

François LÉVÊQUE

Professeur à l'École des mines de Paris

L'analyse du pouvoir de marché dans l'électricité

La Commission européenne a récemment ouvert une enquête sectorielle sur le marché intérieur de l'électricité. Du fait d'une concentration qui demeure élevée et de prix qui ont fortement augmenté, elle craint que la concurrence ne soit faussée. Les conclusions de l'enquête ne seront pas connues avant plus d'un an. Cet article fait le point sur l'analyse économique du pouvoir de marché dans ce secteur : comment l'évaluer, le mettre en évidence et le réduire ?

Voir aussi infra, l'article d'A. Werquin, *Les industriels inquiets de l'ouverture des marchés de l'énergie*, Pratiques p. xxx

En juin 2005, les commissaires européens en charge de la concurrence et de l'énergie ont annoncé le lancement d'une enquête sur l'état de la compétition dans le secteur de l'électricité. Un peu moins de 10 ans après la première directive visant à établir le marché intérieur de l'énergie, la Commission s'inquiète de l'augmentation des prix qui risque de pénaliser la compétitivité de l'Union européenne¹. Neelie Kroes et Andris Piebalgs relèvent² *inter alia* que l'intégration entre les marchés nationaux est lente ; que les arrivées de nouveaux concurrents sont limitées ; et que les taux de changement de fournisseur sont généralement faibles. Pour les deux commissaires, ces éléments suggèrent qu'il existe des entraves à la concurrence. L'enquête sectorielle doit essentiellement porter sur le fonctionnement des marchés de gros. Ces marchés comprennent les achats du gestionnaire de réseau pour équilibrer le système électrique en temps réel, les bourses de l'électricité où s'échange de l'électricité la veille pour le lendemain (e.g., PowerNext en France), et les marchés bilatéraux de contrats qui portent sur plusieurs jours ou mois³.

Comment évaluer le pouvoir de marché⁴ ?
Comment le mettre en évidence ?
Comment le réduire ?

Évaluer des possibilités de fixer durablement et de façon profitable le prix au-dessus du prix de concurrence est une tâche essentielle dans l'électricité. Toutes les propriétés particulières de cette énergie concourent en effet à un potentiel de pouvoir de marché élevé. Comme chacun le sait, l'électricité ne se stocke pas. Les intermédiaires et les distributeurs ne peuvent pas compter sur des réserves faites d'avance pour se défendre contre une tentative de hausse de prix, ni se prémunir contre de brusques variations.

Sur le marché de l'électricité, les forces qui contraignent naturellement les entreprises à ne pas s'écarter du prix concurrentiel sont faibles

Par ailleurs, la plupart des consommateurs finals payent un prix du kWh moyen ; ils ne sont pas en mesure d'observer, ni de réagir aux évolutions des prix en temps réel. La sensibilité de la consommation au prix est donc extrêmement faible. Dans le jargon économique, on dit que la demande de court terme est inélastique au prix. Enfin, la production et l'acheminement de l'électricité sont soumises à de fortes contraintes de capacité. Le coût marginal grimpe brusquement lorsque la production de la centrale se rapproche de la limite de capacité. L'offre est donc également faiblement élastique au

- 1 Décision de la Commission... ouvrant une enquête relative dans les secteurs du gaz et de l'électricité en vertu de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003, Aff. COMP/B-1/39. 172 (électricité) et 39.173 (gaz).
- 2 Communication de Mme Neelie Kroes en accord avec M. Piebalgs, Enquête par secteur réalisée en vertu de l'article 17 du règlement n° 1/2003 sur les marchés européens de l'électricité et du gaz.
- 3 Chacun de ces marchés présente des caractéristiques propres et un fonctionnement complexe qu'il n'est pas possible d'aborder ici. On parlera donc par la suite du marché de gros sans apporter plus de détail pour désigner cet ensemble.
- 4 Ou pouvoir de monopole. Dans la suite, on utilisera indifféremment le terme de pouvoir de marché et le terme de pouvoir de monopole.

prix en période de pointe (i.e., lorsque les besoins des consommateurs sont les plus élevés parce qu'il fait très froid ou très chaud). De son côté, le réseau de transmission électrique est contraint par les lois de la physique. À saturation, les lignes haute tension s'allongent et fondent ! En résumé, en électricité et relativement aux autres biens, les forces qui contraignent naturellement les entreprises à ne pas s'écarter du prix concurrentiel sont faibles.

L'inélasticité de la demande induit une réduction massive du surplus des consommateurs

Une seconde raison du caractère essentiel de l'évaluation du pouvoir de marché dans ce secteur tient à la réduction massive du surplus des consommateurs qu'il entraîne du fait de l'inélasticité de la demande. Rappelons que le pouvoir de marché produit principalement à court terme deux effets : un transfert de surplus des consommateurs vers les producteurs ; une perte d'efficacité liée à l'exclusion de l'usage de certains consommateurs – c'est la fameuse "perte sèche". La théorie économique établit que plus la courbe de demande est pentue (i.e., inélastique), plus le prix de monopole s'écarte du prix de concurrence, plus l'effet redistributif est marqué, mais moins la perte d'efficacité est comparativement grande.

À la limite, si la courbe de demande est verticale (inélasticité parfaite), il n'y a pas de perte sèche et donc pas d'effet négatif du point de vue de la société dans son ensemble. Il ne faut pas en déduire pour autant qu'une autorité de la concurrence défendant l'intérêt général – et non uniquement celui des consommateurs –, devrait laisser filer les choses en matière d'électricité. Un pouvoir de monopole se traduit par d'autres effets préjudiciables pour l'économie. L'entreprise dominante n'est pas toujours celle qui détient les moyens de production à plus bas coût. Les centrales qui restent sur le marché, une fois le pouvoir de monopole exercé, ne sont donc pas toujours les plus efficaces. Ce phénomène entraîne une diminution de l'efficacité productive (i.e., minimisation des coûts de production pour un niveau d'*output* donné). Par ailleurs, comme partout le pouvoir de marché dans l'électricité conduit à long terme à des inefficacités dans les investissements.

Le rôle des indicateurs structurels (HHI...)

L'évaluation du potentiel de pouvoir de marché repose classiquement sur des indicateurs structurels, tels que la part de marché et l'indice Herfindahl-Hirschman (ci-après HHI). Dans le cas de l'électricité, ces indicateurs sont peu pertinents. En premier lieu, ils nécessitent de délimiter les frontières du marché. Or elles sont très mouvantes dans le cas des échanges d'électricité car les conditions de demande et d'offre peuvent

changer rapidement. Pour les consommateurs, un kWh à 8 heures du matin et un kWh une heure plus tard ne sont guère substituables ; et leurs besoins peuvent varier fortement d'un moment à l'autre, par exemple selon les conditions météorologiques. De son côté, l'offre est contrainte par les temps d'arrêt et de démarrage, ou d'accélération et décélération des centrales qui donnent une certaine inertie à la substitution, même en période creuse. En forçant le trait, chaque demi-heure pourrait être définie comme marché pertinent, soit 17 520 marchés pertinents chaque année, comme c'est effectivement le cas sur les bourses d'échange (les PXs). Les frontières géographiques sont encore plus délicates à délimiter car le réseau peut connaître des problèmes de congestion.

Or, c'est le réseau qui met en concurrence les centrales de production éloignées les unes des autres ; il permet de déplacer des quantités d'électricité produite à proximité à un coût élevé par des quantités d'électricité produite au loin à un coût faible. Dès que la ligne qui relie une zone de consommation dépendant de l'extérieur est saturée, le producteur autochtone est à l'abri de la concurrence pour répondre à toute augmentation supplémentaire de la demande. Le marché géographique pertinent se restreint alors au territoire local. De même, lorsque l'interconnexion entre deux pays atteint sa limite de capacité, le marché géographique se limite aux frontières nationales ; aucun échange supplémentaire n'est plus possible. On voit très bien comment, à certaines périodes, les prix de gros français et allemands se rapprochent ou s'écartent selon la disponibilité des lignes de haute tension qui relient les deux pays⁵.

En second lieu, il n'est pas possible d'écarter l'idée qu'un producteur de petite taille dispose d'un pouvoir de marché. En période de pointe de la demande, le propriétaire de la centrale ultime, celle qui assure l'équilibre global en dernier recours, peut maîtriser stratégiquement sa production et, grâce à cette pénurie artificielle, obtenir un prix plus élevé. Même avec une part de marché de moins de 10 %, un producteur peut ainsi exercer un pouvoir de monopole. En Californie, aucun producteur ne disposait d'une part de marché supérieure à 20 % durant la crise de 2000-2001 qui a connu des prix vertigineux⁶. Il semble pourtant⁷ que certains producteurs aient exercé un pouvoir de marché. Pour la même raison, un indice de concentration faible, disons un HHI inférieur à 1000 (atteint par dix entreprises de taille identique) n'immunise pas contre le pouvoir de marché.

Afin de tenir compte des contraintes de capacité de la production électrique, plusieurs indicateurs structurels spécifiques ont été élaborés. Un premier consiste à ajuster le HHI en tenant compte des capacités des centrales qui sont déjà entièrement mobilisées. Leurs propriétaires ne peuvent donc plus réagir à une augmentation de prix en augmentant la quantité produite. Elles sont en quelque sorte hors jeu de la compétition et du marché. Si S désigne la part de marché totale des entreprises dont les capacités sont contraintes, et s_i la part

5 M. Armstrong et A. Galli, Are day-ahead prices for electricity converging in continental Europe? An explanatory data approach, Working Paper, Cerna, École des mines de Paris, fév. 2005.

6 A. Sheffrin, Market Analysis Report, July 25, 2001

7 P. Joskow et E. Kahn, A quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Markets During Summer, 2000, *The Energy Journal*, Vol. 23, n° 4, 2002.

de marché des n entreprises qui ne sont pas contraintes, le HHI ajusté est égal à $\hat{A} s_i$ ($s_i + S/n$). Pour $n \geq 1$, cette valeur est donc toujours supérieure au HHI non ajusté ($\hat{A} s_i^2$).

L'indice de l'offreur pivot est un second indicateur spécifique. Il permet d'établir dans quelle mesure chaque producteur est nécessaire pour servir la demande, en particulier s'il dispose d'une capacité disponible supérieure à l'écart entre l'offre totale et la demande totale. Si ce producteur est pivot pour une unité de temps donnée, l'indice est égal à 1. Il est égal à 0 quand ce producteur n'est pas le fournisseur pivot. Bushnell et al.⁸ ont ainsi calculé que le plus grand producteur sur le marché régional Wisconsin/Michigan disposait d'une offre pivot sur plus de la moitié des heures de l'année.

Le troisième indicateur, l'indicateur de la courbe de demande résiduelle, est le plus sophistiqué. Cette courbe se calcule pour un producteur donné en soustrayant de la courbe de demande totale toutes les offres des autres participants du marché. En cas d'augmentation du prix par le producteur, elle tient compte à la fois de la diminution de la demande des consommateurs et de l'augmentation de l'offre de la part des concurrents. La courbe de demande résiduelle est donc moins pentue (i.e., plus élastique) que la courbe de demande. Elle offre la meilleure mesure des incitations pour un producteur à exercer son pouvoir de marché⁹. Cet indicateur a été utilisé pour la première fois pour analyser les évolutions de prix en Californie pendant la crise de 2000-2001¹⁰.

Les nouveaux indicateurs structurels restent tributaires d'un contour des marchés pertinents

Les nouveaux indicateurs structurels permettent indubitablement de mieux évaluer le potentiel de pouvoir de marché dans l'électricité. Ils restent cependant encore tributaires d'un contour des marchés pertinents qui est, comme nous l'avons vu, instable et flou. Le HHI ajusté et l'indice de l'offreur pivot dépendent du découpage temporel adopté et de la zone géographique considérée. La construction des courbes de demande résiduelle ne tient pas compte non plus des contraintes réelles de congestion du réseau ; elle entraîne une définition trop large du marché géographique. Comme tous les indicateurs structurels, il faut donc les utiliser et les interpréter avec précaution. Ils donnent seulement une idée du potentiel de pouvoir de marché. Ils sont donc recommandés pour l'analyse *ex ante*, à l'occasion de l'examen d'un projet de fusion entre électriciens ou pour tester différents scénarios de réforme électrique (e.g., division du monopole historique en plusieurs morceaux, introduction de nouvelles règles de marché).

8 J. Bushnell, C. Knittel et F. Wolak, Estimating the Opportunities of Market Power in a Deregulated Wisconsin Electricity Market, *The Journal of Industrial Economics*, vol. 47, sept. 1999.

9 Il existe en effet une équivalence théorique entre l'inverse de la courbe de demande résiduelle et l'écart entre le prix et le coût marginal.

10 F. Wolak, Lessons from the California Electricity Crisis, in *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, J. Griffin and S. Puller, (Eds.), University of Chicago Press, 2003.

Quelques exemples de comportements anticoncurrentiels

La mise en évidence d'un pouvoir de marché passe par la recherche de comportements anticoncurrentiels et de leur conséquence, c'est-à-dire un écart entre le prix observé et le prix concurrentiel. Dans l'électricité, l'exercice typique de pouvoir de marché consiste à retirer du jeu une centrale ou une portion de centrale en ne proposant pas l'offre d'énergie correspondante sur le marché de gros. Cette pratique est difficile à détecter. Des argumentaires techniques de maintenance ou de prévention de pannes imminentes peuvent la masquer. En outre, plus les centrales sont proches de leur limite de capacité, plus les risques techniques de rupture sont élevés. En Californie, des taux de pannes plus élevés que la normale ont été observés pendant la crise¹¹. D'après Hogan et al.¹², ils s'expliquent par un taux élevé d'utilisation des capacités, et donc un niveau de risque supérieur à la normale et non par des comportements de restrictions d'offre.

Citons aussi la manipulation stratégique des réserves hydrauliques : Quel jour et à quelle heure, un barrage hydraulique aurait-il dû turbiner son eau de manière concurrentielle ? Mentionnons également l'exercice d'un pouvoir de marché à travers la congestion du réseau. Un producteur peut empêcher l'usage d'une ligne d'interconnexion à laquelle il est fortement connecté en simulant une congestion afin d'éliminer des concurrents à bas coûts. Enfin, dans un autre registre, n'oublions pas les pratiques collusives. L'électricité est un bien homogène, les prix sur les marchés de gros organisés sont connus et les interactions entre producteurs sont presque permanentes (l'unité de temps en production et sur les réseaux étant soit le quart d'heure soit la demi heure).

Le comportement de pouvoir de marché peut être mis en évidence par sa conséquence

Indirectement, le comportement de pouvoir de marché peut être mis en évidence par sa conséquence, c'est-à-dire un écart entre prix observé et prix concurrentiel. Le lecteur reconnaît ici l'approche économique classique qui vise à mesurer l'indice de Lerner. Cet indice prend le coût marginal de production pour référence du prix concurrentiel. Il s'écrit¹³ $L = (p - c_m)/p$. Dans le cas de l'électricité, le recours à cet indice est problématique.

En premier lieu, il se heurte à l'indétermination du coût marginal. Une approximation courante consiste à l'assimiler au coût variable du combustible calculé à partir des prix du

11 P. Joskow et E. Kahn, *prés.*

12 W. Hogan, S. Harvey et T. Schatzki, A hazard Rate Analysis of Mirant's Generating Plant Outages in California, Toulouse Conference paper, 2004.

13 L'indice de la marge prix-coût, comparable à l'indice de Lerner, est également utilisé. Il s'écrit $(p - c_m)/c_m$.

fuel ou du gaz et du rendement des centrales. Cette approximation n'est pas satisfaisante, en particulier pour la production nucléaire et pour l'hydraulique. Mais aussi parce qu'il existe d'autres coûts variables difficiles à estimer, tel le coût de la dégradation de l'équipement ou le risque de panne lorsque l'on se rapproche de la capacité maximale de la centrale.

D'autre part, les coûts variables ne reflètent pas les coûts d'opportunité qui sont pourtant parfois élevés en électricité. Pensons à l'énergie hydroélectrique et aux restrictions environnementales. Réduire aujourd'hui la réserve d'un barrage de quelques milliers de m³ d'eau implique de ne plus pouvoir en disposer demain. De même pour l'utilisation de quota d'émissions polluantes en quantité limitée. D'autre part, la question du choix entre coût marginal de court et de long terme reste ouverte. Dès lors que le parc électrique n'est pas de taille optimale, ces deux coûts divergent.

Le pouvoir de marché n'est pas dans l'électricité un mal nécessaire pour rémunérer l'investissement !

En second lieu, on oublie souvent que l'égalité entre le prix et le coût marginal dicté par la théorie économique ne désigne pas forcément le coût marginal *de production*. En présence d'un élément de rareté ou d'un phénomène de congestion, les ressources doivent être allouées à ceux qui les valorisent le mieux. Dès que l'offre électrique est toute entière mobilisée mais qu'elle ne suffit pas à satisfaire la demande, il faut rationner cette dernière en fonction des consentements à payer des utilisateurs. La théorie économique dicte qu'il faut d'abord servir ceux qui sont prêts à payer le plus. Certains consommateurs, par exemple, préféreront payer 1000 € le kWh plutôt que d'être déconnecté alors que d'autres ne voudront pas l'acheter à plus de 100 €. Le prix d'équilibre concurrentiel est dans ce cas égal au coût marginal *de la demande*, c'est-à-dire au coût d'opportunité du dernier consommateur que l'offre peut servir. Comme celui-ci est supérieur au coût de production marginal de la centrale de pointe la moins efficace, son propriétaire est aussi capable de récupérer ses dépenses d'investissements. Tordons ainsi, au passage, le cou à une idée reçue : le pouvoir de marché n'est pas dans l'électricité un mal nécessaire pour rémunérer l'investissement ! Notons aussi que l'existence d'une rente de rareté en période de pointe fait immédiatement surgir une difficulté : comment distinguer la situation où le prix de l'électricité est élevé à cause de l'exercice d'un pouvoir de marché, de la situation où le prix de l'électricité est élevé à cause d'un déséquilibre entre l'offre et la demande ?

Pour éviter les inconvénients de la référence au coût marginal dans l'indice de Lerner, les économistes ont cherché à modéliser la concurrence sur le marché de gros de l'électricité. Ils en déduisent ainsi des prix concurrentiels et les comparent ensuite aux prix observés. Une première série de modèles simule pour l'électricité un mécanisme de concurrence à la Cournot. Chaque entreprise décide la quantité qu'elle va produire en considérant la production des autres comme

donnée. Cette hypothèse est fragile, en particulier en période creuse, car elle suppose que si un producteur décidait de réduire son offre les concurrents ne chercheraient pas à produire plus. De plus, sur les bourses d'électricité les producteurs ne proposent pas une quantité donnée en attendant le prix de marché en retour, par exemple 1000 MWh à "x" €, mais une fonction d'offre entière à travers une série de doublets prix-quantité, par exemple 500 MWh à 30 €, plus 500 les, dits d'équilibre de fonctions d'offre. Dans ces modèles, le prix d'équilibre devient inférieur au prix d'un oligopole à la Cournot, et ce d'autant plus que la demande est incertaine. Ils représentent donc un meilleur scénario contrefactuel que les modèles à la Cournot pour étalonner les prix observés. Les modèles à la Cournot restent cependant toujours très utilisés. Ils permettent d'incorporer des caractéristiques essentielles du marché de gros de l'électricité, en particulier les contraintes de capacité du réseau de transmission qui amènent bien des situations où le volume des autres producteurs peut être considéré comme invariable.

Quelques progrès

Pour conclure ces deux parties, qui présentaient les outils économiques de l'évaluation et de la mise en évidence du pouvoir de marché dans l'électricité, soulignons les progrès réalisés, même s'il reste beaucoup à faire. Les praticiens du droit de la concurrence peuvent trouver décevant que ces travaux ne débouchent pas sur des indicateurs infaillibles et des méthodes robustes. De façon plus marquée qu'ailleurs, il n'y a ni seuils, ni modèles magiques pour l'électricité. Cette situation tient sans doute au caractère récent des réflexions théoriques. Le secteur électrique étant auparavant sous monopole légal, la question ne se posait pas. Elle tient également à la complexité du secteur lui-même. Il cumule toutes les conditions qui empêchent d'utiliser le cadre de la concurrence parfaite comme point de comparaison : économies d'échelle et d'envergure, indivisibilités, externalités massives, acheteurs non informés. L'apport de la preuve d'un exercice de pouvoir de marché reste souvent difficile dans l'électricité. En témoigne le cas Californien où, plusieurs années après la crise, les meilleurs experts s'opposent encore pour savoir si, et comment, le pouvoir de marché est responsable de la flambée des prix¹⁴.

D'un côté, le pouvoir de marché dans l'électricité est potentiellement élevé, d'un autre la mise en évidence de son exercice mobilise des techniques sophistiquées qui ne sont pas toujours concluives. Comme ailleurs l'intervention *ex post* est lente et coûteuse. Elle est ici de plus très incertaine.

14 Y. Smeers, How well can one measure market power in restructured electricity system?, Communication présentée à la Conférence SESSA de Stockholm, novembre 2004.

Concevoir des règles robustes pour les marchés de gros et l'accès au réseau

Pour les économistes de l'électricité, il vaut donc mieux prévenir que guérir. Comment ? Tout d'abord, il est nécessaire de concevoir des règles robustes pour les marchés de gros et l'accès au réseau. Le Pool obligatoire anglais a, par exemple, été remplacé en 2001 par une organisation bilatérale des échanges, le NETA (*New Electricity Trading Arrangement*), dans le but d'éliminer les incitations du système précédent à exercer un pouvoir de marché.

Sensibiliser les consommateurs

Ensuite, il faut sensibiliser les consommateurs. N'oublions pas que, dans un modèle d'oligopole à la Cournot, réduire de moitié l'élasticité prix de la demande produit le même effet sur la marge prix-coût que la division du nombre de producteurs par deux. En Italie, par exemple, un grand programme d'installation de compteurs individuels indiquant le prix heure par heure a été lancé récemment. Une troisième solution consiste à mettre en place des comités de surveillance des marchés électriques. L'autorité fédérale de régulation de l'énergie américaine, la FERC, dispose d'une division de plus de cent agents (OMOI) qui suivent minute par minute les évolutions de prix et les enchères des opérateurs pour détecter les moindres anomalies.

L'extension du réseau de transmission et l'éclatement du monopole historique...

Citons enfin deux instruments simples dans leur conception, mais de mise en œuvre parfois difficile, sinon impossible : l'extension du réseau de transmission ainsi que l'éclatement du monopole historique. Le renforcement et la construction de lignes de haute tension diluent les positions dominantes locales. Ils élargissent le marché géographique en augmentant la substituabilité de l'offre. De nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne permettraient par exemple de limiter les risques de collusion entre les deux principaux producteurs espagnols, Endesa et Iberdrola. Néanmoins de tels projets d'infrastructures soulèvent souvent une vive opposition des populations locales. Le découpage en morceaux de l'opérateur en monopole peut soulever également des résistances. Certains pays, comme l'Angleterre et l'Italie, sont parvenus à réduire ainsi la concentration. Mais ces ventes du producteur historique par appartement ne sont pas la règle. Dans dix États membres sur quinze les trois premiers producteurs détiennent encore aujourd'hui plus de 60 % des capacités installées. En France, il y a sans doute un paradoxe à vouloir ouvrir le marché à la concurrence tout en laissant le producteur historique, EDF, détenir plus de 80 % des capacités de production¹⁵.

En conclusion

Le secteur électrique présente un potentiel de pouvoir de marché élevé, mais son exercice, difficile à démontrer, peut être limité par une série de mesures préventives. Certaines d'ordre structurel (interdiction de fusion, découpage de l'opérateur dominant) sont souvent perçues comme étant disproportionnées. Cette critique pose la question de l'écart éventuel entre détenir un pouvoir de marché et l'exercer. Dans le cadre le plus simple de la théorie économique, aucun n'écart n'existe entre le potentiel *ex ante* et le réalisé *ex post*. Les entreprises maximisent le profit, donc s'il y a une possibilité d'obtenir un prix supérieur au prix concurrentiel, elles ne la laisseront pas échapper. En se compliquant d'un cran, la théorie économique tient compte du gouvernement d'entreprise. Les dirigeants livrés à eux-mêmes vont poursuivre d'autres objectifs. Parfois, l'actionnaire lui-même, surtout s'il est public, peut relâcher la pression des *managers* voire leur imposer d'autres priorités que la maximisation du profit (e.g., prix bas favorables aux grands consommateurs industriels).

Un second cran est franchi lorsque que la théorie quitte le cadre statique. La maximisation du profit à long terme peut dicter à l'entreprise dominante de ne pas exercer pleinement son pouvoir de marché. Elle peut craindre qu'un prix élevé n'attire dans le futur un trop grand nombre de concurrents ou des actions de représailles de la part des autorités de réglementation. Ces complications qui permettent d'affiner l'analyse au cas par cas ne doivent cependant pas tempérer la nécessité d'être vigilant. Ne pas agir sur le risque d'exercice de pouvoir de marché dans l'électricité revient à prendre le risque d'effacer pour les consommateurs le bénéfice de la déréglementation de ce secteur. La décision des commissaires européens en charge de la concurrence et de l'énergie de lancer une enquête sectorielle n'est sans doute pas étrangère à ce souci. ■

¹⁵ Pour une analyse de la concurrence en France, v. J.-M. Glachant et D. Finon, *A competitive Fringe in the Shadow of a State Owned Incumbent: the Case of France*, *The Energy Journal*, 2005.