

Universitat de Barcelona
Facultat de Matemàtiques i Informàtica

Treball de Fi de Grau



Modelo de Riesgo sobre la oferta de precios fijos en el mercado eléctrico español

Alumne: Yago Fernández

Tutor: Josep Vives

A Barcelona, 27 de Juny de 2016

RESUMEN

El presente trabajo versa en primer lugar, sobre el análisis del funcionamiento del mercado eléctrico español, los operadores que en él actúan, los componentes regulados, los precios de mercado y los riesgos que existen. En segundo lugar, se desarrollará un modelo para poder cuantificar y reducir el riesgo de mercado que puede sufrir el comercializador eléctrico al ofrecer un precio fijo a un cliente, en concreto a uno de alta tensión con una tarifa de seis periodos, para una duración contractual del 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017.

El modelo está diseñado mediante variables aleatorias y probabilidades basadas en la serie histórica que generarán un coste de materia prima anual, que se convertirá a mensual, posteriormente a diario y finalmente a horario. Este proceso se reiterará un número elevado de veces y permitirá obtener conclusiones.

Con esta herramienta, desarrollada en *Excel* y programada en lenguaje *Visual Basic*, se dotará a la comercializadora de la información suficiente como para poder tomar la decisión de si ofrecer o no un precio fijo al cliente, y en caso de hacerlo, qué precio por periodo se puede ofertar sabiendo el riesgo que se está asumiendo, con qué probabilidades y cuánto se puede llegar a ganar o perder.

ABSTRACT

In our project, we have analyzed the working of the Spanish electricity market, the operators which participate on it, the regulated components, market prices and the existing risk. Likewise, it will be developed a model to quantify and reduce the electricity company risk due to establish a fixed price for the client. The ideal target is a high tension client with a six period rate hired since January 1st to December 31st 2017.

The model is designed through random variables and probabilities based on historical series. This model will develop an annual cost in raw material, which could be extrapolated to a cost per hour. This process will be repeat until achieving results.

This program is going to be developed with *Excel* device and programmed by “*Basic Visual*” language. This tool will provide enough information to the company to take a decision about offering a fixed priced to the client. In this case which price could be offer assuming the risks.

AGRADECIMIENTOS

A José Sáez y a Josep Vives, por sus ganas, su interés y su ayuda cuando la he necesitado.

A Nonna, porque sin ella no hubiera llegado hasta aquí.

A Anna, por ser fantástica.

ÍNDICE

- I. Introducción
- II. Objetivo y motivación del problema
- III. EL mercado eléctrico español
 - 1. Introducción
 - 1.1 Generación
 - 1.2 Transporte
 - 1.3 Distribución
 - 1.4 Comercialización
 - 2. Tarifas de acceso y periodos
 - 2.1 Tarifas de Acceso
 - 2.2 Periodos
 - 3. El precio de la energía
 - 3.1 El mercado OMIE y el mercado OMIP
 - 3.2 Componentes Regulados
- IV. Las comercializadoras
 - 1. Productos
 - 1.1 Indexado
 - 1.2 Fijo
 - 1.3 Omie + B
 - 1.4 Multiclick
 - 2. El Riesgo
 - 2.1 Desvíos y compras
 - 2.2 Capital inmovilizado e Impago
 - 2.3 Riesgo de mercado
- V. Construcción del modelo de riesgo
 - 1. Introducción
 - 1.1 Particularidades
 - 1.2 Funcionamiento
 - 2. Construcción
 - 2.1 Materia prima media de la duración del contrato
 - 2.2 Perfiles Mensuales
 - 2.3 Probabilidades diarias
 - 2.4 Perfiles semanales y diarios
 - 2.5 Funcionamiento
- VI. Resultado y conclusiones
- VII. Bibliografía

I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo ha estado realizado durante el periodo en que he estado trabajando en la consultoría Trébol Soluciones Energéticas S.L., el documento recoge una explicación detallada del funcionamiento del mercado eléctrico español, desde el momento en que se genera la energía hasta que llega al consumidor final, analizando los diferentes operadores que actúan en el mercado y finalmente llegando a la parte tarifaria final donde se desglosarán los componentes del precio tanto los regulados como los del mercado.

La parte de mercado, en concreto el precio de la energía es un valor distinto para cada hora, pero igual para todos los consumidores, que como veremos más adelante se fija cada día x para el día siguiente $x+1$. De esta forma llegamos al problema que trataremos en este trabajo, el riesgo que puede suponer para una comercializadora eléctrica ofrecer un precio fijo a un cliente para un periodo determinado de tiempo sin saber cuál será realmente el coste real de la energía. Para ello, se ha desarrollado un modelo que permita cuantificar este riesgo, valorarlo y poder tomar las decisiones que se estimen oportunas sabiendo las consecuencias que estas puedan ocasionar.

Para realizar el modelo, se han trabajado los datos históricos de precio de energía de los últimos 10 años, es decir las 87.648 los precios de cada una de las horas y las cotizaciones pasadas del mercado de futuros. Con esta información se ha realizado un programa en Excel que permite simular aleatoriamente, basándose en estos datos, el precio hora a hora del año 2017, de tal forma que para un cliente con consumo horario conocido se podría obtener el coste de energía. Obviamente, realizar este proceso una sola vez no aportaría suficiente información, por ese motivo se realizarán un número elevado de simulaciones y se analizarán los resultados.

Durante la recopilación de información para la comprensión del problema y la elaboración del citado modelo aleatorio, se irán extrayendo conclusiones interesantes sobre el comportamiento del mercado eléctrico y notando distintas observaciones que junto con la información final, podrán servir en un futuro para el desarrollo de nuevas herramientas para realizar otros análisis o el mismo para otros periodos de tiempo y/o tarifas diferentes.

II. OBJETIVO Y MOTIVACIÓN DEL PROBLEMA

Dado que durante esta etapa he empezado a trabajar en la consultoría Trébol Soluciones Energéticas S.L. me planteé realizar un trabajo de final de grado que no fuera simplemente algo teórico sino que pudiera tener un parte práctica y que fuera útil para la empresa en la que estoy.

Así pues, después de formarme y entender con profundidad cómo funciona el mercado eléctrico, que elementos y que operadores interactúan, los componentes regulados y de libre mercado que existen y cómo finalmente toda esa información se acaba transmitiendo al consumidor final, particular o empresa, en forma de precio final, observé que realmente las comercializadoras eléctricas, sobre todo las pequeñas, aparte de tener un margen realmente reducido, contrariamente a lo que cabría esperar, tienen un grave problema de riesgo de mercado con los clientes en caso de ofrecer un precio fijo. Por ese motivo y dado que una de las funciones de nuestra empresa es asesorar y guiar a pequeñas comercializadoras eléctricas que quieren entrar en el mercado, me planteé cómo podría reducirse ese riesgo, o sino reducirse al menos cuantificarse debidamente, para poder tomar la decisión de si realmente es mejor ofrecer ese contrato a un cliente o por el contrario es mejor perderlo.

De esta forma, encontré una doble motivación, en primer lugar poder realizar un trabajo de final de grado aplicado a alguna situación real trabajando datos numéricos, y en segundo lugar conseguir dotar a la empresa de una herramienta que se pueda ofrecer a las comercializadoras que contratan nuestros servicios, de tal forma que puedan cuantificar el riesgo que les supone ofrecer un precio u otro, es decir la cantidad de dinero que pueden llegar a ganar o perder, y en función de eso tomar las decisiones que estimen oportunas.

En consecuencia, la idea del trabajo gira en torno a poder desarrollar una herramienta, en este caso en *Microsoft Excel*, dado que es el sistema que usamos en la empresa, para poder medir y cuantificar el riesgo de ofrecer un precio fijo en el mercado eléctrico.

III. EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

1. Introducción

El sector eléctrico español cambió radicalmente en el año 1998. Hasta entonces, la actividad del sector estaba concentrada en empresas caracterizadas por una importante estructura vertical, y que ejercían monopolio en las distintas regiones españolas, estas empresas se encargaban de generar, distribuir y comercializar la energía.

La aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre de 1998, del Sector Eléctrico, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector, de esta forma, se fueron abriendo las redes a terceros, consiguiendo así el objetivo del gobierno que era el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

El suministro de energía eléctrica es una actividad que está definida por el gobierno central como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles. Las cuatro principales actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son: generación, transporte, distribución y comercialización.

Para este trabajo, no profundizaremos demasiado en el transporte ni en la distribución ya que no afectan demasiado al problema que se quiere estudiar. En cambio, las otras dos actividades sí, la generación nos afectara como causa directa del problema que queremos solucionar y la comercialización comprenderá el problema en sí.

1.1 Generación

Es la actividad encargada de producir la energía eléctrica, incluye todo tipo de plantas y de tipologías de generación, las principales son nuclear, eólica, hidráulica, solar, cogeneración y térmicas.

Nuclear

Se genera en las centrales nucleares, obviamente es una energía muy constante ya que estas centrales trabajan sin pausa. Por este mismo motivo su precio es muy barato, así pues, si las 8 centrales nucleares que hay en España trabajan y no están paradas, el precio de mercado de la energía debería tender a ser más bajo.

Renovables

Las principales fuentes de energía renovable en España son la energía eólica e hidráulica, y muy en menor medida la solar. Estas energías tienen características muy distintas de la nuclear ya que dependen muy estrictamente de la climatología y son extremadamente estacionales.

La energía eólica se produce sobretodo en el primer semestre del año en la época primaveral, aunque no exclusivamente, cualquier día que haga viento habrá producción eólica, esta energía también tiene un precio bajo ya que en caso de que haya viento se generará automáticamente y sin costes añadidos.

La energía solar, tanto fotovoltaica como termo solar tiene sus picos en los periodos estacionales en que haya calor. Igual que la eólica, se produce automáticamente en caso de que haya sol, por lo que su precio también es barato.

La energía hidráulica en línea de las demás renovables, también es estacional, sobretodo se produce en la época de deshielo pero cabe distinguir dos topologías en esta clase de producción. En primer lugar la básica, que se genera cuando los pantanos están a máxima capacidad y se ven obligados a abrir sus compuertas o cuando se usando el agua que mantiene constante e cauce de los ríos. Por lo que igual que las demás renovables, se produce de forma automática y su precio es muy bajo, pero en energía hidráulica existe otra tipología que se da cuando se abren a propósito las compuertas de los pantanos para producir, en este caso, esta energía es más cara ya que tiene unos costes de oportunidad asociados.

Térmica

Se produce quemando carbón o gas natural, esta energía es altamente contaminante para el medio ambiente y además es extremadamente cara, ya que hay unos costes de materia prima implícitos para poder producirla. A esta energía se recurre cuando con las demás energías no se es capaz de cubrir toda la demanda prevista en el Estado, que suele ser en demasiadas ocasiones.

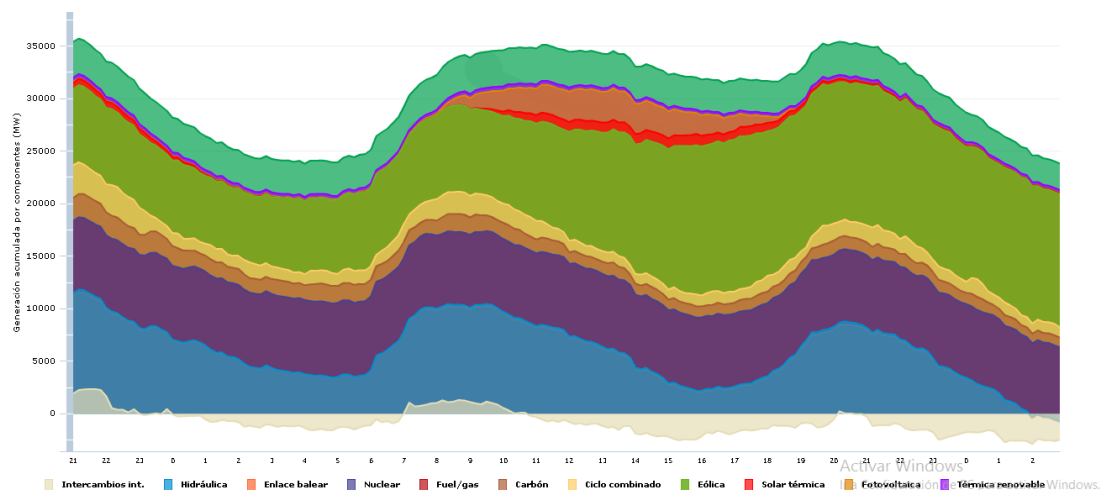
El coste de producción de esta energía está estrictamente relacionado con el precio del petróleo del gas natural y del carbón.

Cogeneración

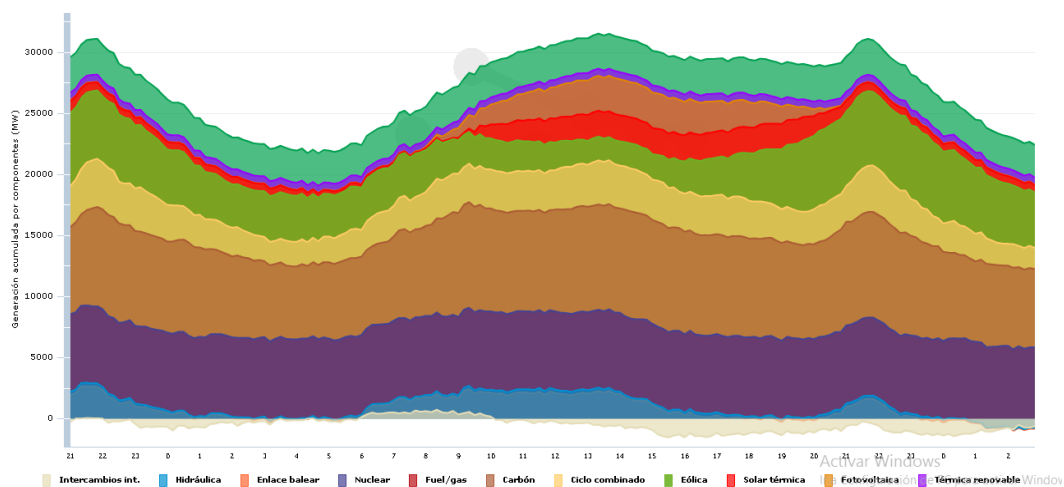
Es una energía térmica que se produce con gas, pero es relativamente más renovable que la térmica, ya que se genera en las propias empresas que necesitan quemar gas para sus procesos productivos, estas empresas, aprovechan el calor que están generando y generan energía.

Por lo tanto, para hacernos una idea del mercado, en líneas generales, el funcionamiento es el siguiente, el Operador del Mercado, *OMIE*, hace una previsión de demanda el día x para el día $x+1$, más adelante veremos cómo hace esta previsión de demanda. De tal forma que se estima cuánta energía se va a necesitar en el país horariamente. Con esta información, se hace una subasta diaria en la cual las generadoras indican a qué precio están dispuestas a producir y qué cantidad van a producir, como hemos mencionado antes, las primeras energías que se contabilizan son las que se producen de forma automática, es decir, eólica, solar, hidráulica básica, nuclear y las cogeneraciones, y posteriormente se añaden las demás hasta cubrir la necesidad de consumo.

El precio de la energía más cara que se haya necesitado para casar la demanda con la oferta y por tanto cubrir el consumo previsto, será el precio que se pagará por todos los Mwh que se consuman en esa hora de ese día, sea cual sea el tipo de producción de origen.



Estructura de generación del 04 de marzo de 2016.



Estructura de generación del 18 de agosto de 2015.

Como se puede observar en las imágenes, de dos días distintos seleccionados al azar, uno de primavera y el otro de verano, se nota claramente que la energía eólica y hidráulica son mucho más elevadas en Marzo que en Agosto ya que tal y como habíamos mencionado anteriormente existe un fuerte componente estacional. Por el contrario la energía generada mediante gas, carbón y plantas solares es mucho mayor en el día estival. En ambos casos, la franja nuclear se mantiene constante como todos los días del año. Esto producirá como veremos más adelante que los precios de cada uno de los días sean muy distintos.

La mayor parte de estas centrales son propiedad de grandes grupos empresariales del país, a destacar, Endesa Generación, Iberdrola Generación, Gas Natural Generación...

Una vez se ha generado la energía se procede a trasportarla mediante la siguiente actividad del sector.

1.2 Transporte

Es la actividad encargada de trasportar la energía eléctrica por las redes primarias desde las centrales de generación hasta las distintas subcentrales de todo el país, la mayor parte de estas líneas de transporte tienen una tensión superior a los 380 Kv. Esta actividad está gestionada por REE, la empresa nacional *Red Eléctrica de España*.

Además, REE se encarga de controlar que la demanda se adecúe en todo momento a la oferta, gestiona y administra las pérdidas que se producen en el sistema, (por calor, cortes...) y los desvíos entre la producción y la demanda. Todos estos costes, como veremos más adelante, se acaban transmitiendo al consumidor final.

1.3 Distribución

Es la actividad encargada de transmitir la energía eléctrica desde las redes de transporte y/o subestaciones eléctricas hasta los puntos de consumo particulares. Esta función la realizan las empresas propietarias de las líneas y los cables en cada zona de España, obviamente, en esta actividad no hay competencia ya que cada distribuidora tiene extendida su red en una zona y no tendría sentido duplicar las líneas para intentar quedarse con una mayor cuota del mercado.

En España hay más de 250 comercializadoras aunque en realidad 5 de ellas tienen más del 80% del mercado.



Mapa de distribución en España.

Sus ingresos están regulados por el Estado, y cobran a todos los clientes un peaje en función de los KW de potencia contratada de cada punto de suministro y de los KWH de consumo que se realicen en el periodo de lectura.

1.4 Comercialización

Es la actividad desarrollada por empresas comercializadoras eléctricas que se encargan de vender la energía a los consumidores finales según la normativa vigente en cada momento.

Esta actividad está liberalizada y existen una gran cantidad de empresas que realizan la actividad en libre competencia. Pero de igual forma que sucedía en el apartado anterior, los mismos cinco grandes grupos empresariales de antes, también tienen una empresa dedicada a la comercialización, y entre las cinco acaparan cerca del 80% de la cuota del mercado. Aun así, existen otras empresas menos conocidas pero que cada vez empiezan a coger más tamaño como Factor energía, Axpo, Enérgya-VM, Audax...

En Trébol Soluciones Energéticas nos dedicamos entre muchas otras cosas a asesorar a pequeñas comercializadoras eléctricas que quieren incorporarse al mercado. Más adelante se explicarán los tipos de productos que estas empresas ofrecen a sus clientes y veremos en profundidad el problema al que daremos solución en este trabajo.

2. Tarifas de Acceso y Periodo

Cada punto de suministro del mercado eléctrico español está identificado con una combinación de dígitos compuesto por cuatro letras y 16 números denominado CUPS, Código Universal de Punto de suministro, que permite saber toda la información asociada a ese punto. En concreto, los consumos históricos, las potencias contratadas, que dependen en gran medida de la necesidad de consumo de cada cliente y en función de la potencia contratada, la tarifa de Acceso.

2.1 Tarifas de Acceso

En función de la potencia contratada en cada CUPS, que puede escoger el cliente, y de la tensión de la línea de distribución que llegue hasta él, le corresponderá una tarifa u otra.

TARIFA	2.0A	2.0DHA	2.0DHS	2.1A	2.1DHA	2.1DHS	3.0A	3.1A	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5
TENSIÓN	< 1 kV	< 1 kV	< 1 kV	< 1 kV	< 1 kV	< 1 kV	< 1 kV	>= 1 kV y < 36 kV	>= 1 kV y < 36 kV	>= 36 kV y < 72 kV	>= 72,5 y < 145 kV	>= 145	Conexiones internacionales
POTENCIA	<=10	<=10	<=10	>10kW y <=15kW	>10kW y <=15kW	>10kW y <=15kW	Sin Restricción	<=450 kW	> 450 kW	Sin Restricción	Sin Restricción	Sin Restricción	Sin Restricción
PERIODOS	1	2	3	1	2	3	3	3	6	6	6	6	6

Tabla de tarifas de Acceso del mercado eléctrico español.

2.2 Periodos

Cada tarifa de acceso tiene regulados por en el Boletín Oficial del Estado, un número de periodos determinado. Cada uno de estos periodos como veremos más adelante, tiene asignados unos costes regulados distintos, siendo más elevados en P1 y más baratos sucesivamente cuanto mayor sea el número del periodo P2, P3, P4, P5 o P6, en el caso de que la tarifa los tenga.

Estos periodos se asignan para cada tarifa a cada una de las horas del año, correspondiendo los periodos más caros con las horas de mayor consumo y los meses de más demanda. Esta asignación de periodos se realiza por BOE y tiene pequeñas variaciones para los territorios externos a la península.

El modelo de riesgo que hemos diseñado está realizado para las tarifas 6.1, ya que son los clientes con mayor potencia contratada y en consecuencia casi siempre los de mayor consumo pero se podría adaptar fácilmente a las 2.X. y 3.X.

A continuación se muestran las tablas de los periodos de las tarifas 6.X, peninsular, canarias y para baleares. Cada día laborable de cada uno de los 12 meses tiene un perfil igual, a excepción de Junio que está dividido en dos mitades.

Los días festivos todas las horas son periodo P6.

Zona 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
2	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
3	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
4	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
6A	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
6B	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
7	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
8	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
9	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
10	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
11	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
12	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2

Tabla de Periodos Zona Peninsular para tarifas 6.X.

Zona 3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
2	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
3	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
4	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6A	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
6B	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
7	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
8	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
9	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
10	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
11	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
12	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2

Tabla de Periodos Zona Canarias para tarifas 6.X.

Zona 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
2	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
3	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
5	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
6A	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
6B	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
7	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
8	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
9	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
10	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
11	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
12	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Tabla de Periodos Zona Balear para tarifas 6.X.

Como se puede observar, los periodos asignados son diferentes para las distintas zonas de España, para nuestro estudio, tomaremos los periodos de la península que es donde está la gran mayoría de los clientes.

3. El precio de la energía

El precio de la energía se compone de distintos componentes. Entendemos como componentes regulados aquellos que no se corresponden directamente con el coste de producción de la energía y llamamos costes de mercado al coste de la electricidad propiamente dicho.

3.1 El Coste de Mercado

El Mercado Ibérico de Electricidad, MIBEL, es la unión del mercado eléctrico español y el portugués. Este ente es el encargado de gestionar todo lo relativo al mercado eléctrico en la Península Ibérica y las zonas externas de ambos países. La gestión está dividida en dos partes, OMIE¹ Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad, es el polo español y se encarga de gestionar el mercado eléctrico diario e intradiario, por este motivo coloquialmente se conoce al coste de la materia prima eléctrica como coste OMIE. El polo portugués, se denomina OMIP² y se encarga de la gestión del precio de la electricidad a plazo, es decir el mercado de futuros.

OMIE

Este ente gestiona tanto el mercado diario como los mercados intradiarios donde se puede comprar y vender energía.

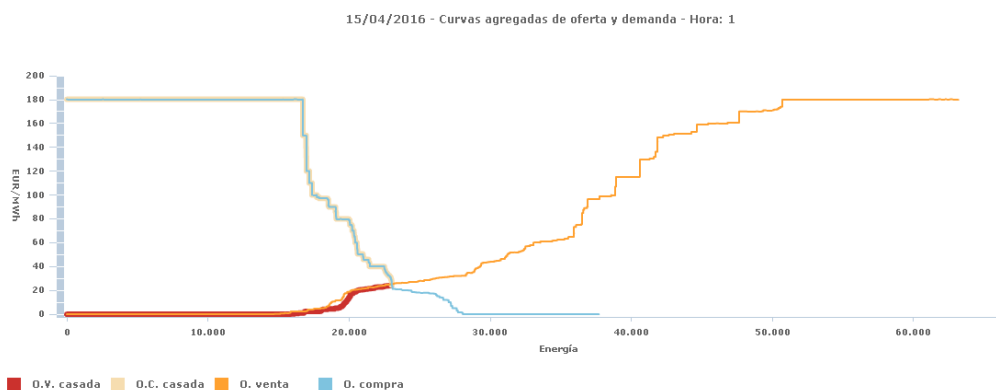
El mercado principal, el diario, se abre cada día a las 12:00 y se cierra a las 13:00, durante este periodo el operador del mercado casa las ofertas de producción de energía recibidas con la demanda prevista para el día siguiente. Este proceso se lleva a cabo mediante subasta y al finalizar la sesión, se procede a publicar el precio real de la energía de las 24 horas del día siguiente.

Los mercados intradiarios, se van abriendo y cerrando una vez ha finalizado la sesión del mercado diario y hasta que este mismo la inicie al día siguiente. En estos mercados se negocian las transacciones, también mediante subasta, de las ofertas y demandas que se produzcan entre las dos sesiones principales. Estas transacciones pueden estar causadas por multitud de motivos, imprevistos en producción o demanda, errores de previsión...

En general como veremos cuando tratemos el tema más en profundidad, el precio de todas las horas no es igual, ni siquiera parecido, es cierto que hay días muy planos en que el precio de las horas tiene poca variación pero hay otros, la gran mayoría, que son mucho más apuntados.

OMIE¹: www.omie.es

OMIP²: www.omip.pt



Casación de oferta y demanda en el mercado OMIE.

En general, las horas con más demanda suelen ser las más caras, del día, estas franjas horarias suele ser desde las 7 hasta las 10 de la mañana con el arranque de las empresas y de las 20 hasta las 22 cuando la población llega a sus domicilios y hace vida en el hogar.

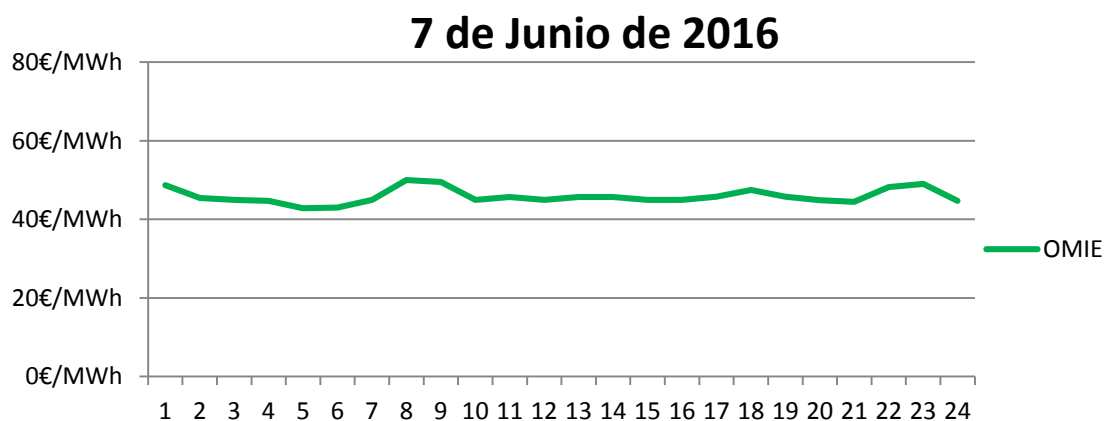


Gráfico de OMIE 07/06/2016, día con perfil plano.

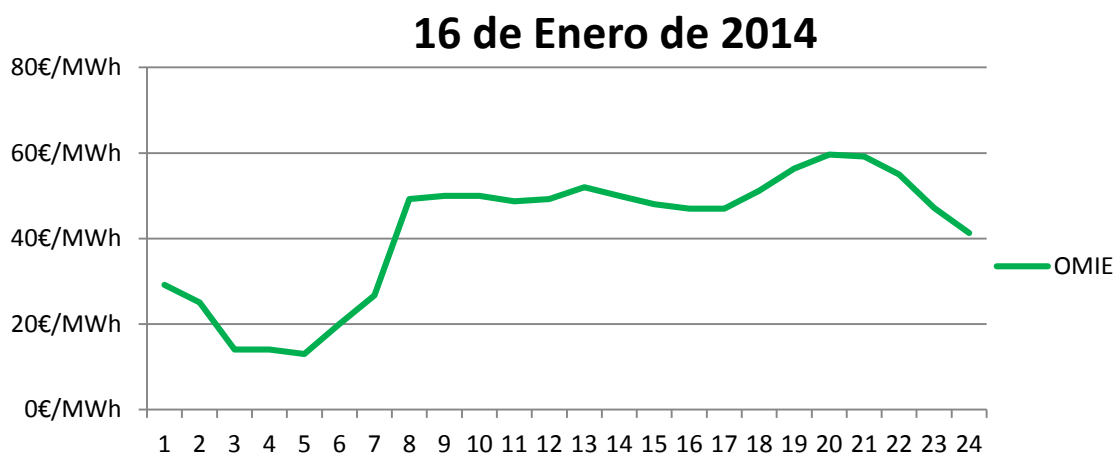


Gráfico de OMIE 07/06/2016, día con perfil apuntado.

OMIP

Es el polo portugués se encarga de gestionar las cotizaciones del mercado de futuros y fijar los precios en función de la oferta y la demanda existente.

En el mercado cotizan siempre los siguientes valores: los 4 años próximos, los trimestres del año en curso que no hayan empezado y los trimestres del año siguiente, los siguientes 6 meses, las 3 semanas venideras, un fin de semana y los tres días siguientes a la fecha actual.

La unidad de compra de este mercado es 1 MWh, en formato de curva plana, es decir, si se compra 3 MWh del mes de Agosto de 2017, corresponden a comprar 3 MWh en cada una de las horas del periodo en cuestión.

	SPANISH POWER		PORTUGUESE POWER	
	Base	Peak	Base	
YR-17	44,00 ↓	50,45	44,50	●
YR-18	43,40	49,26	43,80	●
YR-19	43,20	49,02	43,60	●
YR-20	43,20	49,02	43,60	●
Q3-16	45,00	50,41	45,05	●
Q4-16	43,75 →	51,45	44,08	●
Q1-17	41,75	47,60	41,99	●
Q2-17	40,00	45,60	40,26	●
Q3-17	48,75	55,64	48,99	●
Q4-17	46,40	52,96	46,66	●
Q1-18	40,95	46,50	41,35	●
M Jul-16	44,15 ↓	50,06	44,75	●
M Aug-16	44,00	49,28	44,06	●
M Sep-16	46,34	51,93	46,38	●
M Oct-16	45,42	53,17	45,52	●
M Nov-16	42,83	50,14	42,93	●
M Dec-16	43,65	51,12	43,75	●
Wk24-16	37,25	41,65	37,17	●
Wk25-16	40,00	44,74	39,92	●
Wk26-16	42,50	47,54	42,48	●
WE 11Jun-16	35,00	N/A	34,12	●
D Fr10Jun-16	37,75 ↓	39,75	34,65	●
D Sa11Jun-16	38,00	N/A	37,12	●
D Su12Jun-16	32,00	N/A	31,12	●

Cotizaciones del mercado OMIP a día 09/06/2016.

El mercado de futuros de la electricidad, es un mercado de *Commodities* al que recurren las comercializadoras para cubrir el riesgo cuando ofrecen precios fijos a su cartera de clientes, como veremos más adelante, el formato de compra del mercado es lógico, pero no permite realizar coberturas totales lo que supone que las comercializadoras siempre deben asumir un riesgo de mercado.

Los valores publicados tanto en OMIE como en OMIP se expresan en €/MWh, ésta es una de las múltiples unidades que se suelen utilizar para hablar del mercado eléctrico. Son también usuales, sobretodo en algunos contratos de algunas comercializadoras los €/KWh y los c€/kWh.

Para hacernos una idea del valor de mercado, en 2015 que fue un año caro, la media aritmética de todas las horas del año fue de 50,3 €/MWh y en 2014, que fue un año barato, estuvo en 42 €/MWh aproximadamente.

3.2 Componentes regulados

Como hemos visto, el coste de la energía es diferente cada hora y depende únicamente de la oferta de producción y la demanda que se estimen para esa hora. Pero para llegar al precio que finalmente pagará el consumidor, hay que añadir un conjunto de costes añadidos que se producen en el mercado y otros componentes con los que grava el gobierno ese precio.

Servicios complementarios y restricciones técnicas

Son un conjunto de elementos que se consideran costes del sistema eléctrico que REE publica en su página web. Están asociados al coste que se produce al aumentar o disminuir la generación para adaptarse a la demanda real que se está produciendo en el sistema. La primera vez que se publican estos costes son estimados y son con los que la mayoría de comercializadoras facturan a los clientes, pasado un tiempo, el mismo ente va realizando publicaciones de las liquidaciones donde va ajustando los valores definitivos.

Entre los valores iniciales y los últimos no suele haber una diferencia excesivamente significativa. Para hacernos una idea de lo que suponen, este coste suele ser aproximadamente una media mensual de entre 3 y 5 €/MWh.

Servicio de Interrumpibilidad

Este coste es relativamente nuevo ya que lo implementó el gobierno en 2015. Su objetivo era cubrir los gastos ocasionados por las interrupciones en el sistema, este valor suele oscilar alrededor de los 2-2,3 €/MWh.

Fondo nacional de eficiencia

Este coste, igual que el anterior se aplicó por primera vez en 2015, y se creó con el objetivo de financiar las ayudas que se puedan facilitar para mejorar la eficiencia energética de las empresas y los particulares. Este coste, está alrededor de los 0,26 €/MWh.

Pagos por Capacidad

Este concepto tiene un coste fijo que varía en función de la tarifa de acceso contratada por el cliente y el periodo asignado de la hora en que se realice el consumo. El importe puede variar bastante, desde los 0 hasta los 8,374 €/MWh.

Este concepto es el que el gobierno suele modificar con más frecuencia, en Agosto de 2015 sufrió una reducción importante y en Enero de 2016 ha vuelto a reducirlo considerablemente.

Pérdidas del sistema

Durante el transporte y la distribución de la energía por las redes, tanto desde las centrales de generación hasta las subcentrales como desde éstas hasta los particulares, se producen pérdidas de energía, mayoritariamente en forma de calor. Estas pérdidas se expresa en tanto por ciento y REE se encarga de calcularlas horariamente para cada una de las tarifas. Esto implica que aunque a un particular consume 1MWh de energía, lo que tendrá que pagar será eso, multiplicado por el tanto por ciento de pérdidas del sistema, para poder abonar al generador la cantidad de energía que ha salido de su central.

Este valor suele variar entre aproximadamente entre un seis por ciento en las tarifas más altas hasta un veinte por ciento en las tarifas más bajas. En la práctica esto supone que el coste de la energía que se pague serán todos los mencionados anteriormente multiplicados por este tanto por ciento de incremento.

Impuesto municipal

El impuesto municipal, como su propio nombre indica es un gravamen establecido por los ayuntamientos sobre todos los costes anteriores, este importe lo facturan las comercializadoras a los clientes y lo pagan posteriormente cuando los ayuntamientos lo reclaman, aunque no siempre lo hacen. El importe de este impuesto es el 1,5 % del coste de la energía.

Acceso de Terceros a Red de energía

Este concepto, se aplica también sobre cada MWh consumido, y su importe es fijo pero varía mucho en función de la tarifa de acceso del cliente y del periodo que se corresponda a la hora en que se realice el consumo.

A parte del ATR de energía también se abona otro importe por la potencia contratada que se tenga en cada periodo en función de la tarifa de cada cliente. Los ATR son comúnmente conocidos como peajes, tanto el de potencia, que se paga indistintamente de si hay consumo o no, como el de energía.

Estos pagos normalmente se realizan a la comercializadora que emite las facturas de electricidad pero esos ingresos no son para ellas, sino que son para la distribuidora. Es decir, los ATR son literalmente la fuente de financiación de las distribuidoras y se les abonan por realizar la función de encargarse de hacer llegar la energía de forma adecuada hasta el contador de los clientes.

El importe del ATR de energía varía desde los 74,56 €/MWh para las tarifas más pequeñas hasta los 1,1 €/MWh para el P6 de las tarifas más altas.

Margen de la comercializadora

Una vez añadidos y agregados todos los conceptos anteriormente, falta añadir lo que realmente pagaremos a la comercializadora de la energía por suministrarnos la electricidad. Este valor va implícito cuando se firma un contrato de suministro eléctrico.

El margen suele ser ir desde los 0,5 €/MWh para clientes muy grandes hasta los 15 €/MWh para particulares o empresas muy pequeñas.

Es decir, para hacernos una idea de lo que esto supone, quiere decir que aproximadamente de cada 100 euros que un cliente puede pagar por la energía, tan solo entre el 1 y el 5 % es margen de beneficio de la comercializadora, todos los demás costes, sirven para costear la materia prima, el mercado, las distribuidoras y al Estado.

Impuesto eléctrico

El impuesto eléctrico es un gravamen que afecta a todos los componentes de la factura eléctrica incluidos los ATR de energía y potencia y el margen de la comercializadora. Este impuesto está establecido en un 5,1127% del valor de la factura y se aplica justo antes de cargarle el IVA a la factura. En este caso, las

empresas dependiendo de la actividad a la que se dediquen, pueden solicitar la exención del impuesto eléctrico. Las actividades que pueden acogerse a esta exención son: reducción química y procesos electrolíticos, procesos mineralógicos, procesos metalúrgicos, actividades industriales cuya electricidad consumida represente más del 50 por ciento del coste de un producto, riegos agrícolas y actividades industriales cuyas compras o consumo de electricidad representen al menos el 5 por ciento del valor de la producción.

En cualquier caso, la concesión de la exención será como máximo del 85 % del valor del impuesto, pudiendo ser menos si los requisitos anteriores solo se cumplen parcialmente.

Fecha	Per.	Precio OMIE	SC+RT	Pagos por capacidad	Interr.	FNE	Pérdidas	Coste Con pérdidas	Coste con IM	ATR energía	Importe	Importe con IE
12/05/2016 2:00	P6	15	5,1	0	2,15	0,26	6,70%	24,02	24,38	2,14	26,52	27,87
12/05/2016 3:00	P6	14	3,4	0	2,15	0,26	6,40%	21,08	21,39	2,14	23,53	24,73
12/05/2016 4:00	P6	12,5	2,9	0	2,15	0,26	6,20%	18,91	19,20	2,14	21,33	22,43
12/05/2016 5:00	P6	13	3,1	0	2,15	0,26	6,00%	19,62	19,91	2,14	22,05	23,18
12/05/2016 6:00	P6	15,85	1,9	0	2,15	0,26	6,10%	21,39	21,71	2,14	23,85	25,07
12/05/2016 7:00	P6	22,49	1,7	0	2,15	0,26	7,30%	28,54	28,97	2,14	31,11	32,70
12/05/2016 8:00	P5	26	2	1,484	2,15	0,26	6,60%	34,00	34,51	3,41	37,92	39,86
12/05/2016 9:00	P5	30	2,4	1,484	2,15	0,26	5,40%	38,25	38,83	3,41	42,24	44,40
12/05/2016 10:00	P5	30,1	3,1	1,484	2,15	0,26	5,10%	38,99	39,57	3,41	42,98	45,18
12/05/2016 11:00	P5	30,42	3,2	1,484	2,15	0,26	5,00%	39,39	39,98	3,41	43,39	45,61
12/05/2016 12:00	P5	29,1	4,1	1,484	2,15	0,26	5,20%	39,02	39,61	3,41	43,02	45,22

Cuadro de desglose de precio horario.

Esta tabla nos muestra el proceso de construcción del precio que finalmente pagará el cliente en €/MWh por su consumo en cada una de las horas. Los precios de cada una de ellas son diferentes por tanto dependiendo de cómo se distribuya el consumo del cliente en cada hora, su precio medio ponderado de cada periodo será distinto. A esta circunstancia, se le denomina apuntamiento del cliente, y se deberá tener en cuenta a la hora de ofrecer un precio fijo

IV. LA COMERCIALIZADORA

Hasta ahora hemos visto una pequeña introducción al mercado eléctrico que nos servirá para entender cuáles son y cómo se desarrollan los problemas de las comercializadoras de energía. En este capítulo analizaremos los productos que estas empresas ofrecen en el mercado, los problemas y ventajas de cada uno de ellos, la rentabilidad que suponen y localizaremos el problema que queremos solucionar.

1. Productos

En el mercado eléctrico en general, existen infinidad de productos, las comercializadoras procuran incluso hacerlos personalizados para algunos de los clientes si su tamaño es muy grande. Aun así, trataremos los más usuales y que la mayoría de empresas ofrecen de manera estándar.

1.1 Indexado

El producto indexado es quizás el más fácil de comprender desde un punto teórico aunque en la mayoría de casos, sobre todo para los clientes pequeños es muy difícil de vender.

Este producto es simplemente un contrato con la comercializadora de energía en que solamente se fija cuál va a ser el margen comercial de suministro de energía. Es decir, el precio que pagará el cliente mensualmente será la suma del coste de todas las horas del mes, donde el coste de una hora se calculará como el producto de la suma de todos los costes de mercado más los regulados añadiendo el margen comercial, multiplicado por el consumo que se haya realizado en la misma.

Este margen, suele estar entre los 0,5 €/MWh para clientes muy grandes, hasta los 10-15 €/MWh para clientes muy pequeños.

Para hacernos una idea del volumen en euros que esto supone quiere decir que, para un cliente como podría ser una empresa pequeña que tenga un consumo de 50.000 KW al año y haya firmado un margen comercial de 10 €/MWh, el beneficio bruto que obtendría la comercializadora sin descontar sus gastos sería de 500 € al año, cuando el importe total de su factura estaría alrededor de los 12.000 € año.

Si por el contrario observáramos a un cliente bastante grande, como una fábrica de 4 turnos, que produjera sin parar y que tuviera un consumo aproximado de 10 GW al año y un margen comercial de 1 €/MWh. El beneficio bruto de la comercializadora sería de 10.000 €/año, cuando el importe total de la factura del cliente sería de más de 1.000.000 de € al año.

Se observa, que los márgenes no son muy elevados y la rentabilidad de estas empresas es bastante escasa sobre todo si la cartera de clientes es relativamente pequeña.

Este producto, no supone un riesgo de mercado para la comercializadora ya que repercute directamente al cliente todos los costes que cada hora se produzcan, por eso los márgenes suele ser ajustados y no incorporan muchas primas de riesgo.

La fórmula de cálculo del precio es la siguiente:

$$\text{Precio Indexado} = [(\text{Coste Omie} + \text{Retribución REE y OMIE} + \text{Pagos por capacidad} + \text{Interr} + \text{FNE}) * (1 + \text{pérdidas}) + \text{CG}] * (1 + \text{IM}) + \text{ATR}$$

Donde CG: es el Coste de Gestión

1.2 Fijo

EL producto a precio fijo, es completamente el contrario del producto indexado. En este caso, la comercializadora, hace una estimación de los costes regulados mencionados anteriormente, los costes de mercado, el margen comercial, la prima de riesgo del cliente y el apuntamiento, para el periodo de duración en que se ofrezca el contrato (normalmente son anuales), los agrega y ofrece al cliente, un precio por periodo en función del número de periodos que tenga la tarifa.

Este producto es muy demandado por muchos clientes ya que no quieren depender del mercado para saber cuánto tendrán que pagar por su consumo de energía, prefieren tener un precio cerrado de tal forma que ya puedan asegurarse el presupuesto para todo el periodo de contratación y que sus únicas variaciones en el coste sean debidas a las variaciones de consumo que puedan tener.

Este tipo de producto supone un gran riesgo para la comercializadora ya que ofrece al cliente pagar el mismo precio para todas las horas del mismo periodo durante la vigencia del contrato, pero no se puede saber si realmente el precio que se ha ofrecido será suficiente como para cubrir realmente los costes de mercado que se produzcan. Podría plantearse pensar que la solución a este problema sería poner un

precio fijo muy elevado y así cubrirse ante cualquier subida inesperada del mercado, pero esto no sería útil ya que el cliente antes de firmar un precio lo compara con otras comercializadoras y si el ofrecido es demasiado elevado, no dudará en irse con otra y se perdería.

PRICING	P1	P2	P3	P4	P5	P6	OMIE (€/MWh)
Perfil Materia Prima	123%	113%	117%	112%	110%	89%	44
Precio Materia prima	53,99	49,60	51,60	49,30	48,53	39,28	
Precio Garantía de Potencia	6,432	2,969	1,979	1,484	1,484	0	
Precio SC+RT	3,83	3,67	3,71	3,14	3,87	5,59	
Pago operador sistema + op. mercado	0,1334	0,1334	0,1334	0,1334	0,1334	0,1334	
Interrumpibilidad	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	
Fondo Nacional Eficiencia Energética	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	
Pérdidas Publicadas año móvil	6,6%	8,9%	7,3%	6,8%	6,6%	7,8%	
Costes Mercado	70,822	63,655	63,818	59,919	59,745	50,714	
Tasa Municipal	1,06	0,95	0,96	0,90	0,90	0,76	
ATR	26,674	19,921	10,615	5,283	3,411	2,137	
Margen Comercializadora	3	3	3	3	3	3	3

Precio	101,558	87,531	78,390	69,101	67,052	56,612
--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------

En el cuadro anterior, se observa que la comercializadora ha tenido que estimar los servicios complementarios, las pérdidas y el coste de materia prima para el cliente. Los dos primeros, son relativamente poco importantes ya que de un año a otro suelen ser parecidos, pero el problema lo encontramos en cómo estimar el coste de materia prima para un cliente en un periodo determinado. Ya que, como se ha mencionado antes, el precio de 2014 estuvo en 42 €/MWh de media y el de 2015 en más de 50 €/MWh de media lo que supone una enorme variación. Para hacernos una idea de la magnitud del problema, supongamos que por ejemplo una comercializadora hubiera utilizado la tabla anterior durante el mes de diciembre de 2014, para dar un precio fijo a un cliente mediano de un consumo de 2 GW al año durante el 2015. La comercializadora estimó que el 2015 tendría una materia prima de 44 €/MWh y añadió un margen comercial de 3 €/MWh. Es decir que su ganancia esperada era de 6.000 € aproximadamente, pero como el año no estuvo al precio que había estimado, la comercializadora tuvo que pagar la energía al Estado a 50 €/MWh mientras que la estaba cobrando al cliente a 44 €/MWh esto le hubiera supuesto tener unas pérdidas de 6.000 € aproximadamente.

Este problema será el que trataremos principalmente en este trabajo y para el cual se ha desarrollado el modelo, con el objetivo controlar y cuantificar el riesgo que supone para la comercializadora.

1.3 OMIE + B

El producto OMIE más B es un producto a medias entre el producto fijo y el producto indexado, es este caso, la comercializadora, hace una estimación de cuánto supondrán para el cliente y para el tiempo de duración del contrato los costes regulados, el margen comercial, la prima de riesgo y el apuntamiento del cliente y lo agrega todo en un precio fijo por periodo, al cual se denomina parte B. De esta forma el cliente sabe lo que pagará hora a hora por la parte de coste regulado, a esto, habrá que añadirle el coste de materia prima.

De esta forma el coste de cada hora, será el valor de Omie más la parte B del periodo que corresponda a la hora en cuestión multiplicado por el consumo del cliente.

Este producto, permite dar cierta seguridad al cliente ya que no tiene todos los costes indexados al mercado pero también permite a la comercializadora no tener que asumir con el cliente el riesgo más importante que es el de materia prima.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Parte B	16,039	11,114	11,824	10,786	11,113	9,493

Fecha	Periodo	Precio OMIE	Pérdidas	B	Coste total
04/01/2016 4:00	P6	5,000	9,3%	9,493	14,958
04/01/2016 5:00	P6	8,000	8,1%	9,493	18,141
04/01/2016 6:00	P6	19,110	6,3%	9,493	29,807
04/01/2016 7:00	P6	31,440	5,6%	9,493	42,694
04/01/2016 8:00	P2	38,000	7,9%	11,114	52,116
04/01/2016 9:00	P2	40,660	4,7%	11,114	53,685
04/01/2016 10:00	P1	43,000	4,6%	16,039	61,017
04/01/2016 11:00	P1	42,080	4,5%	16,039	60,013
04/01/2016 12:00	P1	41,230	4,6%	16,039	59,166
04/01/2016 13:00	P2	41,480	7,3%	11,114	55,622
04/01/2016 14:00	P2	40,330	8,8%	11,114	54,993
04/01/2016 15:00	P2	38,800	8,9%	11,114	53,367
04/01/2016 16:00	P2	38,000	7,9%	11,114	52,116

Cuadro de cálculo del precio con contrato OMIE+ B.

1.4 Multiclick

El producto Multiclick, es un producto que sólo ofrecen algunas comercializadoras y para clientes de un elevado consumo (tarifas de 6 periodos). Este producto ofrece al cliente un contrato OMIE + B tal y como los que hemos visto anteriormente y se añade un anexo en que se permite al cliente fijar la energía por trimestres en el mercado de futuros.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Q1	146,4%	128,5%	123,5%	117,2%	0,0%	91,0%
Q2	137,8%	138,1%	137,0%	136,4%	119,9%	93,2%
Q3	125,3%	125,8%	126,7%	126,2%	0,0%	100,8%
Q4	136,7%	120,0%	138,5%	124,1%	131,4%	92,6%
B	16,394	11,481	12,191	11,156	11,48	9,864

Es decir, como ya hemos visto antes, en el mercado OMIP cotiza la materia prima de los cuatro trimestres del año siguiente. El cliente puede decidir qué día quiere cerrar cada uno de los trimestres al precio que cotice en el mercado, de tal forma que llamando a la comercializadora y dando la orden conseguiría un precio fijo para ese trimestre.

El modo de construcción del precio fijo para ese trimestre se establece en la fórmula que aparezca en el contrato pero generalmente se usan unos coeficientes en tanto por ciento, que permiten a partir del precio fijado para la materia prima en el mercado OMIP, obtener un precio de materia prima por periodo y a este valor se le añade la parte B que representaría los costes regulados y el margen comercial de la empresa.

2. El Riesgo

Como hemos visto, los distintos productos que ofrecen las comercializadoras les suponen un nivel de riesgo de mercado muy diferente unos de otros, que además es inverso respecto al que asume el cliente. Pero además del riesgo de mercado existen otros que iremos viendo a continuación.

2.1 Desvíos y compras

Como hemos mencionado anteriormente, el mercado OMIE, hace una subasta teniendo en cuenta la oferta y la demanda diaria y publica los precios de las 24 horas del día siguiente una vez realiza la casación. Los datos para realizar esta operación los obtiene de los datos que las generadoras y las comercializadoras le transmiten antes de que se realice el proceso.

Las comercializadoras están obligadas, a indicar qué cantidad de MWh quieren comprar para cada una de las horas del día para el cual tramitan la solicitud. Este proceso se realiza mediante la página web del operador del mercado y el valor mínimo horario de compra son 0,1 €/MWh.

Para hacer esta previsión de compra lo que se suele hacer, es estudiar el perfil de consumo de cada uno de los clientes de la cartera y estimar mediante funciones de tendencia cuál se cree que será el consumo para el día siguiente. Obviamente, se producen errores debidos a que la comercializadora no conoce toda la información del cliente. Es imposible saber el volumen de trabajo que tiene cada uno de los clientes a todas horas, ni si estarán a pleno funcionamiento o no, tampoco es posible prever si se estropeará alguna máquina y habrá una caída repentina de consumo, o si un día festivo trabajarán excepcionalmente por algún motivo.

Generalmente, las comercializadoras tratan de minimizar estos impactos controlando los días festivos. Los nacionales son los más sencillos de anotar pero es complicado seguir el calendario de cada cliente en función de la comunidad autónoma en la que resida y del municipio.

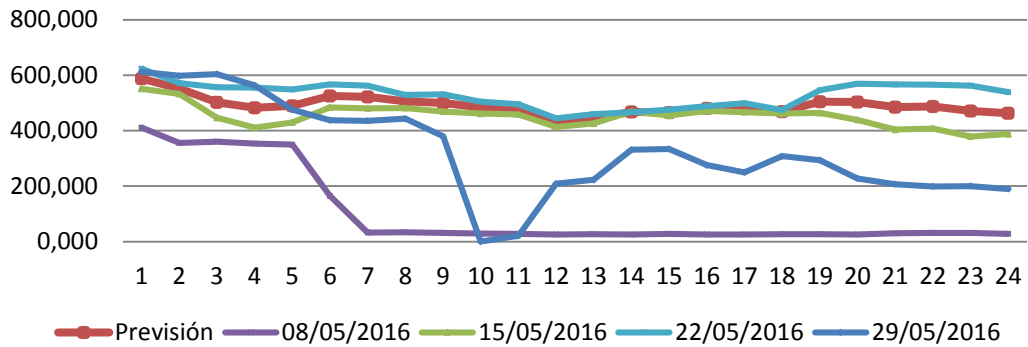
Cuanto más grandes son los clientes generalmente más estable es su consumo ya que tienen muy automatizados los procesos y procuran que durante los festivos el trabajo se realice igual que cualquier otro día.

Si las comercializadoras se equivocan en la previsión, el operador del mercado las penaliza cobrando un precio por los MWh de error, este coste se denomina coste de desvíos.

Este sobrecoste no siempre se produce, sólo en caso de que la previsión de la comercializadora vaya en contra del sistema, es decir, si en una hora la previsión de demanda que se hizo se ha quedado corta y el consumo total de la cartera de clientes ha sido superior, pero en esa hora la demanda total de España era inferior a la previsión total se dice que los desvíos producidos por la comercializadora han ido a favor del sistema ya que han ayudado a equilibrarlo y por tanto no tendrían

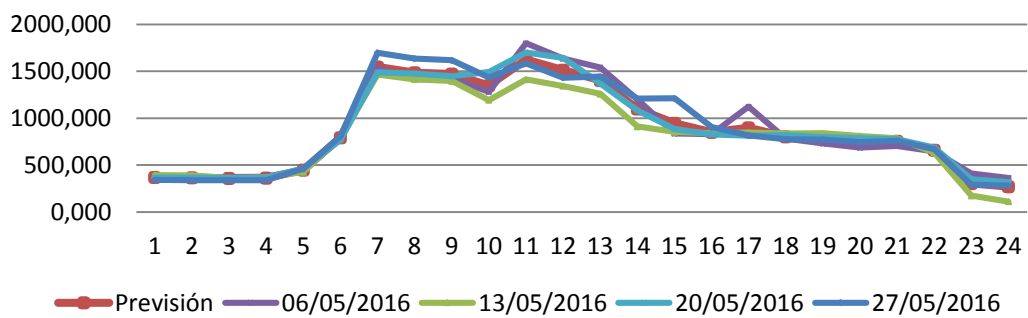
penalización, tan sólo se debería pagar los MWh que se han consumido de más y no se habían abonado. Del mismo modo si la compra en alguna hora es superior a la demanda el operador devuelve el coste de los MWh comprados de más y penaliza si es necesario en concepto de desvíos.

Ciente 1



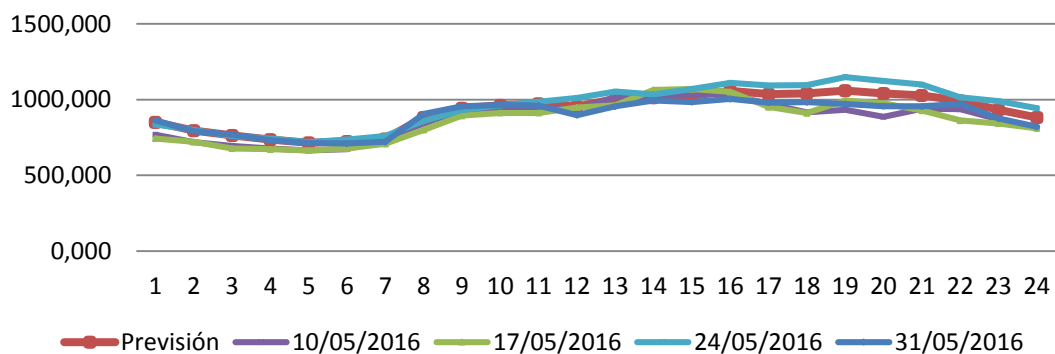
Ciente con consumo inestable pero plano.

Ciente 2



Ciente con consumo estable y apuntado.

Ciente 3



Ciente con consumo estable y plano.

Como se puede observar el consumo de los tres clientes es completamente diferente, el cliente 1 tiene un consumo muy inestable por lo que será difícil

conseguir una predicción de consumo exacta, mientras que el cliente 2 y el cliente 3 tienen un consumo más estable.

El coste de desvíos se suele compensar considerablemente si la cartera es suficientemente grande ya que el cambio de patrón de consumo

Observando estos gráficos y enlazando con lo que se tratará más adelante, también se observa que el consumo del cliente 3 es mucho más plano que el de los clientes 1 y 2, es decir que tiene un consumo mucho más constante. Eso implicará como hemos visto que su coste de energía será más barato, ya que consume de igual forma en las horas caras que en las horas baratas mientras que el cliente 2 tiene sus picos de consumo en las horas con un precio más elevado y por la noche lo reduce drásticamente. Por lo tanto este será otro criterio a la hora de ofrecer un precio fijo u otro a un cliente ya que obviamente si su consumo es más plano debería tener un precio más barato.

2.2 Capital inmovilizado e impago

Para entender el gran riesgo de impago o de retraso y la repercusión que esto produce en la comercializadora hay que entender primero cómo funcionan las compras en el mercado OMIE.

Las compras en el mercado OMIE se pagan semanalmente mediante una factura que se emite los lunes y que corresponde a la energía consumida la semana anterior, este importe no incluye los desvíos que se facturan de forma separada, pero esta forma de pago tiene ciertas particularidades.

Para evitar posibles impagos por parte de comercializadoras al mercado, OMIE ha ideado el sistema siguiente: cualquier comercializadora debe ingresar en la cuenta del mercado un dinero suficiente, el cual se denomina “garantías de OMIE”, como para que el estado pueda ir descontando diariamente las compras que se vayan produciendo cada día, en el momento en que el mercado emite la factura de la semana anterior, la comercializadora sabrá cuánto le han costado las compras y tendrá que volver a hacer el ingreso en la cuenta para seguir teniendo dinero suficiente. A la práctica eso se traduce en que, no sólo hay que ingresar de golpe el dinero para pagar una semana entera (lunes a domingo), sino que como la factura la envían el lunes y normalmente los ingresos interbancarios suelen tardar un mínimo de dos días, quiere decir que las garantías que se ingresan en la cuenta del mercado deben cubrir también el lunes, el martes y el miércoles, como mínimo. Eso implica

que la comercializadora debe tener inmovilizados un mínimo de 10 días de coste de energía de su cartera, en caso de que algún día el dinero que hubiera en la cuenta no llegara para cubrir la demanda de ese día, no se compraría nada y todo se pagaría en forma de desvíos.

Además, el mercado en caso de observar que los desvíos son exageradamente altos puede exigir más garantías de las normales, eso implica inmovilizar mucho más capital que en muchas ocasiones no se tiene con lo que conlleva al cierre de la comercializadora.

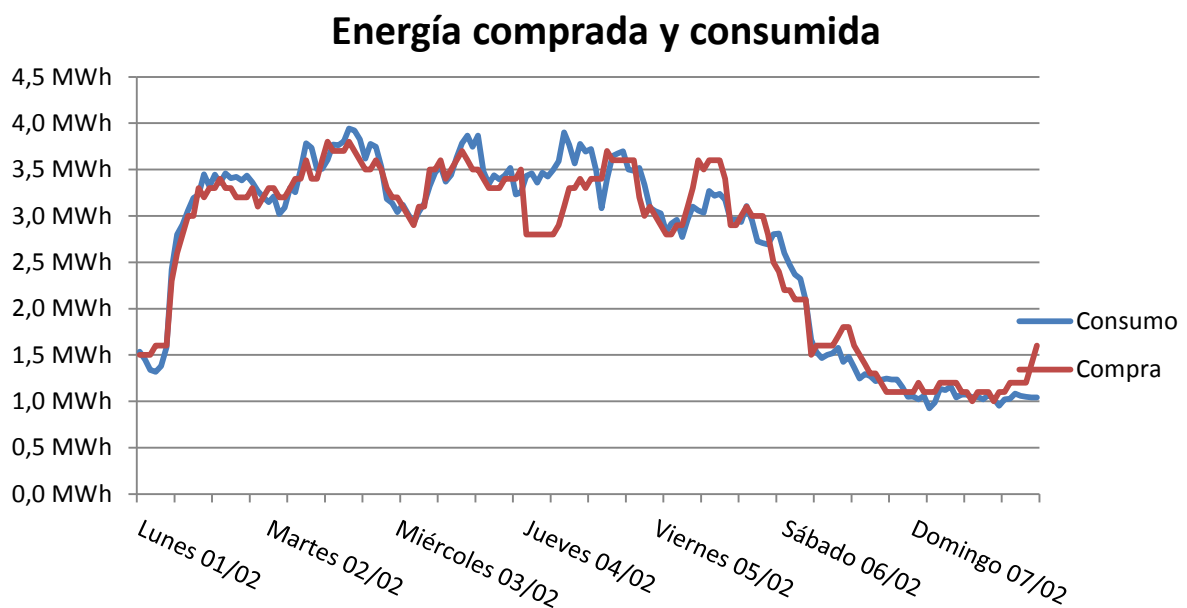


Gráfico de desvíos semanales de una comercializadora.

Normalmente una previsión de comercializadora debería estar entre el 2 % y 3 % de desvíos pudiéndose incrementar el fin de semana, estos valores dependen mucho de la tipología de la cartera, cuanto más variada y menos dependencia se tenga de algunos puntos muy grandes, menor será el tanto por ciento de desvíos.

Por otra parte, a parte de las garantías depositadas en el mercado OMIE. A los clientes se les factura mensualmente la energía, si son clientes pequeños normalmente la fecha de pago de las facturas suele a 10 días desde la fecha de emisión, pero para los clientes grandes puede llegar a ser de 30 o incluso de 60 días. Esto implica que la comercializadora en el mejor de los casos, debe adelantar el importe del coste de la energía de los clientes una media de entre 45 y 50 días que son el tiempo que tarda en cobrarlas por lo que aumenta muy considerablemente el capital inmovilizado que se tendrá.

En caso de impago, las comercializadoras tienen la potestad de poder cortar el suministro de energía al cliente pero de todas formas ya habrán perdido 60 días como mínimo del coste total de la factura del cliente.

2.3 Riesgo de mercado

Como ya hemos visto anteriormente existen varios tipos de productos para el suministro eléctrico, tan sólo el producto a precio fijo supone un grave riesgo de mercado para la comercializadora ya que es imposible saber cuál va a ser el precio del periodo que se está ofertando.

Muchas comercializadoras pequeñas para poder ofrecer un precio fijo deben asumir un gran riesgo que les permitirá tener unos grandes beneficios si el mercado es barato y unas grandes pérdidas si el precio de mercado es caro.

Generalmente el método que se usa para dar ese precio es decidir una materia prima media que se estime para el plazo de duración del contrato, y posteriormente se trata de calcular para el cliente cuánto costará el precio de cada uno de los periodos que se correspondan a la tarifa. Generalmente esta operación se realiza haciendo una media de la materia prima de los últimos dos años y posteriormente haciendo la misma operación, para cada uno de los periodos. De esta forma se obtiene el tanto por ciento de coste de cada periodo sobre la media general. Con estos valores multiplicándolos por la materia prima decidida, se obtiene la estimación de coste por periodo.

PRICING	P1	P2	P3	P4	P5	P6	OMIE (€/MWh)
Perfil Materia Prima	123%	113%	117%	112%	110%	89%	44
Precio Materia prima	53,99	49,60	51,60	49,30	48,53	39,28	

Obviamente este es un método poco fiable, que no permite saber qué riesgo se está corriendo ni cuánto se puede llegar a ganar o perder. Además, de esta forma tampoco se tiene en cuenta el perfil de consumo del cliente, es decir, si consume mucho en las horas más caras del día obviamente los precios de los periodos más caros serán más elevados.

Este es el problema que se tratará en el modelo de riesgo. ¿Cómo conseguir ofrecer un precio fijo, sabiendo el riesgo que se está asumiendo e incluso poder acotarlo?

V. Construcción del Modelo de riesgo

1. Introducción

En este modelo vamos a tratar de medir el riesgo a la hora de ofertar a un cliente o a una cartera de clientes de alta tensión de una tarifa de seis periodos un precio fijo de suministro eléctrico para el año 2017. Para ello, supondremos que el cliente va a tener un perfil de consumo horario similar al del año anterior por lo que tomaremos para realizar los cálculos la curva de consumo que se disponga. Esta hipótesis es asumible ya que generalmente las empresas pueden aumentar o disminuir el consumo en un periodo u otro pero no suelen cambiar la manera de producir.

El problema a resolver es encontrar alguna manera de poder medir el riesgo que supone ofrecer un precio fijo a un cliente sin saber absolutamente nada del año 2017, ni cuál va a ser el precio medio de materia prima de ese año, ni qué meses van a ser los más caros ni cuales los más baratos, ni si los perfiles diarios van a ser apuntados o por el contrario planos, ni si va a haber una gran variabilidad en el precio de los días o por el contrario van a ser unos precios diarios más o menos estables. Todas estas variables influyen directamente en el precio de mercado y del cliente ya que en tiene un patrón de consumo determinado. Estas particularidades serán problemas que deberemos plantearnos en el momento de diseñar nuestro modelo.

1.1 Particularidades

Definamos $X_{a,m,d,h}$ como el precio de OMIE, donde a será el año al que corresponda el precio, m el mes, d el día y h la hora.

Definamos la media de un periodo $\bar{X}_{a,m,d}$, $\bar{X}_{a,m}$, $\bar{X}_a$ como la media aritmética de los precios de OMIE que comprendan ese periodo.

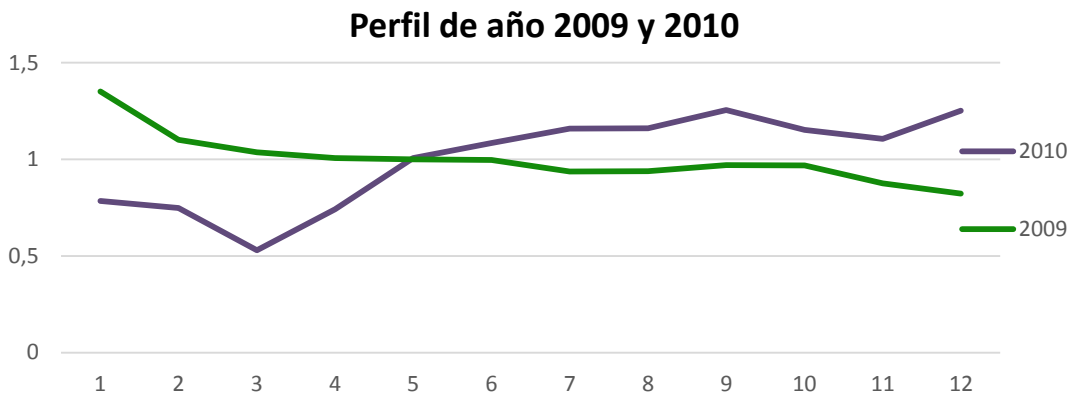
Y por último definiremos el perfil como el vector que resultará de dividir los valores $X_{a,m,d,h}$ o las medias diarias o mensuales, entre la media del mismo periodo que sea inmediatamente superior.

Por ejemplo, se entenderá como perfil diario, el vector resultante de dividir todos los precios $X_{a,m,d,h}$ de un día entre la media $\bar{X}_{a,m,d}$ de ese mismo día.

El perfil anual por meses

Se entenderán como perfiles anuales, los vectores resultantes de dividir $\bar{X}_{a,m}$ entre $\bar{X}_a$ para cada uno de los años.

Para notar la relevancia de este apartado, supongamos por ejemplo que el consumo del cliente a analizar es más bajo en Agosto que los demás meses ya que la empresa cierra. Tomando dos años con el mismo precio medio de materia prima el precio real del cliente no sería el mismo uno que el otro.



Perfil años 2009 y 2010, media del mes sobre media anual.

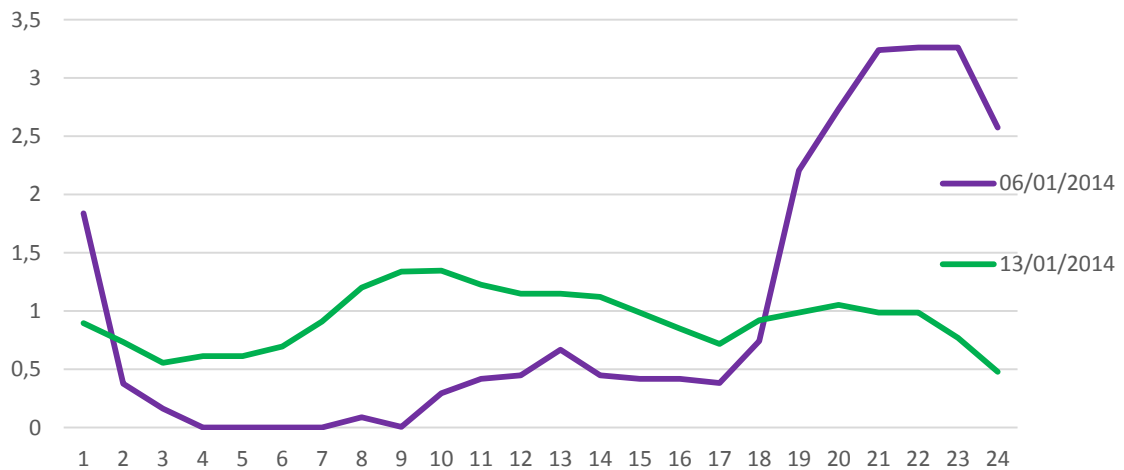
Los años 2009 y 2010 tuvieron una media de precio anual parecida, alrededor de los 38 €/MWh, pero su perfil mensual es completamente, el 2009 tuvo un perfil mucho más plano mientras que el 2010 tuvo el primer semestre muy barato y el segundo mucho más caro, los clientes no consumen igual todos los meses, por lo que su precio medio y su precio para P1, P2, P3, P4, P5 y P6 un año y otro habrá sido muy diferente.

El perfil diario

Se entenderán como perfiles diarios, los vectores resultantes de dividir $\bar{X}_{a,m,d,h}$ entre $\bar{X}_{a,m,d}$ para cada uno de los días

Del mismo modo que antes, supongamos que nuestro cliente no consume durante las noches, ya que la fábrica cierra y sólo se tiene un turno de trabajo diario. Si tomamos dos días con el mismo valor de materia prima media y miramos el coste del cliente, éste no tiene por qué ser el mismo.

Perfil Diario por Horas OMIE



Perfil diarios 6 y 13 de enero de 2014, precio de cada hora sobre media del día.

Estos dos días tuvieron un coste medio de materia prima similar pero un perfil muy diferente. Obviamente para nuestro cliente el coste de cada uno de los días no fue el mismo, ya que mientras el primer día tiene las horas más caras por la noche y en la madrugada, el otro tiene un perfil mucho más plano con un coste horario parecido en todas las horas. Esto supone que el segundo día nuestro cliente tendría un coste mucho más elevado y que seguramente el precio de P6 que abarca las horas nocturnas será mucho más alto.

La materia prima media

Para poder realizar estudios, previsiones, cierres en el mercado de futuros y en general cualquier tipo de comparación, se suele usar como medida estándar el precio medio del periodo de tiempo que se quiera analizar, en nuestro caso el coste de materia prima del año 2017. Esto se hace ya que para poder asegurar posiciones mediante *commodities* el producto más vendido es la banda base. Eso quiere decir que cuando un agente autorizado compra por ejemplo 1 MWh del 2017 a un precio determinado en el mercado de futuros, lo que está comprando es esa cantidad pero todas las horas del año. Obviamente, este producto no cubre todo el riesgo de la cartera ya que el consumo de los clientes no es el mismo todas las horas del año y solo permite tener una banda base fijada a un precio determinado por lo que podrá reducirse el riesgo pero no eliminarlo completamente.

Sin entrar aún en el problema de si es recomendable comprar o no comprar en el mercado de futuros, para reducir el riesgo, para poder realizar el modelo

correctamente necesitamos estimar de algún modo cuál va a ser el promedio del año 2017 para posteriormente poder decidir qué precio le corresponderá a cada uno de los periodos.

Valor de OMIE por días

De igual modo el consumo de un cliente no es el mismo todos los días de la semana, muchas empresas no trabajan los viernes por la tarde y otras los sábados y los domingos, por lo tanto también habrá que decidir cómo simular precios de OMIE para cada día de la semana. Ya que una semana con el mismo precio medio aritmético que otra, podría suponer para un cliente un precio medio y por periodos distinto.

1.2 Funcionamiento

Como es obvio, es imposible predecir exactamente e incluso aproximadamente el precio de todas las horas o la media aritmética que va a tener el OMIE durante el año 2017 ni tampoco es nuestro objetivo. Lo que se hará será crear un modelo que genere mediante variables aleatorias un precio para cada una de las 8760 horas del año que queremos analizar, una vez consigamos estos valores se usará el consumo del cliente que tendremos determinado y podremos saber cuánto costará en esta tirada de la generación de datos el precio de cada uno de los periodos. Este proceso lo repetiremos una cantidad suficiente de veces, de tal modo que obtendremos distintos precios bajo distintos escenarios de mercado.

La generación de los valores de OMIE, tiene que adecuarse a algún criterio lógico y razonable para los valores generados se adecúen a la realidad, además se deberá dar solución a cada uno de ellos para poder solucionar el problema que hemos planteado.

La idea general del modelo es la siguiente, se generará un valor medio de OMIE para el periodo 2017, posteriormente este valor se convertirá en 12 valores que se corresponden a los valores medios de cada uno de los meses, sabiendo el valor de cada mes se convertirá al valor de cada uno de los días y finalmente ese valor diario se transformará a uno horario. Cuando se tenga ese valor horario se procederá a calcular el precio medio ponderado de cada uno de los 6 periodos y el coste real del cliente.

Este proceso se reiterará un número elevado de veces, suficientemente grande como para poder extraer conclusiones de los datos generados.

2. Construcción

El modelo de riesgo lo basaremos fundamentalmente en la serie histórica de datos, tratándolos de manera que puedan sernos útiles para el objetivo que perseguimos. Para ello, se han descargado de la página web del operador del mercado OMIE, los 87.648 precios de cada una de las horas y las cotizaciones del 2014 y del 2015 del mercado OMIP.

2.1 Materia prima media de la duración del contrato

El primer problema que nos encontramos es predecir a cuánto va a estar de media el mercado OMIE durante el año 2017, si se conociera este dato, se podría valorar si es interesante hacer cierres en el mercado de futuros a día de hoy para cubrir posiciones y qué valor de materia prima se debe tomar para construir el precio de cada uno de los periodos.

Para estimar este coste, entenderemos que el dato más aproximado al valor real que se puede llegar a producir será el precio de cotización del mercado de futuros OMIP. Supondremos como condición, la eficiencia débil del mercado, es decir que el precio en el cual está cada día el valor, encierra toda la información de mercado que los inversores puedan conocer y que no es posible hacer una aproximación mejor.

El precio del OMIP 2017, varía cada día, sería lógico suponer que estas variaciones se producen ya que conforme se acerca el 2017 se pueden hacer estimaciones más exactas y se conoce más información con la que prever el precio que tendrá finalmente. Así que, supondremos que el último precio al que cotice el 2017, el día 28 de diciembre de 2016, será el valor más cercano a lo que realmente se producirá, por lo tanto tomaremos este valor como nuestro valor de materia prima 2017.

Para conseguir estimar este valor, lo haremos tal y como se haría con cualquier otro valor cotizado en bolsa, suponiendo que se trata de un proceso de Markov, que es un tipo particular de proceso estocástico en el que únicamente el estado actual del proceso es relevante para predecir el estado futuro.

Definimos un proceso de Wiener como un tipo de proceso de Markov en que una variable cumple la ecuación:

$$x_t = x_{t-1} + \varepsilon_t \sqrt{\Delta_t}$$

Donde:

x_0 es un valor conocido.

$t = t-1 + \Delta_t$.

ε_t sigue una distribución Normal (0,1).

En los procesos de Wiener es fácil ver que Δ_x se comporta como una normal $N(0, \Delta_t)$.

Definimos un Movimiento Browniano Geométrico como un proceso estocástico definido en términos de un proceso de Wiener como:

$$X_t - X_{t-1} = \Delta x = \mu X_{t-1} \Delta t + \sigma X_{t-1} \Delta z$$

Donde:

X_t es el valor de la cotización OMIP en el instante t.

X_{t-1} es el valor de la cotización OMIP en el instante t- Δt .

μ y σ : son la media y desviación típica a usar en el modelo.

Δt : es la variación del tiempo

$\Delta z = \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$ es un proceso de Wiener.

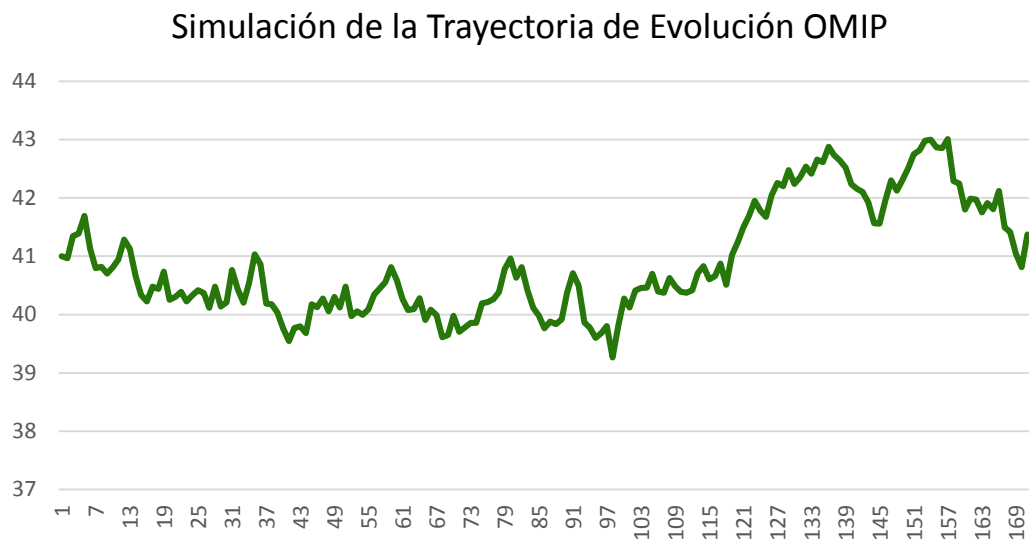
Notamos que:

$$\frac{X_t - X_{t-1}}{X_{t-1}} = \mu \Delta t + \sigma \Delta z$$

Aplicando el Lema de Itô al proceso, se demuestra que X_t se comporta como una distribución de probabilidad Lognormal.

Esto implica que, se podría fácilmente simular aleatoriamente la trayectoria de cotización del valor de OMIP 2017, hasta final de año y tomar este valor como precio medio anual para nuestro modelo de riesgo.

Para fijar la media y la varianza, se han tomado las extraídas del análisis de la cotización en el mercado de futuros del año 2015 y del año 2014.



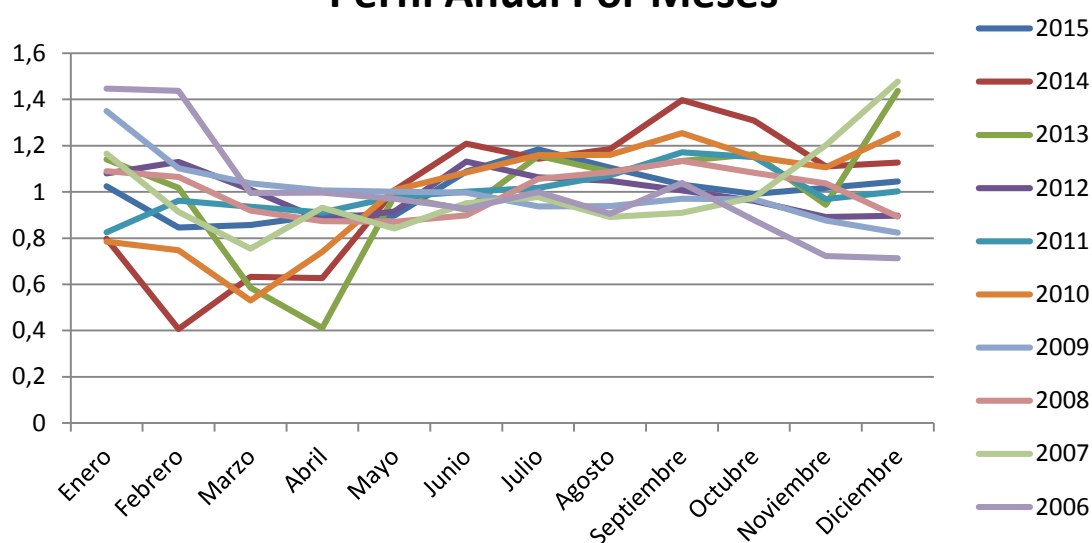
En resumen, de este modo se consigue que al comenzar a utilizar el modelo de riesgo, el usuario debe introducir el valor de cotización de OMIP de ese día, al iniciar el programa, en cada una de las tiradas, el modelo simulará la trayectoria del valor de cotización hasta el último día hábil del año, cogerá ese precio y lo tomará como valor del año 2017.

2.2 Perfiles Mensuales

Una vez obtenido el valor materia prima anual tal y como hemos visto en el apartado anterior, necesitaremos convertirla a un valor mensual.

Analizando los perfiles de los 10 años de los que se disponen datos, observamos que existe una gran variabilidad. Existen algunos que tienen prácticamente el mismo valor de materia prima media pero que tienen un coste de OMIE durante el primer semestre muy barato y muy caro durante el segundo, mientras que hay otros en que todo el año oscila aproximadamente en los mismos valores.

Perfil Anual Por Meses



Perfiles anuales 2006-2015, media mensual sobre media anual.

Como se observa, el 2010, 2013 y 2014 son muy apuntados mientras que los otros años son más planos, destacando en cada uno de ellos unos meses u otros por debajo o por encima de la media.

Dada la gran variabilidad que existe y que tan solo hay 10 perfiles en el pasado, se ha optado por que en cara tirada aleatoria el programa seleccione aleatoriamente y con la misma probabilidad, uno de los 10 perfiles anuales de la serie histórica de tal forma que aplicándole el valor de materia prima obtenido se obtendría el precio de materia prima de cada uno de los meses.

2.3 Probabilidades diarias

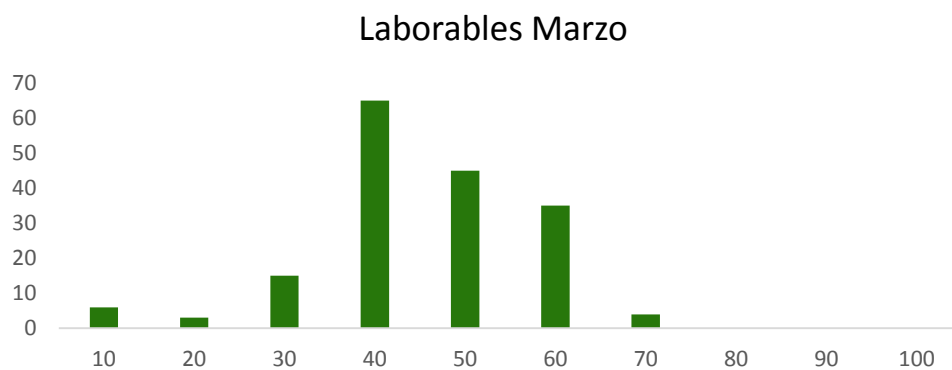
El siguiente problema a resolver va a ser cómo obtener un precio por horas a partir del valor mensual.

En este caso, no tendría sentido estudiar los perfiles mensuales ya que el orden de los días de la semana no es el mismo cada año y los festivos se distribuyen de forma diferente.

Por ese motivo se ha optado por crear funciones aleatorias basadas en la serie histórica de OMIE de los últimos 10 años y que permitan obtener valores para cada uno de los días del año.

Para hacerlo, se han analizado los 3.652 valores medios de cada uno de los días, $\bar{X}_{a,m,d}$, y se han clasificado en 4 grupos para cada uno de los meses. Laborables, viernes, sábados y domingos. Esta diferenciación se ha hecho, en primer lugar porque el clima y las centrales que generan electricidad cada uno de los meses son distintas, y en segundo lugar ya que para determinar el precio diario no solo influye la oferta de generación sino que también lo hace la demanda de energía, y obviamente, ésta disminuye considerablemente los viernes, y los fines de semana ya que muchas empresas no producen y por tanto no consumen.

Una vez clasificados todos los valores en estos 48 grupos estadísticos, se han clasificado por rangos de 10 €/MWh de diferencia y se ha calculado la función de distribución de cada uno de los grupos, para hacerlo se ha supuesto que los valores comprendidos en cada uno de los rangos se distribuyen mediante una distribución uniforme.



Distribución de los valores de OMIE históricos de los días laborables de Marzo.



Distribución de los valores de OMIE históricos de los domingos y Festivos de Agosto.

Como se observa la distribución es distinta en cada uno de los grupos estadísticos, en este caso, los laborables del mes de marzo tienen una media más baja que los festivos y domingos del mes de Agosto.

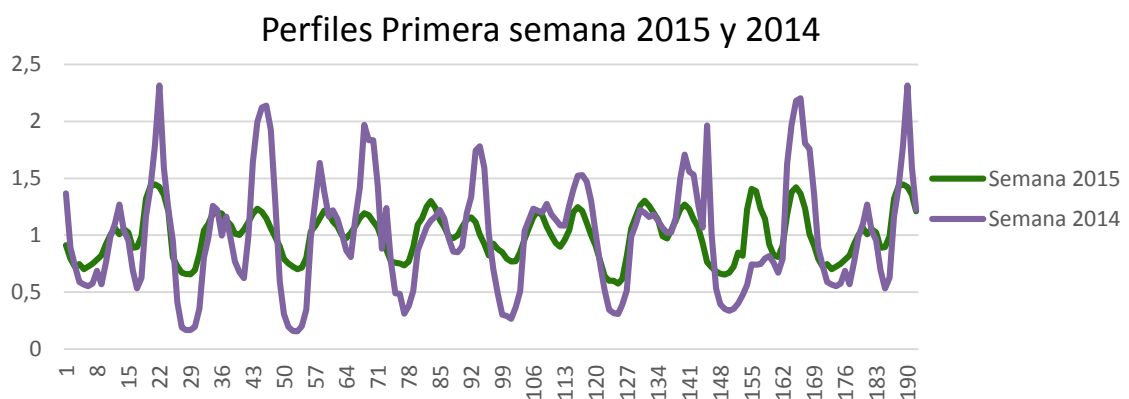
El programa se ha diseñado para que aleatoriamente para cada uno de los días del año 2017, en función de su grupo estadístico se asigne un valor mediante la función de probabilidad definida anteriormente, una vez obtenido este valor, se corrige añadiéndole la diferencia, positiva o negativa, de la media de la serie histórica con el valor de OMIE que se había asignado a ese mes. De este modo, se consigue trasladar la función de probabilidad de cada uno de los grupos, que está centrada en la media histórica, hacia la media del mes que haya definido nuestro modelo.

Para cada una de las tiradas, el programa realizará los pasos definidos en los apartados anteriores y posteriormente asignará un valor de OMIE diario utilizando este método.

2.4 Perfiles semanales y diarios

Por último, se necesitará convertir estos valores diarios en valores horarios, para hacerlo, se hará de una forma similar a la utilizada para los perfiles anuales.

En primer lugar se han usado todos los valores horarios de OMIE, $\bar{X}_{a,m,d,h}$, de los últimos años y se han perfilado sobre la media de cada uno de los días $\bar{X}_{a,m,d}$. De este modo, se puede estudiar qué valores obtiene cada una de las horas sobre la media del día. Entenderemos como perfil semanal la concatenación de los perfiles diarios de una semana.



Perfil de horas sobre la media del día de la primera semana de 2015 y de 2014.

Como se observa el año 2017 es mucho más apuntado, lo que quiere decir que aun pudiendo haber dos días con el mismo valor medio, la diferencia de precio entre unas horas y otras del día es mucho más elevada que en 2015.

Para no perder esta variabilidad, una vez calculados todos los perfiles de cada uno de los días, se ha tomado un perfil estándar semanal de cada uno de los años y de cada uno de los meses, es decir 120 perfiles distintos. Cada uno de ellos ha sido calculado haciendo el promedio de las semanas pertenecientes a ese grupo, de este modo también se ha conseguido evitar tomar en consideración casos muy extremos.

De este modo, el programa seleccionará para cada semana del 2017 un perfil semanal aleatorio de entre los 10 posibles.

2.5 Funcionamiento

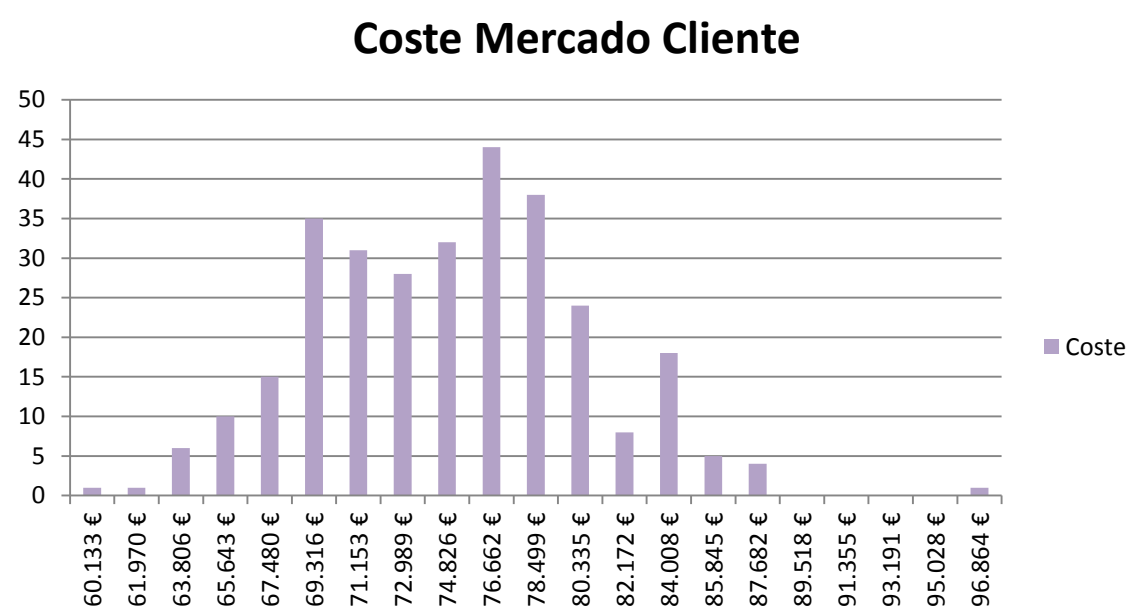
Al modelo hay que introducirle dos datos, en primer lugar, la cotización del valor de OMIP 2017 y en segundo, la curva de consumo horaria anual del cliente. El primero será el punto de partida de los precios y el segundo permitirá calcular el coste de cada uno de los 6 periodos para el cliente.

Con lo explicado anteriormente, el modelo obtendría finalmente de forma aleatoria una curva de valores de OMIE simulados para el 2017, pero como hemos dicho al inicio, esto no nos aporta ninguna información relevante ya que se trata de una simple simulación aleatoria, lo interesante sería repetir este proceso un número elevado de veces y estudiar los resultados.

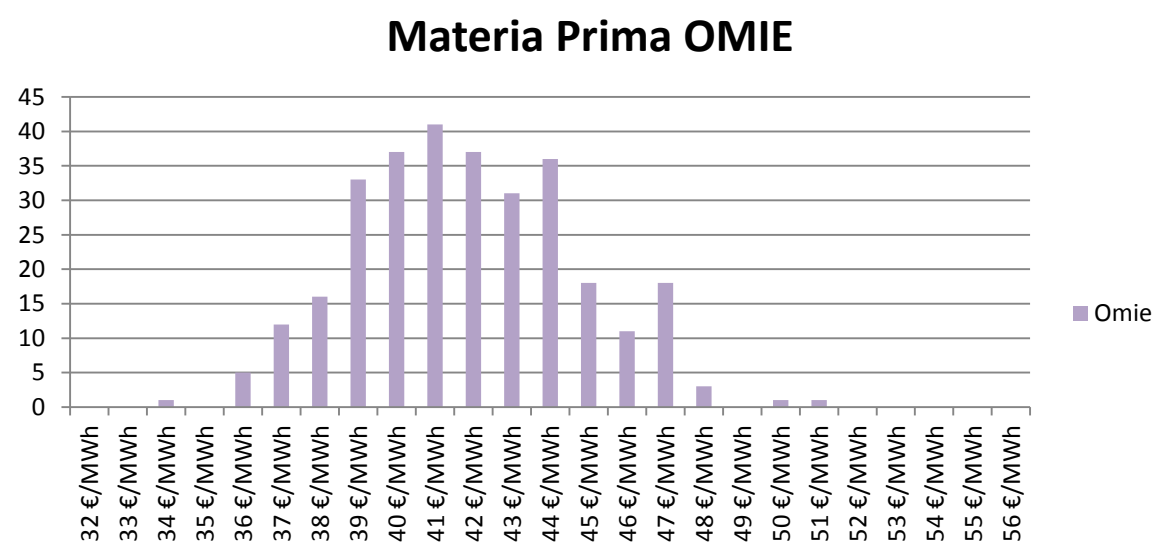
Para ello, y con el objetivo final de que el documento Excel fuese operativo y tuviera un tamaño razonable, se ha escrito en lenguaje *Visual Basic*, un programa para que se realicen de forma consecutiva 301 tiradas diferentes, de tal forma que en cada una de ellas, el modelo partiendo del valor de OMIP que se introduzca, lo traslade hasta final de año, asigne uno de los perfiles anuales y convierta ese valor en meses, genere un valor de OMIE para cada uno de los días del año, corregido por la media del mes, y finalmente para cada una de las semanas asigne un perfil distinto que multiplicado por los valores diarios nos permitirá obtener una curva anual. Posteriormente, usando el consumo del cliente, se calcula el coste real en euros de la energía, el valor medio del año y el valor medio ponderado con el consumo del cliente, así como el coste que tendría el cliente en cada uno de los seis periodos.

Esta información, que es la que usaremos para extraer conclusiones, se almacena pero toda la demás se borra y se libera una parte importante de la memoria del documento, posteriormente el programa reitera el proceso 301 veces distintas.

De este modo, se obtiene la siguiente información:



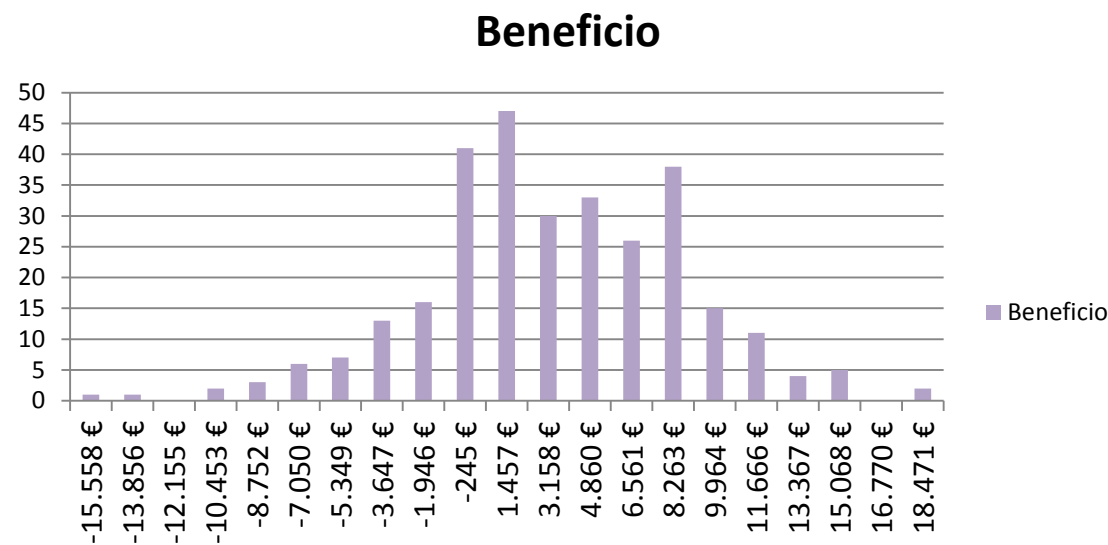
Un gráfico donde se clasifican los 301 costes del cliente en 20 franjas distintas, esto permitirá observar con qué frecuencia se puede dar cada uno de los escenarios y nos indicará los percentiles de coste.



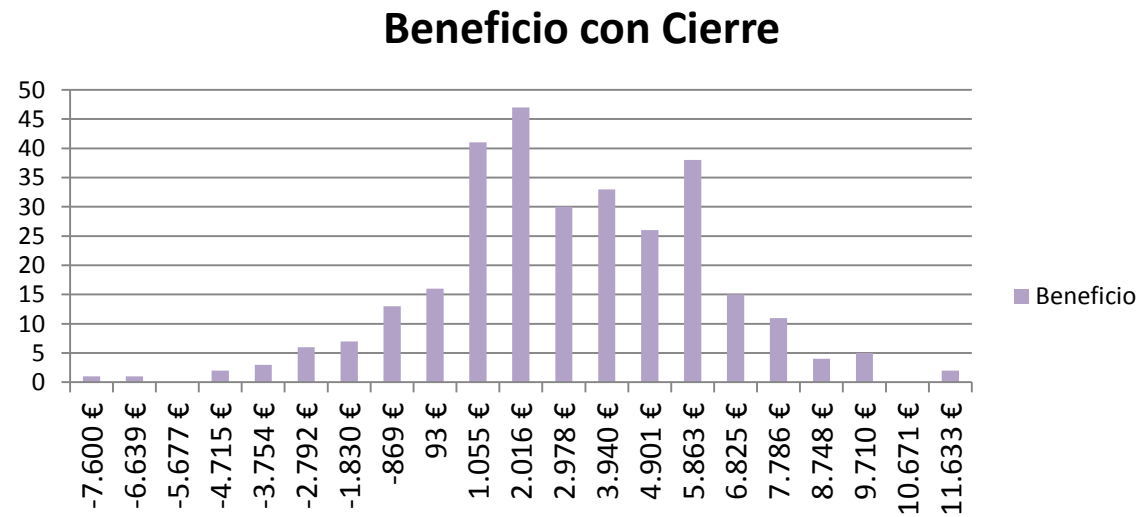
Un gráfico donde se clasifican los 301 valores medios de OMIE generados en 20 franjas distintas, lo que permitirá observar con qué frecuencia se puede dar cada uno de los escenarios.

De forma directa con los datos anteriores, el programa permitirá escoger a quien tome la decisión un percentil de precio a ofrecer al cliente, con el que se cubrirá el

mismo tanto por ciento del riesgo, y en función de la elección se mostrará un gráfico con los beneficios que se obtendrían.



Además, el programa permite a la persona que toma la decisión, decidir si quiere asegurar posiciones en el mercado de futuros y si es así, qué cantidad de MWh quiere cubrir, en función de la elección, se generará un nuevo gráfico en que se mostraran los rangos del nuevo beneficio.



Como se puede observar, al realizar el cierre en el mercado de futuros y asegurar posiciones, la variabilidad del beneficio se reduce considerablemente y por tanto se acota considerablemente el riesgo.

VI. Conclusiones y Resultado

El modelo de riesgo creado, será útil y permitirá a las comercializadoras tomar decisiones sobre qué riesgo quieren asumir con cada uno de los clientes y cuantificar las pérdidas o beneficios que se pueden llegar a obtener con cada una de las decisiones tomadas. Además, pueden hacerlo de forma muy dinámica ya que variando su decisión de precio ofrecido y de cantidad de MWh cerrados a futuros, pueden ver la evolución y los cambios en los beneficios y en el coste.

Por otro lado, durante la creación del modelo, se han tratado un gran número de datos que seguramente serán útiles para realizar otros estudios o para programar el modelo para poder calcular el riesgo para otro periodo distinto al del año 2017.

Además, al analizar los datos se han extraído numerosas y curiosas conclusiones, como por ejemplo la gran diferencia de precios que existe entre distintos meses del año, o que hay años que son extremadamente baratos arrastrados por los bajos precios del primer semestre y otros que son muy caros porque los meses primaverales tienen precios muy elevados.

Como hemos observado, la rentabilidad de las comercializadoras eléctricas no es muy elevada y necesitan tener una gran cantidad de dinero inmovilizado para poder operar en el mercado. Pero también es cierto, que el mercado eléctrico es un mercado muy concentrado y que pocas y grandes empresas dominan la mayoría de la cuota de mercado, no sólo en la parte final de la comercialización sino que estos mismos grupos empresariales son también los que abarcan el negocio de la distribución y de la generación, los cuales son mucho más turbios que el de la comercialización.

Como hemos visto, para fijar el precio de OMIE se hace una subasta que gestiona el operador del mercado y se casan la oferta y la demanda. La demanda está clara de donde viene ya que es la información que las comercializadoras transmiten al mercado eléctrico, pero la oferta de generación y los precios de esta son mucho más discutibles ya que nadie puede saber si realmente el coste que dicen tener para generar la energía es el verdadero o no. En esta línea, en varias ocasiones el Gobierno se ha visto obligado a multar a alguna de las grandes empresas del país por manipulación de precios.

Cabe destacar precio del OMIE del año 2017 dependerá de multitud de variables aleatorias, como por ejemplo, el calor que haga cada una de las horas del año, de la lluvia, de si la temperatura media de cada uno de los días es alta o baja, de las

reservas de los pantanos, de la generación eólica, de la generación solar, de si las centrales nucleares están encendidas o por el contrario hay averías, del precio del carbón, del precio del petróleo... Todas estas variables son muy extensas y muy difíciles de predecir, pero parece razonable basarse en la serie histórica para crear un modelo de riesgo ya que los precios de los días del pasado contienen muchas combinaciones de todas estas situaciones y se puede suponer que los del futuro pueden seguir una línea similar a los anteriores.

A título personal, me gustaría destacar la gran cantidad de cosas que he aprendido durante el proceso de realización del trabajo, del mercado eléctrico, sobre los modelos de riesgo, de los mercado de futuros, de las cotizaciones en bolsa y sus análisis y de programación en lenguaje Visual Basic que me ha permitido explotar mucho más de lo que conocía el programa Excel.

VII. Bibliografía

- [1] Feria Domínguez, Jose Manuel: *El riesgo de Mercado su medición y control*, Delta Publicaciones 2005.
- [2] <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>
- [3] www.omie.es
- [4] www.omip.pt
- [5] <http://www.minetur.gob.es/energia/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx>
- [6] https://demanda.ree.es/generacion_acumulada.html
- [7] <https://www.boe.es/boe/dias/2014/02/01/pdfs/BOE-A-2014-1052.pdf>
- [8] <https://www.boe.es/boe/dias/2015/12/18/pdfs/BOE-A-2015-13782.pdf>
- [9] http://www.uv.es/olmos/mod_din_estocastico.pdf
- [10] <http://personales.upv.es/jpgarcia/LinkedDocuments/macrosVisualBasicParaExcel.pdf>

Annex al Treball de Fi de Grau



Modelo de Riesgo sobre la oferta de precios fijos en el mercado eléctrico español

Alumne: Yago Fernández

Tutor: Josep Vives

A Barcelona, 17 de Juny de 2016

ÍNDICE

- I. Funcionamiento del Modelo
- II. Macros
- III. Datos y cálculo

I. Funcionamiento del Modelo

El modelo de riesgo, está construido en el programa Excel, y corresponde al documento, *Modelo de Riesgo*, y necesita que se incorporen dos datos para poder funcionar.

Al abrir el documento hay que aceptar la habilitación de vínculos para que funcione.

En primer lugar en la *Hoja 3* del citado documento hay que introducir el valor de OMIP 2017 del día, que se puede consultar en www.omip.pt en la casilla M8.

	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1													
2								2014/2015	lognormal				
3							promedio	0	-0,0188454		Casos	yt	OMIP
4							Desv.Est	0,1941414	0,1941414		1	3,739	42,050
5							delta T	0,001			2	3,736	41,931
6											3	3,737	41,974
7											4	3,735	41,894
8							OMIP	42,05			5	3,718	41,195
9							Hoy	17/06/2016			6	3,710	40,840
10							Fin cotización	28/12/2016			7	3,702	40,537
11							Tiempo	139			8	3,693	40,179
12											9	3,688	39,980
13											10	3,686	39,886
14											11	3,692	40,107
15											12	3,679	39,601
16											13	3,670	39,247
17											14	3,679	39,615
18											15	3,685	39,854
19											16	3,671	39,297

En segundo lugar hay que introducir la curva de carga del cliente en la Hoja 1 del mismo documento en la casilla AR4 hasta AR8763.

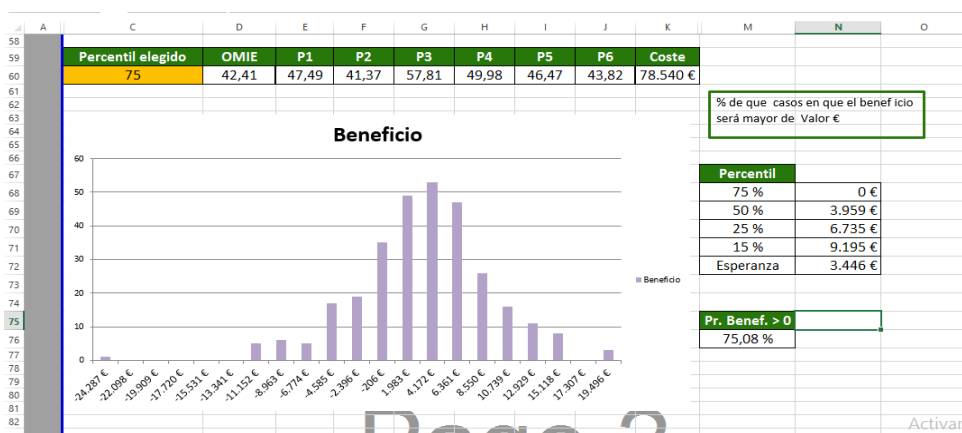
	G	H	X	Y	Z	AA	AB	AQ	AR	AS	AT	AU	AV
1													
2													
3		Fecha	OMIE simulado 2017			Horas	día	periodos	Curva consumo	coste			P1
4		01/01/2017	9,32			01/01/2017 0:00	1	P6	11	135 €		Consumo	139668
5		02/01/2017	21,28			01/01/2017 1:00	1	P6	12	115 €			
6		03/01/2017	30,21			01/01/2017 2:00	1	P6	12	101 €			
7		04/01/2017	18,21			01/01/2017 3:00	1	P6	10	79 €			
8		05/01/2017	29,90			01/01/2017 4:00	1	P6	12	87 €			P1
9		06/01/2017	27,81			01/01/2017 5:00	1	P6	14	98 €		precio	42,76
10		07/01/2017	6,00			01/01/2017 6:00	1	P6	14	96 €			
11		08/01/2017	43,57			01/01/2017 7:00	1	P6	14	71 €			
12		09/01/2017	35,79			01/01/2017 8:00	1	P6	13	64 €			
13		10/01/2017	29,21			01/01/2017 9:00	1	P6	10	58 €			
14		11/01/2017	13,09			01/01/2017 10:00	1	P6	8	55 €			
15		12/01/2017	28,83			01/01/2017 11:00	1	P6	8	60 €			
16		13/01/2017	13,75			01/01/2017 12:00	1	P6	9	77 €			
17		14/01/2017	35,19			01/01/2017 13:00	1	P6	8	71 €			
18		15/01/2017	56,67			01/01/2017 14:00	1	P6	9	81 €			
19		16/01/2017	0,00			01/01/2017 15:00	1	P6	8	66 €			
20		17/01/2017	39,01			01/01/2017 16:00	1	P6	9	72 €			
21		18/01/2017	0,00			01/01/2017 17:00	1	P6	13	108 €			
22		19/01/2017	38,90			01/01/2017 18:00	1	P6	14	150 €			

Posteriormente, en la parte superior de la Hoja 2 podemos encontrar dos botones que habrá que pulsar, en primer lugar el que se llama Cálculo y en segundo Lugar el que se llama Gráfico.

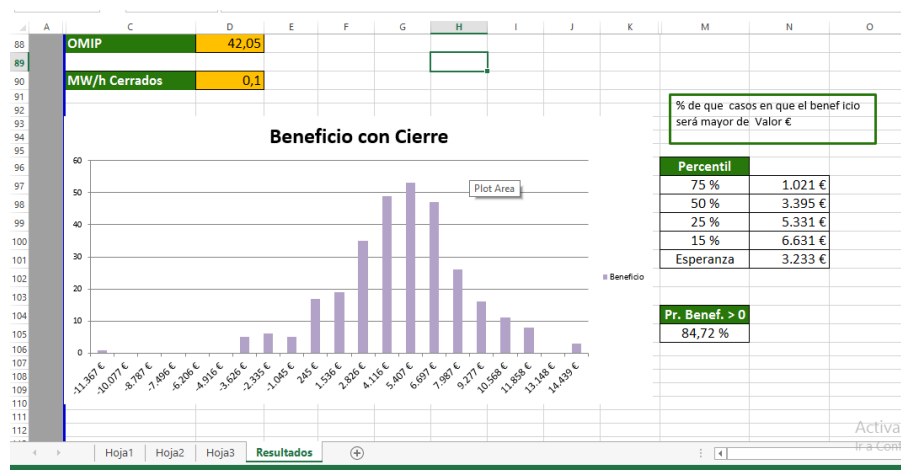
Al pulsarlos el programa trabajará solo procesando la información durante aproximadamente un minuto.

	1	B	C	D	E	F	G	H	I	J	11	12	13	14	15
1															
2		Calculo										Gráfico		Diferencia	Variación
3														36.731 €	1.83
4		P1	P2	P3	P4	P5	P6	MP mercado	MP cliente	Coste			Ordenado	Diferencia	Categ
5	1	36.596	34.354	43.500	39.604	40.498	32.033	33.771	34.584	59.980 €		1	60.133 €	0 €	0
6	2	56.859	49.631	54.378	50.268	49.301	45.182	45.885	47.741	82.800 €		2	62.764 €	2.631 €	1
7	3	48.854	45.193	50.421	44.852	43.299	41.085	40.742	43.015	74.604 €		3	63.113 €	2.980 €	2
8	4	55.117	47.924	44.586	40.958	41.760	41.099	40.628	42.997	74.571 €		4	63.406 €	3.273 €	2
9	5	49.450	45.668	48.440	42.652	45.600	43.289	41.064	44.398	77.001 €		5	63.618 €	3.484 €	2
10	6	64.093	58.257	43.231	38.575	41.235	44.508	45.526	46.321	80.337 €		6	64.065 €	3.931 €	2
11	7	53.353	49.092	54.571	49.522	50.181	46.644	46.475	48.343	83.844 €		7	64.196 €	4.063 €	2
12	8	43.769	39.539	54.107	46.552	44.967	42.406	40.416	43.441	75.342 €		8	64.338 €	4.204 €	2
13	9	59.299	50.927	44.559	40.087	44.014	42.526	43.264	44.591	77.337 €		9	65.111 €	4.978 €	3
14	10	47.541	42.427	46.452	41.859	37.958	38.467	38.671	40.129	69.598 €		10	65.155 €	5.021 €	3
15	11	55.102	48.580	63.753	54.148	54.161	47.600	46.691	50.236	87.128 €		11	65.520 €	5.386 €	3
16	12	50.891	46.544	42.011	36.546	38.474	38.487	40.502	40.143	69.621 €		12	65.558 €	5.425 €	3
17	13	62.064	56.154	50.018	45.743	46.695	40.337	43.085	44.879	77.836 €		13	65.672 €	5.539 €	3
18	14	46.328	41.395	43.330	39.085	37.836	37.667	39.385	39.068	67.757 €		14	65.820 €	5.686 €	3
19	15	46.869	43.992	43.460	40.277	39.878	36.494	38.410	38.904	67.473 €		15	66.046 €	5.912 €	3
20	16	47.399	43.931	48.770	44.122	45.073	40.438	40.160	42.430	73.589 €		16	66.107 €	5.973 €	3
21	17	53.588	49.131	54.491	48.155	47.405	46.803	46.615	48.073	83.376 €		17	66.128 €	5.994 €	3
22	18	54.333	49.478	47.604	42.243	44.372	40.746	43.186	43.345	75.175 €		18	66.307 €	6.174 €	3
23	19	45.241	43.016	43.131	39.604	38.439	32.748	35.893	36.189	62.764 €	19	Tras	66.621 €	6.488 €	4
	20	43.224	43.077	45.844	39.087	38.343	32.406	32.478	32.413	62.413 €					

Finalmente, se podrá ir a la hoja *resultados* y analizar los datos que se han extraído.



En la casilla D88 se insertará el tanto por ciento que se quiere que el precio ofrecido sea capaz de cubrir. En caso de querer visualizar los gráficos habrá que pulsar el Botón gráficos para que se actualicen.



En la casilla D90 se puede insertar la cantidad de MWh que se quieren cerrar en el mercado OMIP y de igual forma que antes para ver el gráfico de beneficios habrá que pulsar el botón gráfico. De este modo se podrá ver la variación del riesgo fijando posiciones a futuros o no haciéndolo.

II. MACROS

Las macros utilizadas para cada uno de los botones son las siguientes:

Botón cálculo:

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
Dim i As Integer  
For i = 5 To 305  
    Hoja2.Cells(i, 2).Select  
    ActiveCell.FormulaR1C1 = _  
    "=SUMIF(Hoja1!R4C43:R8763C43,Hoja2!R4C,Hoja1!R4C45:R8763C45)/Hoja1!R4C[46]"  
    Hoja2.Cells(i, 2).Select  
    Selection.AutoFill Destination:=Hoja2.Range(Hoja2.Cells(i, 2), Hoja2.Cells(i, 7)),  
    Type:=xlFillDefault  
    Hoja2.Cells(i, 8).Select  
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=Hoja1!R5C3"  
    Hoja2.Cells(i, 10).Select  
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=SUM(Hoja1!R[-1]C[35]:R[8758]C[35])/1000"  
    Hoja2.Cells(i, 9).Select  
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=RC[1]/Hoja1!R4C54*1000"  
    Hoja2.Range(Hoja2.Cells(i, 2), Hoja2.Cells(i, 10)).Select  
    Selection.Copy  
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _  
    :=False, Transpose:=False  
    Application.CutCopyMode = False  
Next i  
End Sub
```

Botón Gráfico:

```
Private Sub CommandButton2_Click()  
    Range("M5").Select  
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=RC[-3]"  
    Range("M5").Select  
    Selection.AutoFill Destination:=Range("M5:M305")  
    Range("M5:M305").Select  
    Selection.Copy  
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _  
    :=False, Transpose:=False  
    Application.CutCopyMode = False  
    ActiveWorkbook.Worksheets("Hoja2").Sort.SortFields.Clear  
    ActiveWorkbook.Worksheets("Hoja2").Sort.SortFields.Add Key:=Range("M5"), _  
    SortOn:=xlSortOnValues, Order:=xlAscending, DataOption:=xlSortNormal  
    With ActiveWorkbook.Worksheets("Hoja2").Sort
```

```

.SetRange Range("M5:M305")
.Header = xlGuess
.MatchCase = False
.Orientation = xlTopToBottom
.SortMethod = xlPinYin
.Apply
End With
Range("N5").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=RC[-1]-R5C13"
Range("N5").Select
Selection.AutoFill Destination:=Range("N5:N305")
Range("N5:N305").Select
Range("O5").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=ROUND(RC[-1]/R2C15,0)"
Range("O5").Select
Selection.AutoFill Destination:=Range("O5:O305")
Range("O5:O305").Select
Range("P5").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R5C13+RC[-1]*R2C15"
Range("P5").Select
Selection.AutoFill Destination:=Range("P5:P305")
Range("P5:P305").Select
Range("S5").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=R5C13+RC[-1]*R2C15"
Range("S5").Select
Selection.AutoFill Destination:=Range("S5:S25")
Range("S5:S25").Select
Range("M5:N5").Select
Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
Selection.Copy
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Range("T5").Select
Application.CutCopyMode = False
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=COUNTIF(R5C16:R305C16,RC[-1])"
Range("T5").Select
Selection.AutoFill Destination:=Range("T5:T25")
Range("T5:T25").Select
Selection.Copy
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
Range("BQ5").Select
Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
Selection.Copy

```

```

Range("BP280").Select
Selection.End(xlUp).Select
Range("BP5").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
    :=False, Transpose:=False
Application.CutCopyMode = False
ActiveWorkbook.Worksheets("Hoja2").Sort.SortFields.Clear
ActiveWorkbook.Worksheets("Hoja2").Sort.SortFields.Add Key:=Range("BP5"), _
    SortOn:=xlSortOnValues, Order:=xlDescending, DataOption:=xlSortNormal
With ActiveWorkbook.Worksheets("Hoja2").Sort
    .SetRange Range("BP5:BP305")
    .Header = xlNo
    .MatchCase = False
    .Orientation = xlTopToBottom
    .SortMethod = xlPinYin
    .Apply
End With
End Sub

```

III. DATOS Y CÁLCULOS

En el archivo de Excel restante, *Datos y Cálculos*, se puede observar de dónde se ha obtenido toda la información para crear el modelo de riesgo.

En la hoja *OMIES* encontramos los datos de todos precios OMIE $\bar{X}_{a,m,d,h}$ de los últimos 10 años.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1			2015							2014	
2			fecha	Omie	Mes	Día	Hora			fecha	Omie
3			01/01/2015 0:00	50,1	1	1	0			01/01/2014 0:00	20,02
4			01/01/2015 1:00	48,1	1	1	1			01/01/2014 1:00	10,34
5			01/01/2015 2:00	47,33	1	1	2			01/01/2014 2:00	5,35
6			01/01/2015 3:00	42,27	1	1	3			01/01/2014 3:00	5
7			01/01/2015 4:00	38,41	1	1	4			01/01/2014 4:00	0,5
8			01/01/2015 5:00	35,72	1	1	5			01/01/2014 5:00	0
9			01/01/2015 6:00	35,13	1	1	6			01/01/2014 6:00	0
10			01/01/2015 7:00	36,22	1	1	7			01/01/2014 7:00	0
11			01/01/2015 8:00	32,4	1	1	8			01/01/2014 8:00	0
12			01/01/2015 9:00	36,6	1	1	9			01/01/2014 9:00	0
13			01/01/2015 10:00	43,1	1	1	10			01/01/2014 10:00	2
14			01/01/2015 11:00	45,14	1	1	11			01/01/2014 11:00	4,75
15			01/01/2015 12:00	45,14	1	1	12			01/01/2014 12:00	5,35
16			01/01/2015 13:00	47,35	1	1	13			01/01/2014 13:00	4,9
17			01/01/2015 14:00	47,35	1	1	14			01/01/2014 14:00	0,9
18			01/01/2015 15:00	43,61	1	1	15			01/01/2014 15:00	0
19			01/01/2015 16:00	44,91	1	1	16			01/01/2014 16:00	0
20			01/01/2015 17:00	48,1	1	1	17			01/01/2014 17:00	0
21			01/01/2015 18:00	58,02	1	1	18			01/01/2014 18:00	0
22			01/01/2015 19:00	61,01	1	1	19			01/01/2014 19:00	7,9
23			01/01/2015 20:00	62,69	1	1	20			01/01/2014 20:00	18,9
24			01/01/2015 21:00	60,41	1	1	21			01/01/2014 21:00	20
25			01/01/2015 22:00	58,15	1	1	22			01/01/2014 22:00	8,6
26			01/01/2015 23:00	53,6	1	1	23			01/01/2014 23:00	5,13
27			02/01/2015 0:00	47,34	1	2	0			02/01/2014 0:00	5,13
28			02/01/2015 1:00	40,4	1	2	1			02/01/2014 1:00	0

En las hojas *Datos Estadísticos* y *grupos estadísticos* encontramos los datos de los últimos años, clasificados en los grupos que se habían determinado durante la construcción del modelo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1														
2														
3			Curva Horaria 2006-2015									fórmula		fórmula
4			Fecha	omie	Año	Mes	Día	Hora						
5			01/01/2006 0:00	66,94	2006	1	1	0						
6			01/01/2006 1:00	48,88	2006	1	1	1						
7			01/01/2006 2:00	45,25	2006	1	1	2						
8			01/01/2006 3:00	43,71	2006	1	1	3						
9			01/01/2006 4:00	38,7	2006	1	1	4						
10			01/01/2006 5:00	37,77	2006	1	1	5						
11			01/01/2006 6:00	36,11	2006	1	1	6						
12			01/01/2006 7:00	10	2006	1	1	7						
13			01/01/2006 8:00	5	2006	1	1	8						
14			01/01/2006 9:00	10	2006	1	1	9						
15			01/01/2006 10:00	10	2006	1	1	10						
16			01/01/2006 11:00	19,54	2006	1	1	11						
17			01/01/2006 12:00	37,55	2006	1	1	12						
18			01/01/2006 13:00	37,77	2006	1	1	13						
19			01/01/2006 14:00	37,77	2006	1	1	14						
20			01/01/2006 15:00	37,55	2006	1	1	15						
21			01/01/2006 16:00	37,55	2006	1	1	16						
22			01/01/2006 17:00	37,55	2006	1	1	17						
23			01/01/2006 18:00	47,88	2006	1	1	18						
24			01/01/2006 19:00	56	2006	1	1	19						

En la hoja *funciones distribución días* se han calculado las distintas funciones de distribución de cada uno de los grupos estadísticos, agrupando los datos en rangos de 10 €/MWh y suponiendo que la distribución dentro de estos rangos es uniforme.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1		enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero	enero
2	Frec Acum	Laborable	viernes	sabado	domingo	Laborable	viernes	sabado	domingo	Laborable	viernes	sabado	domingo + v	Laborable	viernes	sabado	domingo
3	10	1	0	1	3	3	3	3	3	9	0	3	6	6	3	5	
4	20	2	1	2	4	11	4	6	5	22	3	8	10	9	5	8	
5	30	11	3	8	10	24	8	9	14	43	9	14	18	24	7	11	
6	40	32	9	12	21	52	14	17	20	76	17	21	31	89	17	22	
7	50	77	20	23	42	94	24	24	30	130	35	36	39	134	25	34	
8	60	121	31	34	52	125	32	32	35	169	39	43	47	169	33	42	
9	70	144	36	40	58	142	37	39	39	176	42	45	47	173	34	42	
10	80	155	40	42	60	152	39	40	40	176	42	45	47	173	34	42	
11	90	166	41	42	60	159	41	40	40	176	42	45	47	173	34	42	
12	100	167	41	42	60	161	41	40	40	176	42	45	47	173	34	42	
13																	
14	Frec Rel																
15	10	1	0	1	3	3	3	3	3	9	0	3	6	6	3	5	
16	20	1	1	1	1	8	1	3	2	13	3	5	4	3	2	3	
17	30	9	2	6	6	13	4	3	9	21	6	6	8	15	2	3	
18	40	21	6	4	11	28	6	8	6	33	8	7	13	65	10	11	
19	50	45	11	11	21	42	10	7	10	54	18	15	8	45	8	12	
20	60	44	11	11	10	31	8	8	5	39	4	7	8	35	8	8	
21	70	23	5	6	6	17	5	7	4	7	3	2	0	4	1	0	
22	80	11	4	2	2	10	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
23	90	11	1	0	0	7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	100	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

En la hoja *Asignación Prob días 2017* se han asignado a cada día de 2017 las funciones de distribución adecuada en función de la tipología del día.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1											
2	OMIP	41								BUSCARH('2017'!E3:"funciones dist	
3	PROMEDIO VALORES OMIE	46,1909529									
4	Perfil	1									
5											
6											
7	Meses	perfil	omie mensual simulado	OMIE MEDIO DATOS REAL							
8	1	1,02416418	41,9907313	49,61072177							
9	2	0,84612857	34,69127127	45,18751786							
10	3	0,85729814	35,1492237	38,73162853							
11	4	0,89885644	36,85311404	38,46795556							
12	5	0,89689289	36,77260843	43,57195833							
13	6	1,08785364	44,6019992	46,92089444							
14	7	1,18361477	48,52820538	49,47118414							
15	8	1,10489121	45,30053958	48,51204301							
16	9	1,03119087	42,27882548	51,06882639							
17	10	0,99177501	40,66277557	49,02987651							
18	11	1,01767277	41,7245834	45,43020972							
19	12	1,04573753	42,87523893	48,47425269							
20											
21											
22											
23											
24											

En la hoja *cálculo perfiles anuales* se han calculado los perfiles de cada uno de los 10 años.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1											
2											
3		Promedio de 2015	Promedio de 2014	Promedio de 2013	Promedio de 2012	Promedio de 2011	Promedio de 2010	Promedio de 2009	Promedio de 2008	Promedio de 2007	Promedio de 2006
4	Enero	51,52477151	33,61901882	50,50442204	51,06323925	41,18922043	29,05754032	49,92516129	70,22263441	45,85866935	73,14254032
5	Febrero	42,56796131	17,1159375	45,04261905	53,46309524	48,03364583	27,68316964	40,71467262	68,6763244	35,95508929	72,62266369
6	Marzo	43,12989233	26,66850606	25,91852297	47,74605653	46,69725437	19,62056528	38,31056528	59,27152463	29,68158816	50,27139973
7	Abril	45,22065278	26,44298611	18,16540278	41,50708333	45,4494722	27,42059722	37,20018056	56,27518056	36,65844444	50,33918056
8	Mayo	45,12186828	42,40737903	43,45017473	43,24649194	48,9049731	37,28465054	36,97483871	56,14198925	33,12770161	49,06399194
9	Junio	54,72893056	50,95072222	40,86827778	53,47841667	49,99741667	40,12098611	36,82459722	57,95469444	37,39551389	46,88938889
10	Julio	59,54658602	48,21033602	51,16330645	50,2911828	48,91561828	42,91252688	34,61866935	68,14478495	38,4846237	50,52436828
11	Agosto	55,58607727	49,91077957	48,09194892	49,5373381	53,53305108	42,94163978	34,67606183	70,02129032	35,05321237	45,76903226
12	Septiembre	51,87827778	58,88983333	50,201125	47,58423611	58,46966667	46,44240278	35,87288889	73,077375	35,80415278	52,46830556
13	Octubre	49,89530201	55,1137047	51,48157047	45,45527517	57,4584698	42,63052349	35,78189262	69,7664698	38,37888591	44,33667114
14	Noviembre	51,19819444	46,79918056	41,80748611	42,14597222	48,377625	40,93425	32,38927778	66,81355556	47,30105556	36,5355
15	Diciembre	52,61010753	47,47180108	63,63935484	42,44125	50,06728495	46,34482527	30,4338172	57,57388441	58,10888441	36,051372
16	Promedio Anual	50,30909361	42,13249429	44,26097489	47,29191324	49,92528881	37,00875342	36,96127397	64,47241324	39,34623402	50,53177397
17											
18											
19	Perfiles de años	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8	Perfil 9	Perfil 10
20	Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	1	1,024164178	0,79793564	1,141059865	1,079745685	0,825017169	0,785153177	1,350742437	1,089188862	1,165516103	1,447456414
22	2	0,846128568	0,406240784	1,017659895	1,130491274	0,962110525	0,748016809	1,101549493	1,065204805	0,913812724	1,4371683
23	3	0,857298139	0,632967654	0,585584322	1,00960298	0,935342699	0,530160123	1,036505541	0,91933777	0,754369227	0,994847316
24	4	0,89885644	0,627615017	0,410415786	0,877678243	0,910357222	0,740921936	1,0064637	0,872856742	0,931688772	0,996188667

En las hojas, *Perfiles diarios 2015-2006*, *tab. Din para calc. Per. Sem*, *perfiles semanales año*, *perfiles semanales mes*, *perfiles semanales modif*, sean calculado y trabajado los datos para obtener cada uno de los perfiles diarios de todos los años, esta operación ha sido costosa debido al gran número de datos a tratar, 87.648, y

para conseguir que los datos se obtuvieran en un formato que el modelo de riesgo pudiera asimilar.

	CF	CG	CH	CI	CJ	CK	CL	CM	CN	CO	CP	CQ	CR	CS	CT	CU	CV
1																	
2																	
3	Mes	dia semana	hora							fecha	Omie	promedio	perfil	Mes	dia semana	hora	
4	1	1	0		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 0:00	66.94	40,888333	1,6371418	1	1	0	40,888333
5	1	1	1		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 1:00	48.88	40,888333	1,195451	1	1	1	40,888333
6	1	1	2		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 2:00	45.25	40,888333	1,1066726	1	1	2	40,888333
7	1	1	3		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 3:00	43.71	40,888333	1,0690091	1	1	3	40,888333
8	1	1	4		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 4:00	38.7	40,888333	0,9464803	1	1	4	40,888333
9	1	1	5		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 5:00	37.77	40,888333	0,9237354	1	1	5	40,888333
10	1	1	6		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 6:00	36.11	40,888333	0,883137	1	1	6	40,888333
11	1	1	7		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 7:00	10	40,888333	0,2445685	1	1	7	40,888333
12	1	1	8		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 8:00	5	40,888333	0,1222843	1	1	8	40,888333
13	1	1	9		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 9:00	10	40,888333	0,2445685	1	1	9	40,888333
14	1	1	10		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 10:00	10	40,888333	0,2445685	1	1	10	40,888333
15	1	1	11		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 11:00	19.54	40,888333	0,4778869	1	1	11	40,888333
16	1	1	12		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 12:00	37.55	40,888333	0,9183549	1	1	12	40,888333
17	1	1	13		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 13:00	37.77	40,888333	0,9237354	1	1	13	40,888333
18	1	1	14		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 14:00	37.77	40,888333	0,9237354	1	1	14	40,888333
19	1	1	15		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 15:00	37.55	40,888333	0,9183549	1	1	15	40,888333
20	1	1	16		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 16:00	37.55	40,888333	0,9183549	1	1	16	40,888333
21	1	1	17		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 17:00	37.55	40,888333	0,9183549	1	1	17	40,888333
22	1	1	18		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 18:00	47.88	40,888333	1,1709942	1	1	18	40,888333
23	1	1	19		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 19:00	56	40,888333	1,3695838	1	1	19	40,888333
24	1	1	20		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 20:00	67.25	40,888333	1,6447234	1	1	20	40,888333
25	1	1	21		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 21:00	70.01	40,888333	1,7122244	1	1	21	40,888333
26	1	1	22		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 22:00	66.37	40,888333	1,6232014	1	1	22	40,888333
27	1	1	23		2006	1	1	01/01/2006	01/01/2006	01/01/2006 23:00	72.17	40,888333	1,8218762	1	1	23	40,888333

Finalmente en la hoja calendario, encontramos el proceso de asignación de los periodos a las diferentes horas del año 2017.

	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	
1																	
2																	
3	USCARV(HORA(E4);6 PERIODOS;B\$5:\$O\$28;(MES(E4)+1);FALSO)																
4							enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	junio	julio	agosto	septiembre	oct
5							P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	F
6							P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	F
7							P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	F
8							P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	F
9							P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	F
10							P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	F
11							P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	F
12							P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	F
13							P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	F
14							P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	F
15							P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	F
16							P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	F
17							P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	F
18							P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	F
19							P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	F
20							P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	F
21							P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	F
22							P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	F
23							P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	F