine n'est pas l'expression d'une indifférence des entreprises à l'impact environnemental de leurs installations<sup>(27)</sup>. Depuis les années 1960, les ingénieurs chinois ont mis au point leurs propres modèles de petits lits fluidisés circulants (procédé de combustion du charbon), capables de brûler des combustibles de médiocre qualité et de détruire à la source de nombreux polluants, grâce à une combustion plus complète du charbon, malgré une température assez basse dans le foyer. Environ 2 000 unités de ce type ont déjà été installées, 300 étant encore en construction courant 2004<sup>(28)</sup>. De taille très modeste (<100 MW), les lits fluidisés ne représentent cependant qu'une petite fraction du parc électrique chinois, majoritairement constitué de centrales à charbon pulvérisé dont le rendement ne dépasse pas 30%. L'âge et la petite taille d'un grand nombre d'unités (en 2000, 67% de la capacité thermoélectrique provenaient d'unités inférieures à 200 MW) sont la principale cause de cette faible efficacité. C'est donc en renouvelant son parc thermique par des centrales plus modernes que l'industrie électrique chinoise apporte la contribution la plus significative à la réduction des pollutions et des émissions de GES. Ce qu'elle fait depuis qu'elle a adopté les cycles supercritiques<sup>(29)</sup> de grande taille (600 MW) qui autorisent des rendements de 45% et qui sont tous équipés de dispositifs éliminant les poussières et la plus grande partie du SO<sub>2</sub>. La mise en service des 132 unités de ce type, commandées en 2005, contribuera à une nette amélioration de la qualité de l'air<sup>(30)</sup>, surtout si l'industrie charbonnière leur fournit une

proportion plus élevée de charbon lavé.

### À plus long terme, gazéification du charbon, turbines en cycles combinés et captage-stockage du CO<sub>2</sub>

Les cycles supercritiques pourraient ne constituer qu'une étape vers une combustion du charbon à la fois plus propre et moins émettrice de CO<sub>2</sub>. La Chine travaille donc dans plusieurs directions, le plus souvent en partenariat avec de grands constructeurs étrangers, comme Mitsubishi, Hitachi, Mitsui Babcock, Alstom ou Siemens : les cycles ultra-supercritiques, recommandés par la Commission nationale du développement et des réformes (NDRC), qui pourraient atteindre une efficacité de 50% d'ici 2020<sup>(31)</sup> ; les lits fluidisés circulants de grande taille sur lesquels l'expérience accumulée est considérable<sup>(32)</sup> ; la gazéification intégrée à un cycle combiné (*Integrated Gasification Combine Cycles - IGCC*) dont une unité de démonstration est projetée à Yantai (Shandong), tandis que le Thermal Power Research Institute (TPRI) étudie un autre projet de 120 MW et que le China Huaneng Group (CHNG) s'est lancé en 2005 dans l'ambitieuse réalisation de Green-Gen qui devrait, en 2020, produire de l'électricité et de l'hydrogène sans aucune émission de polluants ou de CO<sub>2</sub> ; la polygénération qui consiste à partir d'un gaz de synthèse (*syngas*), issu de plusieurs combustibles, à produire une

**Tableau 4. Rejets comparés de trois types de centrales électriques**

B/MWh	Sub-critique	Super-critique	IGCC
SO <sub>2</sub>	11	1,25	0,42
NO <sub>x</sub>	3	0,94	0,18
Particules (PM 10)	0,3	0,12	0,02
CO	1,5	1,6	0,15-0,34
Cendres	120	85	0
Storles	0	0	127,5
Beue de fumées	150	110,5	0

Source : CERA, *op.cit.*, p. 8. Ne prennent pas en compte les émissions de CO<sub>2</sub> évitées par des unités de centrales électriques.

27. Le rendement des centrales mentionné ci-après est le rapport du travail sortant à la chaleur entrante dans les machines thermiques. Il est calculé selon la formule de Carnot.
28. Jean-Marie Martin-Amouroux, « L'incontournable charbon », in Pierre Jacquet et Laurence Tubiana, *Regards sur la terre, op. cit.*, p. 85-96.
29. Au nombre de 400 en fonctionnement dans le monde en 2005, les supercritiques représentent 85% de la puissance thermoélectrique commandée entre 1997 et 2000 dans le monde. Les plus performantes de ces installations atteignent des rendements de 47%, éliminent 96% du SO<sub>2</sub> émis et 80% des NO<sub>x</sub> par réduction catalytique sélective. Elles émettent 30% de CO<sub>2</sub> de moins que les centrales en activité.
30. On pourrait aller encore plus loin dans cette direction par un programme de *retrofitting* des vieilles centrales avec des chaudières supercritiques qui, moyennant un surcoût de 10%, réduirait de 20% les émissions polluantes et de CO<sub>2</sub>. Cf. Eloise Logan, « New Coal-Burn Technology Helps China Present a Cleaner Face to the World », *Energy Economist*, n° 283, mai 2005, p. 9-12.
31. Mitsui-Babcock qui s'est allié à Harbin Boiler Co (HBC) pour faire prévaloir cette technologie en Chine, annonce 75%. Eloise Logan, « New Coal-Burn Technology Helps China Present a Cleaner Face to the World », *op. cit.*, p. 11. Cette information est soit erronée soit mystificatrice.
32. Six constructeurs construisent des installations de plus de 100 MW : Harbin Boiler Works (49 vendues), Dongfang BW (50), Shanghai BW (12), Wuxi BW (12), Jinan BW et Wuhan BW. Les trois derniers constructeurs travaillent surtout avec l'IET qui vient de mettre en service une unité de 150 MW en Mongolie intérieure alors que TPRI a développé une unité de 200 MW avec Harbin Boiler Works et travaille sur le design d'une unité de 300 MW. En coopération avec Alstom, une vingtaine de tranches de 300 MW devraient être prochainement construites (2005). Ajoutons que la Chine a vendu des LFC au Vietnam et à la Turquie et que des propositions ont été faites à l'Inde.

large gamme de produits : électricité, hydrogène, carburants, produits chimiques<sup>(33)</sup> (très avancée sur le terrain de la gazéification du charbon, la Shell a accordé l'exploitation des brevets à plusieurs groupes tels que Sinopec, Shenhua et Dahua<sup>(34)</sup>) ; le captage-stockage du CO<sub>2</sub>, avec plusieurs programmes de recherche et développement en voie de lancement, dont un bénéficiant de l'appui de l'Union européenne disposée à prendre en charge le surcoût d'une opération de démonstration à horizon 2015 ; l'extraction du *coal-bed-methan*, qui a décollé depuis la création en 1996 de la China United Coal Bed Methan (CUCBM) et dont la première réalisation sur le site de Huabei (Anhui) pourrait produire 500 Mm<sup>3</sup>/an de méthane (CMM)<sup>(35)</sup>. Enfin, on citera la gazéification *in-situ* et le transport par gazoduc. Si elle passait, un jour, des supercritiques aux IGCC, la Chine réduirait considérablement les émissions polluantes de ses centrales électriques (voir tableau 4). Cette technologie présente en outre de nombreux autres avantages. Parmi ceux-ci, non seulement elle exige beaucoup moins d'eau de refroidissement (350-450 gallons/MWh au lieu de 600-700) ce qui est appréciable pour les régions septentrionales de la Chine mais encore elle se prête bien au captage-stockage du CO<sub>2</sub>, propriété indispensable dans une perspective de lutte contre le changement climatique.

## Des inflexions de trajectoire ? Sans doute, mais quand ?

Sauf événements imprévisibles (guerre, grave crise économique ou découverte « miraculeuse » de gisements géants d'hydrocarbures), la Chine n'a pas de raison d'abandonner ses perspectives de forte croissance de production électrique, principalement basée sur la combustion d'un charbon qui lui assure, à la fois, les plus bas coûts et une sécurité d'approvisionnement à laquelle ses gouvernants sont particulièrement attachés. La généralisation des dépoussiéreurs et des désulfurateurs de fumées, le remplacement des vieilles chaudières par des cycles supercritiques à rendement élevé et l'utilisation d'un pourcentage accru de charbon lavé devraient permettre de contenir la croissance des émissions polluantes. En revanche, toute inflexion de la trajectoire des émissions de CO<sub>2</sub> paraît exclue avant longtemps. Il faudrait, pour qu'elle y parvienne plus tôt, que la Chine renonce à ses objectifs de bas prix de l'électricité et de sécurité des approvisionnements, en faisant massivement appel au gaz russe et en accélérant fortement ses programmes nucléaire et « renouvelables ». Les quelques années gagnées sur le calendrier de la lutte contre le réchauffement climatique paraî-

traient certainement trop cher payées. En revanche, il n'est pas exclu qu'au-delà de 2020, maîtresse des principales technologies peu émettrices de CO<sub>2</sub> (nucléaire, IGCC et captage-stockage du carbone), et suffisamment puissante pour accepter une plus forte dépendance externe (gaz russe, notamment), la Chine décide de s'engager sur la voie d'une réduction de ses émissions annuelles de gaz à effet de serre. L'élévation du niveau de vie à l'intérieur et le souci de respectabilité internationale à l'extérieur devraient l'y pousser. •

33. Yamashita Kei, Leonardo Barreto, « Energyplexes for the 21st Century : Coal Gasification for Co-Producing Hydrogen, Electricity and Liquid Fuels », *Energy*, n° 30, 2005, p. 2453-2473.
34. Martin Clark, « No Longer a Dirty Word », *Petroleum Economist*, octobre 2004, p. 30-31.
35. En 2015, la production de méthane extrait des mines de charbon chinoises pourrait atteindre 20 Gm<sup>3</sup>/an, soit 20% de la production ou 12,5% de la consommation nationale de gaz naturel.