

Le Directeur des programmes
François CAREME

**Intervention à la Journée du Printemps de la Recherche Chaire Finance et
Développement Durable & Laboratoire Finance des Marchés de l'Energies
26 mars 2008**

Marchés de l'électricité, incertitudes et décisions.

Bonjour à toutes et à tous,

Je vous souhaite la bienvenue dans ce séminaire de la Chaire « Finance et développement durable » qui est aussi l'une des premières manifestations du printemps de la Recherche 2008 d'EDF R&D. Printemps de la Recherche qui a chaque année pour objet de faire état de l'ensemble des travaux de nos chercheurs et des travaux menés par nos partenaires.

Vous savez bien sûr que, pour cette Chaire Finance et Développement Durable, nous sommes associés avec Calyon, l'Université Paris-Dauphine et depuis le début de l'année, avec l'Ecole Polytechnique. Et pour le Laboratoire FiME (Finance des Marchés de l'Energie), laboratoire étroitement lié à la Chaire, nous sommes associés avec Paris Dauphine et le CREST.

J'ai eu avec Yves Bamberger le Directeur d'EDF R&D l'occasion de m'exprimer plusieurs fois sur les raisons profondes qui ont motivé notre participation à cette Chaire et à la création du laboratoire. Ces raisons peuvent se résumer en une phrase : élargir à un réseau de compétences de niveau mondial le champ de notre réflexion pour nous aider à résoudre nos problèmes de décisions et de gestion des risques à long terme.

Je vais quand même redire rapidement deux ou trois choses concernant nos préoccupations. Rappeler notamment que l'électricité est un bien un peu particulier :

- l'électricité est un bien de première nécessité, un bien de base pour l'ensemble des agents économiques, ce qui signifie que la privation de ce bien même pour une courte durée est devenue presque impensable.
- c'est un bien non stockable, ce qui signifie que pour éviter la rupture physique d'alimentation des consommateurs, il faut que les capacités de production aient été construites au bon niveau. C'est donc un bien dont le prix est extrêmement sensible aux aléas qui l'affectent à court terme (température, hydraulité, disponibilité des centrales)
- enfin, les investissements ont des durées de vie de plusieurs dizaines d'années voire davantage. On travaille en particulier activement (et on va y arriver !) pour tenter de faire passer la durée de vie de nos tranches nucléaires de 40 à 60 ans. L'EPR de Flamanville en cours de construction et qui doit être mis en service en 2012 devrait donc fonctionner jusqu'en 2072 !

Cette configuration déjà bien particulière du problème de la gestion des risques et de la rentabilité dans le secteur électrique vient aujourd'hui se doubler des interrogations majeures sur l'avenir énergétique (la fin programmée des énergies fossiles) et sur le contexte environnemental (le réchauffement climatique) sur lesquels il n'est plus besoin de revenir.

Je voudrais insister sur le fait que les marchés de gros européens qui fonctionnent bien, au sens où ils révèlent correctement la valeur de l'électricité en Europe, ne nous donnent pas vraiment de prix au-

delà de deux ou trois ans, et donc ils nous donnent les prix qui résultent des décisions de choix d'investissement passés. Ces signaux nous sont très utiles pour prendre nos décisions de production aujourd'hui et nous avons su adapter à ce nouveau contexte de marché la longue tradition d'EDF d'optimisation économique de la production. En revanche, aucun signal économique n'indique aujourd'hui ce qui devra fonctionner dans 5-10 ans. Or compte-tenu des délais administratifs et techniques, c'est bien à cet horizon là que les investissements décidés aujourd'hui vont être mis en service.

Du temps du monopole, on minimisait le coût total actualisé avec un critère de défaillance et un coût associé, et on élaborait un parc optimal qu'il s'agissait de construire. On pouvait se tromper sur le prix futur des combustibles ou sur les prévisions de consommation. Quelques méchantes langues n'ont d'ailleurs pas manqué de le faire. Mais en fait tout le risque était porté par le client à travers l'évolution des tarifs de l'électricité.

Aujourd'hui il nous faut être capable de décider dans un contexte radicalement différent. Et de décider à l'aide de critères pertinents, pour rentabiliser correctement nos investissements sans presque jamais couper !

En effet sur le long terme, les électriciens doivent à la fois se positionner toujours comme un acteur producteur de bien collectif, mais aussi comme acteur du marché concurrentiel, ce qui renvoie à la théorie des jeux, et encore ils doivent se couvrir contre les risques énergétiques et réglementaires. Ces risques sont bien réels : on a vu dans le passé British Energy sombrer parce que la nouvelle organisation du marché en Grande Bretagne (le Neta) a traduit par une chute des prix la bulle des investissements gaziers, ne permettant plus de rémunérer correctement ses investissements nucléaires.

Comment peut-on décider du mix énergétique quand on voit l'émergence de toute une série de nouvelles technologies plus ou moins matures aujourd'hui et plus ou moins subventionnées : Nucléaire, et lequel 3^{ème} ou 4^{ème} génération ce qui renvoie à des horizons différents, charbon propre avec CCS, CCG, Energies Renouvelables, éolien, solaire thermique ou photovoltaïque... ?

Comment décider quand on constate l'absence de visibilité sur la régulation environnementale – le cas du CO2 étant ici paradigmatique -, sur la régulation énergétique (le soutien futur des filières, les 3x 20 en 2020 et après ?) et enfin, sur la conception des marchés eux-mêmes, dans sa gestion des interconnexions par exemple ou de ses mécanismes d'incitation au développement des moyens de pointe par exemple.

L'espace de toutes ces incertitudes laisse le champ ouvert à la réflexion sur la gestion des risques à long terme et les critères de rentabilité. Il incite surtout à l'émergence de critères quantifiés qui nous permettent non pas de nous retrancher derrière la vanité des critères synthétiques mais nous permettent de prendre en compte toute la richesse des champs du possible. Il faut en fait gérer de la complexité.

Comment dès lors mettre en évidence des critères de gestion de risque qui généralisent à long terme les VaR et EaR de la gestion à court terme sur les marchés ? Ces critères à inventer viendraient remplacer les mini-max regret sympathiques mais simplistes (le mini max regret pour les béotiens, mais il n'y en a pas dans cette salle, c'est arbitrer entre l'ennui de porter un parapluie toujours sur soi et l'inconvénient majeur de ne pas en avoir quand il pleut ! Trop simplistes quand se pose le problème d'introduire non pas seulement des scénarios business as usual avec des croissances économiques et énergétiques plus ou moins lentes mais régulières, mais de prendre en compte des scénarios de rupture qui viennent introduire de fortes discontinuités et donc perturber nos analyses et notre confort intellectuel traditionnels.

Et c'est dans cet espace ouvert des questions méthodologiques des décisions et de gestion des risques de long terme, que nous attendons des travaux de la Chaire Finance et Développement Durable et de son partenaire privilégié qu'est le Laboratoire Commun entre l'Université Paris-Dauphine, le CREST et EDF R&D, des réponses à ces problèmes quantitatifs. Et la journée d'aujourd'hui va nous montrer qu'on commence à être sur le bon chemin !

Merci de votre attention et bonne journée de travail.