

Dossier Energie file

Les prix de l'électricité dans une zone de turbulence ■■■

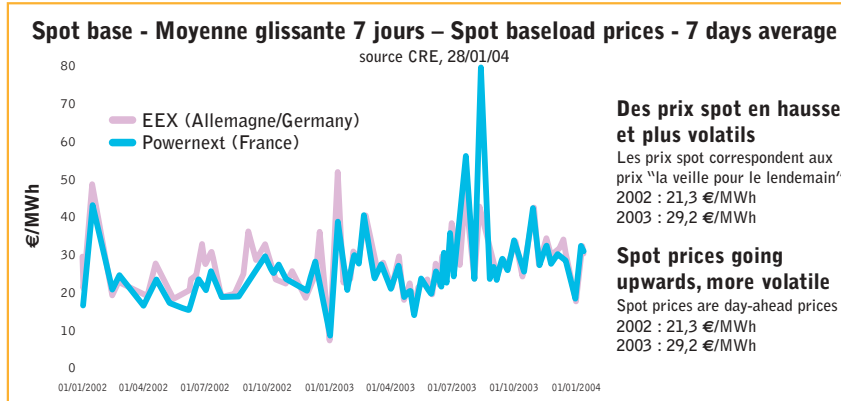
Comment gérer la volatilité et rendre plus prévisible un produit-clé pour la compétitivité de l'Union européenne ?

"Le marché britannique a disjoncté!", avait déclaré en octobre 2002 Paul Golby, le Président de l'électricien britannique Powergen. Un jugement inspiré par la violente chute des prix du kWh sur le marché de gros : jusque -40% en 18 mois !¹ Devant l'impossibilité de comprimer indéfiniment les coûts de production pour suivre la tendance, il fallut fermer quelques 25 % des centrales. Aujourd'hui, en Allemagne, c'est à la hausse des prix que s'en prend l'association des grands consommateurs d'énergie VEA (Verband der Energie-Abnehmer), constatant une augmentation de 15,1 % entre 2002 et 2003 pour la moyenne industrie : celle-ci paierait désormais pour son courant "les prix les plus élevés d'Europe, Italie exceptée". "Plus cher qu'à l'époque des monopoles", selon le directeur de VEA². En Finlande enfin, l'augmentation entre 2002 et 2003 aurait atteint 33 %, selon un rapport du NUS Consulting Group sur les prix de l'électricité.

La volatilité des prix de l'électricité est un phénomène qui s'étend dans toute l'Union européenne. Ses causes sont multiples (voir page 2). En outre, le caractère non-stockable de l'électricité prive le marché des moyens d'atténuer les effets de ces brusques variations.

C'est à tous les acteurs du marché européen (producteurs, transporteurs, fournisseurs, clients, régulateurs) qu'il appartient, aujourd'hui, de développer de nouveaux réflexes et de nouvelles méthodes pour gérer, à court et long termes, l'équilibre offre/demande. La question de fond consiste à savoir quel peut être le prix de cet équilibre. Le prix de l'intérêt général, qui requiert, partout en Europe, un approvisionnement en électricité continu et de qualité.

¹ The Independent, 10 octobre 2002. - ² Déclarations de Volker Stuke, Geschäftsführer, VEA, in Vereinigte Wirtschaftsdienste 12.01.04, Hannoversche Allgemeine Zeitung 16.01.04, Stuttgarter Zeitung 17.01.04.



Electricity prices hit turbulence area ■■■

Controlling volatility and improving forecasts for a key product for competitiveness in the European Union

"The UK market has gone bust," stated Paul Golby, Chief Executive of the British operator Powergen in October 2002, after the sharp drop in kWh prices on the wholesale market: down -40% in 18 months!¹ Faced with the impossible task of indefinitely cutting production costs to keep up with the trend, no less than 25% of the power stations had to be closed. Now, it is the price hikes that are being attacked by Germany's large-scale power consumer association VEA (Verband der Energie-Abnehmer). The 15.1% increase between 2002 and 2003 for the industry average means its members now pay "the highest prices in Europe, apart from Italy" for their power, making it "more expensive than in times of monopoly", according to the director of VEA². Finally, according to a report by the NUS Consulting Group, the increase in electricity prices in Finland between 2002 and 2003 totalled 33%.

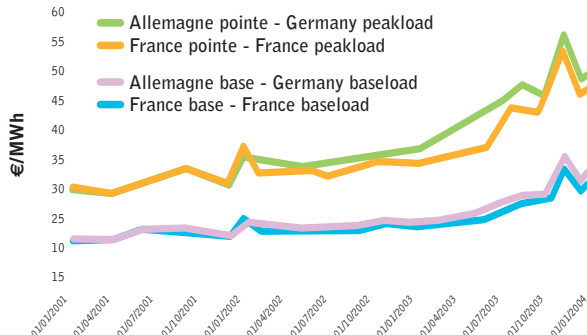
The volatility of electricity prices is a phenomenon affecting the entire European Union. There are many causes (see page 2), but what makes them worse is the fact that electricity cannot be stored, depriving the market of any means of mitigating the effects of the abrupt variations.

Today, it is up to all stakeholders on the European market (generators, transmission system operators, distributors, customers and regulators alike) to develop new reflexes and new methods for managing the supply/demand balance, in both the short and long terms. The basic problem consists in knowing what the price of that balance might be. The price of the public interest, which demands a continuous, quality power supply throughout Europe.

¹ The Independent, October 10, 2002. - ² Statements by Volker Stuke, Geschäftsführer, VEA, in Vereinigte Wirtschaftsdienste 12.01.04, Hannoversche Allgemeine Zeitung 16.01.04, Stuttgarter Zeitung 17.01.04.

Evolution prix forwards annuels (année suivante) Evolution of yearly forward prices

source CRE, 28/01/04



Des prix forward en hausse et moins volatils

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.

Forward prices going upwards, less volatile

Forward prices are for month-, quarter- or year-ahead purchase or sale of electricity.

Directeur de Publication : Gérard Trouvé, Direction de la Communication et des Affaires Publiques

Directeur de la Rédaction : Laurent Catenos - Comité de Rédaction : Claire Raffray - e-mail : claire.raffray@edf.fr - David Bornstain - e-mail : david.bornstain@edf.fr
Groupe EDF, 22/30, avenue de Wagram - 75382 Paris Cedex 08 - Tél. : 00 33 1 40 42 34 20 / 00 32 2 289 61 42

Pourquoi les prix montent ? ■■■

Ce sont désormais les échanges entre ceux qui vendent ou achètent de l'électricité en gros qui déterminent le niveau des prix directeurs de l'électricité. Pour autant, l'évolution des prix n'est pas uniquement fonction de l'ouverture des marchés.

■ **A l'époque où les marchés s'ouvraient, les prix pratiqués ont été particulièrement bas.** Ce qui s'expliquait par un volume d'échanges encore faible, par un phénomène de guerre des prix propre à tout marché naissant (notamment en Allemagne), mais aussi par la présence d'acteurs financiers (traders du type Enron) sans expérience industrielle du secteur et donc peu enclins à refléter dans leur prix les contraintes techniques (financement de moyens de production pour passer les pointes de consommation, préparation du renouvellement des actifs industriels...). Enfin, le marché était encore surcapacitaire.

■ **Aujourd'hui, les surcapacités de production se résorbent,** notamment en « pointe » (couverture des pics de demande), en raison de l'augmentation de la consommation et de la fermeture d'unités de production, particulièrement celles fonctionnant au charbon, qui doivent faire face au durcissement des contraintes environnementales. En "base" (couverture de la demande habituelle), cette question peut aussi se poser à travers la perspective du remplacement progressif de la production nucléaire, en Allemagne ($\pm 40\ 000$ MW d'ici 2021) et en Belgique ($\pm 7\ 000$ MW d'ici 2025).

Les prix commencent également à traduire les investissements nécessaires pour moderniser certaines centrales, afin de les rendre conformes aux normes environnementales. On ne peut par ailleurs exclure une anticipation des coûts des permis d'émissions de CO₂, dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre.

Selon les pays, les opérateurs peuvent aussi être amenés à répercuter sur leurs prix des charges de service public, ou bien les coûts des programmes nationaux d'encouragement aux énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque) et à la cogénération. Les coûts d'accès aux réseaux peuvent également influencer sur la facture. L'offre d'électricité dépend en outre du niveau des interconnexions. Or, ces interconnexions sont aujourd'hui limitées en Europe et les lignes existantes sont fréquemment saturées.

Enfin, on assiste à une volatilité plus grande en raison des aléas climatiques récents. L'année 2003 a commencé par un hiver rigoureux, peu de vent et une faible hydraulité. Elle s'est poursuivie avec un été très chaud qui a conjugué une augmentation de la consommation avec de plus fortes contraintes techniques (maintenance rendue plus difficile par le réchauffement de l'air) et environnementales (réchauffement de l'eau), tandis que certaines centrales nucléaires étaient arrêtées pour cause de rechargement du combustible. L'ensemble des électriciens européens s'est retrouvé en position d'acheteur pour couvrir leurs besoins, tirant vers le haut le prix du MWh sur le marché. Habituellement autour de 30 €, il atteint 2 000 € / MWh à la Bourse d'Amsterdam en août 2003 !

Il est évident que cette hausse des prix préoccupe les grands industriels pour qui l'électricité représente une part importante des coûts de production. Le Groupe EDF réfléchit à des solutions. Il travaille ainsi sur des produits d'ingénierie financière pour protéger les industriels de la volatilité ou propose de les associer aux nouveaux moyens de production qu'il devra construire. Mais de toute évidence, la réponse aux grands industriels, pour être pleinement satisfaisante, ne peut-être élaborée qu'à l'échelle européenne.



Le prix de gros actuel du MWh, autour de 30 euros, ne permet pas de rentabiliser de nouveaux investissements industriels. Le prix qui permettrait cette rentabilité est estimé à 35 euros / MWh environ.

Today's wholesale price for a MWh, at around 30 euros, does not allow for profitable new industrial investments. A profit-making price could be estimated at some €35/MWh.

Why do prices go up? ■■■

On today's market, trading between those who buy and sell electricity wholesale determines the level of reference prices for electricity. Despite that fact, price trends do not only depend on opening-up the markets.

■ **When the markets were first opened, prices were particularly low.** This was because the volume of energy exchanges was still small, because of the price war that is inevitable in any market after it has opened up to competition (particularly in Germany), but also because of the presence of financial players (traders of the Enron type) without any industrial experience of the sector, and therefore little inclined to include technical constraints in their prices (such as financing generation capacity to overcome peaks in demand, preparing the renewal of industrial assets etc.). Finally, the market was still suffering from overcapacity.

■ **Today, generation overcapacity is being reabsorbed,** particularly in terms of "peak" supply (coverage of peaks in demand), because of the increase in consumption and the closing of production units, particularly those that are coal-fired, which are faced with increasingly restrictive environmental constraints. The same issue applies to "baseload" supply (to meet normal levels of demand), as nuclear power generation is gradually phased out in Germany ($\pm 40\ 000$ MW between now and 2021) and in Belgium ($\pm 7\ 000$ MW at the latest by 2025).

Prices are also starting to integrate the investments required to modernise certain power stations, so that they comply with environmental standards. Nor can we exclude pre-emptive inclusion of the costs of CO₂ emission permits trading, as part of the programme to control the greenhouse effect.

Depending on the countries, operators can also be brought to include public service charges in their prices, or the costs of national programmes in favour of renewable energies (wind or solar power) and cogeneration. The costs of network access can also affect price levels. The electricity supply also depends on the level of interconnections. However, in Europe today interconnections are limited, and the existing lines are frequently saturated.

Lastly, greater volatility is due to the recent climatic events. 2003 started with a rigorous winter, with little wind and low water availability. It continued with a very hot summer, together with a rise in consumption and increasing technical restrictions (maintenance made more difficult by rising air temperature) and environmental constraints (heating of water), while some nuclear plants were out of service due to fuel reloading.

The series of climatic events meant that all the operators in Europe were forced to adopt a buy position to meet demand, pushing up the price of the MWh. Usually around €30, it reached €2,000/MWh on the Amsterdam power Exchange in August 2003!

It is obvious that rising prices are a concern for large companies, in which electricity represent a significant share of production costs. The EDF Group is searching for solutions, such as financial engineering products to protect heavy industry against price volatility, or proposals to become partners in the new utilities the Group will have to build. In order to be fully satisfactory, however, it is obvious that the solution for large-scale corporations can only be found on a European scale.

En quoi les bourses de l'électricité constituent-elles un rouage clef du dispositif d'ouverture à la concurrence ?

Elles permettent de produire en toute transparence des indices robustes et fiables qui donnent naissance à des prix de référence à court et moyen termes. Dans de nombreux cas, à l'instar de Powernext en France, cette évolution a commencé par l'établissement d'un marché d'équilibrage "spot". Sur la bourse française, qui regroupe 42 acteurs différents, 34 GWh s'échangent aujourd'hui en moyenne chaque jour pour livraison le lendemain. En 2003, les volumes échangés avaient triplé par rapport à 2002 à 21 GWh/jour. Un marché à terme permettant de gérer le risque du prix de la fourniture d'un mois jusqu'à deux ans verra le jour courant 2004.

A votre avis, la tendance haussière du prix de l'électricité constatée ces derniers mois va-t-elle perdurer ? Si oui, pour quelles raisons ?

Le risque que cette hausse soit durable existe, pas seulement pour l'électricité mais pour l'ensemble des sources d'énergies, qu'elles soient primaires comme le pétrole, ou secondaires, comme l'électricité. Au-delà des raisons géopolitiques, bien connues pour le pétrole, je mentionnerai deux autres raisons : la hausse de la demande mondiale, dopée par la croissance chinoise et dans une moindre mesure américaine et européenne mais aussi, plus particulièrement pour l'électricité, le besoin d'investissements souligné par des événements récents comme les pannes californiennes ou italiennes. Sur Powernext, la bourse française de l'électricité, le prix moyen du MWh échangé a été de 21,189 euros en 2002 ; 29,225 en 2003 et il est pour l'instant de 28,34 en 2004 mais ces dernières semaines la tendance à la hausse est repartie. Libéralisation ne signifie pas baisse continue des prix. La concurrence permet seulement aux plus efficaces des agents économiques de s'imposer. Si la consommation croît plus vite que la capacité de production, la hausse des prix sera temporairement inéluctable car, dans un marché libre, la fonction du prix sera précisément d'augmenter pour stimuler de nouveaux investissements ou dissuader l'excès de demande.

L'ouverture du marché, en même temps qu'elle offre la perspective des bénéfices traditionnels d'une mise en concurrence, tisse un ensemble complexe de risques nouveaux pour les clients éligibles, dont la gestion est exigeante.

Les réglementations environnementales, nécessaires à la lutte contre l'effet de serre, vont-elles renforcer cette tendance haussière ?

L'impact est évident. Une récente étude Mac Kinsey estime que la répercussion des permis d'émissions de CO2 dans le coût du kWh pourrait majorer ce dernier de 30 à 40%. Cela étant, la hausse constatée ces derniers mois s'explique non seulement par les raisons invoquées plus haut mais également par la baisse des marges de réserve, notamment en Allemagne, par la hausse des prix du charbon et le rôle croissant des centrales au charbon dans la formation du prix d'équilibre.

Pourquoi incitez-vous les grands consommateurs à se doter d'une fonction spécifique "gestion d'énergie" ?

Elle peut permettre de faire de l'ouverture des marchés une source d'atouts concurrentiels en développant de façon globale au niveau de l'entreprise :

- une connaissance précise des profils de consommation,
- une compréhension des pics de consommation (pourquoi, où, quand ?)
- la possibilité de réaliser des benchmarks par site, ligne, mode de production, équipe...
- la capacité à optimiser le choix des différentes alternatives contractuelles, par regroupement de sites, en jouant sur les possibilités d'effacement,
- l'affectation analytique du coût de l'énergie,
- un contrôle rigoureux des factures d'énergie.

Selon des travaux menés par le cabinet Accenture, il est possible de générer des économies sur les coûts énergétiques allant jusqu'à 20%.

La libéralisation du secteur électrique doit, si elle est bien encadrée, engendrer des opportunités significatives au prix d'une complexité certes accrue mais souvent familière. Les saisir à bras le corps contribuera à renforcer la compétitivité en Europe, dès lors que de leur côté les fournisseurs sauront répondre aux besoins et aux attentes spécifiques de leurs clients.

**How do electricity exchanges play a key role in opening up the market to competition?**

They make it possible to produce robust, reliable indices resulting in short- and medium-term reference prices that are fully transparent. In many cases, such as with Powernext in France, this trend began by setting up a "spot" balancing market. On the French exchange, which has 42 members, on average 34 GWh are currently exchanged

each day for delivery the following day. In 2003, the volumes exchanged tripled compared with 2002, to 21 GWh/day. A futures market, to manage the risk of the price of supply from one month up to two years, will be launched in 2004.

In your opinion, will the recent upward trend in electricity prices continue? If so, for what reasons?

There is a risk that the rise may be long-term, not only for electricity but for all sources of energy, whether they are primary such as oil, or secondary, such as electricity. Over and above the well-known geopolitical reasons as far as oil is concerned, there are two other causes: the rise in world demand, doped by the growth of the Chinese market and to a lesser extent the American and European markets, but also, more particularly where electricity is concerned, the need for investments, underlined by recent events such as the blackouts in California or Italy. On Powernext, the French electricity exchange, the average price of the MWh exchanged was 21.189 euros in 2002, 29.225 in 2003 and for the time being in 2004 stands at 28.34, but in recent weeks the upward trend has started again. Liberalisation does not mean prices are continually forced down.

Competition simply allows the most efficient market players to take the lead. If consumption grows more quickly than output, a temporary rise in prices will be inevitable because, in a free market, the specific purpose of prices is to rise in order to stimulate new investments or to dissuade excessive demand. Although the opening of the electricity market means it is possible to reap the traditional benefits of competition, it also creates a complex set of new risks for eligible customers that are difficult to manage.

Will environmental regulations, needed to control the greenhouse effect, reinforce this upward trend?

The impact is obvious. A recent Mac Kinsey survey estimated that the repercussions of CO2 emission permits in the cost per kWh could increase prices 30 to 40%. This being said, the rise in recent months is not only due to the reasons mentioned above but also to the drop in reserve margins, particularly in Germany, as well as to the rise in coal prices and to the increasing role of coal-fired power stations in forming the equilibrium price.

Why do you incite corporate consumers to create a special "energy management" position?

It can help the opening of the market to become a source of competitive advantages by developing company-wide:

- precise knowledge about consumption profiles,
- better understanding of peaks in consumption (why, where, when?)
- benchmarking per site, line, production mode, shift etc.,
- the ability to make the right choice between various contractual alternatives, by regrouping sites, or making use of negotiated withdrawals,
- correctly allocating energy costs,
- rigorous control of energy invoices.

According to the survey carried out by the Accenture cabinet, it is possible to generate savings on energy costs of up to 20%. The liberalisation of the electric sector should, if it is properly managed, generate significant business opportunities, no doubt at the cost of increased complexity but in areas that are often familiar. Seizing those opportunities with open arms will help boost competitiveness in Europe, as long as generators are capable of meeting the needs and specific expectations of their customers.

Être au courant



What's going on



Résultats d'EDF ■ ■ ■

■ Un résultat net en forte progression à 857 millions d'euros.

Le Conseil d'Administration d'EDF, réuni sous la Présidence de François Roussely, a examiné le 11 mars 2004, les comptes consolidés du groupe pour l'année 2003. Ces résultats témoignent de la bonne santé financière du Groupe :

- le chiffre d'affaires est en forte progression à 44,9 milliards d'euros (+ 7,4%),
- le résultat net est multiplié par 3,7 à 857 millions d'euros,
- le résultat net courant est multiplié par près de 8 à 1 981 millions d'euros,
- la dette nette diminue de 3 milliards d'euros pour se situer à 24 milliards (-11%).

Ces bons résultats ont été obtenus grâce à une gestion rigoureuse ainsi qu'aux très bonnes performances opérationnelles des différentes activités du groupe, et ce en dépit d'éléments exceptionnels, canicule ou encore la décision de la Commission européenne de faire rembourser par EDF 1,2 milliards d'euros à l'Etat français. EDF a l'intention d'intenter un recours devant la juridiction européenne contre la décision de la Commission.

Rappelons que la dernière dotation en capital de l'Etat à EDF remonte à 1982. Depuis lors, EDF finance ses investissements par autofinancement ou emprunt, tout en rémunérant son actionnaire. Entre 1998 et 2002, EDF a ainsi payé à l'Etat 4,2 milliards d'euros (dont 1,8 milliard au titre des dividendes et 2,4 milliards en impôts sur les sociétés).

EDF earnings ■ ■ ■

■ Sharp rise in net income to €857 million.

On March 11, 2004, the EDF Board of Directors, chaired by François Roussely, examined the consolidated accounts of the Group for 2003. The results underpin the sound financial health of the Group:

- sales turnover rose sharply to €44.9 billion (+ 7.4%),
- net income multiplied by 3.7 to €857 million,
- net income from recurring operations multiplied by nearly 8 to €1,981 million,
- net debt was down €3 billion to stand at €24 billion (-11%).

These satisfactory results were obtained thanks to rigorous management as well as the excellent operational performance of the various business activities of the Group, despite extraordinary items, heat wave as well as the decision of the European Commission to have EDF refund €1.2 billion to the French Government. EDF intends to appeal against the decision of the Commission in the European court.

It should be recalled that the last capital endowment by the French Government to EDF dates back to 1982. Since then, EDF has funded its investments by internal financing or by loans, remunerating its shareholder. As a result, between 1998 and 2002, EDF paid the French Government €4.2 billion (€1.8 billion in dividends and €2.4 billion in corporate taxes).

Sûreté Nucléaire ■ ■ ■

■ EDF coordonne le projet Européen PERFECT

En janvier dernier, la réunion de lancement du projet PERFECT s'est tenue sur le site de recherche EDF des Renardières près de Fontainebleau.

Ce projet européen vise à prévoir avec une précision accrue l'évolution dans le temps, des matériaux des réacteurs nucléaires, en développant un ensemble d'outils de simulation informatique.

Coordonné par EDF, ce projet rassemble 28 partenaires (entreprises, universités, centres de recherches, fondations) provenant de 12 pays européens. Il vient d'être approuvé par la Commission Européenne qui participera à son financement à hauteur de 7,7 millions d'euros sur un total de 18 millions.

Nuclear safety ■ ■ ■

■ EDF co-ordinates the European PERFECT project

Last January, the kick-off meeting of the PERFECT project was held at EDF's research centre at Renardières near Fontainebleau.

The purpose of the European project is to increase the precision in forecasting the changes over time affecting the materials used in nuclear reactors, by developing a series of computerised simulation tools.

Co-ordinated by EDF, the project involves 28 partners (companies, universities, research centres and foundations) from 12 European countries. It has been approved by the European Commission, which is to finance €7.7 million of the total cost of €18 million for the project.

Dernière minute ■ ■ ■

■ Evolution de la forme juridique d'EDF

Le gouvernement français s'est engagé à mener à bien les évolutions juridiques prévues d'Electricité de France afin de transformer cette dernière en société anonyme. Un projet de loi en ce sens sera présenté à l'Assemblée Nationale avant l'été.

Latest news ■ ■ ■

■ Evolution of EDF's legal form

The French government has committed itself to push through the announced changes to Electricité de France's legal form turning it into a limited company. The corresponding draft will be presented before the summer to the National Assembly.

Le chiffre ■ ■ ■

... C'est le montant, en euros, qu'EDF a investi pour moderniser la centrale du Havre, dans le cadre d'un programme de rénovation du parc thermique, afin de contribuer à la lutte contre l'effet de serre.

100 000 000

Facts and figures ■ ■ ■

... Is the amount in euros invested by EDF to modernize its power plant in Le Havre, as part of a renovation scheme for coal-fired generation units, thus contributing to the fight against greenhouse effect.