

La lettre de l'I-tésé

QUELLES TECHNOLOGIES ET QUELS NOUVEAUX SYSTEMES POUR RELEVER LES DEFIS ENERGETIQUES ?

Numéro 7 (juin 2009)

■ Les Sources d'Énergie Primaire page 2

- ✚ Les énergies bas carbone : quels indicateurs pour quels choix ? (F. Legée)
- ✚ Quelques pistes de réflexions pour l'évolution de la troisième génération électronucléaire (S. Gabriel)
- ✚ Vers un nucléaire durable avec la quatrième génération (A. Baschwitz)
- ✚ L'investissement nucléaire dans des marchés électriques libéralisés (S. Dautremont)
- ✚ Quels enjeux pour la filière photovoltaïque ? (C. Mansilla)
- ✚ Facteurs de diffusion des technologies du charbon propre (N. Popiolek)
- ✚ Réduction des émissions de gaz à effet de serre : quels instruments économiques ? pour quelles partitions ? (F. Thais)

■ L'Ensemble des Systèmes Energétiques page 13

- ✚ Le système énergétique (M. Daval)
- ✚ Place des modèles énergétiques quantitatifs dans la démarche prospective (N. Popiolek)
- ✚ L'hydrogène, élément chimique et vecteur énergétique (A. Le Duigou)
- ✚ Production d'hydrogène : s'affranchir des combustibles fossiles ? (C. Mansilla)
- ✚ Effet d'échelle : la panacée pour le déploiement de la filière de biodiesel de deuxième génération en France ? (J. Imbach)
- ✚ Modèles d'entreprise et stratégie de propriété intellectuelle (D. Sabourin)
- ✚ Le stockage d'énergie, enjeu majeur du déploiement des énergies renouvelables (S. Avril)

■ Evolution des marchés page 26

- ✚ Prix des énergies fossiles : gaz, charbon, pétrole (N. Popiolek)

EDITO

Sous ce titre ambitieux, et avec l'aide de l'INSTN, l'I-tésé organise une journée de présentation de ses travaux le Mercredi 3 Juin dans l'amphithéâtre de l'INSTN à Saclay. Ce numéro spécial de la lettre de l'I-tésé rassemble les résumés des différentes interventions des membres de l'I-tésé. Les comptes-rendus des différentes tables rondes rassemblant des personnalités extérieures pourront faire l'objet de résumés dans une prochaine édition.

Un tel titre ouvre largement le débat, mais l'objectif des présentations rassemblées ici est plus limité. Il s'agit plus modestement d'illustrer sur des exemples les différentes approches des réflexions de l'Institut. Dans un périmètre couvrant l'économie, l'environnement et le champ sociétal, ces exposés visent à donner quelques coups de projecteur sur différents champs de réflexion concernant dans un premier temps les sources d'énergie primaire et dans un second temps l'ensemble des systèmes énergétiques.

Le choix des sujets est souvent lié aux thèmes des briques technologiques développés au CEA ; mais les perspectives de technologies alternatives non développées au CEA peuvent avoir un impact important sur la vision prospective qui oriente les choix de nos programmes. Dans ce sens, ils peuvent constituer des thèmes de réflexion pour l'I-tésé.

De ce tour d'horizon rapide, ressort clairement l'importance de l'approche système, et donc d'une évaluation multicritère pour préparer les bons choix ; c'est ce à quoi l'I-tésé s'efforce d'apporter un éclairage pour tous ceux qui sont amenés à prendre des décisions dans ce domaine.

Jean-Paul LANGLOIS
Directeur de l'I-tésé

La Lettre de l'I-tésé

Editeur - Commissariat à l'énergie atomique - Bât 460 - 91191 Gif sur Yvette
Directeur de la publication : Jean-Paul Langlois - **Rédacteur en chef** : Jean-Paul Langlois - **Rédacteurs** : Sophie Avril - Anne Baschwitz - Séverine Dautremont - Mehdi Daval - Sophie Gabriel - Juliette Imbach - Alain Le Duigou - Frédéric Legée - Christine Mansilla - Nathalie Popiolek - Didier Sabourin - Françoise Thais
Diffusion : Patricia Thibaud - **Conception et réalisation** - Spécifique - Tous droits de reproductions réservés.

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

Les Sources d'Énergie Primaire

LES ENERGIES BAS CARBONE : QUELS INDICATEURS POUR QUELS CHOIX ?

"Towards a low carbon future", en choisissant ce sous-titre pour son plan stratégique la Commission Européenne a clairement fait d'une fraction des systèmes énergétiques une priorité.

Ce choix, qui nous paraît aujourd'hui évident, est pourtant le fruit de vingt ans d'études, consacrées aux sciences du climat et de l'environnement, pour se doter d'indicateurs clairs du réchauffement planétaire.

Construire une « société bas carbone », c'est repenser tout notre système énergétique pour diminuer le recours aux combustibles fossiles, mais c'est aussi repenser nos modes de consommation en particulier dans l'habitat et dans les transports.

Ce texte aborde exclusivement les caractéristiques des ressources primaires afin de cerner les indicateurs permettant de mesurer leurs potentialités et leur adaptation aux différents usages.

Dans le dédale des possibilités énergétiques, celles qui devront être retenues le seront pour leur caractère durable, à savoir une combinaison optimale de leurs qualités environnementales, économiques et sociales.

Quel poids pour l'environnement ?

A partir de quand une production énergétique est-elle bas carbone ? Les technologies de Captage Séquestration du Carbone (CSC), solaire, ou nucléaire ont toutes un poids carbone. Depuis dix ans, les outils consacrés à la quantification des impacts environnementaux (CO₂ ou autres) ont foisonné : analyses de cycle de vie, quantification well to wheel (du "puits" à la "roue") dans les transports, projet européen ExternE et bientôt un indice carbone affiché sur tous nos achats, qui devrait aider à la normalisation des résultats.

Mais si le poids environnemental des différentes énergies est le moteur des décisions récentes, il doit nécessairement être confronté à leur poids économique et social.

Quels coûts ?

Quantifier un coût de production de l'électricité, surtout lorsqu'il s'agit de se projeter 10 ans en avant, est en soit une gageure. Quels seront les taux d'intérêts bancaires, les rendements attendus du capital, les prix du pétrole, de l'uranium, et bien sûr du CO₂ dont les mécanismes de prix, et leurs incertitudes sont développés plus loin dans cette lettre ?

L'étude en cours, à l'OCDE, du coût de production de l'électricité, a pour mission de donner des signaux clairs dans cet environnement multi-paramètres.

Malgré ces efforts de clarté, les coûts généralement calculés ne prennent pas en compte l'ensemble des externalités, notamment celles liées à l'intermittence. Ainsi, 1 MWh éolien peut être produit à 75€ environ contre 50€ environ pour les énergies fossiles. Mais s'il faut intégrer son stockage en batteries, pour une utilisation au moment désiré, un investissement supplémentaire pouvant dépasser un million d'euros serait à considérer, rien que pour ce MWh.

Il reste encore à évaluer les marges de progrès technologiques de ces énergies. Si l'électricité photovoltaïque est aujourd'hui beaucoup plus éloignée de la compétitivité que l'énergie éolienne, ses perspectives de réduction de coûts sont beaucoup plus importantes.

Quelles ressources ?

Les réserves d'énergie primaires disponibles sont également intimement liées à des coûts. Les quantifier, en tonnes, en années, est totalement dépendant des moyens que nous voudrions bien y mettre. Le livre rouge de l'AIEA lie clairement, depuis des années, les ressources en uranium aux coûts d'extraction. Ainsi, une nouvelle catégorie d'uranium, extractible à coût élevé devrait y être créée.

De même, le calcul des ressources d'hydrocarbure disponibles fait l'objet de normes en discussions constantes. Les sables bitumineux canadiens extractibles à 70\$ le baril, apparaissent ou disparaissent ainsi des réserves, au gré des cours du pétrole.

Enfin les estimations des ressources disponibles, dans un certain nombre de cas, sont des armes politiques aux mains d'intérêts nationaux, ce qui rend difficile leur interprétation.

Le potentiel d'énergie renouvelable est, pour sa part, conditionné par les conditions d'utilisation envisagées et donc, indirectement, par les coûts. Par exemple, le projet SWERA d'identification des ressources éoliennes et solaires mondiales, piloté par l'ONU, devra nécessairement aborder la liaison entre ces thématiques.

La question d'utilisation du potentiel énergétique s'applique autant au nucléaire. On peut rappeler qu'on extrait aujourd'hui déjà bien plus d'énergie d'un kg d'uranium qu'il y a 30 ans. Les gains attendus, présentés dans les articles suivants, des systèmes de Génération III et IV seront encore plus importants.

La nécessaire acceptation par les populations

Seules les décisions élaborées avec les populations locales garantiront la durabilité des orientations. Ceci suppose des critères de satisfaction toujours mieux explicités. Cela part bien sûr d'enquêtes d'opinion, qui visent à connaître le niveau d'acceptation, de perception d'un risque ou d'une nuisance. Les questions de sécurité d'approvisionnement peuvent illustrer ce travail : Quelles fréquence et durée de coupures électriques sommes nous prêts à accepter ? Quels sont les coûts pour y pallier ? Quel est le risque actuel ?

Dans ce domaine, les régulateurs électriques, mais aussi des agences transnationales, comme l'agence Euratom de sécurité d'approvisionnement nucléaire ont mis en place des outils de surveillance visant à évaluer ces risques.

La consolidation de tous ces indicateurs, leur partage au sein de groupes de travail français et internationaux, sont les briques élémentaires sans lesquelles la construction du futur mix énergétique bas carbone serait impossible. Participer à ce travail, notamment dans le cadre des groupes de travail de l'Agence pour l'Energie Nucléaire ou du Conseil Français de l'Energie est un objectif essentiel confié par la Direction Générale du CEA à I-tésé.

Frédéric Legée

QUELQUES PISTES DE REFLEXIONS POUR L'EVOLUTION DE LA TROISIEME GENERATION ELECTRONUCLEAIRE

La capacité nucléaire installée dans le monde aujourd'hui est de 370 GWe. A l'horizon 2030, celle-ci devrait s'accroître de 40 à 80%¹. Pour les horizons plus lointains, l'importance de l'énergie nucléaire dépendra de la prise en compte d'un certain nombre de facteurs tels que les aspects économiques, la sûreté, les préoccupations en matière de non-prolifération, la sécurité d'approvisionnement, la gestion des déchets, les considérations liées à l'environnement et l'acceptation de l'énergie nucléaire par le public.

Le déploiement industriel des réacteurs de 4^{ème} génération (Gen IV) n'est pas envisagé avant 2040. D'ici là, le renouvellement du parc actuel de 2^{ème} génération et l'augmentation prévue de la capacité installée vont entraîner la construction de réacteurs de 3^{ème} génération (Gen III).

Par ailleurs, les réacteurs Gen IV n'ont pas pour but de remplacer totalement les réacteurs Gen III, mais de les compléter en améliorant encore - avec notamment un saut qualitatif et quantitatif majeur sur l'utilisation de la ressource uranium - la durabilité de l'énergie nucléaire. Les générations III et IV seront ainsi amenées à cohabiter dans le futur ; il est donc indispensable aujourd'hui de, simultanément, développer les réacteurs Gen IV et poursuivre l'amélioration des réacteurs Gen III.

Les domaines d'améliorations possibles de Gen III sont multiples : compétitivité économique, optimisation de la ressource uranium, gestion des déchets... ces domaines n'étant bien sûr pas indépendants.

En abordant la question d'un point de vue économique, pour garantir un coût de production de l'électricité d'origine nucléaire compétitif, il faut par définition des dépenses, liées au réacteur ou au combustible, minimales pour une production électrique maximale. Les études menées à l'I-tésé ont pour but de déterminer l'optimum technico-économique entre ces deux objectifs antagonistes.

Pour rendre la production électrique maximale, il faut augmenter la disponibilité du réacteur. Cela a été largement fait au cours de la dernière décennie², grâce à une meilleure gestion des travaux d'exploitation et de maintenance, mais aussi à la prolongation des durées de fonctionnement (durée de « vie », durée des cycles entre arrêts). On peut toutefois noter que les modifications de durées de fonctionnement ont un effet non seulement sur la production électrique, mais également sur les dépenses.

¹ Selon les hypothèses de l'AIEA, la capacité installée serait de 509 GWe à 663 GWe en 2030.

² Au cours de la dernière décennie, il y a eu amélioration des facteurs de disponibilité en énergie des centrales dans le monde entier (71% en 1990 et 82,7% en 2006).

Dans le coût de production de l'électricité, on distingue souvent la part liée au réacteur lui-même de celle liée à son combustible. La part liée au réacteur est largement prédominante, elle représente de l'ordre de $\frac{3}{4}$ du coût de production. Ainsi, la compétitivité économique du nucléaire passe en premier lieu par la maîtrise des coûts de construction et d'exploitation des réacteurs Gen III.

Pour déterminer la part du combustible dans le coût de production de l'électricité, il faut considérer l'ensemble des étapes du cycle du combustible : de l'uranium au stockage ultime des déchets. L'importance de chacune des étapes varie selon le type de combustible retenu, celui-ci pouvant être choisi pour répondre à des critères de diverses sortes, plus ou moins liés : économique, ressource uranium, déchets...

L'utilisation de combustible à haut taux de combustion, avec des durées de cycle allongées, peut avoir un effet sur les quantités d'uranium utilisées. Par rapport à un combustible « standard », les flux de matières mis en jeu tout au long du cycle diffèrent tant par leur nature que par leur quantité ; la production électrique du réacteur est accrue car les longueurs de cycles sont supérieures, mais les caractéristiques des installations du cycle, et en conséquence leurs coûts sont modifiés. L'analyse détaillée des modifications des installations du cycle, engendrées par les combustibles à haut taux de combustion, permet de déterminer un éventuel intérêt économique.

Aujourd'hui, les études menées sur les combustibles à très haut taux de combustion ($>60\,000\text{ MWj/t}$), n'ont pas permis de déterminer un gain significatif sur les taux de combustion et les longueurs de cycle à atteindre par rapport aux incertitudes sur les coûts des installations du cycle.

Une meilleure utilisation de la matière fissile est également possible avec des combustibles à haut facteur de conversion. Des études vont être menées en ce sens, en prenant en compte le recyclage de la matière.

La gestion des déchets est un point délicat pour l'acceptation du nucléaire par le public. La tendance est à la réduction des volumes et de la toxicité. Les futurs sites de stockage de colis de déchets dépendent de ces caractéristiques.

Dans le cadre de la loi sur la gestion des matières et des déchets radioactifs, l'I-tésé participe activement aux études de scénarios de renouvellement et de gestion du parc. L'évaluation des flux et des caractéristiques des matières transitant à chaque étape du cycle permet de tirer les conséquences en termes de dimensionnement et d'évaluation multicritère (économie, maturité, flexibilité...) des installations concernées. Ces études permettront à terme d'évaluer l'apport des réacteurs Gen IV pour un nucléaire durable.

Sophie Gabriel

VERS UN NUCLEAIRE DURABLE AVEC LA QUATRIEME GENERATION

L'énergie nucléaire, déjà source significative d'électricité dans le monde, présente depuis quelques années un regain d'intérêt afin de répondre aux besoins croissants résultant du développement de pays émergents et de la croissance de la population mondiale. Cette tendance se réalise dans un contexte particulier, au moment où les émissions de gaz à effet de serre doivent être restreintes et où la sécurité d'approvisionnement énergétique doit être renforcée. L'énergie nucléaire est une technologie actuellement disponible permettant de répondre à ces deux enjeux.

La plupart des scénarios prospectifs de demande énergétique donne à l'énergie nucléaire un rôle important à jouer. Les scénarios de l'IIASA que nous avons choisis pour notre étude impliquent, par exemple, l'installation, chaque année, à l'horizon 2030, d'une vingtaine de GWe (quelle que soit la technologie) pour le scénario le moins demandeur et d'environ 45 GWe pour les plus demandeurs. Vers 2050, il faudra installer environ 80 GWe nouveaux par an pour

satisfaire la demande, excepté pour le scénario très contraint du point de vue de l'évolution de la consommation qui nécessitera malgré tout l'installation de 25 GWe par an.

L'objectif de notre étude consiste à simuler, au niveau mondial et tout au long du 21^{ème} siècle, la transition entre le parc actuel, constitué de réacteurs de 2^{ème} génération, et un parc futur composé de réacteurs de 3^{ème} et de 4^{ème} génération. La situation est examinée du point de vue des ressources en uranium et de la disponibilité du plutonium, sans considérations géopolitiques.

Les études sont réalisées avec le modèle GRUS de Gestion des Ressources en Uranium que nous avons développé avec le logiciel Stella. A partir de scénarios de demande énergétique et de conditions initiales, l'évolution du parc mondial est déterminée en fonction des ressources et des filières disponibles.

Il est clair que, quels que soient les scénarios de demande considérés, les 16 Mt d'uranium conventionnel aujourd'hui identifiées comme ressources mondiales totales seraient toujours consommées avant 2100 (vers 2070-2080 pour les scénarios de forte demande) et déjà "engagées" (uranium déjà prévu pour toute la durée de vie des réacteurs en fonctionnement) vers le milieu du siècle si le parc restait uniquement constitué de réacteurs à eau légère de type EPR. Même si on prenait en compte l'uranium issu des phosphates, les quantités seraient engagées avant la fin du siècle.

L'uranium ne représentant toutefois qu'une faible part dans le coût du kWh nucléaire, il serait envisageable, du point de vue économique, de l'extraire de « gisements » à faible teneur.

Mais c'est surtout la technologie des réacteurs à neutrons rapides qui apparaît comme indispensable à un développement durable du nucléaire.

Nos études ont toutefois montré que la disponibilité du plutonium constituait un facteur limitant pour un développement rapide et massif des réacteurs de génération IV à neutrons rapides.

Les réacteurs de troisième et quatrième génération cohabiteront donc tout au long de ce siècle.

Nos résultats nous indiquent qu'il est important de relancer le nucléaire dans des délais brefs, quel que soit le type de réacteurs. Ce serait en effet une double erreur de vouloir attendre la disponibilité de la filière à neutrons rapides pour déployer massivement les centrales nucléaires. Premièrement, au plan de l'intérêt de la filière des réacteurs de 3^{ème} génération (ce qui n'est pas l'objet de ce document). Deuxièmement, parce que les combustibles usés de ces réacteurs constituent, via leur recyclage, le gisement d'énergie (plutonium) qui permettra de passer à la génération suivante.

Dès lors que ces ressources sont constituées, et continuent à se constituer chaque année, les flexibilités nécessaires resteront possibles pour décider au mieux de la date de développement effectif des réacteurs à neutrons rapides de 4^{ème} génération, laquelle est attendue autour de 2040. Le stock de plutonium ainsi mobilisé permettra d'accéder à la totalité du potentiel énergétique de l'uranium naturel (contre de l'ordre de 1% avec la 3^{ème} génération actuelle) et permettra de valoriser pleinement les stocks d'uranium appauvri actuellement constitués et en cours de constitution.

A terme, les stocks mondiaux représentent plusieurs milliers d'années de fonctionnement du nucléaire à fission, sans besoin d'ouvrir de nouvelles mines...

Vis-à-vis d'un objectif de déploiement rapide de la 4^{ème} génération, la recherche de taux de combustion de plus en plus élevés en réacteurs de 3^{ème} génération n'apparaît pas non plus nécessaire, une diminution permettant au contraire d'augmenter la production de plutonium et, à terme, d'installer plus de réacteurs rapides.

Le développement massif de la filière nucléaire supposera bien sûr d'augmenter de manière conséquente toutes les capacités des différentes installations du cycle, en particulier celles relatives au recyclage des combustibles usés qui permet d'extraire le plutonium (jusqu'à un facteur 50 d'ici à 2100) et à la production d'uranium naturel (jusqu'à un facteur 15). Ainsi le nucléaire pourra satisfaire la demande énergétique tout en participant à l'effort mondial de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

De nouvelles études prendront certains critères économiques en considération, d'autres se restreindront à certaines zones géographiques pour tenir compte de la géopolitique mondiale.

Anne Baschwitz

L'INVESTISSEMENT NUCLEAIRE DANS DES MARCHES ELECTRIQUES LIBERALISES

Une des plus grandes interrogations de la libéralisation des marchés de l'électricité est de savoir si le marché peut fournir à lui seul suffisamment d'incitations pour stimuler les nouveaux investissements nécessaires, d'autant plus que, dans le cas du nucléaire, les montants à mobiliser sont particulièrement importants. La libéralisation a eu en effet pour conséquence une prise de décision d'investissement plus incertaine. Celle-ci a donc besoin d'être mieux comprise dans ce nouveau paradigme afin d'alimenter les débats qui balisent l'évolution relative à l'organisation des marchés électriques. Pour ce faire, nous disposons de plusieurs exemples en cours (USA, Royaume-Uni), qui nous permettent de comparer plusieurs approches et mettent particulièrement en relief les problématiques auxquelles fait face la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Les conditions nécessaires à un financement efficace des investissements dans de nouvelles centrales nucléaires : retour d'expérience

Le problème d'un investissement en base, comme le nucléaire, a reçu peu d'attention de la théorie économique : dans un marché parfaitement concurrentiel, les coûts variables sont presque tout le temps rémunérés par le marché, les coûts fixes sont rémunérés, sur le long terme, pendant les périodes au cours desquelles les prix sont supérieurs aux coûts variables.

Toutefois, des conditions sont tout de même à réaliser pour que le nucléaire puisse s'intégrer dans un marché concurrentiel. C'est en particulier ce que nous apprennent les expériences des Etats-Unis et du Royaume-Uni.

Aux Etats-Unis, tout d'abord, une première vague d'investissements électriques a eu lieu dans les années 80, par de petits opérateurs fortement endettés, mais ces entreprises détenaient une sécurité par l'existence de contrats d'achat de leur électricité. La seconde phase, dans les années 90 a pris la même forme, mais sans bénéficier de tels contrats. Sans cette sécurité, ces entreprises n'ont pu faire face à la chute des prix, ce qui a conduit à des faillites financières et à des restructurations.

Au Royaume-Uni, ensuite, le principal producteur d'électricité nucléaire a connu en 2002 une grave crise financière. Les expertises qui ont été produites depuis ont permis de mieux comprendre comment le nucléaire fonctionnait dans un marché (fortement) concurrentiel, en mettant en évidence les causes de la crise :

- 1) l'acquisition d'une centrale à charbon, permettant à l'entreprise de diversifier ses moyens de production, s'est révélée être un choix onéreux ;
- 2) l'activité de fourniture était insuffisante au regard de la production et l'entreprise vivait une exposition maximale au risque prix ;
- 3) l'entreprise ne disposait pas d'une structure financière solide.

C'est ainsi qu'un consensus se dessine auprès de beaucoup d'économistes. La libéralisation ne va pas à l'encontre du nucléaire. Mais elle incite cependant à inventer de nouveaux modèles d'investissement :

- Le « merchant model », c'est-à-dire une installation ne vivant que par ses propres ventes d'électricité, basée sur des arrangements financiers individuels, avec un niveau d'endettement élevé, est une combinaison qui a peu de chance de réussite.
- Un investissement réalisé par une société intégrée (production et fourniture), permettant une vente diversifiée sur le marché de gros comme celui du détail, avec un portefeuille de production diversifié a plus de chance de réussite.

C'est d'ailleurs la deuxième solution qui émerge en Europe.

L'exemple de la relance du programme nucléaire au Royaume-Uni

L'expérience vécue actuellement par le Royaume-Uni est particulièrement intéressante. Dans ce pays, pionnier des réformes libérales¹, la mise en place de nouvelles centrales nucléaires, répondant aux objectifs de politique énergétique, devra se faire par l'industrie privée, sans aide publique à la construction. Cette démarche est à l'opposé de celle retenue par les Etats-Unis où un certain nombre d'incitations financières ont été mises en place afin d'aider les premières constructions.

Un examen approfondi du marché a permis de mettre en évidence des motivations réelles et concrètes à construire des centrales sur le sol britannique dans le respect du jeu concurrentiel.

¹ Lors de la libéralisation, en 1990, le marché était organisé en pool obligatoire où les fournisseurs et producteurs devaient s'échanger leur électricité. Jugé trop manipulable, le pool a été abandonné en 2001 au profit du NETA (New electricity trading arrangements). Dans ce système, les contrats à terme sont autorisés (ils constituent la majorité des échanges) et les bourses d'électricité permettent aux acteurs un ajustement de leurs besoins.

Voici quelques exemples :

- Diversification du portefeuille de production des opérateurs déjà présents ; le parc de production étant essentiellement composé de centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles.
- Acquisition de capacité de production pour garantir la fourniture de l'électricité aux industriels, gros consommateurs ; clientèle particulièrement adaptée à l'énergie nucléaire, celle-ci produisant beaucoup et de manière prévisible.
- Décorrélacion des prix de marché aux coûts de production, ce qui accroît l'avantage compétitif du nucléaire dans un contexte tendu des énergies fossiles.
- Conquête de parts de marché : les industriels ont un intérêt à investir le plus tôt possible afin de gagner de nouveaux clients car des tensions sur le parc sont à prévoir.

Des alliances/regroupements industriels, tels que nous les avons évoqués se créent : BE/EDF, RWE-EON, Iberdrola-SSE-GDF Suez... Il s'agit d'entreprises européennes déjà présentes sur le marché de la production nucléaire. Dans ces conditions, les capitaux ne seraient pas nationaux, cette situation crée un risque politique et réglementaire accru pour les investisseurs.

Conclusions

Le débat selon lequel les mécanismes de marché fournissent ou non suffisamment d'incitations à l'investissement nucléaire est souvent une controverse. Deux pays se sont engagés dans des démarches à l'opposé : d'un côté les Etats-Unis ont estimé qu'un appui financier était nécessaire au moins pour les premières centrales, de l'autre le Royaume-Uni a jugé suffisants les mécanismes de son marché et le bon fonctionnement de la concurrence.

Mais des différences importantes existent entre ces pays. La contrainte carbone est plus forte en Europe, ce qui renforce la compétitivité du nucléaire. De plus, le programme britannique est encore à un stade moins avancé, toutes les questions à ce jour ne sont pas résolues, citons par exemple la gestion des risques sureté pouvant entraîner retards et surcoûts. Enfin, l'industrie nucléaire américaine, composée d'opérateurs de petite et moyenne taille, apparaît encore risquée auprès des financeurs pour de tels investissements.

Dans tous les cas, l'expérience passée et les orientations récentes du nucléaire industriel montrent que les conditions de réussite doivent être recherchées dans l'optimisation des partages des risques de tous les acteurs des filières avec des producteurs diversifiés, le nucléaire ne pouvant être considéré seul. Un moyen de diminuer les risques est également d'associer les consommateurs finaux, assurant ainsi une stabilité sur le long terme.

Enfin, il faut garder à l'esprit le rôle déterminant des pouvoirs publics : ils doivent rester présents afin de donner les incitations nécessaires, et ce de plusieurs manières :

- par la définition d'une stratégie énergétique nationale tout d'abord, la gestion du processus politique parallèle à la mise en place de cette stratégie (notamment en prenant en compte les opinions des publics concernés) et des engagements à long terme étant de leur responsabilité ;
- par le cadre réglementaire qui est une nécessité, la gestion des contrôles (autorité de sûreté, non prolifération), le changement climatique et la construction européenne étant également de leur responsabilité.

Séverine Dautremont

QUELS ENJEUX POUR LA FILIERE PHOTOVOLTAIQUE ?

Le solaire photovoltaïque (PV) est une source d'énergie bas carbone présentant de nombreux avantages : abondante, renouvelable, bien répartie géographiquement, d'entretien facile une fois l'investissement initial réalisé (pas de pièces tournantes, pas de circuits de fluides).

Elle présente aussi des inconvénients : intermittente et aléatoire, peu concentrée (avantage ou inconvénient suivant les cas), difficilement stockable, et aujourd'hui économiquement chère.

A partir du phénomène physique de conversion photovoltaïque découvert par Becquerel en 1839, les applications ont dû attendre l'éclosion de la physique des semi-conducteurs en 1941 et l'obtention de rendements significatifs en 1954 (6%) pour permettre d'envisager réellement des applications industrielles. C'est seulement à partir des années 80 que les progrès de la microélectronique ont permis de faire évoluer les paramètres du photovoltaïque (volumes de production et coûts unitaires) selon des courbes exponentielles respectivement positives et négatives très pures. Cette source d'énergie semble ainsi promise à jouer un rôle quantitativement significatif pour la production d'électricité dans les prochaines décennies.

Les opportunités pour cette source d'énergie sont en effet très grandes : la conscience du caractère fini des ressources fossiles et le risque avéré de changement climatique mettent aujourd'hui les sources d'énergie renouvelable et bas carbone au cœur des priorités stratégiques des nations, et dans de très nombreux pays des programmes très ambitieux favorisent l'émergence de ces technologies.

Pour la France, qui ne s'est que peu positionnée sur la production des éoliennes, et qui ne fait pas partie des pionniers de l'ouverture des marchés du PV (contrairement au Japon, à l'Allemagne et à l'Espagne), le retard reste possible à combler. En effet, elle dispose de nombreux atouts à la fois pour l'utilisation de cette source d'énergie, et pour sa production industrielle (existence d'une industrie de microélectronique et d'une excellente recherche dans les domaines concernés). Cette situation n'est cependant pas sans menaces :

- En se limitant à la filière silicium qui représente aujourd'hui 90% du marché, les aides massives à l'ouverture du marché par engagement de rachat de l'électricité produite à un niveau 5 fois supérieur au marché ne peuvent fonctionner que si le système converge c'est-à-dire si la décroissance des coûts

est suffisamment rapide par rapport à l'augmentation des flux pour que le coût social soit supportable.

- Prendre en compte le fait que les exponentielles ne durent qu'un temps pour représenter les évolutions dans la réalité s'impose comme une évidence. Ainsi, dans la décroissance des coûts, il faut être vigilant sur les éléments de coûts encore minoritaires (encadrement, connectique,...) qui ne relèvent pas d'une logique d'exponentielle négative et qui pourraient devenir prépondérants.

L'existence de ces points durs militera pour l'accroissement des rendements des capteurs pour pouvoir prolonger la décroissance des coûts par unité de puissance.

- Un bon équilibre doit s'établir entre recherche amont sur des voies de rupture possible et développement des filières plus mûres avec une bonne capacité à s'adapter rapidement aux évolutions pour ne pas être rapidement dépassé par des concurrents s'appuyant sur une génération plus performante. Le risque serait de ne pouvoir amortir sur la durée les investissements très significatifs qui seront nécessaires pour la production des capteurs. Aujourd'hui, on peut penser que les différentes filières pourront cohabiter sur des marchés différents - au moins temporairement - compte tenu de leurs spécificités et du décalage dans leur développement.
- Enfin, l'introduction massive de la production aléatoire et intermittente d'origine PV posera des problèmes d'équilibrage des réseaux électriques. Deux voies de recherche complémentaires devront être poursuivies pour trouver des solutions : le stockage d'électricité sous toutes ses formes (batteries dont les progrès réels restent plus lents que ceux du PV, et autres formes de stockage : hydraulique, air comprimé, hydrogène, biocarburants,...) et la gestion locale de la demande à travers les concepts rassemblés sous le vocable de smart-grids.

En conclusion, face à des marchés en expansion jusqu'à aujourd'hui exponentielle, et qui vont le rester dans les prochaines années au-delà d'un petit palier à prévoir pour 2009, il est nécessaire de prendre des risques calculés et de développer à court terme une filière française si l'on ne veut pas se voir écarter de cette industrie naissante.

Christine Mansilla

FACTEURS DE DIFFUSION DES TECHNOLOGIES DU CHARBON PROPRE

Ce résumé est issu de l'article « Emergence des technologies de charbon propre : l'Europe saura-t-elle donner à temps l'impulsion nécessaire ? » Nathalie Taverdet-Popiolek & Françoise Thais, à paraître dans la REVUE DE L'ENERGIE, en juillet-août 2009.

Bien placé du point de vue économique et stratégique, le charbon est appelé à se développer considérablement au XXI^e siècle, en Asie bien sûr, mais aussi dans d'autres régions du monde comme l'Amérique du Nord et l'Europe. Cette accélération apparaissant incontournable, que peut-on faire pour tenir compte de la contrainte climatique, qui nous impose de diminuer nos émissions de gaz à effet de serre (GES) ?

Il s'agit là d'un véritable défi puisque la combustion du charbon est responsable de l'émission d'une quantité importante de gaz à effet de serre : on attribue aujourd'hui au charbon 70% des émissions de CO₂ du secteur électrique mondial. Alors, comment l'objectif d'une réduction des émissions de GES pourrait-il être atteint en parallèle d'une consommation accrue de charbon ? Une issue technologique est-elle envisageable ?

Les Etats et les industriels se sont penchés sur la question et ont mis leurs efforts en commun pour essayer d'apporter des solutions qui passeraient par le développement des technologies dites "de charbon propre". Les budgets de R&D, publics et privés, sont conséquents. Parmi les principales pistes, une première consiste à augmenter le rendement des centrales puisque, à production électrique égale, l'émission de CO₂ diminue avec la consommation de combustible. Une autre, beaucoup plus récente (une dizaine d'années), a trait au captage et au stockage du CO₂ produit (CSC). C'est une voie très ambitieuse jalonnée de nombreux obstacles de nature différente (économique, technologique, juridique et sociale), qui ne pourront être franchis sans les impulsions politiques appropriées.

Une condition nécessaire à l'adoption par les industriels des technologies de charbon propre est leur compétitivité. L'Europe, qui bataille pour imposer à tous ses Etats membres, des règles de lutte contre le changement climatique est en train de bâtir un cadre légal favorisant cette compétitivité. En particulier, elle essaie de promouvoir un marché européen du CO₂ qui soit incitatif pour l'investissement dans les énergies propres.

Concernant le CSC, la compétitivité dépend aussi des avancées techniques car à présent, outre le surcoût d'investissement dans l'unité de captage

(estimé à 25% pour une centrale à charbon de 800 MW), cette technologie induit une perte de rendement (de 10 points environ) qui pénaliserait lourdement l'exploitant de la centrale électrique qui l'adopterait.

En 2008, dans les unités pilotes de CSC, le coût complet de captage, transport et stockage du CO₂ est situé entre 60 et 90€ la tonne. Grâce aux effets d'échelle et d'apprentissage, ce coût pourrait baisser en 2020 pour se situer entre 45 et 55€ la tonne puis en 2030 entre 20 et 40€.

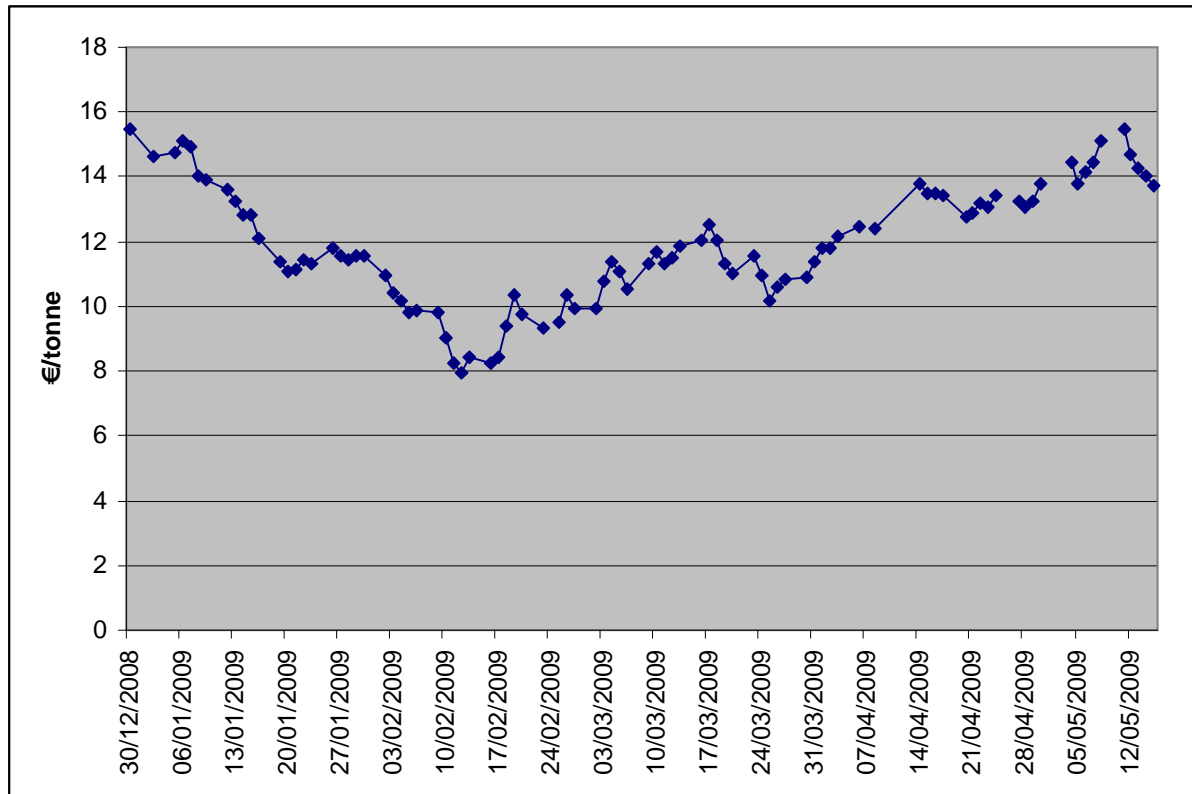
Mais cela nécessite, dès aujourd'hui, un fort investissement dans la R&D (avec notamment une multiplication des unités de démonstration) que les électriciens ne sont pas prêts à supporter seuls. Ils attendent beaucoup des aides publiques (surtout *via* l'Europe) car le marché actuel des quotas de CO₂ ne leur donne pas un signal assez rassurant pour investir massivement dans cette technologie. En mai 2009, le prix de la tonne de CO₂ avoisine 14€ sur le marché (cf. figure) ! Qu'en sera-t-il demain avec la nouvelle organisation du marché de quotas européen initié par le Paquet-Energie-Climat ?

Une autre condition est l'existence d'un cadre juridique adéquat avec une réglementation favorable à son déploiement. L'Europe s'y attèle : une directive sur le sujet vient d'être adoptée dans le cadre du Paquet Energie-Climat. Elle doit apporter les bases nécessaires à la mise en place des premières unités pilotes de démonstration, prévues dans le cadre du Set Plan, initié en accompagnement du Paquet. Il s'agit là d'une première avancée dans les perspectives de déploiement de ce type de technologie.

Enfin, il faut compter sur l'acceptation sociale pour pouvoir créer les sites de stockage nécessaires. Celle-ci gagnera du terrain si, comme le prévoit l'Europe, toutes les informations qui pourraient intéresser les citoyens, leur sont communiquées avec transparence.

Compte-tenu de tous ces éléments, les experts tablent sur un développement industriel des technologies du CSC, au mieux dans les années 2020. Auparavant, avec l'application du Paquet Energie-Climat qu'elle vient de voter, l'Europe devra avoir préparé les bases d'un tel déploiement, dont l'enjeu apparaît primordial dans la lutte contre l'effet de serre.

Figure : Prix des Certificats de CO₂



Source : I-tésé d'après les bulletins Europ'Energies
 Marchés : Powernext Carbon jusqu'au 12/02/09 puis Blue Next Carbon

Nathalie Popiolek

REDUCTION DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE : QUELS INSTRUMENTS ECONOMIQUES ? POUR QUELLES PARTITIONS ?

Des instruments adaptés

A quelques mois du rendez-vous de l'ONU sur les changements climatiques, qui devrait aboutir, il faut l'espérer, à un nouveau protocole de Copenhague¹, les querelles d'experts économiques s'accroissent au rythme croissant des enjeux dont elles font l'objet. Car ce jalon de fin 2009 revêt une importance, majeure de par ses objectifs, mais également renforcée par l'urgence climatique. La fixation attendue de nouveaux et plus nombreux objectifs contraignants de réduction des émissions de gaz à effet de serre exigera de statuer sur le choix des instruments économiques les plus adaptés qui devront y être associés

Un maintien au niveau mondial du marché de crédits Kyoto et de ses mécanismes de flexibilité ? Rien de très sûr, dans la mesure où celui-ci a montré ses limites, dans la mesure aussi où des plaidoyers de partisans d'une taxe coordonnée internationalement fleurissent au grand jour². A d'autres niveaux, supranational, national, et pourquoi pas, plus local, des politiques environnementales adaptées sont ou devront être déclinées, avec l'intervention d'instruments économiques bien accordés pour satisfaire les objectifs en jeu.

Un signal-prix incitatif

Le rôle de ces instruments est en effet de délivrer un signal-prix qui reflète la contrainte climatique entraînant par là même une incitation forte à un changement de la part des acteurs économiques (comportement, investissements plus vertueux de l'environnement). Ce rôle se complique encore avec des choix instrumentaux qui devront s'opérer dans un contexte peu favorable à l'acceptation et à la confiance, ceci en raison d'une conscience collective encore insuffisamment mature dans l'effort à fournir, mais aussi de la crise financière qui, de fait, modifie les priorités³ d'actions.

Quels critères pour un instrument bien accordé ?

Pour être écouté et donc efficace, l'instrument incitatif doit fournir un signal-prix du CO₂ à sa juste mesure, intégrant les spécificités du domaine ou des acteurs auxquels il s'applique : si la taxe incitative et le marché de permis d'émissions occupent le devant de la scène,

des instruments hybrides sont aussi évoqués aujourd'hui dans le but de trouver des parades aux points faibles des premiers. Quel que soit le choix adopté, l'instrument doit apporter de la visibilité pour exercer son effet de levier. Mais c'est surtout son acceptation, garantie s'il devient compris et s'il reste supportable sur le plan économique, qui permettra de renforcer l'incitation des acteurs.

Plutôt taxe ou plutôt marché ?

Si une taxe apporte de la transparence avec un signal-prix prédéterminé, le résultat environnemental, qui dépend du changement de comportement des acteurs, n'est pas complètement garanti. Au contraire, le marché de quotas de CO₂ présente l'avantage de cibler, de manière parfaitement connue, la réduction d'émissions, grâce à la fixation initiale d'un plafond réparti entre les différents acteurs sous forme de quotas ou droits à émettre pour une période donnée. Les acteurs sont alors incités à réduire leurs émissions ou effectuer des transactions de quotas dans un marché concurrentiel. Dans les deux cas, le coût final de réduction est minimisé, les acteurs ayant le choix d'opter pour la solution qui leur est la plus favorable sur le plan économique. Cependant, les outils s'opposent sur le plan de leur mise en œuvre et de leur application, le marché étant plus complexe à initier et plus fastidieux à gérer. Ce caractère rend ainsi plus favorable la taxe pour les faibles émissions ou émissions diffuses. Par contre, les deux se rejoignent quant il s'agit de disposer de recettes issues des prélèvements de la taxe ou de la mise aux enchères des quotas.

Des obstacles surmontables

Si d'autres comparaisons peuvent être faites, il existe des singularités pour chaque instrument qui représentent un véritable obstacle, sans pour autant, faute de mieux, devenir rédhibitoire. Ce sont pour le marché de quotas :

- la sensibilité du signal-prix aux perturbations de l'offre ou de la demande, constatés d'ailleurs aujourd'hui,
- les problèmes potentiels de distorsion de concurrence, qui ont entraîné des débats animés lors des négociations du Paquet Energie-Climat européen,
- la complexité des règles freinant l'harmonisation entre différents marchés de CO₂, cas qui devrait se poser avec les marchés déjà existants...

¹ Faisant suite au protocole de Kyoto en application jusqu'à fin 2012.

² Experts du Pigou Club aux USA.

³ Même si cette crise pourrait être considérée comme une opportunité vis-à-vis des enjeux environnementaux.

Ce sont, pour la taxe incitative, le choix du niveau de taxation⁴ et sa perception sociale a priori négative. Autant de difficultés surmontables, preuve en est l'expérience présente ou passée...

Quelle harmonisation ?

Mais l'usage de ces instruments, jusqu'à présent local ou pseudo-local, devra connaître une harmonisation au niveau mondial dans le cadre des négociations de l'ONU. Un nouveau défi à relever sera celui de veiller à respecter l'équité des pays dont les intérêts et le statut seront encore plus disparates si le périmètre des pays soumis à des objectifs contraignants est élargi. Il faudra également prévoir l'articulation entre les différents types d'instruments à de multiples niveaux.

A l'écoute du signal-prix

Pour limiter au mieux le réchauffement de la planète dans la mesure de ce qui est réalisable aujourd'hui, le signal-prix de la tonne de CO₂, transmis par les instruments qui seront choisis, devra être robuste. Les économistes disposent aujourd'hui d'instruments déjà éprouvés, capables de fournir un signal audible. Les estimations disponibles du prix de la tonne de CO₂ indiquent que son niveau devrait excéder la centaine d'euros d'ici quelques décennies.

Car il s'agira de s'orienter vers des choix et des investissements responsables au regard de la contrainte que nous vivons, contrainte qui appelle à une transformation en profondeur du fonctionnement de notre société.

Françoise Thais

⁴ Le problème devrait être prochainement abordé en France dans le cadre de l'établissement d'une Contribution Climat-Energie

L'ensemble des Systèmes Energétiques

LE SYSTEME ENERGETIQUE

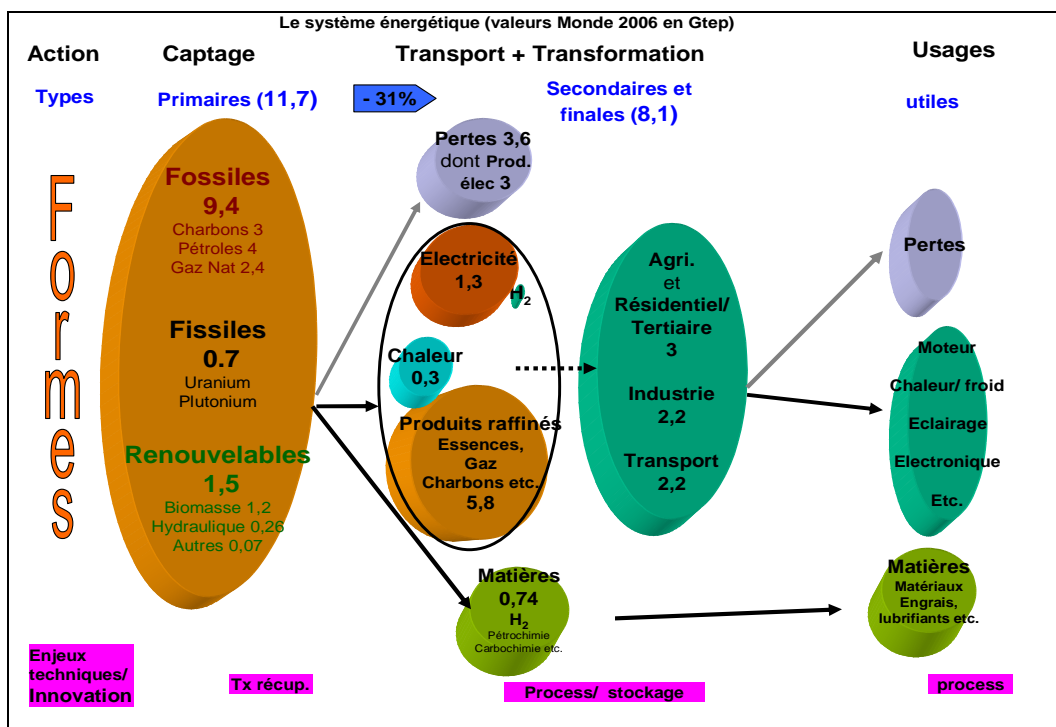
L'énergie utilisée dans le monde est souvent schématisée, comme ci-dessous à travers une matrice qui décrit ses formes et ses fonctions, et certaines interactions entre chacune, en un système.

Ce système énergétique est habituellement présenté visuellement sous forme d'une chaîne ramifiée qui peut aller de l'énergie primaire à l'énergie utile. L'énergie primaire est celle que l'on trouve à l'état naturel (ex: fossiles) ainsi que (par convention) l'électricité hydraulique et nucléaire. L'énergie secondaire est celle issue d'une transformation (électricité, essence), alors que l'énergie finale est celle qui arrive au consommateur (ex: à son réservoir), et l'énergie utile est un concept décrivant celle qui répond directement à un besoin (ex: éclairage). On parle également de vecteur énergétique pour décrire l'électricité et l'hydrogène.

Selon ce que l'on souhaite décrire (part de certains flux par rapport aux stocks initiaux, part des pertes, comparaisons de flux, part d'une énergie, etc.),

le schéma du système énergétique est plus ou moins riche d'informations, et partant souvent de la forme d'énergie (énergie primaire), il aboutit à une fonction (usages de l'énergie). On apprend ainsi par exemple que sur les 12Gtep environ d'énergie primaire produites en 2006, plus de 9 proviennent des fossiles, ou bien que 38% sont dédiées à leur transformation en vecteur électrique, ce qui permet de comprendre l'intérêt stratégique du stockage de ce dernier et de la gestion des réseaux. Apparaît également de plus en plus l'hydrogène, en tant que matière première industrielle mais aussi, modestement, en tant que vecteur énergétique.

Le schéma ci-dessous montre également que le quart de l'énergie primaire est perdu lors du processus de transformation en électricité. La part des centrales thermiques dans la production et les limites du rendement de Carnot expliquent cette proportion. Cette perte énergétique s'accompagne de fortes émissions de Gaz à Effet de Serre (GES).



Le cas de l'électricité illustre le fait que le système énergétique mondial produit par son fonctionnement des externalités dans une telle proportion que son évolution doit désormais se faire en répondant à une nécessité : la durabilité. Le cahier des charges nous impose donc aujourd'hui de développer des énergies présentant de faibles émissions de GES et des coûts limités mais aussi d'autres caractéristiques si l'on veut que la technologie choisie rencontre le succès ; il s'agit notamment de la densité, de la facilité d'usage, et de l'acceptation sociale.

Compte tenu des hauts rendements en fin de chaîne (énergie finale et utile) de l'électricité et des progrès réalisés et en vue sur ses sources de production, on peut légitimement penser que cette forme d'énergie occupera encore longtemps une place de choix, voire dominera dans les usages. Mais le système dans son évolution prendra toujours à chaque étape de la chaîne la forme d'un "bouquet énergétique" où chaque forme d'énergie peut prétendre à une place afin d'équilibrer les impératifs et d'optimiser l'efficacité d'ensemble.

Une vision dynamique du système invite à se demander quelle sera dans le temps l'évolution du niveau de production, quelle sera la place de telle ou telle énergie, etc.

Le système énergétique de demain dépendra fortement des innovations qui apportent des continuités ou des ruptures sur les marchés énergétiques, eux-mêmes modélisés par plus ou moins d'intervention politique. Il est donc essentiel de décrypter ce qui fait le succès d'une innovation. La place de cette dernière dans les différents procédés énergétiques tout au long de la chaîne peut influencer la stratégie suivie par des industriels.

Ainsi, dans quelle mesure les caractéristiques d'une ressource énergétique influencent-elles les procédés pour l'exploiter et inversement, dans quelle mesure les procédés influencent-ils la ressource? C'est une question qui se pose par exemple aujourd'hui à l'aube de l'arrivée de la seconde génération de biocarburants.

Mehdi Daval

PLACE DES MODELES ENERGETIQUES QUANTITATIFS DANS LA DEMARCHE PROSPECTIVE

« Le futur a été créé pour être changé ». Paulo Coelho

En 1957, le philosophe français Gaston Berger relance le mot « prospective » pour qualifier les réflexions qui concernent l'avenir à long terme car la prévision est trop associée à la prédiction et à la quantification. Mais que se cache derrière ces deux notions ? Sont-elles vraiment antinomiques ou bien complémentaires ?

La prospective

La prospective, discipline ou « indiscipline intellectuelle » selon la formule de Pierre Massé, regarde le futur comme un avenir à construire. Formé de la même manière que « rétrospectif », le mot « prospectif » signifie que nous regardons en avant et non plus en arrière. Ces deux adjectifs ne sont pas aussi symétriques qu'il n'y paraît car hier et demain sont hétérogènes : c'est un regard que l'on jette sur le passé, puisqu'il n'y a plus rien à faire mais c'est un projet qu'on forme pour l'avenir car des possibilités sont ouvertes. La prospective prépare à l'action. Elle est intimement liée à la **stratégie**.

La démarche prospective est basée sur **l'analyse systémique** du phénomène étudié avec une approche **pluridisciplinaire** qui ne se limite pas à la vision économique mais considère aussi les dimensions techniques, politiques, sociales voire psychologiques. L'identification des acteurs en présence avec l'analyse de leurs stratégies occupe une place notable dans l'étude prospective et il est fréquent que certains d'entre eux y soient associés pour mieux adhérer ensuite aux stratégies retenues.

Afin de projeter le système dans l'avenir, sont étudiées les tendances observées dans le passé et susceptibles de se poursuivre (exemple de tendance lourde en Europe : le vieillissement de la population) ainsi que les **ruptures** envisageables, ruptures pouvant être détectées grâce à l'analyse des signaux faibles (irruptions d'innovations ou d'acteurs *briseurs d'habitudes*...). L'imagination a donc le droit de cité dans ce type d'exercice qui a une frontière commune avec l'utopie.

Ainsi, plusieurs **scénarios** (les *futuribles*) sont dressés pour l'avenir et il convient d'orienter les choix stratégiques pour que ce soit le plus favorable qui se produise (analyse *SWOTTR*¹). Dans cette approche, on a d'ailleurs tendance à privilégier les stratégies **flexibles** qui s'adaptent plus facilement à un environnement qui évolue.

On citera la célèbre méthode de prospective stratégique développée au sein de la société pétrolière Shell pour dresser des scénarios globaux tenant compte des interactions entre des variables qualitativement différentes comme celles du progrès technique, des politiques économiques, des tensions internationales et des préoccupations environnementales.

Les modèles de prévision énergétiques par scénarios

La prévision, quant à elle, (« prévision » : voir avant), est davantage formalisée puisqu'elle s'appuie sur des modèles quantifiés, formés de systèmes d'équations entre les variables qui caractérisent le phénomène étudié.

Dans le domaine énergétique, les modèles de prévision sont couramment utilisés pour éclairer le futur car il existe une forte inertie au niveau des choix d'investissement ; les délais et les coûts élevés de construction des infrastructures nécessitent de prévoir à long terme, les décisions peuvent avoir des répercussions pour les générations suivantes...

Depuis les erreurs commises par les modèles économétriques énergétiques qui, au début des années 1970, n'avaient pas vu venir le premier choc pétrolier, **les études de prévision dans ce domaine sont aujourd'hui basées sur la construction de scénarios**. Commanditées par les grandes organisations internationales (administrations, institutions scientifiques...) elles aident à la négociation entre les pays, notamment pour favoriser la transition vers un système énergétique plus respectueux de l'environnement.

Pour simplifier, on peut dire qu'il existe deux grandes familles de modèles (cf. encadré) :

- les modèles économiques d'ensemble qui traitent du couplage énergie-économie sans passer par une information technologique explicite ; ex : GEM-E3 (NTUA², réseau européen), GEMINI-E3 (CEA, METL³),

- les modèles sectoriels (secteur énergétique) dans lesquels les variables représentant les secteurs non énergétiques sont agrégées et exogènes ; ex : POLES (LEPII-Grenoble), PRIMES (NTUA), MARKAL (AIE, Mines-Paris...).

Peut-on dire que ces modèles quantitatifs de prévision par scénarios sont fidèles à l'attitude prospective définie par Gaston Berger ?

Principales limites des modèles quantitatifs énergétiques pour l'analyse prospective

Des interactions limitées entre facteurs technologiques et économiques

Face aux difficultés rencontrées pour formaliser toutes les relations entre les variables du système et alimenter les équations avec des données précises et fiables, le modélisateur est obligé de faire des simplifications, ce qui limite la portée des modèles pour l'analyse prospective qui doit être globale :

- les modèles économiques d'ensemble sont trop pauvres dans la description du secteur énergétique pour tenir compte des substitutions possibles entre les technologies, lors d'un choc par exemple sur le prix d'une matière première,
- les modèles sectoriels ne traduisent pas les rétroactions macro-économiques sur la croissance, des différentes options énergétiques retenues.

A noter cependant que des avancées méthodologiques consistant à mettre au point des modèles hybrides, permettent de remédier en partie à ces écueils (exemple de modèle hybride : IMACLIM – CIRED).

Difficile prise en compte des ruptures radicales, des nouveaux paradigmes

Une des grandes difficultés pour de nombreux modèles quantifiés est de prendre en compte les ruptures notamment sur les technologies et les comportements. Or, dans le secteur énergétique, les contraintes des ressources épuisables, les effets environnementaux des usages et les risques climatiques vont vraisemblablement conduire à des changements radicaux (« paradigme vert ») difficiles à modéliser avec des équations issues du passé ou du présent.

L'intégration du progrès technique comme variable endogène dans les modèles, atténue cette critique dans la mesure où elle permet de mieux traduire la dynamique du choix des agents face à l'innovation.

Alors que peuvent apporter ces modèles dans la prospective qui, comme on l'a vu, est une démarche systémique, aidant à dessiner des images du futur et à construire un avenir souhaitable ?

¹ *Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats, Trends and Ruptures.*

² Université Nationale Technique d'Athènes.

³ Ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement

Complémentarité entre prospective et modèles dans le domaine énergétique

Vision systémique : bonne connaissance du système actuel, de ses équilibres et de ses contraintes

L'apport principal des modèles de prévision pour l'analyse prospective énergétique est une très bonne **compréhension du système** actuel étudié car la modélisation oblige à identifier de façon précise un grand nombre de variables ainsi que leurs relations : relations d'équilibre, systèmes de contraintes physiques, économiques, technologiques...

La mise en cohérence de ces variables dans le cadre d'un modèle est très précieuse car elle permet de tester, toutes choses égales par ailleurs, l'impact de nouvelles hypothèses sur le phénomène étudié en **en quantifiant les effets** et en mettant parfois en évidence des résultats contre intuitifs ; par exemple, en donnant un **cadre comptable cohérent**, les modèles économiques aident à évaluer *ceteris paribus* les impacts macro-économiques (sur la croissance, l'emploi...), d'un choc atteignant les prix de l'énergie ou du carbone.

Elaboration des futuribles : prospective exploratoire dans un contexte sans rupture

Pour une utilisation en dynamique (projection dans le futur) et **sous hypothèse de non rupture**, les **modèles quantifient les effets** d'un jeu d'hypothèses élaboré grâce à une analyse prospective amont (que l'on pourrait qualifier de qualitative). Ils aident ainsi à construire des scénarios de non rupture en garantissant une bonne cohérence du système.

Ils permettent en outre de mettre en évidence les « scénarios de crise » montrant par exemple que l'hypothèse d'une croissance économique mondiale élevée, sans politiques additionnelles, n'est pas soutenable compte-tenu des contraintes sur les ressources et sur le climat... et qu'il est urgent d'agir pour provoquer des ruptures en déclenchant les processus d'innovation et les changements sociaux nécessaires. Cela nous amène à l'utilisation des modèles comme appui à la prospective stratégique (normative).

Construction d'un avenir souhaitable : prospective normative

Les modèles servent d'appui à l'évaluation des politiques énergétiques et climatiques en terme de coûts et d'efficacité pour aider à la mise au point de stratégies de développement durable : maîtrise du changement climatique et gestion en douceur du « pic pétrolier ».

Avec les modèles sectoriels, on montre sur quelles forces motrices (*drivers* identifiés grâce à l'analyse prospective amont) il est possible de jouer pour atteindre des objectifs chiffrés de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Quelles technologies énergétiques privilégier ? Quels projets de R&D financer en priorité ? Quelles nouvelles infrastructures de transport déployer ? Quelles incitations mettre en œuvre ? ...

En forçant leurs contraintes, les modèles (économiques ou sectoriels) peuvent être utilisés en **back-casting** pour aider à définir les trajectoires politiques et techniques visant une image future souhaitable.

Vision commune née du dialogue entre les parties prenantes de la décision

Enfin, les modèles permettent aux acteurs ayant travaillé ensemble à leur élaboration et leur utilisation (ex : commanditaires, modélisateurs, experts interrogés sur les hypothèses) d'avoir une vision commune du phénomène étudié, ce qui facilite grandement la négociation et la prise de décision. Cela sous-entend bien sûr que les acteurs soient réellement impliqués dans l'étude. A défaut, le modèle risque d'être considéré comme une « boîte noire ».

En conclusion

Les modèles de prévision énergétiques sont un appui méthodologique incontestable pour l'analyse prospective en ce sens qu'ils permettent de tester la cohérence et la faisabilité des jeux d'hypothèses (de non rupture) que celle-ci a élaboré (voir figure).

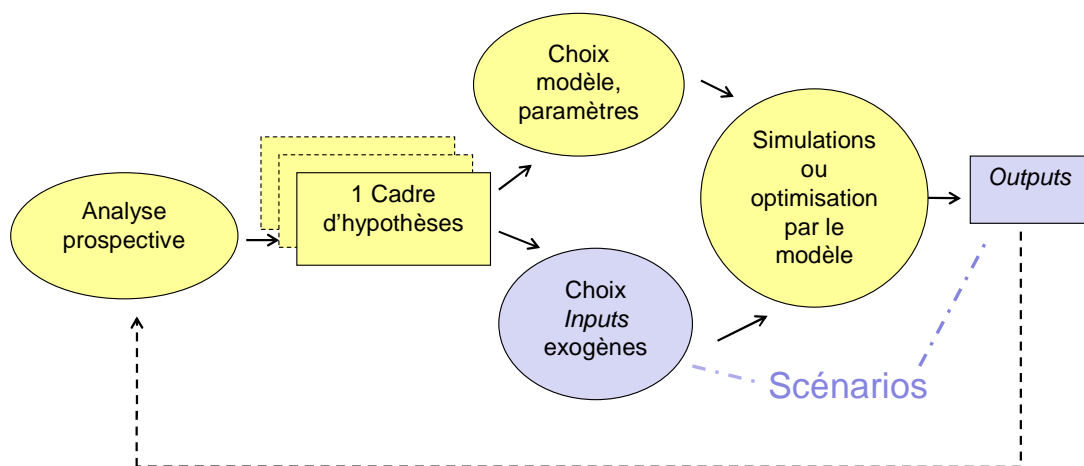
Dans un contexte en large partie prévisible (fortes inerties, moyen terme), ils aident ainsi à construire des scénarios d'évolution exploratoires ou normatifs qui **devront être lus et interprétés avec la grille sous-jacente** :

- hypothèses de l'analyse prospective qualitative débutée en amont et **donnant le cadre**,
- choix de la modélisation et des paramètres du modèle.

Ces scénarios (formés des *Inputs* et *Outputs* des modèles) servent de base à la négociation et aident à élaborer les bonnes stratégies de développement durable.

En revanche, quand le contexte est fortement imprévisible (très long terme, 2100), l'utilisation des modèles a moins de pertinence car il est difficile d'anticiper, à cet horizon, la nature et l'intensité des ruptures technologiques, comportementales et organisationnelles : les conditions de transition vers des sociétés à bas profil d'émission s'intègrent mal dans un modèle. L'imagination et l'utopie, chères à l'analyse prospective, ne sont guère compatibles avec la formalisation et la quantification !

Figure : Complémentarité entre prospective et modélisation



Les deux grandes familles de modèles utilisés dans le domaine énergétique

Modèles économiques d'ensemble

- Ils décrivent le système énergétique comme un sous-système d'une économie représentée comme un ensemble de marchés. La production des biens et services est souvent modélisée *via* des fonctions de production où l'énergie figure comme un facteur substituable ou complémentaire avec d'autres comme le travail et les autres consommations intermédiaires. La demande finale d'énergie par les ménages est calculée *via* une approche globale, décrivant les autres biens et services. Ces modèles traitent du couplage énergie-économie sans passer par une information technologique explicite (utilisation de coefficients d'élasticité estimés sur le passé ou ajustés à dire d'experts). Ainsi, ils ne rendent généralement pas compte des effets des politiques spécifiques à chaque technologie.

Modèles sectoriels (secteur énergétique)

- Ils décrivent en détail les technologies de l'énergie et permettent ainsi de simuler la concurrence entre techniques anciennes et innovantes au niveau de l'offre et de la demande. Des hypothèses de progrès technique sont incorporables de façon exogène ou endogène par l'intermédiaire de coefficients de baisse de coût dans le temps (effets d'échelles et d'apprentissage). Les équilibres de marchés ne sont pas toujours ni recherchés ni explicites. Ce sont des modèles sectoriels où les variables représentant les secteurs non énergétiques sont agrégées et exogènes. Les *feedbacks* macro-économiques sur la croissance, des différentes options énergétiques ne sont, par conséquent, pas traduits.

Nathalie Popiolek

L'HYDROGENE, ELEMENT CHIMIQUE ET VECTEUR ENERGETIQUE

Les marchés de l'hydrogène "élément chimique"

L'utilisation de l'élément chimique hydrogène pour des applications industrielles est aujourd'hui très importante. La production mondiale totale actuelle est d'environ 60 Mt (dont environ 1% en France), ce qui représente 2% du bilan énergétique mondial, et est prévue en forte progression à court terme (+ 4% par an environ actuellement). Deux applications principales de l'hydrogène industriel se partagent aujourd'hui le marché à peu près à parts égales : le raffinage et la chimie.

L'utilisation d'hydrogène pour la chimie est essentiellement destinée à la production d'ammoniac (à hauteur de 35%, essentiellement pour les engrais) mais également du méthanol (8%), des amines, de l'eau oxygénée, et en métallurgie. Un marché de grande importance peut émerger dans la sidérurgie, secteur industriel fortement producteur de CO₂, dans le cadre de nouveaux procédés permettant d'utiliser l'hydrogène comme agent réducteur en remplacement du coke.

Les marchés de l'hydrogène "vecteur énergétique" pur

L'utilisation directe d'hydrogène dans des piles à combustibles (PàC) et des moteurs à combustion interne est aujourd'hui encore très embryonnaire : environ 7000 PàC fonctionnent aujourd'hui dans le monde, essentiellement dans le cadre d'applications stationnaires. Vouloir convertir l'ensemble des transports terrestres à ces technologies nécessiterait de produire deux à trois fois les quantités aujourd'hui utilisées industriellement, ce qui est considérable. Mais l'introduction des nouvelles technologies de l'hydrogène pour de telles applications stationnaires et mobiles devrait être très progressive: c'est ce que décrivent des scénarios élaborés au moyen des codes POLE et MARKAL, par l'AIE (WEO 2006) et la CE (étude WETO-H2, et projet Hyways plus spécifiquement dédié à l'hydrogène). Les quantités d'hydrogène nécessaires et les conséquences en termes de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, sont évaluées en fonction du temps et généralement jusqu'à 2050.

D'après ces scénarios, les besoins resteraient alors suffisamment modestes à l'horizon 2020/2025 pour être potentiellement couverts par une meilleure utilisation d'une partie de l'hydrogène produit par certaines réactions dans la chimie (lors de la production de chlore et d'éthylène par exemple), la sidérurgie, ce qui permettrait de limiter les quantités totales d'hydrogène à produire.

L'hydrogène peut également être utilisé à la fois pour sa spécificité chimique et comme vecteur énergétique

L'utilisation de l'hydrogène dans les opérations de raffinage est probablement celle qui affiche aujourd'hui la plus forte croissance, notamment pour la désulfuration de l'essence et du gazole afin de répondre à des contraintes environnementales toujours plus sévères, ainsi que pour le traitement de produits de plus en plus lourds et déficients en hydrogène. Mais ce n'est pas là le seul mode d'utilisation de l'hydrogène à des fins énergétiques. C'est ainsi le cas des biocarburants de deuxième génération (Biomass to Liquid, ou BtL), qui nécessitent, pour économiser la biomasse, un apport externe d'hydrogène, ce qui peut conduire à l'émergence de nouveaux marchés de grande importance. Les procédés de Liquéfaction du Charbon ("Coal to Liquid", CtL), avec ou sans séquestration, sont également fortement envisagés, notamment par les pays producteurs de charbon, souvent dans le cadre de politiques d'indépendance énergétique. L'Hythane, mélange de gaz naturel et d'hydrogène – classiquement 80% GN + 20% H₂, est aussi une voie prometteuse qui fait l'objet de démonstrations sur des flottes de bus notamment (projet Alt-Hy-Tude en France). Ces solutions présentent l'avantage de ne pas nécessiter de progrès technologiques majeurs.

Des efforts financiers fondés sur de sérieux espoirs...

L'effort financier mondial dans le domaine de l'hydrogène et des piles à combustible, secteurs public et privé confondus, est aujourd'hui estimé entre 3 et 5 G€/an. Plus près de nous, l'« Initiative Technologique Conjointe » récemment lancée dans le domaine de l'hydrogène et des piles à combustible par la CE, est dotée pour une durée de 6 ans d'un apport communautaire de 470 M€. Les divers secteurs de l'hydrogène sont concernés par ces efforts : la production (dé-carbonée), le transport, la distribution et le stockage qui couvrent l'ensemble des applications décrites plus haut, et les utilisations mobiles et stationnaires qui sont plus spécifiquement dédiées aux PàC, pour lesquelles de sérieux espoirs existent aujourd'hui en termes de réduction des coûts.

...Qui ne sauraient masquer l'importance des "analyses système"

Mais tant pour l'analyse des coûts globaux que pour celle des émissions de gaz à effet de serre, c'est bien l'ensemble de la chaîne de l'hydrogène qu'il faut considérer. Ainsi, plusieurs projets (Eucar-Concawe, Hyways, Roads2HyCom) ont montré que l'avantage le plus visible des applications de l'hydrogène en PàC, celui d'une émission nulle lors de l'utilisation finale, est à

mettre en regard des émissions nécessaires à sa production, son transport, son conditionnement et sa distribution : jusqu'à 100g CO₂/km parcouru, voire plus suivant les hypothèses et les sources. A titre de comparaison, l'émission du puits au réservoir des carburants classiques est de l'ordre de 25g CO₂/km, la combustion émettant quant à elle environ 130 à 150 g CO₂/km.

L'importance du mix de production énergétique est ainsi fondamentale, notamment dans le cas de la production par électrolyse suivant que l'on considère les mix électriques européen ou français, par rapport au reformage. Ce raisonnement s'applique bien entendu également au cas des voitures électriques à batteries, ou utilisant des carburants de types BtL et CtL, en comparaison des marges de progrès envisagées pour les moteurs à combustion interne, qui plus est en versions hybrides.

Des projets concrets pour analyser l'ensemble de la chaîne hydrogène

Déclinaisons nationales du projet Européen HyWays, les projets HyFrance1 et HyFrance2 ont permis l'émergence d'une expertise technico-économique collective de divers acteurs majeurs du domaine en France, dans le cadre du développement de l'hydrogène énergétique à un horizon de moyen-long terme (2020-2050). En complément de cette vision prospective, le projet HyFrance3, coordonné par l'I-tésé, regroupe 10 partenaires (Air Liquide, Total, EdF R&D, GDF Suez, CNRS-LEP2, IFP, AFH2, ALPHEA, l'ADEME et le CEA), afin d'étudier le paysage, les évolutions et la compétitivité économique de certains maillons de la chaîne de l'hydrogène, pour des applications industrielles et énergétiques, à un horizon plus proche (2020-2030).

Ce projet évalue les marchés de l'hydrogène destiné aux applications industrielles (notamment, en ce qui concerne le raffinage, l'impact de l'incorporation progressive de BtL et CtL dans le paysage énergétique), la production en situation fortement décentralisée par énergie éolienne pour diverses applications (importance du stockage), le stockage massif, et la distribution dans une région capable de présenter une grande diversité de modes de consommation.

Mais les aspects sociétaux ne doivent pas être oubliés. A ce titre, l'I-tésé est partenaire du projet AIDHY (ANR), qui a pour objectif de mieux comprendre les positions de l'opinion publique pour mieux les prendre en compte lors du développement des technologies de l'hydrogène : enquêtes auprès de divers groupes d'acteurs (experts, élus et décideurs, public au sens large), identification des problématiques, analyses des controverses. Des recommandations pourront alors être formulées.

Alain Le Duigou

PRODUCTION D'HYDROGENE : S'AFFRANCHIR DES COMBUSTIBLES FOSSILES ?

De nombreux critères rentrent en ligne de compte pour la comparaison de procédés de production. La compétitivité économique et le critère environnemental (au sens économie des ressources fossiles et réduction des émissions de gaz à effet de serre) sont deux critères incontournables auxquels les procédés de production d'hydrogène doivent se soumettre.

En terme environnemental, la production d'hydrogène est à ce jour encore très peu performante. Assurée à partir de ressources fossiles pour environ 95% au niveau mondial, la marge de progrès est importante pour les procédés basés sur la dissociation de l'eau. L'électrolyse alcaline, seul procédé de ce type disponible à l'heure actuelle, se heurte cependant aux coûts de production du reformage du méthane. Même une taxe sur les émissions de CO₂ ne permet pas à l'électrolyse de concurrencer le reformage aujourd'hui. Mais tous les critères sont-ils quantifiables et intégrables au coût de production ? On peut penser par exemple à la sécurité énergétique qui vient appuyer le choix de l'électrolyse alcaline comme procédé de référence.

Ainsi on peut retenir un coût de production objectif de l'ordre de 3-4 €/kg_{H₂} pour les procédés innovants en cours de développement, à partir de l'évaluation du coût de production de l'électrolyse alcaline. D'autres approches co-existent, comme celle du DoE américain basée sur le marché de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Le coût de production cible est alors évalué par rapport au prix du baril de pétrole.

Parmi les procédés avancés étudiés à travers le monde, on peut citer les cycles thermochimiques tels que le cycle Iode-Soufre ou le cycle Hybride-Soufre, ou encore l'Electrolyse Haute Température.

Ces procédés basés sur la décomposition de l'eau et couplés à des sources non émettrices de gaz à effet de serre pourraient permettre de produire les quantités d'hydrogène attendues (pour l'hydrogène produit chimique ou vecteur énergétique) de manière durable. En termes de compétitivité économique le pari n'est pas encore gagné : les performances énergétiques doivent être accrues par rapport à celles de l'électrolyse alcaline, et établies sur des durées significatives, et les investissements doivent être réduits.

Les évaluations technico-économiques aident déjà à identifier des points-clés et à définir des cibles de R&D : elles ont par exemple été mises en œuvre pour l'évaluation comparée des procédés de production d'hydrogène en soulignant l'impact de différents facteurs.

Toutefois leur objectif n'est pas de déterminer « le meilleur procédé ». Le coût de production ne dit pas tout : la maturité du procédé et les incertitudes en conséquence, et les autres critères à prendre en compte (sécurité énergétique, acceptabilité, ...) ne peuvent pas toujours y être intégrés mais pas non plus éludés pour la comparaison des procédés. Par la suite des évaluations multi-critères pourraient être mises en œuvre afin de compléter les axes de comparaison des procédés.

Christine Mansilla

EFFET D'ECHELLE : LA PANACEE POUR LE DEPLOIEMENT DE LA FILIERE DE BIODIESEL DE DEUXIEME GENERATION EN FRANCE ?

Les différents modes d'organisation des filières autour de la technologie BtL (Biomass to Liquid, biodiesel de deuxième génération) varient fortement selon les pays concernés : modèle finlandais basé sur des usines BtL adossées aux papeteries afin de bénéficier du savoir-faire lié à la gestion de la ressource sylvicole, modèle hollandais basé sur des usines de très grande capacité, plusieurs millions de tonnes en ressource lignocellulosique impliquant l'importation de ressource, etc.

En France, le modèle de développement de la filière BtL est en cours de structuration. Le procédé BtL, basé sur une conversion thermochimique et une réaction Fischer Tropsch, est en rupture par rapport au procédé de première génération. Ainsi, les agriculteurs et acteurs de la première transformation des oléagineux, directement impliqués sur les actuelles usines de production de biodiesel, se positionnent moins clairement sur cette voie là.

En effet, techniquement, le procédé BtL se rapproche d'une raffinerie. Ainsi, implicitement, le modèle de développement de la filière BtL s'appuie sur ce savoir-faire et s'oriente vers une usine de grande capacité permettant de diminuer les coûts de production. Il s'agit d'une vision procédé n'intégrant pas l'amont à savoir l'approvisionnement en ressource lignocellulosique, dont la gestion est bien différente du pétrole !

Or, il est important de ne pas réitérer les erreurs qui ont pu être faites avec la première génération en termes de gestion de la ressource. Même si celle-ci n'est pas en concurrence avec l'alimentaire, elle est utilisée par d'autres secteurs industriels (i.e. panneaux de procédés, papeterie, etc.).

Ainsi, ne pourrait-on pas envisager un autre modèle de développement de la filière BtL ayant pour axe de développement la proximité avec la ressource ?

En effet, face au développement du Bois-Energie, on voit aujourd'hui des acteurs comme ceux positionnés sur les prestations de services industriels, qui commencent à étendre leur compétence à la gestion de la ressource.

Jusqu'à présent ce modèle que l'on pourrait qualifier de "local" a été écarté. En effet, se limiter à un rayon d'approvisionnement court implique des usines de petites capacités. Mais diviser par quatre la capacité d'un site d'un million de tonnes de biomasse humide augmente le coût de production uniquement de 30% !

Or, le coût de production du carburant, au-delà de la transformation, intègre aussi une partie liée à l'approvisionnement : y a-t-il un bénéfice économique ?

De plus, s'implanter à proximité de la ressource peut avoir des retombées sociétales : redynamisation d'une région, conservation/création d'emplois.

Est-ce que ces externalités positives sont susceptibles de se traduire de la part de l'Etat/collectivité en incitation financière contrebalançant l'augmentation de coût pour l'industriel ?

Une autre façon d'aborder la question pourrait être d'évaluer la capacité minimale pour laquelle il devient économiquement attractif de s'implanter dans une zone riche en ressource à la recherche d'industriels.

Juliette Imbach

MODELES D'ENTREPRISE ET STRATEGIE DE PROPRIETE INTELLECTUELLE

Le profil des acteurs économiques et leur stratégie en matière de propriété intellectuelle vont conditionner et contrôler leur manière de faire de la R.I.D (Recherche-Innovation-Développement) et les externalités propres à chaque entreprise.

En effet, selon que l'on soit une collectivité locale ou un groupe international, les objectifs vont être différents ; les moyens aussi.

Après un rappel sur ce qu'est un droit de Propriété Intellectuelle du point de vue économique, nous verrons 4 stratégies de Propriété Intellectuelle type issues de 4 types de modèles d'entreprise très différents, et leur impact sur un programme de Recherche – Innovation - Développement. Une stratégie particulière sera ensuite illustrée relative à un transfert de technologies issues d'un laboratoire public.

Le droit de PI : point de vue économique

Il est courant d'entendre que l'acquisition d'un droit de Propriété Intellectuelle, le brevet en particulier, nuit à la diffusion des connaissances (débat récent par exemple sur le brevet logiciel).

Or, d'un point de vue économique, un droit de PI représente un compromis entre les souhaits de la collectivité, qui voudrait que toute connaissance produite soit mise à disposition du public gratuitement (ce que les économistes appellent un bien public), et les souhaits de l'auteur, qui voudrait qu'un monopole d'exploitation lui soit accordé indéfiniment.

En effet, tout droit de PI accordé est accompagné d'une condition (que ces connaissances soient divulguées) et d'une restriction (le droit n'est pas infini mais limité dans le temps - 20 ans pour les brevets - 70 ans après le décès de l'auteur pour le droit d'auteur).

La PI permet de faire le lien entre ces 2 positions extrêmes par l'acquisition de droits, qui vont tout à la fois enrichir le patrimoine intellectuel de la collectivité et enrichir l'entreprise au sens économique.

On peut alors considérer que la PI va faciliter les externalités positives puisque l'auteur pourra en retirer un bénéfice ; l'alternative étant le secret.

Modèles d'entreprise, stratégie PI et R.I.D

Produire des connaissances, innover, inventer, autant d'objectifs que chaque entreprise peut s'approprier de manière différente en fonction de sa propre stratégie.

Rappelons les nuances entre innovation et invention ; nuances qui nous seront utiles par la suite pour établir une stratégie en matière de PI.

Parallèle innovation – invention

Une innovation est une solution nouvelle qui correspond à un besoin du marché, donc qui va *a priori* y rencontrer un certain succès commercial.

Une invention est une solution qui répond à quelques critères (nouveau, activité inventive, applications industrielles : en résumé brevetable), pour laquelle on obtient un monopole d'exploitation, mais qui n'est pas forcément attendue par le marché.

Pour qu'une solution devienne une innovation dans les faits, il faut se soucier de sa capacité à être intégrée par le marché. Le client va procéder à une analyse coût/bénéfice ; de cette analyse dépendra le succès, ou non, de la technologie proposée.

Modèles d'entreprises types, impact sur la R.I.D et stratégies PI adaptées

Selon le modèle économique de l'entreprise, sa stratégie en matière de Propriété Intellectuelle et l'impact de celle-ci sur sa propre R.I.D, vont être différentes. Prenons 4 cas différents, un peu caricaturaux :

- Laboratoire public. L'objectif est de produire des connaissances et de les mettre à la disposition du public sans chercher nécessairement à en obtenir un retour financier. En matière de PI, la stratégie consiste alors à copier tout ce qui peut être utile et publier le résultat des recherches. Copier car toutes les connaissances, protégées ou non, sont copiables tant qu'il n'y a pas de commerce (inutile de réinventer ce qui existe) et publier pour mettre les connaissances à la disposition du public.
- PME. L'objectif est d'innover à moindre coût. En effet, une PME n'a pas forcément les moyens humains ou financiers pour réaliser des opérations de recherche. Néanmoins, elle a besoin de mettre en place des concepts novateurs qui lui permettront d'assurer des revenus. Sa stratégie en matière de PI visera alors à copier tout en s'assurant qu'elle n'empiète pas sur des

droits de tiers (en payant éventuellement des droits d'usage). Elle va chercher à élaborer des concepts innovants et se servir des connaissances existantes disponibles (protégées ou non) pour les mettre en forme techniquement. Si des solutions sont protégées sur un territoire autre que celui visé, ne pas hésiter à copier : c'est gratuit !

- Multinationale. L'objectif est d'innover et d'obtenir un monopole d'exploitation pour augmenter ses marges et améliorer sa position sur les marchés. Une telle entreprise va chercher à mettre en place un concept novateur, qui soit en même temps protégeable pour s'assurer un monopole sur un marché étendu, garant de revenus élevés. La stratégie en matière de PI sera alors « d'innover brevetable ». On ne se pose pas la question : « mon développement est-il brevetable ? » mais « comment faire pour qu'il le soit à coup sûr ? ».
- Collectivité. L'objectif est de développer le tissu économique local et d'assurer des rentrées fiscales en apportant un soutien aux industriels pour assurer de l'emploi. *A priori*, il n'y a pas de stratégie propre en matière de PI.

Bien évidemment, chaque stratégie élaborée est un cas particulier et se situe entre les différents cas évoqués.

Un exemple

Prenons l'exemple d'un projet visant à mettre sur le marché une technologie issue d'un laboratoire public. Dans la mesure où le laboratoire ne peut pas exploiter lui-même, il va donc s'associer à un partenaire industriel pour effectuer un transfert de technologie et s'assurer des revenus issus de ce transfert. Il est donc souhaitable d'acquérir au préalable des droits de Propriété Intellectuelle ; ce qui, en général, facilite les négociations.

Innover brevetable

La stratégie consiste à prévoir d'emblée la démarche « innover brevetable » et à orienter la recherche en conséquence aux moyens d'une veille stratégique, visant à orienter les programmes (se poser la question : où y-a-t-il matière à innovation vis à vis de ce que fait la concurrence), et d'une veille technologique visant à identifier les connaissances disponibles pour mieux s'en détacher.

Bétonner !

En matière d'énergie, les brevets fondamentaux sont *a priori* derrière nous ; les développements à venir seront plus ou moins dépendants de solutions déjà brevetées. Pour s'en affranchir (autant que possible), il faudra montrer que le passage de ces solutions dites fondamentales au marché ne peut se faire qu'avec nos technologies en déposant systématiquement des demandes de brevet sur tout ce qui touche à ces travaux.

Il s'agit ici de donner du poids aux éventuelles négociations avec les détenteurs de brevets fondamentaux d'une part et avec les futurs licenciés d'autre part. Chaque demande de brevet prise séparément n'a pas forcément une grande valeur, l'ensemble des demandes sur un même sujet donne du poids.

Autrement dit : bétonner ! (ou : stratégie du filet de brevet).

Conclusion

Il est indispensable de garder deux principes à l'esprit :

- Adapter la stratégie PI en fonction des objectifs économiques.
- Diriger les projets en fonction, notamment, de la stratégie de Propriété Intellectuelle.

Didier Sabourin

LE STOCKAGE D'ÉNERGIE, ENJEU MAJEUR DU DÉPLOIEMENT DES ÉNERGIES RENOUELABLES

Le réseau électrique est en pleine mutation. De petites unités de production décentralisées commencent à émerger parmi les grands moyens de production centralisés. Ainsi, les centrales nucléaires et thermiques à énergie fossile sont toujours prédominantes, mais les énergies renouvelables commencent à compléter le paysage énergétique dans de nombreux pays¹.

Cette transformation répond aux objectifs internationaux de sécurité d'approvisionnement et aux volontés de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Cette augmentation des énergies intermittentes connectées au réseau nous confronte à un véritable défi quant à l'adéquation entre l'offre et la demande.

Adéquation offre/demande : doit-on satisfaire toutes les demandes ?

Fiabilité et économie, les deux objectifs finaux du gestionnaire de réseau, sont pour partie contradictoires puisqu'un accroissement de la fiabilité passe généralement par un accroissement des coûts. Un des moyens utilisés par les économistes pour intégrer cet aspect dans l'analyse des réseaux est de quantifier le préjudice subi par la clientèle, du fait des interruptions de service, *le coût de la défaillance*², qui s'ajoute aux coûts d'investissement et d'exploitation. Cette approche permet de tendre vers un "compromis optimal" entre fiabilité et économie, mais elle se heurte en général à la grande difficulté d'estimation des coûts de la défaillance.

¹ L'Union Européenne affiche un objectif de 20% d'énergie produite à partir d'EnR en 2020, l'Australie visant quant à elle 20% d'EnR pour sa production d'électricité en 2020 ; les USA de leur côté ont une stratégie différente par Etat, la pénétration des EnR visée allant de 4% au Massachussets à 25% pour le Minnessota et l'Oregon.

² La défaillance peut tout aussi bien provenir d'un besoin trop important que l'on ne peut satisfaire du fait d'un sous-dimensionnement du système de production que de problèmes techniques rendant impossible la fourniture de l'énergie au consommateur.

Dans la mesure où le « risque zéro » n'existe pas, la PPI³ considère le parc comme ajusté lorsque l'ensemble de la demande ne peut être satisfaite pendant 3 heures par an en moyenne, ce qui est équivalent en France continentale à la probabilité de survenue d'un délestage une fois tous les 10 ans et à des risques forts pressentis pour la semaine à venir une fois tous les 2 ans.

Des moyens d'action variés à mutualiser

Un premier moyen d'action consiste à agir sur l'offre, en augmentant les moyens de production via des centrales thermiques ou en développant les réseaux de transport et de distribution. Ceci nécessite une planification à moyen terme, de faire face aux problèmes d'acceptation des collectivités et a pour inconvénients des augmentations de la dépendance énergétique, des émissions de gaz à effet de serre et des coûts.

Un second moyen est d'"aplatir la demande" via une tarification incitative (exemple des contrats avec effacement).

Le développement de compteurs intelligents⁴ - *Smart Metering* - devrait permettre une identification de manière détaillée et précise, et éventuellement en temps réel, de la consommation (et/ou production) d'un site, permettant une différenciation des prix et ainsi un accompagnement des politiques de maîtrise de la demande en énergie.

La maîtrise du temps, dans les deux sens du terme - météorologique ou durée - est également à considérer avec une grande attention, que ce soit pour anticiper les consommations et donc ajuster la production en conséquence ou au contraire anticiper les productions des énergies renouvelables intermittentes avec la meilleure précision possible. Dans les deux cas, un effort particulier est à porter sur les relevés et les prévisions météorologiques.

³ PPI : Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité.

L'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit une programmation pluriannuelle des investissements de production (PPI) qui constituera la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle permettra d'atteindre les objectifs de politique énergétique par un développement équilibré de la production nationale, en termes de répartition entre énergies primaires, de techniques de production et d'implantation géographique des investissements.

⁴ Les compteurs intelligents sont également appelés compteurs « communicants » puisqu'ils permettent de transmettre et de recevoir des données à distance en temps réel.

Enfin, le stockage d'énergie peut également apporter sa pierre à l'édifice, permettant la gestion des pointes, renforçant le secours, etc.

Bien qu'encore très onéreux, il commence à prendre de l'essor en dehors du domaine des STEP⁵, avec notamment le développement des batteries NaS. Les systèmes insulaires où les contraintes d'indépendance énergétique, environnementales et de surface sont importantes font donc office de candidat privilégié pour accueillir ces technologies et initier leur développement.

Ainsi, l'I-tésé conduit en partenariat avec l'Agence Régionale de l'Energie Réunion (ARER) le projet EDELVEISS⁶, projet labellisé par le pôle de compétitivité CapEnergies, et a récemment déposé auprès de l'Agence Nationale de la Recherche le projet TESAUERISER⁷ qui regroupe l'ARER, le CEA, Cristopia, EDF Systèmes Energétiques Insulaires, Helion et l'université de Corse. Ces projets visent à évaluer différents systèmes de stockage pour le court et moyen terme, pour identifier les technologies les plus pertinentes en fonction de différents scénarios de production par EnR et de consommation.

Les solutions envisagées comprennent les solutions technologiques de stockage (batteries, air comprimé, hydrogène, etc.) mais également des mécanismes incitatifs qui incluent la prise en compte des prix de l'électricité et la notion de « satisfaction du client », qui intègrera une démarche de responsabilisation partagée du producteur et du client.

Le « client » est plutôt la collectivité territoriale, en tant que dépositaire légitime des aspirations communes. Les stockages centralisés et décentralisés seront considérés, en fonction des opportunités et des besoins, sur des cas réalistes.

Les champs d'évaluations des cas d'études seront les suivants : i) technico-économique, ii) réglementaire, iii) environnemental et iv) risques et acceptabilité sociale. Ainsi, pour chaque technologie, les opportunités de marché seront alors mises en lumière, ainsi que les technologies concurrentes ou au contraire complémentaires.

Pour réaliser ces évaluations, le CEA développe le code MOMuS⁸ qui effectue des optimisations multicritères sous contraintes, ce qui permet par exemple de dimensionner un système qui minimise le coût et maximise la satisfaction du client tout en respectant une contrainte de surface. L'ensemble des solutions satisfaisant tous les critères constitue une aide précieuse au décideur en complétant sa vision d'expert.

Les énergies renouvelables - fortement promues du fait de leurs faibles émissions de gaz à effet de serre - se déploieront d'autant plus aisément que leur intégration dans le réseau électrique sera facilitée. Le stockage d'énergie y contribuera très certainement dans les prochaines années.

Sophie Avril

⁵ STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage.

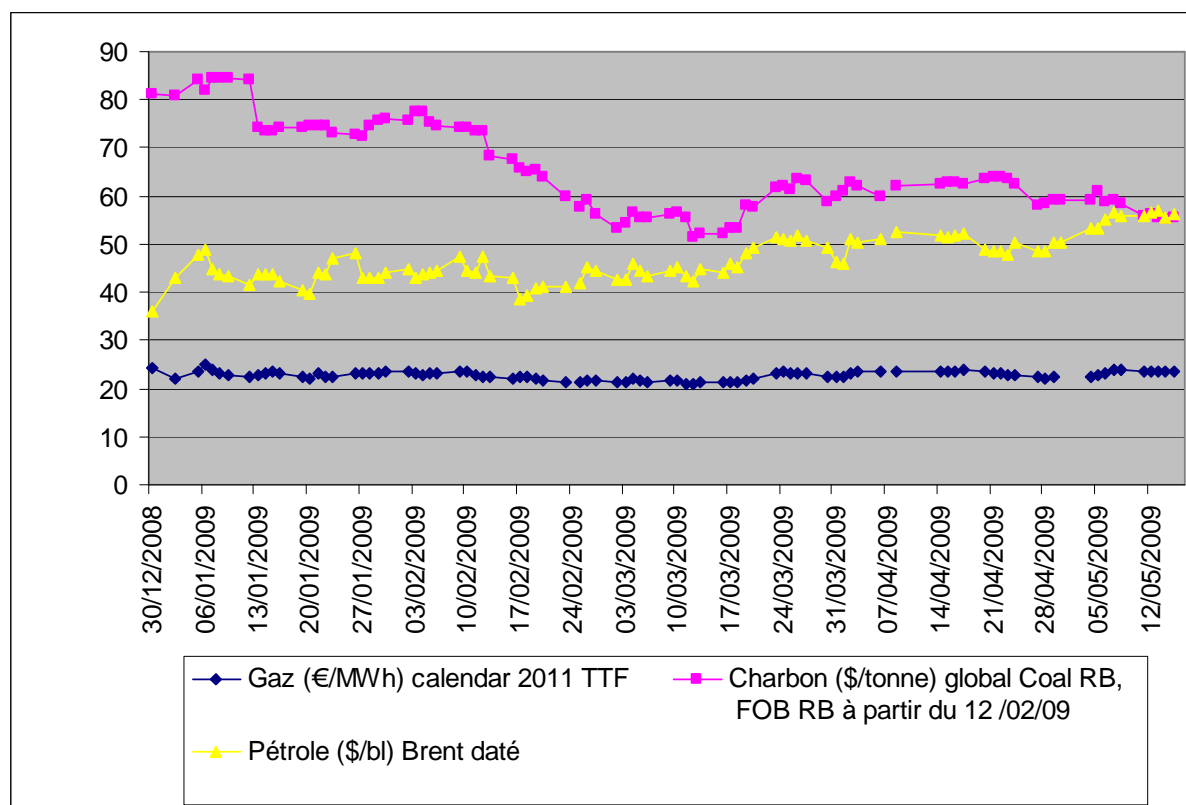
⁶EDELVEISS : Évaluation avant Démonstrations Expérimentales en Lignes de la valorisation de la production Électrique Intermittente par les Systèmes de Stockage

⁷TESAUERISER : Technico-Économie du Stockage pour Accompagner l'Utilisation, dans les Réseaux Insulaires, des Sources d'Énergie Renouvelable

⁸ MOMuS : Modélisation et Optimisation Multicritère du Stockage d'énergie

Evolution des marchés

PRIX DES ENERGIES FOSSILES



Source : I-tésé d'après les bulletins Europ'Energies

Nathalie Popiolek