

Club Mines-Energie

Conférence du 26 mai 2004 : « 1^{er} juillet 2004 : un pas de plus vers la concurrence dans le marché français de l'électricité »

Le 1^{er} juillet 2004, la fourniture de l'électricité s'est ouverte à la concurrence pour l'ensemble des clients professionnels. Jusqu'à cette date, seuls les clients éligibles consommant plus de 7 GWh pouvaient choisir leur fournisseur. Cette ouverture progressive du marché a provoqué des changements importants dans l'organisation du secteur :

- Le transport et la distribution de l'électricité, secteurs de fait monopolistiques, sont séparés des secteurs devenus concurrentiels comme la production et la vente (commercialisation et fourniture).
- De nouveaux métiers sont apparus : trader (opérateur sur les marchés de gros), bourse de l'électricité (Pownext).

Le club Mines-Energie et le groupe professionnel Energie des anciens de Supélec ont organisé le 26 mai 2004 une conférence afin de mieux comprendre le contexte de cette 2^{ème} phase d'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité.

La conférence a été animée par **Jean-Michel Glachant**, professeur et président de la section de science économique à l'Université de Paris XI. **Jean Verselle**, Chef du Département Développement et Optimisation du Patrimoine du Réseau de Transport d'Electricité (RTE), a d'abord présenté le contexte de l'électricité en France du point de vue de la gestion prévisionnelle. **Frank Rabut**, responsable de développement d'offres d'optimisation d'actifs chez GASELYS (filiale de Gaz de France et de la Société Générale), a ensuite présenté les mécanismes de composition du prix de l'électricité, le rôle des différents marchés et les perspectives d'évolution des prix sur le marché de gros. Enfin, l'impact de l'ouverture du 1^{er} juillet 2004 sur le marché de la fourniture a été exposé par **Fabien Choné**, Directeur Général Délégué de DIRECT ENERGIE, un des nouveaux entrants sur ce marché.

Le contexte du secteur électrique en France et en Europe

En France, le parc de production dispose d'une puissance installée de 116 400 MW, dont 63 400 MW de nucléaire, 27 600 MW de thermique classique et 25 400 MW d'hydraulique. Ce parc est soumis à des contraintes techniques, à des aléas climatiques ou techniques et la nécessité de disposer de réserves : seule 75% de la puissance installée est ainsi disponible lors des pointes d'hiver.

La demande en électricité connaît un taux de croissance modérée (entre 1 et 2 %) mais qui représente chaque année l'équivalent d'une tranche nucléaire ! La sensibilité à la température est très importante (1400 MW /°C en hiver). La puissance de pointe à température normale est de l'ordre de 73 000 MW, mais une pointe record à 80 000 MW a été enregistrée.

La croissance de la consommation entre 2006 et 2008 sera principalement couverte par le thermique classique et la baisse des exportations.

Plusieurs Directives européennes vont avoir un impact significatif sur les moyens de production d'électricité dans les années à venir. La Directive "Grandes Installations de Combustion" du 23 Octobre 2001 impose de nouvelles normes d'émission à partir de 2008 (NOx, SOx) et fait planer de fortes incertitudes sur le parc thermique classique. Les producteurs auront alors le choix entre investir dans des moyens de dépollution ou fermer les unités de production qui ne respecteraient pas les nouvelles normes. La Directive du 13 Octobre 2003 sur les échanges de quotas d'émission de gaz à effet de serre prévoit la mise en place de quotas d'émission de CO₂ à partir de 2005 avec un effet sur les prix qui reste à quantifier. Les Directive "Energies renouvelables" du 27 Septembre 2001 demandent qu'en 2010 22% de la consommation en Europe soit fournie par des énergies renouvelables contre 14% en 1997 (21% pour la France qui est aujourd'hui à 15%) ; elle a pour conséquence le développement de l'éolien, avec un démarrage plus difficile en France que dans d'autres pays européens, qui a pour spécificité d'offrir une production fluctuante n'apportant que peu de puissance garantie aux pointes.

Les règles de l'ouverture du marché de l'électricité sont encore émergentes en Europe avec un projet de 3ème Directive. Le marché européen est très différent de celui prévu par la directive de 1996 et se compose d'une juxtaposition de marchés régionaux ou nationaux du fait de réglementations nationales et de l'existence de goulets d'étranglement sur les interconnexions.

Tous ces facteurs mènent à une grande prudence des investisseurs.

Le bilan prévisionnel France 2006-2015 réalisé par RTE cherche à évaluer les besoins en nouvelles capacités de production à moyen et long terme. Seuls les nouveaux projets dont la probabilité de réalisation est forte sont intégrés, les informations sur les déclassements à venir pouvant être incomplètes.

L'évolution des composantes d'offre et de demande fait apparaître un risque de dégradation progressive due :

- à la croissance de la demande,
- à l'arrêt d'installations de production anciennes comme les installations thermiques à flamme,
- au faible nombre de nouveaux projets de capacités de production,
- à une production décentralisée (éolien) n'apportant que peu de puissance garantie.

Le niveau de sécurité de référence (3 heures de défaillance par an en espérance) ne devrait plus être plus atteint vers 2008 pour les pointes d'hiver. Le besoin en moyens supplémentaires garantis est estimé à 3 à 4 GW d'ici à 2010.

Au niveau européen, de plus en plus de pays seront structurellement importateurs (Italie, Belgique, Pays-Bas....) et une érosion générale des marges est à craindre en l'absence de nouvelles décisions d'investissement, ce qui conduirait à une marge de sécurité nulle en 2009.

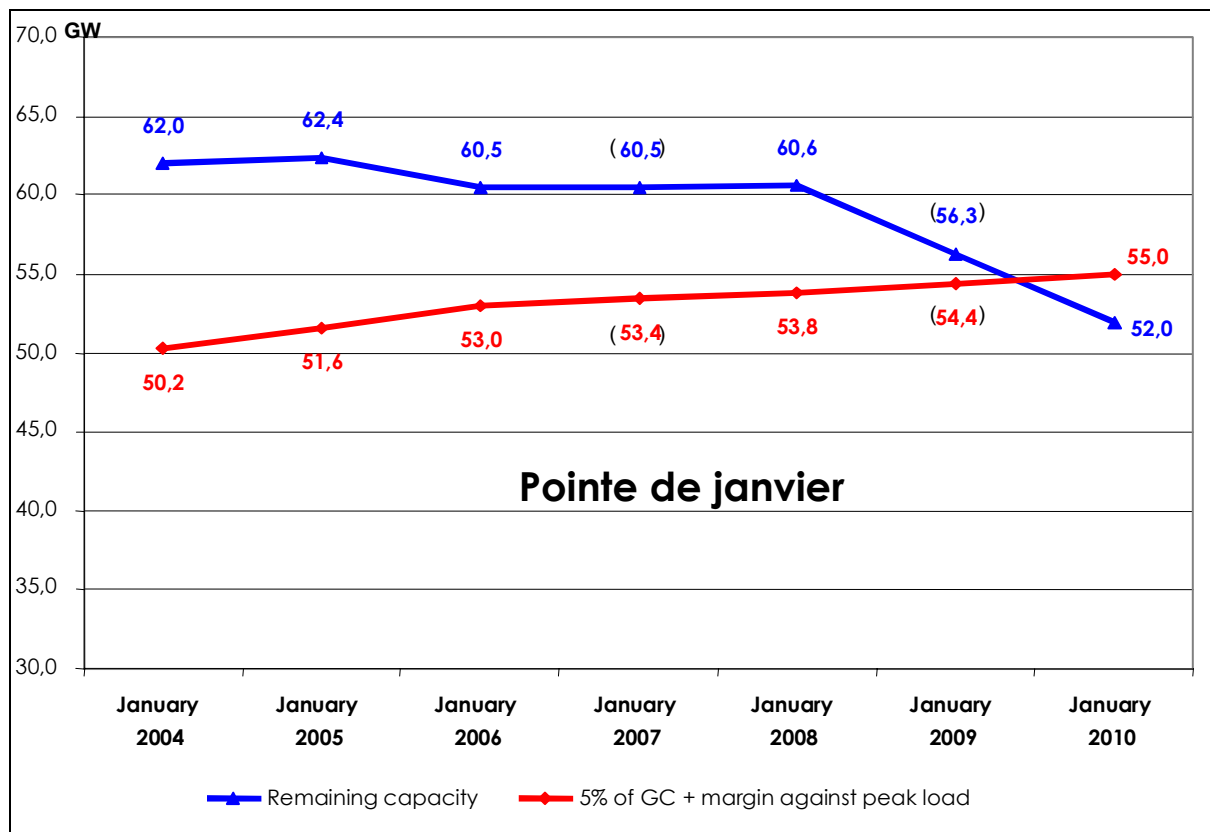


Figure 1 Marges disponibles pour garantir la sécurité à la pointe de janvier en Europe

Des investissements en moyens de production sont donc indispensables à court terme et il reste à déterminer comment les stimuler, notamment pour les moyens de pointe (appels d'offre, mécanismes de marché). Cette situation tendue aura sans doute un effet sur les prix. Les responsabilités des différents acteurs seront également à préciser, notamment vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement.

Le prix de l'électricité sur les marchés de gros

Le marché de gros concerne tous les clients éligibles avant le 1^{er} juillet 2004, c'est-à-dire ceux ayant une consommation supérieure à 7 GWh/an. Les acteurs présents sur ce marché sont :

- les gestionnaires de réseau de transport (RTE) et de distribution (le plus important étant EDF Réseau Distribution),
- les producteurs (ou leurs filiales de trading), EDF, RWE, Electrabel, Atel, E.ON, Essent, Iberdrola, Nuon, Endesa, Union Fenosa, Vattenfall, ...,
- les gros consommateurs, Arcelor, Rhodia, ...,
- les négociants (ou "traders") qui achètent ou vendent pour leur propre compte, mais ne prennent généralement pas livraison, Barclays, BP, Cargill, EKT, Gaselys, Sempra, Shell, Total, Trifigura, ...,
- les courtiers (ou "brokers") qui agissent à titre de négociateur entre les acheteurs et les vendeurs, Spectron, Prebon, GFI, TFS, ...

Le prix de l'électricité se compose d'une partie accès au réseau et d'une partie fourniture d'énergie.

L'accès au Réseau est un contrat adapté suivant le niveau de tension de raccordement avec le gestionnaire de réseau de transport (RTE) ou avec un gestionnaire de réseau de distribution. Ce tarif, situé entre 4 et 10 € / MW, régulé par la CRE (commission de régulation de l'énergie), dépend du niveau de tension d'alimentation, de la puissance maximale souscrite et de la durée d'utilisation de cette puissance. Il convient également d'y ajouter la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) qui s'élève à 4,5 € / MWh en 2004 (en croissance de 1,2 € / MWh par rapport à 2003).

La fourniture de l'énergie est négociée par le client avec le fournisseur de son choix (EDF mais également des fournisseurs comme Energie du Rhône, Endesa, SNET...) pour une quantité et un profil de consommation définis contractuellement avec des tolérances. Pour les très gros consommateurs, il est possible de moduler ce contrat de base grâce, par exemple, à des achats de blocs d'énergies en direct à un autre fournisseur, à un négociant ou directement sur la bourse Powernext.

Aujourd'hui, le prix de fourniture de l'énergie sur le marché de gros se situe aux alentours de 30 à 35 € / MWh, en fonction de la forme de la courbe du profil (plus ou moins plate) et de la longueur du contrat (moindre liquidité à long terme).

Le prix final est donc de l'ordre de 40 à 42 € / MWh pour un client éligible raccordé en Très Haute Tension.

Les marchés de gré à gré sont des transactions bilatérales entre les acteurs, généralement par l'intermédiaire de courtiers, portant sur de l'électricité livrée sur le réseau exploité par RTE, en base (24h / 24 et 7j / 7) ou en pointe (12h / 24 et 5j / 7), pour différentes échéances (J+1, semaines, mois, trimestres, années). Ils représentent l'essentiel des volumes échangés sur le marché de gros avec plus de 400 TWh en 2003. Les prix sont déterminés par des négociations en continu.

Le marché dit « spot », appelé "Powernext Day Ahead" est un marché organisé, facultatif, d'ajustement journalier pour la journée suivante. Les produits échangés sont des blocs horaires d'électricité livrés sur le réseau exploité par RTE. Les volumes échangés sont en hausse : 7,5 TWh en 2003 contre 2,6 TWh (2002). Les transactions s'effectuent entre les différents acteurs (39 membres actifs en mai 2004) et le marché. Les prix sont définis au "Fixing" à J-1 à 11h00.

Le mécanisme d'ajustement en infra-journalier est sous la responsabilité de RTE et permet d'ajuster l'offre à la demande et de gérer les congestions en temps réel. Des offres à la hausse ou à la baisse sont faites par les acteurs « physiques » à RTE (acheteur / vendeur unique).

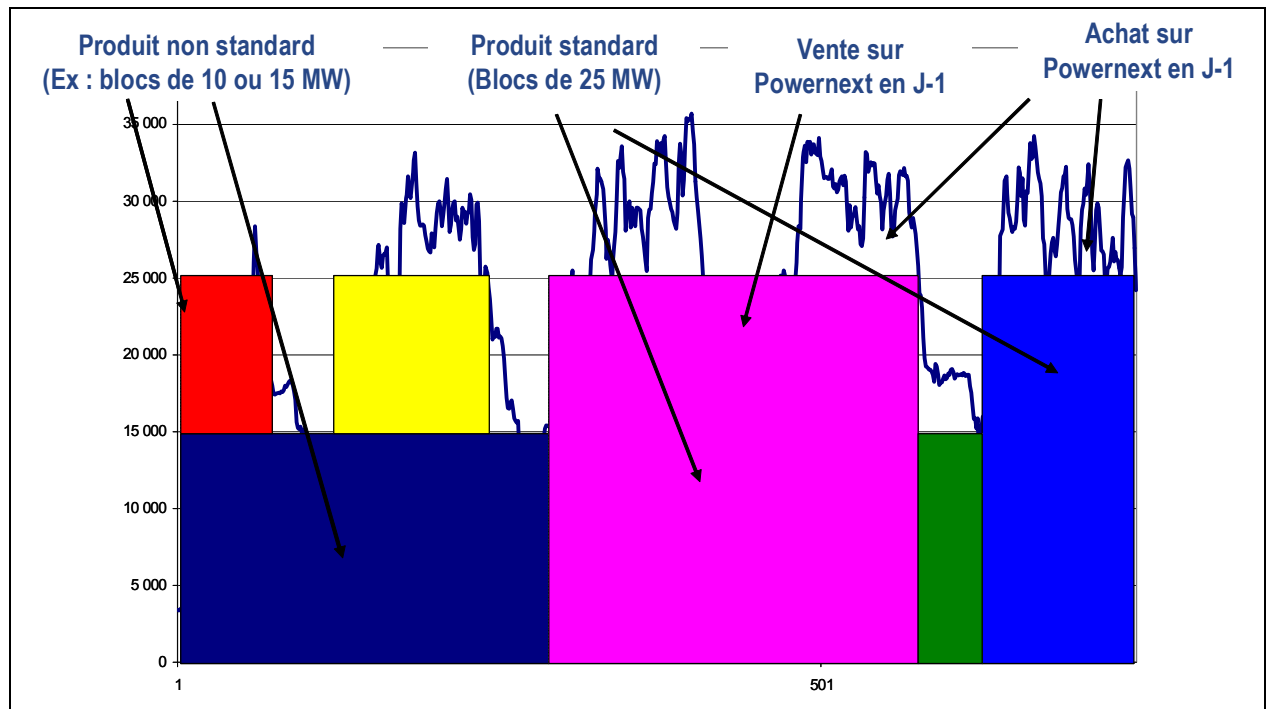


Figure 2 Exemple de décomposition "marché" d'une courbe de charge

L'ouverture des marchés a pour objectifs de faire émerger des signaux de prix, de fluidifier les échanges, de permettre l'identification et la gestion des risques de prix au travers des activités de trading et de provoquer des gains de productivité. Néanmoins, plusieurs questions restent ouvertes :

- Le marché donne-t-il les signaux d'investissement adéquats pour la construction de nouvelles centrales?
- L'ouverture à la concurrence garantit-elle la baisse des prix ?
- Comment garantir le jeu de la concurrence ?
- La "dé-intégration" des métiers est-elle optimale ?

Après une première phase de libéralisation où l'on a pu constater une forte baisse des prix et une élimination progressive des surcapacités, l'équilibre offre/demande est soumis à une tension croissante : peu de nouvelles capacités de production voient le jour, des centrales sont fermées pour des raisons écologiques mais la demande continue de progresser. L'épisode de canicule en 2003 a parfaitement révélé la tension sur marché des prix spot, mais le marché des prix à terme n'a été que peu impacté.

La configuration du marché est donc globalement haussière avec un accroissement de la volatilité des prix prévisible, la demande d'électricité étant très peu élastique et la marge de réserve, qui joue le rôle d'amortisseur des chocs, a fortement diminué.

L'ouverture du marché de la fourniture d'électricité au 1^{er} juillet 2004

L'ouverture du marché de l'électricité à tous les professionnels le 1^{er} juillet 2004 représente un changement d'échelle considérable en France : le nombre de sites éligibles est multiplié par 1000, de 3200 à 3,7 millions et un taux d'ouverture du marché multiplié par 2, de 35% à 67%.

La consommation en temps réel des sites éligibles jusqu'à cette date (les gros consommateurs) était parfaitement connue, chaque site étant équipé d'un compteur à courbe de charge effectuant une mesure toute les 10 minutes. Les nouveaux sites éligibles, souvent des artisans ou des commerces, sont équipés de compteurs classiques dits « à index », qui ne permettent de connaître que la quantité d'électricité consommée entre deux relevés.

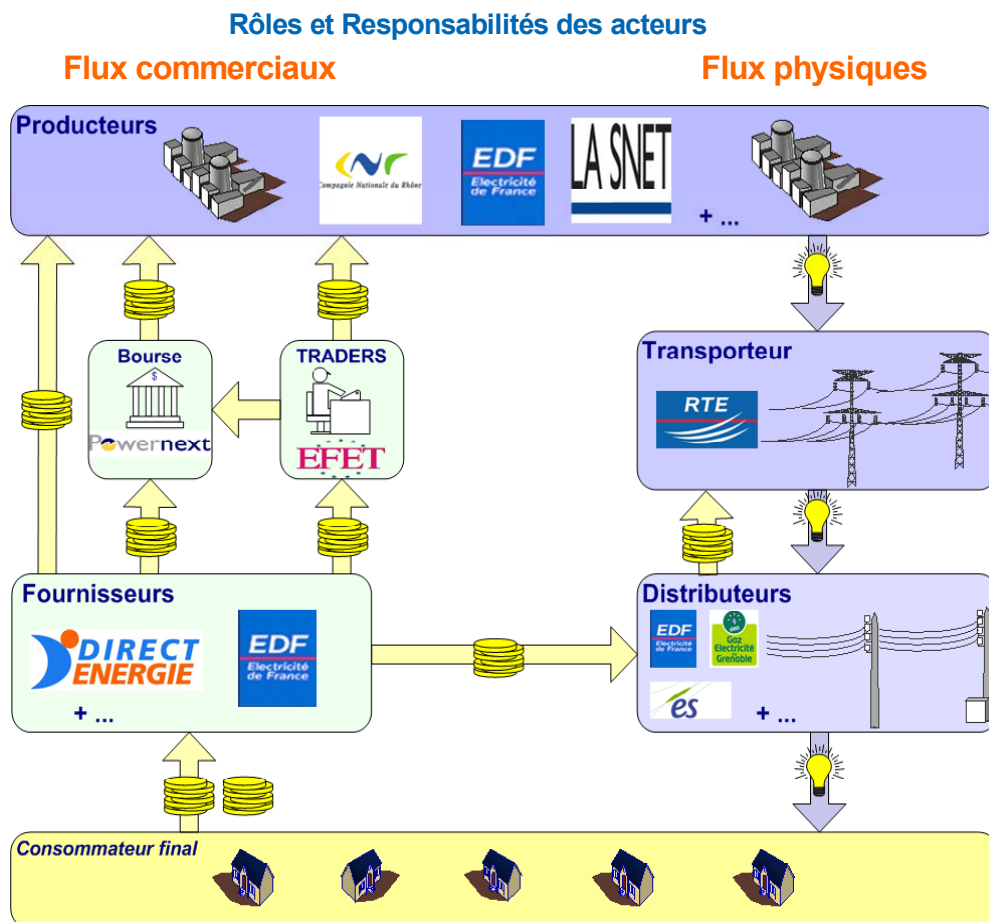
Pour que le fournisseur d'électricité puisse continuer à effectuer un règlement des écarts par pas demi horaire, il est nécessaire qu'il puisse estimer la consommation en temps réel de ces nouveaux clients

éligibles. Cette opération est rendu possible par le « profilage », qui consiste à affecter à chaque client un des 15 profils types de consommation suivant son activité. Ces profils seront modulés par différents facteurs (impact de la température, répartition de la consommation par poste tarifaire, estimation du niveau sur la base des énergies mesurées dans le passé, correction en fonction de l'énergie mesurée a posteriori, calage en fonction de la consommation totale France demi horaire) afin de procéder au règlement des écarts de leur fournisseur.

Les nouveaux clients éligibles étant raccordés sur un réseau de distribution, le rôle et la place des différents acteurs dans les flux physiques et commerciaux se sont complexifiés par rapport à la situation antérieure (cf. figure) :

- L'acheminement des flux physiques est assuré par les gestionnaires des réseaux de transport (RTE) et de distribution (EDF Réseau Distribution), les réseaux étant physiquement exploités pour la partie transport par le RTE et pour la partie distribution par EDF Gaz de France Distribution (ou ses équivalents pour les Entreprises Non Nationalisées).
- A partir des index des compteurs relevés par EDF Gaz de France Distribution (ou ses équivalents pour les Entreprises Non Nationalisées), les fournisseurs facturent leurs clients et rémunèrent les distributeurs et les producteurs (ces derniers sont rémunérés soit directement, soit par l'intermédiaire de la bourse Powernext ou de négociants).

Les répercussions de l'ouverture du marché sont limitées pour les clients : les principes de facturation restent inchangés (abonnement + facturation de l'énergie consommée) et ils ne reçoivent comme auparavant qu'une seule facture qui inclut les coûts d'acheminement par les gestionnaires de réseaux. Aucune intervention sur leur installation électrique ni sur la relève n'est nécessaire. La qualité et la continuité de fourniture de l'électricité restent les mêmes et sont garanties par les gestionnaires de réseaux.



N.B. Le terme "Distributeurs" recouvre les deux activités de gestionnaire de réseau de distribution (EDF Réseau Distribution par exemple) et d'opérateur physique de ces réseaux (comme EDF Gaz de France Distribution)

Figure 3 Les différents acteurs sur le marché de l'électricité en France au 1er juillet 2004

En revanche, les choses seront très différentes pour les fournisseurs qui vendent de l'énergie sur des périodes longues (deux mois entre relevés) mais achètent de la puissance sur la base des « règles de profilage » avec un pas demi-horaire. Le marché de la fourniture aux clients « profilés » se différencie donc notablement du marché de la fourniture aux gros clients industriels, car le fournisseur achète de la puissance (kW en temps « réel ») et vend de l'énergie (les kWh de l'index compteur). Les offres disponibles seront donc conditionnées en niveau par le coût d'achat de l'électricité correspondant aux profils (mais aussi par la part « acheminement ») et restreintes en nombre du fait de la nouveauté et de la complexité du mécanisme (peu d'acteurs nouveaux entrants déclarés).

Le débat

Il est évident qu'une telle évolution, aux conséquences incertaines, a suscité des questions nombreuses et passionnées parmi les auditeurs ! Les interventions les plus significatives sont seules reprises dans ce compte-rendu.

Question : la libéralisation du marché de l'électricité devait s'accompagner, selon Bruxelles, d'une augmentation des échanges. Or on constate que les exportations diminuent et qu'aucune nouvelle ligne d'interconnexion n'est construite. Comment expliquer cela ?

Réponse (Jean-Michel Glachant) : le volume des échanges en euros a augmenté, mais certes de manière modérée car les marchés sont plutôt régionaux. De nouvelles interconnexions sont nécessaires mais elles restent mal acceptées. Les congestions risquent donc d'être durables. Néanmoins, les marchés évoluent. Par exemple, en Espagne, des efforts d'investissement existent. Plus le marché sera mature, plus les prix vont s'égaliser, et cela sans nécessairement augmenter les interconnexions.

Question : existe-t-il des garde-fous contre la grande volatilité des prix ?

Réponse (Frank Rabut) : la volatilité ne concerne que les prix horaires. Au contraire, les prix à terme de livraison en base ont une volatilité inférieure à celle de la plupart des matières premières. Des moyens de gestion de la volatilité vont également se développer. Il faut également préciser que cette volatilité n'est pas créée par le marché mais était préexistante.

Question : le contexte réglementaire est le même que dans le domaine des télécommunications. Dans ce secteur, les nouvelles technologies ont permis de distribuer des gains de productivité vers les consommateurs. Quels gains peuvent être escomptés dans le cas de l'électricité ?

Réponse (Jean-Michel Glachant) : pour les prestations qui restent des monopoles (transport, distribution), c'est la CRE qui fixera le cap. En ce qui concerne les secteurs concurrentiels, une baisse des coûts de production peut venir de la mise en concurrence des différentes technologies (cycle combiné contre nucléaire ?). Pour la commercialisation, des entreprises comme DIRECT ENERGIE mettent en avant des gains possibles.

Question : il semble que la régulation par le marché n'est pas efficace si le temps de retour sur investissement est trop long, comme c'est le cas pour l'électricité. Où se place la concurrence, au niveau des intermédiaires financiers ou des producteurs ?

Réponse (Fabien Choné) : Au niveau des producteurs, les tensions viennent de la sécurité d'approvisionnement, qui doit être encadrée par les pouvoirs publics. Par contre, la concurrence au niveau de la commercialisation ne peut qu'apporter des gains au consommateur.

Question : Qui va faire des investissements très lourds uniquement pour les valoriser lors des pointes ? Et s'ils sont faits, ce sera uniquement avec des moyens légers du type thermique rapide.

Réponse (Jean-Michel Glachant) : le coût de la défaillance est réel (environ 10 fois le MW perdu), mais comment l'afficher au consommateur ? En 1948, la facturation de l'électricité était prévue au coût marginal, et pas au coût moyen. Il est difficile de dire à l'heure actuelle si la concurrence crée des coûts supplémentaires ou au contraire va les faire baisser.

Compte-rendu établi par Guillaume Giraud (Supélec 96)

Reproduction après adaptation avec l'aimable autorisation du groupe professionnel Supélec Energie