



Article : 021

Marchés, prix et régulation des activités énergétiques

PERCEBOIS Jacques

sept.-15

Niveau de lecture : Peu difficile

Rubrique : Économie et politique de l'énergie

L'énergie est commercialisée sur des marchés nationaux et internationaux selon des modalités très variables. Les prix ne s'y forment donc pas de façon identique, ce qui explique, entre autres, des besoins plus ou moins prononcés de régulation de la part des Etats.

1. Les marchés internationaux de l'énergie

Environ 55% du pétrole brut produit dans le monde donnait lieu en 2013 à échange sur le marché international. Le pétrole est la seule énergie primaire dont on ne peut pas se passer et de plus il bénéficie d'usages captifs ce qui signifie qu'il n'a pas de réels substituts. Le pétrole est indispensable pour les usages liés à la mobilité : essence et diesel pour l'automobile, kérosène pour l'aviation, mazout pour la marine. Sous la forme de fuel-oil domestique (FOD), il sert aussi à se chauffer et sous celle de fuel lourd à produire de la chaleur, de la vapeur et même de l'électricité (centrales thermiques). Le pétrole a également des usages non énergétiques dans la pétrochimie. Comme la production mondiale est géographiquement concentrée il faut transporter le brut par tankers (ou oléoducs) depuis les pays producteurs vers les pays consommateurs. A noter que le coût du transport par tankers est modeste en proportion du coût total de commercialisation. Le marché du pétrole est un marché mondial : le brut s'échange en grande partie sur un marché dit spot ce qui signifie que son prix est fixé chaque jour en fonction de la loi de l'offre et de la demande ; ce prix est volatil car il est influencé par de nombreux facteurs, y compris des facteurs politiques (en cas de tension politique ou de conflit militaire, surtout dans des régions pétrolières, le prix a tendance à s'envoler). Il existe 200 bruts de qualité différente dans le monde mais tous ne donnent pas lieu à échange international. Les bruts de référence les plus connus et commercialisés sont le Brent de mer du Nord et le West Texas Intermediate (WTI) du Texas.

Le gaz naturel est coûteux à transporter tant par gazoducs qui nécessitent de nombreuses stations de compression que par méthaniers qui nécessitent de liquéfier le gaz en le refroidissant à -160° C, et il n'a quasiment pas d'usages captifs. Un quart seulement du gaz produit dans le monde donne lieu à commerce international et trois-quarts de ce commerce se fait par gazoducs contre un quart sous forme de Gaz Naturel Liquéfié (GNL). L'essentiel du gaz produit dans le monde sert à la production d'électricité, le reste sert à des usages thermiques et très peu pour l'instant à des usages de mobilité (gaz naturel pour véhicules ou GNV). Il existe en pratique trois marchés du gaz à l'échelle mondiale : 1) le marché nord-américain qui est très concurrentiel (la quasi-totalité du gaz produit aux Etats-Unis et au Canada est échangée sur le spot); 2) le marché européen (l'Union Européenne importe 60% du gaz qu'elle consomme) sur lequel le gaz est pour l'essentiel commercialisé par gazoducs dans le cadre de contrats à long terme prévoyant des clauses d'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole ; la part du GNL est modeste mais tend à augmenter et le rôle du spot a lui aussi tendance à s'accroître ; 3) le marché asiatique sur lequel l'essentiel du gaz est commercialisé sous forme de GNL dans le cadre de contrats à long terme prévoyant des clauses d'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole. Ces trois marchés sont peu reliés entre eux ce qui explique que les prix observés puissent être durablement déconnectés. En 2014, le prix sur le marché des Etats-Unis est très bas en raison de l'abondance de gaz de schiste, soit environ 4 à 5 \$/MBtu (million de British thermal unit) ; il est en revanche très élevé, plus de 15 \$/MBtu, sur le marché asiatique du fait de la prédominance du GNL dans des pays difficiles à desservir par gazoduc, notamment lorsqu'ils sont insulaires comme l'est le Japon qui, en outre, recourt de plus en plus au gaz depuis la fermeture de ses centrales nucléaires ; ce prix est moyennement élevé sur le marché européen, soit de 10 à 12 \$/MBtu. Les Etats-Unis ne peuvent pas encore exporter de gaz puisqu'ils n'ont pas d'installation de

liquéfaction et le déroutement, qui reste limité, des cargaisons de GNL n'a qu'un impact modeste sur la convergence des prix entre ces trois zones.

Le charbon est un produit pondéreux donc difficile et coûteux à transporter, d'où une utilisation prioritaire sur place dans les pays producteurs [007]. La part de la production qui donne lieu à commerce international est limitée (15% environ) et il existe en pratique deux marchés du charbon : un marché du charbon-vapeur (l'usage principal étant la production d'électricité) et un marché du charbon dit sidérurgique sur lequel s'échange le charbon à coke (nécessaire pour la production d'acier). Le marché du charbon-vapeur est lui-même scindé en deux zones géographiques distinctes : le marché « Atlantique » et le marché « Pacifique ». Sur ces marchés les transactions sont tantôt des échanges spot tantôt des échanges par contrats à court, moyen ou long terme (la quantité est fixée de façon pluriannuelle mais le prix résulte souvent d'appels d'offre ou d'enchères).

Le marché de l'uranium est un marché étroit car le nombre de pays importateurs est modeste (pays de l'OCDE principalement) et celui des exportateurs également limité : Australie, Canada, Kazakhstan ou Niger. Pour l'essentiel les transactions s'opèrent dans le cadre de contrats à long terme.

L'électricité est un produit particulier car c'est un produit stratégique, difficile à transporter et que l'on ne sait pas stocker à grande échelle (sauf indirectement via des barrages de retenue ou des stations de pompage). La part de la production mondiale qui donne lieu à échanges internationaux est très modeste (1,3% en 2013), pour l'essentiel entre pays frontaliers, sous forme de secours mutuel ou d'arbitrages de court terme. Le premier exportateur mondial d'électricité était en 2012 la France, le premier importateur l'Italie. Rappelons que 40% de l'électricité produite dans le monde l'est avec du charbon. La part du gaz est de l'ordre de 22%, celle de l'hydraulique de 16%, celle du nucléaire de 13%, celle du pétrole de 6%, et celle des autres renouvelables de l'ordre de 3%. Ainsi environ un-tiers de l'électricité mondiale peut être qualifié de primaire et deux-tiers de secondaires (produits avec des énergies fossiles).

A noter que le bois-énergie, qui fut pendant des siècles jusqu'à la première Révolution Industrielle la première source d'énergie produite et consommée, ne donne quasiment pas lieu à échanges sur le marché mondial et les échanges locaux demeurent eux-mêmes limités, une grande partie du bois utilisé dans les pays en développement étant ramassé sans passer par le marché.

2. Les prix : quels liens avec les coûts ?

En économie de marché, les prix de l'énergie doivent en principe suivre les coûts de production, de transport et de distribution de l'énergie. Tel n'est pas toujours le cas, loin s'en faut. Dans les pays de l'OCDE les prix de l'énergie sont en général calés sur les coûts mais à deux exceptions près :

- Les coûts « externes » (coûts environnementaux liés, par exemple, à la pollution ou à l'épuisement des ressources) ne sont en général pas comptabilisés ou ils le sont partiellement ; il s'agit de coûts sociaux qui sont alors supportés par la collectivité nationale ou par la collectivité internationale (le coût de l'émission de CO₂ est parfois intégré mais cela reste marginal). Cela justifie que, dans certains cas, les gouvernements instaurent une taxe sur le CO₂ ou mettent en place un marché de droits à polluer.

- Les taxes modifient souvent les prix relatifs et absolus des diverses énergies ; certains produits pétroliers sont fortement taxés car l'élasticité-prix de la demande est faible ce qui signifie que les volumes achetés sont peu sensibles (en %) à une variation des prix (en %) car nul ne peut se passer d'énergie pour se chauffer ou pour faire rouler sa voiture. Ce constat est une aubaine pour les rentrées fiscales. Certains énergies sont à l'inverse subventionnées soit parce qu'elles ne sont plus compétitives et qu'il faut retarder la fermeture des installations, ce qui fut le cas avec le charbon en Europe, soit parce qu'elles ne le sont pas encore et qu'il faut les aider à le devenir, ce qui est le cas de

certaines énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire qui sont aidées par des prix d'achat garantis dits *feed-in tariffs* donnant lieu à mutualisation du surcoût dans la facture du consommateur ou dans la feuille d'impôt du contribuable.

Certains prix sont réglementés pour des raisons sociales dans de nombreux pays : c'est par exemple le cas en France pour les tarifs de l'électricité et du gaz naturel payés par les consommateurs domestiques et certains professionnels. On considère qu'il s'agit d'un service public et pour permettre l'accès de tous à ces énergies c'est l'Etat qui fixe les prix toutes taxes comprises (TTC) sous forme de tarifs réglementés de vente (TRV). Ces tarifs ne reflètent pas toujours les coûts, ce qui revient à subventionner certains usages. Il existe même un tarif dit de première nécessité (TPN) pour l'électricité et le gaz, accordé aux ménages en situation de précarité énergétique.

Dans les pays en développement et dans la plupart des pays émergents les prix sont très largement dissociés des coûts et sensiblement inférieurs aux coûts complets. Dans les pays producteurs et exportateurs d'hydrocarbures les prix intérieurs sont la plupart du temps nettement en dessous des cours mondiaux, ce qui est une façon de subventionner la consommation intérieure mais cela constitue alors un manque à gagner pour l'exportation.

C'est aussi le cas dans de nombreux pays en développement, importateurs d'énergie, souvent pour des raisons sociales, et c'est alors le contribuable qui subventionne le consommateur. Les prix de l'électricité sont subventionnés dans la quasi-totalité de ces pays mais aussi dans des pays émergents comme la Chine ou le Brésil ; c'est encore le cas en Russie car du temps de l'Union Soviétique l'énergie était très largement subventionnée. La politique dite « de vérité des prix » est donc loin d'être la norme dans le secteur de l'énergie à l'échelle mondiale et les coûts qui ne sont pas supportés par certains consommateurs sont à la charge d'autres consommateurs ou du contribuable, ce qui est générateur de « subventions croisées ».

En économie de marché le prix est un signal pour le consommateur qui sera incité à plus ou moins économiser l'énergie mais aussi pour l'investisseur et c'est particulièrement vrai dans le secteur électrique : des prix bas n'incitent pas le producteur à investir, des prix élevés permettent de rentabiliser des investissements coûteux. Un parc électrique est composé de plusieurs types de centrales présentant des coûts fixes et des coûts variables différenciés. La règle est d'appeler en priorité sur le réseau, aux heures creuses, les équipements dont les coûts variables sont les plus bas puis, au fur et à mesure que la demande augmente (heures pleines puis heures de pointe), de faire appel à des équipements plus coûteux. C'est ce que l'on nomme la logique du *merit order* qui conduit à pratiquer une tarification fondée sur les coûts marginaux donc à fixer des prix différents aux heures creuses, aux heures pleines et aux heures de pointe. En cas de défaillance de la production, l'électricité ne se stockant pas, il faut procéder à l'effacement de certains clients (effacement contractuel ou délestage) car le coût social d'un black-out est très coûteux pour la collectivité. Cela explique que, sur le marché spot de l'électricité, le prix puisse être très volatil. Cette différenciation des prix selon la période et l'heure se retrouve au niveau du consommateur final, y compris pour les TRV, du moins dans les pays où les prix suivent à peu près les coûts.

3. Faut-il réguler certaines activités énergétiques ?

L'Etat est amené à intervenir dans le secteur de l'énergie à plusieurs niveaux au sein des filières énergétiques et pour des motifs qui relèvent tantôt de considérations stratégiques, tantôt de considérations économiques et sociales. Dans tous les cas l'Etat fixe des normes à respecter au niveau de la sécurité des installations, des émissions ou rejets de polluants.

Dans le domaine pétrolier c'est l'Etat qui accorde les permis d'exploration-production, tantôt de gré à gré tantôt aux enchères. L'Etat oblige les compagnies à constituer des stocks stratégiques de pétrole brut et de produits pétroliers ; il peut aussi poser des exigences de battre pavillon national

pour le transport maritime ou d'implanter des raffineries sur le sol national. L'Etat, par le biais de la fiscalité, a le pouvoir de moduler fortement le prix des produits pétroliers. Il en va de même avec le gaz naturel. La filière charbon est sans doute moins réglementée que celle des hydrocarbures, sauf au niveau des normes de pollution à respecter.

Dans le domaine de l'électricité l'intervention de l'Etat est encore plus forte pour un produit à la fois stratégique et considéré comme un service public. La filière électrique et la filière gazière sont encore dans de nombreux pays du monde, et étaient jusque récemment en Europe, organisées autour d'entreprises publiques concessionnaires de service public. C'est le domaine des monopoles publics par excellence (monopoles juridiques d'importation, exportation, production, transport, distribution).

L'ouverture à la concurrence des industries de réseaux (électricité, gaz, télécommunications, transports publics) impulsée par la Commission européenne suite à l'adoption de diverses directives dans les années 1990 a largement modifié l'organisation de ces filières dans les pays de l'Union Européenne, à l'instar de ce que l'on a aussi observé dans certains Etats des Etats-Unis ou dans quelques pays en développement. On voit coexister deux secteurs : un secteur dérégulé, dans lequel la concurrence est possible, et un secteur régulé qui concerne les « monopoles naturels » c'est-à-dire des activités qui, pour des raisons économiques, justifient qu'il n'y ait qu'un seul opérateur sur un territoire donné. Ainsi les activités de production et de commercialisation de l'électricité et du gaz sont des activités ouvertes à la concurrence et le rôle de l'Etat se limite à vérifier, via une Autorité de la Concurrence, qu'il n'y ait pas de pratiques anti-concurrentielles (abus de position dominante). En revanche les activités de transport et de distribution par canalisations, lignes à haute et basse tension, sont considérées comme des monopoles naturels qui doivent être régulés par une Commission de Régulation chargée de fixer les péages d'accès aux réseaux et d'autoriser les investissements qui devront être entrepris : en France, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a le statut d'une autorité administrative indépendante.

La désintégration des activités se traduit donc, au niveau du consommateur final, par l'addition de plusieurs types de prix : le prix de l'électricité à la sortie de la centrale, fixé librement sur le marché spot, le prix d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (péages régulés), et le prix de commercialisation qui lui aussi est fixé par le marché. A cela s'ajoutent les taxes. Cette ouverture à la concurrence s'est souvent accompagnée en Europe d'un processus concomitant de privatisation de ces activités, y compris pour les activités de réseaux. Des péages d'accès aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité et du gaz, fixés par des commissions de régulation indépendantes doivent permettre aux gestionnaires de réseaux de récupérer les investissements supportés. Selon les cas, la tarification est de type *cost-plus* (les péages suivent les coûts) ou de type *price-cap* (les coûts doivent suivre les péages fixés a priori). Cette tarification se fait à la distance c'est-à-dire en fonction de la distance qui sépare l'injection et le soutirage sur le réseau, ou sur la base d'un « timbre-poste » (système forfaitaire utilisé pour l'électricité) ou encore selon la méthode « entrée-sortie » (péages à l'injection et/ou au soutirage, système privilégié dans le cas du gaz naturel). Le rôle du régulateur est aussi de vérifier qu'il n'y a pas de stratégie de forclusion de la part du gestionnaire de réseau (pas de barrières à l'entrée qui pénaliseraient certains fournisseurs) et que les investissements nécessaires seront bien réalisés. Il doit également vérifier que les interconnexions transnationales seront développées, ceci afin de permettre la constitution d'un véritable « marché unique » de l'énergie au sein de l'Union Européenne.

Ainsi, aujourd'hui en Europe, chaque consommateur d'électricité et de gaz peut opter pour le fournisseur de son choix, l'opérateur historique, EDF pour l'électricité et GDF Suez pour le gaz, ou opter pour un « entrant » comme Enel, Direct Energie, Eni, Vatenfall ou Eon, mais cette électricité et ce gaz lui seront physiquement livrés par les gestionnaires de réseaux (RTE et GRDF pour l'électricité, GRTgaz et GrDF pour le gaz). Il paiera la facture à son fournisseur, laquelle comprendra les péages que ce fournisseur aura versés aux gestionnaires de réseaux. Le rôle de la commission de régulation sera aussi, en liaison avec l'autorité de la concurrence, de s'assurer qu'il n'y a pas d'obstacle à la compétition entre fournisseurs. Elle sanctionnera les stratégies de collusion (ententes sur les prix) ou de prédation (ventes à perte pour empêcher l'entrée de concurrents).

L'énergie demeure donc un secteur d'activité largement régulé ou du moins encadré par la puissance publique dans la quasi-totalité des pays au monde, et cela s'explique par le fait qu'il s'agit d'activités dites « de service public » et souvent d'activités stratégiques : la rupture d'un approvisionnement en produits pétroliers ou en électricité est de nature à compromettre la sécurité nationale d'un pays. Mais qui dit missions de service public ne dit pas nécessairement entreprises publiques et on trouve, en Europe comme aux Etats-Unis, des entreprises privées concessionnaires de service public (les *utilities*).

C'est aussi un secteur où coexistent des activités qui doivent être régulées car ce sont des « monopoles naturels » (les réseaux) et des activités dérégulées, donc ouvertes à la concurrence. Tout monopole, naturel ou non, aura tendance à abuser de sa position dominante, ce qui justifie que le régulateur en contrôle le comportement en ayant recours à diverses techniques, des incitations à l'efficacité en particulier. Le souci de promouvoir la concurrence quand elle est techniquement possible (pas de monopole naturel) s'explique par la conviction que la compétition est un facteur d'incitation à l'innovation et à l'efficacité donc à la baisse des coûts, ce qui est bon pour le consommateur final. Mais ce n'est pas toujours le cas et le secteur de l'énergie renferme de nombreuses situations où des rentes confortables se manifestent : rentes de monopole lorsque se forment des cartels de producteurs (ce fut longtemps le cas dans le pétrole avec le cartel « des sept sœurs » ou celui de l'OPEP), des rentes différentielles (pour des entreprises dont les coûts de production ou de fourniture sont inférieurs à ceux de leurs concurrents), des rentes de qualité (pour du brut léger qui donne plus de « produits blancs », essence et gas-oil, au raffinage), des rentes de position (pour les producteurs proches des lieux de consommation).

La structure des industries énergétiques est très différente d'un pays à l'autre et d'une branche à l'autre (selon les cas on observe des situations de monopole, d'oligopole, de concurrence quasi parfaite) et il en va de même sur le marché international : l'industrie des hydrocarbures a longtemps été dominée par des multinationales anglo-saxonnes (Exxon, Shell, BP, Texaco, Mobil, Gulf, Chevron) ; elle est aujourd'hui dominée par les entreprises publiques des pays exportateurs de pétrole (Aramco, Gazprom). Le secteur charbonnier est davantage morcelé que celui du pétrole ou du gaz, à l'instar de ce que l'on observe dans le secteur de l'électricité. A noter que le pouvoir de marché de certaines sociétés est parfois considérable ; le chiffre d'affaires de certaines sociétés pétrolières est plus élevé que le PIB de certains pays.

Dans un rapport de 2014 l'AIE s'inquiète de la façon dont pourront être financés les investissements requis pour faire face aux besoins futurs. Le secteur privé ne détient qu'une part minoritaire des ressources énergétiques mondiales. La production d'électricité est à 90% tributaire de décisions étatiques, que ce soit au niveau de contraintes réglementaires ou à celui de taux de rendement régulés pour le capital investi. L'Etat doit, partout dans le monde, tenir compte d'objectifs souvent contradictoires : fixer des prix permettant de couvrir les coûts et d'investir dans de nouvelles capacités de raccordement, tout en permettant au consommateur final de payer sa facture sans risquer la précarité énergétique. Internaliser les externalités (notamment celles liées au réchauffement climatique, donc taxer le CO₂) sans pour autant compromettre la compétitivité des industries confrontées à la compétition mondiale. Les prix de l'électricité étant souvent inférieurs aux coûts complets, certains investissements ont du mal à être financés. Les réserves de pétrole et de gaz naturel estimées au niveau mondial appartiennent pour 75% au secteur public et non à des sociétés privées et là encore certains investissements ont parfois du mal à trouver un financement. Les politiques dites de « vérité des prix », qui requièrent que les prix suivent les coûts, sont loin de constituer la norme à l'échelle mondiale, surtout dans les pays en émergence et en développement.