

FICHE N°1 - ÉLÉMENTS THEORIQUES SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Un raisonnement sur le « juste prix de l'électricité » peut conduire, *pour une même forme d'électricité*, à des résultats qui vont du simple au double. Il est donc utile de rappeler les présupposés théoriques des différents raisonnements et les hypothèses parfois implicites auxquelles ils font appel.

Comme l'électricité ne se stocke pas, sa valeur varie beaucoup selon le moment où elle est, à la fois, produite et consommée. C'est donc un produit multiple présenté dans les tarifs et les barèmes comme électricité « de base » lorsque la puissance appelée par la consommation est, au total, relativement faible et, à l'inverse, d'électricité « de pointe » lorsque la puissance appelée est élevée ; entre les deux, on parle d'électricité de « semie-base ». C'est une simplification : en réalité, sur certains marchés les prix sont fixés toutes les heures et varient, selon les périodes, de 1 à 20 voire davantage. Les différents moyens de production sont plus ou moins adaptés à ces différents types de consommation : l'hydraulique au fil de l'eau et la production nucléaire sont plus intéressants pour délivrer une électricité continue, des turbines à combustion au gaz ou au charbon et les barrages répondent mieux aux besoins de pointe. Il faut aussi des moyens pour réagir très rapidement (dans l'heure et même dans la minute) aux fluctuations imprévisibles de l'offre et de la demande – c'est l'électricité « d'ajustement ».

Selon la théorie économique, un marché concurrentiel « parfait » a le mérite de faire « émerger » un prix égal au coût de production des producteurs les plus efficaces mais la situation réelle est parfois éloignée du marché parfait. Tel est le cas en particulier d'un produit complexe comme l'électricité.

Dans ce texte, on parlera d'abord d'un produit simple : la livraison tout au long de l'année d'une puissance constante, une production « en ruban », avant d'évoquer la diversité des formes d'électricité.

I - LE CAS D'UN PRODUIT UNIQUE : L'ÉLECTRICITÉ « EN RUBAN »

Le « ruban » est une production continue d'une puissance constante pendant les 8760 heures de l'année.

I.1- Le marché « parfait » conduit à un optimum

Le marché « parfait » est formé d'un très grand nombre de producteurs qui ont tous une *information parfaite*. Alors, les producteurs étant nombreux, aucun d'entre eux n'a d'influence sur le prix.

L'hypothèse d'information parfaite implique que chaque opérateur soit bien informé de l'avenir pour pouvoir anticiper l'évolution de la demande. Il est certes plus facile de parler d'information parfaite dans des contextes où la réaction peut être immédiate, comme en bourse, que dans un secteur comme la production d'électricité où il faut plusieurs années entre le moment où une décision d'investissement est prise et la mise en exploitation de cet investissement..

En situation de concurrence, le prix d'équilibre est égal au coût marginal de production, c'est à dire la dépense à engager en plus pour produire une unité de plus. Si la concurrence est parfaite, l'équilibre s'établit de façon que ce coût marginal est égal au coût moyen ; le bénéfice de chaque producteur est donc nul. On démontre par ailleurs que dans cette situation d'équilibre, la quantité produite et la façon dont elle est produite répondent à la demande au moindre coût. C'est donc un optimum.

Ce modèle standard est tellement bien ancré que l'on voit associés presque inconditionnellement les concepts de « vente au coût marginal », « optimum économique », « information parfaite », « concurrence », « marché parfait ». Cette référence est très utile si l'on n'en oublie pas les conditions.

I.2- Coût marginal à court terme et à long terme de production d'électricité

En réalité, il est rare de pouvoir répondre immédiatement à une variation de la demande. Il faut donc distinguer plusieurs situations car les dépenses à engager pour répondre à une demande supplémentaires sont très différentes selon que l'appareil de production est saturé ou non.

En cas de surcapacité, il faudra seulement un peu de matière première et d'énergie et peut-être davantage de dépenses d'entretien des machines. Lorsque les machines tournent à pleine capacité, il faudra en acheter de nouvelles puis construire une usine etc. On distingue donc un coût marginal « à court terme » et un coût marginal « à long terme », qui peuvent être extrêmement différents.

Au lieu de « coût marginal à court terme », on emploie parfois l'expression de « coûts variables » et au lieu de « coût marginal à long terme » l'expression de « coût complet » ou encore, s'agissant d'électricité, celle de « coût de développement ». La différence entre le coût complet et le coût variable est le « coût fixe ».

Chaque moyen de production d'électricité a un *coût fixe* qui dépend de la capacité de production mais non de la production, et un *coût variable*, c'est à dire la dépense supplémentaire pour produire un KWh de plus. Le coût fixe dépend du coût de l'installation et d'autres dépenses annuelles indépendantes de la production, comme les impôts ou le personnel d'exploitation, les intérêts de la dette et des autres ressources financières. Le coût variable est fait essentiellement des dépenses de combustible et, le cas échéant, du coût des émissions de CO2 ou de substances polluantes

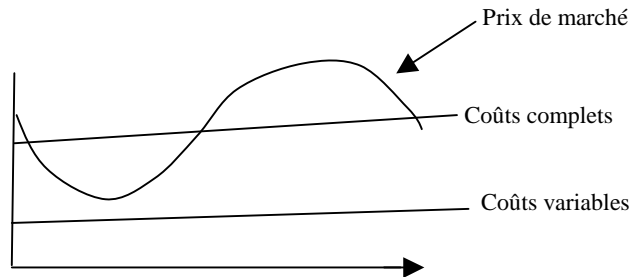
Si le prix est inférieur au coût marginal à *court terme*, l'entreprise perd de l'argent de suite et il pourrait s'agir de « vente à perte ». Si le prix est *durablement* inférieur à son coût marginal à *long terme*, elle ne pourra pas financer le renouvellement de ses équipements avec le produit de ses ventes. Cela ne veut pas dire qu'elle devra s'arrêter de suite mais, normalement, cela ne doit pas durer. Nous admettons donc que le prix ne peut jamais être inférieur au coût marginal à court terme et que, en moyenne pluriannuelle (sur une période fonction de la durée d'amortissement, disons 10 à 20 ans), il ne peut pas être inférieur au coût marginal à long terme, sauf intervention de fonds publics.

En situation de surcapacité les prix sont d'abord proches des coûts marginaux à court terme ce qui oblige à arrêter les unités de production les plus coûteuses ou les plus anciennes¹, puisque le prix ne permet pas de financer leur renouvellement. La situation devient alors sous capacitaire. Les prix augmentent et dépassent les coûts marginaux à long terme ce qui permet de reconstituer les capacités de financement. Puis les entreprises en place ou les « nouveaux entrants »

¹ sauf si le producteur peu efficace dispose d'importantes réserves financières qui lui permettent de supporter durablement un prix inférieur au coût.

investissent, ce qui stabilise les prix. Comme chacun investit sans pouvoir tenir compte des décisions prises par les autres, on voit souvent s'installer, provisoirement, une situation de surcapacité.

Le modèle standard est donc celui d'une économie qui « oscille » autour d'une situation dite « optimale ».



Ce modèle suppose qu'en cas de sous-capacité, les « nouveaux entrants » peuvent investir sans avoir à franchir aucune « barrière à l'entrée ».

Il suffit ici de donner quelques ordres de grandeur des coûts ²:

Le coût complet du ruban à partir d'énergie nucléaire est de l'ordre de 30 €/MWh ; le coût complet de production à partir de charbon est de 35 €/MWh si l'on ne tient pas compte d'un surcoût au titre des émissions de gaz à effet de serre. Il est de 50 €/TCO₂ si le « coût du gaz carbonique » est de 20 €/TCO₂. Quant au ruban produit à partir de gaz, il est un peu plus cher sans coût du gaz carbonique et un peu moins cher si le gaz carbonique est compté pour 20 €/TCO₂.

Le coût marginal à court terme de la production à partir de charbon est de 15 €/MWh en l'absence de coût du gaz carbonique. Le coût marginal de la production nucléaire est de 6,4 €/MWh, quel que soit, bien sûr, le coût attribué à une émission de gaz carbonique.

L'écart entre les structures de coût de production à partir d'énergie nucléaire ou d'énergie fossile est considérable. Il ne peut que s'accroître de l'effet du coût des émissions de CO₂. On prévoit aujourd'hui que cet effet sera limité dans les années à venir à 7 ou 10 €/tonne de CO₂ mais que, d'ici dix à vingt ans, il pourrait augmenter beaucoup et dépasser 20 €/TCO₂.

Le prix de marché s'établira à un niveau qui tient compte du fait que, ni sur le marché européen ni sur le marché français, les producteurs d'électricité nucléaire ne sont réellement en concurrence –voir fiche n°9.

II - LES NOMBREUSES FACETTES DE L'ELECTRICITE

II.1- Diversité de la consommation et des moyens de production

La puissance appelée par la consommation varie beaucoup d'un instant à l'autre. On représente généralement la puissance sous la forme d'une « monotone », c'est à dire une courbe qui permet de voir combien d'heures dans l'année la puissance appelée a été supérieure à telle ou telle

² On trouvera des indications précises dans l'annexe n°4.

valeur. La puissance minimale appelée toute l'année est d'environ 40 GW, la puissance maximale est de 83 GW ; entre les deux, la puissance appelée pendant 300 heures ou moins est supérieure à 66 GW.

Les divers moyens de production d'électricité (nucléaire, turbines à cycle combiné au gaz - CCG -, turbines à combustion - TAC - etc.) ont chacun des coûts fixes et des coûts variables plus ou moins élevés.

Les équipements les plus chers sont intéressants s'ils ont un coût de fonctionnement faible et s'ils sont utilisés suffisamment longtemps. Si on les utilise seulement une partie du temps, leur prix de revient s'accroît et devient plus élevé que celui d'un autre qui coûte plus cher en fonctionnement mais moins cher en investissement.

On parle donc de moyens de production **de base** et de moyens **de pointe**.

Il existe une **troisième** forme d'électricité, **l'électricité d'ajustement**, autrement appelée « la dentelle ». Elle représente quelques pourcents de la consommation totale.

Cette forme d'électricité, qui était cachée dans la gestion opérationnelle d'EDF, apparaît désormais sur le marché, avec des acheteurs, des vendeurs et un prix. Il s'agit de l'électricité qu'il faut acheter du jour pour le lendemain ou à plus bref délai pour que soient équilibrées à tout instant les « injections » et les « soutirages » sur le réseau. Cette électricité présente la caractéristique de pouvoir être disponible *rapidement*, parfois sans préavis, et pour une durée inconnue, qui peut être très faible. Cette propriété incite à la considérer comme une électricité d'un type particulier.

Le coût marginal de cette forme d'électricité, c'est à dire la dépense supplémentaire à consentir pour fournir une unité de plus (ou les économies réalisées si l'on fournit une unité de moins) inclut non seulement le coût de l'énergie mais aussi des dépenses (ou des économies) directement causées par le caractère spécifique de cette forme d'électricité. Par exemple, si un producteur a prévu de vendre 100 pendant l'heure h et l'heure h+2 et seulement 99 pendant l'heure h+1, le coût marginal d'une unité pendant l'heure h+1 est inférieur au coût marginal d'une unité produite de façon régulière et prévisible. A l'inverse, le coût d'une unité supplémentaire peut, dans certaines circonstances, atteindre des sommets : plus de 1000 €/MWh sur les bourses européennes pendant quelques heures en 2003.

Le prix « spot » de la bourse est influencé par le coût marginal de cette électricité d'ajustement ; il est donc le plus souvent différent du coût marginal de production entendu dans son sens habituel.

II.2- Le coût marginal du parc de production

A chaque instant, fonctionne un grand nombre d'unités de production, chacune ayant son coût marginal à court terme, c'est-à-dire son coût variable, très bas pour les centrales nucléaires, beaucoup plus élevé pour les turbines à compression par exemple.

Le coût marginal *du parc de production* est le coût variable de celle des unités de production qui fonctionnent dont le coût variable est le plus élevé. Lorsque, pour satisfaire la demande, il est nécessaire de faire fonctionner à la fois des installations nucléaires et des cycles combinés au gaz (CCG), le coût marginal du parc sera le coût variable du CCG. Dans les périodes où seules fonctionnent des installations nucléaires, le coût marginal du parc de production sera le coût variable du nucléaire.

II.3- Le parc optimal

Le parc optimal est celui qui permet de répondre au moindre coût à la demande.

La durée d'utilisation de chaque moyen de production est calculée de façon que le coût complet de ce moyen soit égal à celui d'un autre moyen. Si le coût de la ressource financière est de 8 % et si l'on ne tient pas compte des émissions de gaz carbonique le coût complet de production nucléaire est égal à celui d'une production à partir de gaz si la durée d'utilisation des équipements est de 5000 heures par an (sur 8760 heures) ; alors, pour répondre à la demande de consommation nationale, la puissance optimale délivrée effectivement par le parc nucléaire est de 50 GW . Avec le même taux d'actualisation de 8 % et en comptant le coût du gaz carbonique pour 20 €/TCO₂, la durée minimum de fonctionnement des centrales nucléaires est de 4000 heures et le niveau de puissance effectivement disponible de 54 GW. De même la durée qui rend égaux les coûts complets du CCG et de la TAC est d'environ 600 heures. Enfin, les TAC et l'eau des barrages permettront de répondre à la partie de la puissance appelée en pointe ; pour l'extrême pointe, seront recherchées les possibilités d'effacement ; en cas d'urgence le responsable de l'équilibre général décidera des coupures de courant (délestages).

Le parc réel n'est jamais le parc idéal, bien sûr, car il faut longtemps entre la décision d'investir et le début de la production et les prévisions ne sont jamais exactes. A noter aussi qu'une modification de la politique de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre ou de gaz polluants modifie sensiblement la composition du parc optimal, transformant d'un coup un parc optimal en un parc sous-capacitaire en moyens de production de base.

Les remarquables vertus d'un parc de production optimal

Si le parc est optimal et si tous les producteurs vendent à chaque instant leur électricité au coût marginal à court terme du parc et si, de plus, chacun facture une fois par an à ses clients une somme représentative des coûts fixes de l'installation de pointe, alors tous les moyens de production se trouvent suffisamment rémunérés pour couvrir non seulement leurs frais variables mais aussi, exactement, leurs frais fixes.

Cette propriété illustre la propriété générale de l'égalité des coûts marginaux et des coûts moyens dans les situations optimales - base de l'économie « marginaliste ».

On parle parfois de facturation « verticale » : à chaque instant tout le monde paie son électricité au même prix - et de facturation « horizontale » : chaque utilisateur paie son énergie au coût complet de la combinaison de moyens qui répond à moindre coût à sa demande. La facturation « verticale » a le double mérite d'être beaucoup plus simple et d'inciter les consommateurs à réduire leur consommation aux heures où la production est obligée de recourir à des moyens très coûteux.

Mais l'égalité de la facturation horizontale et de la facturation verticale n'est acquise qu'à la double condition que le parc soit optimal d'une part, que s'ajoute chaque année à la facture calculée par KWh une somme représentative des frais fixes de l'installation de pointe, d'autre part.

II.4- Vente au coût marginal avec un parc non adapté au profil de consommation

Lorsque le marché est parfaitement fluide, le prix de vente est toujours égal au coût marginal du parc, c'est à dire au coût variable de celle des centrales en fonctionnement dont le coût variable est le plus élevé.

Si la capacité de base est inférieure à la capacité optimale, le temps pendant lequel cette capacité ne sera pas suffisante pour satisfaire la demande sera plus long que dans le cas d'un

parc optimal ; en conséquence le temps pendant lequel le prix sera supérieur au coût marginal de la capacité de base sera plus long qu'avec un parc optimal. Alors les producteurs qui détiennent la capacité de base dégageront un bénéfice qui peut être fort substantiel. La théorie économique explique que ce bénéfice est tout à fait normal et heureux puisqu'il incitera des investisseurs à augmenter la capacité de cette technique de production.

Encore faut-il, que les producteurs en place voient un intérêt à augmenter leurs capacités de production (ce qui diminuerait beaucoup la marge qu'ils se partagent) et que des nouveaux entrants puissent franchir les « barrières à l'entrée », sans oublier les délais de construction de nouvelles centrales.

Avec l'ouverture du marché à la concurrence, en France les prix ne sont plus fixés par l'Etat en référence aux coûts de production ; pour chaque producteur, la limite supérieure du prix est désormais le prix qui émerge du marché.

Ce prix est guidé par le coût de production de la centrale électrique en fonctionnement dont le coût de production est le plus élevé. Pour le « ruban » il s'agit d'une centrale à charbon ou au gaz, dont le coût est sensiblement plus élevé que celui des centrales nucléaires françaises.

En cas de surcapacité de production, les prix sont inférieurs aux coûts complets ; en cas de sous capacité les prix peuvent augmenter au-delà des coûts complets de production à partir de gaz ou de charbon sans que l'on soit assuré que cela suscitera des investissements suffisants.

Le marché concurrentiel tend à rapprocher le prix du coût marginal.

Si le parc de production n'est pas optimal, la facturation au coût marginal donne un résultat différent des coûts de production ; l'écart entre les deux modes peut être *considérable* dans un sens ou dans l'autre.