



**LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION
ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE**

UMR 5252 CNRS - UPMF

Technologies énergétiques La nouvelle donne économique

Article à paraître dans *Technology Review*

**Patrick Criqui
Philippe Menanteau**

avril 2007

RAREFACTION DES HYDROCARBURES ET CONTRAINTE CARBONE : UNE NOUVELLE DONNEE POUR LES TECHNOLOGIES ENERGETIQUES

à publier dans Technology Review

Patrick Criqui

Philippe Menanteau,

LEPII, Université de Grenoble-CNRS

Le secteur de l'énergie est au début du XXI^{ème} siècle sous l'emprise d'une double contrainte : une contrainte amont, qui résulte de la raréfaction progressive – non des énergies fossiles car le charbon est abondant – mais du pétrole et du gaz naturel ; une contrainte aval, qui correspond à la montée des limitations d'émission de gaz à effet de serre, du fait de la prise de conscience du changement climatique et de la mise en œuvre des engagements internationaux, comme le Protocole de Kyoto. Les réponses apportées à cette double contrainte – et ce double défi – ne seront pas que technologiques car il faudra aussi des changements de comportement et de nouvelles politiques d'aménagement ou d'infrastructures. Néanmoins le progrès technique restera un élément-clé de la grande bifurcation à entreprendre, vers des sociétés à bas profil en énergie et en carbone.

On sait par ailleurs que dans les prochaines décennies, des investissements massifs doivent être effectués dans le secteur de l'énergie. Du fait de la croissance des besoins dans les pays émergents et de la nécessité du renouvellement des parcs de production électrique dans les pays du Nord, on estime à plus de 300 milliards de dollars les sommes à investir annuellement dans le secteur électrique d'ici 2030¹. Ces investissements modèleront à leur tour le paysage énergétique mondial, bien avant dans le siècle. D'où la nécessité de poser convenablement la question des prix relatifs de long terme, qui détermineront l' « ordre de mérite » des technologies de l'énergie. Si les bons choix sont faits au bon moment, on peut sans doute garder l'espoir de vaincre les défis du prochain siècle. Dans le cas contraire, les risques et les coûts pour les sociétés humaines seront sans doute très élevés.

PRIX DES ENERGIES PRIMAIRES, PRIX DU CARBONE ET COUT D'INVESTISSEMENT DES TECHNOLOGIES NOUVELLES : LES TROIS DIMENSIONS DE L'INCERTITUDE

Jusqu'à la fin du XX^{ème} siècle, le problème du choix des investissements énergétiques était, sinon simple, du moins maîtrisable. La question principale était celle de l'évaluation anticipée des prix relatifs des grandes énergies échangées internationalement : pétrole, gaz naturel et charbon. Dans le secteur électrique en particulier, les technologies de conversion étaient bien connues et des études régulières permettaient de mettre à jour les « couts de référence² » de la production d'électricité. Cela ne signifie pas cependant qu'il n'y avait pas de controverses,

¹ Agence Internationale de l'Energie, World Energy Investment Outlook, Paris, 2003

² Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2003, Les coûts de référence de la production électrique

comme en témoigne celle qui court depuis les années soixante-dix sur le coût du kWh nucléaire. Néanmoins l'incertitude était cernée et elle portait sur un nombre relativement limité de variables.

Aujourd'hui la situation est beaucoup plus complexe car les dimensions de l'incertitude se sont multipliées, reflétant d'une part, la montée des contraintes de ressource et d'environnement et d'autre part, les possibilités nouvelles offertes par des innovations technologiques, qui sont aujourd'hui plus radicales qu'incrémentales. En bref, le choix d'un équipement de production d'électricité, à installer par exemple en 2020, doit prendre en compte : premièrement une estimation des prix relatifs du charbon et du gaz naturel – le pétrole étant d'ores et déjà hors-course dans ce domaine –, deuxièmement une anticipation du prix du CO₂ dans les décennies suivantes, troisièmement une évaluation des coûts du kW installé, au moins pour une chaudière super-critique au charbon, une turbine à gaz en cycle combiné, une ferme éolienne terrestre et un réacteur de type EPR. Encore se limite-t-on ici à un cas simple, sans poser la question de l'optimisation de l'ensemble du système énergétique, avec des solutions énergies renouvelables ou hydrogène ...

UNE NOUVELLE DONNE POUR LES COÛTS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ

Cette montée des incertitudes dans la compétition inter-technologies se traduit par des écarts croissants dans les coûts futurs de production de l'électricité. La base de données TECHPOL³, qui rassemble des informations sur les coûts et performances des principales technologies de l'énergie permet de mener une simulation pour différents jeux d'hypothèses sur l'environnement énergétique international, les politiques climatiques et le progrès technique.

La première hypothèse (2005), décrit la situation actuelle ; la deuxième (2025), reprend les mêmes hypothèses technologiques mais avec une anticipation de hausse des prix de l'énergie pour 2025 ; la troisième (2025 CC), introduit en plus une valeur du carbone – taxe ou prix du permis – de 50 €/tCO₂, et la quatrième (2025 CC+PT), prend en compte les perspectives de baisse de coûts associées aux progrès technologiques attendus, en particulier du fait des effets d'expérience dans la mise en œuvre des technologies. En complément, la situation en 2000 est également décrite, afin de montrer quel a été l'impact des augmentations récentes des prix internationaux sur les coûts de production.

Le choix des technologies retenues correspond au portefeuille d'options qu'envisagent les producteurs d'électricité aujourd'hui. La turbine à gaz en cycle combiné s'est imposée au cours des années quatre-vingt et quatre-vingt dix comme la technologie de référence en raison de son faible coût en capital, de son rendement très élevé et du faible prix du gaz. Cet avantage relatif a dès aujourd'hui disparu et sa compétitivité se détériorera encore avec la hausse attendue des prix du gaz à l'horizon 2025.

Le thermique charbon est donc redevenu la solution de référence dans la plupart des régions du monde, d'autant que les technologies du charbon pulvérisé enregistrent des progrès réguliers sur le plan des rendements (cycles supercritiques et, progressivement, ultra-supercritiques). A terme, la technologie de la gazéification

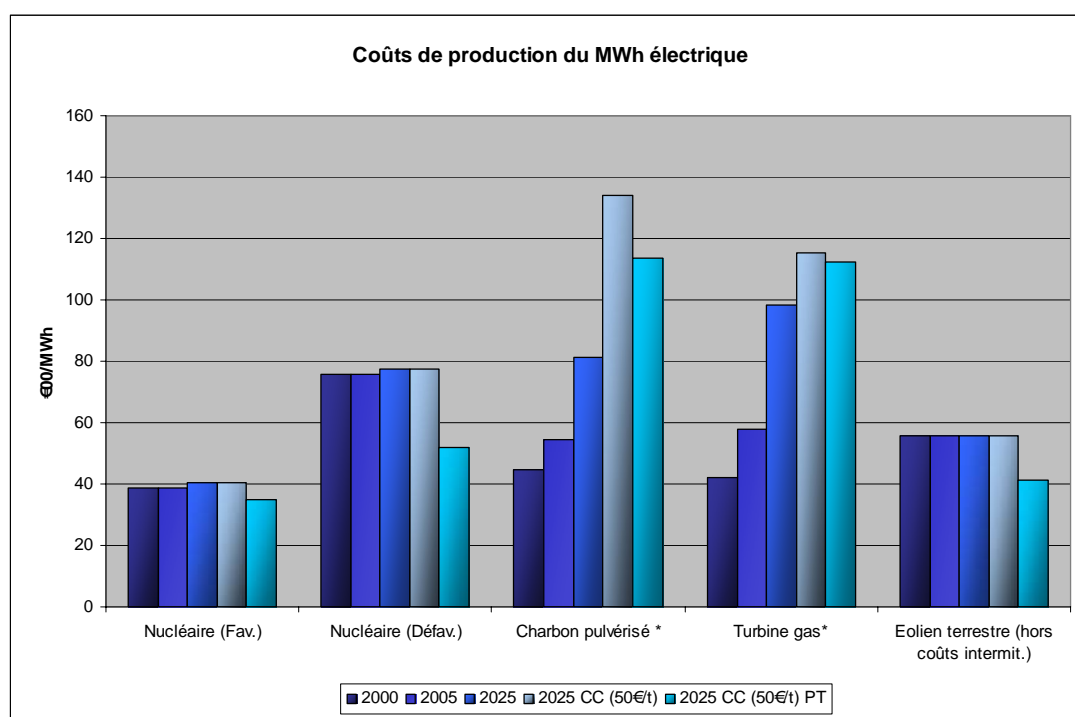
³ Développée au LEPII pour les besoins du modèle énergétique POLES, cette base rassemble des données détaillées et évaluées pour environ cinquante technologies énergétiques-clé.

intégrée devrait s'imposer, notamment en raison de possibilités supérieures pour la capture du CO2. Mais la faisabilité de cette option reste encore à confirmer.

Pour le nucléaire, il faut rendre compte de la très grande incertitude sur les coûts de mise en œuvre des centrales nucléaires, en fonction des conditions sociales et industrielles nationales : le premier cas correspond à un contexte national favorable avec un programme de plusieurs centrales permettant des économies de série ; le second cas, défavorable, traduit les risques de dérive sur les coûts de construction, les délais de réalisation et le coût du capital.

Enfin, l'option éolienne est décrite sur la base des coûts observés sur des sites favorables du point de vue de la ressource, mais non pas exceptionnels. Il n'est pas tenu compte ici des coûts de *backup*, c'est à dire des capacités de production dont il faut disposer en réserve, en cas de panne de vent.

FIG 1 : VARIABILITE DES COUTS DE PRODUCTION ELECTRIQUE



Notes : * les solutions fossiles utilisent des dispositifs de capture du CO2 dans les scénarios 2025 CC et 2025 CC PT. Les prix "entrée centrale" en 2005 sont de 300 €/tep pour le gaz et 145 €/tep pour le charbon.

Les coûts de production de l'électricité en base à partir des énergies fossiles sont assez peu différenciés dans la période actuelle : le gaz qui était l'option la moins chère en 2000 ne l'est plus en 2005 du fait de l'évolution des prix de l'énergie, même si les écarts restent faibles. Le nucléaire serait compétitif dans le cas favorable mais très peu de pays sont susceptibles de réunir de telles conditions et les probabilités de dérive des coûts (cas défavorable) sont fortes. L'éolien serait proche de la compétitivité économique sur des sites favorables, mais il faudrait aussi tenir compte alors des surcoûts de l'intermittence.

Une forte augmentation des prix de l'énergie, car la situation 2025 correspond à un quasi doublement des prix, conduit à un accroissement important des coûts de production d'électricité d'origine fossile, de l'ordre 50 à 60%. L'augmentation n'est que peu sensible pour l'électricité d'origine nucléaire du fait du faible poids du

combustible dans le coût total, et elle est nulle pour l'éolien. Ces deux solutions deviennent à cette date les options de référence pour les pays qui disposent d'une ressource éolienne suffisante ou qui sont capables de mettre en œuvre l'option nucléaire. Pour les autres, l'écart de coût entre le gaz et le charbon se creuse au profit de ce dernier.

L'introduction d'une contrainte carbone renchérit encore le coût des options fossiles même en tenant compte de la possibilité de capturer le carbone. Le coût de la capture est intégré aux technologies charbon et gaz pour les deux derniers jeux d'hypothèses, car il est plus raisonnable de considérer qu'à cette date les équipements de production à partir des fossiles devront incorporer la capture et le stockage du CO₂. Elle se traduit par une très forte augmentation des coûts de production d'électricité, en particulier pour le charbon. L'option gazéification serait éventuellement à reconsidérer ici car la capture est plus facile à mettre en œuvre sur cette technologie que sur le charbon pulvérisé (pré-capture versus post-capture). On observe que la prise en compte du progrès technique ramène le charbon au même niveau que le gaz mais à environ 110 €/MWh, loin au dessus de l'éolien et du nucléaire.

INCERTITUDES ET STRATEGIES DE DIVERSIFICATION DES GROUPES ENERGETIQUES

L'incertitude sur la compétitivité relative des grandes options technologiques conduit aujourd'hui les industriels à développer des stratégies de diversification afin de limiter les risques et d'anticiper les évolutions prévisibles de leur environnement : augmentation des prix des énergies, renforcement de la contrainte carbone, objectifs quantitatifs contraignants pour les renouvelables, etc. ...

Ainsi, le groupe EDF doit, au travers de ses prises de participation dans des entreprises de production d'électricité à l'étranger, gérer aujourd'hui un parc important de centrales thermiques à flamme alimentées au charbon (Chine, Pologne, Royaume Uni). Il considère de ce fait comme prioritaires les actions de recherche visant à développer les usages du charbon propre avec stockage du CO₂, et la maîtrise industrielle de l'ensemble des technologies associées.

Les entreprises pétrolières ont depuis longtemps déjà cherché à élargir leurs activités vers de nouvelles sources d'énergie. Si la transformation, discutée, du sigle BP en "Beyond Petroleum" relève en partie de la stratégie de communication, le groupe pétrolier est de fait devenu un acteur majeur dans le secteur de l'énergie solaire photovoltaïque. En France Total a également investi dans ce secteur avec Tenesol (ex Total Energie) et Photovoltech, ainsi que dans l'éolien et bien entendu dans les biocarburants. Mais la surprise est venue d'une déclaration de son nouveau PDG, C. de Margerie, évoquant récemment l'intérêt du groupe pour l'énergie nucléaire : « *Nous devons certainement un jour prendre part à cette aventure (du nucléaire)* », a-t-il déclaré à la presse anglo-saxonne.

De son côté, le groupe Areva a montré son intérêt pour le secteur de l'éolien – malgré les difficultés de sa filiale Jeumont Industrie – en se portant acquéreur en 2005 de 30% des actions de RE-Power (7eme rang mondial) puis en tentant une OPA sur les 70% restants, en concurrence avec l'indien Suzlon Energy. L'issue de ce duel est encore incertaine mais le prix atteint par les dernières offres montre l'intérêt stratégique que représente pour Areva un positionnement dans ce secteur.

Les estimations des futurs coûts de production de l'électricité comme l'examen des stratégies de diversification des groupes énergétiques montrent que la compétition inter-technologies est aujourd'hui très ouverte. Néanmoins, si la contrainte climatique se renforce, il est clair que les technologies non-émettrices de CO2 vont bénéficier d'un avantage structurel par rapport aux technologies utilisant des combustibles fossiles, qui seront pénalisées par le prix du carbone ou par le coût supplémentaire de la capture et séquestration. Après la crise des années quatre-vingt, le nucléaire et les énergies renouvelables pourraient alors bénéficier d'une seconde chance.

Les sources d'énergie fossiles pour la production d'électricité ne sont pas condamnées pour autant. On peut en effet s'attendre à ce que le développement massif du nucléaire et des renouvelables se heurte à des limites physiques ou sociétales, qui imposeront de recourir encore au gaz naturel et plus probablement au charbon. Dans cette hypothèse, et à moins de progrès techniques radicaux et de prix du charbon très bas, les coûts de production et donc les prix de l'électricité seront nécessairement plus élevés.

La Recherche-Développement jouera donc un rôle-clé pour d'une part, réduire les contraintes qui limitent la mobilisation des options sans CO2 (risque nucléaire, gestion des déchets, intermittence des sources renouvelables) et d'autre part permettre le développement d'un charbon "doublement propre" – par la limitation des pollutions locale et globale avec la capture et séquestration du CO2. En effet toutes ces solutions devront probablement être mobilisées pour assurer l'approvisionnement énergétique mondial sans que soit mis en péril le climat de la planète.