



Optimización de la curva Forward de precios y análisis de su impacto en el pricing de electricidad

Palabras clave: comercialización eléctrica, precios futuros, modelos optimización, curva Forward.

Key words: power pricing, future prices, optimization models, Forward curve.

Resumen:

La curva Forward de precios es una herramienta económica utilizada por entidades comercializadoras y financieras para estimar el coste horario futuro de los productos/servicios adquiridos en el mercado (y posteriormente revendidos) en función de ciertos parámetros característicos, típicamente:

- Cotizaciones del producto commodity (Base y Peak).
- Precios históricos almacenados.
- Matrices de relación horaria para el período de proyección.

Abstract:

The Forward Price Curve is an economic tool used by commodity traders and financial institutions to estimate the hourly cost of future products / services, which are purchased in exchange markets (and subsequently resold), based on certain parameters, typically:

- Quotations of the traded commodity (Base and Peak).
- Historical Prices previously stored.
- Time-related matrices for the projection period.



Eduardo Medina López

Ingeniero Industrial del ICAI (promoción 2011).
Prácticas BMW AG Múnich (2010), PFC Endesa Energía (2010-2011). Actualmente es auditor de calidad en Múnich y Marsella (EADS).

Introducción

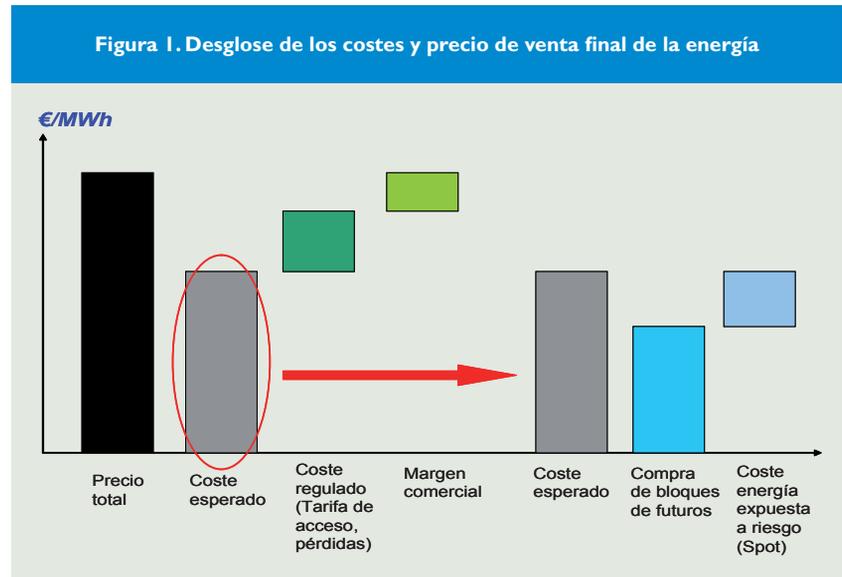
Se presentan aquí dos modelos matemáticos robustos, aplicables exclusivamente a grandes consumidores (por ejemplo: fabricantes industriales), que permiten a las empresas comercializadoras de gas, electricidad o derivados prever, de forma precisa y fiable, el coste de abastecimiento en los mercados a plazo (año-venta en adelante). De este modo, al poder establecer desde hoy mismo contratos futuros con los clientes, se incrementará el nivel de liquidez actual de la empresa.

Dichos modelos se pueden implementar fácilmente en mercados de diferentes países con sólo modificar los parámetros de entrada citados en el resumen.

Todo este proceso no está exento de riesgo, y ha de ser por tanto complementado con un continuo análisis de fluctuaciones. La comercializadora adquiere la energía en mercados neutrales de subasta a plazo, y un error en la previsión del coste de adquisición en los mismos (debido fundamentalmente a cambios de carácter macroeconómico como reformas políticas, crisis económica, desastres medioambientales o conflictos bélicos) haría que el consumidor final pagase más (o menos) precio del inicialmente acordado, obligando a la empresa comercializadora a aportar de su bolsillo la diferencia para evitar ser demandada.

Del mismo modo, a la par que se revisan los factores macroeconómicos que determinan la volatilidad de los mercados internacionales, es necesario prestar especial atención a aspectos intrínsecos en la relación comercializadora-clientes: un cambio inesperado en la forma de consumo de estos últimos obligaría a los *traders* a acudir al mercado de ajuste (Spot), en el cual la energía se compra más cara y se vende más barata. Para protegerse frente a esta posibilidad, la empresa comercializadora trata de trasladar la presión directamente al consumidor, mediante las denominadas "prima de riesgo" y "cláusulas contractuales".

Estos últimos apuntes no interesan a ninguna de las dos partes involucradas en la contratación: el que el con-



sumidor termine pagando un precio relativamente elevado por un producto *commodity*, en un sector liberalizado sujeto a estrategias de *liderazgo en precios*, hará que desconfíe y que se decante rápidamente por otro proveedor que oferte más barato y con mayor garantía de cobertura.

De ahí la importancia de la curva Forward para la correcta estimación del coste futuro de adquisición de la energía. A continuación se explicarán brevemente los modelos más relevantes de la misma (estocástico y clusterrizado), junto con los resultados del estudio de su implantación.

Nota: como "cotización" se entiende el valor oficial ($\frac{€}{MWh}$) del producto commodity comercializado, actualizado y publicado periódicamente por los operadores del mercado (OMIP en el caso del polo energético español-portugués). Se han de incluir a partir de ahora las dos formas oficiales de cotización: BASE y PEAK, en detrimento de la anterior normativa que sólo tenía en cuenta la

BASE para todos los grupos horarios. Esto permite un aumento sustancial en el grado de precisión de la cobertura.

Modelos de optimización de la curva Forward

Se pretenden obtener mediante códigos de programación basados en datos históricos del mercado (precios y cotizaciones históricas, matrices de relación horaria, etc.) variables reales del tipo:

$$\text{Precio}(h) \left[\frac{€}{MWh} \right]$$

Con h perteneciente a los números naturales, típicamente entre los valores 1 a 8760, que representan todas las horas de un mismo año de proyección.

La curva Forward ha de cumplir a su vez la siguiente función objetivo:

$$\min \text{ErrorTotal}$$

Siendo:

$$\text{ErrorTotal} = \sum_{\text{meses}} |\text{PrecioMedio}(\text{mes}) - \text{Cotización}(\text{mes})|$$



Es decir, se seleccionará aquella curva que minimice la diferencia entre el coste medio de cada mes con la cotización media del mercado para el mismo periodo.

Para verificar si el modelo es válido o no, lo que se hace es ejecutar curvas Forward de precios horarios para períodos pasados cuyas cotizaciones son ya conocidas (lo que se denomina "Back Test").

Con esto se consigue que la Forward se ajuste de la manera más fiel posible a la realidad conocida. Si esto se cumple dentro de unos límites de holgura, el modelo podrá emplearse igualmente para predecir el coste en períodos futuros, simplemente cambiando las cotizaciones por la estimación de su valor.

La diferencia entre unos modelos y otros radicará en el tratamiento de los datos históricos (parámetros de entrada).

Modelo estocástico

Bajo estocástico se entiende a aquel sistema que funciona, sobre todo, por el azar. Es un algoritmo que basa su resultado en probabilidades que cambian en el tiempo, diferenciándose del algoritmo probabilístico en su comportamiento dinámico.

Este modelo se obtiene mediante el software de optimización GAMS y tratamiento de datos/automatización en Excel + Visual Basic for Applications. En él, el coste asignado a cada hora estará siempre incluido en un intervalo determinado por una distribución normal, con media y desviación típica basadas en los valores históricos del mercado. El modo óptimo de resolución es NLP (Non Linear Programming) con el SOLVER IPOPT.

La mayor dificultad se encuentra sin embargo en la estimación de cotizaciones mensuales para períodos futuros de oferta, ya que los operadores del mercado suelen publicar las mismas englobadas en trimestres. Por este motivo, se ha de programar a la par un "submodelo estocástico de cotizaciones" (Excel), que calcule el peso de cada mes sobre el del trimestre (Pp) en función de los valores históricos de las mismas:

Figura 3. Comparación de las medias aritméticas mensuales de la curva Forward (modelo estocástico) con las cotizaciones introducidas como parámetros. Ambas referidas al año 2011 y en magnitudes unitarias

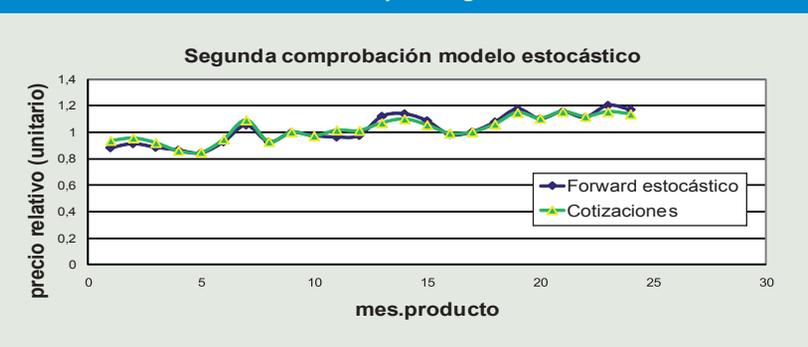
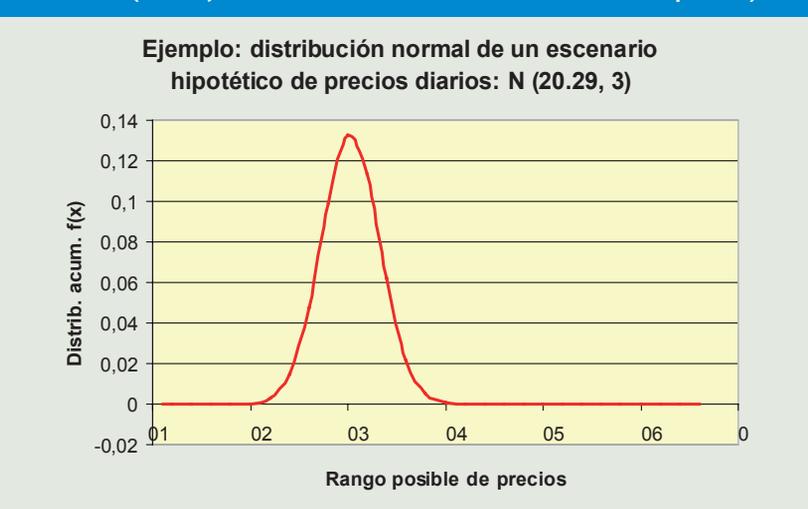


Figura 4. Ejemplo de la distribución normal de un escenario posible de precios diarios (se ha fijado arbitrariamente el valor de la desviación típica a 3)



$$Cotización_media_unitaria(mes)_p = \frac{\sum_f Cotización_mes(f, p)}{n^{\circ} fechas actualización(mes)}$$

$$P_p = Cotización_media_unitaria(mes)_p \cdot \frac{Cotización_media_trimestre(p)}{Cotización_media_anual(p)}$$

$\forall f, p$; siendo $f = fecha actualización$; $p = tipo de producto \{Base; Peak\}$

Como todo modelo de optimización, se ha de acotar el número de soluciones posibles mediante restricciones de continuidad entre el precio de horas consecutivas, de la forma:

$$PRECIO(h) - PRECIO(h - 1) \geq \sum_{ds} \left(\sum_{hd} (SALTOMEDIO(hd, ds) - 3 \cdot DESVSALTO(hd, ds)) \cdot HORA(h, hd, ds) \right)$$

En total existen hasta 4 restricciones de este tipo, cuya representación gráfica muestra la región factible para cada variable (coste de la energía en cada hora):

Los coeficientes de restricción de la figura 5 (1.6 y 3) afectan en gran medida al "apuntamiento" o "aplanaamiento" de la curva de precios final. Si en vez de fijar los valores óptimos por

tanteo se automatiza su selección (bucles tipo "while-then" en GAMS), se consigue aumentar el grado de exactitud y reducir el tiempo de computación notablemente, como muestra la

Figura 5. Ejemplo de la región factible del modelo inicial para el precio de dos horas consecutivas cualesquiera, en función de las restricciones del problema

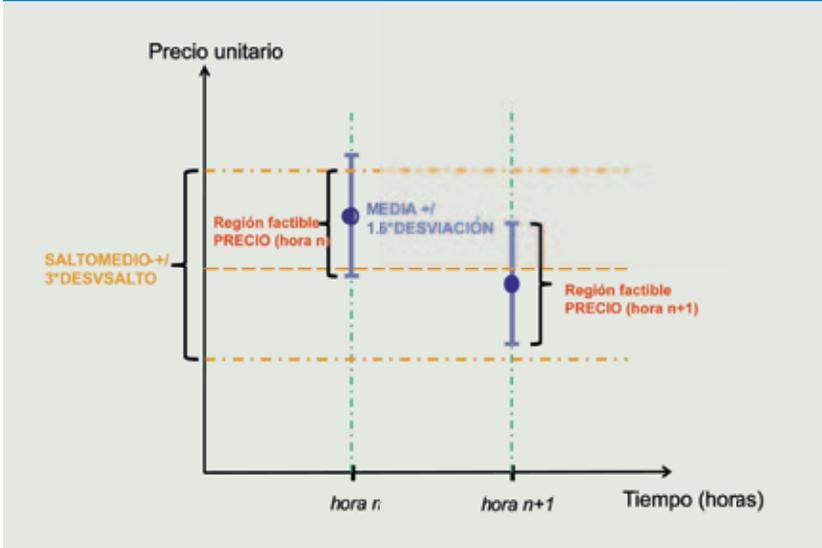


figura 6 de las diferentes optimizaciones realizadas.

Es importante mencionar que, en el óptimo, se ha de dejar una ligera holgura entre las curvas para evitar que sus valores medios anuales difieran lo más mínimo. De no ser así, el consumidor industrial podría demandar a la comercializadora por no atenderse 100% al valor medio anual de las cotizaciones oficiales (véase de nuevo la figura 3).

Modelo clusterizado

En este modelo, a diferencia del anterior, la población total (precios históricos) es dividida en grupos o clusters, debido a que se evidencia un agrupamiento "natural" de elementos dentro de la población estadística. Posteriormente se opera con muestras de los mismos mediante asignación de

probabilidades estáticas: se dotará de mayor relevancia a los datos más recientes (por ejemplo: precios de 2009 frente a los de 2008).

La optimización se puede llevar a cabo en Excel, mediante software tipo VBA (Visual Basic for Applications) con programación de macros.

Criterio de agrupamiento o clusterización

Pueden existir varias posibilidades, dependientes de la estructura de los precios históricos considerados. Se llevó a cabo un estudio de posibles patrones de comportamiento de los precios del mercado alemán (EEX – European Exchange) correspondientes a los años 2008 y 2009 (ver figura 7).

Tras ver que la desviación típica de un lunes de enero cualquiera, respecto de la media de los 4 lunes de enero < 6 € y que los resultados en años consecutivos (en este caso 2008 y 2009) son muy parecidos, se opta finalmente por elegir el siguiente criterio de clusterización:

$$Precios(h)_{Cluster(m)} = f(\text{día_semana}, \text{mes})$$

Figura 7. Comparativa de precios en los lunes de enero de 2008 y 2009 en el mercado spot alemán

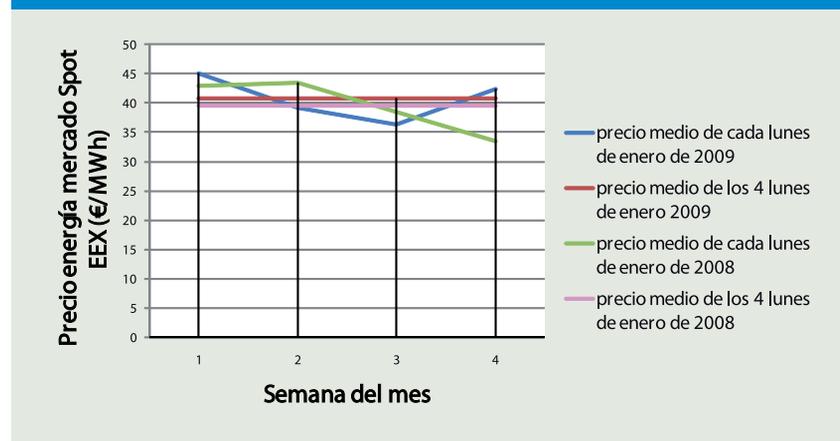


Figura 6. Resumen de las sucesivas optimizaciones realizadas sobre el modelo estocástico

OPTIMIZACIÓN	TIEMPO COMPUT/CURVA	COEF. CORREL.	DECISIÓN	MOTIVO
Modelo inicial	1.5 seg. (8 MB RAM)	86.82%	Descartado	Mal ajuste (alta desv. est. frente a cotizaciones).
1ª Optimización	2.875 seg. (8 MB RAM)	97.02%	Descartada	Necesidad de automatizar la elección de coeficientes restricción.
2ª Optimización (selección automática coef.+ automatización VBA)	38.647 seg. (9 MB RAM)	97.36%	Válida	<ul style="list-style-type: none"> Muy buen ajuste (> 95% correlación con cotizaciones). Media y desv. est. ≈ cotizaciones. Completamente automático.

Es decir, se agrupan los precios horarios en función de los mismos días de la semana (por ejemplo: lunes) pertenecientes a un mes en concreto (por ejemplo: enero). Este es un criterio válido en este caso debido a la tipología de consumo de los clientes considerados (grandes industrias): picos de consumo entre semana, fines de semana y periodos vacacionales con menor/nula actividad, patrón repetitivo en las diferentes semanas de un mismo mes (ver figura 8).

La figura 9 muestra por último el resumen de las diferentes optimizaciones llevadas a cabo sobre este modelo y el grado de exactitud obtenido.

Cruce de las curvas Forward de carga y de precios

Curva Forward de carga (o consumo)

A la par que los modelos de curvas Forward de precios anteriormente explicados, las empresas comercializadoras utilizan otro tipo diferente de Forward denominada "curva Forward de consumo o carga". Este histórico representa el consumo horario (generalmente anual) de un cliente industrial, expresado en kWh (véase figura 8).

Su misión principal es la siguiente: afectar convenientemente a la curva Forward de precios para introducir el parámetro "variabilidad del consumo" en los cálculos. Así, el precio, $\left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right)$ dictaminado por la Forward de precios a cada hora será incrementado o disminuido en función de la estimación de la demanda energética para el mismo tiempo.

De la intersección exitosa de ambas Forward (precio y consumo) se obtendrá la curva de precios final, utilizada para presupuestos de suministro a las grandes industrias.

Proceso de cruce

Cada una de las curvas de carga de las que se disponga (referidas a periodos pasados) habrá de ser cruzada al mismo tiempo con otras tres:

1. Curva estimada de precios obtenida con el modelo estocástico.
2. Curva estimada de precios obtenida con el modelo clusterizado.
3. Curva de precios reales (conocidos), publicados por el operador del mercado diario a lo largo de ese periodo.

Figura 8. Curva de carga (consumo) de una empresa del sector automovilístico

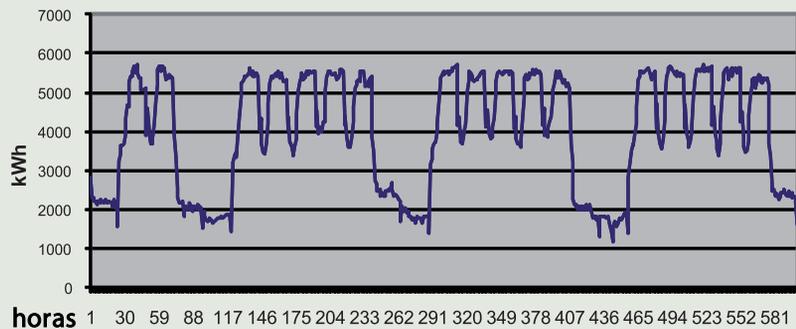
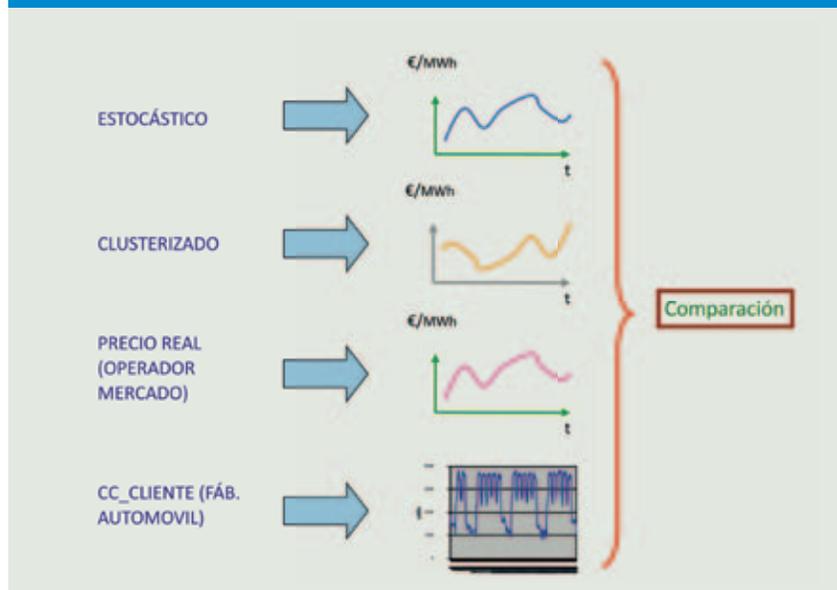


Figura 9. Resumen de las optimizaciones realizadas sobre el modelo clusterizado

OPTIMIZACIÓN	TIEMPO COMPUT/CURVA	COEF CORREL.	DECISIÓN	MOTIVO
Modelo inicial (pesos normales)	7 min 29 seg.	45.32%	Descartado	Aparición picos de precio "outliers" en Semana Santa.
1ª Optimización (pesos normales + "especiales")	8 min 13 seg.	90.65%	Descartado	Complejidad y lentitud de ejecución.
2ª Optimización (automatización en VBA)	7 min 11 seg.	97.57%	Válida	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste óptimo (> 95% correlación con cotizaciones). Simplificación para el usuario.

Figura 10. Proceso de cruce de las tres curvas Forward de precios con la curva de carga del cliente



De este modo, mediante el siguiente producto de variables, resultan tres nuevas curvas finales de precios (en €), todas referidas al mismo espacio temporal.

$$CURVA_{TEST1,2,3}(h) [\text{€}] = CURVA_{Carga}(h) [\text{kWh}] \cdot 10^{-3} \cdot PRECIO_{final}(h) \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

Impacto de los modelos estocástico y clusterizado en el mercado

Para estudiar la aplicabilidad de los modelos estocástico y clusterizado, una vez realizado el cruce de curvas del apartado anterior, se puede realizar el siguiente análisis estadístico (dispersión): se comparará uno a uno el factor de correlación entre la curva final (€) generada con cada uno de los modelos y la curva final de precios reales, frente a diversos factores de consumo característicos de cada cliente (curva de carga). Por ejemplo:

- Consumo total del cliente (kW).
- Consumo total en horas punta (kW).
- Consumo total en horas valle (kW).
- Pico de consumo máximo (kW).
- Consumo total en fines de semana (FS) (kW).
- Horas mínimas de consumo para satisfacer necesidad energética anual (nº horas).

La zona circulada en rojo en la figura 11 indica aquellas franjas de consumo del cliente (entre 3.300 y 5.900 horas anuales en este caso) en las que uno de los modelos muestra un peor rendimiento. Para clientes con esa tipología de consumo convendría por tanto utilizar el modelo clusterizado, que proporciona un mejor y mayor índice de exactitud.

Finalmente indicar que, del análisis realizado sobre 593 curvas de consumo (correspondientes al año 2008/2009), se obtuvieron para ambos modelos índices medios de correlación con los precios reales del mercado superio-

Figura 12. Tabla resumen de los coeficientes de correlación obtenidos entre precios modelados (estocástico, clusterizado) y precios reales del mercado, todos ellos referidos al mismo espacio temporal (oct. 2008 hasta sept. 2009)

	ESTOCÁSTICO	CLUSTERIZADO
MEDIA COEFICIENTES	91.19%	91.77%
COEFICIENTE MÍNIMO	68.11%	73.75%
COEFICIENTE MÁXIMO	98.71%	98.86%

res al 90%. Esto indica que los mismos pueden ser implantados asumiendo un error inferior al 10% en la predicción del precio futuro de la energía.

Pero este convincente resultado ha de ser matizado con las siguientes características de comportamiento observadas tras el cruce de curvas:

- Tiempo excesivo de computación del modelo clusterizado (> 7 min/curva en Visual Basic).
- Mayor exactitud del clusterizado frente al estocástico para las siguientes tipologías de clientes:

- Clientes con nivel *medio* de consumo total:

PEAK \approx 4.000 MW ;

OFFPEAK \approx 5.000 MW.

- Pico máximo anual \approx 2MW.
- Consumo anual total en fines de semana (FS) \approx 2.000 MW.

- Clientes que requieran un *mínimo* de entre 3.000 y 6.000 horas de consumo para satisfacer todas sus necesidades energéticas anuales.

- Peor comportamiento del estocástico en mercados diferentes

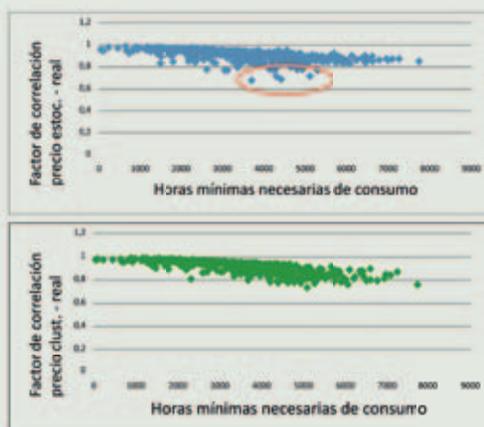
al nacional (por ejemplo: Alemania, Francia).

Posibilidad de mejora del modelo estocástico mediante eliminación de puntos "outlier" en los coeficientes de restricción (modelo GAMS).

Una vez analizadas las características de comportamiento de los modelos, así como posibles optimizaciones en sus códigos de programación, se obtienen dos poderosas herramientas para la estimación del precio de adquisición de los productos utility.

Su elevado grado de automatización y bajo coste de mantenimiento facilitan por tanto la administración del portfollio y posterior facturación en empresas basadas en la actividad comercial. ■

Figura 11. Análisis de dispersión de los factores de correlación de los modelos frente a horas mínimas necesarias de consumo para cada cliente



Bibliografía

[1] Roxy Peck, Chris Olsen, Jay Devore, *Statistics and Data Analysis* (third edition). Duxbury, 2008.

[2] José Félix Peral, *Mercados Minoristas de Electricidad: procesos del negocio de comercialización*. Instituto de Postgrado y Formación Continua, Universidad Pontificia Comillas – ICAI, Madrid.

[3] Jimena Moreno de Alborán, *Proyecto fin de carrera: Caracterización de los factores de consumo que influyen en la Prima de Riesgo de las empresas comercializadoras de energía eléctrica*. Universidad Pontificia Comillas – ICAI, en colaboración con Endesa Energía, Madrid 2010.

[4] Andrés Ramos Galán, *Lenguajes de modelado algebraico - Modelado en GAMS*. Universidad Pontificia Comillas – ICAI, Madrid.

[5] www.omip.pt

[6] www.omel.es

[7] www.eex.de

[8] www.powernext.fr

[9] www.epexspot.com

[10] www.wikipedia.org

[11] www.bloomberg.com