

De la monarchie absolue des régies d'Etat aux fiefs des géants de l'électricité

Aux anciens monopoles d'Etat, la libéralisation du secteur électrique européen a fait succéder un petit nombre de multinationales. Faute d'un consensus et d'une volonté politique forte, les Etats devront continuer à intervenir fortement, a minima, pour arbitrer entre concurrence et sécurité.

par Jean Huby, Fabrice Noilhan et Philippe Sauvage

Naguère l'industrie électrique apparaissait au grand public français comme un monde d'ingénieurs passionnés par des défis techniques, et d'hommes d'Etat poursuivant de grands objectifs stratégiques d'indépendance nationale, c'est-à-dire comme un type d'activité qui ne relevait pas tout à fait de la vie économique « normale ». Celui qui souhaitait comparer la situation française à celle de nos voisins européens constatait, en général, que la forte implication des pouvoirs publics était une constante du secteur.

Or, depuis une dizaine d'années, les choses changent.

La technologie évolue avec, en particulier, le développement de la filière gaz

– vapeur, qui permet de produire de façon compétitive du courant à partir d'unités plus petites. Cette évolution favorise un rapprochement entre gaziers et électriciens.

Au Royaume-Uni et dans les pays scandinaves, puis dans l'ensemble de l'Union européenne, un travail législatif s'engage, pour libéraliser ce secteur et repenser l'intervention des pouvoirs publics. Suite à deux directives, en 1996 pour l'électricité et en 1998 pour le gaz, les Etats membres décident de mettre en place un marché européen concurrentiel de l'énergie.

Ces tendances sont également présentes de l'autre côté de l'Atlantique, et elles s'y accompagnent de turbulences, qu'il s'agisse des coupures de courant répétées en Californie, ou encore de la faillite du groupe texan Enron. Ces événements ont entraîné une remise en cause de l'idée même de dérégulation du marché électrique.

Nous avons choisi d'axer notre réflexion sur une analyse des acteurs en présence, en nous limitant à l'Europe continentale. Une de leurs caractéristiques a plus particulièrement retenu notre attention : l'ensemble des fournisseurs d'électricité est dominé par un petit groupe de « géants de l'électricité », qui rayonnent à partir d'une zone géographique bien déterminée.

Après avoir, dans un premier temps, décrit ce phénomène et son état d'avancement et expliqué pourquoi il nous paraît digne de retenir l'attention, nous essayerons de déterminer s'il répond à une nécessité économique. Cette analyse devrait permettre d'évaluer les

risques qu'il implique, en particulier en termes de niveau des prix et de sécurité d'approvisionnement.

Montée en puissance de quelques « géants de l'électricité »

L'objectif inscrit dans les directives de l'Union européenne est de créer un « marché européen concurrentiel de l'énergie ». Le raisonnement est simple : la réalisation d'un marché concurrentiel de l'énergie est une brique nécessaire à

la réalisation du marché intérieur, c'est-à-dire d'une zone sans frontières dans laquelle les biens, les personnes, les services et le capital - et l'électricité et le gaz - auront une complète liberté de circulation. Il s'agit d'unifier l'Europe de l'électricité et de le faire par la libéralisation.

Or, l'expression « marché européen concurrentiel de l'électricité » pose problème. Le « bien électricité » a, en effet, des caractéristiques originales qui risquent de mettre en échec les structures habituelles de marché.

Une première difficulté est qu'il est impossible de stocker l'électricité en quantités significatives par rapport aux échanges réalisés. Ainsi, l'offre doit à tout instant être égale à la demande. Pour ajuster en temps réel l'offre à la demande, le marché devrait avoir une réactivité infinie, et fonctionner sans interruption. Ce n'est sans doute pas un hasard si seuls quelques pays ont mis en place un authentique marché pour gérer cet équilibre en temps presque réel (souvent appelé « marché de l'ajus-

tement »), et si la plupart a choisi de ne pas confier la gestion de cette contrainte technique à un simple mécanisme concurrentiel.

Les contraintes liées au transport de l'électricité sont probablement plus importantes encore. Tout d'abord, comme c'est le cas pour toute industrie de réseau, la gestion du réseau proprement dit est un monopole naturel. Il n'est, en effet, pas économiquement pertinent d'avoir deux réseaux concurrents sur la même zone géographique. Cela implique une attention particulière au comportement du gestionnaire de réseau. En effet, il faut contrôler qu'il assure un accès équitable à l'équipement qui lui est confié, et qu'il est correctement rétribué pour les coûts qu'il assume. Le risque est grand de le voir utiliser sa position centrale pour prendre le contrôle de l'ensemble de la chaîne.

En outre, ventiler les coûts d'utilisation du réseau entre les différents contrats de livraison est une tâche particulièrement difficile. En effet, on ne peut pas comparer le « trajet de l'électricité » entre un producteur injectant au point A et un consommateur soutirant au point B avec le trajet d'un bien de A à B, via un réseau routier par exemple. Du fait de la deuxième loi de Kirchhoff, la livraison d'électricité du point A au point B aura, en effet, un impact sur l'ensemble du réseau, et les congestions éventuelles dépendront non d'un contrat en particulier, mais de l'ensemble des injections et soutirages réalisés.

En outre, le gestionnaire de réseau est amené à modifier la configuration du réseau en fonction de ces congestions. Il n'est donc pas aisé de répartir *ex ante* la charge subie par le réseau entre les différents contrats, sans connaître la totalité des contrats qui seront au final conclus entre consommateurs et producteurs.

Ces difficultés sont un défi à la mise en place d'un secteur libéralisé. D'autant plus que le prix de l'acheminement (transport et, surtout, distribution) représente à peu près les 2/3 du prix de l'électricité - notons au passage que, dans la mesure où l'acheminement constitue une activité qui ne peut être tout à fait concurrentielle, le processus

de libéralisation ne concerne donc en réalité que le tiers du prix du bien considéré ! Si plusieurs solutions techniques sont envisageables pour facturer le transport, aucune n'est totalement satisfaisante, et un surdimensionnement du réseau apparaît, dans bien des cas, comme la seule voie vers un véritable « marché concurrentiel de l'électricité ».

Cinq zones européennes

Continuons notre analyse en nous concentrant maintenant sur l'adjectif « européen ». Les réseaux électriques de l'Union européenne et de ses futurs membres sont à peu près tous interconnectés, mais ces interconnexions ont été développées dans un souci de sûreté du système électrique, et non afin d'optimiser un réseau trans-européen de l'électricité. En

augmentant la taille du réseau interconnecté et en assurant une bonne coordination entre les opérateurs, on a mutualisé les risques et simplifié l'ajustement sans créer un maillage de densité comparable à celui des réseaux nationaux. Ainsi, l'électricité est-elle plus chère en Italie qu'en France et les capacités des lignes entre la France et l'Italie ne permettent pas assez d'échanges pour que les tarifs des deux pays convergent. Le même phénomène est à l'œuvre à la frontière entre Pays-Bas et Allemagne, et entre France et Belgique.

Du fait de ces interconnexions limitées, nous considérerons que l'Europe de l'électricité se découpe en cinq zones : la Grande-Bretagne, la zone scandinave (Suède + Norvège + Finlande + une partie du Danemark), l'Italie, la péninsule ibérique, et une « plaque continentale » (France + Benelux+ Allemagne + Autriche), à laquelle on peut adjoindre la Suisse et certains pays candidats (Pologne, République Tchèque, Hongrie, Slovaquie).

De ces cinq zones, nous nous intéresserons d'abord aux deux premières, qui ont déjà connu une expérience de libéralisation, avant de nous concentrer sur l'ensemble formé par les trois dernières,

que nous désignerons par l'expression « Europe continentale ».

Tant en Grande-Bretagne que dans les pays scandinaves, la libéralisation, engagée dans la première moitié des années 90, ne paraît pas devoir être remise en cause. Malgré les difficultés technologiques et théoriques, elle a connu un certain nombre de réussites, et il est indéniable qu'elle a permis d'établir une concurrence réelle (quoique clairement imparfaite) entre les différents acteurs du secteur électrique, en partant d'une situation semblable à celle de l'Europe continentale. Dans les deux cas, elle a imposé une séparation entre les activités de réseau (monopole naturel) et les activités de vente et de production. Un marché de gros a été constitué : un marché « spot » permet d'échanger de l'électricité à court terme, en pratique essentielle-

ment à J-1, et il existe également des contrats à échéance plus longue. La libéralisation s'est accompagnée d'un travail

législatif intense, preuve que la mise en place de règles efficaces pour gérer le secteur électrique prend du temps et nécessite des ajustements incessants. Mais il n'y a eu de crise majeure sur aucune de ces zones et la qualité de la fourniture d'électricité n'a apparemment pas souffert de la libéralisation. Celle-ci s'est, au contraire, accompagnée d'une baisse significative des prix, de l'ordre de 20 % en 10 ans, tant pour les consommateurs domestiques que pour les consommateurs industriels sans remettre en cause la sécurité d'approvisionnement.

Contrairement à une idée reçue, la libéralisation britannique ou scandinave ne s'est pas automatiquement accompagnée d'une « atomisation » du secteur. Celle-ci n'a, en effet, jamais eu lieu en Scandinavie et ce mouvement s'est inversé en Grande-Bretagne, où l'éclatement de l'ancien monopole d'Etat s'était accompagné de l'émergence d'un très grand nombre d'acteurs, à tous les niveaux de la chaîne de valeur. L'Europe continentale semble à cet égard suivre l'exemple scandinave. Tant en France qu'en Allemagne, en Italie,

Le risque est grand de voir le gestionnaire de réseau utiliser sa position centrale pour prendre le contrôle de l'ensemble de la chaîne

Les 7 principaux producteurs d'électricité en Europe continentale

Groupe	Part de production dans l' « Europe Continentale » y compris pays candidats	Pays d'origine	Part de production dans le pays d'origine
EdF	33%	France	92%
E.On	10%	Allemagne	29%
RWE	9%	Allemagne	33%
ENEL	10%	Italie	50%
Endesa	6%	Espagne	40%
Tractebel	7%	Belgique	93%
Vattenfall	2%	Suède (hors de la zone)	60%
Total :	75%		

en Espagne ou en Belgique, les deux premiers producteurs d'électricité représentent toujours plus de la moitié de la production d'électricité. Ces entreprises sont, pour la plupart, les héritières d'opérateurs intégrés dont l'existence est antérieure au mouvement de libéralisation (EdF, ENEL, Tractebel, Vattenfall). Les autres, en particulier E.On et RWE, sont issues de fusions récentes. Ces grands groupes ont, en outre, mené une politique agressive d'acquisitions hors de leurs frontières.

Afin de synthétiser cette première impression, le tableau ci-dessus évalue les parts des capacités de production des sept principaux producteurs européens. La règle choisie pour l'établir est une consolidation à 100 % des capacités installées fin 2001, dans les entreprises détenues à plus de 30 % par l'un des sept groupes considérés. Dans le cas où deux entreprises contrôlent conjointement une entreprise, nous avons arbitrairement attribué les capacités de production au pro rata de leur part dans leur participation commune. Notre mode de calcul sous-évalue sans doute la part d'influence des entreprises ayant des systèmes de participations complexes, comme les opérateurs allemands. Néanmoins, il permet sans trop d'hésitation de conclure que le secteur européen de l'électricité est dominé par ce petit groupe de « géants de l'électricité » :

- leurs moyens de production représentent 75 % de la puissance installée sur la zone ; les 25 % restants sont, pour l'essentiel, constitués par les centrales en cours de privatisation dans les pays candidats (13 % des capacités totales), les moyens de production de l'électricien Iberdrola (30 % de la puissance

installée en Espagne) ainsi que par quelques unités appartenant aux pouvoirs publics locaux en Allemagne et en Autriche ou à des groupes américains qui n'ont pas forcément vocation à se maintenir sur le marché européen ;

- les grands pays ont, au plus, un ou deux « champion(s) », qui conservent une part essentielle des moyens de production nationaux. Si les électriciens allemands semblent faire exception, une étude plus fine révèle en réalité une domination régionale ;

- ces acteurs sont tous intégrés vers la vente et les activités de réseau (transport ou distribution) dans leur pays d'origine. Leur domination en termes de moyens de production se complète en fait par une domination nationale en termes de parts de marché.

Dans la mesure où un large programme de désinvestissement n'est prévisible pour aucun de ces sept acteurs et où les perspectives de « mégafusions » dans ces marchés déjà fortement concentrés se heurteraient à l'opposition des autorités antitrust nationales ou communautaires, les cartes semblent aujourd'hui largement distribuées entre les opérateurs. Les perspectives de consolidation sont, du reste, hypothéquées par l'endettement assez élevé de ces sociétés.

Une nécessité économique ou les stigmates d'une libéralisation bâclée ?

En d'autres termes, cette structure très concentrée est-elle simplement un héritage du passé, ou correspond-elle aux

fondamentaux du secteur ? Et, si non, est-elle susceptible d'être remise en cause ?

Pour prendre des parts de marché à ceux qui, aujourd'hui, le dominent largement, un nouvel entrant peut s'appuyer sur deux stratégies :

-soit profiter d'une augmentation générale de la demande pour conquérir de nouveaux clients ;

-soit prendre des clients à des acteurs déjà en place.

Dans le secteur de l'électricité, la croissance du marché, bien que régulière, reste assez faible (3 % par an en Europe, 6 % en Espagne), ce qui interdit la première option. C'est une différence essentielle avec le secteur des télécommunications, souvent pris comme référence quand on s'intéresse à la libéralisation des industries de réseau.

Quant à prendre des clients à un fournisseur d'électricité déjà établi, la tâche est d'autant plus difficile que l'on des-

Le prix de l'acheminement (transport et, surtout, distribution) représente à peu près les 2/3 du prix de l'électricité

pend dans la « taille » des consommateurs visés. Il faudra sans doute une période d'adaptation assez

longue avant que les petits consommateurs ne s'habituent à mettre en concurrence leurs fournisseurs d'électricité. La sécurité d'approvisionnement est pour ceux-ci un élément souvent plus important que le prix, tant que les variations de celui-ci restent raisonnables. En outre, il est difficile pour un fournisseur de différencier son offre par d'autres paramètres que le prix, des offres optimisées étant compliquées pour le client et nécessitant des investissements trop lourds pour être rentables à si petite échelle. Le choix des petits consumma-

teurs se fera donc entre quelques offres standardisées. Le principal argument de vente pour un nouvel entrant reste donc une baisse des prix, ce qui requiert une assise financière très solide. Une autre piste de différenciation à l'égard des petits consommateurs est la diversification du fournisseur d'électricité vers d'autres produits et services domestiques : gaz, télécommunications, etc., permettant de valoriser son portefeuille client. Ce modèle

« multiservices » ne s'est jusqu'ici pas révélé suffisamment convaincant pour entraîner un changement massif

de fournisseur d'électricité et suppose, de plus, une certaine taille.

Pour les consommateurs de taille plus importante, il faut distinguer ceux qui disposent d'une certaine flexibilité dans leur consommation des autres. Les premiers pourront utiliser leur flexibilité pour s'« effacer » lorsqu'il est avantageux de revendre son électricité plutôt que de la consommer. Mais en tout état de cause, tous les « gros consommateurs » voudront probablement s'engager dans des contrats moyen - long terme à des tarifs connus d'avance, afin d'éviter la volatilité très importante que peuvent connaître les prix de court terme (en raison du caractère non stockable de l'énergie) et de garantir une visibilité à leur activité industrielle. Il est probable qu'ils seront amenés à négocier une optimisation de leur politique énergétique avec des fournisseurs de taille importante, capable de leur offrir les volumes désirés dans toutes les zones géographiques où ils sont présents. En outre, il y a une forte tendance chez ces entreprises à rechercher des solutions globales intégrant, à la fois, la fourniture d'électricité, de gaz, parfois le traitement de l'eau et des déchets, mais aussi des services d'ingénierie liés à ces produits. Cela exige chez le fournisseur des compétences nombreuses et un savoir-faire qu'il faut de nombreuses années pour acquérir. La recherche de ces savoir-faire est présente dans la stratégie de la quasi-totalité des « géants de l'électricité », qui ont tissé des liens avec la fourniture d'autres « *utilities* » et de services liés à celles-ci. Il ne s'agit

donc pas vraiment d'une niche dans laquelle des entreprises nouvelles pourraient s'imposer. En outre, certains observateurs remettent en cause ce modèle

« *multi-utilities / multi-services* », soulignant qu'il peut paraître dangereux aux industriels de confier à leur fournisseur d'électricité des choix industriels qui déterminent leur consommation d'électricité.

La libéralisation ne peut, à elle seule, faire naître les conditions favorables à l'émergence de nouveaux acteurs. Il faut un changement dans la définition des

produits et services proposés ou une rupture technologique. Dans le secteur de l'électricité, le développement de la filière gaz - vapeur ne constitue pas une rupture technologique suffisante, en particulier sa souplesse reste relative. Elle pousse toutefois à une concurrence accrue, puisqu'elle offre une entrée naturelle pour les gaziers dans le secteur de l'électricité. Cette convergence gaz-électricité paraît en réalité constituer le principal mécanisme d'ouverture du secteur à de nouveaux entrants. Et ce, d'autant plus que le fournisseur traditionnel de gaz bénéficie d'une base de clientèle et d'un capital de confiance qui lui permettent d'être un fournisseur crédible d'électricité, pour tous les types de consommateurs. Il est vrai que l'absence de ressources nationales en gaz naturel, combinée à l'épuisement prochain des ressources de la

mer du Nord, ajoute un facteur supplémentaire de coût et de risque sur la technologie gaz - vapeur. En outre, la convergence entre gaz et électricité se fera

nécessairement dans les deux sens, et le rapport de taille entre gaziers et électriciens plaide plus pour une absorption des gaziers par les « géants de l'électricité » que pour l'inverse.

L'approvisionnement étant une question primordiale pour les distributeurs de gaz - comme pour les producteurs d'électricité dans la filière gaz-vapeur -

on pourrait, à la rigueur, envisager un rapprochement entre gaziers et pétrogaziers dans la production électrique. Toutefois, ces derniers se concentreraient plus vraisemblablement sur des activités amont comme le *trading* et la gestion de stock. Les pétrogaziers n'ont pas besoin de s'assurer des débouchés offerts par les gaziers dans un marché où le négoce de gaz devient suffisamment développé. Enfin, les activités de distribution offrent des marges bien inférieures aux leurs. Il nous semble donc que si les deux options sont possibles, les rapprochements auront davantage lieu avec des entreprises déjà présentes dans l'électricité qu'avec des pétrogaziers purs qui s'éloigneraient trop de leur « cœur de métier ».

En conclusion, l'arrivée de nouveaux entrants ne paraît donc pas susceptible de provoquer un bouleversement radical de la situation.

Economies d'échelle

En termes d'efficacité économique, il n'est d'ailleurs pas anormal que le secteur électrique soit dominé par de très grandes entreprises. Même en excluant les effets de monopole naturel sur la gestion des réseaux, on ne peut nier l'existence d'économies d'échelle dans les segments « vente » et « production ». Pour pouvoir toucher le marché de masse des petits consommateurs d'électricité, il est nécessaire d'avoir une taille critique à l'intérieur d'un même pays.

Du côté de la production, un électricien doit investir pour renouveler et entretenir son parc de production : plus celui-ci est important et standardisé, plus il obtiendra des prix

avantageux de la part de ses fournisseurs. Le type de moyens de production présents sur le continent européen et, en particulier, la part importante de la filière nucléaire, est une bonne raison de conserver un degré de concentration élevé, même s'il est excessif d'affirmer que seul un monopole d'Etat est suffisamment solide (cas américain et britannique).

Dans le secteur de l'électricité, la croissance du marché, bien que régulière, reste assez faible (3 % par an en Europe, 6 % en Espagne)

« *multi-utilities / multi-services* », soulignant qu'il peut paraître dangereux aux industriels de confier à leur fournisseur d'électricité des choix industriels qui déterminent leur consommation d'électricité.

Il faudra sans doute une période d'adaptation assez longue avant que les petits consommateurs ne s'habituent à mettre en concurrence leurs fournisseurs d'électricité

En outre, la demande fluctue considérablement et ses variations sont parfois imprévisibles. Il est donc nécessaire de conserver des unités de production à démarrage rapide (par exemple, des centrales au fioul) qui puissent être utilisées en période de pointe. Par définition, les unités vouées uniquement à la production de la « pointe » seront rarement utilisées et leur souplesse a pour contrepartie des coûts de fonctionnement élevés. Là encore, seuls des acteurs de grande taille sont en mesure d'assumer la charge de cet investissement.

Il convient de nuancer ce dernier point en évoquant la particularité de l'activité de négoce de l'électricité. Sur ce segment, la possession de moyens de production permet de se prémunir partiellement contre la volatilité des marchés, ainsi que de s'affirmer comme un acteur crédible qui pourra tenir ses engagements. Les acteurs susceptibles d'agir sur ce segment en raison de leur expérience des marchés et de la possibilité d'y vendre des produits structurés innovants, tels que les banques, pourront donc devenir de petits fournisseurs d'électricité, mais uniquement dans un but de négoce. Ils devraient donc rester marginaux dans la production.

Aux économies d'échelle dans les secteurs de la production et de la commercialisation s'ajoute une tendance « naturelle » à l'intégration entre production et commercialisation, qui dérive d'une contrainte déjà évoquée : la production et la consommation doivent être, à l'échelle de l'ensemble du réseau, toujours équilibrées. La possession conjointe de grandes capacités de production et d'un portefeuille de clients important peut donc permettre d'avoir des leviers plus efficaces pour lisser les écarts entre consommation prévue – sur laquelle était « calé » le programme de production – et consommation réalisée qui, lorsqu'elle s'écarte de la production réalisée, rend nécessaire la mise en œuvre de moyens « de pointe » coûteux. Surtout, à plus long terme, toutefois, la présence tant en production qu'en commercialisation permet de prendre en compte les « transferts de marge » d'amont en aval et d'aval en amont. Ceux-ci dérivent de l'inertie (à la hausse et à la baisse) des

prix de vente aux consommateurs, ce qui implique que, lors de périodes de relative surcapacité en moyens de production, la marge se déplace vers la commercialisation, tandis qu'elle se déplace vers la production en période de relative sous-capacité.

A ce stade, on comprend qu'il n'est pas absurde d'avoir un niveau de concentration assez élevé. De même, le fait que les différents acteurs conservent des fiefs locaux n'est pas inquiétant en soi. Dans la mesure où une attaque par un concurrent reste possible, on peut imaginer que le monopole local reste suffisamment contestable pour qu'une entreprise dans cette situation n'en profite pas exagérément. L'accroissement de la concurrence se lit alors non pas dans les mouvements de parts de marché, mais dans la baisse des prix et l'évolution de la satisfaction des clients. C'est, dans une certaine mesure, ce qui s'est passé en Allemagne. Les principaux acteurs ont plus ou moins préservé leur « pré carré », mais les prix ont assez nettement baissé.

Toutefois, il n'y a aucun doute qu'une structure très concentrée est porteuse de dangers, en particulier en terme de collusion – passive ou active – sur les niveaux de prix. En outre, bien des aspects du secteur électrique facilitent une telle collusion. Le signal de prix est simple, le bien est normalisé. Chaque acteur connaît parfaitement les conditions de production des autres et peut donc anticiper leurs réactions. Toute déviation par rapport à une « règle » collusoire adoptée plus ou moins tacitement peut donc donner lieu à une réaction immédiate.

Pour certains, la subsistance de fiefs géographiques serait moins la conséquence d'économies d'échelle que celle des liens d'actionnariat qui subsistent dans de nombreux cas entre les activités de transport, d'une part, et de production et de vente, d'autre part. Il est, de fait, bien difficile d'assurer l'impartialité d'un opérateur intégré dominant en termes de production et de vente dans une zone dont il administre en outre le réseau. En effet, à l'utilisa-

tion de « tracasseries technologiques » qui sont difficiles à contrôler du fait de la technicité élevée du sujet peuvent s'ajouter des systèmes de subventions croisées entre les deux activités. Il semble, d'ailleurs, que la part du transport dans les profits opérationnels du secteur électrique soit très supérieure sur le continent (28 % en France) à ce qu'elle est dans un marché comme la Grande-Bretagne (15 %). Bien sûr, il est difficile de comparer ces données brutes car les situations sont très différentes. Il n'en demeure pas moins que le risque existe et que ces données

ne l'invalident pas.

La gestion des interconnexions constitue un sujet particulièrement sensible à cet égard. Dans la mesure où des investissements dans de nouvelles lignes se heurtent à des contraintes d'ordre politique et environnemental, la possession d'une interconnexion congestionnée peut constituer une simple rente de situation ou un moyen de se protéger de la concurrence.

Les moyens de protéger un fief hérité de l'histoire sont donc probablement suffisants pour qu'un fournisseur conserve une marge assez élevée sans s'exposer à une attaque de ses concurrents, ce qui peut légitimement inquiéter le consommateur européen.

Absence d'un véritable marché en temps réel

La spécificité technique majeure que constitue la nécessité d'un ajustement en temps réel entre production et consommation n'est pas non plus idéalement traitée. Une solution souvent proposée est la mise en place d'un marché de l'ajustement, sur lequel les différents acteurs échangent, en temps quasi réel, l'électricité nécessaire pour compenser les écarts constatés par rapport aux prévisions de la veille – elles-mêmes équilibrées. Or un tel marché n'existe dans aucun des pays de la zone que nous considérons.

Cette absence d'un véritable marché en temps réel constitue un manque essen-

tiel dans la constitution d'un marché de gros de l'électricité. Ce dernier est encore très incomplet. Il n'existe en général qu'un marché « *day ahead* ». Pour des horizons de temps plus lointains, les produits sont encore peu nombreux et non stabilisés, ce qui contribue à limiter le développement de ces bourses de l'électricité : les opérateurs préfèrent conclure des contrats bilatéraux, qui leur permettent des spécifications plus précises. Si l'on compare aux quantités d'électricité consommées les quantités échangées sur les bourses Powernext (France), APX (Pays-Bas), et sur la bourse de l'énergie qui résulte de la fusion des bourses de Francfort et de Leipzig, on ne dépasse jamais les 8 %. Avec des échanges aussi faibles, les risques de manipulation des prix sont réels. Or, ce défaut est d'autant plus grave que les marchés de gros deviennent inévitablement la référence pour les autres contrats de fourniture afin de ne pas offrir d'opportunités d'arbitrage. Là encore, les acteurs les plus importants, capables d'influencer le prix sur les marchés, sont dans une situation très favorable.

L'impact de la libéralisation sur le niveau de prix sera sans doute différent selon le type de consommateurs. En particulier, alors que la différenciation est très difficile sur la fourniture « simple » de courant aux petits consommateurs, les grands consommateurs industriels demandent des offres beaucoup plus complexes, souvent pour plusieurs sites de production dans plusieurs pays, et pourront, en outre, mettre plus facilement en concurrence leurs fournisseurs. On va donc vers une séparation entre le marché des grands clients industriels et celui des petits consommateurs, les deux activités divergeant de plus en plus.

Or, le secteur électrique était, avant la libéralisation, un monde marqué par d'importantes subventions croisées entre clients domestiques, professionnels et gros industriels, avec des clefs de répartition différentes entre les pays. Certains très gros consommateurs bénéficiaient de tarifs avantageux, souvent

pour des raisons historiques. Le mouvement de libéralisation devrait avoir pour conséquence l'élimination de ces subventions croisées et une meilleure prise en compte des spécificités de la consommation de chacun : profil de consommation, élasticité aux prix ou capacité de s'« effacer » en période de pointe.

S'il faut donc s'attendre à des difficultés pour évaluer l'impact de la libéralisation sur la facture du ou des consommateur(s), il n'en est pas moins évident que, au vu des risques et des dysfonctionnements évoqués ci-dessus, des mesures doivent être prises

Comment faire exister la concurrence ?

Sur le plan de la gestion du réseau, une large place a été laissée aux autorités nationales pour définir les règles de fonctionnement. Cette décision est conforme au principe de subsidiarité, mais on peut douter de sa pertinence économique et technique. Si l'ETSO, l'association des gestionnaires de réseau européens, essaie peu à peu de coordonner les actions de ses membres, cela se fait lentement, et il s'agit plutôt de compromis qui ne traitent pas toujours correctement la globalité du problème.

En particulier, des investissements concertés seraient nécessaires pour optimiser les interconnexions et aller vers la construction d'un réseau trans-européen efficace et cohérent. La construction du marché intérieur de l'électricité rendra, en outre, nécessaire une harmonisation des modes de tarification.

Néanmoins, il est probable que seule une politique ambitieuse d'investissement, afin de renforcer les réseaux trans-européens d'énergie, sera une condition suffisante pour résorber durablement les écarts de prix entre les différents pays de l'Europe continentale. Afin d'éviter l'apparition de comportements de collusion et en attendant que

le système des bourses de l'électricité améliore ses modes de fonctionnement, le niveau de concentration déjà préoccupant impose sans doute un contrôle étroit sur d'éventuelles nouvelles fusions, même si l'essentiel du processus est de toutes façons achevé. Une réflexion sur les contreparties imposées aux opérateurs en cas de nouvelles fusions doit être menée. Si les désinvestissements « verticaux », séparant auto-ritairement production et commercialisation nous semblent contraire à la logique industrielle du secteur, la cession d'actifs « horizontaux » (y compris la cession de centrales virtuelles) semble un moyen adéquat de compenser les effets négatifs de certaines fusions-acquisitions.

Mettre en place un monitoring efficace des investissements

La perspective « à capacités données » que nous avons adoptée ci-dessus mérite enfin, dans une vision de plus long terme, d'être complétée par une perspective plus « dynamique », en intégrant les mécanismes d'investissements dans de nouveaux moyens de production.

En effet, les défauts identifiés dans les règles de fonctionnement mises en places jusqu'ici risquent, en outre, d'empêcher la constitution de signaux

fiables pour les investissements.

Les seuls signaux de prix disponibles sont ceux des bourses de l'électricité qui s'établissent

sur des marchés encore peu matures. On peut douter qu'un signal aussi parcellaire donne les bonnes incitations pour prévoir des moyens de production. Il est vrai que l'Europe continentale - à l'exception de l'Espagne - a hérité d'un parc électrique sur-capacitaire. Il n'est pas très étonnant qu'un monopole public ait tendance à surinvestir - les contraintes de rendement sont plus faibles que pour une entreprise privée, et l'impact d'une sous-production qui augmente, à terme, les risques de coupure de courant est

On va vers une séparation entre le marché des grands clients industriels et celui des petits consommateurs, les deux activités divergeant de plus en plus

très important pour les décideurs politiques. A l'inverse, une entreprise privée ayant un pouvoir

de marché important risque de sous-investir afin de susciter une augmentation des prix. Or, à un horizon de dix ans, l'investissement dans de nouveaux moyens de production sera nécessaire du fait de la croissance de la consommation électrique en Europe continentale (12 GW de capacité de production supplémentaire) et du démantèlement de centrales anciennes (estimé à 8 GW de capacité en moins par an). Même si ces échéances dépassent le cadre de notre étude, elles incitent à être particulièrement attentif à l'égard de toute tendance au sous-investissement. Notons, au passage, que les programmes favorisant les énergies renouvelables ne suffiront pas à assurer cet investissement. On peut donc légitimement se demander si la modération actuelle des prix n'est pas conjoncturelle, ou si elle traduit une sorte de « peur du gendarme anti-trust », alors que les concentrations d'entreprises dans le secteur sont encore nombreuses.

Dans un secteur où les investissements sont lourds et demandent de la visibilité, cette pression à la baisse de capacité ne risque-t-elle pas de conduire les acteurs à un sous-investissement préjudiciable à la sécurité d'approvisionnement ? Pour contrecarrer ces risques, les Etats peuvent intervenir en anticipant les besoins et en subventionnant la construction de nouveaux moyens, via un mécanisme d'appel d'offres. Cela leur permet de ne pas prendre trop de risques en se reposant uniquement sur

La libéralisation devrait avoir pour conséquence l'élimination des subventions croisées et une meilleure prise en compte des spécificités de la consommation de chacun

la bonne volonté des électriciens. Aussi la France a-t-elle mis en place une politique pluriannuelle des investissements, qui sera financée par une taxe.

Si de telles mesures viennent corriger les difficultés de coordinations entre producteurs, elles posent en revanche la question de la coordination entre Etats de la zone considérée. En effet, les investissements en moyens de production supplémentaires profitent à l'ensemble d'une zone suffisamment interconnectée. Or un Etat ne souhaitera peut-être pas financer la sous-capacité de ses voisins. De plus, la multiplication de tels instruments risque d'augmenter les distorsions du marché de l'électricité. Alors qu'il est sans doute possible de mettre en place des mécanismes plus sophistiqués qui impliquent une intervention moins appuyée des pouvoirs publics. Mais, dans un cadre réglementaire qui a du mal à se construire, ce genre de « béquilles » est peut-être nécessaire.

De la monarchie absolue au monde des « grands féodaux » de l'électricité ?

Récapitulons :

- le secteur de l'électricité en Europe continentale est dominé par quelques « géants de l'électricité » ;
- cette structure de marché, largement héritée de l'histoire, n'est sans doute pas amenée à changer dans les années à venir, pour des raisons à la fois politiques, techniques et économiques ;

- la conséquence, c'est que, faute d'avoir su mettre en place des règles et des structures plus saines, les Etats sont amenés à arbitrer entre concurrence et sécurité et à maintenir une influence sans doute incompatible avec la volonté de libéralisation.

La priorité est donc sans doute d'améliorer le « *market design* », tandis qu'à moyen et long terme, il sera nécessaire de mettre en place une véritable politique de suivi des investissements, assez ambitieuse sur le plan des réseaux de transport et plus modeste sur le plan des capacités de production. Cette politique est en effet un complément nécessaire à la création d'un véritable marché de l'électricité.

En tout état de cause, il faut garder présent à l'esprit l'idée qu'une part importante du secteur conservera un statut de monopole naturel, et qu'une surveillance étroite des pouvoirs publics à l'égard des mécanismes de marché restera nécessaire. Pour le consommateur français, l'approfondissement de la libéralisation devrait donc substituer à la monarchie (presque) absolue d'une régie d'Etat le monde des « grands féodaux de l'électricité ».

Faudrait-il conclure que l'on fait ici « beaucoup de bruit pour rien » ? Sans doute pas. Les baisses de capacité, si elles doivent être surveillées, correspondent aussi à une gestion plus efficace des parcs de production. D'autre part, le développement des réseaux de transport de l'électricité et du gaz permettra aux acteurs d'exploiter des opportunités d'échanges avantageux à travers l'Europe continentale, et améliorera la sécurité d'approvisionnement. Qu'il nous soit permis de conclure sur cette note optimiste, en soulignant que l'objectif, pour être plus réaliste, n'en est donc pas moins ambitieux et souhaitable. ●