

Quel mix pour le renouvellement de la production d'électricité en Europe ?

D'ici à 2035, l'Europe devra mettre en service une puissance électrique comprise entre 700 et 1 000 GW, soit l'équivalent de 7 à 10 fois le parc électrique français. Ce qui nécessite de l'ordre de 1 000 milliards d'euros d'investissement. Ces chiffres fournis par l'association européenne Eurelectric montrent les enjeux auxquels l'Union européenne doit faire face en matière de sécurité d'approvisionnement électrique.

Mais comment les industriels peuvent-ils anticiper alors que les règles du jeu évoluent et que le cadre réglementaire européen n'est pas encore totalement stabilisé ? Comment réagissent-ils face à la volatilité des prix qui pénalise l'investissement ? Enfin, quelles énergies seront les vedettes de ce renouvellement de capacités (gaz, nucléaire, EnR, charbon) ? Autant de questions auxquelles les intervenants du débat apporteront des éléments de réponses.

Intervenants :

Bruno BENSASSON, directeur à la direction de la Stratégie et du Développement de Suez

Goulven GRAILLAT, directeur Etudes économiques et stratégiques à EDF-Production

Philippe LOREC, adjoint au directeur général de l'énergie et des matières premières (DGEMP)

*Le débat était animé par **Philippe RODRIGUES**, journaliste au Bulletin de l'Industrie Pétrolière (BIP).*

Bruno BENSASSON

Je vais tout d'abord vous présenter le mix électrique tel qu'il est aujourd'hui et tel qu'on peut l'imaginer à l'avenir.

Dans le mix actuel, le fait le plus marquant est qu'au niveau mondial, le charbon domine. En France, à l'inverse, le nucléaire occupe une très large place. L'Europe présente une situation intermédiaire entre ces deux extrêmes. Le mix de Suez est assez proche de celui de l'Europe, avec un peu plus de gaz et moins de charbon que la moyenne de nos concurrents européens. Suez a choisi d'avoir un mix très diversifié. Electrabel fait partie des électriciens les moins consommateurs de charbon, donc les moins émetteurs de CO₂.

Que peut-on attendre pour 2030 ? L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) a conçu deux scénarios : un scénario de référence, qui est un scénario tendanciel mais qui n'est pas présenté comme nécessairement le plus probable, et un scénario de politiques énergétiques alternatives. Ces deux scénarios diffèrent par l'importance qu'y ont les politiques environnementales. Si l'on considère la plaque continentale Nord-Ouest, où se trouve la France, 60 000 à 70 000 MW devront être installés d'ici à 2020 dans l'ensemble des segments de production (base, semi-base, pointe). La base devrait représenter 50 % de ces besoins.

Comment ces besoins seront-ils satisfaits ? La sécurité d'approvisionnement, les coûts de production et les émissions de CO₂ sont les trois déterminants du mix énergétique. Rappelons, concernant le premier, qu'aucune énergie n'est à l'abri d'aléas (climatiques, politiques ou économiques). Le gaz et le pétrole sont les énergies les plus soumises aux aléas politiques. Le charbon est présent en très grandes quantités sur la planète (plus que le pétrole et le gaz réunis). Il est en outre mieux réparti sur la planète que le brut et le gaz. Ces dernières années, le prix du charbon a été notablement plus stable que celui du pétrole ou du gaz. Cela dit, la Chine est devenue importatrice nette de charbon l'an dernier. On peut donc se demander si les prix du charbon vont continuer à rester aussi stables à l'avenir.

Pour ce qui est des coûts de production pour la base, le nucléaire offre l'un des coûts les plus faibles mais il faut beaucoup du temps pour construire une centrale nucléaire et amortir les investissements réalisés. Le recours à l'atome suppose en outre une acceptation de la population qui n'est pas observée partout dans l'Union européenne. Avec le gaz, les coûts fixes sont moindres. Le gaz reste ainsi une bonne énergie pour la semi-base mais il est plus cher que d'autres pour la base. Le charbon est moins cher que le gaz mais il est tributaire du prix de la tonne de CO₂ (20 à 25 euros/t à l'heure actuelle), dont l'évolution suscite des interrogations. Enfin, l'éolien, qui est l'une des ENR les plus compétitives pour la production d'électricité (derrière l'hydroélectricité), reste plus cher que les énergies traditionnelles, ce qui justifie des subventions qui sont très répandues à travers l'Union européenne.

Enfin, concernant le troisième déterminant, les émissions de CO₂, le charbon est bien sûr plus émetteur que les autres sources d'énergie, même si les nouvelles centrales au charbon permettent des progrès significatifs et si l'on peut imaginer que d'ici à 2020, des progrès auront été faits dans le captage et le stockage du CO₂.

J'aimerais terminer par quelques questions. Quel rôle joueront les économies d'énergie dans le mix ? Autrement dit, comment évoluera la demande d'électricité ? Continuera-t-elle à augmenter comme aujourd'hui dans l'UE ? Baissera-t-elle, conformément à l'objectif général de réduction de la consommation d'énergie fixé par l'Union européenne ? Y aura-t-il effet de report d'autres énergies vers l'électricité dans les domaines du transport ou de la chaleur (par exemple avec les pompes à chaleur) ?

Autre point : plusieurs mix électriques pourront-ils être raccordés à un seul réseau, avec des balances offre/demande plus ou moins équilibrées, des mix plus ou moins coûteux, des systèmes de production plus ou moins volatils ? La réponse économique à cette question est sans doute positive. Cela ramène d'ailleurs à la théorie des avantages compétitifs. La réponse politique peut en revanche être différente mais elle ne nous appartient pas.

Troisième interrogation : le mix constitue-t-il un choix industriel ou politique ? Relève-t-il des investisseurs, des Etats ou de l'Union européenne ? La réponse a varié suivant les époques et les pays. De l'avis de Suez, il appartient aux Pouvoirs publics de fixer un cadre clair, efficace

et stable afin d'atteindre les trois objectifs fixés par l'UE. Une fois ce cadre posé, c'est aux investisseurs de faire leurs choix de mix énergétique.

Goulven GRAILLAT

J'aimerais évoquer, en complément des facteurs indiqués par M. Bensasson, deux autres éléments clés : les horizons de temps et les contextes nationaux (bien que l'on parle fréquemment de mix européen).

A l'horizon 2030, rien que du fait des renouvellements des centrales qui seront déclassées, 300 à 350 GW devront être installés. Des tranches au charbon et au lignite devront être fermées à partir de 2015 du fait des réglementations environnementales. De même, certaines centrales nucléaires actuellement en service seront arrêtées (cas notamment de la Grande-Bretagne).

L'industrie électrique est fortement cyclique. Un pic d'investissements très important a eu lieu en Europe vers 1980. Entre 2000 et 2004, les investissements ont été très importants en Espagne (développement des cycles combinés à gaz). Actuellement, c'est le cas en Italie pour remplacer des centrales au fioul obsolètes. Si l'on se projette en avant de quelques années, on voit que nous sommes incontestablement entrés dans un nouveau cycle d'investissement.

Illustrons la question des horizons de temps avec le cas français. La production hydraulique est en légère décline dans l'Hexagone. La production thermique à flammes, après avoir connu une baisse substantielle dans les années 1970 et 1980, n'est plus en baisse. L'hydraulique seule ne fournit pas, en effet, de semi-base.

Illustrons la question des horizons de temps avec le cas français. Trois phases doivent être distinguées en France d'ici à 2020. D'ici à 2010, il s'agit d'assurer l'équilibre en pointe. Entre 2010 et 2015, il faudra adapter la semi-base dans un environnement contraint. Enfin, après 2020, l'objectif sera de répondre aux besoins de la consommation en base et de préparer le renouvellement du parc nucléaire.

L'évolution du mix européen peut donc prendre des voies très différentes. Pour développer les moyens de pointe, nous remettons en service, depuis la fin 2006 et jusqu'à la fin de cette année, 2 600 MW de centrales au fioul mises en réserves dans les années 1990. Nous avons parallèlement lancé la construction de 1 000 MW de turbines à combustion au fioul dont la mise en service est prévue entre fin 2007 et fin 2010.

Pour adapter la capacité de semi-base, nous serons conduits à fermer 9 centrales à charbon sur un total de 12 d'ici à 2015, soit près de 3 GW de semi-base. Parallèlement, nous développons de nouveaux moyens de production moins émetteurs de CO₂, en l'occurrence trois centrales à cycle combiné à gaz de 450 MW chacune. Ces centrales devraient entrer en service entre 2010 et 2012.

Pour la production de base, en plus de notre effort sur les économies d'énergie, nous sommes engagés dans le développement des ENR, notamment l'éolien, à travers notre filiale EDF Energie Nouvelles, et nous visons à augmenter la production nucléaire de 30 TWh environ entre 2012 et 2020, avec la mise en service de la centrale EPR de Flamanville 3 et des projets d'augmentation de puissance sur les centrales existantes.

Si l'on regarde à plus long terme, entre 2020 et 2050, l'éolien, le photovoltaïque, les énergies marines, la biomasse et les pompes à chaleur devraient continuer à se développer. Dans le nucléaire, la question sera celle de la durée de vie des centrales de génération 2 et de la transition, au moyen des réacteurs de génération 3, vers les réacteurs de génération 4 à partir de 2040. Ces derniers réacteurs devraient beaucoup mieux utiliser les ressources en uranium et limiter les quantités de déchets produits. L'objectif des Pouvoirs publics en France est de disposer d'un prototype développé vers 2020.

Dans les énergies fossiles, l'objectif est le captage et la séquestration du carbone (CCS). Si l'on est très optimiste, on peut estimer que le CCS sera utilisé dès 2020 mais il ne sera plus vraisemblablement disponible commercialement que pour des mises en service à l'horizon 2030.

J'en viens maintenant au deuxième sujet : les contextes nationaux, que j'illustrerai par l'exemple de la Pologne. Dans ce pays, le parc électrique installé représente aujourd'hui 30 GW, dont 70% de charbon et 30% de lignite. Selon les projections des Pouvoirs publics polonais, il devrait passer à 45 GW d'ici à 2030 compte tenu de l'augmentation de la consommation. Le parc actuel est âgé et peu équipé de moyens de dépollution. 10 GW devraient donc être déclassés dès 2015. Le développement des ENR, à l'horizon 2015, ne répondra pas à l'ampleur de la problématique. Si la Pologne confirme son souhait de recourir au nucléaire, celui-ci ne permettra toutefois pas de produire de l'électricité dans le pays avant 2020-2025. Le recours massif au gaz est exclu pour des raisons d'indépendance énergétique. Dans ce contexte, le développement de centrales au charbon modernes à faibles émissions sera incontournable.

Autre exemple : celui du Royaume-Uni. Ce pays a affiché sa volonté de lutter contre le réchauffement climatique et mène un programme ambitieux en termes d'ENR. Il vient de publier un livre blanc sur l'énergie très ouvert, qui part du constat que le pays est importateur net de gaz depuis plus de deux ans et que si rien n'est fait, cette dépendance deviendra rapidement problématique. Sur ce constat, le Royaume-Uni affiche donc clairement son souhait de développer le nucléaire mais aussi le charbon ! Son gouvernement vient d'ailleurs d'annoncer avoir donné l'autorisation à E.On de construire 2 400 MW de centrales à charbon à haut rendement. On voit ici clairement que la volonté de lutter contre le changement climatique avec un engagement fort en faveur des ENR et un choix raisonné de relance du nucléaire ne sont pas contradictoires, pour des raisons de pragmatisme, avec l'acceptation du développement de centrales à charbon modernes, en parallèle de la mise au point des dispositifs de capture séquestration du CO₂.

En conclusion, si le prix des combustibles fossiles et la réduction des émissions de CO₂ vont jouer à l'évidence un rôle clé dans l'évolution des mix, la question de la sécurité d'alimentation et les échelles de temps des besoins et des technologies imposeront un pragmatisme et conduiront vraisemblablement à des mix diversifiés en nature et géographiquement.

Philippe LOREC

Deux grandes étapes sont à venir : la présidence française de l'Union européenne et l'horizon 2020, auquel beaucoup d'engagements ont été fixés, dont les fameux « 3 x 20 ». Aujourd'hui, avec l'ouverture des marchés, il faut prendre davantage en compte le mix énergétique des

pays voisins. Il faut désormais prendre en compte les interactions avec les autres pays européens.

Une des missions de l'Etat est de donner une certaine visibilité sur notre mix à moyen et long termes afin de déterminer ainsi les différents programmes d'investissement.

Les Etats membres de l'Union européenne sont tous conscients de l'importance du renouvellement du parc européen au cours des prochaines années. Ainsi, chaque pays doit préparer aujourd'hui son niveau et ses priorités d'investissements en tenant compte des objectifs à l'horizon 2020. Les Etats membres doivent notamment s'interroger sur les technologies qu'ils utiliseront. Il faut faire collaborer les différents GRT et régulateurs et être à même de gérer un système potentiellement déséquilibré. Ce n'est pas si simple, ne serait-ce qu'au niveau des systèmes d'information !

Les pays européens se sont mis d'accord pour se fixer des objectifs en matière d'efficacité énergétique, d'ENR et de réduction des émissions de CO₂. Il s'agit là d'une avancée considérable, qui nous donne un socle commun. Les Etats membres partagent également des objectifs en matière de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement. Ceux-ci prennent une place de plus en plus importante dans les débats européens.

La situation actuelle est l'occasion pour l'Europe de mettre en place un mix énergétique souhaitable, *via* un cadre réglementaire orientant les investissements vers ce mix. La France va proposer, dans le cadre de la présidence française de l'UE, d'étendre la PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements) au niveau européen. Il nous semble indispensable que tous les pays européens procèdent à une analyse de l'offre et de la demande analogue, au moins sur le plan méthodologique, à celle réalisée dans le cadre de la PPI française, même si chacun, ensuite, organise les investissements comme il le souhaite.

Pour nous, le mix souhaitable doit intégrer non seulement la protection de l'environnement mais aussi la compétitivité des prix et la sécurité d'approvisionnement. Aucun de ces points ne doit être privilégié au détriment des deux autres.

La prévision des évolutions futures du secteur électrique est un exercice difficile. Les différentes hypothèses peuvent changer fortement les projections.

Nous avons réalisé en France une PPI qui doit être aujourd'hui ajustée pour concilier enjeux et contraintes. Ainsi, les lieux de production ne sont pas toujours les lieux de consommation. Nous insisterons auprès des autres Etats membres pour que soient prises en compte les réalités géographiques. Il faut également tenir compte des interconnexions avec nos voisins. Il existe aussi des contraintes techniques (puissance moyenne / puissance à la pointe...). Ces données sont indispensables pour analyser la situation.

Il existe des axes politiques nouveaux, suite notamment au Grenelle de l'Environnement. Ils auront un impact sur le mix électrique français. Il faudra en tenir compte pour réaliser la nouvelle PPI.

Enfin, certains phénomènes, notamment macroéconomiques, sont imprévisibles. Dans le cadre de la PPI précédente, nous n'avons pas prévu un baril de pétrole à 110 dollars. Or ce prix a des répercussions sur le secteur électrique.

La prochaine PPI aura pour horizon 2020. Elle traitera des ENR, du nucléaire et du thermique. Elle prendra en compte les conclusions du Grenelle de l'Environnement. Dans les DOM, il s'agira de consolider une vision crédible en termes de croissance de la demande.

Philippe RODRIGUES

Quel sera l'impact du Grenelle sur le mix énergétique français ?

Philippe LOREC

Dans le cadre du Grenelle, les conclusions des groupes de travail devraient être formalisées dans un projet de loi. Les engagements pris au niveau européen seront respectés.

Philippe RODRIGUES

Quand la nouvelle PPI sera-t-elle prête ?

Philippe LOREC

J'ai le sentiment que la nouvelle PPI peut être attendue pour le début de l'année 2009. Elle sera finalisée après la présidence française de l'Union européenne.

Bruno BENSASSON

Le Grenelle de l'Environnement donne une nouvelle impulsion à la politique énergétique française, à un mix diversifié, aux économies d'énergie. Il faut maintenant le traduire dans des lois et décrets. Tous les choix ne seront pas simples. Les trois objectifs déjà assignés par le Parlement à cette politique – sécurité, prix et environnement - ne vont pas toujours dans le même sens. Aucune énergie, à part peut-être la géothermie, n'est totalement neutre du point de vue de l'environnement : l'hydroélectricité a des conséquences sur les milieux aquatiques et l'usage de l'eau ; l'éolien sur les paysages et la faune ; les biocarburants sur les marchés alimentaires et la biodiversité ; sans parler du nucléaire et des énergies fossiles... Suez attend les suites législatives et réglementaires qui seront données au Grenelle de l'Environnement. Nous le voyons comme une formidable opportunité de concilier les différents objectifs à atteindre.

Goulven GRAILLAT

Le Grenelle ne provoque pas d'extraordinaires nouveautés : face aux objectifs à atteindre, nous avons déjà engagé différents projets. Nous sommes par exemple coactionnaires avec Total de Tenesol, l'un des leaders mondiaux du photovoltaïque. Nous sommes donc présents sur tous les segments.

La démarche du Grenelle, en revanche, constitue une surprise. Nous espérons qu'elle va donner un coup d'accélérateur aux actions entreprises. Cela dit, je ne suis pas sûr que cela changera fondamentalement le mix européen. Il s'agit avant tout d'un accélérateur français des objectifs fixés au niveau européen.

Philippe LOREC

Les enjeux environnementaux vont fortement impacter le renouvellement du parc des nouveaux entrants dans l'UE, parc souvent vétuste et fortement émetteur de CO₂. Le parc de production de ces pays connaît souvent un écart technologique important avec les 15, qui mènent depuis plusieurs années une politique de modernisation de leur parc. En France, il n'est pas très compliqué de prendre en compte les conclusions du Grenelle car le pays mène déjà des actions depuis de nombreuses années. En revanche, l'objectif des « 3 x 20 » sera moins évident à atteindre pour les nouveaux entrants.

Philippe RODRIGUES

Quelle ambition EDF et Suez ont-ils en termes d'évolution de la capacité de production ?

Bruno BENSASSON

Suez est un acteur international dont la capacité totale de production électrique est de 52 000 MW. La grosse moitié de cette capacité (30 000 MW) est implantée en Europe. Une petite moitié se trouve dans le reste du monde, notamment en Amérique du Sud, en Amérique du Nord, au Moyen-Orient et en Asie du Sud-Est. L'objectif, au sein de GDF Suez, est d'atteindre 100 000 MW à l'horizon 2013 et ce, de manière assez équilibrée entre l'Europe et le reste du monde.

En Europe, la capacité visée est d'environ 50 000 MW, avec le souci d'un mix diversifié où seront développés les différents segments mais avec une tendance à l'accroissement des énergies renouvelables.

Goulven GRAILLAT

Le parc d'EDF représente 120 GW en Europe. Outre la France, nous sommes présents en Grande-Bretagne, Allemagne, Italie, Pologne, Hongrie et Slovaquie. Nous pourrions également nous développer au Benelux et en Espagne. Nous développons les ENR *via* notre filiale Energies Nouvelles, en France et en Europe (Grèce, Italie). Nous nous intéressons aussi au solaire et aux énergies marines. Dans ce dernier domaine, nous sommes en train de passer de la R&D au prototype en Grande-Bretagne.

Pour les moyens de production lourds, nous voulons capitaliser sur le nucléaire, aux Etats-Unis et en Chine (où c'est déjà engagé) mais peut-être aussi, à l'avenir, en Afrique du Sud. En Europe, la Grande-Bretagne souhaite relancer le nucléaire, processus auquel nous participons activement : nous avons déposé une demande de certification de l'EPR aux côtés d'Areva. Dans le meilleur des cas, nous serons en mesure de connecter un premier EPR au réseau britannique en 2017. C'est donc très long. Il n'y a pas d'autres opportunités en Europe à court terme dans le nucléaire. Dans le thermique à flammes, nous sommes présents dans différents pays, notamment l'Italie et la Grande-Bretagne, *via* les cycles combinés à gaz. Nous exploitons du charbon en Pologne. Mais certaines centrales au charbon devront y être arrêtées en 2015.

De la salle

Quelle utilisation sera faite des pénalités versées par les industriels ayant dépassé leurs quotas de CO₂ ? Par ailleurs, ces sommes seront-elles gérées au niveau national ou au niveau européen ?

Philippe LOREC

Lorsqu'un pays assure la présidence de l'UE, il doit être consensuel. Il faudra gérer les positions des différents Etats membres, parfois divergentes. Mais il existe un certain nombre de « lignes rouges ». Si tout est géré au niveau national, l'objectif n'est pas que l'Etat reverse des sommes aux industriels ayant par ailleurs été taxés pour leur dépassement du niveau alloué d'émissions de CO₂. Tous les Etats sont d'accord sur ce point. Nous devons veiller dans le cadre de la présidence française à ce que, en cas de gestion nationale, les aides soient utilisées pour développer, notamment, de nouvelles technologies et industrialiser certains *process* moins consommateurs d'énergie et émetteurs de CO₂.

Bruno BENSASSON

Relever le défi énergétique et climatique ne sera pas facile, pas seulement pour l'électricité mais aussi pour les transports et la chaleur. La réponse trouvée par la France pour concilier les objectifs de prix, de sécurité d'approvisionnement et d'émissions de CO₂ dans le secteur électrique est loin d'être celle adoptée par tous les pays européens. Au niveau mondial, concilier ces trois objectifs passera beaucoup par les Etats-Unis, la Chine et l'Inde. Pour y parvenir, il faut que les discussions internationales progressent sur les suites à donner au protocole de Kyoto. Dans ce cadre, il faudra à la fois développer les énergies peu carbonées et également procéder à des économies d'énergie. Tout ceci peut être « encouragé » si on fait apparaître la rareté et les contraintes dans l'économie. Personne ne dit que ce sera facile. Cela ne l'est pas pour l'Europe et cela ne le sera évidemment pas pour le monde.

De la salle

Le gaz a-t-il sa place dans le mix électrique français ? Recourra-t-on aux importations pour combler les besoins de pointe ?

Bruno BENSASSON

Le gaz a sa part dans le mix énergétique de Suez. Dans certains pays, il sera la réponse naturelle aux contraintes en matière d'émissions de CO₂. D'un point de vue économique, pour la semi-base, le gaz a tout son sens. En outre, d'un point de vue écologique, il est l'énergie fossile émettant le moins de CO₂. Cela dit, il pose aussi des questions en termes de sécurité d'approvisionnement.

Goulven GRAILLAT

Le Royaume-Uni ne souhaite pas dépendre totalement des importations gazières. Il veut donc diversifier son mix. Les choix politiques font donc évoluer le mix énergétique. Je ne sais pas ce qui va se passer en Allemagne. Rien, en tout cas, tant qu'il n'y aura pas de politique énergétique claire. Pour l'instant, les choix sont encore à opérer outre-Rhin.

De la salle

M. Lorec, une régionalisation des objectifs d'énergie renouvelable est-elle envisagée ?

Philippe LOREC

Rien n'a été décidé sur ce point. Les possibilités restent ouvertes. Jusqu'à aujourd'hui, il n'y a pas eu de régionalisation dans la PPI. Une notion de géographie commence toutefois à s'imposer avec les ZDE dans l'éolien. Néanmoins, il faut faire attention à ne pas détailler les choses car cela risquerait de créer de nouvelles rigidités.

Bruno BENSASSON

Il faut éviter de trop planifier sans prévoir la flexibilité nécessaire. L'objectif européen en matière de CO₂ a été décliné entre ENR et économies d'énergie, l'objectif en matière d'ENR a été décliné entre pays. Certains suggèrent que l'objectif français soit décliné entre régions. C'est un choix politique possible mais cela suppose d'introduire des mécanismes de flexibilité (comme cela a été fait pour la répartition du CO₂ entre pays) au risque sinon de faire passer à côté de l'optimal et d'accroître la facture des consommateurs.

Maurice ALLEGRE, consultant

Le prix de 100 dollars par baril était prévisible puisque l'offre aura de plus en plus de mal à satisfaire la demande. Le problème de la sécurité des approvisionnements se posera à l'avenir en termes de sécurité physique et de prix. Il n'est pas certain que la Russie parviendra à l'avenir à livrer à l'Europe tout le gaz dont elle aura besoin.

Par ailleurs, on observe une désaffection croissante pour le charbon, fortement émetteur de CO₂. Mais comment faire si on ne peut plus utiliser autant de charbon qu'on le souhaiterait ?

Philippe LOREC

On ne pouvait pas prévoir que le baril serait à 100 \$. On pouvait en revanche s'attendre, effectivement, à ce que le cours du brut augmente. La parité euro/dollar a elle aussi beaucoup évolué. Des facteurs financiers et monétaires sont intervenus et ont fait croître le prix du baril. Le prix du gaz étant souvent indexé sur le cours du brut, il a lui aussi augmenté.

Bruno BENSASSON

Le grand scientifique Niels Bohr a dit : « la prévision est difficile, surtout quand elle concerne l'avenir ». C'est particulièrement vrai du cours du pétrole, qui fait l'objet d'analyses très variées. Certains estiment qu'il y a certes une anomalie de marché mais que l'on reviendra vite aux « fondamentaux », à savoir au coût marginal de production. D'autres se fient aux prix des marchés à terme ; d'autres encore pensent que le prix n'est que la résultante de l'équilibre entre l'offre et de la demande, dont l'élasticité est faible. Les prévisions du cours du brut pour 2012 varient donc entre 50 et plus de 200 \$/bl !

Pour ce qui est du charbon, on observe effectivement une montée en puissance des préoccupations environnementales. Dans un débat à la radio, à propos de la construction d'une nouvelle centrale à gaz, j'ai été frappé de constater qu'il était question de savoir si les émissions de CO₂ de l'installation ne seraient pas dangereuses non pour le climat mondial mais pour les vignobles situés à proximité (personne n'a rappelé que le CO₂ était à la base de la croissance du raisin) ! C'est dire si l'acceptation du gaz n'est pas acquise non plus ! Le débat politique doit permettre de concilier au mieux les différentes contraintes.

Goulven GRAILLAT

Nous construisons une centrale au charbon à côté de Karlsruhe. Dans le contexte actuel, construire une telle installation est presque aussi long que de mettre en place une centrale nucléaire !

De la salle

La France a montré la continuité de son choix dans le nucléaire mais elle a décidé de stopper un réacteur qui était déjà de génération 4, un réacteur à neutrons rapides. A ma connaissance, des recherches sont entamées à Cadarache pour développer des réacteurs à neutrons rapides. Il est important de montrer que dans un monde où le pic pétrolier est proche ou a peut-être même déjà été dépassé, il faut utiliser la totalité du potentiel de l'uranium. Car les réserves d'uranium sont elles aussi très limitées.

Philippe LOREC

Un jour ou l'autre, nous n'aurons plus ni pétrole ni gaz. Il faut donc préparer les technologies qui serviront à l'avenir à produire de l'énergie. L'exemple que vous citez est effectivement à considérer mais au même titre que les autres filières (solaire, pile à combustible, hydrogène...).