

COMPARAISON DES PRIX SPOT DE POWERNEXT ET EEX

Par Alain Galli & Margaret Armstrong
Groupe de Finance quantitative, Cerna
Ecole des Mines de Paris
Alain.Galli@ensmp.fr
Margaret.Armstrong@ensmp.fr

Introduction

Powernext a débuté ses opérations le 27 Novembre 2001. Bien que la bourse Allemande EEX fonctionne depuis beaucoup plus longtemps, les deux bourses ont de nombreux points communs. Toutes deux utilisent le système pour déterminer les prix du lendemain (day-ahead) développé par le NordPool. Contrairement à Omel en Espagne les producteurs ne sont pas obligés de vendre par la bourse. En outre les lignes de transmission entre les deux réseaux nationaux, permettent une distribution plus sûre, et homogénéisent les prix grâce aux arbitrages entre les deux pays. Il est donc intéressant de comparer les prix spot entre ces deux bourses, après environ un an d'activité de Powernext, pour avoir une meilleure connaissance des propriétés statistiques des prix des deux marchés, et de leurs relations. Cette compréhension devrait être un élément fondamental pour la modélisation de la structure des prix.

Les données utilisées pour l'étude sont les prix Spot par heure de Powernext et EEX, pour la période du 1^{er} janvier 2002 au 2 décembre de cette même année. Les données des premières cinq semaines de fonctionnement de Powernext n'ont pas été utilisées, car considérées non représentatives, à cause en particulier des faibles volumes traités.

Ce rapport est divisé en quatre parties. La première présente les statistiques de base, en commençant par les histogrammes des 8064 prix spot des 336 jours, pour les deux bourses. Nous nous intéresserons ensuite aux saisonnalités. Dans la mesure où les données couvrent moins d'un an, il est illusoire de penser caractériser l'effet des saisons, donc nous limiterons l'étude aux niveaux journaliers et hebdomadaires. La représentation des moyennes horaires des prix, pour chaque jour de la semaine, met en évidence des différences entre Powernext et EEX, en même temps qu'une grande similitude. Dans la deuxième partie nous étudierons les aspects de structure et de corrélation temporelle. Plutôt que d'utiliser des auto corrélations qui sont très sensibles aux estimations de la moyenne, nous utiliserons des variogrammes. Dans la troisième partie nous regarderons plus en détail la formation des prix sur Powernext, par l'analyse des courbes d'offre et de demande. Enfin quelques conclusions seront tirées dans la quatrième partie.

Statistiques de base

A) Comparaisons jour par jour

La Figure 1 montre les moyennes journalières des prix spot, en bleu pour Powernext et en rouge pour EEX, ainsi que leur différence (en vert), pour la période du 1^{er} janvier au 2 décembre. Pour pouvoir représenter cette dernière sur le même graphique nous lui avons ajouté 80. La similarité entre les deux séries de prix est frappante. Toutes deux ont des périodes de prix très haut, mais pendant celles-ci les prix de EEX sont plus variables que ceux de Powernext. Ceci n'était pas le cas pour la vague de froid du 17 au 19 décembre 2001 (non présenté ici) où les prix des deux bourses ont atteint en commun des sommets, arrivant à 450€ par MWh sur Powernext et touchant un maximum de 1000€ par MWh pour EEX. Durant ces 3 jours les conditions hivernales furent exacerbées par des problèmes sur les lignes de transmission internationales

Comme attendu à partir de la courbe verte, la différence entre Powernext et EEX est faible- environ 1.27€, en moyenne- et due essentiellement à la période de prix élevés. La périodicité que l'on peut noter sur cette figure est simplement due à une consommation plus faible les fins de semaines.

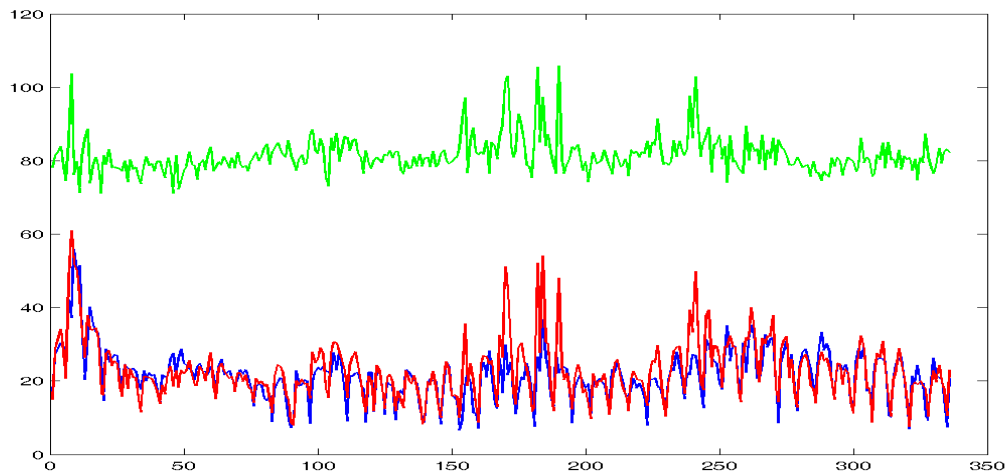
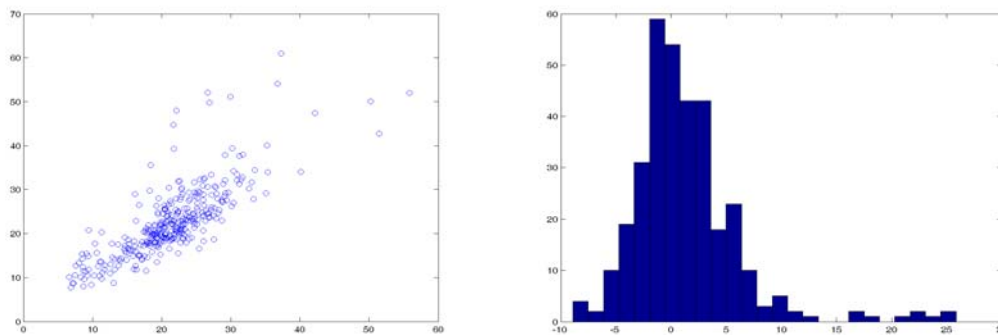


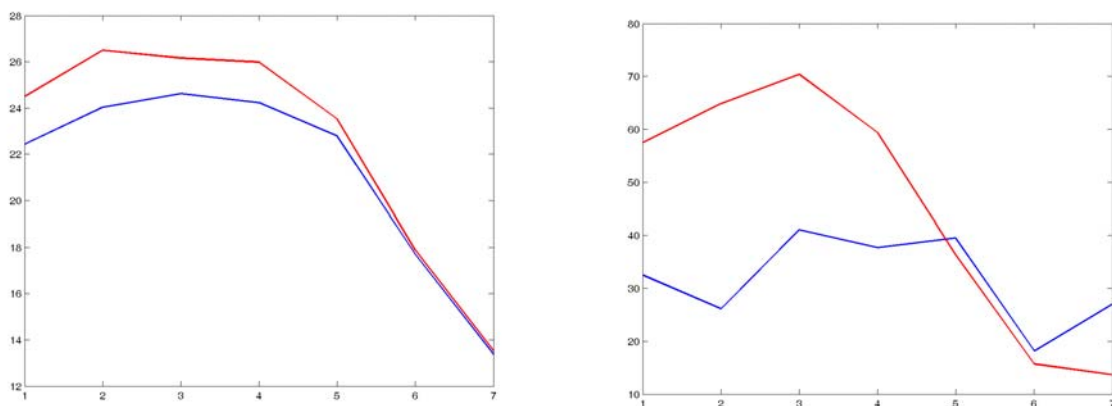
Figure 1: Moyenne journalière des prix, en bleu pour Powernext, en rouge pour EEX, durant la période du 1^{er} janvier au 2 décembre 2002. La différence EEX-Powernext, additionnée de 80, est illustrée en vert.

La Figure 2 présente le nuage de corrélation entre les moyennes journalières des prix des deux bourses, le coefficient de corrélation est 0.76. On peut noter que la corrélation décroît pour les hautes valeurs. L'histogramme de la différence (Figure 3) est asymétrique, même hors contribution des très hautes valeurs correspondant aux événements extrêmes.



Figures 2 & 3: Nuage de corrélation entre Powernext (axes des X) et EEX (axe des Y); Histogramme de la différence EEX moins Powernext (droite)

Le prix moyen est plus faible les fins de semaines que pendant les jours ouvrables (Figure 4a) et les prix moins volatiles (Figure 4b). Alors que les moyennes journalières sont très similaires pour chaque bourse (gauche), la Figure 4b montre que la variance des prix moyens journaliers est moindre pour Powernext.



Figures 4a & b. Moyenne (gauche) et variance des prix (droite) pour chacun des 7 jours de la semaine, en bleu pour Powernext et en rouge pour EEX. Comme on pouvait s'y attendre, les prix baissent le weekend. Noter que les prix de Powernext sont moins variables que ceux d'EEX

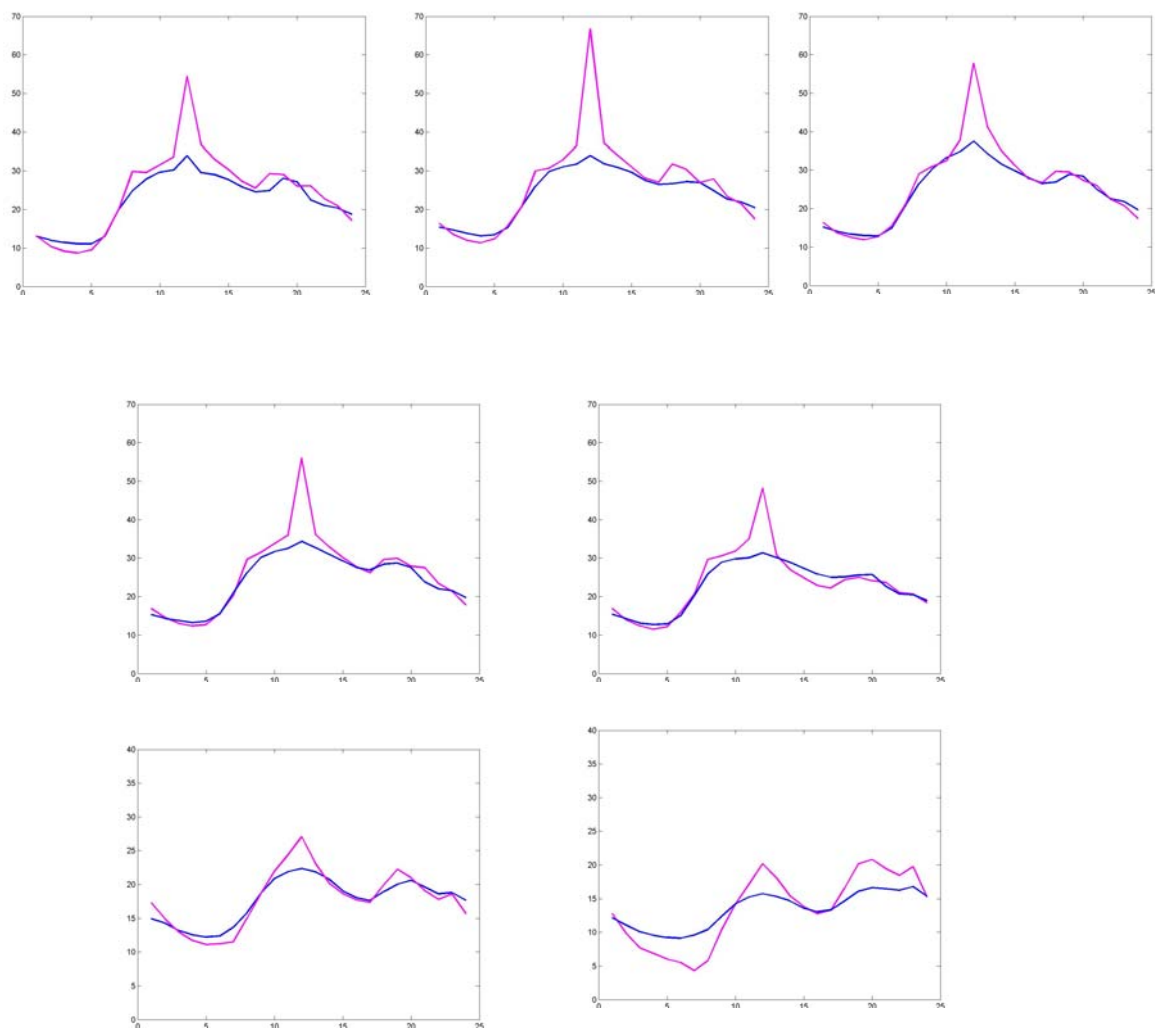


Figure 5: Prix moyens horaires, en bleu pour Powernext et rouge pour EEX pour les 5 jours ouvrables (deux premières lignes), et pour le weekend (dernière ligne). Noter le changement d'échelle par rapport aux jours ouvrables

B) Comparaison Intra Day

Les fluctuations intra-day peuvent facilement se voir en traçant les prix moyens horaires qui sont présentes Figure 5, en bleu pour Powernext et rouge pour EEX. Les deux premières lignes présentent les jours ouvrables, la dernière le weekend. Noter le changement entre l'échelle verticale pour le weekend. Exception faite pour le pic de midi des prix EEX, les prix sont en général très similaires, Powernext étant plus lisse que EEX. Il est intéressant de constater que le pic de consommation dans la soirée est une heure en avance (19 heures) en Allemagne, par rapport à la France.

Malgré d'évidentes similarités entre les prix des deux bourses, quelques différences importantes existent. La rangée supérieure de la Figure 6 montre les prix à 15h, en bleu pour Powernext et rouge pour EEX. Contrairement à EEX, les prix de Powernext sont à quelques exceptions près, tous au dessus de 8€. Ceci correspond aux prix des contrats "base load" mis aux enchères par EDF. L'impact des produits "peak load", dont le prix d'exercice a été récemment réduit de 26€ à 23€, est aussi apparent sur la seconde rangée de la Figure 7 qui compare les prix pic en soirée, c'est à dire à 20 heures, pour la France et 19 heures pour l'Allemagne. Pendant les premières six semaines de l'année, (72 jours), les prix tombent rarement sous 26€, puis pour les 24 semaines suivantes ils oscillent entre 8€ and 26€. Après juillet, l'influence des enchères de capacité sur les prix de Powernext semble avoir diminué. D'un point de vue statistique le changement brutal d'un comportement à l'autre après les premières 6 semaines, suggère l'utilisation d'une variable latente pour contrôler ce passage d'un comportement à l'autre. La question est en fait « verrons nous ce type de comportement dans le futur ? Ou est-ce seulement le symptôme d'un marché qui n'était pas encore mur? » Seul le temps le dira.

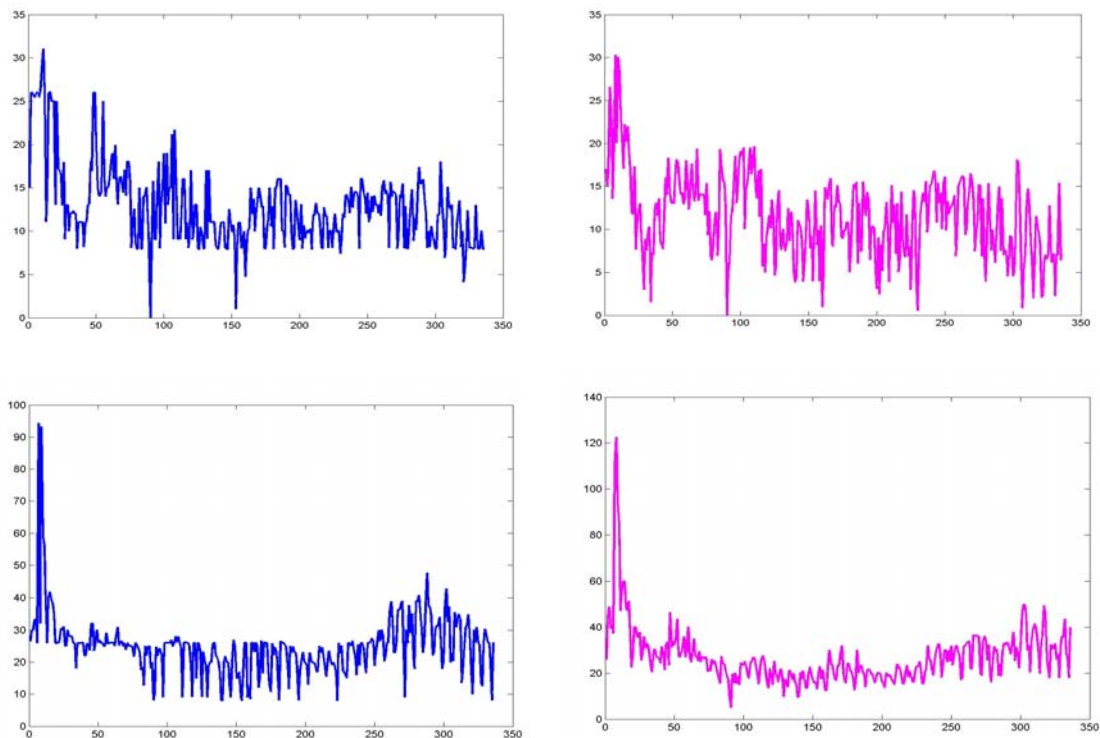


Figure 6: Prix Spot à 15 heure (rangée du haut) et pour la période du pic de la soirée (en bas). Powernext est en bleu et EEX en rouge. Noter l'impact des enchères de capacité à 8€ et 26€ d'EdF sur les prix Powernext mais pas sur EEX

L'impact de ces deux prix (8€ et 26€) est aussi apparent sur l'histogramme des prix de Powernext, mais pas sur celui de EEX qui est plus lisse (Figure 7). (Pour plus d'information sur ces produits voir le site web d'EdF: <http://www.edf.fr/hm/fr/enchere/enchere>). Ces remarques expliquent aussi une partie de l'asymétrie constatée Figure 4.

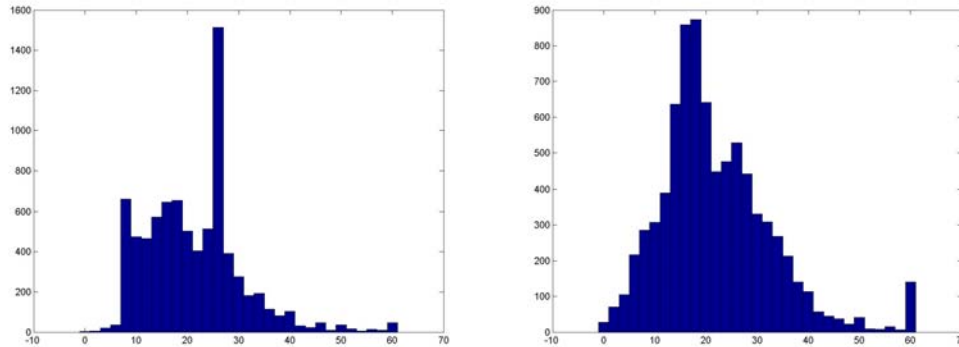


Figure 7: Histogrammes des prix spot de Powernext (gauche) et EEX (droite) jusqu'à 60€. La coupure inférieure à 8€ et le pic 26€ sur les prix de Powernext correspond aux produits "base load" et "peak load" proposés par EdF. Le contraste avec l'histogramme d'EEX, plus lisse est marqué.

Variogrammes

Ces statistiques étant calculées, il est intéressant d'aller plus loin et de voir comment la corrélation entre prix évolue avec le temps. Plutôt que d'utiliser les auto et cross corrélations qui sont très influencées par la valeur de la moyenne, nous préférons utiliser le variogramme, qui est défini comme la demi-moyenne du carré des écarts des prix séparés par un laps de temps donné. On le regarde en fonction de ce laps de temps. L'habitude veut que l'on utilise la lettre grecque gamma, γ , pour dénoter le variogramme. Soient $P(t_i)$ et $P(t_j)$ les prix au temps t_i et t_j . Soit h égal à la valeur absolue de $t_i - t_j$. S'il y a N_h paires de prix séparés de h , alors le variogramme est:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum [(P(t_i) - P(t_j))^2]$$

(Pour plus d'informations sur les variogrammes le lecteur pourra consulter les livres de Chiles & Delfiner ou Armstrong.¹). La Figure 8 montre le variogramme calculé pour les prix spot des deux marchés (avec Powernext en bleu et EEX rouge) pour des écarts de temps jusqu'à 70 jours. Comme on pouvait le prévoir les variogrammes présentent des minimums tous les 7 jours. Les arches sont typiques de périodicités en temps. Le variogramme croisé entre Powernext and EEX, (en vert) est non seulement aussi périodique, mais est très similaire à celui de Powernext. Ceci suggère qu'un modèle additif très simple donnera une représentation au premier ordre de la relation entre les deux marchés.

$$\text{prix EEX} = \text{prix PowerNext} + \text{terme d'erreur (non symétrique)}$$

ou le terme d'erreur est faible et faiblement corrélé avec Powernext.

¹ Chiles J-P. & P. Delfiner (1999) *Geostatistics, Modeling Spatial Uncertainty*, John Wiley & Son New York
 Armstrong M. (1998) *Basic Linear Geostatistics*, Springer, Berlin.

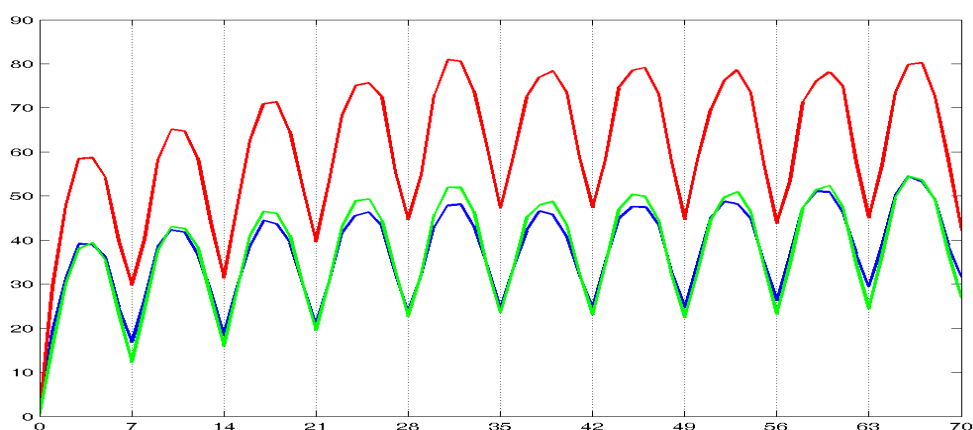


Figure 8: Variogrammes pour les moyennes journalières des prix spot. Powernext en bleu et EEX en rouge. Le variogramme croisé, en vert, est presque identique à celui de Powernext. L'échelle de temps est en jours

Ayant un modèle raisonnable qui lie les prix des deux marchés, nous allons maintenant nous intéresser plus en détail aux prix de Powernext. Comme nous l'avons remarqué sur la Figure 4 les moyennes et variances journalières sont plus faibles les weekend que durant les jours ouvrables. Ceci suggère de standardiser les données (i.e. soustraire la moyenne journalière et diviser par l'écart type) pour enlever la périodicité. Les variogrammes des prix standardisés calculés séparément pour chaque jour de la semaine sont montrés Figure 9. Sur cette figure outre les 7 variogrammes figure leur moyenne, (en rouge gras). Comme l'intervalle de temps entre deux lundis ou mardis est au minimum de 7 jours, l'échelle sur l'axe des X est en semaines, (pas en jours comme sur la Figure 8). Le résultat est encourageant, les sept variogrammes semblent très similaires, ce qui suggère qu'ils proviennent du même processus sous-jacent, et donc qu'il est légitime de les grouper et de calculer leur variogramme sans distinguer le jour de la semaine (après standardisation). La Figure 10 montre les variogrammes de ces prix standardisés, celui ci doit être comparé avec la courbe bleue de la Figure 9.

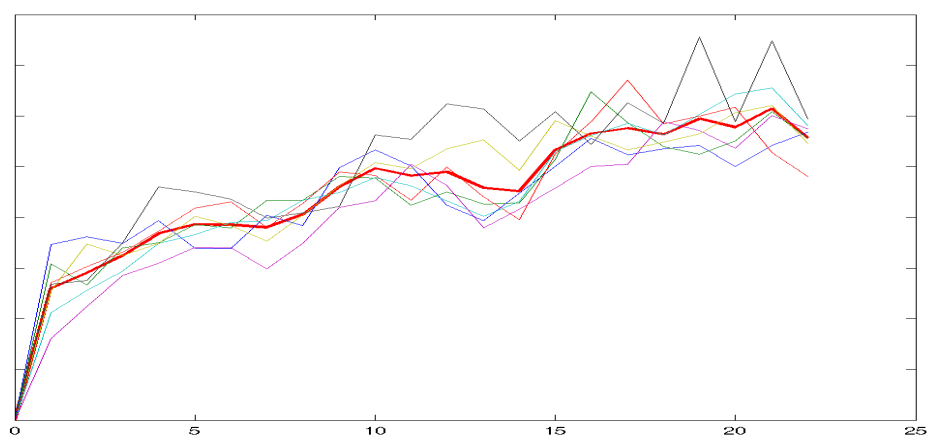


Figure 9: Variogrammes de Powernext calculés après standardisation des prix, un variogramme par jour de la semaine, leur moyenne étant en rouge gras. Leur similitude suggère qu'ils proviennent du même processus. (Les prix sont standardisés en soustrayant la moyenne Figure 4a et divisant par la racine de la variance Figure 4b)

Pour résumer, la périodicité est un trait marquant de chaque marché, elle est responsable de près de la moitié de la variance des prix. Elle doit être analysée très précisément avant de chercher à établir des modèles de prix de produits dérivés. Son effet ne peut pas être gommé simplement en enlevant une

composante périodique. Nous avons dû aussi corriger de la variance. En fait la composante périodique devrait probablement être considérée comme non déterministe dans une étude plus précise. Cependant comme on le voit sur la Figure 10 la simple transformation que nous avons effectuée la diminue de façon conséquente.

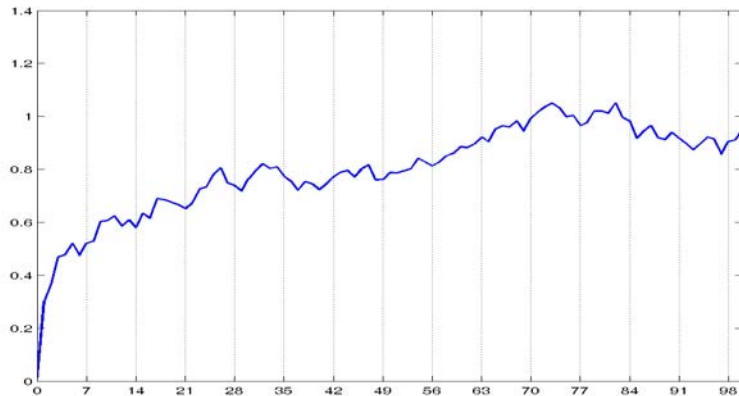


Figure 10. Variogramme des tous les prix standardisés de Powernext (sans tenir compte du jour de la semaine). La standardisation a enlevé 80 à 90% de la périodicité. Le temps sur l'axe X est en jours

Courbes d'offre et de demande

Les prix horaires "day-ahead" sont déterminés par l'intersection des courbes d'offre et de demande. La Figure 11 présente une sélection de courbes d'offre (droite) et de demande (gauche). Les prix caractéristiques de 8€ et 26€ se devinent dans les deux figures, mais semblent plus marqués sur les courbes de demande.

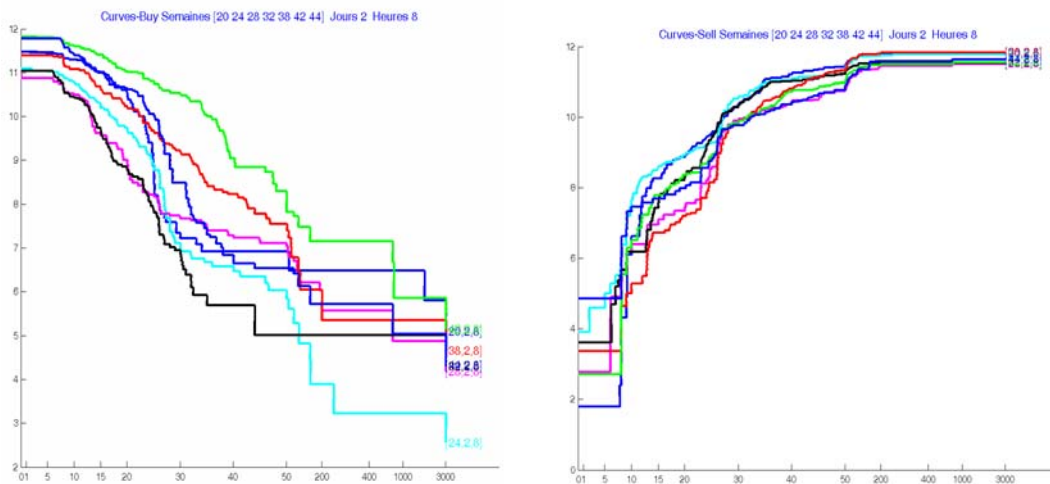


Figure 11: Echantillons de courbes d'offre (droite) et de demande (gauche) pour Powernext

Après quelques mois d'activité les courbes sont devenues plus lisses, avec moins d'échelons marqués, en particulier dans la zone des prix moyens. La Figure 12 montre les histogrammes des prix demandés (gauche) et offerts (droite). L'échelle de l'axe horizontal est non linéaire car les prix s'étendent de 0€ à 3000€. La Figure 13 présente les pourcentages des volumes demandés (gauche) et offerts (droite), par classe de prix. Les pics sur ces figures correspondent aux classes contenant 26€, comme on pouvait le penser compte tenu des remarques précédentes. Un autre trait notable concerne l'asymétrie très marquée pour les 4 figures, et différente pour l'offre et la demande.

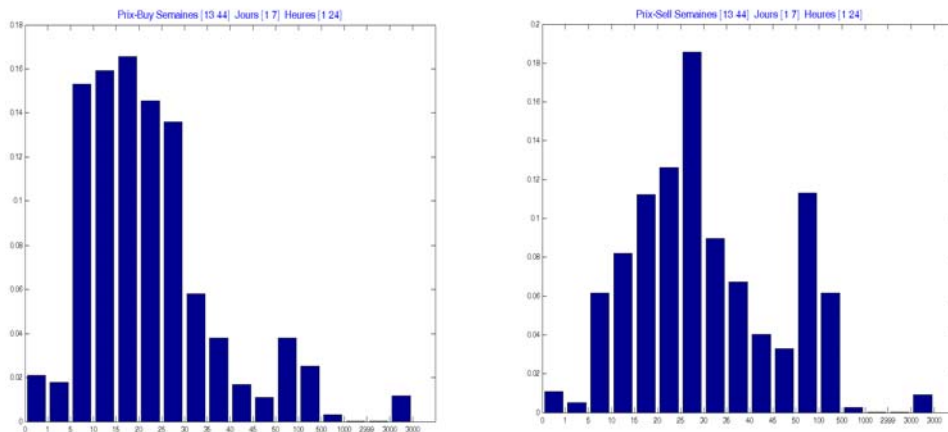


Figure 12. Histogrammes des prix demandés (gauche) et offerts (droite), pour les semaines 13 à 44 de 2002 (tous les jours et toutes les heures)

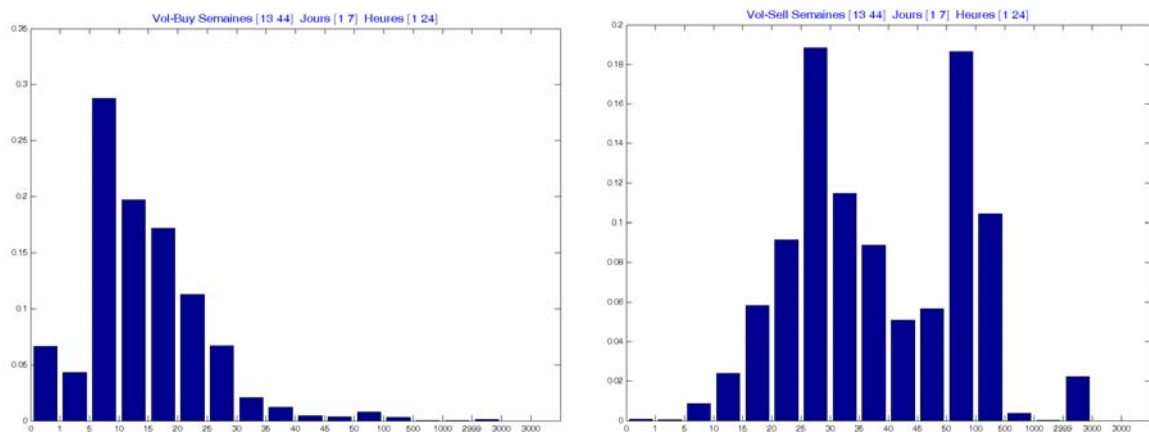


Figure 13: Pourcentage des Volumes demandés (gauche) et offerts (droite) par classes de prix, pour les semaines 13 à 44 de 2002 (tous les jours et toutes les heures)

Notons que la bimodalité apparente dans les courbes est due au choix de la largeur des classes, les dix premières (de 0 à 50€) ont une amplitude de 5€, alors que les suivantes ont une amplitude de 50 à 100€.

Conclusions

Notre objectif en comparant les prix de Powernext et EEX est d'arriver à une meilleure compréhension des propriétés statistiques des deux marchés, et de mieux comprendre leur interdépendance. Comme on l'attendait les prix spot sont très similaires, cependant quelques différences notables sont apparues:

- Les produits "base load" et "peak load" (mis aux enchères par EDF respectivement à 8€ et 26€) ont un effet marqué sur les prix de Powernext, mais n'affectent pas EEX.
- Les prix EEX sont plus variables que ceux de Powernext, et cette tendance est accentuée pour les périodes de prix élevés.
- Le pic de midi est généralement bien plus haut en Allemagne qu'en France.
- Le pic du soir arrive une heure plus tôt en Allemagne qu'en France.
- Des différences fortes existent entre les moyennes et variances pour les jours de la semaine. Il n'est donc pas surprenant que voir une très forte périodicité de sept jours, bien mise en évidence par les variogrammes. La standardisation des prix permet de l'atténuer considérablement.

Quelques résultats intéressants concernent les courbes d'offre et demande.

- Avec l'accroissement des volumes négociés, les deux courbes sont devenues bien plus lisses
- L'impact des enchères de capacité EdF est évident sur les courbes, avec le prix du "base load" (8€) très apparent sur les courbes d'offres, alors que le prix du "peak load" (26€) est plus évident sur les courbes de demande.
- Les histogrammes des prix offerts et des volumes correspondant sont asymétriques.

Beaucoup de modèles pour le "pricing" des produits dérivés sur l'électricité ont été proposés dans le passé, de nombreux travaux y sont actuellement consacrés, qui pour l'essentiel cherchent à transposer les modèles des produits dérivés développés pour les marchés financiers. Il nous apparaît cependant qu'une approche s'appuyant sur une analyse expérimentale aurait un grand intérêt. Par exemple dans le cadre restreint de cette étude, il apparaît que la périodicité au niveau de la semaine ait une part plus importante dans la variabilité - et soit plus complexe -, que l'on aurait pu le supposer a priori.

Remerciements

Nous tenons à remercier Powernext pour nous avoir donné accès aux courbes d'offre et de demande, et tout particulièrement Audrey Mahuet et Jean-Paul Olive, pour leurs conseils précieux.

COMPARING THE SPOT PRICES FROM POWERNEXT AND EEX

By Alain Galli & Margaret Armstrong
Quantitative Finance Group, Cerna
Ecole des Mines de Paris
Alain.Galli@ensmp.fr
Margaret.Armstrong@ensmp.fr

Introduction

Powernext started operating on 27 November 2001. Although the German exchange, EEX, has been functioning for much longer, the two have many common points. Both use the same system for fixing the day-ahead spot price, the one developed by NordPool. In contrast to Omel in Spain, power producers in France and Germany are not obliged to sell through the exchange. In addition, the cross-border transmission lines that physically link the French and German grids, not only make the electricity supply more reliable they also allow cross-border commercial transactions which should homogenize prices in both countries. So after nearly a year of operation it is interesting to compare the spot prices on the two exchanges in order to have a better understanding of the statistical properties of the prices in the two markets and the relationship between them. This information will be used when modelling the structure of the day-ahead spot prices.

The data used to carry out the study consists of the (hourly) spot prices for electricity from Powernext and EEX, for the period from 1 January 2002 to 2 December 2002. Data from the first five weeks of trading were not included because traded volumes were relatively low initially and so these data are not necessarily representative.

This report is divided into four sections. The first one presents the basic statistics, starting with the histograms of all the 8064 spot prices in the 336 days, for both exchanges. In time series data, it is usual to find three types of seasonality: daily, weekly and annual. As the available data cover less than one calendar year, it is too early to attempt to study annual trends. So we limit ourselves to studying daily and weekly fluctuations. Plotting the hourly average prices for each day of the week shows some interesting differences between Powernext and EEX, as well as a high degree of similarity. The second section studies the time correlations between the two time series. Rather than using auto and cross correlations which are sensitive to the estimate of the mean, we have chosen to use variograms. The third section focuses on the buy and sell curves that effectively determine the spot prices. Some preliminary conclusions are given in the fourth section.

Basic statistics

A) Day by day comparisons

Figure 1 shows the daily mean spot prices for Powernext (blue) and EEX (red), together with the difference between these two values (green) for the period from 1 January to 2 December 2002. In order to be able to display the latter, eighty has been added to the difference. The similarity between the two series of prices is striking. Both have periods of extremely high prices. During these periods the EEX prices are more variable than those of Powernext. During the cold snap from 17 to 19 December 2001 (not shown in Figure 1), prices on both exchanges skyrocketed, with EEX hitting a maximum of 1000€ per MWh compared to 450€ for Powernext. At this time winter conditions were exacerbated by problems with the international transmission lines.

As expected from the green curve, the difference, EEX - Powernext, is small (about 1.27€, on average, and due essentially to the periods of high prices). The periodicity that can be seen in this figure is simply due to the lower consumption over the weekend.

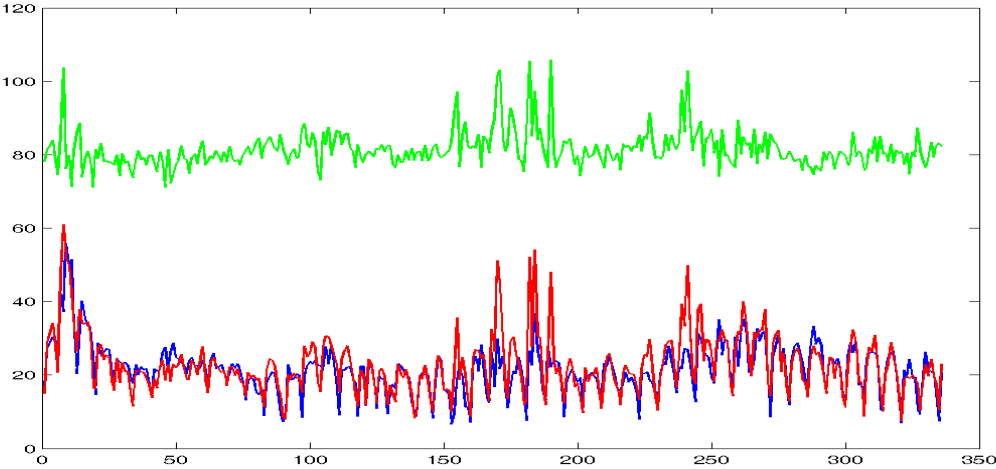
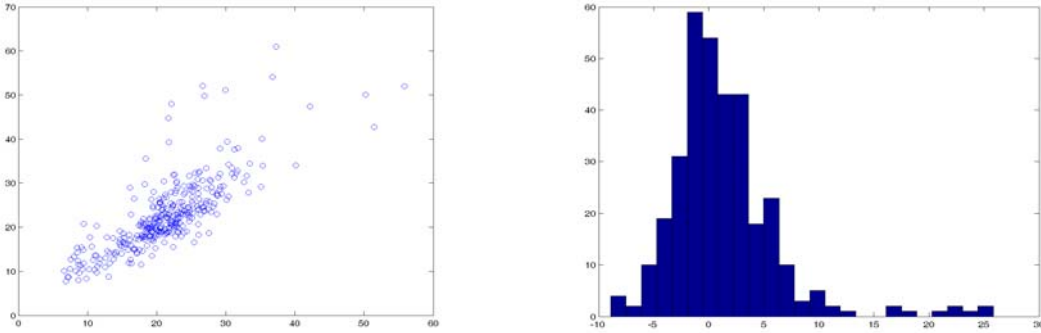


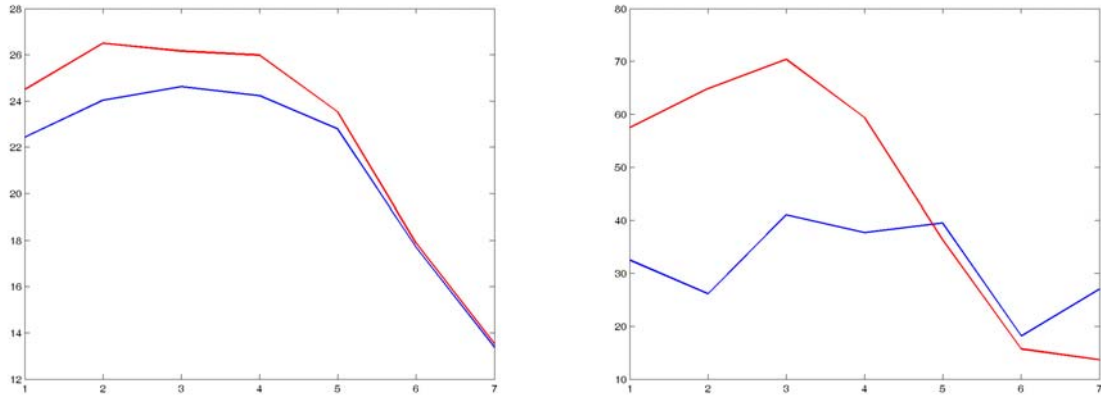
Figure 1: Average daily spot prices for Powernext in blue and EEX in red, for the period from 1 January to 2 December 2002. The difference between the two (i.e. EEX – Powernext) is shown in green. In order to be able to display it, 80 has been added to its value

Figure 2 presents the cross plot between the daily average prices on the two exchanges. The coefficient of correlation is 0.76. Interestingly, the correlation decreases for high values. The histogram of the differences (Figure 3) is skew. Even after the very high values which correspond to extreme events, have been removed the rest of the histogram is still asymmetric.



Figures 2 & 3: Scatter diagram between Powernext (X axis) and EEX (Y axis); Histogram of the difference EEX price minus Powernext price (right)

As expected the average price at weekends is lower than during the working week (Figure 4a) and prices are less volatile (Figure 4b). Whereas the daily averages are very similar for both exchanges (left), Figure 4b shows that the variance of the daily average prices at Powernext is lower than at EEX.



Figures 4a & b. Average price (left) and variance (right) for each day of the week (Day 1 = Monday etc) with Powernext in blue and EEX in red. As expected the prices drop on weekends (Days 6 & 7). Note that Powernext prices are less variable than those for EEX

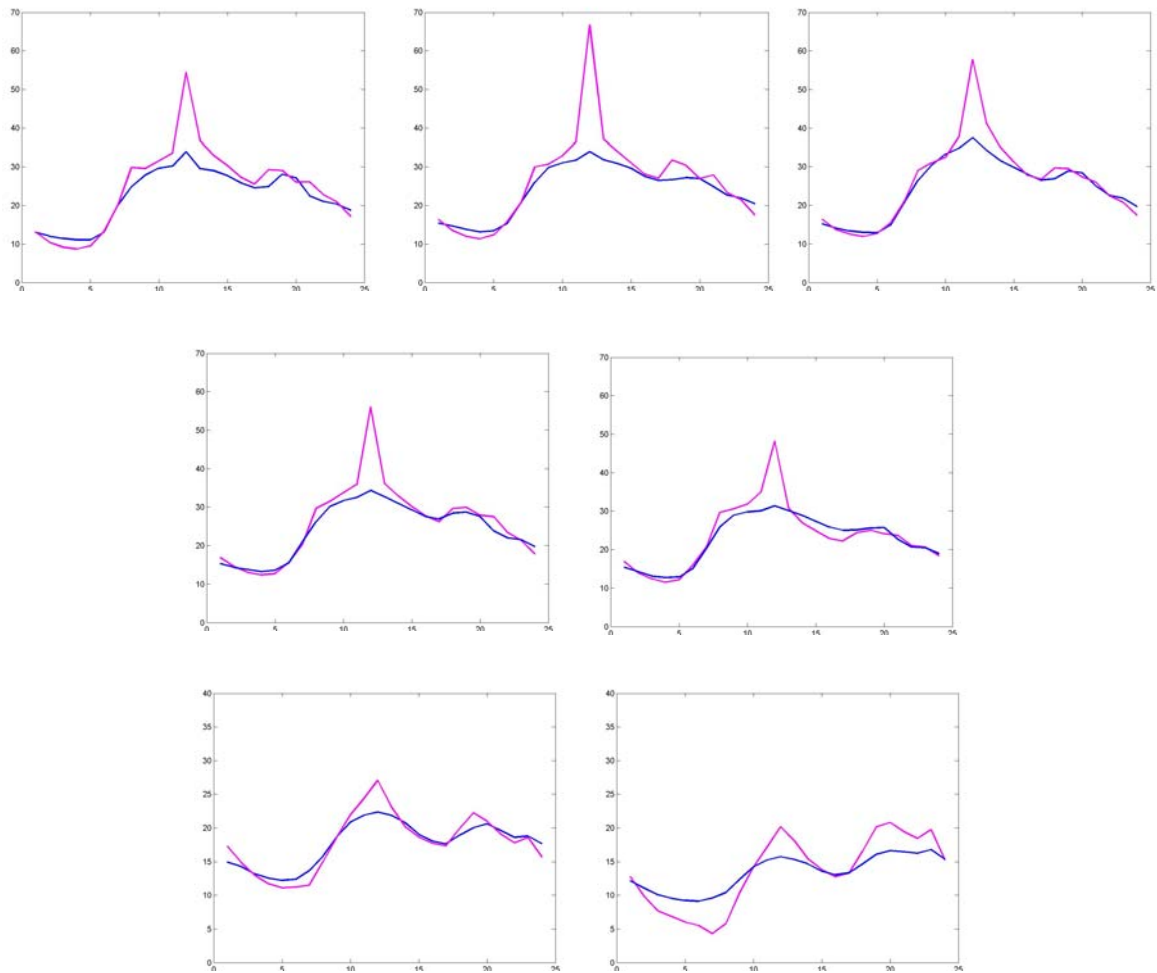


Figure 5: Hourly average prices for Powernext (blue) and EEX (pink) for the five working days, Monday through Friday (top two rows) and for the weekend (bottom row). Note the change of scale compared to week days

B) Intra Day comparisons

The intra-day fluctuations can be seen by plotting the average hourly price. Figure 4 shows these averages for Powernext in blue and those for EEX in pink for the five working days (top two rows) and for the weekend (bottom row). Note the change in the vertical scale in the bottom row. Except for the noon peak for EEX, the prices are in general quite similar, with Powernext being smoother than EEX. It is interesting to see that the peak consumption in the evening occurs one hour earlier in Germany (at 7pm) than in France.

Despite the obvious similarities between the prices on the two exchanges, some important differences exist. The top row of Figure 6 shows the price at 3 am for Powernext (blue, left) and EEX (pink, right). In contrast to EEX, the Powernext prices are, with only one or two exceptions, all above 8€. This corresponds to the price of the base load product sold by EdF. In addition to this the EdF also markets a peak load product. Its nominal price was recently reduced from 26€ to 23€. The impact of the peak load product is apparent on the second row of Figure 7 which compares the peak prices in the evening, that is 8pm in France and 7pm in Germany. During the first six weeks of the year (i.e. 72 days) the prices rarely dropped below 26€. Then for the next 24 weeks the prices oscillated between 8€ and 26€. After July, the influence of EdF's capacity auctions on the Powernext prices seems to have diminished. From a statistical point of view the sharp switch from one type of behaviour to another after the first 6 weeks suggests using a switching regime controlled by latent variables to model the prices. The real question is "Will we see this type of behaviour in the future? Or is it just a symptom of an immature market?" Only time will tell.

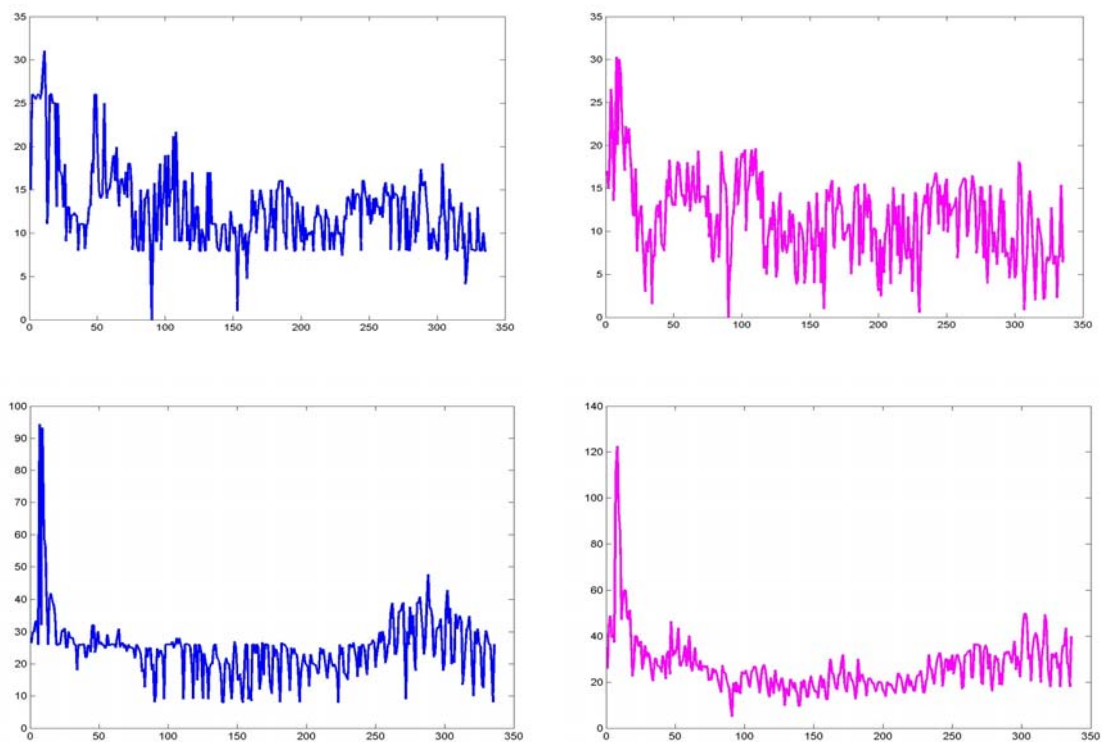


Figure 6: Spot prices at 3 am (top row) and for evening peak period (bottom row) for Powernext (blue) and EEX (pink). Note the impact of the EdF's capacity auction priced at 8€ and 26€ on the Powernext prices but not on EEX

The impact of these two prices (8€ and 26€) is also apparent on the histograms of Powernext's spot prices but not on that of EEX which is smoother (Figure 7). (For more information on these products see the EdF website: <http://www.edf.fr/htm/fr/enchere/enchere>). This also partly explains the asymmetry in the difference shown Figure 4.

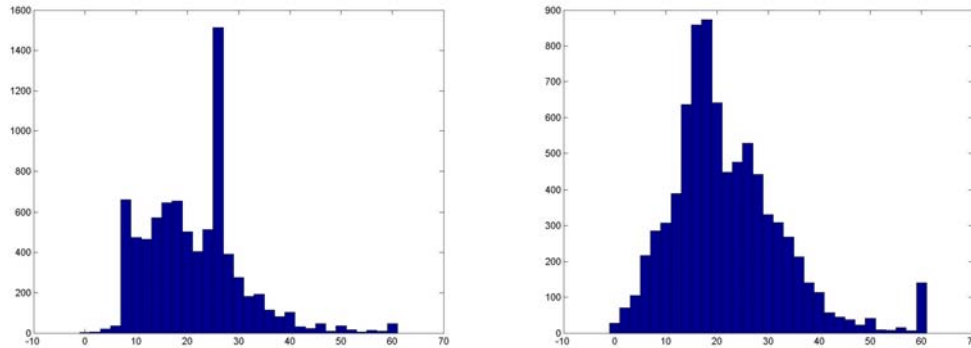


Figure 7: Histograms of the spot prices for Powernext (left) and EEX (right) up to 60€. The lower cutoff of 8€ and the peak at 26€ in the Powernext prices correspond to the base load and peak load products proposed by EdF. In contrast the histogram of EEX spot prices is much smoother

Variograms

Having computed the statistics of the spot prices, it is interesting to study how the correlation between spot prices changes with time. Rather than using auto and cross correlations which are strongly influenced by the value of the mean, we prefer to use the variogram which is defined as the average square difference between pairs of observations with a certain time lag between them. Usually the greek letter gamma, γ , is used to denote the variogram. Let $P(t_i)$ and $P(t_j)$ be the prices at times t_i and t_j . Let h_{ij} be the time lag, $t_i - t_j$. If there are N_{ij} such pairs of prices, then the variogram is just

$$\gamma(h_{ij}) = \frac{1}{2N_{ij}} \sum [(P(t_i) - P(t_j))^2]$$

(For more information on variograms and cross variograms, interested readers can consult the books by Chiles & Delfiner or Armstrong.¹) Figure 8 shows the variograms computed for the spot prices for both exchanges (with Powernext in blue and EEX in red) for time lags of up to 70 days. As expected, the variograms drop every 7 days. The “arching” is typical of periodic time series. The erraticness of both variograms is due to the long tail of extremely high spot prices. Interestingly the cross variogram between Powernext and EEX, (in green) is very similar to the Powernext variogram. This suggests that a very simple additive model may provide a first order description of the relationship between the two markets. That is:

$$\text{EEX price} = \text{Powernext price} + \text{Asymmetric error term}$$

where the error term is small relative to the other two terms and only weakly correlated with Powernext.

¹ Chiles J-P. & P. Delfiner (1999) *Geostatistics, Modeling Spatial Uncertainty*, John Wiley & Son New York
 Armstrong M. (1998) *Basic Linear Geostatistics*, Springer, Berlin.

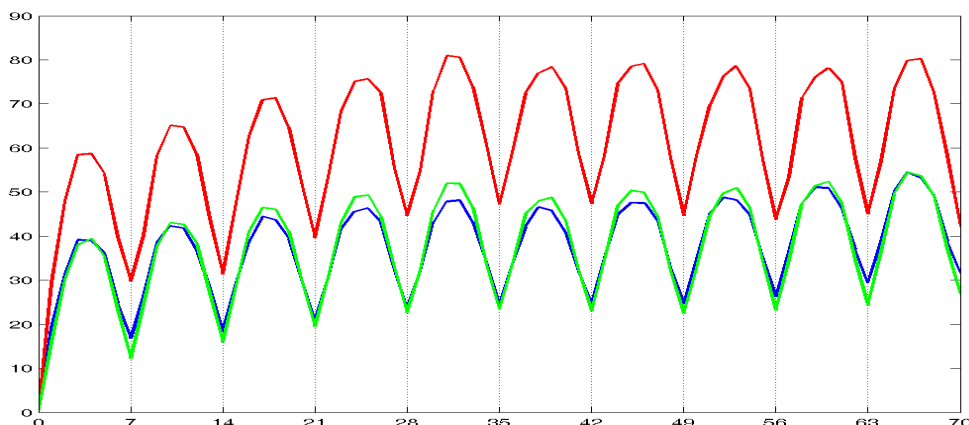


Figure 8: Variograms for daily average spot prices for Powernext (blue) and EEX (red). The cross variogram (green) is almost identical to the Powernext variogram. The time scale is in days

Having found a model that links the prices on the two markets, we now focus on the prices on Powernext. As was seen from Figure 4 the daily means and variances are lower at weekends than during the working week. This suggests standardising the data (i.e. subtracting the daily mean and dividing by the standard deviation) in order to remove the periodicity. Variograms of the standardised prices were computed separately for each day of the week. Figure 9 shows these seven variograms together with their average (red). As the time lag between successive Mondays (or Tuesdays etc) is one week, the scale on the X axis is weeks (not days as in Figure 8). The results are encouraging. The seven variograms of standardised prices (one for each day of the week) are remarkably similar. This suggests that they come from the same underlying process, and so it is meaningful to group them together and compute their variogram. Figure 10 shows the variogram computed using all the standardised prices.

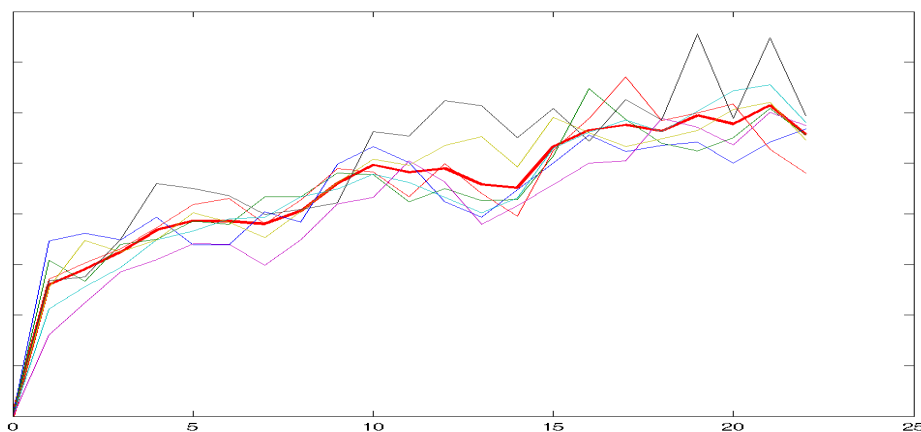


Figure 9: Variograms computed for the standardised prices for Powernext for each day of the week, together with the average of these seven variograms. The similarity between them suggests that the standardised prices come from the same underlying stochastic process. (Prices were standardised by subtracting the daily mean shown in Figure 4a and dividing by the square root of the daily variance given in Figure 4b)

To sum up periodicity is an important feature of both markets. It is responsible for about half the variance of the prices. Its effect cannot be removed simply by subtracting a periodic component. We also have to correct for the variance. In fact the periodical components should probably be considered as non-deterministic.

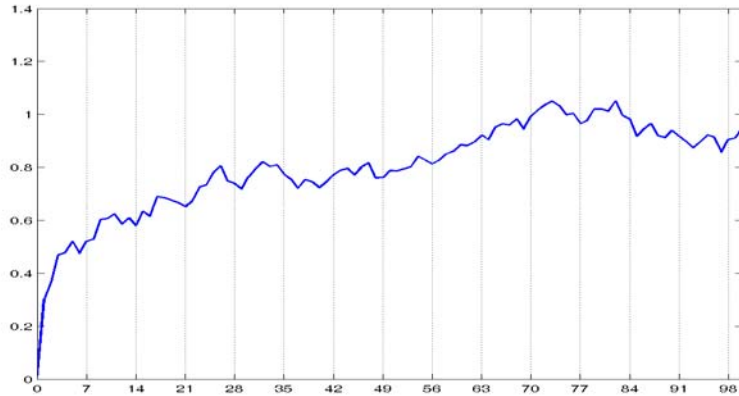


Figure 10. Variogram of all standardised prices (irrespective of the day of the week) for Powernext. Having standardised the prices has effectively removed most of the periodicity. The times on the X axis are in days

Buy and sell curves

The hourly prices in the day ahead market are determined by the intersection of the offers to buy and those to sell. Figure 11 presents a selection of offers to buy (on the left) and offers to sell (on the right). The characteristic prices of 8€ and 26€ are apparent in both figures, but are more marked in the buy curves on the left.

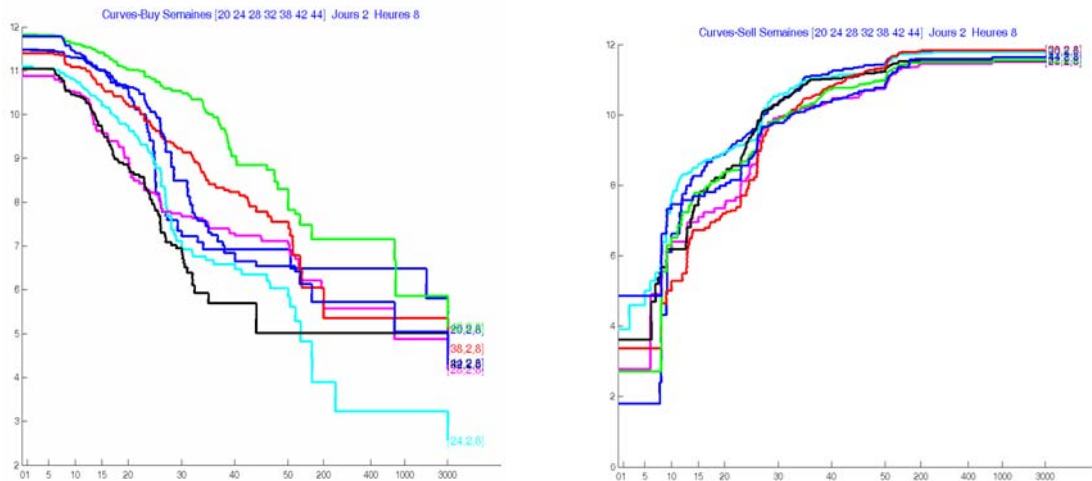


Figure 11: The offers to buy (left) and to sell (right) show the volumes offered as a function of the price (here for Powernext) for 8am for 7 consecutive days

Over the months since trading started the curves have steadily become “smoother”, with fewer sharp steps. Figure 12 shows the histograms with the offers to buy on the left and those to sell on the right. The scale on the horizontal axis is nonlinear because prices range from 0€ to 3000€. The peaks for all four histograms correspond to the class that contains 26€, as could be expected. Another interesting feature of the histograms is the asymmetry between the buy and sell histograms for both periods. This asymmetry is even more marked for the histograms of the volumes per classes of prices (Figure 13).

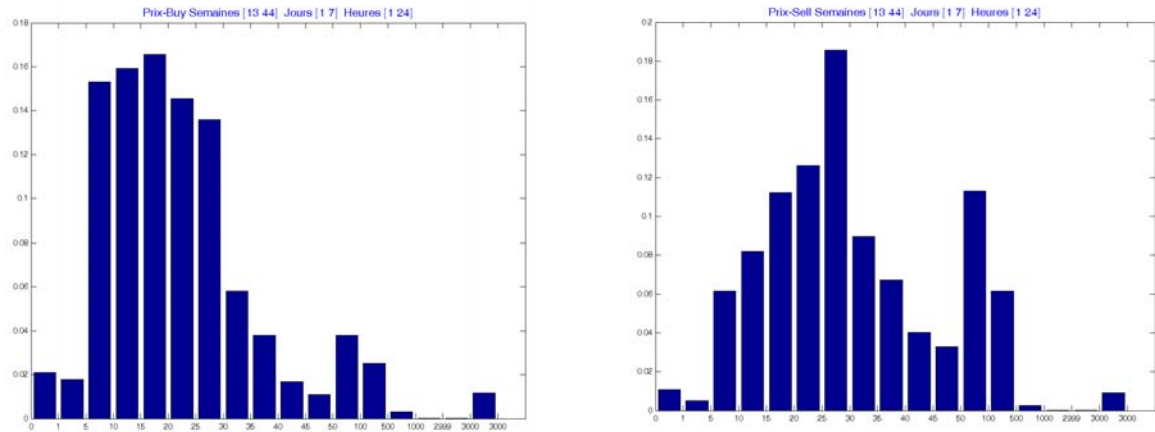


Figure 12. Histograms with the prices offer to buy (left) and to sell (right) for weeks 13 to 44 in 2002. 7 days a week 24 hours a day.

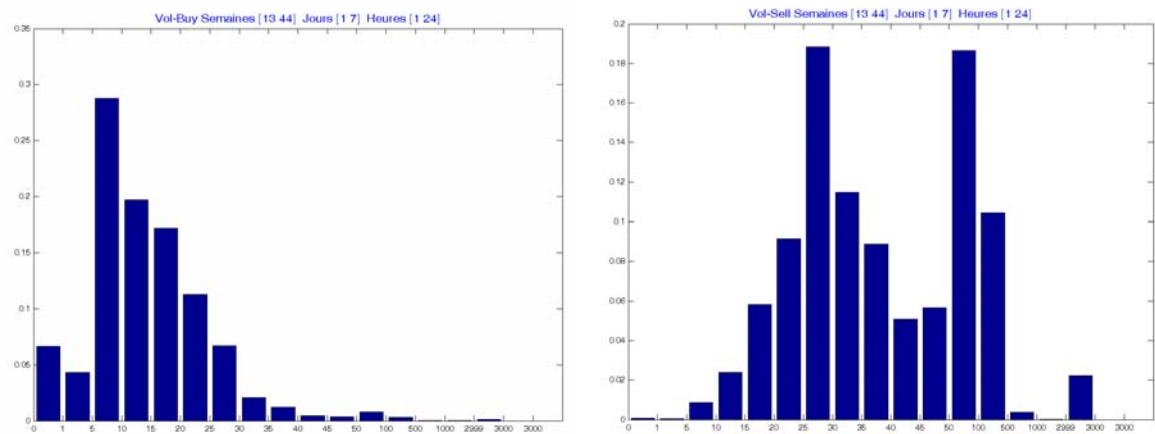


Figure 13: Volumes for buying (left) and selling (right) for weeks 13-44, per price classes (24 hours per day, 7 days per week)

Lastly the apparent bimodality of the offer to sell histogram and in the corresponding volumes for sale is due to the choice of the class widths. The first ten classes (from 0 to 50€) are 5€ in width, then next class goes from 50 to 100€.

Conclusions

Our aim in comparing the spot prices on Powernext and EEX is to come a better understanding of the statistical properties of the prices on both exchanges and the relationship between them, in order to develop models of the day-ahead spot prices. The main result is that as expected the day-ahead spot prices on both exchanges are very similar. Several differences were found:

- the EDF base load and peak load products (auctioned by EDF at 8€ and 26€ respectively) have a marked effect on the Powernext prices but not on EEX;
- EEX prices are more variable than those on Powernext, and this tendency is more marked during periods of high prices;
- the noon peak is generally much higher in Germany than France
- the evening peak occurs one hour earlier in Germany (7pm) compared to 8pm in France

Marked differences exist between the means and variances for the different days of the week. So it was not surprising to find that the variograms and cross variograms were periodic (7 days). Standardising the prices effectively removed most of the periodicity.

Several interesting results were found concerning the buy and sell curves:

- as the volumes traded increased over the months, both curves have become smoother
- the impact of the EdF capacity auctions is evident on the curves, with the base load price (8€) being more apparent on the sell curve and conversely the peak load (26€) more obvious on the buy curves
- the histograms of the prices offered and the corresponding volumes are skew.

Many models proposed in the past for pricing electricity derivatives (and much of the current work) have been obtained by transposing models developed for financial markets. Given the inherent differences between electricity and the other types of assets, it seems, to us, interesting to develop an approach based on the experimental analysis of the data. For example even in the limited framework of this study, the weekly periodicity is a major component of the overall variability, and is more complex than has been recognized earlier.

Acknowledgment

We would like to thank Powernext for having provided us with the data on the offers to buy and sell. Special thanks are due to Audrey Mahuet and Jean-Paul Olive for all their help.