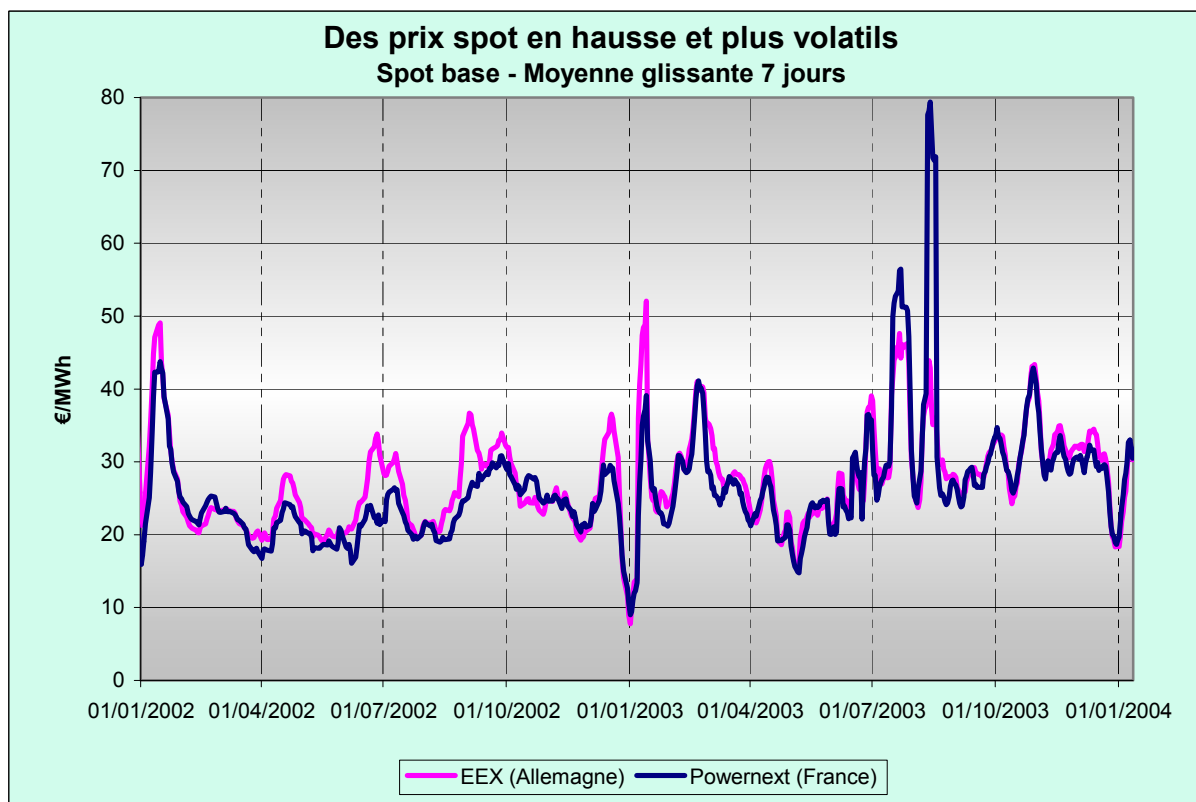


Évolution des prix de l'électricité

1. Des prix *spot* en hausse et plus volatils

Les prix *spot* correspondent aux prix « la veille pour le lendemain » (*day ahead*), c'est-à-dire les prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain. Ces prix reflètent l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement. Ils sont donc soumis à une forte volatilité, en raison de données météorologiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent qui fait chuter la production éolienne en Allemagne...) ou d'événements annoncés ou prévus sur le parc électrique (centrale qui tombe en panne, capacité d'interconnexion réduite...).

La volatilité de ces marchés *spot* est sans commune mesure avec celle des autres marchés de « commodités », car l'électricité ne se stocke pas : un excès de demande à un moment donné ne peut être compensé par un excès d'offre quelques heures auparavant. Les bourses de l'électricité cotent toutes des prix *spot* (Powernext propose 24 produits horaires tous les jours, chaque produit horaire étant négocié séparément).



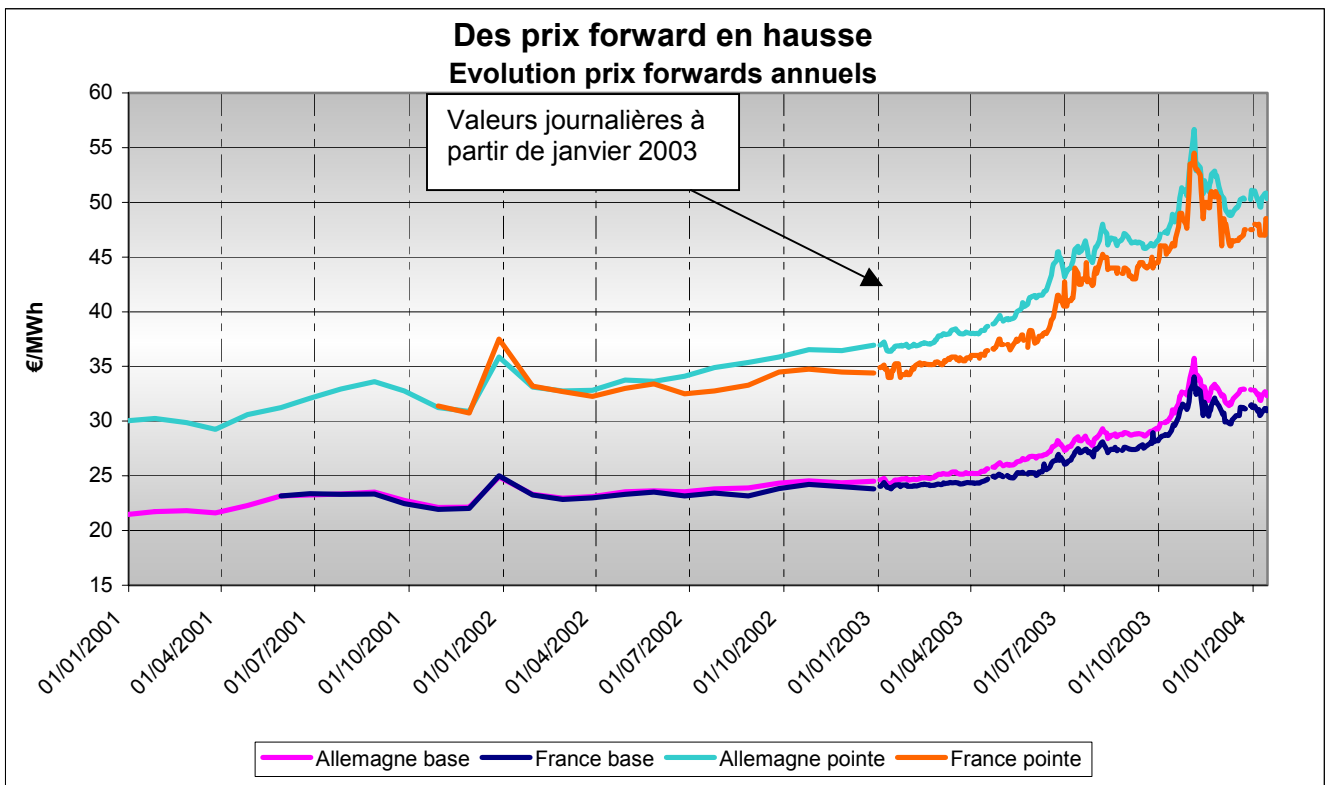
L'évolution du prix *spot* a connu une tendance haussière au cours des deux dernières années, surtout en 2003. L'année 2003 a également été marquée par une forte volatilité des prix (cf. graphique ci-dessus). Les raisons souvent avancées sont multiples, et il n'est pas aisé d'identifier les vraies causes. On peut citer en

particulier la sécheresse et la canicule estivales, qui ont limité la production des centrales thermiques en Europe, et notamment en France et en Allemagne, et provoqué une hausse de la demande.

2. Des prix *forward* en hausse

Les prix *forward* correspondent à l'achat ou à la vente d'électricité à l'avance, pour les mois, les trimestres ou les années à venir. Ce sont des produits standardisés, afin de faciliter leur échange (par exemple, la livraison d'un MW d'électricité en base, c'est-à-dire pendant toutes les heures du mois, ou en pointe, soit de 8h à 20h du lundi au vendredi). Un MW du produit *forward* base annuel par exemple, correspond à la fourniture d'un MW pendant toutes les heures de l'année considérée. Ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à une moyenne des prix spot anticipés pour la période considérée, les produits *forwards* sont moins volatils. Ce sont ces produits qui servent pour la définition des prix aux clients finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il va normalement se couvrir immédiatement, pour la majeure partie des livraisons qu'il aura à effectuer, en achetant les produits *forward* nécessaires.

Seules les bourses allemande (EEX) et nordique (Nordpool) cotent des *forward* pour l'instant, Powernext ayant l'intention d'introduire de tels produits au 1^{er} semestre 2004.



Les causes de la hausse des prix *forward* (cf. graphique ci-dessus) sont difficiles à identifier, on peut néanmoins avancer quelques hypothèses (voir paragraphe 3).

3. Analyse de l'évolution des prix

En premier lieu, il convient de regarder l'équilibre offre-demande. D'une part, la consommation continue à croître, même si c'est à un rythme modéré. D'autre part, l'offre (ajout de nouvelles centrales au parc) est constante, voire a tendance à diminuer, puisque, par exemple, l'Allemagne commence à arrêter certains réacteurs nucléaires (celui de Stade a été arrêté définitivement au début de novembre 2003). L'ajout de capacités renouvelables, en particulier éoliennes, n'est pas suffisant pour aller contre cette diminution de marge, d'autant que la production par ces installations n'est pas garantie, ce qui contribue à augmenter la volatilité de la disponibilité des moyens de production, donc celle des prix spot (qui peut avoir un impact sur les prix *forward*), et qu'elle a un coût, les tarifs d'achat de cette forme d'électricité étant élevés.

Par ailleurs, le prix du charbon a connu une forte augmentation au cours de l'année 2003 (de l'ordre de 20 \$ par tonne), ce qui a augmenté les coûts de revient de la filière charbon, qui est prédominante en Allemagne, et pourrait justifier une hausse du prix de l'électricité. Certains avancent également que les acteurs du marché commenceraient à anticiper l'augmentation du prix de l'électricité produite à partir de combustible fossile, en raison des permis d'émissions pour le CO₂. Ces permis devant être introduits à partir de janvier 2005, mais avec une bonne partie (95%) distribuée gratuitement jusqu'en 2008, il est toutefois peu vraisemblable que cet élément puisse expliquer l'actuelle hausse des prix. À moyen terme en revanche, dans la mesure où le parc européen, et notamment allemand, possède encore beaucoup de centrales au charbon, l'influence de ce coût ne pourra pas, en tout état de cause, être négligé.

En second lieu, il faut noter que le prix de marché atteint désormais le niveau du coût complet d'un cycle combiné au gaz (soit de l'ordre de 32 €/MWh avec les conditions actuelles de prix du gaz), moyen considéré parmi les plus économiques actuellement. Ces dernières années, les prix de l'électricité étaient donc à un niveau qui ne pouvait durer, puisqu'il ne permettait pas le renouvellement des capacités de production. En effet, hors période de tension, les prix ont tendance à s'aligner sur le coût marginal de court terme (c'est-à-dire le coût variable du moyen appelé le plus cher), car tout producteur a intérêt à produire dès que le prix de marché dépasse son coût proportionnel. Dans ces conditions, on peut envisager que les prix bas des dernières années correspondaient à une surcapacité, structurelle ou conjoncturelle (températures clémentes, bonne hydraulité par exemple). Les prix atteignent aujourd'hui des niveaux permettant à de nouveaux producteurs d'entrer sur le marché, ce qui peut signifier que les éventuelles surcapacités sont désormais résorbées. En revanche, on ne peut expliquer l'augmentation des prix par une augmentation du prix de revient d'une centrale au gaz, puisque celui-ci est resté relativement constant au cours de l'année.

En troisième lieu, certains consommateurs, en France ou en Allemagne, posent la question d'une entente, implicite ou explicite, entre les producteurs, pour faire monter les prix. Il est indéniable que la production d'électricité est une activité fortement capitalistique, qui devrait conduire naturellement au regroupement des acteurs et à un marché dominé par quelques grandes firmes. Après le départ des traders américains, les seules entreprises les plus présentes sur le marché européen sont les anciens monopoles EDF, E.ON, RWE, Vattenfall, Electrabel, ENEL et Endesa, pour citer les principaux. Le faible nombre d'acteurs peut contribuer à la généralisation implicite de l'usage d'indices de prix tels que ceux publiés par Platts, peu d'entreprises étant en mesure de fournir des prix aux enquêteurs de cette revue.

On peut également constater que les grands acteurs européens ont tous fait des acquisitions importantes au cours des dernières années, ce qui a augmenté leur endettement et donc leurs coûts globaux. On peut se poser la question du lien entre l'augmentation des charges et l'augmentation des prix de l'électricité constatée sur le marché.

Il est donc légitime que les autorités de la concurrence, ou les régulateurs lorsqu'ils en ont la mission, vérifient que la concurrence s'exerce de façon saine, afin de faire bénéficier le consommateur du meilleur rapport qualité-prix. La CRE mène une activité de surveillance des marchés et agit, directement ou indirectement en saisissant une autorité compétente, si elle vient à détecter des comportements répréhensibles.