

L'accélération de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz en France et en Europe

L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz fait régulièrement l'objet d'articles de presse opposant les « modernes » tenants de la libéralisation et de la baisse des prix, aux « anciens » attachés au service public et plus particulièrement au service public à la française. Cet article essaye de dresser un constat aussi précis que possible de la situation réelle de cette ouverture tant en France qu'en Europe et met en garde contre tout manichéisme.

**par Michèle Rousseau
Directrice de la demande
et des marchés énergétiques
à la Direction générale de l'énergie
et des matières premières**

L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz est souvent à l'honneur dans les médias à l'occasion, soit de crises énergétiques (pénurie d'électricité en Californie, faillite d'Enron), soit de sommets euro-

péens où la France apparaît le plus souvent isolée lorsqu'elle affirme que le service public est important et que l'ouverture à la concurrence n'est pas un remède miracle. Au-delà des polémiques, il s'agit de dresser un état précis de l'accélération de l'ouverture des marchés en France et en Europe, en traitant séparément l'électricité et le gaz dont les problématiques sont en fait différentes.

L'électricité : ouverture juridique et ouverture réelle

L'accélération de l'ouverture des marchés en France et en Europe progresse dans tous les pays mais de façon hétérogène. Suivant les critères retenus pour juger de la qualité de cette ouverture, ce ne sont pas les mêmes pays qui font la course en tête. Au-delà de l'ouverture juridique qui peut rester en grande partie théorique, l'ouverture peut être appréciée au travers :

- du nombre de consommateurs ayant changé de fournisseur (en précisant éventuellement la part conquise par les nouveaux entrants) ;
- des modalités d'accès au réseau de transport (autonomie du transporteur par rapport aux opérateurs historiques, tarifs, poids du régulateur) ;
- de l'importance des interconnexions qui constituent des limites physiques aux mouvements d'import / export ;
- de la concurrence entre producteurs au sein des pays ;
- de la variété des modalités d'achat possibles pour le courant ;
- de l'évolution des prix en valeur relative ou en niveau.

Enfin, elle s'est parfois accompagnée de garanties en termes de service public ou de programmation des investissements afin d'éviter toute situation de pénurie.

La directive européenne du 19 décembre 1996 relative au marché intérieur de l'électricité a été transposée par tous les pays. Elle prévoyait un taux d'ouverture minimal de 30 % dès 2000, mais beaucoup de pays ont décidé de fixer d'emblée un taux d'ouverture de leur marché nettement supérieur aux exigences de la directive (voir le tableau I ci-après), les degrés théoriques d'ouverture allant de 30 % à 100 %. La France s'est alors retrouvée en queue de peloton avec l'Irlande, le Portugal, la Grèce et les Pays-Bas.

En Effet, la France a, par un décret du 29 mai 2000, fixé le seuil d'éligibilité à une consommation annuelle de 16 GWh, soit un taux d'ouverture juridique du marché de 30 % ou encore 1500 sites de consommation éligibles représentant une demande annuelle d'environ 130 TWh. Tous les concurrents potentiels d'EDF connaissent la liste des clients qui se sont déclarés éligibles auprès du ministre (liste disponible sur le site Internet de la DGEMP : www.industrie.gouv.fr/energie).

Toutefois, l'ouverture réelle des marchés peut différer sensiblement de son ouverture juridique comme l'atteste le tableau I où l'on voit que la France est en fait dans une bonne moyenne européenne, au même niveau par exemple que l'Allemagne dont l'ouverture théorique est de 100 %, mais l'ouverture réelle de 2 à 4 %. En effet, beaucoup de facteurs entrent en jeu comme nous le verrons par la suite. Un groupe de pays (Royaume-Uni, pays scandinaves) se

TABLEAU I

	Part de l'ensemble des clients ayant quitté le fournisseur théorique	Degré théorique d'ouverture
Royaume-Uni	>30 %	100,0
Suède	>30 %	100,0
Finlande	> 20 %	100,0
Danemark	> 20 %	90,0
Allemagne	2-4 %	100,0
Belgique	2-4 %	35,0
France	2-4 %	30,0
Espagne	< 2 %	54,0
Luxembourg	< 2 %	40,0
Grèce	< 2 %	30,0
Irlande	< 2 %	30,0
Portugal	< 2 %	30,0
Italie	n.d.	45,0
Pays-Bas	n.d.	33,0
Autriche	n.d.	100,0

D'après la Commission européenne (janvier 2002).

détache nettement avec une ouverture réelle de 20 % à 30 % : ce sont ceux où l'ouverture est la plus ancienne et il est à cet égard intéressant de constater qu'en France la progression de l'ouverture effective a été rapide depuis la publication du décret fixant à 16 GWh le seuil d'éligibilité. La part de marché ouverte à la concurrence perdue par les opérateurs historiques est en effet passée, en 1 an et demi, de 1 % à 13 % (voir la figure 1 ci-dessous), soit 3,9 % du marché total.

Les modalités d'accès aux réseaux de transport

Les modalités d'accès aux réseaux de transport sont cruciales pour que l'ouverture des marchés puisse passer de la théorie à la pratique.

Il faut s'assurer, d'abord, de l'indépendance de fait du gestionnaire du réseau de transport (GRT). C'est le cas en France où le RTE bénéficie d'une autonomie importante au sein d'EDF. Ainsi, le directeur du RTE est nommé par le

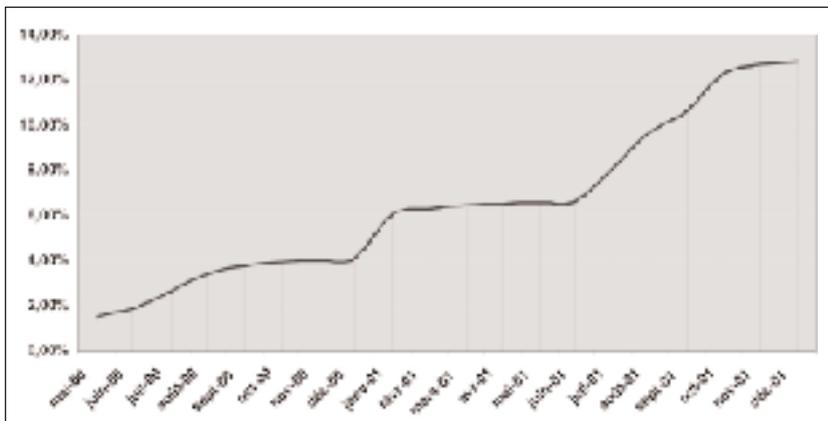


Fig. 1. - Evolution de la part du marché ouvert à la concurrence perdue par les opérateurs historiques en France.

ministre chargé de l'énergie ; ses agents sont placés sous sa seule autorité, son budget lui est propre, ses comptes sont dissociés de ceux d'EDF et il rend compte de ses activités devant un régulateur indépendant (CRE). Une des preuves de l'autonomie du RTE réside dans les trois consultations européennes qui ont été lancées pour l'achat de plus de 11 TWh d'électricité, destinées à compenser les pertes annuelles par effet joule sur le réseau public de transport : outre les trois principaux producteurs établis en France (CNR, EDF, SNET), 22 autres fournisseurs européens différents ont été retenus tels que E.ON Trading (Allemagne), RWE Trading (Allemagne), Verbund (Autriche), Iberdrola (Espagne), Norsk Hydro (Norvège), Dynegy (Grande Bretagne)...

Ailleurs en Europe, comme l'illustre le tableau II ci-après, l'indépendance des GRT est considérée comme assurée par le biais d'une filialisation juridique dans au moins 9 pays européens sur 15. L'autonomie n'est peut-être pas plus efficace mais l'affichage est certainement meilleur. A signaler la situation particulière de l'Allemagne où plusieurs GRT intégrés aux opérateurs nationaux cohabitent.

Il faut s'assurer, d'autre part, de l'existence d'un régulateur indépendant spécialisé. De tels régulateurs existent (voir le tableau II) dans tous les pays européens, sauf en Allemagne où les tâches correspondantes sont assurées par un Office des contrôles qui ne dispose que de compétences partielles en la matière. Ceci étant, les tâches des régulateurs diffèrent d'un pays à l'autre et leur puissance également ; le régulateur espagnol semble ainsi cantonné dans un rôle essentiellement consultatif.

Il faut, enfin, s'assurer d'un accès au réseau ouvert à tous et aisé, ce qui passe notamment par des tarifs connus et publics : 13 Etats sur 15, dont la France, ont choisi un accès réglementé au réseau avec une tarification « timbre-poste » c'est-à-dire indépendante de la distance, ce qui facilite les échanges. Seul un pays, l'Allemagne, pratique un accès négocié qui ne garantit pas une égalité de traitement. Mais, le tarif n'est que l'un des éléments de l'accès au réseau. Comptent

TABLEAU II
L'accès aux réseaux de transport

	Gestionnaire(s) du réseau	Régulateur	Accès au réseau
Royaume-Uni	Un GRT coté en bourse	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé Tarification timbre-poste par zone
Suède	Un GRT pouvant imposer l'arrêt des exportations, l'arrêt ou le démarrage des sites de production	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé Tarification timbre-poste
Finlande	Un GRT juridiquement indépendant	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé Tarification timbre-poste
Danemark	Deux GRT dont l'un est juridiquement indépendant	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé sauf pour le transit Tarification timbre-poste
Allemagne	Plusieurs GRT intégrés aux opérateurs nationaux	Pas de régulateur spécialisé	Accès négocié Deux zones de tarification timbre-poste
Belgique	Un GRT juridiquement indépendant depuis juillet 2001	Deux régulateurs : un (CREG) pour la partie libéralisée du marché, l'autre (CCEG) pour la partie captive	Accès réglementé sauf pour le transit et les gros volumes où il est négocié
France	Un GRT autonome à l'intérieur d'EDF	Un régulateur spécialisé (CRE)	Accès réglementé Tarification timbre-poste
Espagne	Un GRT juridiquement indépendant	Un régulateur consultatif, la régulation restant de la responsabilité de l'Etat	Accès réglementé Tarification timbre-poste
Luxembourg	Un GRT	Un régulateur commun avec les télécommunications	Accès réglementé Tarification timbre-poste
Grèce	Un GRT juridiquement indépendant	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé
Irlande	Un GRT juridiquement indépendant (en cours)	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé
Portugal	Un GRT contrôlé par l'Etat	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé
Italie	Un GRT juridiquement indépendant	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé
Pays-Bas	Un GRT à nationaliser	Un régulateur spécialisé	Accès réglementé Tarification intermédiaire entre « timbre-poste » et « modal »
Autriche	Un GRT séparé juridiquement	Un régulateur spécialisé depuis le 1 ^{er} mars 2001	Proche d'un accès réglementé Tarification timbre-poste

aussi la durée des contrats, les possibilités de variation dans les quantités de courant acheminé, les caractéristiques demandées en fréquence et tension, les dispositifs de protection nécessaires au raccordement d'une installation pour préserver tant les autres clients du réseau que les personnels amenés à intervenir en cas d'incident. Du détail de ces clauses, moins voyantes que les tarifs, dépend aussi le libre exercice de la concurrence. Il n'existe pas à notre connaissance de synthèse comparative d'ensemble.

Les interconnexions

Du nombre des interconnexions et de leur mode de gestion en cas de congestion dépendent les possibilités d'import / export qui permettent de ne pas limiter la concurrence aux seuls producteurs nationaux.

Le tableau III montre que le taux d'interconnexion entre un pays européen et ses voisins varie de 5,8 % pour le Royaume-Uni à 100 % pour le Danemark. L'Espagne a fait du renforcement des lignes traversant les

Pyréénées un objectif politique majeur n'hésitant pas à « prendre en otage » d'autres dossiers franco-espagnols (telle que l'entrée d'EDF, via EnBW, au capital d'Hydrocantabrico) pour pousser le Gouvernement français à relancer la construction d'une nouvelle ligne après l'abandon en 1997 de la liaison Cazaril-Aragon. L'objectif affiché de l'Espagne est d'atteindre un taux d'interconnexion de 15 % pour faire baisser ses prix de l'électricité.

Il peut néanmoins arriver que les mouvements d'import / export restent très

TABLEAU III
Interconnexions et import/export

(Données 2000)	Taux* d'interconnexion	Exportations**	Importations**	Solde**
Royaume-Uni	5,8 %	0,03 %	4,13 %	-4,10 %
Suède	42,9 %	9,4 %	12,69 %	-3,29 %
Finlande	32,2 %	0,38 %	15,35 %	-14,97 %
Danemark	101,1 %	21,94 %	23,65 %	-1,71 %
Allemagne	16,8 %	8,63 %	8,57 %	+0,06 %
Belgique	36,3 %	8,76 %	13,85 %	-5,09 %
France	15,3 %	16,4 %	0,74 %	+15,56 %
Espagne	9 %	3,77 %	5,95 %	-02,18 %
Luxembourg		10,29 %	94,12 %	-83,83 %
Grèce	13,6 %	3,29 %	3,29 %	0 %
Irlande	11,4 %	0 %	0,01 %	0 %
Portugal	20,7 %	10,58 %	13,09 %	-2,51 %
Italie	15,2 %	0,16 %	14,4 %	-14,24 %
Pays-Bas	39,0 %	4,24 %	24,28 %	-20,04 %
Autriche	45,5 %	25,72 %	23,5 %	+02,22 %

* Défini comme le rapport entre la puissance de transit et la puissance moyenne.
** en % de la consommation moyenne.

en deçà des capacités d'interconnexions comme le montre le cas de la Suède. Enfin, la France reste de très loin le pays le plus exportateur, malgré un taux d'interconnexion dans la moyenne basse de la fourchette.

Pour la gestion des congestions, se développent en ce moment des expériences de mise aux enchères de ces capacités d'interconnexion. C'est le cas de la liaison trans-Manche entre la France et l'Angleterre et c'est ce que la France réclame à l'Espagne.

La concurrence interne

La concurrence passe, certes par de l'import / export traditionnel, mais aussi par le développement de bourses de l'électricité ou par une concurrence entre producteurs au sein d'un même pays.

Une majorité de pays dispose actuellement d'une bourse (voir le tableau IV) ; Powernext a été créée en France en 2001. Toutefois, un pourcentage très élevé des contrats est constitué de contrats bilatéraux, les bourses étant majoritairement utilisées pour des contrats de très courte durée.

Du côté des principaux opérateurs, leur nombre varie suivant les pays de 1 à 7 avec une coexistence de groupes privés (majoritaires) et de groupes publics. Ces derniers sont encore présents au

Royaume-Uni (BNFL), en France (EDF), en Suède (Vattenfall), en Finlande (Fortum), en Irlande, etc.

Il est certain que, dans le contexte actuel de restructuration de ces groupes à l'échelle européenne, le fait qu'EDF, dont le capital est entièrement détenu par l'Etat et n'est donc pas « opérable », puisse se lancer dans une politique volontariste d'achat à l'étranger de participations importantes dans des groupes en voie de privatisation, rencontre de fortes hostilités et contribue à une agressivité à l'égard de la France.

Pourtant :

- le marché français a vu la naissance de deux nouveaux opérateurs en cours d'autonomisation complète avec la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) liée à Electrabel, et la SNET dont 30 % du capital est détenu par l'espagnol Endesa.

- EDF a récemment mis aux enchères 6000 MW.

Malgré ces efforts, on ne peut que constater que le malaise demeure.

Contrepoids à l'ouverture et facture d'électricité

Pour tenir compte du fait que l'électricité n'est pas une marchandise comme une autre - il n'est pas envisageable de

s'en passer - la France a tenu à contrebalancer cette ouverture par des obligations de service public comme la péréquation tarifaire, l'existence de tarifs sociaux, la mise en place d'un fonds de solidarité pour les clients en difficulté, etc. D'autres pays prennent aussi des mesures, mais de façon plus modeste car leur confiance dans le marché est plus grande.

De même, pour éviter que la France vive un jour une situation « à la californienne », l'article 6 de la loi électrique demande la réalisation périodique d'une programmation pluriannuelle des investissements (PPI) afin de s'assurer, tout en respectant nos engagements européens (limitation des rejets de SOx et de NOx des centrales, limitation du CO2, 21 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité à l'horizon 2010), que la production pourra faire face à la demande. Un premier rapport sur la PPI a été adressé au Parlement début 2002 et est consultable sur le site Internet de la DGEMP. Une PPI devra être arrêtée au cours du premier trimestre 2002 par le ministre en charge de l'énergie pour fixer l'état souhaité par technique de production du parc de production à l'horizon 2010. Des moyens pourront ensuite être mis en œuvre (ex. : appels d'offres) pour tenir ces objectifs.

TABLEAU IV - Bourses et principaux opérateurs

	Bourse de l'électricité	Principaux opérateurs électriques
Royaume-Uni	Oui - (Elexon) + Scottish Power	Sept groupes : International Power (anglais), Powergen (racheté par l'allemand E.ON), British Energy, BNFL (anglais) (publique), TXU Europe (USA), Innogy (anglais, en cours de rachat par l'allemand RWE, sous réserve de l'approbation des actionnaires) et Centrica (anglais)
Suède	Oui - (Nord Pool)	Les 3 plus gros sont Vattenfall (100 % Etat), Birka Energie détenu à 50 % par le finlandais Fortum et Sydkraft détenu à 70 % par les allemands E.ON et HEW
Finlande	Oui - ELEX en cours de fusion avec Nord Pool	Deux groupes : Fortum possédé par l'Etat à 70 % et PVO détenu majoritairement par des papetiers
Danemark	Oui - (Bourse de l'électricité nordique Nord Pool)	Deux groupes : Elkraft à l'est et Elsam à l'Ouest
Allemagne	Oui - (Francfort et Leipzig)	Deux groupes purement allemands E.ON et RWE. Un groupe EnBW possédé à 34,5 % par EDF. Un groupe HEW/BEWAG/VEAG possédé à 72 % par le suédois Vattenfall
Belgique	Non	Deux groupes : le premier Electrabel, filiale du français Suez-Lyonnaise des Eaux couvre 90 % du marché. Le 2 ^e SPE est une coopérative détenue à 10 % par EDF
France	Oui - Powernext	Trois groupes : EDF possédé par l'Etat à 100 %, CNR majoritairement publique et commercialement liée au franco-belge Electrabel, SNET possédé à 30 % par l'espagnol Endesa
Espagne	Oui - Pool (obligatoire de facto pour les opérateurs étrangers)	Quatre groupes : Endesa, Iberdrola, Union Fenosa et Hidrocantabrico. Les trois derniers comportent des participations étrangères minoritaires dont celle de EnBW dans Hidrocantabrico
Luxembourg	Non	Deux distributeurs s'approvisionnant à l'étranger
Grèce	Non	Un groupe : DEH entreprise publique transformée en SA début 2001
Irlande	Non	Quatre groupes : ESB (100 % Etat), Vinidian, Bord Gas, Ireland Power Energy
Portugal	Non	Trois groupes : EDP privé à 47,5 % avec participation de l'espagnol Iberdrola, TE possédé à 45 % par International Power (GB) et Turbogaz sous contrôle de Powergen (GB) et de l'allemand RWE
Italie	Oui - (pour 2002)	Trois groupes dont ENEL (privatisé à 34,5 %, ENI (GB) et Edison (dont EDF à 17,5 %)
Pays-Bas	Oui - APX	Les trois principaux sont Una possédé par l'américain Reliant Energie, EZH possédé par l'allemand E.ON et EPON possédé par le franco-belge Electrabel
Autriche	Non	Un groupe VERBUND possédé par l'Etat à 51 % et par le marché à 49 %

L'ouverture des marchés à la concurrence progresse mais où paie-t-on l'électricité le moins cher ? Eh bien, il n'existe aucune corrélation claire entre le degré d'ouverture à la concurrence et le prix de l'électricité. Les prix français sont à un niveau inférieur à celui de la moyenne de nos partenaires européens (voir la figure 2 : prix de l'électricité à usage domestique et à usage industriel). Toutefois, une comparaison précise de l'impact de la concurrence sur les prix nécessiterait de connaître précisément la structure de ces derniers notamment en matière fiscale.

Le gaz : ouverture théorique et ouverture réelle

Comme dans le domaine de l'électricité, il n'existe pas de corrélation simple entre le degré théorique d'ouverture et

l'ouverture réellement observée, le tableau V étant clair à cet égard.

A noter toutefois que :

- l'ouverture du marché en France repose sur un système transitoire « d'accès au réseau », mis en place par les opérateurs gaziers au profit des clients éligibles au titre de la directive 98/30/CE (consommation annuelle de plus de 25 millions de m³). En effet, la directive n'a pas encore fait l'objet d'une transposition formelle par voie législative. L'ensemble de ces clients éligibles représentent 150 sites et 90 TWh ;
- depuis le mois d'août 2000, où ce système transitoire a été mis en place, l'ouverture du marché français des éligibles a crû notablement pour passer de 5 % en juillet 2001 à 25 % en janvier 2002, soit 22,5 TWh (voir la figure 3 ci-après) ;
- les taux d'ouverture réels des marchés peuvent être trompeurs. En effet, dans le cas de l'Espagne, le taux de 7 % observé reflète le fait que 73 % des rétrocessions

de gaz algérien imposées à l'opérateur gazier historique, Enagas, par appel d'offres ont été affectés aux producteurs historiques d'électricité, ce qui ne constitue pas une ouverture à la concurrence entre opérateurs gaziers. Il est donc particulièrement anormal que l'Espagne interdise son marché aux opérateurs français (au nom d'une application erronée du principe de réciprocité en invoquant la non transposition juridique de la directive gaz en France), alors que l'ouverture réelle des marchés n'est guère différente dans les deux pays.

Spécificités du marché du gaz

Contrairement à l'électricité, l'ouverture des marchés dans le domaine gazier ne rend pas automatiquement possible le décloisonnement des marchés et l'apparition d'une concurrence « gaz-gaz ».

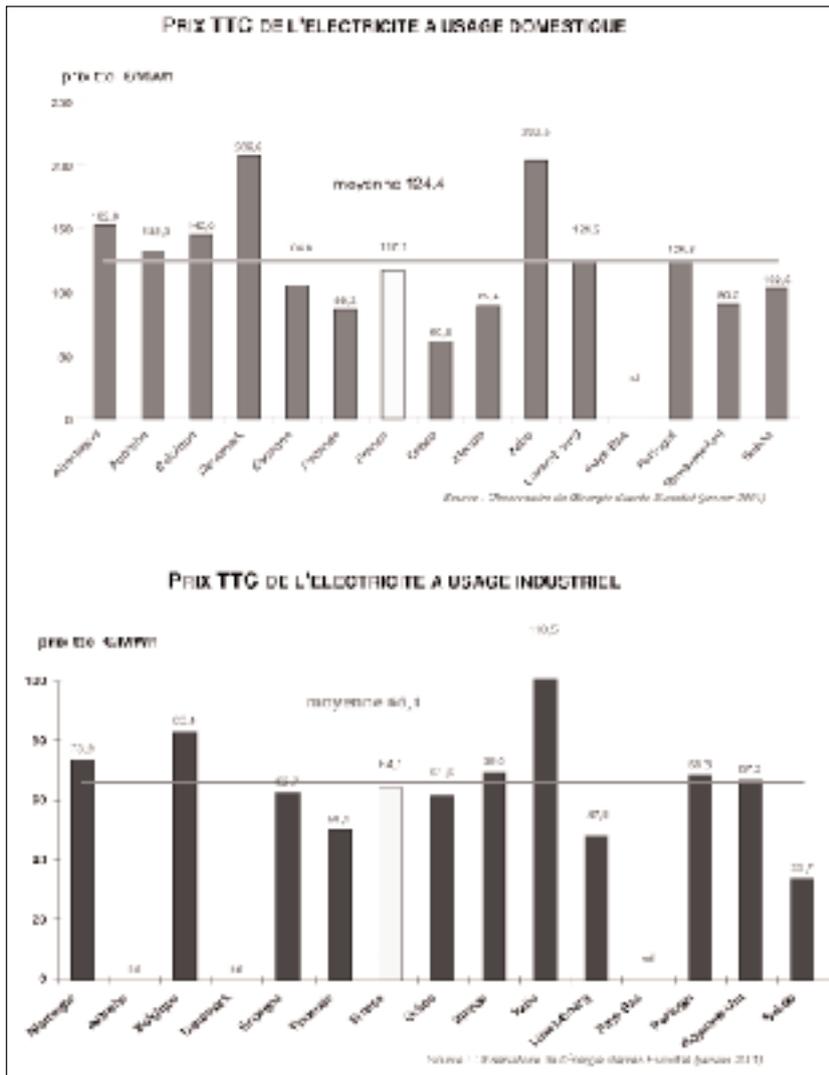


Fig. 2. - Prix de l'électricité à usage domestique et à usage industriel.

En effet :

- l'Union européenne est fortement dépendante de l'offre extérieure (de 45 % aujourd'hui, cette dépendance pourrait atteindre 60 % en 2020) et l'approvisionnement implique le montage de grands projets d'infrastructures (canalisations et chaînes de gaz naturel liquéfié, GNL) dont le financement est adossé à des contrats de vente à long terme auxquels les producteurs étrangers sont très attachés ; il y a donc peu de place pour des fournitures « spot » ; ces contrats à long terme sont « take or pay », c'est-à-dire que l'opérateur paye le gaz, même s'il ne l'enlève pas ;
 - ces producteurs étrangers, pour rendre le gaz compétitif par rapport au pétrole dont le coût de transport est très bas, consentent des prix « net back », départ gisements, différents pour neutraliser les coûts de transport de gaz sur les longues distances. En contrepartie, l'acheteur ne peut pas vendre son gaz le long du trajet tant qu'il n'est pas arrivé dans son pays.
- Par ailleurs, les interconnexions actuelles entre les réseaux sont insuffisamment développées. Compte tenu de ce qui précède on peut penser que la concurrence « gaz-gaz » ne pourra guère s'établir qu'à la marge, à travers deux principaux canaux :
- la mise sur le marché de « liquidités » qui peuvent apparaître si les produc-

TABLEAU V : Taux d'ouverture déclaré et taux d'ouverture réel pour les principaux pays européens en septembre 2001

En %	Taux d'ouverture déclaré	Taux d'ouverture réel	Part des gros consommateurs industriels et centrales électriques ayant changé de fournisseur
Allemagne	100	2	<5
Autriche	49	<5	<5
Belgique	59	<2	<5
Danemark	30	0	0
Espagne	72	7	5-10
France	20	3	10-20
Irlande	75	>50	>50
Italie	96	16	10-20
Luxembourg	51	0	0
Pays-Bas	45	17	>30
Royaume-Uni	100	100*	90
Suède	47	0	<5

D'après la Commission européenne (DGTREN).

* Le Royaume-Uni est le seul pays où le transporteur est totalement séparé patrimoniallement du fournisseur et, dans ces conditions, tout le gaz est transporté sous les conditions de l'ATR.

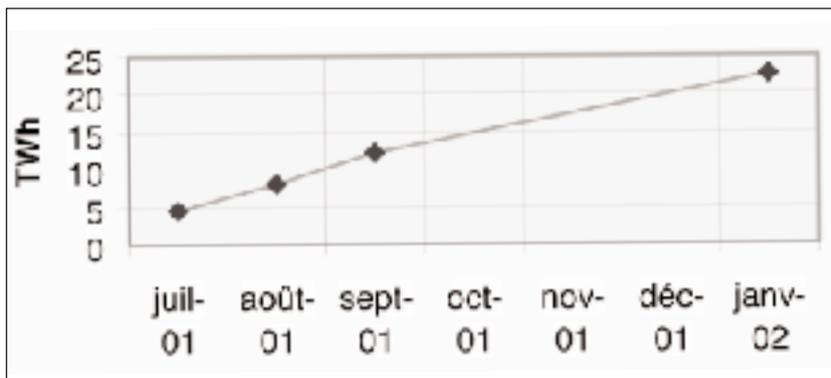


Fig. 3. - Ouverture du marché des éligibles.

TABLEAU VI - Prix de vente du gaz.

Prix TTC en cent/kWh				
	01/12/2001		01/01/2002	
	21400 kWh/an	106 GWh/an	21400 kWh/an	106 GWh/an
Austria	4,5	1,78	4,5	1,65
Belgium	4	1,62	3,83	1,52
Denmark	6,69	1,52	6,48	1,6
Finland	3,79	1,81	3,79	1,73
France	3,93	1,67	3,93	1,53
GB	2,51	1,56	2,62	1,59
Germany	4,61	2,33	4,61	2,35
Italy	5,95	1,99	5,7	1,95
NL	3,93	1,51	4,14	1,36
Spain	4,43	1,55	4,43	1,51
Sweden	5,92	2,71	5,96	2,36
Switzerland	4,78	2,57	4,65	2,44

Source Energy Advice.

teurs introduisent un peu de flexibilité dans l'exploitation de leurs gisements ou si les transporteurs exploitent les souplesses de leurs contrats « *take or pay* » ;

- l'importation, via les terminaux méthaniers, de cargaisons « *spot* » de GNL, un marché significatif étant apparu depuis quelques années en provenance des usines de liquéfaction existantes et en développement.

Degré d'ouverture et prix du gaz

L'ouverture progressera, tant en France que dans les autres pays européens au fur et à mesure que notamment :

- les tarifs de transport tiendront compte dans le calcul de la distance tarifaire, non seulement du point d'injection contractuel, mais aussi du point d'entrée du gaz le plus proche du site de consommation du client éligible ; un pas important dans cette direction a été franchi au 1^{er} janvier 2002 par GDF et CFM lors de la mise en place des nouveaux barèmes d'accès aux réseaux de transport ;

- l'accès aux terminaux méthaniers sera facilité pour de petites quantités ;

- les contrats d'acheminement passés entre les fournisseurs de gaz et les transporteurs pourront être de courte durée (actuellement, la durée minimale est en France d'un an, ce qui entrave l'utilisation des marchés *spot* alors

qu'elle est plus courte au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Allemagne) ;
- les tolérances sur les fluctuations journalières des quantités transportées seront plus grandes.

Quelles que soient les difficultés rencontrées dans les différents pays, l'ouverture du marché intérieur du gaz est néanmoins une réalité et là encore, comme pour l'électricité, il n'y a pas de corrélation entre le degré d'ouverture et le prix du gaz. En effet, la France a un prix du gaz plus faible que la moyenne européenne tant pour les grands consommateurs que pour les consommateurs domestiques comme l'atteste le tableau VI.

Complexité de mesure d'ouverture réelle des marchés

Sans vouloir tirer à ce stade des jugements définitifs, nous avons eu l'ambition dans cet article de faire toucher du doigt la complexité de la mesure de l'ouverture réelle des marchés et la nécessité de se garder d'analyses simplistes ne retenant qu'un seul critère - partiel - comme l'ouverture théorique. Ces idées progressent au demeurant, comme le prouvent de récents travaux menés par la Commission sur la recherche et la définition d'indicateurs pour l'ouverture des marchés.

Au-delà de ces problèmes de mesure, en électricité, comme en gaz, la réalité de l'ouverture des marchés dépendra néanmoins avant tout :

- de la vigueur de la concurrence à l'intérieur des Etats, qu'elle soit le fait d'entreprises nationales ou étrangères ;

- du développement des interconnexions, indispensable à une concurrence intra-européenne plus forte.

Enfin, la concurrence n'entraîne le niveau des prix à la baisse qu'à la condition que l'offre soit à la fois abondante et multiple. Les conséquences économiques de cette ouverture ne sont donc pas si faciles que cela à quantifier sur le long terme. ●