

Regards

Charbon : des anathèmes aux réalités

Jean-Marie Martin-Amouroux

Économiste, Université Grenoble Alpes, Encyclopédie de l'Énergie ENSE³, 38400 Grenoble, France

Mots-clés :

charbon ; électricité ;
développement
économique ;
économies
émergentes ;
environnement ;
climat

Résumé – La poursuite de la croissance mondiale du charbon minéral au rythme annuel moyen de 2 % est incompatible avec la volonté de limiter la croissance de la température à moins de 2 °C au cours du XXI^e siècle. Ce constat largement partagé est une chose. La mise en œuvre de politiques faisant reculer les combustibles fossiles solides dans le bilan énergétique mondial en est une autre. On ne peut passer de l'une à l'autre sans comprendre les raisons de l'attrait du charbon dans un grand nombre d'économies, principalement émergentes en Asie et en Afrique australe. Elles résultent d'une irrésistible croissance de la consommation d'électricité et de la forte compétitivité de la thermoélectricité-charbon face aux autres filières électriques (thermoélectricité-gaz, nucléaire, hydroélectricité, éolien ou solaire). Tant que ces dernières ne présenteront pas des avantages comparables, en matière de coûts de production, de sécurité des approvisionnements et de maîtrise technologique, le charbon minéral aura encore de beaux jours devant lui. Plutôt que de s'en tenir à des anathèmes, les discours sur la nécessaire protection du climat devraient attacher plus d'importance à la maturation des technologies *High Efficiency Low Emission (HELE)* et *Carbon Capture and Storage (CCS)*.

Keywords:

coal; electricity;
economic
development;
emerging economies;
environment; climate

Abstract – Coal: from anathemas to realities. The ongoing world growth of coal consumption at an average yearly rate of 2% is incompatible with the will to limit the increase in temperature to under 2°C during the 21st century. To translate this consensus into policies promoting a decrease in solid fossil fuels in the worldwide energy balance requires an understanding of the reasons why fossil fuel remains attractive. In many economies, mainly emerging economies in Asia and southern Africa, the tremendous growth in electricity consumption and the strong competitiveness of coal power versus other power sources (gas power, nuclear power, hydroelectricity, wind or solar power) account for the wide use of fossil fuel. As long as these other sources do not offer the same advantages as coal power in terms of production costs, supply security and technological expertise, the future of coal will remain bright for a long time. Instead of condemning this state of affairs, it would be preferable to further the development of High-Efficiency Low-Emissions (HELE) and Carbon Capture and Storage (CCS) technologies.

Source d'énergie emblématique de la première révolution industrielle, le charbon minéral paraissait condamné à disparaître depuis qu'avait commencé, à la fin de la première guerre mondiale, la régression de sa part dans le bilan énergétique mondial (Martin-Amouroux, 2008). La reprise de la croissance de sa consommation au taux annuel moyen de 2,5 %, supérieur à celui du pétrole et du

gaz, depuis le début des années 1980, a surpris les observateurs insuffisamment attentifs à l'émergence des économies asiatiques¹. Coïncidant avec la prise de conscience de l'effet de serre et des dangers d'un dérèglement climatique, cette reprise a semblé d'autant plus mal venue que la combustion du charbon est l'une des principales sources des émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES)². Rien

Auteur correspondant : martin.amouroux@wanadoo.fr

¹ D'autres ont fait preuve de plus de perspicacité. Dans le scénario de croissance de la consommation mondiale d'énergie à horizon 2060, présenté lors de la Conférence mondiale de l'énergie (CME) de Cannes en 1986, H. Baumberger trace une trajectoire charbonnière qui passe devant celle du pétrole autour de 2010 pour terminer à 34 % de la consommation mondiale devant les 11 % du pétrole, les 16 % du gaz, les 14 % de l'uranium et les 25 % des sources renouvelables (Baumberger, 1987).

² Les modes de calcul de la contribution du charbon minéral aux émissions de gaz à effet de serre varient selon les définitions et les hypothèses. Sur la base de celles retenues par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), on note qu'en 2012, sur une émission totale de GES (en équivalent CO₂) de 51,5 Gt, les combustibles fossiles ont représenté 31,6 Gt, soit 61,4 %. Sur ce total, 13,9 Gt (44 %) sont attribuables au charbon, 11,2 Gt (35 %) au pétrole, 6,5 Gt (21 %) au gaz naturel (IEA, 2014a).

Tableau 1. Évolution possible de la consommation d'électricité (en milliers de TWh).

	2012	2020	2040	Tcam (%)
Monde	22,7	28,5	44,0	2,4
Ensemble OCDE	10,8	11,9	14,5	1,1
- Europe	3,7	3,9	4,8	0,9
- États-Unis	4,3	4,7	5,7	1,0
- Japon	1,0	1,1	1,2	0,7
Non OCDE	11,9	16,6	29,5	3,3
- Russie	1,1	1,2	1,7	1,6
- Chine	5,0	7,5	12,5	3,3
- Inde	1,2	1,7	4,1	4,5
- Asie non OCDE	7,4	11,0	20,0	3,6
- Afrique	0,7	1,0	2,1	4,0
- Amérique latine	1,2	1,5	2,4	2,5

Source : IEA, 2014b. Tcam signifie taux de croissance annuel moyen. Le scénario CEP (*current energy policies*) est un scénario au fil de l'eau (*business as usual*) qui ne prend pas en compte les mesures politiques annoncées mais non encore mises en œuvre. Il est choisi, plutôt que le scénario NEP (*new energy policies*), parce que ses résultats coïncident avec ceux de NEO 2013 (modèle Pôles, Enerdata) dont nous connaissons la robustesse.

d'étonnant dès lors à ce que les perspectives d'une poursuite de cette croissance au cours des prochaines décennies soient fréquemment montrées du doigt au nom de l'intérêt général. Les pays qui continuent à tabler sur la combustion de charbon sont invités à imiter ceux d'Europe qui ont tourné le dos à cette source d'énergie, en pariant sur une plus grande sobriété énergétique, des conversions plus efficaces et le développement de sources pas ou moins carbonées, renouvelables de préférence³. Le peuvent-ils ? Un effort de compréhension de leur choix s'impose.

À côté des États-Unis et de l'Australie, réticents à l'idée de laisser en terre d'énormes ressources fossiles, la Chine, l'Inde, l'Indonésie, le Vietnam, l'Afrique du Sud et quelques autres n'ont pas l'intention d'abandonner le charbon. La plupart d'entre eux ne sont ni insensibles aux dégradations de l'environnement local du fait des pollutions atmosphériques urbaines ni sourds aux appels de la communauté internationale en faveur d'une limitation du réchauffement climatique, mais l'ardente obligation de répondre à la croissance soutenue de la demande de ciment, d'acier et surtout d'électricité, en mobilisant des ressources charbonnières abondantes,

³ Ces prescriptions sont assez bien représentées par le scénario « 450 » de l'AIE (IEA, 2012). Le maximum de 450 ppm de GES dans l'atmosphère, recommandé par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), pourrait être respecté moyennant une évolution de la consommation mondiale d'énergie qui mobiliserait l'efficacité énergétique (48 %), les sources renouvelables (27 %), le nucléaire (8 %) et le captage, stockage du carbone (*Carbon Capture and Storage* ou CCS) [17 %].

sûres et bon marché, continuera de l'emporter tant qu'ils n'auront pas accès à d'autres sources d'énergie présentant autant d'avantages.

L'irrésistible croissance de la demande d'électricité

À l'échelle mondiale, 25 % des 6 Gtec (tonnes équivalent charbon) extraites dans le monde au milieu de la décennie 2010 sont absorbés par l'industrie, dont les cimenteries et la sidérurgie, les autres étant brûlées dans des centrales thermiques dont la part dans la production mondiale d'électricité a grimpé de 38 % en 1973 à 42 % en 2013 (IEA, 2014b). C'est donc bien l'évolution future de ce débouché qui commande celle de la demande de charbon. En tête de ses déterminants, la croissance attendue de la consommation d'électricité (Tab. 1).

Le taux annuel moyen de 2,4 % de la croissance mondiale de la consommation d'électricité entre 2012 et 2040 n'a rien d'excessif pour qui se souvient des trajectoires passées : 7,1 % entre 1950 et 1980, exprimés par la « loi du doublement en dix ans », puis 5,5 % entre 1980 et 2012. Il résulte, en revanche, d'évolutions futures très contrastées.

Le 1,1 % des pays développés repose sur l'hypothèse que le déclin des industries intensives en électricité et l'élévation de l'efficacité des utilisations de l'électricité compenseront en grande partie les consommations supplémentaires induites par la croissance démographique (aux États-Unis plus qu'en Europe ou au Japon), les nouveaux usages de l'électricité liés à l'informatique et à la robotique, ainsi que la substitution de l'électricité aux

Tableau 2. Évolution de la part du thermique-charbon (en % de la capacité totale).

	2012	2020	2040	Tcam (%)
Monde	31,7	30,0	30,9	2,2
Ensemble OCDE	22,9	19,7	16,9	0,03
- Europe	18,7	15,1	10,6	-0,76
- États-Unis	29,0	25,7	24,2	0,15
- Japon	16,3	15,1	14,6	0,43
Non OCDE	40,6	38,2	39,0	3,1
- Russie	21,0	18,1	12,6	-0,53
- Chine	66,0	55,6	54,3	2,5
- Inde	57,3	57,4	60,4	5,4
- Asie non OCDE	57,6	51,9	52,4	3,3
- Afrique	25,5	23,3	19,3	3,2
- Amérique latine	2,3	2,6	2,5	3,1

Source : IEA, 2014b. Scénario CEP. Les Tcam sont calculés sur la croissance de la puissance installée en GW_e.

carburants dans le transport routier suite à l'essor attendu des véhicules électriques.

Le 3,3 % des autres pays reflète l'aspiration des deux tiers de l'humanité à l'utilisation d'une forme d'énergie indispensable à un minimum de confort domestique et au développement économique. Les appels à la sobriété de populations qui ne consomment pas encore d'électricité ou dont la consommation annuelle se limite à une centaine de kWh par personne sont évidemment hors de propos. Les incitations à l'usage d'appareils plus efficaces le sont moins, mais elles ne jouent qu'à partir d'un certain niveau de développement. Tel est bien le cas de la Chine où la croissance de la consommation se tasse sous le double effet d'une inflexion des structures industrielles et de substantielles élévations de l'efficacité des utilisations de l'énergie. C'est beaucoup moins le cas des pays d'Asie du Sud-Est ou d'Afrique.

Un thermique-charbon toujours prééminent

La croissance de la consommation mondiale d'électricité requiert le développement d'un parc électrique dont la puissance installée est appelée à doubler entre 2012 et 2040, passant de 5 684 à 10 794 GW_e. Parmi toutes les filières qui vont y prendre part, la thermoélectricité alimentée par des combustibles fossiles solides conservera vraisemblablement sa part de 30 %, soit une puissance installée croissant de 1 805 à 3 341 GW_e (Tab. 2). Pourquoi ?

Cette prééminence ne se vérifie plus dans la plupart des pays membres de l'OCDE, mais elle est toujours de règle et le restera encore quelques décennies dans les économies émergentes.

Les premiers jouent de moins en moins la carte du thermique-charbon pour plusieurs raisons au premier rang desquelles le durcissement des réglementations protectrices de l'environnement. Aux États-Unis, les 77 % du parc de centrales thermiques-charbon qui ont plus de trente ans sont fragilisés par les règlements de l'Environment Protection Agency (EPA), dont les *Mercury and Air Toxics Standards* (MATS) qui devraient s'appliquer prochainement. Dans l'Union européenne, ce sont moins les prix du carbone tombés en dessous de 5 €/tonne en janvier 2013 que la *Large Plants Combustion Directive* qui contraindront à la fermeture les unités les moins performantes (IEA, 2014d). Tous ces pays ne tourneront cependant pas le dos au thermique-charbon à la même vitesse. Aux États-Unis, bien qu'approvisionnée en gaz à environ 4 US \$/MBtu (million de British Thermal Unit), l'industrie électrique continuera de brûler les charbons extraits du Powder River Basin à moins de 15 \$ US/t (courte). Le Japon ne bénéficie pas d'un tel avantage, mais après la catastrophe de Fukushima, sa thermoélectricité sera toujours aussi tentée, comme celles de Corée du Sud et de Taïwan, par les charbons vapeur australiens à moins de 100 \$ US/tonne que par un gaz naturel liquéfié (GNL) acheté à plus de 15 \$ US/MBtu. Pour preuve, les 32 centrales thermiques-charbon, soit 16 GW_e, qui vont ouvrir au Japon entre 2015 et 2030 (Enerpresse, 2015).

Hors pays membres de l'OCDE, la Russie est dans une situation pour le moins curieuse. Ses capacités de production thermoélectriques-charbon et leur part dans les capacités de production électrique totale sont appelées à diminuer d'ici 2040 au profit du nucléaire, de l'hydroélectricité et de la thermoélectricité-gaz, alors même que le pays est l'un des mieux dotés du monde en

Tableau 3. Estimation des coûts moyens de production de l'électricité en Chine.

\$ US/MWh	5 %	10 %
Nucléaire	30	43
Thermique charbon	30	32
Thermique gaz (cycle combiné)	38	40
Grande hydraulique	10-30	21-50
Éolien onshore	50-90	70-120
Solaire PV	125-160	180-280

Source : IEA, 2010, p. 83. Il s'agit de *Levelized costs of Electricity* (LCOE), pour des taux d'actualisation de 5 et 10 %. Le charbon est fourni aux centrales à 86 \$ US/t et le gaz à 7 \$ US/MBtu.

ressources charbonnières. En cause, un prix domestique du gaz inférieur à son coût et une exploitation charbonnière qui se déplace vers la Sibérie orientale, donc loin des principaux parcs de production d'électricité, alors même que les nouvelles installations portuaires sur la mer du Japon permettent d'écouler des volumes croissants de charbon vapeur et cokéifiable sur le marché du Pacifique, et d'attirer nombre d'investisseurs étrangers tels le grand groupe chinois Shenhua (Martin-Amouroux, 2015).

C'est précisément en Chine, comme en Inde et dans la plupart des autres pays d'Asie du Sud-Est ou d'Afrique australe, que le thermique-charbon fait florès avec une croissance des capacités installées à des taux annuels moyens de 3 à 6 %, et ce pour plusieurs raisons.

Comparé à celui issu des autres filières de production d'électricité, le MWh thermique-charbon conventionnel est, dans la plupart des pays, le moins coûteux. Dans le cas de la Chine (Tab. 3), il ne pouvait être concurrencé que par celui des très grands aménagements hydroélectriques et par celui des centrales nucléaires (CPR 1000) avant que la catastrophe de Fukushima n'ait contraint de renchérir ce dernier en réponse aux exigences d'une plus grande sûreté. Résultat : un parc thermoélectrique-charbon de 800 GW_e, dont 90 % âgés de moins de vingt ans en 2014, auquel s'ajouteront environ 500 autres GW_e prévus d'ici 2025. Tous devront être alimentés longtemps encore en charbon sur une base moyenne de 3 Mt/GW_e. « *The economic value and abundant supply of coal mean that China's development pattern will not change in the foreseeable future* », conclut une fine connaisseuse de la politique énergétique chinoise (Yan Gu, 2013, p. 21).

Dans les autres économies émergentes d'Asie et, très bientôt, d'Afrique australe, les avantages de la filière sont encore plus marqués parce que le champ des possibles est plus étroit. Aucune n'est capable de lancer des programmes nucléaires, hydroélectriques, éoliens ou solaires comparables à ceux de la Chine. Sauf dans quelques rares cas, le gaz naturel n'y est disponible ni à

partir d'une extraction locale à très grande échelle ni par importation massive, soit parce qu'il ne peut l'être que sous forme de GNL (Japon, Corée du Sud, Taïwan), soit parce que la construction de gazoducs se heurte à l'hostilité des pays de transfert (Pakistan et Bangladesh pour l'Inde) ou aux exigences commerciales des fournisseurs potentiels (Russie). Du coup, même un pays capable d'en extraire de grands volumes, comme l'Indonésie, préfère, pour le valoriser à l'exportation, lancer un programme de 10 GW_e de centrales thermiques-charbon qu'alimenteront ses ressources nationales.

Les combustibles fossiles solides sont en effet extrêmement abondants dans le sous-sol de la plupart des pays qui bordent le Pacifique (Tab. 4). Enfin prises au sérieux, les conclusions du Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ont balayé les anticipations de *peak coal*, y compris en Chine où le seul Xinjiang vient d'ajouter plusieurs centaines de milliards de tonnes aux réserves charbonnières du pays⁴. Lorsque ce stock en terre est exploitable à ciel ouvert, ce qui est le cas de presque toutes les nouvelles exploitations, notamment celles du désert de Gobi en Mongolie, les coûts de développement sont inférieurs à 30 \$ US/tonne, ce qui avantage encore la thermoélectricité charbon.

À cet avantage s'ajoute celui de la sécurité des approvisionnements qu'apporte l'exploitation des mines sur le territoire national ou dans son voisinage immédiat pour les pays qui, comme l'Inde, sont obligés d'importer une partie croissante de leur consommation parce que l'offre charbonnière nationale ne parvient pas à suivre la demande (Martin-Amouroux, 2015).

La thermoélectricité-charbon bénéficie, en outre, d'une technologie suffisamment bien maîtrisée pour que

⁴ Les annonces d'un sommet (*peak*) précédant une diminution de l'extraction mondiale de charbon se sont multipliées au cours des années 2000, les dates du *peak* variant de 2010 à 2050 selon les auteurs (Laherrère, 2005 ; Werner et Schindler, 2007 ; Heinberg, 2007).

Tableau 4. Réserves et ressources de charbon dans le monde dont l'Asie.

	Réserves		Ressources	
	Houille (<i>hard coal</i>)	Lignite (<i>brown coal</i>)	Houille (<i>hard coal</i>)	Lignite (<i>brown coal</i>)
Monde (Gt)	728	276	17 204	4 154
Asie-Océanie (Gt)	316	74	6 903	1 037
Asie-Océanie (%)	42,8	26,8	40,1	25,0

Source : IEA, 2013, pp. 43-44.

les risques associés à ses progrès soient très réduits. Pour preuve, le leadership mondial acquis par l'industrie électromécanique chinoise dans la construction de centrales ultra-supercritiques dont les rendements dépassent 50 %.

Des inflexions possibles mais limitées à moyen terme

Quelles sont les évolutions qui pourraient, au cours des prochaines décennies, freiner la croissance attendue de la consommation de charbon dans les économies émergentes et éviter qu'à l'échelle mondiale elle dépasse 12 Gtec, soit le double de celle de 2014, avant le milieu du XXI^e siècle ?

On ne saurait attendre ce résultat d'un ralentissement de la croissance de la demande d'électricité tant que les pays à forte expansion démographique seront aussi ceux qui sont les plus éloignés d'un accès minimal aux sources modernes d'énergie. Dans ces mêmes pays, on voit mal quels usages de l'électricité pourraient bénéficier de sauts d'efficacité susceptibles de réduire les consommations.

Reste le développement de parcs de production d'électricité moins carbonés. La Chine s'est déjà engagée dans cette voie, mais on mesure le chemin qu'elle va devoir parcourir pour infléchir une production d'électricité 2013 faite de thermique charbon (74 %), d'hydro (17 %), de thermique gaz (3,4 %), d'éolien (2,6 %), de nucléaire (2,0 %) et de solaire (1,0 %). Pour ce faire, elle va ajouter aux 23 réacteurs (20 GW_e) en activité début 2015, les 26 en construction et les 38 programmés. Elle se lance aussi dans l'installation de lignes de transmission en ultra haute tension pour approvisionner les régions méridionales en électricité solaire et éolienne, intermittente, principalement produite dans les provinces septentrionales. Elle va, enfin, faire de plus en plus appel au gaz naturel de Russie et d'Asie centrale par la construction de nouveaux gazoducs, d'Australie sous forme de GNL et peut-être de gaz de schistes extraits de son sous-sol. Entrepris en vue de stabiliser sa consommation de charbon à partir de 2025, puis de la réduire après 2035, dans le but de stopper la dégradation de l'environnement, tous ces investissements entraînent des surcoûts considérables (Yip, 2014).

Aucune autre économie émergente, même pas celle de l'Inde, ne dispose des ressources technologiques et financières de la Chine et pourrait donc la suivre dans sa tentative de diversifier son parc de production d'électricité *away from coal*. C'est le contraire que l'on observe dans un pays comme le Pakistan qui vient de décider, avec la coopération de la Chine, de construire 10 GW_e alimentés par les lignites du désert du Thar.

Quelques enseignements

S'engager en faveur de choix énergétiques compatibles avec le respect de l'environnement, dont le climat planétaire, est tout à fait louable, à condition de ne pas le faire en fermant les yeux sur un autre pan de la réalité, à savoir l'existence de 1,2 milliard d'habitants aspirant à une électricité qui ne pourra pas être tirée des seules sources d'énergie non carbonées.

Même si les pays où vivent ces populations accèdent à du gaz naturel en plus grande quantité et à un moindre coût, ils resteront réticents à l'idée d'abandonner les 80 % des ressources mondiales de charbon qui dorment en grande partie sous leur pied (MacGlade et Ekins, 2015). Ils continueront à construire des centrales thermiques alimentées avec ce combustible.

Ne vaudrait-il pas mieux, alors, plutôt que de jeter l'anathème sur cette filière en s'opposant à ce que la Compagnie française d'assurances pour le commerce extérieur (Coface) appuie la vente de centrales supercritiques par Alstom⁵, encourager les avancées des technologies *High Efficiency, Low Emission* (HELE) qui font la fortune des constructeurs chinois⁶ ?

Dans les programmes de recherche-développement et démonstration (R&DD), une plus grande priorité ne

⁵ L'annonce en mars 2013 que l'Agence française de développement ne financerait plus de centrales au charbon tant qu'elles seraient « sans captage ou stockage du CO₂ » a été confirmée le 27 novembre 2014. Il semble cependant qu'en janvier 2015 l'interdiction ait été limitée aux seules centrales sous-critiques (ALET, 2015).

⁶ On trouve une description très complète des technologies HELE et de ce que l'on peut en attendre en matière de réduction des émissions de CO₂ dans *Technology Roadmap Energy Storage* (IEA, 2014c).

devrait-elle pas être donnée au CCS, seul moyen, en l'état actuel des techniques, de limiter les émissions de GES associées à l'utilisation des sources d'énergie carbonées, y compris celles du gaz naturel ? Entamée au cours des années 2000, la marche dans cette direction sera plus longue que prévue (Finon et Damian, 2011), mais la mise en route, en novembre 2014, de Boundary Dam de Saskatchewan au Canada, première tranche thermoélectrique-charbon équipée d'un captage-stockage du CO₂, est un premier pas⁷.

À la veille de la conférence de Paris sur le climat, le message de Li Junfeng (2014), directeur du Centre chinois de stratégie nationale sur le climat, est on ne peut plus clair : la réduction de la consommation de charbon doit se faire à un rythme adapté, hors de tout accord contraignant, étant entendu que l'innovation technologique est une solution-clé pour améliorer le bilan énergétique.

Références

- Alet, C., 2015. François Hollande enterre discrètement un de ses engagements pour le climat, *Alterecoplus*, 23 janvier (online : <http://www.alterecoplus.fr/environnement/francois-hollande-enterre-discretement-un-de-ses-engagements-pour-le-climat-201501230117-00000666.html?refresh=1>).
- Baumberger, H., 1987. Globale Energieversorgungspässe ?, *Bulletin SEV/VSE*, 78, 2, 77-83.
- Enerpresse, 2015. Japon : hausse attendue des émissions de GES en 2030, 11292, 8.
- Finon, D., Damian, M., 2011, Le captage et le stockage du carbone, entre nécessité et réalisme, *Natures Sciences Sociétés*, 19, 1, 56-61.
- Heinberg, R., 2007. Peak coal: Sooner than you think, *EnergyBulletin.net.*, May 21.
- IEA, 2010. *Projected Costs of Generating Electricity*. OECD/IEA, 83.
- IEA, 2012. *World Energy Outlook 2012*. OECD/IEA, 253.
- IEA, 2013. *Resources to Reserves 2013: Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future*. OECD/IEA, 43-44.
- IEA, 2014a. *CO₂ Emissions from Fuel Combustion*. OECD/IEA.
- IEA, 2014b. *World Energy Outlook 2014*. OECD/IEA, 607.
- IEA, 2014c. *Technology Roadmap Energy Storage*. OECD/IEA, 21-33.
- IEA, 2014d. *Energy, Climate Change Environment, 2014 Insights*. OECD/IEA, 46-54.
- Laherrère, J., 2005. L'état des réserves des combustibles fossiles, in Bobin, J., Huffer, E., Nifenecker, H., *L'Énergie de demain : techniques, environnement, économie*, Les Ulis, EDP Sciences, 169-203.
- Li Junfeng, 2014. « La Chine devra limiter sa consommation de charbon », Entretien, *Le Figaro*, 13 décembre [traduit du *Quotidien du Peuple*].
- McGlade, C., Ekins, P., 2015. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C, *Nature*, 517, 7533, 187-190.
- Martin-Amouroux, J.-M., 2008. *Charbon, les métamorphoses d'une industrie*, Paris, Éditions Technip.
- Martin-Amouroux, J.-M., 2009. Le grand retour du charbon, *Futuribles*, 357, 5-27.
- Martin-Amouroux, J.-M., 2015. Charbon : le Pacifique domine définitivement l'Atlantique, *CCE International. La revue des Conseillers du Commerce Extérieur de la France*, Le monde dans 20 ans, Spécial Perspectives 2015, 41-44.
- Werner, Z., Schindler, J., 2007. *Coal: Resources and Future Production*. Energy Watch Group, July 10.
- Yan Gu, 2013. *Carbon Capture & Storage Policy in China*. Columbia Law School, Center for Climate Change Law, 19-21, October (online: <http://web.law.columbia.edu/sites/default/files/microsites/climate-change/files/Publications/Students/Yan%20Gu%20CCS%20Paper%20Final.pdf>).
- Yip, A., 2014. US-China climate deal underscores need for substantial energy innovation, *The Breakthrough Institute*, December 9, (online: <http://thebreakthrough.org/index.php/issues/decarbonization/us-china-climate-deal-underscores-need-for-substantial-energy-innovation>).

⁷ La situation mondiale de la R&DD relative au CCS est d'une extrême diversité, faite de quelques réussites et de nombreux abandons. Bien que très en retard, la Chine met les bouchées doubles avec l'ambition d'acquérir le leadership du CCS après celui de l'ultra-supercritique. Pour plus de détails : Encyclopedie-Energie.org.