

## RÉINTÉGRATION DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE Leçons de l'expérience britannique \*

Evens SALIES

*Département de recherche sur l'innovation et la concurrence*

L'ouverture des marchés de l'électricité est censée conduire à la constitution de la structure industrielle la plus appropriée pour répondre aux objectifs de bien-être social et d'efficacité productive. Elle pose le problème des degrés requis de concentration. Actuellement, on observe une forte concentration horizontale de la production susceptible de peser sur la fixation des prix. En effet, dans 10 États membres sur 24, fin 2004, les trois premiers producteurs détenaient plus de 85 % des capacités installées. La structure est aussi caractérisée par un degré d'intégration verticale entre production et commercialisation qui rend possibles les manipulations de prix défavorables au consommateur.

L'existence de manipulations sur les marchés de gros de l'électricité n'est plus à démontrer. Encore faut-il déterminer si la dé-intégration des activités de production et de commercialisation est, avec la dé-concentration horizontale, une étape nécessaire pour atteindre l'objectif de baisse des prix. Autrement dit, les producteurs verticalement intégrés sont-ils davantage susceptibles de manipuler les prix que les producteurs indépendants ? Au contraire, une intégration verticale minimale n'est-elle pas requise pour éviter aux entreprises de commercialisation d'être le jouet de ces manipulations ?

En Grande-Bretagne, aux États-Unis et en Nouvelle Zélande, les producteurs indépendants pouvaient aussi être à l'origine de prix de gros temporairement et anormalement élevés. Ce constat a relancé le débat sur l'intégration verticale comme frein à la concurrence dans le secteur de l'énergie électrique<sup>1</sup>. Faut-il inciter, voire obliger, à une dé-intégration qui irait de pair avec la déconcentration ? Faut-il au contraire reconnaître des effets bénéfiques à l'intégration et accepter l'opportunité de formes de réintégration faisant suite à la libéralisation des marchés ?

Le cas britannique nous éclaire sur cette question et sur l'avenir de l'organisation des marchés de l'électricité dans les grands pays européens. Il permet de comprendre l'évolution d'un secteur libéralisé, récemment marqué par une plus grande concentration

du parc des centrales à charbon et par des intégrations verticales dont témoigne notamment l'acquisition de ce type de centrales par Scottish and Southern Energy (SSE).

### D'une fragmentation de la production...

La dérégulation des marchés de l'électricité a, le plus souvent, conduit à une fragmentation des capacités des producteurs historiques. Ces derniers ont dû signer des contrats de fournitures avec les commercialisateurs et/ou revendre des centrales à d'autres producteurs. Pour les autorités de régulation, cette fragmentation devait faciliter l'entrée de producteurs indépendants et faire baisser les prix sur les marchés de gros. La dérégulation devait aussi entraîner une dé-intégration verticale impliquant de séparer les différentes activités du monopole historique, celles de production et de commercialisation notamment, afin de favoriser la concurrence entre commercialisateurs et, par suite, les clients finals.

De tous les membres de l'OCDE, la Grande-Bretagne a été la première à avoir réorganisé son industrie électrique. Cette restructuration commence dès la privatisation en 1990, avant d'attirer de grands groupes étrangers, l'américain TXU ou le français Électricité De France (EDF) lequel a totalement intégré en 1999 London Electricity (devenu EDF Energy). Avant la privatisation, le Central Electricity Generation Board (CEGB), entreprise d'État, possédait et faisait fonctionner le réseau de transport ainsi que la plupart des générateurs. Dès sa privatisation, le CEGB a été divisé en un réseau de transport et trois principaux générateurs/producteurs.

\* Cette Lettre a bénéficié des commentaires de Jean-Michel Trochet (EDF), Jean-Paul Bouttes (EDF), Jean Eudes Moncomble (Conseil Français de l'Énergie), Jean-Luc Gaffard (OFCE), José A. López (EDF) et Karine Chakir.

1. Mansur E.T., 2005 : « Upstream competition and vertical integration in electricity markets », *Yale mimeo*. Université de Yale, novembre.

**TABEAU : LES CENTRALES À CHARBON EN 2003 EN ANGLETERRE ET PAYS DE GALLES**

Parc	Capacité (MW)	Coefficient de production (%)		Propriétaire	Démarrage
		Min	Max		
<i>Indépendant</i>					
Drax	3 870	57	78	Drax Power	1974
Rugeley	1 006	38	73	International Power	1972
Ferrybridge C <sup>(a)</sup>	1 955	10	59	AEP	1966
Fiddler's Ferry <sup>(a)</sup>	1 961	11	72	AEP	1971
Eggborough	1 960	21	52	British Energy	1967
Total	10 752				
<i>Intégré</i>					
Ratcliffe	2 000	47	75	E.On UK	1968
Ironbridge	970	18	51	E.On UK	1970
Cottam	2 008	26	75	EDF Energy	1969
West Burton	1 972	13	64	EDF Energy	1967
Aberthaw B	1 455	43	58	RWE Npower	1971
Total	8 405				

(a). Inclut de la biomasse.  
Sources : ELEXON, calculs de l'auteur.

L'objectif était de favoriser de nouvelles entrées dans l'activité de production. Deux de ces producteurs, National Power (NP) et Powergen (PG), possédaient la grande majorité des moyens de production (78 %), dont toutes les centrales à charbon. Ils ont été privatisés. Ce quasi-duopole a influencé les prix. Il a, de ce fait, été obligé de revendre une partie de ses capacités de production à des producteurs indépendants. D'autres fragmentations ont suivi, permettant de réduire la part, donc le pouvoir, de marché de ces deux entreprises. La concentration des centrales à charbon, mesurée par l'indice de Herfindhal-Hirschman, a chuté de 3 856 points sur la période avril 1990-mars 2002<sup>2</sup>, entraînant de réelles baisses de prix.

## ... à une tendance à l'intégration verticale

Cette fragmentation s'est accompagnée d'opérations d'intégration verticale. En juillet 1998, PG était autorisé à intégrer le commercialisateur East Midlands Electricity à condition de se séparer d'une partie de son parc de production. En juin 1999, NP achetait Midlands Electricity. En juillet 2002, PG revendait d'autres unités à British Energy et London Electricity avant d'être acquis par l'Allemand E.ON. En mai 2002, NP réduisit à nouveau ses capacités avant d'être acheté par RWE. En 2004, le groupe SSE, troisième plus gros commercialisateur en Grande-Bretagne, a racheté deux centrales à charbon à un producteur indépendant pour 136 millions de Livres, devenant le second producteur d'électricité de son pays.

Aujourd'hui, la vente d'électricité aux résidentiels en Grande-Bretagne est assurée par un oligopole de cinq commercialisateurs verticalement intégrés (SSE, EDF Energy, PG, Innogy, Scottish Power) et Centrica. Les commercialisateurs alternatifs ne détiennent pas plus de 1 % des clients résidentiels au niveau national. La production d'électricité provient des cinq groupes mentionnés ci-dessus auxquels s'ajoutent 100 autres producteurs dont British Energy, qui possède la majorité du parc nucléaire.

## Le poids maintenu des centrales à charbon

Les producteurs indépendants ont acquis des capacités dont les caractéristiques technologiques dépendaient essentiellement des prix des matières premières employées pour produire

l'électricité et du prix d'achat des centrales. Alors que le prix du gaz baissait et que celui de l'électricité produite à partir de centrales à charbon restait relativement élevé, certains producteurs indépendants ont ainsi largement investi dans de petites centrales à cycle combiné gaz-vapeur, qui jouissaient d'un avantage indéniable sur les marchés de gros. Toutefois, le parc de centrales à charbon en Grande-Bretagne (voir tableau) représentait en 2005 encore 33 % de la production d'électricité, contre 39 % pour les centrales à gaz. Dans ce contexte, des centrales à charbon arrivant en fin de vie ont été l'objet d'acquisitions récentes par SSE en raison de leur faible valeur marchande. En outre, depuis la mi-2004, la hausse du prix du gaz (+ 30 % sur la période 2004-2005) qui a suivi celle du prix du pétrole a orienté l'acquisition de moyens de production vers les centrales à charbon.

## Manipulation des prix de gros

La demande d'acquisition de centrales à charbon par SSE a fait réagir le régulateur britannique, l'Office for gas and electricity markets (Ofgem) ; il rappelle que l'intégration verticale réalisée pouvait réduire le degré de concurrence sur les marchés de gros et y faire monter les prix. En effet, la capacité totale acquise était de 4 GW. Elle permet à SSE de sécuriser l'approvisionnement de ses clients et rend les marchés de gros moins liquides puisque l'électricité tirée de cette capacité peut ne pas être mise en vente.

La manipulation des prix est possible dès qu'un producteur possédant une capacité suffisante abuse, dans certaines circonstances telles que les périodes de pointe, du pouvoir de marché que lui confère sa taille. On parle alors de « comportement d'offreur pivot ». Un tel comportement n'est pas facilement détectable par les autorités de régulation car il se produit généralement quand les prix sont de toute façon plus élevés. Il permet de compenser le manque à gagner lors des périodes plates. La fragmentation des capacités de production imposée par l'Ofgem et

2. Bower, 2002 : « Why did electricity prices fall in England and Wales — Market mechanism or market structure ? », EL 02, Oxford institute for energy studies working paper.

l'information disponible sur les quantités d'électricité négociées<sup>3</sup> rendent ces manipulations plus facilement détectables. Les autorités se sont demandées si l'acquisition par SSE est susceptible d'ouvrir la voie à ce type de comportement anti-concurrentiel.

### 1. Comportement d'offreur pivot

Un producteur est en position de pivot lorsque, en période de pointe, sa capacité installée est nécessaire pour que la production totale (sa production plus celle de ses concurrents) couvre la consommation totale. On parle de comportement d'offreur pivot lorsque ce producteur retire une fraction de ses capacités du marché. Le marché spot devenant moins liquide, les prix grimpent, signalant — à tort — un sous-équipement du parc. Une autre action conduisant à un résultat similaire consiste à offrir les MWh d'une centrale dont le coût marginal de génération est faible à un prix supérieur à ce coût. C'est le cas du producteur de la centrale marginale qui, en période de pointe, assure l'équilibre global en dernier recours. En réponse à ce type de comportement, un prix concurrentiel ne s'établit pas forcément sur le marché spot malgré la présence d'un grand nombre de producteurs. Un producteur de petite taille (moins de 10 % de part de marché) peut influencer à la hausse les prix de gros et être pivot même pour des niveaux de demande plutôt bas. Par exemple, en 1990 en Grande-Bretagne, PG et NP étaient des producteurs pivots car au moins un des deux était nécessaire pour assurer l'équilibre du marché de gros. En 2003, suite à la fragmentation du parc de production, aucun producteur ne détenait suffisamment de capacité pour pouvoir être pivot sur le marché. La concentration observée depuis fragilise cet état.

## Motivations à l'intégration verticale

Les commercialisateurs qui ne disposent pas de capacités de génération prennent un risque financier : supporter le coût éventuel des hausses non maîtrisées des prix sur les marchés de gros. Ceux-ci peuvent être très volatils et être anormalement élevés à cause du comportement d'offeurs pivots. Dès lors, afin de sécuriser leurs approvisionnements, ces commercialisateurs voient un intérêt à supporter le coût associé à l'achat et la gestion de leur propre parc de génération. C'est le cas en Grande-Bretagne, où l'oligopole des cinq principaux commercialisateurs possède des capacités de génération suffisantes pour couvrir la consommation de leurs clients résidentiels.

Ronald H. Coase a popularisé l'argument selon lequel l'intégration verticale permet d'éviter certains coûts de transaction. Marcel Boiteux évoque le coût de gestion de l'incertain que doivent supporter des commercialisateurs non intégrés<sup>4</sup>. L'achat d'électricité à partir de plusieurs contrats pour livraison le lendemain entraîne des coûts que l'intégration éviterait. Un commercialisateur non intégré doit supporter, à chaque passage par le marché de gros, le coût associé à une recherche des producteurs les moins chers. Dans le cas de contrats futurs, le commercialisateur doit faire face à l'incertitude qui entoure la fourniture d'électricité à un horizon pour lequel l'état de la demande est imparfaitement prévisible et le prix des matières premières incertain. Il doit s'exposer aussi aux autres types de risques comme la faillite de la société avec laquelle il a signé un contrat de long terme : un scénario assez probable sur un marché très volatil. Le producteur qui s'est engagé à produire de l'électricité pour un gros client industriel prend le risque que ce dernier ne puisse payer le prix négocié. Les financiers parlent de *counter party credit risk* ou risque de la contrepartie. S'intégrer verticalement avec un commercialisateur évite ce problème de « négociation »<sup>5</sup>.

Par ailleurs, l'électricité n'est pas un bien homogène. En effet, les producteurs doivent répondre à une demande saisonnière, donc hétérogène. Les centrales thermiques (charbon, gaz, etc.), permettent de réaliser des économies d'envergure puisqu'elles fonctionnent afin de servir une demande étalée dans le temps. Le parc de production existant en Grande-Bretagne répond à l'exigence d'hétérogénéité. Il n'est alors pas étonnant d'observer une tendance à la concentration dans l'activité de production. L'acquisition de moyens de production hétérogènes par les principaux groupes déjà verticalement intégrés leur permet de diversifier un peu plus leurs capacités de production. Ces producteurs peuvent ainsi répondre de manière plus flexible à la demande en adaptant au mieux leurs moyens dans les périodes plates (centrales à charbon) et de pointe (charbon et gaz). Les commercialisateurs doivent aussi rechercher à être flexibles. Engagés contractuellement à servir la demande des clients finals qui doit être prévue à la seconde, ils ont, eux-mêmes, besoin de posséder un parc de production hétérogène avec des centrales pouvant fonctionner en périodes plate et en pointe.

L'incitation à l'intégration verticale est d'autant plus forte que le commercialisateur s'est engagé à servir une base importante de clients résidentiels. En effet, contrairement aux clients industriels et commerciaux à qui l'on propose des prix évoluant avec ceux des bourses d'électricité ou des contrats permettant la coupure d'électricité, les clients résidentiels paient des prix qui ne reflètent pas la situation en temps réel de l'écart entre l'offre et la demande — ni, d'ailleurs les coûts de production. Ils ne sont donc pas sensibles aux mouvements infra-journaliers des prix. Compte tenu des contraintes de régulation et de logistique (nécessité d'informer les clients avec une certaine période d'anticipation, par écrit notamment), il est difficile et coûteux pour un commercialisateur de changer ses tarifs plus de quatre ou cinq fois par an. En outre, le prix plafond (*price cap*), peut empêcher la répercussion des hausses de prix sur les clients finals, du moins à court terme. Ainsi, en Californie, le maintien de la propriété de centrales par les commercialisateurs aurait pu les protéger de l'envolée des prix sur un marché de gros peu liquide à cause d'un manque de capacités, leur évitant l'opportunisme des producteurs pivots. En acceptant l'obligation de gel des prix de détail, ils ont été fragilisés financièrement, puisqu'il leur était impossible de transférer aux clients finals les hausses des prix de gros.

Enfin, l'intégration verticale peut faire disparaître la double marginalisation. Elle réduit l'incitation pour le producteur verticalement intégré à imposer des marges sur le commercialisateur affilié. En effet, bien que les marges sur recettes du premier constituent un coût pour le second, il ne s'agit que de simples transferts au sein d'une même firme, ce qui stabilise les revenus dans l'industrie.

## L'impact de l'intégration verticale

Puisque la manipulation des prix sur les marchés de gros résulte presque toujours d'une action sur les quantités, la question

3. Frontier Economics, 2003 : « Power play – The impact of capacity changes on electricity prices », *Energy Bulletin*, <http://www.frontier-economics.com/bulletin/en/50.pdf>.

4. in préface de W. Varoquaux, 1996 : *Calcul Economique et électricité*, PUF. Marcel Boiteux, ancien Président d'EDF, est connu pour ses travaux pionniers dans le domaine de la tarification de la fourniture d'électricité.

5. Shuttleworth G. et T. Sturm, 2004 : « Hedge markets and vertical integration in the New Zealand electricity sector », Rapport de NERA Economic Consulting pour Contact Energy, octobre.

est de savoir si les producteurs verticalement intégrés sont davantage susceptibles de se comporter comme offreur pivot que les producteurs indépendants. Il s'agit de voir si, pour le cas des centrales à charbon, les producteurs verticalement intégrés ont utilisé une fraction significativement différente de leur capacité. La fraction de la capacité utilisée par une centrale, ou coefficient de production, est le ratio entre sa production et le maximum qu'il est possible de produire pendant cette période. Pour chaque producteur et pour chaque demi-heure, nous avons calculé la moyenne de son coefficient de production des 365 jours de l'année 2003. La valeur modale pour ce coefficient est d'environ 75 %. Elle est plus fréquemment atteinte pour les producteurs verticalement intégrés. Cela signifie que, à capacité équivalente, un générateur indépendant devrait être plus enclin qu'un générateur verticalement intégré à réduire sa production.

## 2. Les producteurs verticalement intégrés jouent moins les pivots

Un exercice économétrique révèle un effet positif et significatif de l'intégration verticale sur le coefficient de production. Toutes choses égales par ailleurs, les producteurs intégrés utiliseraient une fraction plus grande de leur capacité que les producteurs indépendants. Ce supplément est environ égal à cinq points de pourcentage, soit l'équivalent d'une petite centrale de 160 MW fonctionnant à mi-capacité. L'effet potentiel de la capacité sur le coefficient de production est également positif, reflétant certainement l'existence d'économies d'envergure. Une concentration des centrales dans les mains d'une firme conduit à une utilisation plus élevée de celles-ci grâce à une meilleure affectation dans le temps de l'électricité produite par ces différentes centrales. Enfin, le test de l'effet de l'influence de l'intégration verticale sur le coefficient de production est repris en regardant si cette influence est d'autant plus forte que la demande exerce une pression sur les capacités. Le test n'est pas conclusif au sens où il n'y a pas de différence significative entre les producteurs indépendants et ceux verticalement intégrés en période de pointe. Ce résultat infirme la présence de comportements d'offreur pivot, tant chez les producteurs indépendants que chez les verticalement intégrés. En effet, parmi les producteurs indépendants (généralement les nouveaux entrants), nombreux se dotent de capacités pour produire essentiellement en périodes de pointe, les moments qui rapportent plus (J.-P. Fitoussi, 2003 : EDF, le marché et l'Europe, Fayard, pp. 139-140).

## Le dilemme de l'intégration verticale

Les conséquences potentielles sur les prix de gros des opérations d'intégration verticale sont ambiguës. D'un côté, il semble bien que les firmes intégrées soient moins incitées à jouer les offreurs pivots. De l'autre, nul ne saurait nier le pouvoir de marché que confère leur taille au petit nombre de grands groupes verticalement intégrés, rendant ainsi le marché de gros moins liquide.

En fait, dé-intégrer verticalement les activités de production et de commercialisation n'est pas nécessairement la meilleure solution pour faire baisser les prix sur les marchés de gros. Mais intégrer fait toujours courir le risque d'abus de pouvoir de marché. Ce dilemme a reçu une solution dans le cas de la Grande-Bretagne, qui semble avoir privilégié les considérations de stabilité du secteur sur la montée des pouvoirs de marché.

En France, les activités de production et de commercialisation d'électricité seront totalement ouvertes à la concurrence en juillet 2007, dans un contexte où EDF possède environ 90 % des capacités de production. À l'image de ce qui s'est produit en Grande-Bretagne, la fragmentation du parc d'EDF pourrait promouvoir la concurrence entre l'entreprise historique et les nouveaux entrants, même si la composition du parc de centrales — le poids des centrales nucléaires — rend la situation très différente. EDF s'y est préparée en dissociant les comptabilités de ses activités. En principe, rien n'empêche de nouveaux commercialisateurs d'intégrer verticalement une ou plusieurs centrales rachetées à EDF. Cette fragmentation par cession d'actifs, si elle devait avoir lieu, concernerait probablement des centrales nucléaires (80 % de l'électricité produite par EDF en France). Elle pourrait, toutefois, nuire à l'entreprise en réduisant les gains liés aux économies d'envergure. Une alternative crédible à l'acquisition de centrales d'EDF est la vente aux enchères de volumes d'électricité que produisent ces centrales. Cette formule existe depuis septembre 2001 (les Virtual Power Plants) et se généralisera dès que l'ouverture aux clients résidentiels sera effective. Toutefois, la vente d'un volume d'électricité plus important que les 6 GW actuels ne devrait prendre effet que si EDF venait à perdre beaucoup de clients, ce dont on peut douter. En effet, l'entreprise fournit encore 95 % des sites professionnels éligibles. Or les taux de changement de fournisseurs par les clients résidentiels sont généralement plus bas que ceux des clients professionnels, en raison de coûts de changement « switching costs » rapportés à la consommation (plus élevés chez les clients résidentiels).

Les entreprises entrant sur le segment de la commercialisation pourront évidemment se doter de leurs propres moyens de production. Ainsi, Poweo a choisi de construire une centrale à cycle combiné gaz-vapeur d'une capacité de production d'environ 400 MW disponible en 2008. L'entreprise souhaite ainsi couvrir 30 % de la demande de ses clients. Elle fait partie de cette frange concurrentielle d'une vingtaine de commercialisateurs alternatifs dont Electrabel (Suez), la Snet (détenue majoritairement par Endesa), qui sont respectivement les deuxième et troisième producteurs derrière EDF, début 2007.

De fait, une dé-intégration totale ne semble guère avoir de sens en France. La structure industrielle qui semble émerger pourrait être constituée d'un petit nombre d'acteurs concurrents entre eux et verticalement intégrés comme EDF, E.ON et RWE, ou en voie de constitution à l'issue de fusions ou acquisitions comme éventuellement un groupe Suez-GDF. À ces acteurs majeurs s'ajoute une frange concurrentielle engagée dans un processus d'intégration verticale.

La présence de plus en plus marquée de ces grands acteurs dans les pays de l'Union européenne laisse présager la constitution d'une structure industrielle « naturelle », plus précisément un oligopole européen avec frange. Certes, cette recomposition est le fruit de la libéralisation des marchés. Mais, pour être pérenne et efficace, elle devra refléter ce que sont devenues à la fois les propriétés des technologies mises en œuvre, l'évolution de la demande d'énergie et celle des conditions d'approvisionnement des différentes matières premières.