

# La lettre de l'I-tésé

Numéro 3 (mars 2008)

## ■ FAITS MARQUANTS page 2

- ✚ Négociations internationales de l'ONU sur les changements climatiques : un parcours jalonné de risques (F. Thais)

## ■ LE DOSSIER page 4

- ✚ Des grandes manœuvres industrielles dans l'énergie nucléaire (J. David)

## ■ ECLAIRAGES page 8

- ✚ Du bon usage des modèles (JP. Langlois)
- ✚ Un marché libéralisé de l'électricité ne signifie pas une absence d'intervention publique (S. Dautremont)
- ✚ Faut-il continuer à aider au développement de la cogénération ? (D. Proutl)
- ✚ Comment favoriser l'industrialisation en 2020 des procédés de production de biocarburants de deuxième génération : penser dès à présent en terme de filières et non pas de procédés uniquement (J. Imbach)

## ■ BREVES page 14

- ✚ Renaissance du nucléaire ? Quel impact sur le parc des projets en discussion ? (M. Daval)
- ✚ Le bâtiment est-il l'avenir de l'électricité photovoltaïque en France ? (JM. Agator)
- ✚ Quel coût cible pour la production massive d'hydrogène ? (C. Mansilla)

## ■ MARCHES page 18

- ✚ Le marché du carbone en Europe (D. Proutl)
- ✚ Le marché de l'uranium et de l'enrichissement (C. Loaëc)
- ✚ Les prix de l'électricité reprennent leur hausse (D. Proutl)
- ✚ Le prix des matières premières au 21 février 2008 (D. Proutl)

### La lettre de l'I-tésé

**Editeur:** Commissariat à l'énergie atomique  
Bât 460 - 91191 Gif sur Yvette cedex

**Directeur de la publication:** Jean-Paul Langlois

**Rédacteur en chef:** Jean-Paul Langlois

**Rédacteurs:** Françoise Thais, Jacques David,  
Jean-Paul Langlois, David Proutl,  
Séverine Dautremont, Juliette Imbach,  
Mehdi Daval, Jean-Marc Agator,  
Christine Mansilla, Christine Loaëc

**Diffusion:** Patricia Thibault

**Conception et réalisation:** Spécifique

**Tous droits de reproduction réservés.**

## EDITO

Si un consensus mondial se dessine quant à la nécessité d'agir rapidement face aux menaces du changement climatique, le défi que pose l'organisation d'une gouvernance mondiale ou au moins d'une cohérence mondiale des stratégies énergétiques est loin d'être gagné. La conférence de Bali a bien mis en évidence les risques auxquels nous sommes confrontés.

Parmi les éléments de solution figure la relance de l'énergie nucléaire. Le terme de "renaissance du nucléaire" adopté par les anglo-saxons évoque bien la période actuelle. De même que la culture antique a été redécouverte à l'époque de la Renaissance, beaucoup retrouvent les mérites de l'énergie nucléaire que la génération précédente avait déployée industriellement et qui semblait avoir vieilli prématurément dans de nombreux pays.

Avec les délais propres à ce secteur industriel, cette relance du nucléaire a commencé par de gigantesques recompositions industrielles au niveau mondial, et c'est l'objet du dossier de cette édition.

Nous sommes maintenant dans la phase de déploiement des conditions nécessaires à cette relance sur de nombreux plans : réglementations, organisations, formation et recrutement - 10 000 embauches par an pour AREVA ! - préparation des commandes ; du fait de l'arrêt des centrales devenues obsolètes, c'est surtout à partir de 2020 qu'une forte croissance de la puissance électronucléaire sera visible au niveau mondial, même si elle est déjà perceptible dans quelques pays comme en Chine.

Pour définir et mettre en œuvre les stratégies nécessaires à la satisfaction de nos besoins énergétiques avec une bonne sécurité d'approvisionnement et en respectant notre planète, il faut savoir se projeter dans l'avenir, et créer les conditions incitant les décideurs industriels à investir dans les directions qui correspondent aux besoins sociétaux. C'est une lourde responsabilité qui échoit au politique ; quelques réflexions sont présentées ici sous forme d'éclairages sur ces difficiles sujets.

Enfin, quelques informations et quelques éléments statistiques sont destinés à apporter des éléments plus quantitatifs sur cette revue de l'actualité si riche en évolutions de fond.

Jean-Paul LANGLOIS  
Directeur de l'I-tésé

- N'hésitez pas à réagir sur ce numéro en nous adressant un e-mail à l'adresse : jean-paul.langlois@cea.fr

## FAITS MARQUANTS

### Négociations internationales de l'ONU sur les changements climatiques : un parcours jalonné de risques

La dernière conférence internationale de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques s'est tenue à Bali en décembre 2007 dans un contexte de *risque* climatique plus que jamais révélé après la parution récente du 4<sup>ème</sup> rapport du GIEC (couronné du prix Nobel de la paix).

#### *Risques politiques*

Sans attente majeure de la part des scientifiques, cette conférence avait pour objectif stratégique d'engager un processus de négociations devant aboutir à la mise en place d'un nouvel accord post-Kyoto à partir de 2013. Malgré les *risques* politiques d'un isolement complet des Etats-Unis, qui reste désormais le seul pays industrialisé à ne pas avoir ratifié le protocole de Kyoto (suite au ralliement de l'Australie en séance), les discussions intenses, bien que particulièrement mouvementées les derniers jours, ont pu atteindre leur but. Elles ont en effet permis de conclure à un plan d'action, dont l'existence et l'acceptation in extremis par toutes les parties prenantes, sont probablement les véritables résultats de ce rendez-vous international.

#### *Risque d'une absence d'accord dans la continuité de Kyoto?*

Feuille de route pour les deux prochaines années, le plan d'action adopté prévoit de futures négociations sur les quatre thèmes suivants<sup>1</sup>:

- atténuation du changement climatique,
- adaptation au changement climatique,
- coopération technologique,
- mécanismes financiers.

Ces discussions devront préparer la prochaine rencontre planifiée à Copenhague fin 2009, date butée dans le compte à rebours du post Kyoto, car les procédures d'adoption et de ratification d'un accord nécessitent un délai important. Il s'agira alors, au cours des deux années qui viennent, d'utiliser toutes les ressources nécessaires pour favoriser les synergies et les dialogues, afin de permettre la concrétisation d'un nouvel accord

<sup>1</sup> « Le plan d'action de Bali : une première étape vers un accord global sur le climat ? »  
Matthieu Wemaëre, Laurence Tubiana Iddri décembre 2007

contraignant fin 2009. Le *risque* encouru est celui d'aborder une période de vide juridique après 2012, qui aboutirait probablement à un échec de la tentative de lutte contre l'effet de serre. En effet, la perte de la dynamique de progression entraînerait une remise en cause de la crédibilité du protocole et un arrêt des investissements qui ne peuvent se faire sans une confiance dans cette progression.

#### *Quels scénarios pour un post-Kyoto ?*

Plusieurs options ont été étudiées dans ce cadre. Certains scientifiques ont même avancé l'hypothèse de sa suppression sans son remplacement, en proposant un libre cours à des actions spontanées, mais estimées probablement insuffisantes par rapport à un objectif rapproché dans le temps<sup>2</sup>. D'autres ont analysé la crédibilité d'un retour des Etats-Unis dans le protocole et se sont interrogés sur la nature du nouveau régime qui pourrait en découler<sup>3</sup>. A été également envisagée la réforme globale des institutions de l'ONU, dans le domaine du climat mais aussi celui du financement de l'économie mondiale et des échanges de biens et de services, pouvant aboutir à un nouveau Bretton Woods<sup>4</sup>.

Enfin, la diversité des acteurs en jeu, motivés par des intérêts différents, dépendant de leur niveau de développement, de leur position stratégique, ... explique la complexité de la mise en place d'un accord.

Alors la solution finalement retenue ne devra-t-elle pas intégrer, comme le proposent certains, des engagements différenciés par groupe de pays, en distinguant les pays industrialisés, les pays émergents et les pays en développement ? L'essentiel serait que toutes les parties contribuent à l'effort collectif, mais de manière différente. Les pays industrialisés auraient des contraintes chiffrées absolues, tandis que les pays émergents

<sup>2</sup> « Pari à Bali » Patrick Criqui LEPII-CNRS 3 décembre 2007

<sup>3</sup> « Economie politique internationale de l'environnement global : Kyoto est-il condamné ? »

Pierre Berthaud, Denise Cavard, Patrick Criqui LEPII-CNRS 2005

<sup>4</sup> « Le post-Kyoto nécessitera-t-il un nouveau Bretton Woods du carbone ? »

Antoine-Tristan Mocolnikar Energie Intelligence août 2007

seraient contraints par des gains d'efficacité énergétique ou d'intensité d'émissions, complétés par des engagements sectoriels. Quant aux pays en développement, une approche plus flexible basée sur la coopération, permettrait de s'adapter à la situation de chacun<sup>5</sup>.

### ***Le risque d'un manque de temps***

Quel que soit le parcours emprunté pour les négociations internationales de demain, le défi de la lutte contre les changements climatiques doit être relevé sans tarder, les scientifiques annonçant en effet que les actions entreprises dans les 10 à 20 prochaines années seront déterminantes vis-à-vis d'une mitigation des gaz à effet de serre. Ceci a d'ailleurs été exprimé récemment par Rajendra Pachauri, président du GIEC : «si aucun accord contraignant pour toutes les parties n'est statué à la fin 2009, alors ma conviction personnelle est qu'il sera trop tard!».

### ***Conclusion***

L'état d'avancement des négociations internationales de l'ONU sur les changements climatiques confirme la difficile et lente progression de ce processus, initié pourtant il y a 25 ans à l'issue du sommet de Rio, et suivi il y a déjà 10 ans par l'adoption du protocole de Kyoto. Une des difficultés de ce parcours, nécessaire à la mise en place d'une gouvernance mondiale, tient à la gestion des risques différents qui y sont associés. En particulier, l'enjeu d'aujourd'hui est d'aboutir au scénario qui minimisera l'ensemble des risques encourus.

*Françoise THAIS*

---

<sup>5</sup>« Négociations sur le changement climatique : propositions pour une nouvelle stratégie française »  
Michel Colombier, Hubert Kieken, Laurence Tubiana, Matthieu Wemaëre Iddri Synthèses avril 2007

---

## LE DOSSIER :

---

### Des grandes manœuvres industrielles dans l'énergie nucléaire

---

Dallas, ton univers impitoyable ! Toi qui dans les années 80 régnais au petit écran comme l'or noir sur le monde ; toi qui déversais devant nos yeux tes hectolitres de pétrole, énergie reine à cette époque ; toi qui avais survécu aux désillusions des crises énergétiques des années 70<sup>1</sup> dont certains ambitieux ne se sont pas relevés, que deviens-tu à l'aube du XXI<sup>ème</sup> siècle ?

Désormais, la fée électricité tient le haut de l'affiche. Partout les projets bouillonnent, la tendance est à la restructuration, les investissements préconisés par les analystes se multiplient.

Bref, les nouveaux JR (compagnies pétrolières, compagnies minières, électriciens, ...) rêvent d'électricité et se mettent en ordre de bataille pour en contrôler les ressources (pétrole, gaz, charbon, uranium, ...).

Voici un éclairage des derniers rebondissements de cette nouvelle saga qu'est la production d'électricité.

#### ***Le gaz : toujours plein d'avenir, mais des limites apparaissent***

A la fin des années 90 (1997 – 2004), on sentait l'heure du gaz arriver. Abondant et bon marché, il s'imposait comme le successeur du pétrole et du charbon, et *a fortiori* du nucléaire, énergie vieillissante et embarrassante<sup>2</sup>.

Ainsi, le Royaume-Uni, fort de sa manne pétrolière et gazière en Mer du Nord, semblait destiné à un brillant avenir. Or, devenu indispensable et stratégique, ses limites sont apparues : dépendance accrue à quelques pays fournisseurs, augmentation des prix et émissions de gaz à effet de serre.

---

<sup>1</sup> On lira la description pleine d'humour de cette époque du professeur Kenneth Deffeyes dans « Beyond oil, the view from Hubbert Peak »

<sup>2</sup> Loi de sortie en Belgique en 1999, en Allemagne en 2000

#### ***La recomposition des fabricants de réacteurs nucléaires***

En parallèle, la Grande Bretagne, via le porte-drapeau de sa filière nucléaire BNFL<sup>3</sup>, s'était doté (avant AREVA !) d'une filière complète combustible et réacteurs en rachetant Westinghouse en 1998. Sept années plus tard, suite à ses déficits chroniques, BNFL fut revendue « à la découpe », en commençant par son joyau Westinghouse. Celui-ci, après deux années de tractations, échut à ... la compagnie japonaise Toshiba pour le prix remarquable et remarqué de 5 milliards de dollars<sup>4 5</sup>!

Entre-temps, sans émission de CO<sub>2</sub>, le nucléaire était devenu rentable<sup>6</sup> pour les investisseurs.

Avec ce coup de tonnerre, les grandes manœuvres nucléaires étaient lancées. Toshiba s'offrait à la fois l'opportunité d'attaquer le marché américain, et celle de pénétrer le juteux marché chinois.

Cette union nippo-américaine eut comme conséquence de pousser les acteurs nucléaires occidentaux à l'action. Hitachi s'associa avec General Electric<sup>7</sup> - dernier constructeur purement américain de réacteurs nucléaires - et Mitsubishi (MHI), allié historique de Westinghouse<sup>8</sup>, se rapprocha d'AREVA.

---

<sup>3</sup> BNFL : British Nuclear Fuel Ltd, équivalent anglais de COGEMA.

<sup>4</sup> « En rachetant Westinghouse, Toshiba va rivaliser avec Areva » Les Echos, 25/01/2006

<sup>5</sup> Toshiba revendra quand même finalement près de 33% (il espérait 49%) de Westinghouse à divers actionnaires privés (l'américain Shaw, le japonais IHI (« Toshiba ne sera pas un groupe sans usine » Les Echos 15/10/07), et 10% à la compagnie nucléaire nationale kazakhe Katomprom (« Nucléaire : Toshiba vend 10% de Westinghouse à un groupe public kazakh », Les Echos, 13/08/.2007))

<sup>6</sup> hyper-rentable même, pour les centrales nucléaires américaines dont l'investissement est amorti depuis longtemps (« vaches à lait »)...

<sup>7</sup> « Hitachi et GE projettent de construire deux réacteurs nucléaires aux Etats-Unis » Les Echos 26/06/2006

<sup>8</sup> MHI pourtant désormais concurrent de Westinghouse, fournira quand même les turbines des AP1000 commandés en Chine (Japan Corporate News, 28/09/07)

De cette dernière association est née la compagnie ATMEA<sup>9</sup>, qui vise à commercialiser une gamme commune de réacteurs de moyenne puissance (1000 MWe), destinée notamment aux pays en développement. En outre, la Corée du Sud envisage de se (re)lancer dans l'exportation de sa technologie.

Enfin, la Russie mène depuis maintenant deux ans une réorganisation complète de sa filière nucléaire sous forme d'un « AREVA à la Russe » (un « Gazprom du nucléaire » ?), avec la compagnie Rosatom, dont la réorganisation est en phase d'achèvement<sup>10</sup>.

Et ce n'est pas fini. La Chine, voire l'Inde devraient leur emboîter le pas...

### ***Concentration également dans le secteur de l'enrichissement de l'uranium ...***

Cette réorganisation des acteurs du nucléaire ne se limite cependant pas aux réacteurs. En amont, la bataille est également présente sur le marché des matières premières et de l'enrichissement.

Sur ce dernier marché, peu sont présents : AREVA, URENCO<sup>11</sup>, les compagnies nationales ou ex-nationales américaines USEC et russes TVEL/Tenex (intégrée dans Rosatom). Néanmoins les projets ne manquent pas, tant en Europe - construction de l'usine Georges Besse II d'AREVA et extension d'URENCO financée par la Banque européenne d'Investissement<sup>12</sup> - qu'aux Etats-Unis<sup>13</sup>, où au-delà de l'acteur national habituel, les compétences européennes pourraient enfin entrer sur le marché<sup>14</sup>.

### ***... et en remontant le cycle dans les mines***

Or, pour enrichir l'uranium, il faut en avoir ! D'où la croissance simultanée de l'intérêt des investisseurs à son égard et de son prix spot. AREVA l'a bien compris ; le n°3 mondial de la

production d'uranium a ainsi remporté la bataille du rachat d'URAMIN pour 1,9 milliard d'euros en août 2007, se constituant par là-même un atout de taille dans la sécurisation de la fourniture du combustible pour les EPR commandés par la Chine en automne 2007<sup>15</sup>. De même, en ce début 2008, la sécurisation pour AREVA de ses approvisionnements en uranium du Niger a de nouveau été à l'ordre du jour.

De son côté, et bien qu'il soit très en pointe<sup>16</sup>, le n°1 mondial de l'uranium CAMECO, se voit en passe d'être doublé par la mégafusion proposée par Rio Tinto avec son concurrent BHP Billiton<sup>17</sup> (147 milliards de dollars en jeu !). L'intérêt des chinois a été attisé : ils entrent pour 12% au capital de Rio Tinto.

Notons que cette fusion concerne autant le charbon et les ressources minérales en général que l'uranium en particulier.

L'épilogue de la fusion Rio-Tinto - BHP Billiton n'est toujours pas connu, mais on pressent que cette concentration va se poursuivre, avec désormais comme nouvelles parties prenantes les grands acteurs « souverains », notamment les grands clients - dont la Chine - et les grands fournisseurs dont la Russie et le Kazakhstan (un potentiel « uranifère » parmi les plus importants du monde<sup>18</sup> s'ajoute à ses potentiels pétrolier et gazier bien connus).

### ***Les électriciens européens font leur marché***

Intéressons-nous à présent à l'aval, c'est-à-dire au monde des producteurs d'énergie, et en particulier d'électricité.

La concentration y est également très présente. Ainsi, aux Etats-Unis le nombre d'entreprises impliquées dans le nucléaire est passé de 101 en 1991 à seulement 27 fin 2005, le *top ten* concentrant à lui seul 68% de la capacité américaine totale.

<sup>9</sup> « Areva et Mitsubishi vont développer un réacteur nucléaire commun », Les Echos, 03/09/07

<sup>10</sup> « Rosatom veut devenir le quatrième grand acteur de l'énergie nucléaire » Les Echos 11/12/07

<sup>11</sup> Compagnie détenue à part égale par le Royaume-Uni (via BNFL), la Hollande, l'Allemagne)

<sup>12</sup> « La BEI investit dans la diversification des sources d'énergie » source : BEI, le 24/09/2007

<sup>13</sup> « American Centrifuge construction begins », World Nuclear News, 01/07/07

<sup>14</sup> « Areva projette d'enrichir de l'uranium aux Etats-Unis », Les Echos 03/07/2007 (inclus détails sur projets USEC et URENCO).

<sup>15</sup> « Nucléaire : Areva décroche enfin son grand contrat chinois » Les Echos, 27/11/2007

<sup>16</sup> « Cameco renforce sa présence en Australie », Les Echos, 04/10/07

<sup>17</sup> « Les acheteurs inquiets d'une fusion entre Rio Tinto et BHP Billiton » Les Echos, 27/12/07

<sup>18</sup> « Kazakhstan : Fillon visite un pays aux riches ressources naturelles », Europe 1, 08/02/08, « Le Kazakhstan lance un nouvel avertissement aux firmes pétrolières étrangères », Les Echos 08/02/08, « Kazakhstan: China Gets a Share in Uranium Mine », BLOOMBERG, 13/11/2007

En Europe, la course à la première place est également très animée.

Outre le feuilleton franco-belge Suez-Gaz de France dont le dénouement est proche, évoquons le géant allemand multi-énergies E.ON (n°1 européen créé en 2000 par mégafusion des deux principaux acteurs allemands du secteur) qui a tenté de reprendre l'électricien espagnol ENDESA en 2006.

Peine perdue car après un an de bataille juridique, d'interventions respectivement gouvernementale espagnole au nom du patriotisme économique et de la Commission Européenne au nom du respect de la concurrence, c'est finalement l'italien ENEL qui a emporté le morceau en décembre 2007 pour près de 43 milliards d'euros, associé au groupe de BTP espagnol Acciona<sup>19</sup>. ENEL avait déjà avalé la compagnie nationale d'électricité slovaque en 2006<sup>20</sup>, ce qui lui permettait de revenir de façon active dans le nucléaire<sup>21</sup> à l'extérieur des frontières italiennes où cela lui reste encore interdit.

Mais E.ON n'a pas vraiment tout perdu, car il récupère, outre la compagnie locale Viesgo, la plupart des actifs d'ENDESA hors Espagne, dont la SNET, troisième producteur d'électricité français, ce qui lui permet enfin de pénétrer, même indirectement, ledit marché<sup>22</sup>. D'une certaine façon, il rend enfin, même si à échelle moindre, la réciproque des participations d'EDF en Allemagne.

Car EDF est de plus en plus présente en Europe. En Allemagne, où elle possède 49% d'ENBW depuis 2000, mais souhaiterait monter au-delà ou, à défaut, – elle est bloquée par les autres actionnaires allemands – racheter une autre compagnie (par exemple RWE<sup>23</sup> ?) ; en Italie – on se souvient encore de l'épopée du rachat d'Edison en 2001 (finalisé en 2005 après un « Yalta » italo-français<sup>24</sup>, où ENEL obtint l'accès à 12,5% de

l'EPR de Flamanville<sup>25</sup>) – ; ainsi qu'en Angleterre où via « EDF Energy » (acquise en 2002) elle proposera (sans doute) l'EPR à l'appel d'offres du gouvernement du Royaume-Uni prévu pour cet été pour le renouvellement du nucléaire anglais - elle ne sera sans doute pas la seule... E.ON et d'autres seront aussi sur les rangs.

En effet, EDF ne peut pas rester en retard par rapport à ses rivaux européens, c'est ce dont tous les analystes de la place européenne sont bien convaincus : si E.ON est le premier « multi-énergie » d'Europe, EDF en est quant à elle la première « électrique » - elle devra donc sans doute agir elle aussi bientôt pour se développer comme les autres et, comme on ne prête qu'aux riches, la rumeur la désignait récemment comme potentiel reprenneur d'une compagnie espagnole (encore), IBERDROLA<sup>26</sup>, au point que son président (d'EDF) dut démentir auprès de ses administrateurs depuis la Chine où il était en voyage<sup>27</sup>. Un démenti... qui confirme l'intérêt de la compagnie pour l'opération !

### *Alors, recomposition(s) à suivre ?*

Comme on le voit, les enjeux énergétiques et électriques, devenus majeurs et à l'échelle mondiale, sont en pleins bouleversements. Les stratégies d'acteurs deviennent complexes et imbriquées, ainsi AREVA et EDF peuvent-elles tout à la fois mener une stratégie diversifiée géographiquement et par domaine : tantôt au plan national client/fournisseur ce qui est leur relation « naturelle » de base, tantôt concurrents ou plutôt « coopétiteurs » associés au plan mondial comme en Chine ou aux Etats-Unis où leur complémentarité, conjointe à la réputation française d'excellence nucléaire et électrique, fait merveille, tantôt séparés comme le champ de la concurrence des marchés de l'électricité en Europe ou celui de la chaîne amont-aval du nucléaire.

Une activité qui est liée, pour l'Europe, à la mise en place des derniers éléments de la libéralisation des marchés de l'énergie initiée par l'Union Européenne à partir de 1995, et simultanément

<sup>19</sup> « Endesa : Enel évalue à 1 milliard d'euros les économies annuelles issues des synergies » Les Echos, 12/12/07

<sup>20</sup> « Enel a achevé l'acquisition de la première compagnie d'électricité slovaque » Les Echos 02/05/06

<sup>21</sup> « Slovaquie : Enel construira deux tranches de la centrale nucléaire de Mochovce » Les Echos 26/02/07

<sup>22</sup> « E.ON et Enel s'entendent pour dépecer l'espagnol Endesa » Les Echos, 03/04/07

<sup>23</sup> « EDF et l'Elysée s'intéresseraient de près à RWE », Les Echos, 28/01/08

<sup>24</sup> « EDF-Edison : Rome et Paris négocient un Yalta de l'énergie » Les Echos, 24/02/03

<sup>25</sup> « EDF et Enel signent leur accord de partenariat dans le nucléaire », Les Echos 30/11/07

<sup>26</sup> Qui avait elle-même « mangé » Scottish Power un peu plus tôt : « Iberdrola s'offre Scottish Power pour s'imposer dans le gotha européen » Les Echos 29/11/06

<sup>27</sup> « Conseil d'administration imprromptu chez EDF à propos d'Iberdrola » Les Echos, 07/02/08

avec les préoccupations croissantes de coût et de sécurité d'accès aux ressources énergétiques – on retrouve le cas du gaz par lequel nous avons commencé, où la problématique du face-à-face Europe Russie est très présente.

Et, aux Etats-Unis, où (même si de manière différente) les mêmes questions se posent déjà ou vont se poser, la recomposition s'amorce également : un lent mouvement de concentration pousse les opérateurs électriques à se regrouper<sup>28</sup>, pour (notamment dans le cas du nucléaire) partager les économies d'échelle et permettre de disposer de standards et pratiques communes (p.ex. de sûreté) enclenchant la mutualisation<sup>29</sup> des bonnes pratiques d'exploitation et de maintenance<sup>30</sup>, ou (plus généralement) pour disposer de la surface (financière) suffisante pour engager les investissements nécessaires.

La diversité des paysages et la multiplicité des enjeux caractérisent ainsi les principaux acteurs de l'énergie, comme nous avons essayé de l'illustrer brièvement ci-dessus. Les interactions complexes entre les deux moyens du « plus d'efficacité » que sont « plus de concurrence » et « plus d'économies d'échelle » nous promettent une actualité abondante ces prochains mois et années, actualité que nous n'avons fait qu'effleurer dans ce bref article.

*Jacques DAVID*

---

<sup>28</sup> Par opposition au marché autrefois « éclaté » des opérateurs américains, où jusque dans les années 80 on pouvait avoir quasiment autant de compagnies que de centrales...

<sup>29</sup> D'où amélioration de la productivité et réduction des coûts...

<sup>30</sup> « An ocean apart? » Jacques Leclercq & Laurent Stricker, Nuclear Engineering International, décembre 2005

---

## ECLAIRAGES

---

### Du bon usage des modèles

---

L'objectif d'une modélisation est d'analyser un phénomène pour comprendre son fonctionnement, pouvoir ainsi prévoir son évolution et être en mesure d'agir sur les paramètres en connaissance de cause.

La modélisation d'un phénomène physique passe par l'identification des lois prépondérantes qui le régissent, leur mise en équations mathématiques et leur résolution. Le recalage par rapport à des expériences réelles correctement instrumentées permet de vérifier le bon fonctionnement du modèle quitte à introduire et agir sur quelques coefficients de correction ; ceci dans le but d'améliorer la prise en compte de phénomènes complexes modélisés de façon simplifiée.

Ce type de modèle fonctionne assez bien pour les systèmes physiques linéaires comme la fission nucléaire. Pour ceux-ci, on passe relativement facilement de la petite échelle à la taille industrielle. En revanche, pour des systèmes essentiellement non-linéaires comme la fusion, il en va tout autrement et des expériences à grande échelle (ITER ou Laser Megajoule) sont nécessaires pour recalibrer les codes de simulation. Dans tous les cas, la modélisation n'est véritablement fiable que dans un domaine où l'on s'est recalé sur des vérifications expérimentales. On parle d'interpolation entre les points expérimentaux connus. Quand on sort du domaine testé (extrapolation), on doit supposer que les lois physiques que l'on a utilisées s'appliquent toujours dans ce domaine inconnu.

Dans le cas de la météo, la limitation des codes de prévision est essentiellement due aux limites du maillage : il faudrait affiner les mesures de température, pression, hygrométrie, ... pour densifier le maillage et améliorer la qualité des prévisions. On se heurte à la difficulté de prise de données et à leur traitement statistique. Les progrès sur les performances des ordinateurs expliquent en grande partie les améliorations obtenues ces dernières années sur la fiabilité des prévisions.

Dans le domaine de l'électronique, la course vers la miniaturisation, du fait du changement d'échelle, modifie l'importance relative des lois de la

physique. Ainsi les micro-technologies se contentent d'utiliser la physique newtonienne classique. En revanche, la percée vers la nanoélectronique (1 nanomètre =  $10^{-9}$ m) nécessite de passer à une physique prenant en compte la physique quantique.

Si on fait le parallèle avec l'économie, on peut constater que les modèles économiques décrivent des systèmes qui sont liés à un mode d'organisation de la société à un instant donné.

En les recalant sur le passé, il serait alors possible de prévoir l'avenir à condition que l'organisation de la société et de son économie reste la même. Nous savons aujourd'hui que cela n'est pas le cas. En particulier dans le domaine de l'énergie, il existe au moins trois grands types de rupture qui viennent perturber les lois :

- les ruptures technologiques,
- les ruptures d'organisation et de business model,
- les ruptures de comportement de type sociétal.

Ces trois types de rupture ont des incidences quantitatives, et même qualitatives ; c'est sur ce dernier point que les prévisions sont les plus difficiles.

#### *Les ruptures technologiques*

Elles sont statistiquement certaines, et cependant impossibles à prévoir : quand on fait des prévisions énergétiques pour 2020, on ne craint guère de se tromper en raisonnant sur les technologies connues actuellement au niveau de la paillasse du labo. Si on veut prolonger vers 2030, on est tenté de procéder par continuité, mais pour 2050, le bon sens et l'observation du passé (irruption en moins de 20 ans de technologies comme le four à micro-ondes, le téléphone portable, le microordinateur, ...) nous amènent à penser qu'en 2050 des changements de technologies auront modifié la donne. Reste à savoir lesquels : batteries d'accumulateurs légères, de forte puissance et durables, cellules PV économiques et à haut rendement, piles à combustibles économiques ?



### ***Les ruptures d'organisation et de business model***

Par définition, une rupture technologique ne consiste pas en une évolution continue d'une technologie, mais une irruption d'un maillon nouveau provenant la plupart du temps d'un autre domaine technologique et donc développé dans un autre but. Ceci s'accompagne très souvent d'un changement d'acteurs et d'organisation. Le cas d'école le plus connu est celui de la montre à quartz qui n'a pas été inventée par les horlogers suisses mais par les électroniciens japonais, même si l'horlogerie traditionnelle a réussi par la suite un retour partiel grâce à une brutale adaptation.

De même, et bien qu'il ne s'agisse pas d'une rupture technologique mais d'une vision décalée des produits, c'est Matra qui a inventé le concept des monospaces auxquels les constructeurs traditionnels ne croyaient pas. Demain qui va inventer la voiture électrique ? Peut-être un grand actuel du domaine, mais peut-être aussi un constructeur de batteries comme Saft ou un visionnaire comme Michelin, ou encore une start-up qui n'est pas encore créée !...

### ***Les ruptures de comportement de type sociétal***

Dans les romans de science-fiction, il n'est pas rare de trouver des descriptions assez fidèles d'avancées technologiques qui n'interviendront que 50 ans après. Mais quand on relit Jules Verne, voire Tintin, on est surpris du décalage complet quant à l'absence de prévision de l'évolution des rapports humains : vision datée de la femme, des habitants des pays émergents (Tintin au Congo !), des relations entre générations....

Ces évolutions profondes ont un impact sur nos modes de vie et de ce fait sur notre consommation.

A partir de là, sommes-nous capables d'imaginer quelle sera notre relation au travail dans 50 ans, quels seront notre mode d'habitation, notre cellule familiale, nos relations intergénérationnelles, nos habitudes de vacances et de déplacements ?

Compte tenu de toutes ces réflexions, un certain nombre de conséquences s'impose pour un prévisionniste :

**1/** Un modèle peut permettre éventuellement de comprendre le passé, il ne peut en aucun cas permettre de prévoir l'avenir dans la mesure où la seule certitude que nous pouvons avoir est que l'avenir ne sera pas le prolongement du passé.

**2/** L'utilisation d'un modèle pour l'avenir ne peut prétendre qu'à esquisser des scénarios découlant des hypothèses prises. Cela permet de faire apparaître les sensibilités à certains paramètres, d'identifier les obstacles qui se dressent devant nous et que nous percuterions si nous avançons par continuité.

**3/** Le rôle du prévisionniste est de détecter au plus tôt les signaux faibles qui sont les précurseurs des évolutions majeures qui nous attendent.

**4/** La détection de ces signaux faibles nécessite une grande connaissance des impasses dans lesquelles nous sommes embarqués, des outils de veille efficaces et surtout une grande intuition pour comprendre la portée d'événements insolites.

**5/** La veille efficace ne peut se réduire à utiliser les meilleurs outils du commerce qui s'avèrent d'un maniement complexe et toujours très coûteux et chronophages. Leur maniement finit par masquer la question essentielle : Que cherche-t-on ? Là, seul intervient l'expert. A la fois, il doit connaître le domaine, mais surtout doit avoir un grand recul, car, nous l'avons dit plus haut, les principales ruptures viendront de l'extérieur du domaine technologique et il y aura généralement au départ une réaction de rejet du milieu.

*Jean-Paul LANGLOIS*

## Un marché libéralisé de l'électricité ne signifie pas une absence d'intervention publique

Le mouvement de déréglementation des marchés a été lancé aux Etats-Unis par l'administration Jimmy Carter où les transports aériens et les services financiers ont été les premiers secteurs déréglementés, ainsi qu'au Royaume-Uni à l'époque de Margaret Thatcher. Sous l'impulsion européenne, le mouvement s'est généralisé dans les années 80-90 à l'ensemble des pays de l'Union, dont la France.

Lors de ces déréglementations, l'Etat s'est désengagé du capital d'un grand nombre d'entreprises, a introduit la concurrence et a rendu possible le recours à l'initiative privée.

Dans le cas de l'électricité, la fourniture était assurée depuis 1946 par EDF, établissement public à caractère industriel en situation de monopole. Avec la directive européenne 2003/54 du 26 juin 2003<sup>1</sup> relative au marché intérieur de l'électricité, transposée en droit français, l'Union a souhaité mettre en place un marché intérieur de l'électricité et le secteur a alors été libéralisé.

Est-ce à dire que le démantèlement du monopole public est synonyme de la fin de l'intervention de l'Etat dans le secteur de l'électricité ?

L'exemple de ce secteur nous permet de montrer de manière non exhaustive que, dans l'activité économique, les notions Etat et Marché, ou service public/productions marchandes privées ne sont pas antinomiques : la libéralisation n'entraîne pas la fin de l'intervention publique ni ne remet en cause sa légitimité. Au contraire.

***Une intervention publique à la fois sectorielle et nationale, elle-même transposée sur le plan communautaire***

La transposition en droit français des directives européennes est progressive et régulée.

La libéralisation s'est accompagnée de la **création d'une agence de régulation**, qui est une administration indépendante, **spécifique au secteur** : la commission de régulation de l'énergie (CRE). De plus, les pouvoirs publics interviennent également par le biais de **deux institutions**

agissant quant à elles **aux niveaux national et transverse** à tous les secteurs : le Conseil de la concurrence, qui est également une administration indépendante, ainsi que la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF), du ministère de l'Economie, des finances et de l'emploi.

Sur le **plan communautaire**, ces institutions sont chacune en liaison avec une direction de la commission européenne, la DG « Concurrence » (DG COMP) et la DG « Energie et Transport » (DG TREN). Les directions fixent le cadre commun à toute l'Europe, laissant une adaptation spécifique à chaque pays.

### ***Différentes formes d'intervention publique***

Le but de ces institutions ? Conduire le secteur vers plus d'efficacité. L'objectif final étant commun, Anne Perrot (2004)<sup>2</sup> clarifie les différences fondamentales entre les formes d'intervention publique pour mieux les identifier, même si la réalité n'est pas aussi stricte.

Par simplification, on différencie les autorités de régulation (AR) au niveau sectoriel et les autorités de concurrence (AC) au niveau national. Les AR ont pour mission d'assurer la transition vers une structure concurrentielle et d'organiser le secteur. Les AC agissent de manière transversale et assurent la surveillance des règles du jeu concurrentiel.

Il en découle des instruments et des formes d'intervention publique très différents. Chargées de l'organisation, les AR interviennent a priori, sur la manière même dont les échanges se font et créent les règles du jeu. On peut citer à titre d'exemple le recours à des bourses d'électricité, la passation de contrats, ou encore les règles d'enchère. Hormis quelques cas particuliers, les AC interviennent plus a posteriori et leurs principaux moyens d'intervention sont des injonctions à cesser telle ou telle pratique, et des sanctions.

<sup>2</sup> Anne Perrot, « Régulation et politique de concurrence dans les réseaux électriques », *Economie publique*, 14-2004/1, Mis en ligne le 5 janvier 2006, référence du 15 février 2008, disponible sur : <http://economiepublique.revues.org/document217.html>.

<sup>1</sup> qui a remplacé la directive 96/9 du 19 décembre 1996.

Dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité, il s'agit d'utiliser les bonnes propriétés de la concurrence, plutôt que d'avoir recours à une régulation d'un monopole. Plusieurs raisons ont en effet amené les économistes à penser que la régulation d'un monopole devenait de plus en plus complexe : évolution des technologies et croissance des marchés par l'internationalisation en sont des exemples. Dans ces conditions, il est alors apparu préférable d'avoir recours à des mécanismes de marché.

Un tour d'horizon des institutions qui encadrent ces activités de marché met en évidence les différentes formes de l'intervention publique actuelle. Il montre que le marché est réglementé, et ce de manière importante puisqu'il s'agit de veiller au « bon » fonctionnement de la concurrence, au respect des règles du jeu de marché, voire même d'inventer ces règles du jeu.

De plus, on sait que les particularités du secteur de l'électricité, comme la lourdeur des investissements nécessaires, les économies d'échelle, ou encore la longueur du temps de retour des investissements de l'innovation technologique, demandent l'attention constante des pouvoirs publics afin de résoudre les défis énergétiques de moyen et long terme. De même, la gestion de la transition de la situation de monopole à celle de marché, qui nous amène aujourd'hui à la coexistence des deux systèmes, demande l'implication du monde politique et du gouvernement, citons par exemple le rythme de déréglementation ou la présence et le niveau des tarifs.

**En conclusion, la déréglementation signifie le remplacement d'une réglementation par une autre dont on espère une meilleure efficacité.**

Séverine DAUTREMONT

---

## Faut-il continuer à aider au développement de la cogénération ?

---

Depuis 1997, le développement de la cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz naturel est soutenu en France par un dispositif d'obligation d'achat de l'électricité produite. La question de savoir s'il faut ou non continuer à aider cette technologie est néanmoins posée.

Parce qu'elle a d'excellents rendements énergétiques<sup>1</sup>, la cogénération peut réduire la facture énergétique et les émissions polluantes. D'ailleurs l'Union Européenne<sup>2</sup> considère que le potentiel d'économie d'énergie offert par la cogénération doit être valorisé dans le cadre des efforts à faire pour réduire les émissions polluantes et pour la lutte contre le changement climatique.

Cela étant, un rapport de janvier 2007<sup>3</sup>, commandé par le Ministère de l'Industrie à l'Inspection Générale des Finances et au Conseil Général des Mines, conteste la priorité donnée à cette technologie dans le cas français dans le cadre de l'objectif de la réduction des émissions des gaz à effet de serre. Il montre que « l'intérêt écologique

*de la cogénération est réel quand celle-ci se substitue à des moyens de production alimentés avec des énergies fossiles, en raison des économies d'énergie primaire qu'elle permet par rapport à une production séparée. Mais cet intérêt disparaît quand on compare la cogénération à des installations faiblement émettrices de CO<sub>2</sub>, comme les centrales nucléaires ou des équipements fonctionnant avec des énergies renouvelables ».*

Etant donnée l'importance du parc nucléaire français, le rapport estime que sous les hypothèses les plus favorables, les 5 GW de cogénération installés en France permettent de réduire les émissions françaises annuelles de CO<sub>2</sub> de 0,3 %, soit, compte tenu du coût du soutien payé par les consommateurs d'électricité (800 M€ en 2006 et 500 M€ en 2007), un coût de la tonne évitée grâce à la cogénération de 513 €.

Sachant que le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> est inférieur à 100€ dans des mesures simples comme l'isolation des bâtiments, on peut légitimement se demander si la collectivité doit continuer à aider la cogénération et si les sommes importantes consacrées au soutien de cette technique ne seraient pas mieux utilisées à développer les énergies non émettrices de CO<sub>2</sub>.

David PROULT

---

<sup>1</sup> Par comparaison à des productions séparées d'électricité et de chaleur à partir de gaz naturel la cogénération permet des économies d'énergie primaire de l'ordre de 10 %.

<sup>2</sup> cf. directive européenne 2004/8/CE

<sup>3</sup> <http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/rapportcogeneration.pdf>

---

## Comment favoriser l'industrialisation en 2020 des procédés de production de biocarburants de deuxième génération : penser dès à présent en terme de filières et non pas de procédés uniquement

---

Dans le cadre des réflexions visant à limiter à deux degrés le réchauffement climatique d'ici 2100, le Conseil Européen a proposé en mars 2007 le « 3 fois 20% » pour 2020 : une réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990, une réduction de 20% de la consommation en énergie primaire et une part d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique de 20%, avec notamment 10% de biocarburants. Après un important travail législatif de mise en œuvre de ces objectifs, le paquet Climat Energie a été présenté le 23 janvier dernier par la Commission Européenne.

Concernant les biocarburants, malgré les nombreuses critiques qui ont émergé tout au long de l'année 2007, la Commission Européenne a choisi, pour chaque Etat Membre, de maintenir l'objectif de 10% de biocarburants dans les transports d'ici à 2020. Cependant, pour prévenir les dérives environnementales (*i.e.* déforestation, augmentation des prix des matières premières, ...), les biocarburants devront respecter des critères environnementaux. La mise en place d'un label permettra de certifier leur impact sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'au minimum 35% par rapport aux carburants fossiles et le respect de la biodiversité. De plus, tous les deux ans, la commission analysera les éventuelles dérives et pourra apporter des actions correctrices.

Par ailleurs, comme cela a été rappelé lors du séminaire "Agrocarburants et développement durable" organisé à Grenoble par le Ministère en charge de l'écologie fin janvier 2008, l'objectif de 10% d'incorporation de biocarburants avec les seuls procédés actuels de production, ceux dits de première génération utilisant des ressources vivrières, n'est pas réaliste. La direction générale de l'agriculture de la commission européenne considère que la réalisation de cet objectif a un impact limité sur les prix des matières premières et la répartition des terres arables si au moins 30% du volume total de biocarburant provient de ressources lignocellulosiques, donc des procédés de deuxième génération. Si le niveau d'industrialisation de ces procédés ne le permet pas, il faudra importer les matières premières agricoles hors Europe des 27. Dans le cas d'une

hypothèse pessimiste, à savoir une technologie non disponible industriellement, l'importation atteindrait alors 50% avec une conséquence sur les prix des matières premières agricoles inenvisageable !

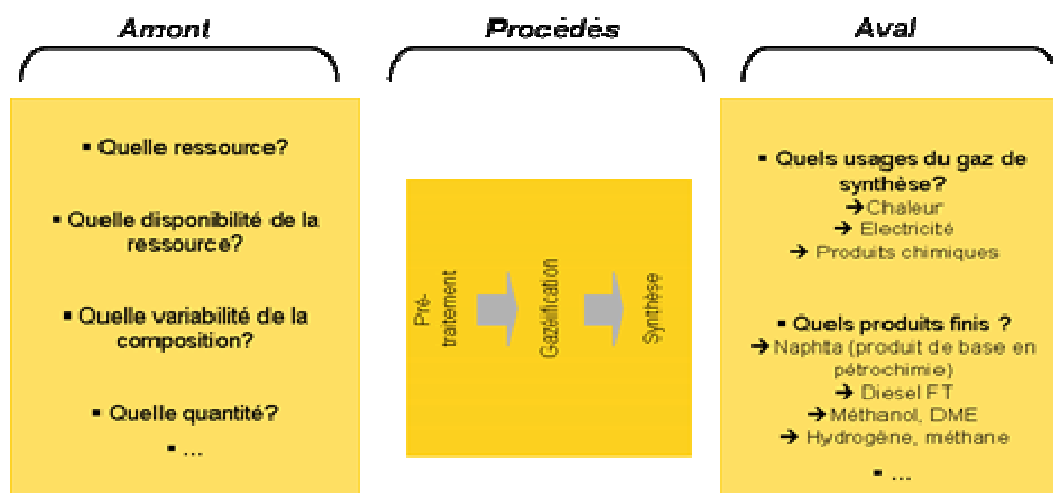
En France, l'objectif de 10 % est fixé non pas à 2020 mais à 2015, c'est-à-dire dans seulement 7 ans, ce qui renforce la nécessité de favoriser rapidement le développement de ces nouveaux procédés. Or, si nous considérons le procédé par voie thermo-chimique permettant de produire du biodiesel se substituant au gazole, principal carburant consommé en Europe, il y a un vrai déficit d'installations pilotes<sup>1</sup>, notamment en France.

**Ainsi, il est indispensable de favoriser un passage rapide du développement à une industrialisation des procédés concernant la production de biocarburants de deuxième génération. Au-delà des enjeux technologiques à lever, cette étape nécessite de structurer dès à présent l'ensemble de la filière de production de biodiesel. Pour cela, il est nécessaire de comprendre le jeu des acteurs potentiellement impliqués, ceux en amont liés à la ressource, et ceux en aval en charge notamment de la gestion du carburant.**

Pour accompagner cette réflexion, une étude a été réalisée à l'I-tésé pour identifier les projets les plus avancés en termes de développement dans ce domaine. Pour chacun d'entre eux, les raisons à l'origine des options technologiques choisies ont été analysées (cf Figure ci-après).

---

<sup>1</sup> Les seules unités existantes sont des unités de développement (~100 kg/h de biomasse sèche) ou de démonstration (démarrage par Choren à Freiberg d'une unité de 10 t/h de biomasse sèche) et produisent 1.6 t/an de biocarburants.



Différentes étapes intégrées dans un modèle de développement

Ainsi par exemple, les Pays-Bas visent une usine de production de biodiesel BtL (Biomass to Liquid) ayant une capacité de traitement de dix millions de tonnes de biomasse par an, similaire à la raffinerie d'Ineos à Laverà. Cela représente un approvisionnement en bois d'environ 40 camions de 30 tonnes par heure !

Au-delà de la problématique des carburants pour les transports, les Pays-Bas recherchent aussi une alternative au gaz naturel alimentant leurs réseaux de chaleur. La biomasse, étant donné son caractère renouvelable, présente un intérêt potentiel pour ces deux usages. Ce choix a de nombreux impacts technologiques et économiques qu'il est nécessaire d'anticiper pour favoriser le développement de la filière.

On citera par exemple la nécessité de mettre en place une logistique fiable d'approvisionnement de la biomasse qui pourrait passer par la mise en place de filières d'importation, la problématique de la décentralisation des unités de prétraitement de la biomasse, ....

Cette orientation est différente de celle prise par Choren, industriel allemand ayant une unité de démonstration en cours de démarrage, dont la capacité de traitement de biomasse est seulement de l'ordre du million de tonnes par an. Leur objectif est de pouvoir implanter plusieurs sites de production dans un pays. De même, concernant l'aval du procédé, produire du biodiesel incorporable au gazole d'origine fossile ne représente pas la même stratégie que produire du DiméthylEther (DME), carburant liquide comparable au GPL, qu'il est possible de synthétiser après la gazéification de la biomasse.

C'est par exemple le positionnement qu'a adopté Volvo qui souhaite développer des camions adaptés.

Par ailleurs, du point de vue des pétroliers, acteurs directement concernés par l'incorporation de biocarburant dans les carburants d'origine fossile, il y a un intérêt plutôt mitigé pour la production en tant que telle de biocarburant utilisable à l'état pur. Leur intérêt se porterait plus sur la cogazéification de biomasse avec des résidus pétroliers ou du charbon afin, de diminuer la production de gaz à effet de serre mais aussi de produire de l'hydrogène et du biodiesel. Adopter ce développement implique, en termes de développement technologique, des actions assez différentes.

Ainsi, au total, nous avons identifié huit modèles de développement en cours de structuration. Des pays comme l'Allemagne, la Finlande ou les Pays-Bas sont particulièrement visibles dans le domaine de la gazéification de la biomasse, à la différence de la France. Aujourd'hui, des discussions sont en cours concernant la construction en France d'un pilote dont la taille et les partenaires restent à définir. Nous sommes au début de la structuration d'une filière française de production de BtL. Cette étude a permis de montrer que la technologie n'est pas le seul facteur de succès. Pour un développement pérenne, il est important que l'élaboration du modèle de développement français prenne en compte l'ensemble des spécificités françaises comme le contexte énergétique et les attentes des industriels potentiellement concernés.

Juliette IMBACH

## BREVES

### Renaissance du nucléaire ? Quel impact sur le parc des projets en discussion ?

Depuis quelques mois, l'expression « renaissance du nucléaire » apparaît dans plusieurs articles. Une publication récente du groupe parlementaire des Verts Européens soutient qu'au contraire, le parc mondial dans son ensemble va fortement baisser.

L'évolution du parc dépend à la fois du rythme d'arrêt des réacteurs en exploitation et du nombre de centrales qui seront couplées au réseau. Qu'en est-il de ces deux facteurs ?

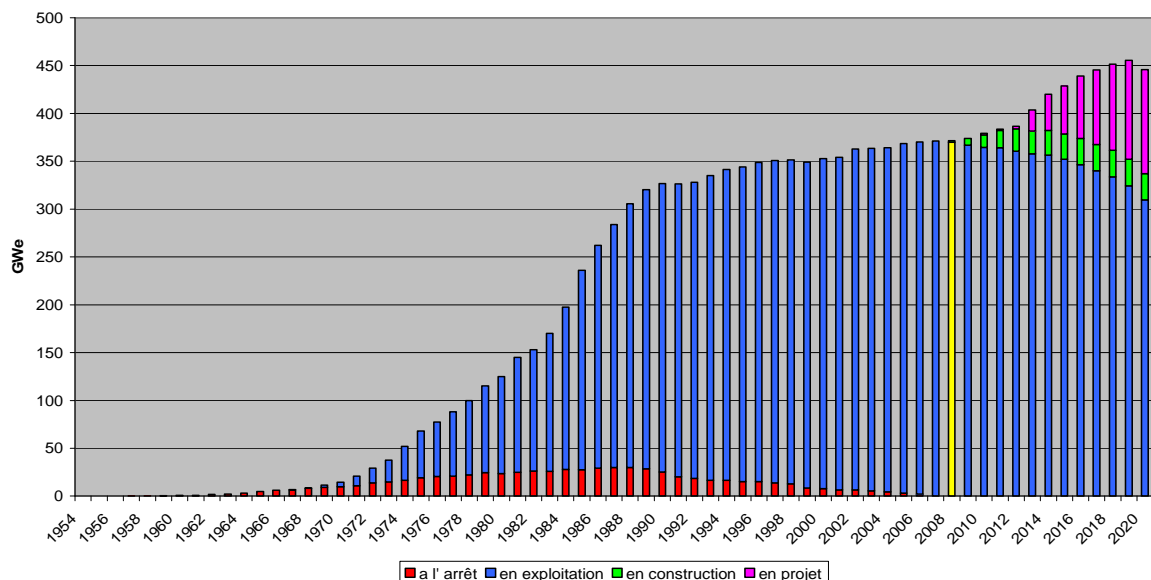
Aujourd'hui, les Etats-Unis et les Pays-Bas parlent officiellement d'une durée de vie de 60 ans alors que trois pays ont officiellement décidé de mettre fin au programme nucléaire : l'Allemagne, la Belgique, et la Suède. L'Allemagne depuis 1998 a programmé un arrêt progressif des réacteurs après une durée de vie moyenne de son parc de 32 ans. La Belgique a voté en 2003 une durée de vie maximale de 40 ans et l'interdiction de tout nouveau réacteur (sauf cas de force majeure). La Suède a décidé en 1980 par référendum de fermer tous ses réacteurs en 2010, mais à condition que le processus « *n'affecte pas le programme social et l'emploi dans l'industrie lourde* ».

En parallèle, **34 réacteurs sont en cours de construction** dans le monde, et de nombreux projets sont en discussion au niveau aussi bien

politique qu'industriel. A ce jour, ce sont environ **80 projets** de réacteurs qui peuvent être recensés pour lesquels une mise en service est envisageable de 2013 à 2025. Parmi ceux-ci, on parle d'une dizaine de réacteurs en Afrique du Sud, au Japon, et au Royaume-Uni, d'une quinzaine en Chine et d'une trentaine aux Etats-Unis. L'Inde et la Russie annoncent également des plans de développement dynamiques en parallèle d'un rythme de construction soutenu (6 réacteurs en Inde et 7 en Russie). L'ensemble totalise **87 GWe** en ne retenant que les annonces officielles et les projets pour lesquels des signes tangibles ont été donnés : permis de site et/ou demande de licence et/ou discussions commerciales en cours.

Il convient évidemment d'être prudent sur la faisabilité des projets (exemple : financement) et sur les dates de Mise en Service Commercial des réacteurs. Mais d'ores et déjà, un tel rythme de construction au niveau mondial n'est pas aberrant en regard de ce qui a été construit durant les années 80 (voir graphique).

Evolution possible du parc nucléaire mondial (durée de vie 40 ans sauf particularités nationales)



En octroyant une durée de vie de quarante ans pour les réacteurs mondiaux, sauf pour ceux dont une durée de vie différente est officiellement annoncée, et en tenant compte des réacteurs en construction ainsi que des projets qui verraient le jour d'ici 2020, le graphique ci-avant montre ce que pourrait être l'évolution du parc mondial. La durée de vie retenue est de 60 ans pour les Etats-Unis et les Pays-Bas, 50 ans pour la Suisse, 35 ans pour l'Allemagne et 30 ans pour les réacteurs au graphite du Royaume-Uni.

On observe ainsi que globalement (sans tenir compte des différences régionales), les projets en cours de discussion (pour certains très avancés) permettent plus que de compenser une baisse du parc en service. Ce graphique montre une possibilité parmi d'autres qui dépendent très clairement de la durée de vie des réacteurs. Plus que les besoins en uranium ou les capacités de construction d'ici 2020, c'est l'extension de la durée de vie, qui est la question la plus fondamentale.

En conclusion, si la renaissance correspond à une réalité tangible au niveau du changement de discours dans les analyses stratégiques et au niveau de la préparation (recrutement, formation des personnels, adaptations réglementaires et législatives, mises en place de systèmes de financement...), les connexions aux réseaux des nouvelles centrales interviendraient plus fortement seulement après 2020.

**D'ici là, l'évolution de la puissance électronucléaire mondiale dépendra plus des décisions concernant les dates d'arrêt des réacteurs en Allemagne, aux Etats-Unis, et au Japon que des nouveaux projets en Asie et en Europe.**

*Mehdi DAVAL*

---

## Le bâtiment est-il l'avenir de l'électricité photovoltaïque en France ?

---

En France, le secteur résidentiel et tertiaire représente 44% de la consommation finale d'énergie et 23% des émissions de CO<sub>2</sub>, pour une consommation moyenne du parc de résidences principales de 240 kWh/m<sup>2</sup>/an d'énergie primaire pour le chauffage, la climatisation, la ventilation, la production d'eau chaude sanitaire et l'éclairage des locaux. Ce secteur est maintenant considéré comme le principal gisement d'économie d'énergie exploitable immédiatement.

C'est donc très logiquement que les pouvoirs publics ont retenu, parmi les priorités émergeant du Grenelle de l'environnement, la rénovation énergétique vigoureuse des bâtiments existants et la généralisation progressive des bâtiments neufs à énergie positive (qui produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment).

A cet effet, le label « Bâtiment Basse Consommation énergétique » (50 kWh/m<sup>2</sup>/an d'énergie primaire) pourrait être retenu comme objectif réglementaire applicable dès 2012, pour les bâtiments neufs publics et privés, alors que la généralisation des bâtiments à énergie passive (moins de 15 kWh/m<sup>2</sup>/an) ou positive, pourrait être

imposée dès 2020. Mais l'effort devrait porter également sur une rénovation énergétique accélérée du parc de logements existants (30 millions en France métropolitaine), notamment en renforçant l'isolation thermique.

Dans cette perspective, les énergies renouvelables les plus adaptées pourraient être intégrées systématiquement dans la conception des nouveaux bâtiments dès 2010, les collectivités territoriales ayant la possibilité, dans le cas des bâtiments à énergie positive, de vendre l'électricité renouvelable sur le réseau.

Un objectif réglementaire aussi ambitieux devrait accélérer le déploiement massif des technologies solaires intégrées au bâti, notamment photovoltaïques. Jusqu'à présent, c'est l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 qui fixe les conditions d'achat de l'électricité photovoltaïque en France. Le tarif d'achat est de 300 €/MWh sur 20 ans en métropole continentale (hors corse), auquel on ajoute une prime d'intégration au bâti de 250 €/MWh, soit 550 €/MWh au total. La DGEMP considère que ce tarif avantageux récompense les produits innovants qui se substituent aux éléments

de construction (toitures, façades...), selon une stratégie nationale favorisant simultanément le bâtiment à énergie positive et la dynamique d'innovation technologique.

Le bâtiment apparaît donc bien comme l'avenir de l'électricité photovoltaïque en France, même si l'intégration des technologies solaires s'inscrit dans une problématique globale où leur coût d'investissement reste un obstacle majeur et où la mise en œuvre architecturale du bâtiment est essentielle. Des projets de bâtiments à énergie positive voient cependant déjà le jour, comme le projet d'immeuble « Green Office » de Bouygues Immobilier à Meudon ou le projet de Tour Elithis à Dijon qui, dans les deux cas, associent architecture bioclimatique, sobriété énergétique et production d'électricité photovoltaïque intégrée en façade ou en toiture.

Mais au-delà de l'objectif volontariste du bâtiment à énergie positive, de nombreuses interrogations restent à lever, notamment pour optimiser l'économie du bâtiment dans sa globalité : jusqu'où doit-on pousser l'efficacité énergétique du bâtiment avant d'y intégrer les technologies solaires ou comment optimiser les investissements liés à la consommation et à la production d'énergie ?

Comment inclure les consommations d'énergie fossile et les émissions liées au cycle de vie des matériaux (construction, recyclage...) ? Comment garantir sur la durée les performances énergétiques en exploitation ? Sur quelle période de l'année ? Comment optimiser, tout en les conciliant, le confort d'été et le confort d'hiver ? Etc... Autant de problématiques ouvrant un large champ de R&D...

*Jean-Marc AGATOR*

---

## Quel coût cible pour la production massive d'hydrogène ?

---

Les marchés de l'hydrogène se développent déjà rapidement dans le secteur pétrolier et pourraient avoir à terme d'autres débouchés importants dans l'utilisation énergétique de l'hydrogène notamment pour les transports (via les biocarburants de deuxième génération, les piles à combustibles, ou les moteurs à hydrogène).

Les procédés avancés de production massive d'hydrogène devront demain ne pas dégager de gaz à effet de serre. On peut envisager l'utilisation des technologies de captage stockage du CO<sub>2</sub> émis par les procédés actuels de reformage, mais d'autres procédés avancés pourront être mis en œuvre (tels que l'électrolyse haute température ou les cycles thermochimiques), si la production de l'énergie qu'ils utilisent n'est pas elle-même accompagnée d'une émission de gaz à effet de serre, et s'ils présentent un intérêt économique.

Il apparaît donc nécessaire de proposer un coût de référence représentant la cible de compétitivité à viser, en précisant clairement les hypothèses sous-jacentes.

Deux démarches peuvent être adoptées.

La première est celle mise en œuvre au DOE<sup>1</sup> : elle consiste à établir un coût cible à partir de la valeur d'usage du produit obtenu. Ainsi, pour une utilisation dans le secteur des transports, l'hydrogène ne devrait pas coûter plus cher à l'utilisateur pour parcourir une distance donnée que le prix actuel du carburant pétrolier pour parcourir la même distance. Cette démarche avait conduit le DOE à la cible de 1,5 \$/kg jusqu'en 2005 (\$-2001, coût distribué à l'horizon 2010). En 2005, elle a été revue en fonction de l'évolution du prix du pétrole. La nouvelle cible a été fixée à 2-3 \$/kg (\$-2005, coût distribué à l'horizon 2015, pour une valeur de référence du pétrole de 34\$-2005/bbl). Cette démarche considère donc le marché de l'hydrogène énergie : l'hydrogène étant le carburant qui alimenterait les véhicules.

La deuxième approche est focalisée sur le marché de l'hydrogène industriel (pétrochimie, chimie) à court voire moyen terme. L'hydrogène ne sera produit par des procédés dits avancés en production centralisée que s'ils permettent un bénéfice par rapport aux procédés traditionnels (reformage du gaz naturel et électrolyse alcaline).

---

<sup>1</sup> Département of energy (USA)



La problématique du transport et de la distribution étant commune aux divers procédés, un coût cible peut être évalué à partir des coûts projetés des procédés matures. Une attention toute particulière doit cependant être portée au contexte économique considéré. En effet, la cible de coût à viser sera très différente selon le contexte économique considéré, et en particulier le prix de l'électricité dans le cas de l'électrolyse alcaline. Les procédés étudiés et le procédé de référence doivent donc être replacés dans le même contexte.

Le reformage du gaz naturel est le procédé le plus compétitif aujourd'hui, mais ce n'est pas un procédé durable (procédé consommateur de ressources fossiles et émetteur de CO<sub>2</sub>). Il ne semble donc pas la référence la plus pertinente pour les procédés en cours de développement.

Le procédé mature de référence apparaît donc être l'électrolyse alcaline à partir d'une électricité qui serait produite par des moyens non émetteurs de gaz à effet de serre (énergies renouvelables ou nucléaire).

En première approche, des procédés non émetteurs de gaz à effet de serre conduisant à un coût de production de l'hydrogène de l'ordre de 3 €/kg semblent potentiellement compétitifs, en se basant sur un procédé d'électrolyse alcaline alimenté par de l'électricité disponible à un coût inférieur à 50 €/MWh.

*Christine MANSILLA*

## MARCHES

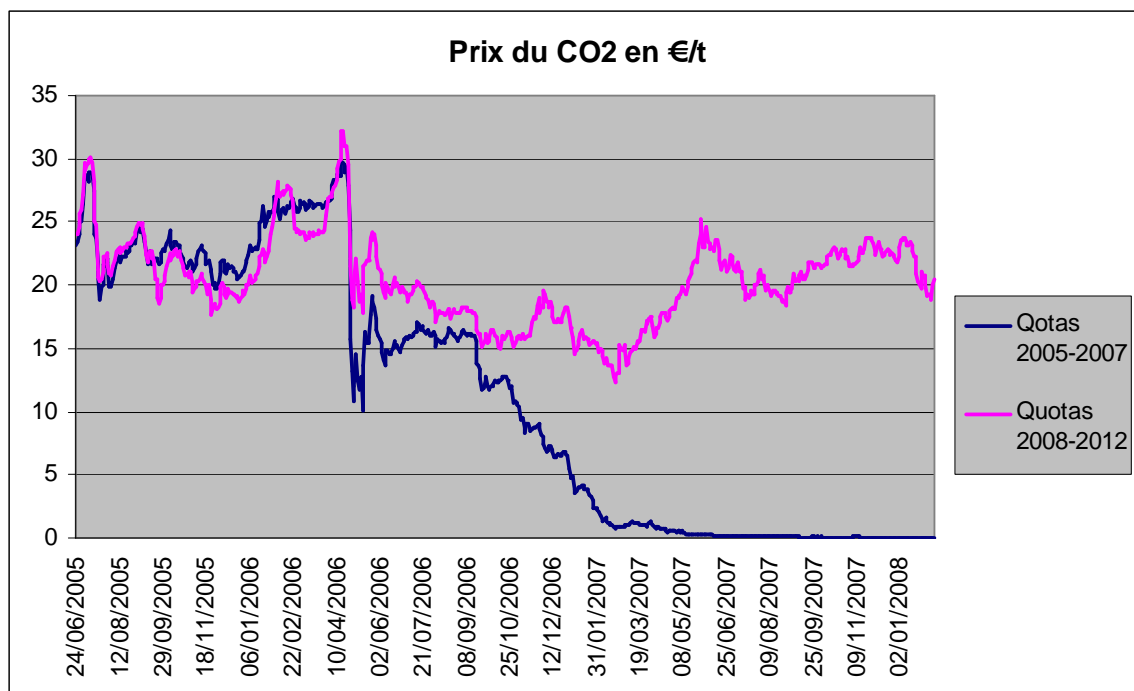
### Le marché du carbone en Europe

La première période de fonctionnement du système d'échange des quotas européens va se conclure fin mars. Son bilan est mitigé. Son fonctionnement et le nombre croissant de transactions sur ce marché ont montré la capacité des acteurs à intervenir sur ce marché et ainsi à permettre l'établissement d'un prix de marché aux émissions de CO<sub>2</sub>. Mais la faiblesse du prix (pour la période qui se termine le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> est de 0.02 €) est telle qu'il n'est plus une incitation à réduire les émissions. Si un tel phénomène devait se reproduire, il pourrait inciter certains acteurs à ne rien faire pour réduire leurs émissions et à attendre la fin de période pour racheter des quotas à bas prix.

La chute du prix des permis d'émission révèle un arbitrage des pays de l'Union Européenne entre leur souhait d'inciter les industriels à réduire leurs émissions et une volonté de ne pas pénaliser les industriels. Elle représente néanmoins un mauvais signal pour les acteurs qui pourraient être tentés de parier sur son renouvellement.

Forte de ce constat, la Commission a resserré la contrainte pour la deuxième période. Le nombre de quotas d'émissions alloués pour la deuxième période (2008 à 2012) fixé à 2 082 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an sur l'ensemble du marché est en baisse de 10 % par rapport à celui de la première période et de 6,8%<sup>1</sup> par rapport aux émissions vérifiées en 2005.

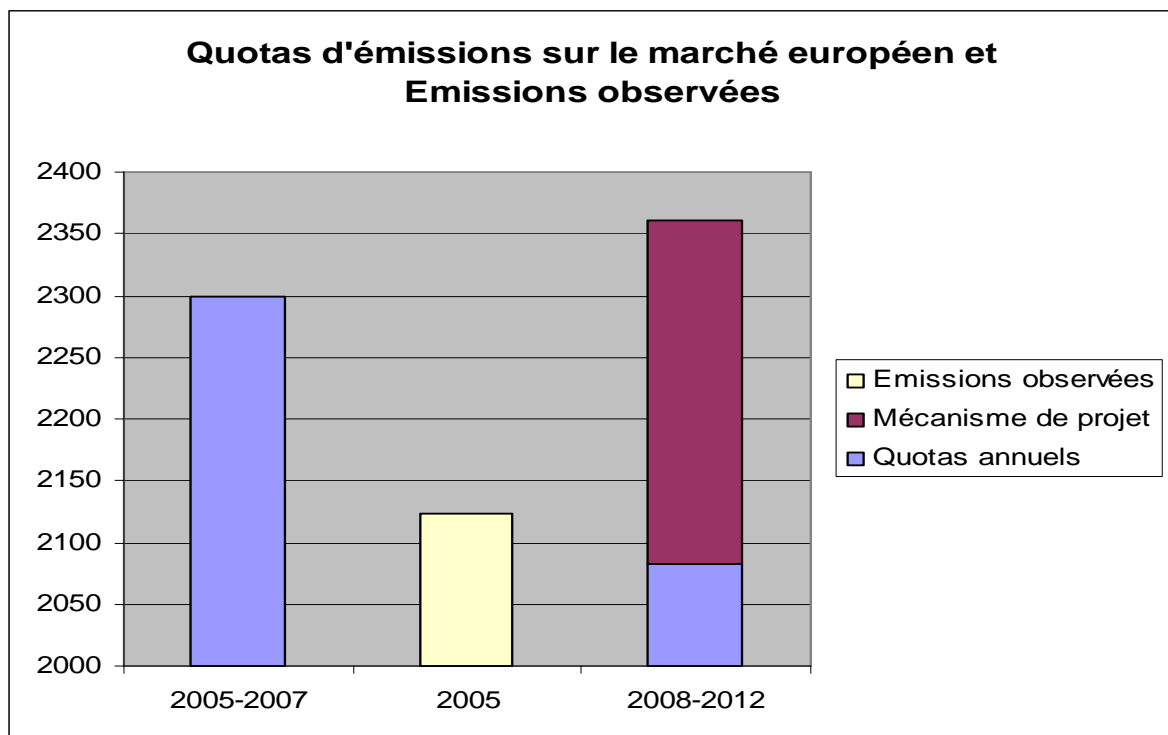
En conséquence, le prix des permis d'émission d'une tonne de CO<sub>2</sub> pour la période 2008-2012 évolue sur le marché à plus de 20€.



<sup>1</sup> A périmètre constant

Toutefois les Etats et l'Union Européenne autorisent les entreprises à utiliser pour leur *conformité*<sup>1</sup> une proportion de crédits d'émissions provenant des mécanismes de projet du protocole de Kyoto. Ainsi les industriels ont la possibilité, soit de diminuer leurs émissions, soit d'acheter des permis d'émission, soit de bénéficier de crédits d'émissions générés par les *mécanismes de développement propre*<sup>2</sup> ou de *mise en œuvre conjointe*<sup>3</sup>.

A l'échelle de l'ensemble du marché ce sont 13,5 % des émissions qui peuvent être couvertes par des crédits générés par l'utilisation de ces *mécanismes de projet*. Ainsi les émissions pourront être supérieures de 13,5 % aux quotas autorisés si autant de crédits d'émission ont été acquis par l'intermédiaire des mécanismes de développement propre ou de mise en œuvre conjointe. En prenant en compte cette possibilité, les émissions des entreprises concernées par le marché pourront être supérieures d'environ 11 % à celles observées en 2005.



<sup>1</sup> Egalité entre les émissions d'un industriel et les quotas d'émissions en sa possession

<sup>2</sup> En réalisant un investissement qui induit des réductions d'émissions de gaz à effet de serre dans un pays tiers, l'investisseur bénéficie de crédits d'émission qu'il peut utiliser pour compenser ses propres émissions. Lorsque l'investissement se fait dans un pays qui n'a pas d'objectif de réduction de ses émissions dans le protocole de Kyoto, il s'agit d'un mécanisme de développement propre. Lorsque l'investissement se fait dans un pays qui a un objectif de réduction de ses émissions, il s'agit de la procédure de mise en œuvre conjointe.

<sup>3</sup> "Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives?"

« [http://assets.panda.org/downloads/oeko\\_institut\\_2007\\_is\\_the\\_cdm\\_fulfilling\\_its\\_environmental\\_and\\_sustainable\\_development.pdf](http://assets.panda.org/downloads/oeko_institut_2007_is_the_cdm_fulfilling_its_environmental_and_sustainable_development.pdf) »

Cette option n'est pas forcément un problème en terme de lutte contre le réchauffement climatique si l'acquisition des crédits d'émissions générés par les mécanismes de projet a réellement permis de réduire les émissions. Certaines ONG, comme WWF<sup>1</sup>, font aujourd'hui un bilan relativement sévère de ces mécanismes du point de vue de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Selon WWF, le principe d'additionnalité<sup>2</sup> n'est pas suffisamment respecté et environ « 20 % des réductions d'émissions (générées par les mécanismes de développement propre) auraient de toute façon été réalisées même sans le financement des pays industrialisés<sup>3</sup> ».

Par ailleurs les prix aujourd'hui constatés pour les crédits d'émissions issus des mécanismes de projet (environ 16 €/t) étant inférieurs au prix du quota d'émissions de CO<sub>2</sub> pour la période 2008-2012 (environ 20€/t), l'utilisation importante des crédits générés par les mécanismes de projet sur le marché européen des quotas d'émissions pourrait avoir une influence à la baisse sur le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>.

Un tel mouvement serait certainement préjudiciable pour l'efficacité du système. A titre d'exemple, le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> aurait dû être en décembre dernier de 38 €/t pour qu'à court terme, compte tenu des prix respectifs du gaz et du charbon, il soit plus rentable pour un électricien de produire de l'électricité à partir d'une centrale à gaz plutôt qu'à partir d'une centrale à charbon. Evoquons aussi le risque d'une baisse de la croissance économique des pays concernés qui réduirait mécaniquement les émissions de CO<sub>2</sub>. Le cours du CO<sub>2</sub> retomberait alors à zéro, enlevant toute crédibilité à ce mécanisme. Ne faudrait-il pas intervenir en cours de route pour réduire les quotas si la croissance baisse ?

David PROULT

---

<sup>1</sup> [World wildlife fund](#)

<sup>2</sup> Selon ce principe, pour qu'un investisseur puisse bénéficier de la réduction d'émissions induite par son financement, il doit prouver que c'est grâce à son apport financier que le projet se fait.

<sup>3</sup> Communiqué de presse du WWF du 7 novembre 2007

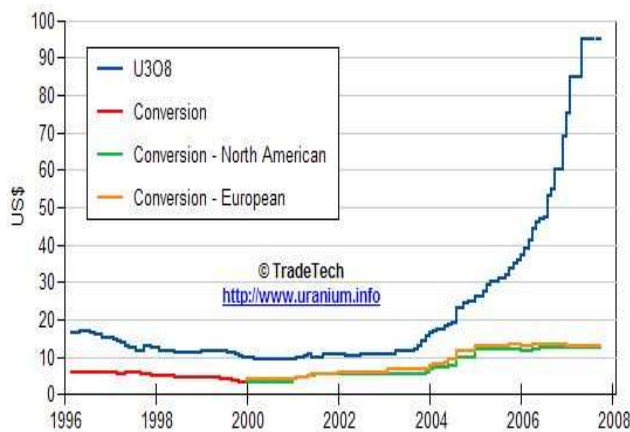
## Le marché de l'uranium et de l'enrichissement

### Marché de l'uranium

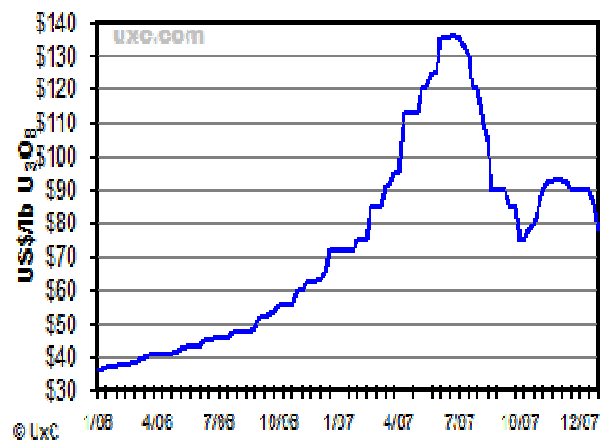
En janvier, baisse des prix spot de 90 à 75-80 \$ la livre d' $U_3O_8$  sur un marché plutôt offensif de la part des vendeurs qui ont augmenté leurs liquidités en baissant les coûts, avec pour effet d'augmenter le volume total des transactions.

En février, prix stables sur un marché calme, autour de valeurs qui sont celles du marché à long terme, soit autour de 90 \$ la livre.

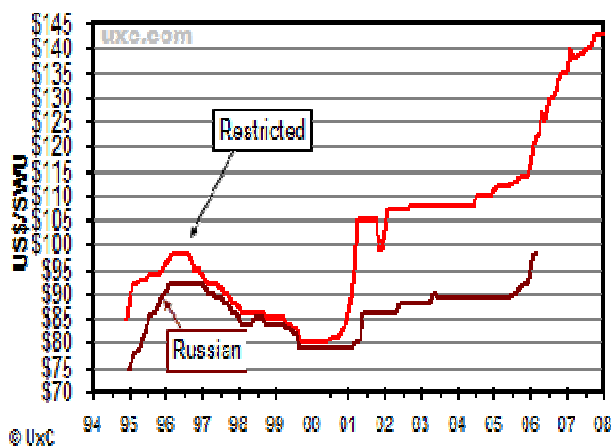
### Prix de l'uranium pour les contrats à long terme



### Prix spot de l'uranium ( $U_3O_8$ )



### Marché de l'enrichissement



Depuis quelques mois, stabilisation du prix de l'UTS sur le marché spot à une valeur haute autour de 145 \$/UTS.

Christine Loaëc

## Les prix de l'électricité reprennent leur hausse

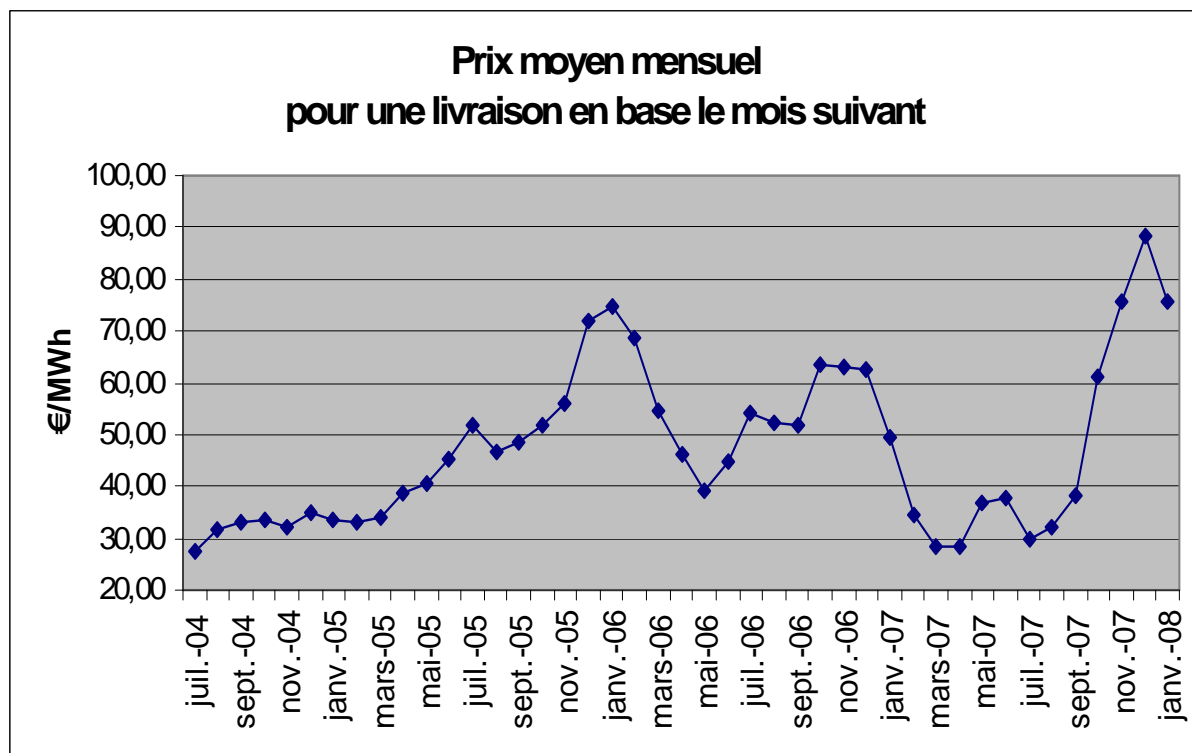
L'évolution des prix de l'électricité sur le marché de gros français aura été pendant l'année 2007 particulièrement contrastée.

Le prix moyen mensuel de l'électricité pour une livraison le mois suivant a baissé fortement au début de l'année 2007 et a évolué jusqu'en septembre à un niveau particulièrement bas. De février à septembre, il était sous les 40 €/MWh, niveau au-dessus duquel il était depuis mai 2005. Il est même resté deux mois consécutifs sous les 30 €.

Ce mouvement s'est interrompu en octobre où le prix est monté à plus de 60€ pour atteindre un record en décembre avec un prix de 88 €/MWh. Ainsi, entre avril et décembre, le prix de l'électricité achetée sur le marché de gros français pour une livraison le mois suivant aura augmenté de 60€/MWh en passant de 28 à 88€.

Au total sur l'année 2007, les niveaux élevés de prix à partir de l'automne n'auront pas compensé les mois précédents. Pour la première fois depuis 2004, le prix moyen sur l'année aura baissé par rapport à l'année précédente. Ainsi la moyenne annuelle des prix journaliers était en 2006 de 58,67 € et de 41,84 € en 2007.

Les volumes négociés sur la bourse française de l'électricité continuent d'augmenter, 44 TWh l'ont été en 2007 sur le segment au jour le jour soit moins de 10% de la consommation domestique. Sur le marché des futurs (achat à terme), les volumes échangés sont de 77 TWh, mais sur ce marché tous les contrats ne sont pas obligés de donner lieu à des fournitures physiques.

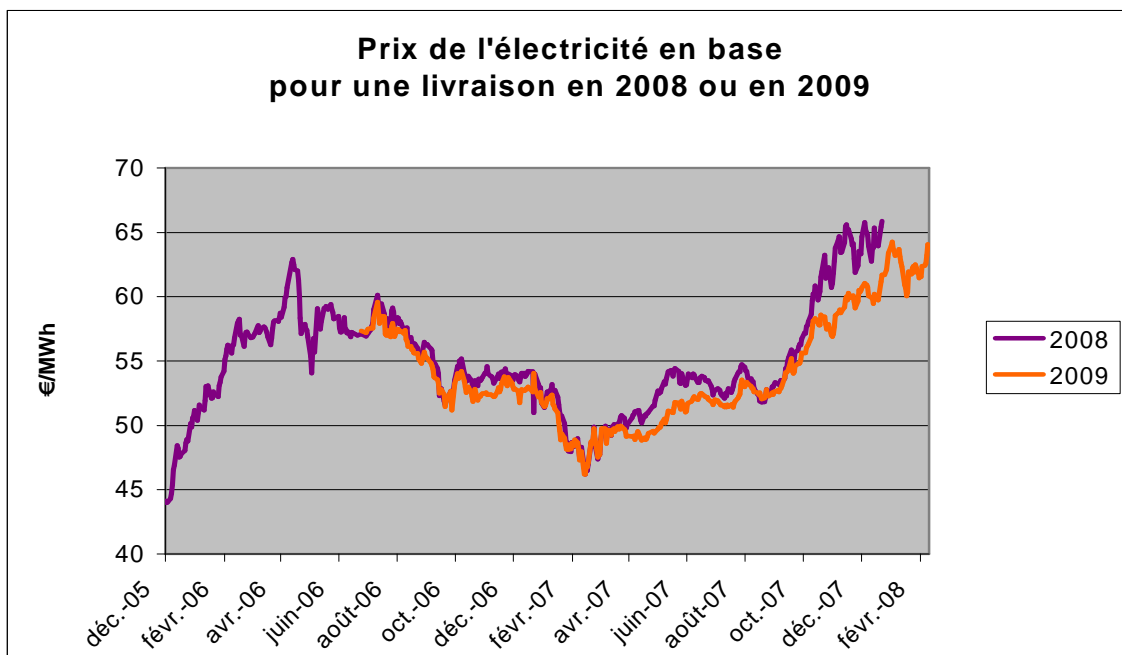


La hausse des prix observés les derniers mois de 2007 pour des livraisons le mois suivant qui s'explique par des capacités de production limitées en France et des conditions météorologiques défavorables est cohérente avec le mouvement observé sur des échéances plus longues.

En effet le marché anticipe depuis février 2007 une hausse des prix de l'électricité sur le

moyen terme. Depuis cette date le prix de l'électricité livrée en base en 2008 ou en 2009 est passé d'environ 46 € à 65 €/MWh en janvier 2008.

La hausse du prix des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> pour la période 2008-2012 et celle du prix des énergies fossiles (gaz et charbon) peuvent expliquer cette augmentation.



Le fait que le prix de l'électricité augmente à cause de l'évolution des prix des énergies fossiles dans un pays où près de 77% de la production d'électricité est d'origine nucléaire est un paradoxe qui appelle des commentaires.

En effet, le prix de l'électricité sur un marché s'établit au coût marginal de production de la dernière unité mise en fonctionnement pour répondre à la demande. Avec la constitution d'un marché concurrentiel de l'électricité à l'échelle européenne, les centrales mises en production pour boucler l'équilibre offre-demande sur la zone constituée de la France et des pays adjacents sont moins souvent des centrales nucléaires mais des unités de production fonctionnant au gaz ou au charbon. Ainsi les hausses observées du prix de l'électricité sont la conséquence du fonctionnement normal du marché de l'électricité au niveau européen.

Avec la constitution d'un marché concurrentiel européen de l'électricité qui aboutirait à un prix de marché unique pour toute l'Europe, les consommateurs français ne bénéficieraient plus de la capacité du parc nucléaire français à produire de l'électricité à un coût relativement faible et stable. Cette situation pourrait poser à terme un problème politique pour l'acceptation sociale de cette énergie.

Au moment où il existe un véritable regain d'intérêt pour le nucléaire, il faudrait trouver des solutions pour que les avantages concurrentiels de cette énergie puissent se traduire concrètement pour les consommateurs. Un groupe de travail constitué à Bruxelles dans le cadre du forum nucléaire européen a décidé de se pencher sur cette question.

David PROULT

---

**Le prix des matières premières au 21 février 2008**

---

Pétrole (Brent)	95,35 en \$/baril
Gaz (livraison le mois suivant)	22,18 en €/MWh
Charbon (semaine mobile)	114,85 en \$/tonne

*David PROULT*