

# La lettre de l'I-tésé

Numéro 8 (novembre 2009)

## LE CHIFFRE DU TRIMESTRE page 2

- ✚ 100 Mds d'€ par an (F. Thais)

## ACTUALITÉS page 3

- ✚ Le rôle du Club de l'Orme au sein du Plan Campus du plateau de Saclay (S. Dautremont)
- ✚ Marché du biodiesel : de l'Europe aujourd'hui aux Etats-Unis demain (J. Imbach)
- ✚ Ouverture du marché de l'électricité : la France parviendra-t-elle à répondre aux exigences européennes ? (S. Dautremont)

## DOSSIER page 8

- ✚ Contribution Climat Energie (CCE) : quel challenge pour demain et après demain ? (F. Thais)
- ✚ Montant et modalités de la CCE : un ajustement difficile (F. Thais)
- ✚ La taxe incitative : quels atouts ? (F. Thais)

## ÉCLAIRAGES page 13

- ✚ Les réacteurs nucléaires de faible puissance : historique et perspectives technico-économiques (F. Legée)
- ✚ Gestion du combustible et taux de combustion (S. Gabriel)
- ✚ Le marché du lithium (S. Avril)

## VIE DE L'UNITÉ / ACTUALITÉ SCIENTIFIQUE page 20

- ✚ Participation à GLOBAL (A. Baschwitz)
- ✚ La 4ème génération à Paris (G. Mathonnière)
- ✚ Déménagement (P. Thibaud)
- ✚ Mouvements (P. Thibaud)
- ✚ Memento et Elec nuc: dans la poche pour 2009 ! (F. Thais)

### La lettre de l'I-tésé

**Editeur** - Commissariat à l'énergie atomique – Bât 125 – 91191 Gif sur Yvette  
**Directeur de la publication** – Jean-Guy Devezeaux – **Rédacteur en chef** – Jean-Guy Devezeaux – **Rédacteurs** - Sophie Avril - Anne Baschwitz - Séverine Dautremont - Sophie Gabriel - Juliette Imbach - Frédéric Legée - Gilles Mathonnière - Françoise Thais – Patricia Thibaud – **Diffusion** – Patricia Thibaud – **Conception & réalisation** – Spécifique -  
 Tous droits de reproduction réservés.

### Editorial

## L'éléphant, le lapin... et le criquet

Dans les années 70, un effort considérable a été dévolu à la compréhension des mécanismes liant la consommation d'énergie – les hydrocarbures étant devenus très chers – et le fonctionnement de l'économie. La crise, déjà.

Allan Manne, économiste à Stanford, a alors construit un modèle très simple qui décrivait les relations entre l'éléphant (l'économie) et le lapin (l'énergie), et expliquait le paradoxe de l'ampleur de l'impact des soubresauts du second sur le premier.

Après plus de trente ans, le lapin a grossi, mais moins que l'éléphant.

Et surtout, les fables animalières, même parées des vertus de modèles explicatifs, ne suffisent plus. Le terrain de jeu a changé. Nos temps cumulent des crises et dérèglements énergétiques, climatiques et environnementaux, financiers, et surtout économiques (principalement écarts de développement dans un monde global).

La situation actuelle est significativement plus complexe que celle des dernières décennies. Pour relever les présents défis, les remèdes sont à tout le moins techniques, économiques, politiques. Des décisions importantes d'orientation des programmes de R&D doivent être prises à un rythme soutenu, en situation d'incertitude. Dans une période où les ruptures sont recherchées – l'heure n'est plus aux ajustements à la marge – et où les changements de paradigmes sont espérés, des boussoles sont-elles encore capables de nous guider vers un cap un tant soit peu *secure* ?

Il semblerait plutôt que oui. Les théories économiques ne fonctionnent plutôt pas si mal dans la crise actuelle. Même si des écoles "hétérodoxes" sont plus en cours qu'auparavant, aucun économiste n'a encore été brûlé (quoique certains financiers se sont avérés assez combustibles...). Les souhaits de nos dirigeants s'orientent de plus en plus vers des analyses pluridisciplinaires ; les approches sociologiques sont sollicitées plus souvent. Les analyses multicritères sont privilégiées. Les évaluations de procédés sont menées dans des logiques de systèmes interdépendants (hybridation des technologies, complémentarités, concurrence, effets différenciés de politiques publiques...).

(suite en page 2)

• N'hésitez pas à réagir à ce numéro en nous adressant un e-mail à l'adresse : [itese@cea.fr](mailto:itese@cea.fr)

## Editorial (suite)

L'I-tésé dispose d'atouts certains pour contribuer à orienter les choix au mieux des intérêts du pays. Tout d'abord, l'Institut est maintenant une équipe qui a atteint une cohérence, qui a prouvé sa compétence par des résultats concrets et opérationnels (nucléaire, biocarburants, production d'hydrogène par exemple). Jean-Paul Langlois a su mener avec brio et passion cette première étape de la vie de l'Institut.

Dans la nouvelle phase qui s'ouvre maintenant, alors que j'ai le plaisir de succéder à Jean-Paul, nous mobiliserons nos compétences techniques, qui se démultiplient au sein du formidable réservoir que s'est constitué le CEA. Nous profiterons des trois "boosters" qui font en bonne part notre spécificité. L'un est la transversalité des analyses énergétiques que nous menons: chaque étude est mise en perspective, de façon collégiale, en croisant les visions de l'Institut sur l'ensemble du système énergétique. La pertinence de ces études en sort grandement renforcée. Le deuxième "booster" est constitué de la capacité méthodologique dont dispose en propre l'I-tésé: méthodes de prospective, analyses multicritères, modèles d'options réelles pour les choix d'investissement, théorie de la prise de décision dans le long terme et en situation d'incertitude, expertise macroéconomique (études d'impacts, évaluation des politiques économiques), économie de la

R&D... Ces méthodes permettent de disposer des meilleurs instruments pour évaluer et orienter les choix techniques dans un contexte où les outils de politiques publiques sont chaque jour plus complexes. Le troisième enfin est constitué de nos réseaux de partenaires, à commencer par ceux du Campus de Saclay (Club de l'Orme en tête) et bientôt celui du Campus de Grenoble, qui nous sont complémentaires.

Heureusement, expertise ne rime ni avec compétence universelle, ni avec immuabilité : soyons assez sages pour ne pas vendre la peau de l'ours... Bien des challenges et des nécessités d'évolution sont devant nous : satisfaction accrue de nos clients, élargissement de notre expertise technique, renforcement de notre réseau partenaire (notamment à l'étranger), positionnement académique de l'Institut, ou encore développement de nos outils de simulation par exemple.

La période de l'éléphant et du lapin est révolue. Aujourd'hui, les mécanismes qui lient économie et énergie sont globalement bien compris. La demande politique et sociale a largement débordé du seul champ de la technologie ou de l'économie traditionnelle. Les temps futurs ont besoin de "Gémini" criquets. L'I-tésé s'inscrit dans cette catégorie.

### **Le chiffre du trimestre : 100 milliards d'€ par an**

C'est la meilleure estimation, par la Commission Européenne\*, du besoin financier annuel d'ici 2020 pour les actions en matière d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre et d'adaptation aux changements climatiques pour les pays en développement. Pour couvrir ces besoins, il sera nécessaire de mobiliser un ensemble de ressources nationales (publiques ou privées) issues des pays développés. Il faudra aussi, à un moindre degré, que des ressources soient canalisées au sein même des pays en développement. Enfin, d'autres flux financiers pourront provenir du marché du carbone, mais aussi d'apports financiers publics internationaux.

Sous réserve d'un accord à Copenhague jugé concluant, l'Union Européenne pourrait apporter rapidement, une contribution aux besoins de court terme, comprise entre 0,5 et 2,1 milliards d'€ par an à partir de 2010 (sur les 5 à 7 nécessaires).

\* la difficulté des estimations peut aboutir à des résultats assez disparates suivant la source et/ou la méthodologie employée.

Source: "Accroître le financement international de la lutte contre le changement climatique : orientations européennes en vue de l'accord de Copenhague" Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions (Septembre 2009)

*Françoise Thais*

---

## ACTUALITÉS

---

---

### LE RÔLE DU CLUB DE L'ORME AU SEIN DU PLAN CAMPUS DU PLATEAU DE SACLAY

---

#### Enjeux

La création sur le plateau de Saclay d'un grand campus scientifique et technique à vocation mondiale, inséré dans un « cluster » à fort potentiel de développement économique est un projet très ambitieux.

La thématique énergie-climat-environnement et société est fortement représentée dans ce projet; en témoigne la présence significative d'industriels concernés ainsi que de grandes écoles et de centres de recherche en économie, sciences du climat et de l'environnement parmi les organismes membres de la fondation, qui constitue l'actuel organe exécutif du Plateau. En ce sens, un Pôle Climat, Energie et Environnement (PCEE) a été créé au sein du Campus.

Afin de permettre des synergies stratégiques entre les acteurs grâce à une activité coordonnée, certains membres de la fondation se sont associés à des structures proches et alliées, pour créer une entité nouvelle, le Club de l'Orme, qui aura vocation à dynamiser les échanges dans le champ du PCEE, en privilégiant les approches économiques et technico-économiques. En effet, les questions relatives au thème énergie-climat appellent une vision globale, associant les dimensions scientifiques et techniques mais aussi économique, industrielle et sociétale. De nombreuses entités sur le plateau aujourd'hui ou demain se préoccupent de bâtir ce type de vision. D'importants échanges et collaborations existent d'ores et déjà entre ces entités, mais la plupart du temps en bilatéral, la volonté commune du Club est d'instaurer un cadre multilatéral.

#### Objectifs et acteurs

Ainsi, le Club permet d'unir les forces des organismes, tout en laissant à chacun la possibilité de garder son identité. Il s'inscrit dans la volonté de ses membres de promouvoir par le regroupement une efficacité de leurs activités de recherche et d'enseignement et de créer des partenariats entre les acteurs publics et privés.

Le Club réunit des établissements publics signataires du plan campus du plateau de Saclay (Supélec, HEC, Ecole Centrale de Paris, Polytechnique, Université Paris XI, CEA Saclay) au-delà (IFP, CIRED) et des grandes entreprises (EDF R&D, Areva, TOTAL).

Le thème fédérateur du Club est l'analyse des questions énergie-climat selon une démarche technique et économique. Le regroupement et la coordination des écoles et des centres de recherche qui travaillent sur ce thème auront pour conséquence de créer un lieu d'expertise économique et de débat scientifique avec une interface industrielle de premier plan.

#### Travaux

Une des premières actions du Club est de contribuer à l'organisation des journées scientifiques du Pôle Climat Energie et Environnement. Le PCEE est maintenant porté par le ministère de la Recherche, parmi les 29 projets qu'il soutient dans le cadre de sa stratégie de recherche et d'innovation, ces projets pouvant faire partie des financements apportés par le grand emprunt national.

Les journées scientifiques ont pour objectif de faire émerger des projets innovants (projet de recherche, projet de plateforme technologique, ...) dans le triangle de la connaissance : recherche, innovation, formation. Ces journées, interdisciplinaires, sont organisées sur le plateau, avec ses compétences, tout en étant ouvertes à l'extérieur. Le Club participe à quatre de ces journées :

- Optimisation énergétique d'un véhicule électrique dans un réseau de transport routier ;
- Réseaux électriques et sources décentralisées ;
- Optimisation énergétique et environnementale d'un éco-quartier ;
- Evaluation environnementale des filières de biocarburants.

Au delà de la participation à ces journées, les travaux du Club s'articulent autour de plusieurs thématiques : des thématiques d'études, qui lui sont propres, mais aussi des

thèmes à controverse : le Club a aussi vocation d'être un groupe de réflexion. Le travail en réseau, animé par le Club, a également pour vocation de promouvoir les activités de formation, d'enseignement, de séminaires qui sont menées par ses membres, ainsi que ses activités liées aux participations à des projets européens.

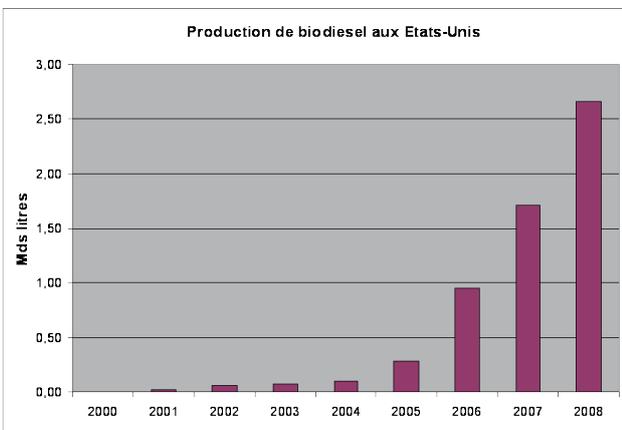
Le Club de l'Orme se réunit le 18 novembre pour organiser sa "road map" de 2010. Les thèmes décrits ci-dessus seront précisés, les sujets de réflexion affinés et l'ambition du Club en sera très certainement renforcée.

*Séverine Dautremont*

## MARCHÉ DU BIODIESEL : DE L'EUROPE AUJOURD'HUI AUX ETATS-UNIS DEMAIN

Alors qu'en 1999, il n'y avait qu'une seule unité de production de biodiesel aux Etats-Unis, en 2008 le pays comptait 173 sociétés capables de produire jusqu'à 10,9 milliards de litres/an soit l'équivalent de la consommation mondiale de 2008 ! Même si les volumes de production sont bien inférieurs aux capacités théoriques, 2,7 milliards de litres en 2008, la dynamique de la production est elle-aussi très forte, comme le montre le graphique ci-dessous.

C'est en 2005 que le marché américain de production de biodiesel a connu un réel essor



*Production de biodiesel aux Etats-Unis (1)*

grâce à un double système de détaxe très avantageux.

En effet, en exportant vers l'Europe, alors principale zone consommatrice de biodiesel, les producteurs américains bénéficiaient à la fois de subventions de la part de l'Etat fédéral américain et d'une fiscalité attractive en Europe liée à la mise en place de la directive européenne en 2004 (directive 2003/30/CE) autorisant la défiscalisation partielle ou totale des biocarburants au sein des pays membres. En France par exemple, l'exonération partielle de la TIC a été mise en place dès 2005.

Face à cet état des lieux qui apparaît comme une distorsion de concurrence, l'Europe a récemment décidé d'imposer une taxe sur les importations du biodiesel des Etats-Unis, principal pays fournisseur de biodiesel à l'Europe des 27, rendant moins attractive l'exportation.

Toutefois, en 2007, un autre levier est venu consolider cette soudaine croissance : la volonté du gouvernement américain de diversifier les sources d'énergie et diminuer la dépendance énergétique vis-à-vis de pays exportateurs d'énergies fossiles.

Les biocarburants ont été perçus comme une des solutions possibles car facilement mise en œuvre à court terme et présentant de surcroît l'avantage de s'inscrire dans un cadre plus général de développement des énergies renouvelables. Ainsi, le Congrès a demandé d'inscrire un objectif de production de biocarburants dans la loi sur l'indépendance et la sécurité énergétique (Energy Independence and Security Act, EISA) signé par le Président de l'époque, G W Bush.

D'ici à 2022, le mix cumulé de carburants doit comporter 136,3 milliards de litres de biocarburants soit presque 110 millions de tonnes! Pour rappel, la consommation américaine en 2008 est de 36,72 milliards de litres (dont seulement de 2,7 de biodiesel) soit quatre fois moins. A titre d'indication, atteindre 10% de biocarburants à l'horizon 2020 en France représenterait moins d'une dizaine de milliards de litres de biocarburants<sup>2</sup> et, au niveau européen, environ 60 milliards de litres, soit deux fois moins que les Etats-Unis.

<sup>1</sup> National biodiesel board

[http://www.biodiesel.org/pdf\\_files/fuelfactsheets/Production\\_Graph\\_Slide.pdf](http://www.biodiesel.org/pdf_files/fuelfactsheets/Production_Graph_Slide.pdf)

<sup>2</sup> Estimé en considérant que le biocarburant est fourni à 80% par le biodiesel et 20% par l'éthanol.

L'enjeu américain est de taille et ce d'autant plus que la production massive de bioéthanol à partir de maïs est de plus en plus controversée notamment à cause des besoins considérables en eau. Ainsi, pour atteindre cet objectif ambitieux, deux axes sont développés : renforcer la production de biodiesel et développer massivement les biocarburants de seconde génération. En effet, il est prévu que les biocarburants de première génération plafonnent en 2015 à 56,8 milliards de litres, la différence pour atteindre les 136,3 milliards fixés d'ici 2022, soit 79,5 milliards de litres, serait alors issue des biocarburants de deuxième génération. Le secrétaire à l'Energie, Steven Chu, a rappelé en mai 2009 la priorité du développement des procédés de deuxième génération. Des financements de l'ordre de 800 millions de dollars sont prévus.

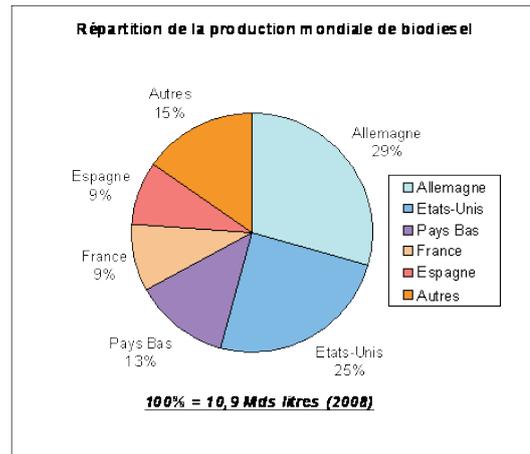


Station essence à Santa Fe, Nouveau Mexique (Etats-Unis), proposant du biodiesel et du bioéthanol avec des taux d'incorporation différents

En attendant, le biodiesel de première génération à partir de soja connaît un véritable essor. En effet, le développement des véhicules diesel est jusqu'à présent très limité aux Etats-Unis car la réglementation des émissions, notamment celle des NOx, est identique quelque soit le carburant, essence ou diesel. Mais avec la nouvelle vague de véhicules à moteurs diesel plus propres développés récemment, le marché américain se dote de plus en plus de modèles diesel, au bénéfice notamment des constructeurs européens : Volkswagen a lancé en 2009 la Jetta TDI dans les 50 Etats américains, de même pour Mercedes qui, en intégrant la technologie Blue Tec qui convertit par voie catalytique les NOx de façon particulièrement efficace, bénéficie d'une aide fiscale. D'autres constructeurs suivent : Audi, BMW et Honda. De plus, alors que le prix du diesel était jusqu'à alors plutôt plus élevé que celui

de l'essence, la tendance tend à s'inverser.

Cette croissance du diesel est, bien sûr, favorable au développement du marché du biodiesel. En 2008, sur 10,9 milliards de litres de biodiesel produits dans le monde, les Etats-Unis y participaient à hauteur de 2,6 milliards, les plaçant juste derrière l'Allemagne, détrônant ainsi la France (voir Figure ci-dessous). Cette dernière,



Répartition de la production mondiale de biodiesel<sup>3</sup>

longtemps deuxième derrière l'Allemagne, passe au quatrième rang mondial !

Il est à noter par ailleurs que la Chine et l'Inde entrent aussi sur ce marché avec une consommation aujourd'hui essentiellement satisfaite par du biodiesel provenant de palmier à huile indonésien.

Aux Etats-Unis, la crise a entraîné un sérieux ralentissement de cette croissance du marché de biodiesel avec de nombreuses capacités à l'arrêt. De façon plus générale, c'est toute l'industrie automobile qui est touchée. Néanmoins, on peut penser qu'une fois dépassée la crise, l'essor américain du biodiesel va se poursuivre. La mondialisation de la consommation du biodiesel et l'entrée des Etats-Unis dans la course à sa production, renforce l'intérêt du développement des procédés de deuxième génération dit BtL (Biomass to Liquid) transformant la biomasse lignocellulosique en biodiesel. Mais cela laisse aussi à penser que la compétitivité sur ce marché va se renforcer et qu'il est important de ne pas se laisser distancer et conserver l'avance de la France dans ce domaine.

Juliette Imbach

<sup>3</sup> IEA Bioenergy task 39 – Update on implementation agendas 2998, a review of key biofuel producing countries.

## OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ : LA FRANCE PARVIENDRA-T-ELLE À RÉPONDRE AUX EXIGENCES EUROPÉENNES ?

Comment continuer à faire bénéficier les consommateurs français d'un prix de l'électricité bas grâce au parc nucléaire tout en s'intégrant dans un marché européen concurrentiel ?

Après une baisse des prix sur le marché de l'électricité, ceux-ci ont augmenté de manière significative et sur une longue période, de sorte que les prix sont devenus nettement plus élevés que les tarifs réglementés.

Face à des tarifs bas, le développement d'offres alternatives à EDF est difficile. Les nouveaux entrants sur le marché de la production n'ont pas le retour espéré de leurs investissements. Les fournisseurs ne peuvent concurrencer les tarifs : un alignement de leurs offres sur ces tarifs ne peut que les conduire à des marges faibles voire négatives.

Un alignement progressif des tarifs sur les prix de marché est-il alors souhaitable pour répondre aux exigences européennes de développement de la concurrence ? La situation est délicate car les consommateurs peuvent difficilement accepter une envolée du prix de leur électricité. Cette solution générerait en effet une très forte « rente du nucléaire » pour l'opérateur historique, celui-ci ayant la possibilité de produire à bas coût. Les consommateurs ne pourraient en profiter puisqu'ils paieraient un prix reflétant un coût moyen européen de production plus élevé.

Afin de préserver pour les consommateurs le bénéfice du parc électronucléaire et d'inciter aux nouveaux investissements, tout en répondant aux exigences d'ouverture de Bruxelles, le gouvernement a demandé à une commission d'experts présidée par Paul Champsaur<sup>1</sup> de formuler des propositions sur l'organisation du marché français de l'électricité.

### **Les solutions préconisées par le rapport Champsaur pour l'ouverture du marché sont adoptées par le gouvernement**

La commission a rendu son rapport le 24 avril 2009. Une période de consultation a alors été ouverte jusqu'à la fin du mois de mai. Au

terme de ces consultations, le Gouvernement a fait savoir par communiqué de presse le 15 septembre 2009 qu'il a décidé d'engager une réforme du marché de l'électricité et qu'il souhaite un cadre législatif adapté pour que la nouvelle organisation soit effective au 1<sup>er</sup> juillet 2010.

La réforme est articulée autour de trois objectifs principaux :

- préserver les tarifs réglementés de vente pour les ménages et les petites entreprises ;
- assurer le financement du parc de production existant et favoriser les nouveaux investissements conformément au Grenelle de l'environnement ;
- favoriser la concurrence par un dispositif de régulation qui permettra à tous les fournisseurs d'électricité en France de s'approvisionner auprès d'EDF aux conditions économiques du parc nucléaire historique.

La dynamique du marché qui en résultera entrainera la disparition des tarifs réglementés pour les grands clients en 2015. La concurrence fera émerger des offres innovantes, en particulier en ce qui concerne la gestion de la demande de l'électricité, suivant les recommandations émises par la commission Champsaur<sup>2</sup>.

Ce projet de réforme a reçu un accueil favorable de la Commission Européenne, qui a plus particulièrement apprécié le caractère transitoire des tarifs réglementés applicables aux grandes et moyennes entreprises. L'enjeu autour de ces propositions est constitué des deux procédures engagées à l'encontre de la France par Bruxelles au sujet de ces tarifs. L'une est au titre du manquement dans la mise en œuvre de la directive 2003/54, l'autre au titre des aides d'Etat, les tarifs étant susceptibles de favoriser les entreprises par rapport à leurs concurrents.

<sup>1</sup> Ancien président de l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (Arcep) et actuel président de l'autorité de la statistique.

<sup>2</sup> Les propositions du rapport sont: 1) la fin des tarifs réglementés pour les entreprises grandes consommatrices et du TaRTAM, 2) mais leur maintien pour les petits consommateurs et 3) l'attribution à tout fournisseur d'un droit d'accès à un approvisionnement en électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire actuel.

## Mais la mise en œuvre du nouveau dispositif fait débat

La France parviendra-t-elle pour autant à une concurrence effective sur son territoire ? Car si les solutions préconisées par le rapport Champsaur font consensus auprès des parties prenantes (nouveaux entrants, producteur historique), ses modalités pratiques de mise en œuvre sont à l'origine de débat.

D'un côté, il est clair que le marché est dans une situation difficile à tenir, à moyen terme, et que la France a besoin d'un mécanisme de transition du fait des tarifs et du parc nucléaire.

Le marché n'est pas ouvert et les ajustements préconisés dans le rapport Champsaur vont dans le sens d'une ouverture rapide.

Le dispositif Champsaur rend possible l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché de la fourniture qui, jusqu'à présent, investissent en pure perte : l'apport de production nucléaire à bas coût devrait leur permettre d'offrir des prix qui ne seraient pas supérieurs aux tarifs.

De nouvelles offres et services attendus par le jeu concurrentiel seront alors envisageables.

Mais la mise en œuvre concrète du dispositif (le volume mis à disposition, son éventuelle décroissance dans le temps, durée et prix) est à l'origine de vifs débats. La nouvelle organisation doit en effet donner des incitations aux investissements sur toute la chaîne de production de l'électricité, la fourniture mais aussi la production. Et c'est là que réside la difficulté.

Il existe différentes stratégies de développement des entreprises. Soit elles investissent dans la fourniture, soit elles s'orientent vers un modèle plus intégré en investissant à la fois sur la production d'électricité et sa commercialisation auprès du client final. Or, le rapport Champsaur donne un accès direct à la production à un moindre coût.

Les nombreux investissements nécessaires, comme la réalisation de nouvelles unités productrices, l'allongement des durées de vie ou le développement des énergies renouvelables, seront-ils réalisés ?

Le nouveau dispositif sera-t-il suffisamment incitatif pour que les entreprises réalisent les infrastructures nécessaires ?

Le risque est en effet que la concurrence dépende de manière durable de cet approvisionnement en nucléaire et que les commercialisateurs soient désincités à investir en moyens de production. La période évoquée par le rapport est de 10 ans, ce qui est un objectif ambitieux. Si les parties prenantes sont favorables à une ouverture par une régulation de la base de la fourniture électrique, ce mécanisme ne doit pas entraver la concurrence sur la production et le développement de nouvelles capacités.

Au-delà de la durée, l'autre point clé est la détermination du volume et des prix. Un volume trop important à prix faible risque d'avoir pour conséquence de rendre peu attractif le marché de la production français. Les entreprises, désireuses de développer de nouveaux moyens de production ne pourront alors attendre du marché français la rentabilité qu'elles espèrent de leurs investissements, et l'outil productif national risque de perdre à terme en compétitivité, face aux autres marchés européens.

## Conclusion

Le projet de réforme du marché de l'électricité français adopté par le gouvernement, conformément aux recommandations de la commission d'experts présidée par P. Champsaur, vise à aboutir à une concurrence effective en France, et ainsi répondre aux exigences de Bruxelles. Dans ce projet, l'accès des capacités de production nucléaire d'EDF aux autres fournisseurs permettrait à ceux-ci de proposer des prix de marché aussi attractifs que les tarifs de l'opérateur historique, « intensifier la concurrence sans faire monter les prix » comme le dit si bien le titre d'un article du Monde<sup>3</sup>.

Mais il s'agit de trouver une solution pérenne. Et les modalités de mise en pratique du nouveau dispositif sont loin d'être aisées. Un volume trop important de kWh, mis à disposition des concurrents d'EDF, sur une longue durée, à prix faible risque de conduire au peu d'attractivité du marché de la production français où d'importants investissements sont à réaliser.

<sup>3</sup> Le monde du 16/09/09.

Le développement de la concurrence sur le marché de la commercialisation/fourniture ne doit pas se faire au détriment de la production.

Comment trouver cet équilibre subtil d'un prix concurrentiel qui soit à la fois :

- protecteur des consommateurs en leur faisant bénéficier du parc nucléaire français ;
  - incitatif en matière d'investissement en moyens de production d'électricité ;
- sans oublier les questions de maîtrise de la demande et d'efficacité énergétique de l'ensemble de la chaîne ?

C'est le Gouvernement et *in fine* le Parlement qui ont cette lourde tâche de trouver les solutions de mise en pratique du nouveau dispositif et de préciser les modalités de la loi pour que le projet de réforme entre en application.

*Séverine Dautremont*

---

## DOSSIER

---

### CONTRIBUTION CLIMAT ENERGIE : QUEL CHALLENGE POUR DEMAIN ET APRÈS-DEMAIN ?

---

Au cœur de l'actualité, la Contribution Climat Energie ou CCE, qui sera prochainement soumise au Parlement français, devrait faire l'objet d'un projet de loi de finances dès 2010. Elle s'ajoutera au dispositif fiscal existant, mais sans pour autant s'apparenter à une taxe traditionnelle, dont le rôle essentiel est d'alimenter les caisses de l'Etat. En effet, cette "taxe carbone", de nature incitative, n'aura d'autre but que celui d'orienter progressivement notre comportement de consommateur vers des choix énergétiques plus respectueux de l'environnement. Installée dans la durée, elle devrait à terme contribuer à modifier en profondeur nos modes de vie, touchant par là même l'évolution de notre société toute entière.

#### Quel contexte ?

Car l'urgence climatique nous impose de réduire au plus tôt nos émissions de gaz à effet de serre, dont une bonne part est issue de l'utilisation d'énergies fossiles.

Ainsi donc, la proposition de la CCE en France s'inscrit dans le parcours de réduction d'un facteur 4 à l'horizon 2050 des émissions de GES des pays développés.

Rappelons que l'Europe s'est déjà armée depuis 2005 d'un marché de permis négociables pour satisfaire son objectif contraignant de Kyoto d'ici fin 2012. Sans attendre un nouvel accord international, elle a par ailleurs prévu de maintenir l'application de son marché jusqu'en 2020, dans le cadre du vote fin 2008 d'un Paquet Energie Climat.

Mais ce marché de quotas, qui cible les industriels fortement émetteurs de CO<sub>2</sub>, est difficilement applicable à des émissions plus diffuses (transport, résidentiel, ...), et donc aujourd'hui seulement la moitié environ des émissions européennes de GES est effectivement couverte par les quotas.

#### Quels objectifs ?

Le besoin incontournable aujourd'hui d'un nouvel instrument français pour prendre en compte les émissions diffuses a été exprimé au cours du Grenelle de l'Environnement. Comme pour le marché, les objectifs<sup>1</sup> sont de :

- délivrer un signal-prix lié à l'émission de CO<sub>2</sub>,
- piloter la future augmentation de ce prix, nécessaire à l'atteinte des objectifs nationaux en termes de réduction de ces émissions.

L'instrument mis en œuvre doit être applicable facilement et rapidement: la taxe, non seulement remplit ces conditions, mais, en délivrant par nature un signal clair et transparent, donne de la visibilité aux agents économiques.

L'expérience d'un certain nombre de pays déjà dotés d'une taxe carbone, avec des modalités très diversifiées, a révélé l'efficacité de l'instrument sur le plan environnemental comme économique. Elle devrait aller dans le sens de l'adhésion à cet instrument.

---

<sup>1</sup> Cf l'article: "La taxe incitative: quels atouts?" ci-après.

## Quelle mise en œuvre ?

Le processus adopté pour étudier l'intérêt de la CCE peut être qualifié de singulier car le recueil des avis d'une communauté d'experts multi horizons (industrie, milieu académique, syndicat, patronat, ...) réalisé avant l'établissement d'un projet de loi n'est pas habituel. La rédaction d'un rapport de synthèse, élaboré à l'issue de cet échange de points de vue, a ainsi permis de guider le choix gouvernemental.

Au-delà de la décision politique d'une telle mesure, il s'agit par là même de satisfaire une double exigence :

- une communication suffisante et adaptée pour une compréhension de la finalité de l'instrument par les acteurs concernés,
- une gouvernance performante, permettant de trouver un équilibre entre un paramétrage suffisamment contraignant pour viser les résultats escomptés, mais non excessif au regard de son acceptation sociale.

Aujourd'hui, si le montant initial de la taxe est d'ores et déjà arbitré au sein du gouvernement, ses modalités d'application nécessitent encore d'être complétées et affinées<sup>2</sup>.

## Bientôt ...

La mise en place de la CCE constituera le franchissement d'une première étape.

Demain, il faudra décider comment donner de la visibilité aux acteurs en fixant ou non un taux de progressivité de la CCE dans le temps, qui traduira le niveau des efforts de réduction à atteindre de nos émissions de CO<sub>2</sub>.

Egalement demain, un important travail politique restera à fournir pour avancer sur le chemin de l'acceptation sociale de la CCE. Car c'est la conviction des acteurs de l'utilité d'un tel instrument, qui jouera de façon déterminante sur les possibilités de son augmentation ultérieure. Précisons qu'un des points fondamentaux de la démarche est lié à une sensibilité (les économistes parlent d'élasticité) de la demande d'énergie à son prix. Or, traditionnellement cette élasticité s'avère faible. Les hydrocarbures ont d'ailleurs constitué une assiette efficace pour instaurer des taxes à

finalité budgétaire dans les décennies passées. Pour réussir la mise en œuvre de cette taxe, il importe en parallèle de développer une offre de technologies énergétiques qui trouveront ainsi leur marché, et conduiront à décarboner notre économie.

Encore demain, il restera à régler les questions de concurrence internationale ou de délocalisations éventuelles en prévoyant la possibilité de mécanismes aux frontières. Déjà, l'OMC est informée, l'UE saisie.

Enfin, s'agissant d'après demain, il est concevable que des niveaux différents de taxe pour les pays européens ne permettront pas d'atteindre un optimum collectif : l'instauration d'une taxe carbone harmonisée au niveau européen pourrait aller dans ce sens. D'ici là, son évocation toute récente par la présidence suédoise de l'UE pourrait jouer un rôle significatif en termes d'image, aux négociations de Copenhague.

## A l'avenir ...

Quoiqu'il en soit, les changements climatiques, qui sont l'affaire de tous, nous préparent un avenir qui nous fera vivre autrement...

La Contribution Climat Energie qui s'annonce pourra y jouer un rôle important : celui-ci dépendra de l'augmentation de son taux, des comportements individuels et de la disponibilité d'une offre d'équipements énergétiques plus performants (rendus compétitifs en retour grâce à elle) ... de véritables challenges en perspective.

*Françoise Thais*

<sup>2</sup> Cf l'article: "Montant et modalités de la CCE: un ajustement difficile".

## MONTANT ET MODALITÉS DE LA CCE : UN AJUSTEMENT DIFFICILE

Le paramétrage de la Contribution Climat Energie (CCE) doit permettre d'amorcer la dynamique nécessaire à l'atteinte des différents objectifs à long terme de réduction des émissions françaises de CO<sub>2</sub>. La démarche nationale n'est pas pour autant de relier la CCE au détrimement global causé par l'augmentation de la température du globe, ce sujet étant plus complexe et non homogène avec les accords intergouvernementaux en vigueur. Aujourd'hui, les principales caractéristiques arbitrées pour son ajustement initial ont trait à son montant, son assiette et ses effets redistributifs.

### Montant de la tonne de CO<sub>2</sub> à 17 €

Cette valeur peut paraître très inférieure à l'enjeu, notamment si elle est rapportée aux ordres de grandeur fixés par le Gouvernement et préconisés également par la plupart des experts consultés. Ceux-ci se réfèrent à la "valeur tutélaire du carbone", estimée par la Commission Quinet<sup>1</sup> en juin 2008 dans le cadre de la recherche de l'objectif facteur 4<sup>2</sup>, d'un niveau initial de 32€ la tonne dès 2010, devant augmenter jusqu'à une valeur comprise entre 150 et 350 à l'horizon 2050.

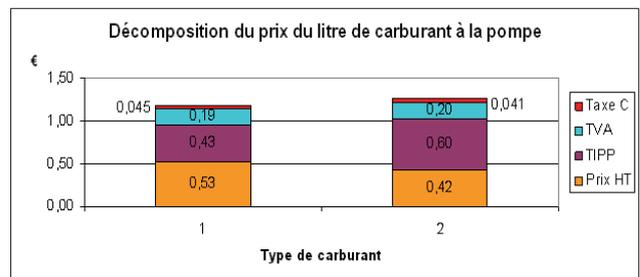
Toutefois, il ne faut pas oublier que la TIPP est déjà élevée et s'applique à une bonne partie des énergies fossiles, alors que les externalités induites par l'usage des hydrocarbures sont probablement inférieures à son montant. Ces externalités sont les coûts de développement des routes, les blessés et morts par accidents, la pollution induite (hors carbone) et ses effets sur la santé et l'environnement... mais pas le dérèglement du climat, qui fait l'objet de la CCE.

Ce montant est par ailleurs comparable au prix du CO<sub>2</sub> sur le marché européen de quotas (15 €/t environ actuellement), ce qui apparaît au premier abord assez cohérent.

A titre d'illustration, on peut calculer l'impact de cette valeur de taxation sur le prix à l'achat de l'essence et du gazole (cf schéma) : il se traduit par une augmentation d'environ 4 centimes par litre de carburant<sup>3</sup>.

### Impact sur la consommation d'énergie carbonée

Etant donnés les ordres de grandeur de la sensibilité de la consommation aux prix, une augmentation de l'ordre de 3% du prix des carburants devrait faire baisser la consommation d'1% au plus, au terme de quelques années. Les effets seront à peine plus importants pour l'usage chauffage et les usages des petits industriels. En ce sens, on perçoit que la taxe – à ce niveau – n'a pas d'effet très significatif. Les enjeux sont donc



liés à une future augmentation, non encore statué, vers des niveaux de plusieurs dizaines d'euros/t. La fixation de ces niveaux nécessitera toutefois de s'assurer, d'une part, qu'ils correspondent bien à l'externalité visée (avec un regard sur les autres taxes telles que la TIPP, la TIGN, les taxes charbonnières et la TVA), et d'autre part que les instruments économiques (taxes et marchés de quotas) gardent une certaine cohérence entre eux.

### Assiette de la CCE

L'évaluation du contenu carboné des produits consommés ou services s'avérant trop compliquée, c'est la taxation en amont des énergies fossiles qui a été finalement retenue.

<sup>1</sup> Note de veille du CAS N°101 : la valeur tutélaire du carbone (juin 2008).

<sup>2</sup> Objectif de division par 4 des émissions de GES d'ici 2050 par les pays développés.

<sup>3</sup> Baril à 72€/l, Parité euro-dollar = 1,4678.

L'électricité fera l'objet d'une incitation à une moindre consommation d'énergies carbonées via les quotas qui l'encadrent dès que les coûts atteindront des niveaux significatifs, compte tenu des allocations de quotas: elle est donc logiquement éparignée par la CCE.

Le choix effectué est aussi celui d'une taxe additionnelle avec un prix unique du CO<sub>2</sub>. Aucune correction des disparités de niveau de taxes, suite au maintien des accises déjà existantes sur les différentes énergies, n'a été retenue à ce jour. Car techniquement, l'opération s'avèrerait très délicate.

La CCE induira probablement un (faible) rebond de la demande d'électricité entraînant un décalage dans la gestion de la pointe: celle-ci, plus intensive en énergie carbonée (charbon, fuel distillé, gaz), augmentera donc très légèrement les émissions de CO<sub>2</sub> avant que le parc ne se rééquilibre. Cet effet devrait rester mineur.

Aujourd'hui, seules les émissions de CO<sub>2</sub> sont concernées. Une extension du système au méthane et au protoxyde d'azote pourrait être utilement recherchée en raison de leur fort pouvoir de réchauffement à court terme. Les modalités en seraient certainement assez différentes.

### Prise en compte des effets redistributifs

Pour tenir compte du contexte économique actuel très difficile, le Gouvernement s'oriente pour l'instant vers un système compensatoire, sachant qu'envisager des exonérations n'aurait pas de sens, dans la mesure où le signal-prix disparaîtrait. Il s'engage aussi à restituer la totalité des prélèvements. Cependant, subsiste la difficulté d'une redistribution équitable.

- Ménages : crédit d'impôt forfaitaire

Cette option a le mérite d'être simple, donc facile à mettre en place.

Pour évaluer le montant du crédit, le nombre d'enfants et la zone d'habitation sont à ce jour les deux seuls critères retenus.

- Ce type de mesure induit plus ou moins d'effets redistributifs indésirables. Ceux-ci

auraient pu être corrigés, uniquement pour supprimer les distorsions induites et non complètement redistribuer le produit de la CCE. C'est toutefois cette dernière option qui est avancée.

- Concrètement, chaque adulte devrait recevoir 46 euros s'il vit dans une zone desservie par les transports en commun, 61 euros dans le cas contraire, plus 10 euros par enfant.

- L'effet incitatif à changer de comportement sera créé à partir de ces estimations moyennes.

- Entreprise : allègement des charges

C'est l'option naturelle qui peut présenter des effets bénéfiques sur l'emploi et la croissance.

- Cet allègement concerne la taxe professionnelle pesant sur l'investissement productif, et qui devrait être supprimée. Elle pose toutefois le problème de l'alimentation du budget des collectivités territoriales.

- Aucun domaine ne devrait être exonéré. Cependant, des dispositifs ciblés devraient être prévus pour les secteurs les plus exposés à la CCE (les industries des biens intermédiaires, les transports routiers, l'agriculture, la sylviculture et la pêche).

En conclusion, dans le cas présent des propositions gouvernementales, le premier effet de la CCE, le bénéfice environnemental, sera bien celui qui prévaut. Il pourra s'accroître avec une éventuelle hausse du montant de la CCE. Le deuxième effet, son produit en millions d'euros, sera redistribué pour ne pas peser globalement sur les agents économiques et cette opération sera ajustée pour limiter les distorsions entre agents. Ces deux points techniques, partie intégrante de l'exercice, devront être également révisés dans le futur.

*Françoise Thais*

## LA TAXE INCITATIVE : QUELS ATOUS ?

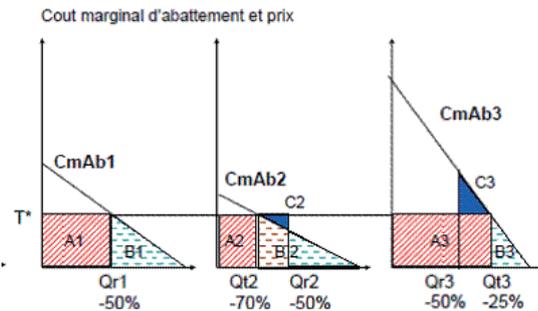
### Par rapport aux autres instruments économiques

La taxe est le moyen le plus efficace (par rapport à la réglementation technique, aux marchés de quotas, etc ...), car elle "révèle" directement le coût de l'externalité à chaque agent. La valeur de la taxe doit "simplement" être égale à celle de l'externalité.

### L'efficacité économique

Comme pour le marché de quotas, le coût total de réduction des émissions est dans son principe minimisé et donc un gage d'efficacité économique. Le schéma suivant<sup>1</sup> en fournit l'illustration à partir de l'exemple de 3 agents qui doivent réduire de 50% leurs émissions, supposées identiques.

#### Approche par la taxation



Chaque agent  $i$  se différencie par la courbe du coût marginal  $CmAb_i$  de réduction de ses émissions  $Q_i$  comme l'indique le graphe, l'objectif étant d'atteindre  $Q_{ri}$ .

Dans le cas de l'introduction d'une taxe (ici  $T^*$ ), il est bien sûr préférable d'entreprendre des réductions d'émissions tant que leur coût marginal d'abattement est inférieur à  $T^*$ .

- La courbe de coût marginal d'abattement de l'agent 1 lui permet de réduire exactement la moitié de ses émissions;

- L'agent 2, après avoir atteint son objectif, sera encore incité à réduire un peu plus les émissions dont le coût de réduction est inférieur à  $T^*$  (jusqu'à 70% sur le schéma);

- L'agent 3, pour un coût de réduction de ses émissions supérieur à  $T^*$ , préférera payer la taxe (réduction limitée à 25% sur le schéma).

Le gain total de coût sera alors la somme des aires C2 et C3.

### Le recyclage

Les économistes ne se prononcent pas sur le devenir du produit de la taxe: la question de son recyclage (ou non) est entièrement distincte de la décision de taxer.

*Françoise Thais*

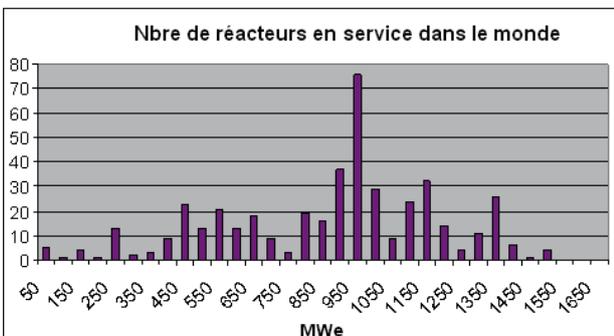
<sup>1</sup> Rapport de la conférence des experts et de la table ronde sur la contribution climat et énergie 28 juillet 2009

## ECLAIRAGES

### LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES DE FAIBLE PUISSANCE : HISTORIQUE ET PERSPECTIVES TECHNICO-ÉCONOMIQUES

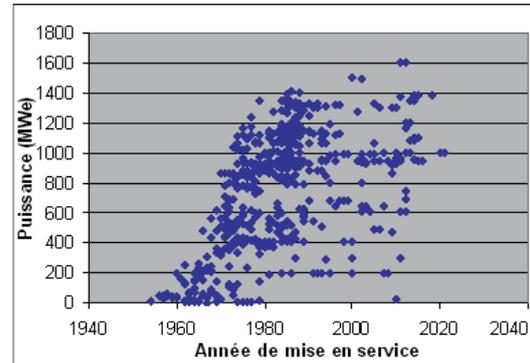
De façon récurrente et depuis les débuts de l'histoire du nucléaire, certains organismes, entreprises ou collectivités ont mis en exergue l'intérêt de réacteurs nucléaires de petite taille, en mettant en avant un certain nombre d'arguments en leur faveur: modularité (pour des marchés de taille réduite tels que la production de chaleur ou la production conjointe de chaleur et d'électricité – par exemple le projet CEA THERMOS dans les années 1970), standardisation très poussée des modules, production en série de réacteurs transportables (sur barges ou par voie terrestre), diminution des risques par décision séquentielle de mise en service de petites unités ... (les arguments en faveur de ces réacteurs sont détaillés plus avant). Pourtant la réalité industrielle montre une augmentation progressive de la taille des réacteurs, indiquant que les effets de taille piment.

La figure ci-dessous montre la répartition en puissance des réacteurs nucléaires



commerciaux opérationnels dans le monde.  
Répartition, en puissance électrique, des réacteurs nucléaires opérationnels dans le monde

Si la plupart sont des réacteurs électronucléaires de puissance (> 700 MWe), il existe une quantité non négligeable d'autres réacteurs souvent appelés SMR (Small & Medium Reactors [1]).



*Répartition dans le temps des mises en service de réacteurs (Réacteurs opérationnels, arrêtés ou en construction)*

On peut classer ces réacteurs en deux catégories :

#### Les réacteurs de puissance moyenne (entre 100 et 700 MW électriques)

700 MW électrique est la borne haute retenue pour définir cette catégorie, conformément à la classification de l'AIEA, par ailleurs forte promotrice des SMR.

Ils sont également parfois appelés réacteurs modulaires. Leur objectif est d'abord de fournir une énergie électrique centralisée.

Les promoteurs de ces réacteurs avancent plusieurs arguments techniques et économiques :

- ils peuvent répondre à une demande d'électricité et/ou de chaleur modérée.
- ils peuvent être intégrés plus facilement dans un réseau électrique de taille modeste. Il est classiquement admis qu'un nouveau réacteur ne doit pas représenter plus de 10% de la puissance déjà installée sur un réseau.
- ils pourraient être plus rentables que des gros réacteurs, car le retour sur investissement serait plus rapide et cette différence pourrait être décisive en périodes d'incertitudes des marchés.

Dans des conditions extrêmes de volatilité du prix de l'électricité un réacteur de l'ordre de 300 MWe peut présenter des avantages économiques par rapport à un réacteur nucléaire de puissance en limitant les risques de l'investisseur.

- ils permettent à un Etat, pour un coût d'investissement plus faible qu'un réacteur de puissance, d'accéder à l'énergie nucléaire.

Mis à part le dernier point, ces arguments se heurtent à la concurrence des centrales thermiques au gaz ou au charbon, dont les coûts de production, à ces échelles de puissance, sont aujourd'hui inférieurs.

On constate néanmoins sur la figure 2 en page précédente que des réacteurs de taille moyenne ont été mis en service ces vingt dernières années, en Inde, en Chine, au Pakistan. Il s'agit d'abord d'une reproduction de technologies éprouvées ailleurs durant les vingt précédentes années. Dans ce cas, on peut plutôt parler d'une phase d'accès à l'énergie nucléaire à coût modéré (dernier argument). Les consultations en cours, en Inde et en Chine, portent d'ailleurs désormais sur des réacteurs de puissance.

En pratique, l'histoire a montré que l'intérêt économique a fait évoluer les réacteurs vers les fortes puissances. C'est le cas du parc EDF. C'est aussi le cas du projet AP600 de Westinghouse, qui a finalement évolué vers l'AP1000. De même le concept CEA de réacteur SCOR (Simple Compact Reactor), en passant de 630 MWe à 1008 MWe, voit son coût de production du kiloWatheure réduit de 10% environ.

Malgré ces arguments, plusieurs projets existent à des stades d'avancement différents. Le tableau ci-dessous dresse l'inventaire des concepts les plus solides.

A l'heure actuelle, il semble que seule une rupture technologique – et donc une rupture économique - permettrait un développement du nucléaire à cette échelle de puissance. Un des enjeux réside dans la capacité à simplifier le design des réacteurs (notamment en regard des exigences de sûreté) – et donc de bénéficier de moindres coûts.

A ce jour, la niche la plus prometteuse pour ces réacteurs semble être la fourniture de chaleur (basse ou haute), en quantité modérée. Ce segment de marché figure sous la terminologie

AIEA "Innovative small and medium sized reactors".

Modèle	Constructeur	Puissance	Technologie
AP 600 ➡	Westinghouse	600 MWe	Réacteur à eau pressurisée
	Certification obtenue aux USA		
PBMR ➡	Westinghouse Eskom	400 MWe	Réacteur à haute température
	Certifié en Afrique du Sud (investissements significatif en équipements d'essais) Certification préliminaire en cours aux USA		
SMART ➡	Kaeri Corée du sud	330 MWth	Réacteur à eau pressurisée
	Processus de certification en cours en Corée du Sud		
IRIS ➡	Westinghouse	300 MWe	Réacteur à eau pressurisée
	Certification préliminaire en cours aux USA		

En ce qui concerne le dessalement d'eau de mer, un réacteur de puissance ne paraît pas surdimensionné pour cette tâche dans la mesure où la région est suffisamment dense au plan de la population et le réseau électrique interconnecté. Dans cette configuration un réacteur de moyenne puissance ne serait pas compétitif.

### Les réacteurs de faible puissance ( < 100 MW électrique\*)

46 réacteurs à usage industriel de moins de 100 MWe ont été construits depuis 1954 (en général, avec rechargement de combustible sur site).

4 sont toujours en exploitation, en extrême Sibérie (fourniture d'énergie électrique et thermique) à la ville de Bilibino (avec rechargement sur site).

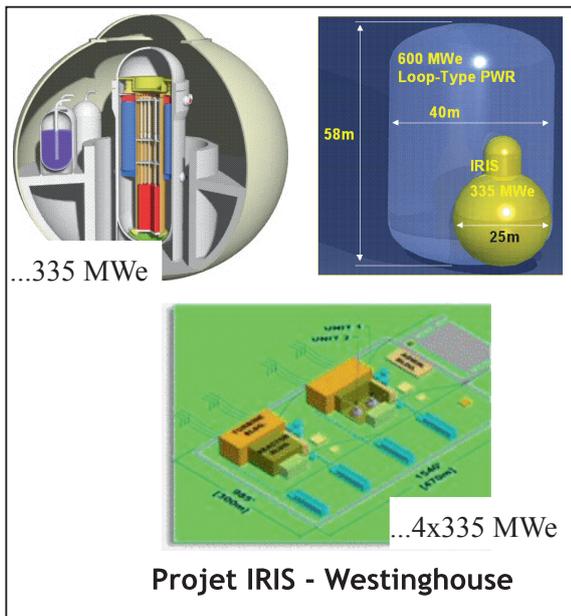
2 réacteurs sur barge flottante, destinés à l'extrême Sibérie, sont en construction pour une

mise en service prévue en 2010 (réacteur KLT-40S de 35 MWe, dérivé de réacteurs de brise-glace).

Le seul marché réaliste apparaît donc être l'apport d'énergie en milieu fortement contraint (par exemple le milieu polaire ou l'insularité).

Toutefois, il existe des promoteurs de ces technologies dont les projets reposent sur les arguments suivants :

- Effet de série (dont fabrication en atelier centralisé, puis transport sur le lieu d'utilisation)
- Autonomie et économie d'exploitation (et notamment pas de recharge de combustible sur site)
- Economie de démantèlement (le réacteur est transporté sur le lieu de production, puis retiré en fin de cycle et démantelé en atelier centralisé)
- Sécurité intrinsèque



Mis à part les dérivés de réacteurs russes de type brise-glace, deux projets semblent d'une solidité supérieure aux autres :

Si le projet CAREM montre une certaine solidité technique (INVAP a déjà construit plusieurs réacteurs de recherche de 20 MWth, y compris récemment, en 1998 et 2007), et un soutien gouvernemental, des spécifications incertaines (de 100 MWth à 300 MWe) démontrent un positionnement commercial flou.

On peut également noter le projet américain Hyperion, qui émerge à tout le moins au plan médiatique. Cependant, la faiblesse des

informations techniques, en décalage par rapport à une communication commerciale très active (plus de cent modèles de 70 MWth seraient en commande ?), ainsi qu'un marketing qui apparaît assez simplificateur font douter de la solidité du projet.

**Hyperion**  
**projet de réacteur de 70 MWth**  
**Extraits du site internet de l'entreprise**  
**(2009)**

«Clean, Safe, Affordable Power Where you need it, When you need it. Who would have thought that the benefits of generating electricity from huge nuclear power plants»

### Perspectives économiques

L'histoire de la construction de réacteurs nucléaires de faible et moyenne puissance montre qu'ils ne se sont développés que sur un marché "de niche".

Dans l'avenir il n'est pas exclu qu'un réseau électrique de taille modeste (quelques GW), faiblement interconnecté, puisse constituer une niche pour des réacteurs de moyenne puissance, à condition qu'un coût du CO<sub>2</sub> élevé rende les centrales à énergie fossile moins compétitives.

Il existe quelques études chiffrées mettant en

\* L'AIEA classe dans cette catégorie des réacteurs allant jusqu'à 300 MWe. Il nous semble plus réaliste de confiner cette catégorie, plutôt associée à la notion d'"autonomie" et de "passivité", à des tailles plus modestes). L'AIEA distingue par ailleurs au sein des petits réacteurs, la catégorie SRWOR (Small Reactors Without On-Site Refueling). Aucun de ces réacteurs industriels 'autonomes' n'a cependant jamais été construit.

évidence un effet de taille entre réacteurs, c'est-à-dire le gain économique lié à l'augmentation de puissance du réacteur.

Modèle	Constructeur	Puissance	Autonomie
<b>Observation</b>			
4S Super Safe Small & Simple →	Japon/Toshiba	10-50 MWe	30 ans
	Inventorié par la NRC [5] Pas d'objectif de certification Besoin exprimé par un producteur d'électricité d'Alaska		
CAREM 25 →	Argentine INVAP	100MWh 27 MWe cogénération possible	Rechargement "classique" sur place
	Projet inscrit dans la loi Argentine 1999 Serait le précurseur prototype d'un modèle de 300MWe commercial		

En appliquant le résultat de ces études à un réacteur de 300 MWe on peut évaluer que le coût du kWh d'un tel réacteur serait entre 50 et 100% plus élevé que celui d'un réacteur de type EPR, de 1600 MWe (sauf rupture technologique significative concernant par exemple la sûreté intrinsèque ou encore la production de chaleur à très haute température compatible avec les besoins de certains procédés industriels).

Par ailleurs l'étude DGEC publiée en 2008 (ci-dessous), montre qu'avec un coût du CO<sub>2</sub> pris à 50 €/tonne (et un baril de pétrole à 55 €), l'électricité d'une centrale thermique classique en France, serait entre 50% et 100% plus chère que l'électricité d'un EPR.

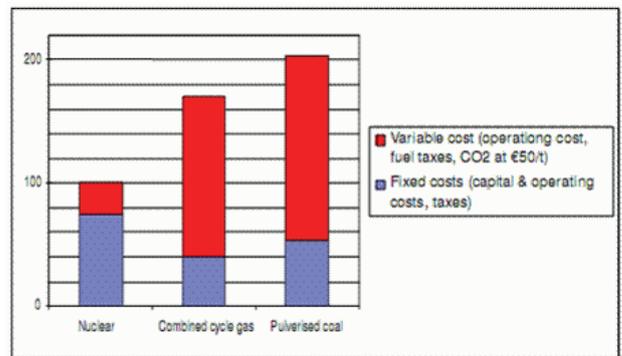
La compétitivité d'un réacteur de moyenne puissance (autour de 300 MWe) serait donc alors atteinte pour un coût du CO<sub>2</sub> autour de 50 €/tonne, qui est la projection du gouvernement français pour 2020.

Il reste, dans ce cas, que le concurrent des petits réacteurs sera... leurs frères aînés de grandes tailles. Enfin, à cet horizon, il est probable que l'interaction progressive des réseaux mondiaux réduise encore le marché, hors systèmes isolés.

La marché, à un horizon plus lointain, pourrait alors devenir la fourniture de cogénération industrielle de haute température (pour des raffineries par exemple), dans des conditions de prix du CO<sub>2</sub> élevé (de l'ordre de 100 €/tonne) et à des échelles difficilement accessibles à la biomasse ou au solaire thermique.

Concepteur	Modèle de référence	Evolution du coût du kWh	
		Modèle	Evolution
CEA	SCOR (630 MWe)	SCOR (1008MWe)	-10%
Westinghouse	AP600 (600MWe)	AP1000	-25%

Concernant les petits réacteurs, l'utilisation de l'énergie, électrique ou thermique, même pour un coût du CO<sub>2</sub> très élevé restera sans doute moins compétitive qu'une production alternative bas-carbone (par exemple la biomasse dont les coûts sont maîtrisés).



Seules des conditions fortement contraintes, comme l'arctique, l'antarctique ou une grande isolation insulaire, pourraient rendre de tels réacteurs compétitifs, dans un marché quasiment inexistant.

Frédéric Legée

**Références :**

[1] OCDE/1991 "les réacteurs de faible et moyenne puissance"  
 [2] Gollier, C., D. Prault, F. Thais, et G. Walgenwitz (2004), "Comment valoriser la modularité dans les projets d'investissement électronucléaire?", Revue de l'Energie, N°555, p. 165-171.  
 [3] G-M Gautier, M-S Chenaud, B. Tourniaire (2007) : SCOR 1000 : an economic and innovative conceptual design PWR  
 [4] DER/SESI/LESA DO2007/35 : AIEA/technical meeting "Review of options to break the economy of scale for SMR's"  
 [5] US Nuclear Regulatory Commission (NRC) – juin 2008 <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/new-nuc-plant-des-bg.html>  
 [6] Site commercial du projet Hyperion <http://www.hyperionpowergeneration.com/product.html>

---

## GESTION DU COMBUSTIBLE ET TAUX DE COMBUSTION

---

### Gestion du combustible et taux de combustion

La gestion du parc nucléaire tient compte de la nécessité d'arrêter périodiquement chaque réacteur pour renouveler une partie de son combustible et procéder à certaines opérations de maintenance. La « gestion combustible », c'est-à-dire les caractéristiques des recharges introduites à chaque arrêt (quantité de combustible, taux d'enrichissement) détermine la durée possible pour la campagne de production et le coût du combustible.

Le choix des gestions combustible doit concilier des objectifs multiples, notamment :

- la sûreté du réacteur (objectif prioritaire),
- la fiabilité du combustible, pour éviter les indisponibilités fortuites,
- la valorisation de la production,
- la maîtrise du coût du combustible,
- le respect des contraintes techniques du cycle du combustible.

Le taux de combustion ou « burn-up » est un paramètre fondamental de l'exploitation d'un réacteur. A priori, on cherche à le maximiser afin de rentabiliser le coût du combustible et de maximiser la performance du réacteur, notamment en réduisant les arrêts pour rechargement. Augmenter les taux de combustion peut se faire en enrichissant le combustible de départ, soit en uranium 235, soit en plutonium 239.

Le taux de combustion est classiquement mesuré par l'énergie thermique que produit une tonne de combustible. Cette énergie, par homogénéité avec les mesures habituelles de la production des réacteurs est souvent rapportée en GigaWatt.jours par tonne (GWj/t).

L'enrichissement supplémentaire entraîne un surcoût directement lié aux services d'enrichissement ou de traitement nécessaires ; si de plus, il dépasse certains seuils (classiquement le seuil de 5%, sur la base duquel l'essentiel de la génération des usines en fonctionnement a été conçu), cela peut remettre en cause la conception en matière de criticité ou de radioprotection de certaines installations du cycle qui devraient alors être modifiées, ce qui aurait des répercussions sur les coûts de certains postes du cycle.

Par ailleurs, l'enrichissement initial supérieur entraîne des modifications dans le comportement du combustible, notamment une réactivité accrue en début d'irradiation. Le respect des divers

critères de sûreté est une contrainte forte pour l'augmentation de l'enrichissement initial.

Les taux de combustion ne peuvent donc pas être aussi élevés que ce qui pourrait être souhaité au vu d'une analyse simple, d'une part pour des raisons techniques, de sûreté, de fiabilité, mais aussi pour des raisons économiques puisque l'enrichissement supplémentaire nécessaire entraîne un surcoût global du cycle, qui ne doit pas dépasser les bénéfices attendus par le gain de production.

### Hauts et très hauts taux de combustion

Diverses études internationales ont été menées pour évaluer l'intérêt économique des hauts taux de combustion (jusqu'à 60 GWj/t), voire des très hauts taux de combustion (au-delà de 60 GWj/t). On peut en retenir différents résultats.

Le taux de combustion moyen le plus élevé que l'on puisse obtenir avec un combustible respectant la limite actuelle de 5% de taux d'enrichissement, se situe autour de 65 GWj/t. L'enrichissement doit passer à 8% si l'on veut atteindre un taux de combustion de 100 GWj/t dans des réacteurs à eau légère (REL). Assouplir la limite actuelle de 5% entraînerait la révision de tous les contrôles de criticité dans les différentes parties des installations et certains redimensionnements : ce serait une entreprise très importante et coûteuse.

Les combustibles usés à très hauts taux de combustion produisent davantage de chaleur de décroissance et de neutrons en raison de la quantité supérieure d'actinides mineurs qu'ils contiennent, ce qui a des conséquences pénalisantes en termes de maîtrise des risques de criticité et de gestion du combustible usé, notamment le transport, l'entreposage et le traitement pour recyclage. Ces difficultés apparaissent toutefois gérables avec des surcoûts qui sont notamment compensés dans l'aval par la moindre quantité de combustibles usés rapportés à l'énergie électrique produite.

La composition isotopique du plutonium récupéré des combustibles usés à très hauts taux de combustion est de moindre qualité fissile que celle qu'on trouve dans des combustibles plus standard. Pour un recyclage en MOX, cela a pour

effet la nécessité d'augmenter la concentration initiale en plutonium, avec cependant des critères supplémentaires à prendre en compte concernant notamment le coefficient de vide du combustible. Des limites peuvent ainsi apparaître en termes de quantité de plutonium, lesquelles peuvent induire une limitation du taux de combustion des MOX.

Si la radiotoxicité du combustible utilisé, mesurée en Sievert par tonne de métal lourd (Sv/tML), augmente avec le taux de combustion, il faut tenir compte du fait que chaque tonne de combustible produit davantage d'énergie à ces taux de combustion élevés. La radiotoxicité à long terme du combustible utilisé paraît au premier ordre indépendante du taux de combustion si on l'exprime en sievert par GWh d'électricité produite. On peut toutefois noter que des taux de combustion élevés tendent à augmenter la composante de long terme de cette toxicité. Cependant, un autre facteur est la quantité de déchets de haute activité que l'on peut confiner dans des matrices de verres et qui est limitée par l'émission de neutrons et leur impact sur la matrice vitreuse. Le fait que les combustibles à très hauts taux de combustion contiennent davantage de Cm244 nécessite d'accroître la plage de résistance garantie des déchets vitrifiés. Les actions de R&D sont en cours et devraient permettre de continuer à garantir des volumes de déchets vitrifiés très faibles, rapportés à la tonne de combustible utilisé (de l'ordre de 0,2 m<sup>3</sup>, à rapporter à des volumes près de 10 fois supérieurs pour les déchets de haute activité constitués par le combustible utilisé emballé, si celui-ci ne devait pas être recyclé).

Ainsi, l'équilibre entre économie et taux de combustion est complexe car certains effets s'annulent presque les uns les autres. A des taux de combustion au déchargement de l'ordre de 60 à 100 GWj/t, l'évaluation des coûts du cycle du combustible ne révèle pas un avantage économique déterminant : la courbe de coût en fonction du taux de combustion révèle un optimum très plat, de sorte que ce sont souvent d'autres considérations qui l'emportent.

### Cas de la France

Les gestions du combustible des réacteurs nucléaires français ont évolué au cours du temps, en recherchant une amélioration de l'utilisation du combustible et un accroissement de la production nucléaire, en fonction des conditions économiques du marché, mais aussi des

performances offertes par le combustible et des contraintes d'exploitation des réacteurs.

Dans les années 1990-2000, le contexte était marqué par un relatif "suréquipement" en nucléaire, dans un marché régulé. L'enjeu était plutôt de valoriser au mieux l'utilisation du combustible que de rechercher systématiquement la valorisation de la production nucléaire. Les taux de combustion ont progressivement augmenté (gestions GARANCE, CYCLADES, GEMMES). Les durées de 12 et 18 mois des campagnes permettaient de concentrer les arrêts des tranches en cycle annuel sur l'été, d'utiliser l'alternance printemps/automne pour placer les arrêts des tranches gérées en campagnes allongées et ainsi de réduire au maximum le nombre d'arrêts programmés au cœur de l'hiver.

Le contexte a beaucoup évolué après 2000. La résorption des surcapacités en France et en Europe a induit une tension croissante sur l'utilisation des moyens de production nucléaire, cela s'est traduit par une évolution à la baisse des besoins de suivi de charge. Comme par ailleurs, les durées des arrêts ont été réduites, l'optimisation de la planification des arrêts en fonction de la saisonnalité a été rendue de plus en plus délicate. De plus, les coûts des combustibles fossiles ont fortement augmenté améliorant la compétitivité du nucléaire face au gaz et au charbon. Enfin, les prix de l'électricité de gros ont fortement augmenté (voir l'article de S. Dautremont dans cette même lettre de l'I-tésé) et les électriciens ont cherché à maximiser leur profit de court terme en augmentant la disponibilité et la flexibilité de leurs moyens de production.

Par ailleurs, la politique de recyclage des combustibles usés en France ne justifie pas d'irradier les combustibles à des niveaux très élevés car la dégradation du vecteur isotopique qui en découlerait réduit l'efficacité énergétique des produits de retraitement, MOX et URE.

Enfin, augmenter encore les taux de combustion nécessiterait de faire évoluer les performances du combustible, or la priorité actuelle pour EDF serait plutôt de se concentrer sur une amélioration de la robustesse et de la fiabilité des combustibles actuels.

Dans le contexte français, il est donc devenu moins crucial de valoriser le coût du combustible nucléaire en augmentant encore les taux de combustion.

## Conclusion

Pour un réacteur isolé, l'optimum économique lié aux hauts taux de combustion supérieurs à 60 GWj/t, n'est pas clairement défini.

Pour le parc nucléaire français dans son ensemble, la problématique des hauts taux de combustion est davantage liée à la flexibilité de la production électrique et à la maximisation de la valeur des ventes. Elle s'inscrit en outre dans un

cycle du combustible avec recyclage des matières en adéquation avec les installations du cycle dont il dispose.

Ainsi, il apparaît que l'augmentation des taux de combustion atteints aujourd'hui n'est pas la priorité. Les améliorations souhaitées pour le moment concernent plutôt la robustesse et la fiabilité du combustible.

*Sophie Gabriel*

## LE MARCHÉ DU LITHIUM

Le développement des accumulateurs lithium-ion présents dans les appareils portables (téléphonie et informatique) et dans une moindre mesure dans l'automobile avec l'hybridation des motorisations, est en plein essor. Ces usages occupent actuellement 25% du marché<sup>1</sup> du lithium. D'autres usages, tels la production de verres et céramiques, les graisses lubrifiantes, la métallurgie, la pharmacie (le lithium est utilisé

Le lithium est le métal le plus léger du tableau de Mendeleïev. On distingue le lithium évaporitique, présent sous la forme de chlorure de lithium dans les lacs salés, du lithium pegmatique, un silicate d'aluminium et de lithium, c'est-à-dire un verre ; de par sa forme solide, le lithium pegmatique nécessite une plus grande énergie pour être extrait et son coût est fortement dépendant du prix des énergies. Les océans contiennent également de grandes quantités de lithium, mais avec des concentrations extrêmement faibles, de l'ordre de 174mg/litre.

comme antidépresseur), la climatisation, etc. sont majoritairement en croissance.

Ainsi, la demande et la production de lithium se sont fortement accrues depuis 2001, avec près de 8 % de croissance annuelle en moyenne<sup>2</sup>. La production est ainsi passée de 13 000 tonnes en 2000 à 22 800 tonnes en 2008<sup>3</sup>.

Dans un avenir proche, l'introduction massive de véhicules électriques pourrait induire une croissance importante de la demande en lithium, de 4%/an jusqu'à un triplement entre 2007 et 2020<sup>4,5</sup>.

Cette anticipation d'une croissance soutenue du marché du lithium soulève l'épineuse question des ressources. En effet, celles-ci sont pour plus de 70% situées dans le « triangle du lithium », dans les salars<sup>6</sup> andins du Chili, de la Bolivie et

de l'Argentine. Avec un prix du lithium en forte croissance (30 €/kg en 2008 contre moins de 3 €/kg en 2002), ces gisements pourraient constituer une manne importante pour ces pays.

Par ailleurs, les ressources sont estimées entre 17 et 30 millions de tonnes suivant les sources, les réserves exploitables en 2008 étant comprises entre 4 et 16 millions de tonnes<sup>7</sup>. Ainsi, en supposant que tout le marché mondial automobile (70 millions de véhicules/an) bascule en véhicules électriques, avec une autonomie de 160 km assurée par 24 kWh de batterie Li-ion nécessitant 3 kg de Li métal, les réserves assureraient entre 20 et 75 ans de production selon les estimations<sup>8</sup>.

La hausse récente du prix du Li est à contre courant des tendances lourdes des marchés des ressources minérales. Elle traduit l'effet

<sup>1</sup> Source : SQM

<sup>2</sup> Source : DGEMP. La croissance n'a été que de 4% en 2008 du fait de la crise économique et financière ; cette valeur devrait être égale en 2009, mais plus importante dès 2010.

<sup>3</sup> En 2008, quatre pays se sont partagés 93% du marché : le Chili (12 000 tonnes), l'Argentine (3 200 tonnes), l'Australie (6 900 tonnes) et la Chine (3 500 tonnes). Source : US Geological Survey

<sup>4</sup> Source : The trouble with Lithium 2 – Under the microscope, Meridian International Research, 29th May 2008

<sup>5</sup> A plus long terme, la fusion nucléaire consommerait 3 tonnes de Li/an par centrale de 1GW pour produire le tritium, soit 0,013% de la production annuelle actuelle. Ce ne devrait donc pas être un moteur de croissance pour le marché du lithium.

<sup>6</sup> Les salars, ou lacs salés, ont été formés suite à une série de volcanismes tertiaires qui a généré des dépôts de cendres riches en éléments (dont le lithium) qui ont été acheminés par les eaux fluviales dans les altiplanos ; ce phénomène explique la forte concentration en lithium des salars comparés aux autres gisements.

<sup>7</sup> Il faut distinguer les ressources, qui représentent la quantité totale, des réserves, qui dépendent du prix de marché et doivent être comprises de façon dynamique

<sup>8,9</sup> Source : CEA-LITEN

concomitant de la montée des préoccupations environnementales. A terme, deux effets contradictoires vont jouer sur les cours : le redressement graduel des marchés miniers et, probablement, les perspectives de mises en exploitation de nouveaux gisements qui devraient détendre la "bulle" actuelle. A moyen terme toutefois, si les investissements en capacité d'extraction sont suffisants, le marché devrait

intégrer que les ressources apparaissent suffisantes pour plusieurs décennies. Enfin, des marges de manœuvre existent pour limiter les effets de hausses futures, qui restent tout à fait possibles. Elles sont principalement la diminution de la masse de Li par batterie (qui apparaît peu faisable), le recyclage et bien entendu la substitution vers d'autres types d'électrolytes.

*Sophie Avril*

---

## VIE DE L'UNITÉ / ACTUALITÉ SCIENTIFIQUE

---

### PARTICIPATION À GLOBAL

---

Du 6 au 11 septembre 2009 s'est tenu à Paris le 8<sup>ème</sup> congrès international sur l'énergie GLOBAL : « GLOBAL2009 ». Le thème de cette édition était « le cycle du combustible : options de développement durable et perspectives industrielles ».

Cette conférence a rassemblé les acteurs du nucléaire lors de séances plénières et techniques (une douzaine en parallèle) sur des sujets allant de la mine au recyclage et au stockage, en passant par la non prolifération, la technico-économie, les questions de financement, le développement durable...

Elle a connu un franc succès puisqu'elle a réuni près de 1100 personnes venues de 34 pays. On aura pu noter une forte présence asiatique (de l'ordre de 130 Japonais et 35 Coréens) mais une quasi absence des Chinois (hormis quelques universitaires).

Un réel consensus se dégage sur la renaissance du nucléaire dans les années et décennies à venir, notamment parce qu'il pourra répondre, aux côtés des énergies renouvelables, à

la question de la production d'énergie avec une diminution des émissions de CO<sub>2</sub>. Rares sont ceux qui parlent alors des questions des ressources, celles-ci étant présentées en années de consommation actuelle.

L'I-tésé a présenté ses travaux lors d'une session sur l'énergie nucléaire et le développement durable :

“Long term prospective on the electronuclear fleet: from GEN II to GEN IV. Effect of plutonium availability and impact on uranium demand”.

Les scénarios mondiaux de capacité nucléaire installée au cours du siècle indiquent une forte progression de celle-ci. Dans ces conditions, les ressources conventionnelles seraient consommées avant la fin du siècle. Le développement durable de cette filière supposerait donc de passer à des réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération, leur déploiement étant toutefois contraint par la disponibilité du plutonium.

*Anne Baschwitz*

---

## LA 4<sup>ÈME</sup> GÉNÉRATION À PARIS

---

Le Symposium du Generation International Forum (GIF) s'est tenu à Paris les 9 et 10 septembre 2009 et a rassemblé 200 participants.

Ce symposium qui partageait une session plénière avec la conférence Global 2009 Paris, s'est attaché à retracer l'histoire du GIF depuis sa création en 2000, pour en souligner les apports et préciser ses futures orientations. L'objectif du GIF était d'utiliser l'énergie nucléaire pour combattre le réchauffement climatique et de permettre son déploiement en respectant quatre critères : être durable en matière de ressource (uranium naturel

notamment), être compétitif sur le plan économique, être sûr et réduire le risque de prolifération.

Dans un premier temps, juste après sa création, le GIF a été amené à examiner 130 systèmes avancés pour sélectionner, en fonction des critères précédents, les 6 systèmes de 4<sup>ème</sup> génération sur lesquels allaient porter les travaux de R&D de la communauté internationale :

- le SFR («Sodium Fast reactor») : réacteur rapide au sodium,
- le GFR («Gas Fast reactor») : réacteur

- le VHTR («Very High Temperature Reactor») : réacteur à très haute température à neutrons thermiques refroidi au gaz,
- le SCWR («Supercritical Water Reactor») : réacteur refroidi à l'eau supercritique,
- le LFR («Lead Fast Reactor») : réacteur refroidi au plomb (ou alliages), à neutrons rapides,
- le MSR («Molten Salt Reactor») : réacteur à sels fondus.

Après cette première étape qui a duré approximativement trois ans, une seconde de même durée a été nécessaire pour établir le cadre juridique multilatéral dans lequel pouvait s'organiser la coopération, tout en protégeant les investissements nationaux et la propriété intellectuelle. Ceci a permis aux travaux de R&D de s'engager pleinement grâce à la signature

d'accords système et projet, permettant un réel partage des coûts de R&D. Dynamique, le GIF rejoint par la Chine et la Russie rassemble tous les grands pays nucléaire à l'exception de l'Inde et apparaît comme incontournable dans le domaine de la R&D internationale pour les systèmes nucléaires du futur.

La principale conclusion tirée du symposium est qu'il est nécessaire de poursuivre encore cinq à six ans la phase de R&D qui est en cours, notamment pour progresser en matière de sûreté qui reste un point essentiel d'amélioration pour les six systèmes. Il n'y a pas, par contre, besoin de focaliser la R&D sur un nombre de systèmes plus faible ou de préciser dès maintenant la conception à retenir pour les différents systèmes. Le choix sera fait ultérieurement par les industriels.

*Gilles Mathonnière*

---

## CET ÉTÉ L'I-TÉSÉ A DÉMÉNAGÉ

---

I-tésé qui se trouvait jusqu'à présent installé au bât 460, au centre du site du CEA, a pris possession cet été des bureaux situés au 2<sup>ème</sup> étage du bâtiment 125, situé plus au sud.

Les cartons ont été tous déballés, et -une fois la machine à café définitivement en place- l'Institut sera opérationnel au niveau des 120% de référence.

Voici notre nouvelle adresse postale :ITESE – CEA/SACLAY Bât 125 - PC 153 91191 Gif-Sur-Yvette Cedex.

Vous pouvez également nous adresser vos demandes, observations,... via notre boîte E.mail:

[itese@cea.fr](mailto:itese@cea.fr)

et/ou consulter notre site web:

<http://itese.cea.fr>

*Patricia Thibaud*

---

## MOUVEMENTS

---

Jean-Paul Langlois, Directeur de l'I-tésé, a quitté l'Institut pour une retraite active qu'il va en partie consacrer à la maîtrise des risques. Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, économiste et ingénieur (Sup'Elec), lui a succédé au début du mois de juillet. Il oeuvrait auparavant au sein du pôle aval d'AREVA.

Mehdi Daval a quitté I-tésé cet été pour rejoindre le projet ITER à Barcelone. Nous lui souhaitons une nouvelle carrière passionnante, dans la suite de son passage parmi nous.

La rentrée quant à elle a vu l'arrivée à I-tésé de Gilles Mathonnière venu renforcer l'équipe après un passage de quelques années au MEEDDAT puis MEEDDM, dans des sujets liés à la mise en oeuvre de la loi 2006 sur le nucléaire. Nous sommes ravis de l'accueillir parmi nous.

*Patricia Thibaud*

---

## MÉMENTO & ELECNUC : DANS LA POCHE POUR 2009 !

---

Fidèles à leur engagement réciproque, la Direction de la Communication et l'I-tésé se sont à nouveau associés pour éditer la version 2009 de ces petits fascicules phares. Ancrées dans la culture de communication du CEA, dotées d'un format poche plébiscité, ces publications ont, de fait, la vocation d'occuper les poches des spécialistes en énergie, les comptoirs des congrès ou événements importants, les bureaux des intellectuels curieux.

Rappelons que l'examen des nombreux tableaux de chiffres permettra au lecteur averti et habitué d'être renseigné sur la transformation annuelle du paysage énergétique mondial, en particulier du parc nucléaire. Egalement, la découverte de la diversité des informations permettra au lecteur néophyte d'appréhender les ordres de grandeur clés du monde de l'énergie.



Plus précisément, le Mémento brosse un panorama de l'énergie dans le monde au travers des ressources, des consommations, avec un focus sur le nucléaire et assorti d'un complément d'informations sur les rayonnements, la radioprotection, l'environnement et des données économiques générales.

Elec nuc, quant à lui, présente l'état des lieux du parc mondial de centrales nucléaires de façon très complète : centrales en exploitation, en construction, en commande ou arrêtées. Ce fascicule fournit également des statistiques de puissance et de production.

Disponibles en format papier sur demande sur le site :

[www.cea.fr](http://www.cea.fr) – [espace Publications](#)

*Françoise Thais*