

Vers un marché intérieur européen de l'électricité

Faire jouer la concurrence à l'échelle européenne, en échappant à l'étroitesse de marchés nationaux dominés par un opérateur historique, dépend de la possibilité de faire transiter physiquement l'électricité de n'importe quel producteur vers n'importe quel consommateur, dans des conditions de sûreté, de qualité et de coût satisfaisantes. Ceci implique de procéder aux ajustements nécessaires du maillage des réseaux, de renforcer les interconnexions et d'homogénéiser les normes les régissant.

par Jean Syrota
Président de la Commission de Régulation de l'Électricité (CRE)

La mise en œuvre de la directive européenne 96/92/CE dans les Etats membres (voir le tableau ci-contre) n'a pas supprimé tous les obstacles à l'instauration d'un marché unique de l'électricité (1). L'adoption consensuelle d'un même principe de tarification de l'usage des réseaux, dite « timbre-poste » (2), indépendante de la distance séparant les producteurs des consommateurs, est un élément essen-

tiel à la création d'un cadre concurrentiel dans la mesure où il favorise le décloisonnement des marchés nationaux d'électricité. Mais des zones d'ombre subsistent, liées aux spécificités nationales, comme le montant trop élevé de certains droits d'usage nationaux, la capacité limitée de certains réseaux conduisant à des refus d'accès ou encore la faiblesse de certaines interconnexions entre pays.

La constitution d'un réseau adapté aux transits transfrontaliers est une condition préalable de l'émergence d'un marché unique de l'électricité. Un réseau étendu permet, en outre, à toute installation de production qui y est connectée de prendre la relève de n'importe quelle autre installation connectée défaillante. Au plan européen, un tel réseau permet donc de réelles économies sur les capacités de secours qui sont globalement nécessaires, induisant un ralentissement dans la construction de nouveaux moyens de production et une baisse des coûts de l'électricité.

Veiller au développement européen du réseau n'autorise cependant pas les autorités de régulation de s'affranchir du principe intangible d'adéquation

d'une offre globale désormais internationale à une demande globale de plus en plus sensible aux avantages attendus du renforcement de la concurrence.

Du secours mutuel au commerce bilatéral

Depuis les années 50, les systèmes électriques européens ont été conçus comme des systèmes autonomes. Les connexions internationales n'ont, au départ, nullement été prévues pour favoriser les flux commerciaux ; elles devaient répondre aux besoins de secours mutuel entre les producteurs historiques (verticalement intégrés dans de nombreux pays) en cas d'incident survenant sur des installations de production ou de transport, et accessoirement pour procéder à des échanges entre différentes périodes horaires ou saisonnières. Des mécanismes de coopération, de coordination ainsi que des règles de sécurité ont ainsi été éla-

(1) Voir Les réformes de l'industrie électrique en Europe (sous la direction de Jean-Michel Glachant), Editions du Commissariat Général du Plan, juin 2000 (128 p.)

(2) A l'exception de l'Allemagne.

Transposition de la directive dans les Etats membres

	Part légale d'ouverture du marché	Concurrence dans la production		Séparation de l'activité de transport	ATR	
		Autorisation pour les éligibles	Appel d'offre pour le marché captif	Juridique (a)	Acheteur unique pour le marché captif	Accès réglementé pour les éligibles
Portugal	30%	Autorisation	Appel d'offre en cas d'insuffisance	Gestion (b)	Accès réglementé	
France				Juridique		
Grèce				Juridique : la + grande partie		
Irlande				Juridique	Acheteur unique pour le marché captif	Accès réglementé pour les éligibles
Autriche		32%			Gestion	Accès réglementé
Pays-Bas	33%			Propriété (c)		
Italie	35%			Juridique		
Belgique	40%	Autorisation		Propriété		
Luxembourg	40%			Propriété		
Espagne	54%			Irlande du Nord	Propriété	Accès négocié
Danemark	90%			Propriété		
Finlande	100%			Gestion/juridique		
Royaume-Uni						
Suède						
Allemagne						

(a) Juridique : filialisation de l'activité de transport

(b) Gestion : indépendance de gestion du GRT au sein de l'opérateur intégré

(c) Propriété : activité de transport exercée par une société n'ayant aucun lien capitalistique avec les fournisseurs ou les producteurs

Source CRE - mai 2001

borés entre une vingtaine de pays au sein de l'Union pour la coordination de la production d'électricité (UCPTE), créée en 1951 puis transformée le 1er juillet 1999 en Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE). Les relations entre certains Etats connectés via des liaisons électriques à courant continu (Royaume-Uni, pays nordiques) ont été réglées par des accords particuliers.

Lors d'une phase intermédiaire, les monopoles nationaux ont développé des échanges commerciaux sur une base bilatérale, sans ressentir la nécessité d'une organisation globale de marché. De nouvelles interconnexions, obéissant à des logiques économiques nationales, ont alors été proposées aux pouvoirs politiques, avec des succès inégaux et aléatoires.

L'existence conjointe de ces interconnexions et de règles de sécurité communes ont longtemps garanti une circulation à peu près fluide de l'électricité sur la « plaque continentale » (Benelux, Allemagne, Suisse, Autriche, France). Il n'en est pas de même entre cette plaque continentale et les « péninsules électriques » (péninsule Ibérique, Italie, Grande-Bretagne, Scandinavie) ainsi que l'Est de l'Europe du fait de liaisons archaïques et de faible capacité.

Les capacités de transit existent donc déjà entre Etats membres de l'Union européenne mais les échanges commerciaux internationaux, qui n'impliquaient jusque-là qu'un petit nombre d'acteurs (monopoles nationaux s'échangeant entre eux des quantités importantes d'électricité que chaque entreprise commercialisait dans sa zone exclusive de desserte) se sont progressivement complexifiés avec l'introduction de la concurrence.

Pour gérer les besoins liés à des aléas climatiques ou techniques (forte puissance pendant de courtes durées), les décisions d'investissements et le calcul des coûts d'approvisionnement n'obéissent pas du tout aux critères qui président, en régime permanent, à une gestion commerciale optimale des réseaux. Ne serait-ce que pour cette seule raison, les principes d'allocations des capacités d'interconnexions aux frontières ne sont pas adaptés au

contexte de mise en concurrence des producteurs nationaux.

Concilier concurrence et sécurité

Comment les mécanismes concurrentiels initiés par l'application de la directive 96/92/CE vont-ils faire émerger des mécanismes non discriminatoires d'allocation, jugés à l'aulne de la neutralité des gestionnaires de réseaux à l'égard de tous leurs clients, sachant que les règles opérationnelles devront traiter un plus grand nombre de transactions, portant sur des quantités individuelles moindres, échangées entre un plus grand nombre d'acteurs de marché ?

Le volume de capacités physiques de transit n'étant pas susceptible d'évoluer favorablement et de façon substantielle à court terme, il convenait de s'attacher à réviser les modes traditionnels d'échanges instaurés sous l'égide des grands monopoles, avec la double exigence de faciliter les transactions internationales, sans réduire le niveau de sécurité actuellement atteint dans l'exploitation des réseaux. Aucun gestionnaire de réseau ne peut faire évoluer de façon unilatérale les règles et pratiques actuelles sans contrevenir aux enjeux des engagements communautaires. Ce constat a conduit à la création, le 1er juillet 1999, de l'association des gestionnaires de réseaux de transport européens, ETSO (3), se voulant une force de propositions sur les modalités économiques et juridiques dont pourraient convenir ses membres pour favoriser les transits internationaux. La création d'une telle instance de discussion entre professionnels constitue incontestablement un progrès, mais elle est loin d'être suffisante, notamment parce que les évolutions nécessaires ne peuvent pas toutes aboutir sur une base consensuelle.

D'où l'importance des recommandations que les autorités de régulation installées dans la plupart des Etats membres en application de la directive 96/92/CE donneront individuellement aux gestionnaires de réseaux qu'elles régulent. La définition de conditions harmonisées d'accès au réseau et de

règlement des congestions, dont l'élaboration pourrait éventuellement être coordonnée par l'Union européenne, compte parmi leurs priorités actuelles. La pluralité des gestionnaires de réseaux dans un même pays reste cependant une source d'opacité, dans la mesure où les acteurs doivent faire face à une multiplicité d'intermédiaires à rémunérer et autant de façons de procéder.

Parmi les questions en cours de discussion, on peut citer :

- un principe de compensation financière entre gestionnaires de réseaux destiné à couvrir les dépenses occasionnées par les transits d'énergie qui, traversant leur réseau sans y avoir leur point d'origine ou de destination, n'occasionnent de ce fait aucune recette tarifaire compensatrice ;
- l'analyse et la mise en œuvre de différents mécanismes d'attribution des capacités de transit aux frontières.

La suppression des goulots d'étranglement

Un mouvement se dessine déjà entre les différents acteurs afin de faire progresser la fluidité des marchés européens en développant des solutions opérationnelles de règlement des congestions.

Une interconnexion est considérée comme congestionnée lorsque sa capacité est insuffisante à accueillir toutes les transactions résultant des échanges internationaux souhaités par les opérateurs du marché. Dans une telle situation, il est important que la capacité disponible limitée soit attribuée selon des modalités compatibles avec les conditions de concurrence voulues, sans mettre en péril la sûreté du réseau ni le rôle traditionnel de secours mutuel entre gestionnaires de réseaux. Depuis sa création, la CRE participe activement aux négociations en cours sur ces sujets au sein du Conseil des régulateurs européens d'électricité (CEER).

Il n'existe pas de congestion aux frontières de l'étranger en direction de la France : théoriquement, l'ensemble des

(3) ETSO : European Transmission System Operators.

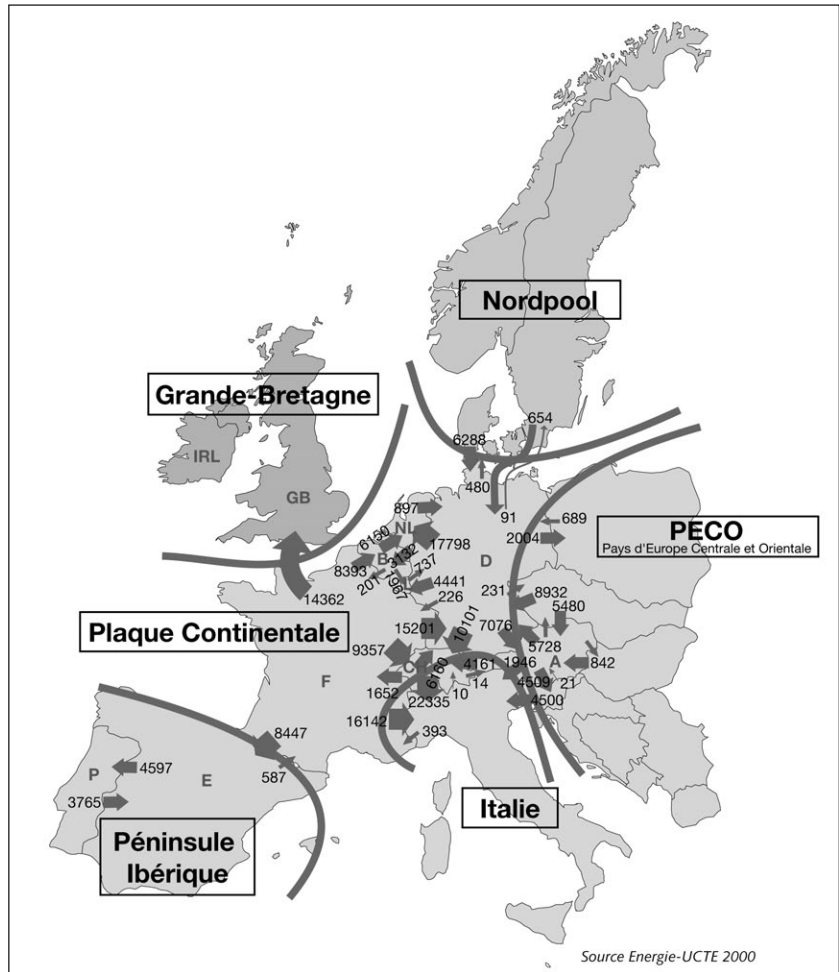
clients éligibles français peuvent acheter leur électricité à l'étranger s'ils y trouvent intérêt. Des contraintes de capacités existent, en revanche, de la France vers l'étranger, particulièrement fortes vers l'Espagne et l'Italie (voir la carte ci-contre).

A la frontière franco-espagnole, un ensemble de mesures coordonnées visant à optimiser les liaisons existantes devrait d'ores et déjà augmenter la capacité d'échange garanti de la France vers l'Espagne de plus de 25 % d'ici la fin 2002. Afin de gérer les congestions qui subsisteront cependant, et en l'absence de construction de nouveaux ouvrages, un système de mise aux enchères des capacités d'interconnexion devrait être mis en place également d'ici la fin de l'année, de manière concertée entre gestionnaires de réseaux et sous réserve de l'approbation des autorités de régulation et de modifications réglementaires du côté espagnol.

Sur l'interconnexion franco-italienne, les actions unilatérales de la partie italienne n'ont pas permis des progrès de même nature. La CRE, qui estime que les capacités de transport réellement disponibles de la France vers l'Italie sont très supérieures aux 2 100 MW attribuées par les Italiens, a demandé à RTE de mettre en place un mécanisme provisoire d'allocation forfaitaire d'un volume, actuellement et comme première étape, fixé à 2 400 MW. RTE a proposé aux opérateurs intéressés une capacité de transit garantie sur l'interconnexion France - Italie selon une procédure de répartition au pro-rata (le volume total des demandes étant largement excédentaire par rapport à la capacité disponible), et complétée depuis le 23 avril 2001 d'une enchère journalière de capacités restituées.

L'attribution des capacités de l'interconnexion France - Angleterre a été réglée par la mise en place d'un mécanisme triphasé ouvert à tous les opérateurs intéressés, composé :

- d'un appel d'offres pour une durée de trois ans dans le sens France - Angleterre ;
- de deux enchères annuelles (sens France - Angleterre, et sens Angleterre - France) ;



Echanges physiques 2000 (flux d'énergie en GWh).

- d'enchères journalières dans les deux sens depuis le 1er avril 2001.

Dans ces trois cas, l'objectif d'optimisation de l'exploitation du réseau par la levée des principaux obstacles techniques et comportementaux a guidé les décisions de la CRE.

La tarification des transits transfrontaliers

La fluidité des transactions entre un fournisseur dans un pays et un consommateur final dans un autre pays non limitrophe repose également sur la rémunération et la juste répartition des coûts d'usage des réseaux des pays tiers traversés pour satisfaire ces échanges. Actuellement, l'accès aux différents réseaux nationaux s'effectue par le paiement d'un droit à chaque passage de frontière, principe qui conduit à l'addition des timbres-poste nationaux

(pancaking), pénalisant les transactions sur longue distance. Par ailleurs, ce mode de rémunération ne tient pas compte des « transits purs », flux qui, traversant un réseau sans y être injectés ou soutirés, engendrent des coûts (associés aux pertes, congestions et diverses perturbations) que les GRT ne peuvent recouvrer.

Les gestionnaires de réseaux réunis au sein d'ETSO ont calculé le montant global de ces coûts sur une année (4) et proposé au CEER un mécanisme de compensations financières à s'échanger entre eux. Bien que plusieurs autorités de régulation aient manifesté leur désaccord, dont la CRE qui a notamment contesté la méthode de calcul utilisée et la décision de ne faire payer

(4) ETSO a procédé à une évaluation financière de la part du réseau européen affecté par ces transits purs qui, rapportée aux volumes ayant transités, a fourni le montant d'un timbre unique applicable à l'ensemble des réseaux.

que les exportateurs (5), un compromis, négocié entre ETSO, le CEER et la Commission européenne, a été trouvé autour du paiement du transit à hauteur de 2 Euros / MWh qui doit être transitoirement mis en œuvre pour une période d'un an. Ce délai pourrait être mis à profit pour la définition d'un mécanisme pérenne et économiquement plus pertinent.

Une difficulté persiste : les modalités de recouvrement par chaque GRT. En application du principe de subsidiarité, chaque pays est libre d'instaurer les modalités de recouvrement de son choix. Pour la France, l'ensemble des exportateurs français devaient être sollicités au prorata de l'énergie qu'ils exportent sur la période considérée (en principe, l'année 2001). Compte tenu de la balance largement excédentaire du système français, la contribution qu'auraient dû supporter cette année les exportateurs français s'élève à 537 MF (soit 82 millions d'Euros), qu'il leur revenait de répartir sur l'ensemble de leurs clients. Ce mécanisme de mutualisation aurait limité, lors de cette période transitoire, la hausse moyenne des tarifs à moins de 0,34 %.

Toutefois, la Commission européenne, constatant que deux Etats membres, la Belgique et l'Allemagne, s'apprêtaient à instaurer ce qu'elle a estimé être une taxe à l'exportation sur chaque transaction et jugé incompatible avec les règles du droit de la concurrence, a bloqué le processus. Elle a, par la suite, échoué à convaincre ces pays de modi-

fier leur position, sans avoir tenté d'utiliser les instruments contraignants de l'arsenal juridique à sa disposition. Elle a ensuite proposé de traiter cette question par la voie d'un règlement européen. Le Forum de Florence, les 7 et 8 mai 2001, a confirmé l'intérêt du système transitoire, compte tenu des progrès considérables qu'il comporte par rapport au système actuel. Seule, l'Allemagne maintient sa position. La mise en place de ce système pourrait maintenant intervenir au 1^{er} septembre 2001.

L'évolution du cadre communautaire

Actuellement, l'intervention de l'Union européenne constitue une bonne illustration du principe de subsidiarité : elle est limitée à l'adoption de directives définissant un cadre d'action, que chaque Etat a adapté à ses spécificités, et renvoie la conduite de l'action à des régulateurs nationaux invités à coordonner leurs politiques sur les sujets transnationaux (transits, interconnexions).

Une harmonisation accrue du rôle des instances de régulation, dont les pouvoirs sont très inégaux selon les pays, voire leur existence même, ainsi qu'une institutionnalisation peu contraignante au niveau communautaire de leur rôle (suggérée par le Livre Vert sur le modèle des régulateurs des Télécoms), seraient de nature à accélérer

significativement la construction d'un marché unique. Une telle harmonisation pourrait également être recherchée pour la définition des « missions d'intérêt général » (en France, « de service public ») et leur financement : l'inégalité des périmètres couverts par de telles missions, selon les pays et l'hétérogénéité de leur financement (par le budget de l'Etat ou par les consommateurs de l'énergie) sont sources de distorsions de concurrence.

A cet égard, les dispositions prises pour développer le service public, favoriser les énergies nouvelles, les économies d'énergie ou la protection de l'environnement sont tout à fait compatibles avec l'établissement d'un marché unique de l'électricité. Mais si les coûts de ces politiques sont répercutés sur le prix du kWh, il convient qu'ils soient les moins élevés possibles, qu'ils soient harmonisés et qu'ils apparaissent de façon claire dans les factures d'électricité. Le soutien aux énergies renouvelables notamment devrait, en l'attente d'un régime de « certificats verts », reposer de préférence sur des appels d'offre que sur des prix imposés dans le cadre d'obligations d'achat. Le risque inverse serait que l'ouverture des marchés à la concurrence soit considérée comme engendrant soit une augmentation des prix de l'électricité, soit une diminution de la qualité. ●

(5) La CRE considère en effet qu'exportateurs et importateurs sont concurrentement à l'origine des flux internationaux, et donc des transits purs