

Resumen

El presente proyecto presenta la descripción, análisis y modelización del mercado eléctrico ibérico, con la posterior creación de una herramienta que permita simular el funcionamiento del mercado eléctrico diario. En la descripción y el análisis se tratan las diferentes partes de las que está formado el mercado eléctrico, así como una breve introducción histórica de los sistemas eléctricos.

La parte principal del proyecto se centra en la modelización del proceso de casación del mercado diario, creando un modelo simple y otro que incorpore condiciones complejas con el fin de permitir ajustar las ofertas de mercado a las condiciones de operación.

Finalmente, se implementan los modelos descritos en una herramienta que gestiona las diferentes ofertas recibidas, además de poder generarlas aleatoriamente (en función de una distribución dada), y realiza el proceso de casación. La misma herramienta presenta una interfaz gráfica donde se gestionan los datos y las variables a introducir, además de presentar los resultados de las simulaciones realizadas.

Sumario

RESUMEN	1
SUMARIO	3
GLOSARIO	7
ÍNDICE DE FIGURAS	9
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1. Objetivos del proyecto.....	13
1.2. Alcance del proyecto.....	14
2. EL SISTEMA ELÉCTRICO	15
2.1. Importancia de los sistemas eléctricos	15
2.2. Evolución de la organización del sector eléctrico	17
2.2.1. Operación en el contexto tradicional centralizado	18
2.2.2. Operación en el nuevo contexto liberalizado	19
3. EL MERCADO ELÉCTRICO IBÉRICO. MIBEL.	21
3.1. La liberalización del sector eléctrico	22
3.2. Agentes del sistema eléctrico español.....	24
3.3. Mercado a plazo.....	30
3.4. Mercado diario.....	31
3.4.1. Realización de ofertas	32
3.4.2. Proceso de casación de ofertas	34
3.5. Mercado intradiario.	37
3.6. Mercados de ajuste.....	39
3.7. Resumen de mercados pertenecientes al mercado eléctrico ibérico.....	41
3.8. Componente regulada del precio de la electricidad.	42
3.8.1. Costes de transporte y distribución.....	44
3.8.2. Costes derivados de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico: REE, OMIE y CNE	44
3.8.3. Costes asociados a la compensación extrapeninsular.....	44
3.8.4. Costes de régimen especial	45
3.8.5. Costes asociados a la industria del carbón nacional.	47

3.8.6.	Costes asociados a la industria nuclear: moratoria nuclear, segunda parte del ciclo de combustible nuclear y stock estratégico de uranio.....	47
3.8.7.	Costes de transición a la competencia (CTC).....	48
3.9.	Subasta CESUR.....	48
3.9.1.	Tarifa de Último Recurso (TUR).....	48
3.9.2.	Costes asociados al déficit de tarifa.....	51
3.9.3.	Bono social.....	53
4.	MODELADO DEL MERCADO DIARIO	55
4.1.	Planteamiento global.....	55
4.2.	Modelos de casación.....	59
4.2.1.	Modelo de casación simple.....	60
4.2.2.	Modelo de casación compleja.....	63
4.3.	Particularidades del proceso de casación.....	66
5.	IMPLEMENTACIÓN DEL SIMULADOR DEL MERCADO DIARIO	69
5.1.	Modelado de la demanda eléctrica.....	70
5.1.1.	Estudio datos históricos.....	70
5.1.2.	Análisis estadístico.....	74
5.1.3.	Obtención del modelo de demanda eléctrica.....	75
5.1.4.	Determinación de las ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario a partir de la demanda modelada.....	75
5.2.	Modelado de la generación.....	77
5.2.1.	Modelado probabilístico de la generación eólica.....	78
5.3.	Interfaz del simulador del mercado diario.....	79
5.3.1.	Panel de ofertas.....	80
5.3.2.	Panel de casación.....	82
5.3.3.	Visualización gráfica de resultados.....	85
6.	IMPACTO MEDIOAMBIENTAL	89
6.1.	Directiva RAEE.....	89
6.2.	Directiva RoHs.....	90
6.3.	Análisis del impacto ambiental del proyecto.....	90
7.	ESTUDIO ECONÓMICO	93
7.1.	Recursos humanos.....	93
7.2.	Recursos I+D y material.....	93
7.3.	Coste total del proyecto.....	94
CONCLUSIONES	95

Trabajos futuros.....	95
AGRADECIMIENTOS	97
BIBLIOGRAFÍA	99



Glosario

OM	Operador del Mercado
OS	Operador del Sistema
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
OMIE	Operador del Mercado Ibérico – Polo Español
OMIP	Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués
REE	Red Eléctrica de España
LSE	Ley del Sector eléctrico
CTC	Costes de Transición a la Competencia
RD	Real Decreto
RDL	Real Decreto Ley
TUR	Tarifa de Último Recurso
PVPC	Precio Voluntario al Pequeño Consumidor
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
MLE	Marco Legal Estable
OCE	Observatorio Crítico de la Energía
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MD	Mercado Diario
MI	Mercado Intradiario

PO	Procedimiento de Operación
CESUR	Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso
CUR	Comercializadora de Último Recurso
IPC	Índice de Precios de Consumo
GUI	Graphical User Interface
OSIM	Operador del Simulador
PC	Personal Computer
WEO	World Energy Outlook

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de los tipos de generación eléctrica en el sistema español peninsular. Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE).	16
Figura 2: Esquema del sistema eléctrico español. Elaboración propia. Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE).	20
Figura 3: Organización del sistema eléctrico español con la nueva LSE.....	22
Figura 4: Funciones y relaciones de la CNE con otras entidades por la LSE.....	23
Figura 5: Evolución de la red de transporte (400 y 220 kV) en km de línea del sistema peninsular. Fuente: REE.....	26
Figura 6: Esquema de los principales agentes participantes en el mercado liberalizado. Las flechas en negro indican flujos de energía eléctrica. Las flechas rojas y verdes indican flujos monetarios. Fuente: OCE.	28
Figura 7: Reparto geográfico de las empresas distribuidoras.....	29
Figura 8: Clasificación de los agentes participantes en el mercado eléctrico.	32
Figura 9: Esquema del funcionamiento del mercado diario. Funciones de OMIE.	35
Figura 10: Posición típica de las tecnologías generadoras y los consumidores en las curvas agregadas de ofertas y demandas, respectivamente.....	36
Figura 11: Precio obtenido en el mercado diario durante la primera mitad del 2013. Fuente: OCE	37
Figura 12: Distribución de horarios del mercado intradiario. Fuente: OMIE.	38
Figura 13: Valores de energía y contratación en el MIBEL. Fuente: OMIE.	39
Figura 14: Horarios de publicación de reservas secundarias y terciarias en el día D-1. Fuente: P.O. 7.2 y P.O. 7.3 de REE. Resolución en BOE (28/05/2009).	40
Figura 15: Coste para la demanda de los servicios de ajuste del sistema. Fuente: OMIE. Memoria 2012.....	41
Figura 16: Secuencia de mercados en el mercado eléctrico ibérico. Fuente: MIBEL.....	42
Figura 17: Evolución de la diferencia entre el ingreso medio y el coste medio de acceso (€/MWh) y del déficit de actividades reguladas (Millones de €). Fuente: CNE.....	43
Figura 18: Evolución de los costes de acceso excluyendo desvíos de ejercicios anteriores (millones de €). Período 1998-2013. Fuente: CNE.....	43

Figura 19: Evolución de la estructura de la potencia instalada en el sistema peninsular. Fuente: CNE.....	45
Figura 20: Balance de energía eléctrica peninsular en GWh. Años 2010 y 2011. Fuente: CNE.....	46
Figura 21: Balance de demanda eléctrica nacional en GWh. Años 2009-2013. Fuente: REE.	47
Figura 22: Esquema de la formación de la TUR (actualmente PVPC). Las flechas negras indican flujos de energía eléctrica, las demás indican flujos monetarios. Fuente: OCE.....	49
Figura 23: Porcentaje en que se incrementa la componente de mercado debido a las subastas CESUR. Fuente: OCE.....	50
Figura 24: Evolución de la tarifa en términos constantes y corrientes entre 1997 y 2009. Evolución del IPC en el mismo período de tiempo. Fuente: UNESA.	51
Figura 25: Retribución del sector eléctrico vía tarifa de acceso. Liquidación 14, año 2011. Fuente: CNE.....	52
Figura 26: Evolución temporal de los costes recogidos en la componente regulada de la tarifa eléctrica. Fuente: CNE.....	52
Figura 27: Plantilla para la elaboración de las ofertas de venta simples. Fuente: Elaboración propia.....	56
Figura 28: Ejemplo de diagrama de casación de ofertas. Fuente: Elaboración propia.	58
Figura 29: Ejemplo de modelo de casación lineal. Fuente: Elaboración propia.	59
Figura 30: Ejemplo de modelo de casación escalonado. Fuente: Elaboración propia.	59
Figura 31: Diagrama de flujos de las etapas seguidas en el proceso de casación simple. Fuente: Elaboración propia.....	61
Figura 32: Plantilla para la elaboración de las ofertas de venta con condiciones de ingresos mínimos. Fuente: Elaboración propia.	63
Figura 33: Diagrama de flujos de las etapas seguidas en el proceso de casación compleja. Fuente: Elaboración propia.....	64
Figura 34: Presentación de los diferentes casos analizados en la implementación del modelo de casación. Fuente: Elaboración propia.....	67
Figura 35: Presentación de las particularidades del Caso D. Fuente: Elaboración propia. .	68
Figura 36: Valores de demanda eléctrica nacional en transporte (barras centrales) [GWh]. Fuente: Elaboración propia con datos de REE.....	71

Figura 37: Curvas de demanda eléctrica diaria de los valores estudiados. Fuente: Elaboración propia con datos de REE.....	72
Figura 38: Curvas de demanda diaria para todos los martes del trimestre 4. Fuente: Elaboración propia con datos de REE.....	73
Figura 39: Representación de los resultados del análisis probabilístico normal. Arriba: valores de los lunes del trimestre 4 (horas 5 y 18). Abajo: valores de los lunes del trimestre 3 (horas 5 y 18). Fuente: Elaboración propia.....	74
Figura 40: Representación del porcentaje de energía ofertada al precio instrumental. Fuente: Elaboración propia.....	76
Figura 41: Plantilla para la especificación de restricciones técnicas y económicas de los agentes de mercado. Fuente: Elaboración propia.....	77
Figura 42: Plantilla para la elaboración de las ofertas simples para el simulador implementado. Fuente: Elaboración propia.....	78
Figura 43: Representación de los resultados del análisis probabilístico de Weibull. Derecha: Función de densidad acumulada. Izquierda: Función de densidad. Fuente: Elaboración propia.....	79
Figura 44: Imagen de la interfaz del simulador. Fuente: Elaboración propia.....	80
Figura 45: Imagen del panel de ofertas. Fuente: Elaboración propia.....	81
Figura 46: Imagen del panel de generación de ofertas de adquisición. Fuente: Elaboración propia.....	81
Figura 47: Imagen del panel de casación. Fuente: Elaboración propia.....	83
Figura 48: Imagen de la ventana de consultas de resultados horarios. Fuente: Elaboración propia.....	83
Figura 49: Imagen de la ventana de añadir ofertas de mercado. Fuente: Elaboración propia.	84
Figura 50: Ejemplo hoja de resultados de la exportación. Fuente: Elaboración propia.....	84
Figura 51: Ejemplo de la visualización gráfica de resultados. Fuente: Elaboración propia.	86
Figura 52: Ejemplo de la visualización gráfica de resultados horarios al añadir una oferta de adquisición. Fuente: Elaboración propia.....	87
Figura 53: Relación de sustancias que limita la directiva RoHs. Fuente: RD 208/2005.....	90
Figura 54: Coste de personal del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	93
Figura 55: Coste de I+D y material del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	94

Figura 56: Coste total del proyecto. Fuente: Elaboración propia. 94



1. Introducción

A la hora de intentar comprender el funcionamiento del mercado eléctrico, con todo lo que ello implica, se hace difícil asimilar la teoría sin tener ejemplos o una herramienta que permita simular su funcionamiento.

Aunque a lo largo del tiempo ya se han diseñado algunas herramientas que permiten simular un mercado eléctrico [1], [2] y [3], a menudo no están condicionadas a las reglas del mercado eléctrico español o éstas no están actualizadas. De este modo se pensó en realizar un proyecto que permitiera realizar una clase práctica para explicar la teoría de mercados eléctricos, donde los alumnos desempeñaran las funciones de los agentes de mercado, siendo ellos mismos los que participen en el proceso de realización de ofertas, aplicando sus conocimientos del mercado diario. Por eso se propone realizar un simulador acorde con el mercado eléctrico actual a fin de ayudar a comprender de manera práctica su funcionamiento.

Las clases prácticas, por lo general, son las que producen un mayor grado de satisfacción, ya que son más dinámicas y te permiten aplicar la teoría explicada en clase.

Para ello se pensó en que el simulador incorporara una interfaz gráfica que permitiera gestionar los datos de entrada de una manera sencilla y que, a su vez, permitiera visualizar los resultados (gráficos y numéricos) del proceso de casación durante la clase práctica.

1.1. Objetivos del proyecto

El objetivo principal del proyecto es desarrollar una herramienta que permita asimilar el funcionamiento del mercado eléctrico de una forma práctica, aplicado al caso particular de la península ibérica.

Para cumplir con este objetivo se realizaran las siguientes tareas:

- Estudio de las características técnicas, económicas y regulatorias del sector eléctrico.
- Análisis del funcionamiento del mercado eléctrico.
- Modelización del mercado eléctrico.
- Implementación del simulador del mercado eléctrico diario.

1.2. Alcance del proyecto

Aplicar, en el contexto del sistema eléctrico español, las reglas del funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica en una herramienta que cumpla con las funciones del Operador del Mercado. Esta herramienta partirá de unas ofertas de venta de energía y se encargará de generar ofertas de compra (con la posibilidad de importarlas como variable de entrada), realizando los cálculos pertinentes en el contexto del mercado diario.

Permitirá obtener resultados teniendo en cuenta ofertas complejas (condición de ingresos mínimos), pudiendo prescindir de ellas y realizar un cálculo de resultados con ofertas simples. Los resultados se podrán visualizar en la misma interfaz y se podrán exportar en una hoja de cálculo.

2. El sistema eléctrico

Para el primer capítulo de carácter introductorio, se describe brevemente la evolución del sector eléctrico en las últimas décadas. En los últimos 20 años ha habido cambios importantes de carácter regulatorio, el primero de los cuales fue el 28 de noviembre de 1997, con la aprobación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, introduciendo las normas comunes de la Directiva 96/92/CE.

Dicha ley provocó la ruptura definitiva con el modelo de regulación anterior, y estableció un nuevo sistema de regulación técnica y económica basado en la creación de un mercado de generación de electricidad y la liberalización del suministro de energía eléctrica, limitando las funciones del Estado al desarrollo de la regulación específica necesaria, tal y como se establece en el preámbulo de la ley.

Este cambio junto con otros posteriores modificaron el marco legal estable hacia un mercado eléctrico liberalizado, con el mercado mayorista de electricidad como figura principal.

2.1. Importancia de los sistemas eléctricos

La energía es un ingrediente fundamental en la sociedad moderna y en el desarrollo social y económico de las naciones. El crecimiento económico y el consumo de energía van de la mano. El desarrollo y la calidad de nuestras vidas y nuestro trabajo son totalmente dependientes de un suministro continuo de energía, gran parte de ella en forma de electricidad.

La electricidad gana cada vez más terreno en la vida cotidiana, representando una porción importante del consumo de energía final, aunque el 68% de la energía eléctrica se genera a partir de combustibles fósiles (según datos del *World Energy Outlook 2013*). Otro factor representativo en los porcentajes de energía final es la que representa el transporte, que utiliza principalmente combustibles fósiles. Es previsible que, en un escenario a largo plazo haya escasez de recursos fósiles, y la energía eléctrica aumente su porcentaje de uso, ganándole terreno al sector de transportes gracias a los vehículos eléctricos.

El sistema eléctrico es un conjunto formado por agentes generadores, agentes consumidores y las infraestructuras que permiten generar, transportar y distribuir la electricidad hasta los puntos de consumo. El alto rendimiento del transporte eléctrico junto

a la gran rapidez con la que circula la energía eléctrica permiten separar las ubicaciones de generación y consumo, ayudando a disminuir la contaminación en las zonas urbanizadas, donde los consumos son mayores. La principal restricción que presenta este sistema es que generación y consumo tienen que estar equilibrados en todo momento, ya que en caso contrario se distorsionaría la calidad del suministro provocando subidas o bajadas de tensión, saturación de líneas o reducción del rendimiento del sistema, entre otros casos.

Es cierto que una parte de la generación eléctrica actual utiliza combustibles fósiles (68% según el WEO), lo que representa emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero. Pero gracias a los avances tecnológicos, las generaciones sostenibles, entendiendo por ello las que no emiten ni contaminantes ni gases de efecto invernadero (a excepción de la biomasa, que emite los gases que previamente han captado las plantas en su crecimiento), van ganando peso en el conjunto de métodos de generación de los sistemas eléctricos de los países más desarrollados. En la Figura 1 se puede observar el aumento que han obtenido las generaciones renovables en el sistema eléctrico español:

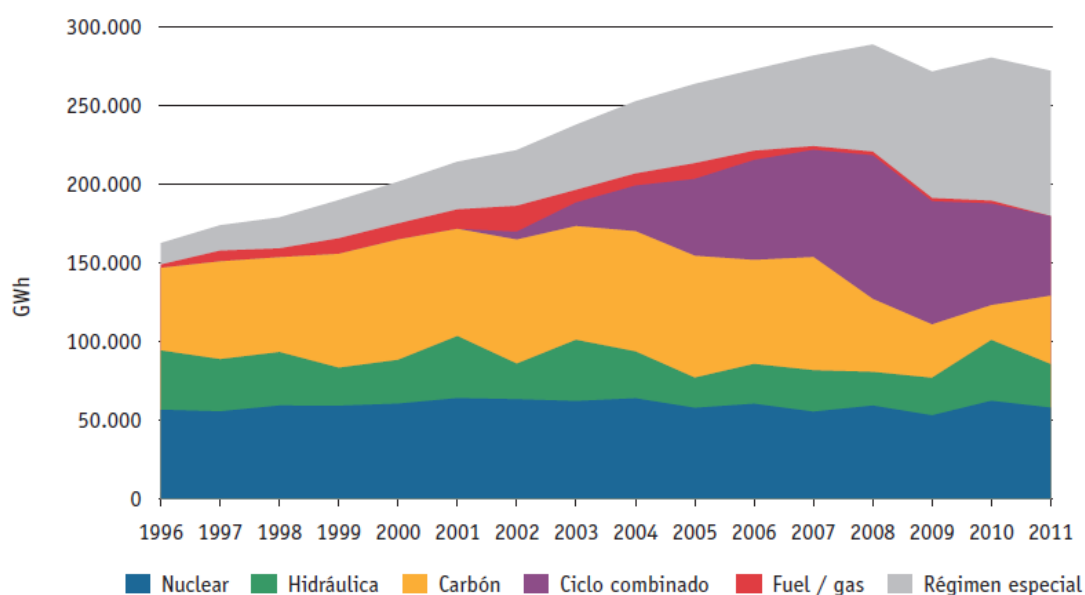


Figura 1: Evolución de los tipos de generación eléctrica en el sistema español peninsular.
Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE).

Por su carácter estratégico y de servicio público, todo sistema eléctrico tradicionalmente ha sido considerado una competencia estatal. Sin embargo, durante los últimos años se han liberalizado en Europa los mecanismos para definir su dimensión económica, abandonando el concepto de tarifas diseñadas por el Estado para dar lugar a los llamados “mercados eléctricos”.

2.2. Evolución de la organización del sector eléctrico

Los aspectos organizativos del sistema eléctrico han cambiado mucho en los países desarrollados, pasando de una gestión integral a una gestión por actividades por lo que en este apartado se describe su proceso evolutivo.

La organización del sector ha ido evolucionando con el tiempo, en gran medida adaptándose a los condicionantes impuestos por el desarrollo tecnológico, aunque también dependiendo de las teorías económicas predominantes en cada momento y lugar. Las primeras aplicaciones industriales de la electricidad fueron de carácter estrictamente local, con un conjunto de cargas de iluminación alimentadas por un generador situado en las inmediaciones. Así se fueron desarrollando por iniciativa privada o pública municipal numerosos sistemas aislados, fundamentalmente dedicados a la iluminación urbana y, posteriormente, al funcionamiento de motores eléctricos con muy diversas aplicaciones.

El concepto de empresa eléctrica integrada verticalmente, es decir, que produce, transporta, distribuye y comercializa la electricidad, surgió de forma natural y así se ha mantenido en la mayoría de países hasta finales del siglo XX. El gran desarrollo del consumo eléctrico, la reducción de costes a causa de las economías de escala en la producción eléctrica y el aumento de la capacidad de transmisión de las líneas a tensiones elevadas, propiciaron el desarrollo de la red de transporte, frecuentemente bajo tutela de los estados, para conectar los sistemas aislados, dando lugar a verdaderos sistemas nacionales.

La creación de estos sistemas eléctricos nacionales propició un fuerte uso de la electricidad como fuente limpia de energía en el lugar de consumo. Éste motivó que su suministro se considerara un servicio público en la mayoría de los países, haciendo obligatoria la intervención del estado a fin de garantizar una calidad y precio razonables. Esta intervención en unos casos se materializó en la nacionalización de la industria eléctrica, como sucedió en la mayor parte de los países europeos hasta los años noventa. En el resto de los casos, la intervención consistió en poner las restricciones típicas aplicables a los monopolios, como pudieron ser unos niveles mínimos de calidad de servicio y unos precios regulados que aseguraran los costes incididos, incluyendo una rentabilidad razonable del capital invertido.

No obstante, desde principios de los años noventa comenzó a ganar terreno una visión del negocio de energía eléctrica radicalmente distinta, la cual cuestionó la estructura de integración vertical de empresa eléctrica. Esta visión se estaba imponiendo rápidamente en el mundo entero, con el objetivo de eliminar los monopolios en las actividades de generación y comercialización, dejando reguladas las actividades de transporte y

distribución, las cuales son monopolios naturales. La fuerte capacidad de interconexión de la red de transporte en la mayoría de los países, y también entre ellos, permitió que generadores situados en cualquier punto de la red pudieran competir entre sí por suministrar la electricidad en cualquier otro punto de la red. De esta manera fue posible separar las distintas actividades del sector eléctrico, antes incluidas en un mismo monopolio u oligopolio, creando así un régimen de competencia.

Esta nueva concepción de operación, planificación y, en definitiva, negocio de los sistemas de energía eléctrica cobró un significado distinto, donde cada unidad de generación puede decidir individualmente cuándo y cuánto producir, tal y como ya hacían los consumidores. Las decisiones de inversión en una nueva unidad de generación no se toman centralizadamente por ninguna entidad o empresa responsable de garantizar el suministro, sino por inversores privados que consideran que su inversión resultará rentable al entrar en el mercado de libre competencia.

A diferencia de las actividades de generación y comercialización, las de transporte y distribución no se ven modificadas significativamente por este cambio regulatorio. Finalmente, destacar que la actividad de transporte de la energía eléctrica queda en manos del Operador del Sistema, que gestiona la parte técnica del sistema a fin de garantizar unos niveles mínimos de fiabilidad y calidad.

Seguidamente se compara la operación del sistema en el contexto tradicional, con la operación del sistema en el contexto liberalizado, que condujo a la creación del mercado eléctrico.

2.2.1. Operación en el contexto tradicional centralizado

La operación tradicional del sistema eléctrico se basaba en un concepto de coordinación centralizado, controlado por empresas públicas o directamente por el estado, que tenía la responsabilidad de decidir, controlar y vigilar la operación global del sistema eléctrico. Igualmente, era el encargado de realizar los planes de expansión del sistema, siendo en ocasiones el responsable de materializarlos. En el caso de que existiera una única empresa estatal encargada del servicio, ella misma ejercía todas las funciones bajo el control de la Administración, que era su propietaria.

El criterio que orientaba todo el proceso de decisiones se basaba en dos factores esenciales. El primero era procurar minimizar toda la cadena de costes cometidos para proporcionar el servicio al usuario del sistema. No obstante, el factor económico no era el único que importaba al medir la utilidad social. También se debía prestar mucha atención a la calidad del servicio y para ello, era necesario complementar el factor económico con un segundo factor encargado de asegurar la calidad y fiabilidad del sistema eléctrico.

2.2.2. Operación en el nuevo contexto liberalizado

Gracias a la Ley 54/1997, se cambió la operación tradicional por una nueva operación en un contexto liberalizado. Esto provocó la descentralización del sector eléctrico, separando y liberalizando las funciones de generación y comercialización, esperando la creación de nuevas empresas dedicadas realizar dichas actividades, en un mercado de libre competencia. De este modo se pretendía conseguir una expansión y una operación del sistema más competitiva, fruto de decisiones individuales atendiendo a criterios de maximización de beneficios, disminuyendo así las posibles inversiones ociosas que pudieran ocurrir en el anterior modelo de operación centralizado. Se cambiaron los tradicionales modelos de minimización de costes por el riesgo económico y financiero atendiendo a expectativas de beneficios, siendo éstos el nuevo motor que impulsaba las decisiones del nuevo modelo operativo.

Se liberalizaron las actividades de generación y comercialización, promoviendo la creación de nuevas unidades de generación que acabaron con el monopolio del anterior sistema, al igual que se crearon nuevas empresas comercializadoras, que acuden al mercado eléctrico para comprar la energía que venden a sus clientes (consumidores).

Sin embargo, la operación no está totalmente liberalizada, sino que existe una adecuada regulación que establece las reglas del mercado a fin de establecer unos límites de comportamiento empresarial, conduciendo el sistema a una minimización global de costes. Bajo condiciones ideales: el resultado de la operación de un sistema en el nuevo entorno debe ser exactamente igual al de un sistema operado de forma eficiente en el contexto tradicional.

Las variables que se regulan son las siguientes:

- Ingresos de las compañías, no los costes:
 - Promover la inversión.
 - Cubrir los gastos de financiación.
- Estándares de calidad del servicio.
- Inversiones pasadas y futuras: amortización.
- Condiciones de la adjudicación de licencias.
- Procesos de revisión de los ingresos.
- Entrada y salidas de las empresas en el sector, por ser un sector estratégico.
- Planificación de la expansión de la red.

En la Figura 2 se puede observar el esquema que presenta el nuevo concepto de operación con las actividades de generación y distribución liberalizadas. Las flechas verdes indican el flujo monetario y las moradas indican el flujo de energía eléctrica.

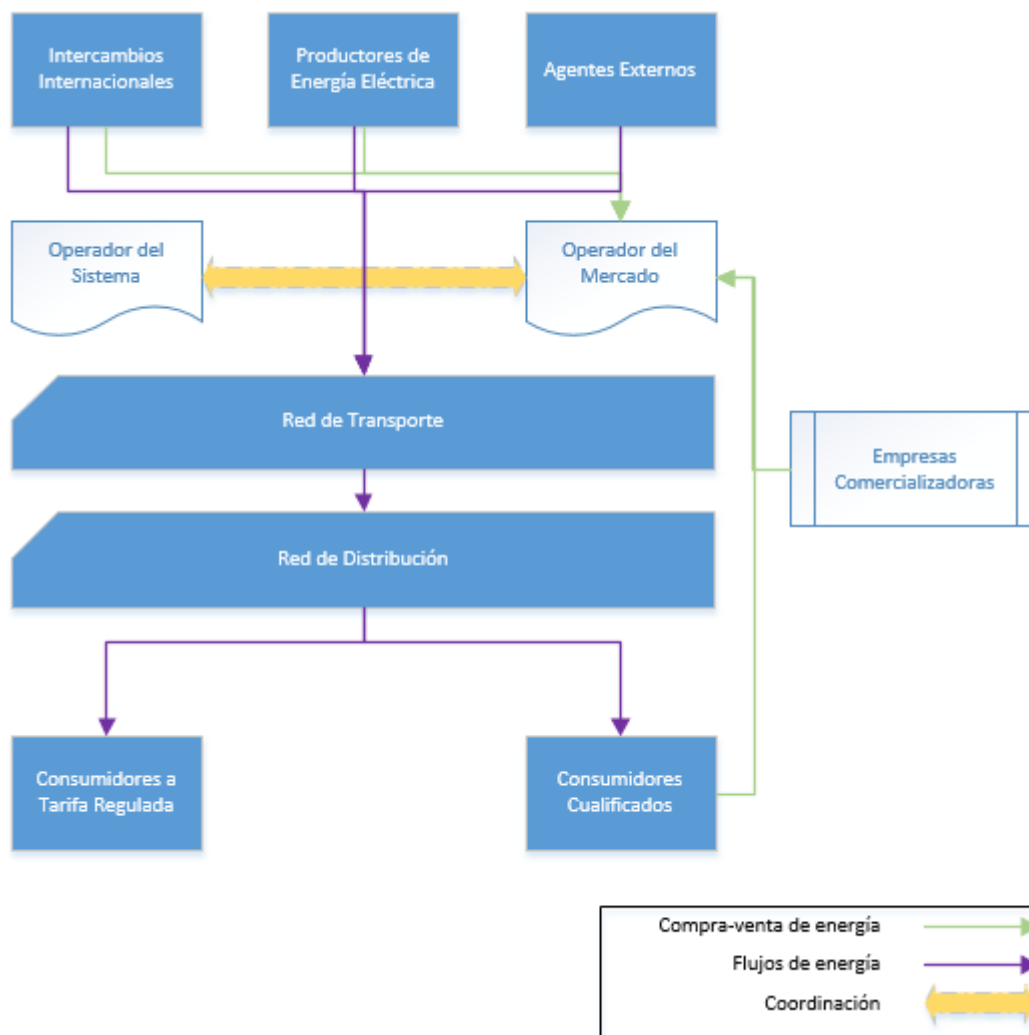


Figura 2: Esquema del sistema eléctrico español. Elaboración propia. Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE).

3. El mercado eléctrico ibérico. MIBEL.

Los mercados eléctricos liberalizados se basan en una casación entre una oferta y una demanda de energía, de manera que venden (generan) los que ofrecen la energía a menor precio y compran (consumen) los que están dispuestos a pagar más por la energía. De esta manera, el sistema eléctrico tiende, de forma natural, a una configuración de mínimo coste.

Los principales agentes de este sistema son los productores y los consumidores cualificados. Se entiende como unidad de producción un elemento físico capaz de generar energía eléctrica, tal como una turbina, aerogenerador, etc. Así, una central de ciclo combinado con dos turbinas acude a los mercados como dos unidades de mercado independientes a la hora de realizar ofertas. Sólo en casos especiales de instalaciones de pequeña potencia (aerogeneradores o módulos fotovoltaicos) se permite que una unidad englobe a varias unidades físicas.

En cuanto a los consumidores cualificados, generalmente se refiere a las comercializadoras o a los grandes consumidores, como puede ser una empresa cementera. Los pequeños consumidores hacen contratos con las comercializadoras, que han comprado la electricidad en el mercado mayorista a un precio determinado en función de la casación con la oferta. El mercado mayorista consiste en un mercado de producción diario e intradiario (mercado *spot*), organizado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico Español) donde se determinan los precios y el volumen de energía a despachar para todas y cada una de las horas del año, con la aprobación previa del Operador del Sistema, que se encarga de verificar que los puntos de generación y consumo sean compatibles con las restricciones del sistema de transporte. Al precio resultante de la casación se le denomina precio marginal, por el hecho de que este precio corresponde al que obtendrán todas las ofertas que hayan sido casadas, independientemente del precio al que hayan ofertado.

Paralelamente a éste, existen los mercados de ajustes gestionados por REE (Red Eléctrica de España) orientados a organizar los ajustes de última hora para asegurar el equilibrio instantáneo entre generación y consumo, cumpliendo con las restricciones técnicas y gestionando los desvíos necesarios en cada caso, como son la gestión de desvíos, regulación secundaria y terciaria e interconexiones.

3.1. La liberalización del sector eléctrico

El proceso de liberalización del sector eléctrico español se hizo efectiva el 1 de enero de 1998, con la aplicación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE), de 27 de Noviembre [6]. La LSE transponía la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea. La actividad de generación pasaba a desarrollarse en régimen de libre competencia y se creaba la actividad de comercialización de energía. También se establecía una separación jurídica y contable entre las actividades reguladas (transporte y distribución) y las actividades liberalizadas (generación y comercialización), siendo posible, no obstante, la integración en un mismo grupo empresarial. En la Figura 3 se puede ver el esquema de las actividades del sistema eléctrico, indicando las reguladas y las liberalizadas, así como el flujo de energía eléctrica indicado con las flechas.

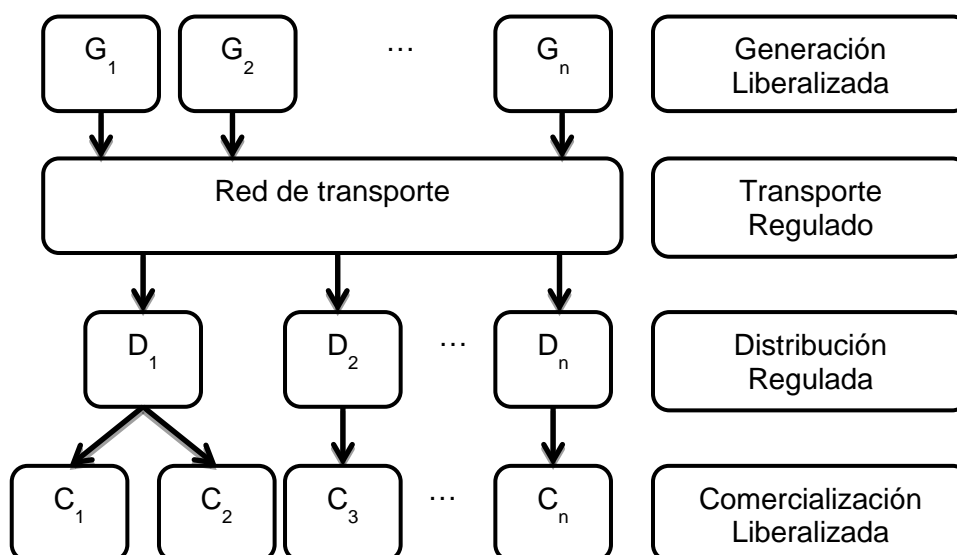


Figura 3: Organización del sistema eléctrico español con la nueva LSE.

La LSE estableció que la gestión económica del mercado eléctrico (Operador del Mercado) fuese desarrollada por la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S.A., (OMEL) y que posteriormente pasó a la actual designación, que es Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE). Por otro lado, para la gestión técnica del sistema (Operador del Sistema) se designó a Red Eléctrica de España (REE).

Dicho cambio de régimen regulatorio produjo en las empresas generadoras unos costes hundidos (*stranded costs*) que no pudieron ser recuperados en el mercado liberalizado de la energía. Por tal razón, la LSE estableció los Costes de Transición a la Competencia (CTCs), con los cuales se pretendía compensar hasta el año 2010 a las empresas

generadoras por las inversiones realizadas. Asimismo, la LSE estableció que el ente regulador de los sistemas energéticos fuese la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual se encargaría de verificar el cumplimiento de la nueva Ley, además de velar por la objetividad y transparencia en el funcionamiento del mercado eléctrico, tal y como se puede ver en la Figura 4, que muestra las relaciones de la CNE con otras entidades. Posteriormente, en el Real Decreto 2596/1998, se le traspasaron las funciones de liquidación de los costes regulados del sistema. [5]

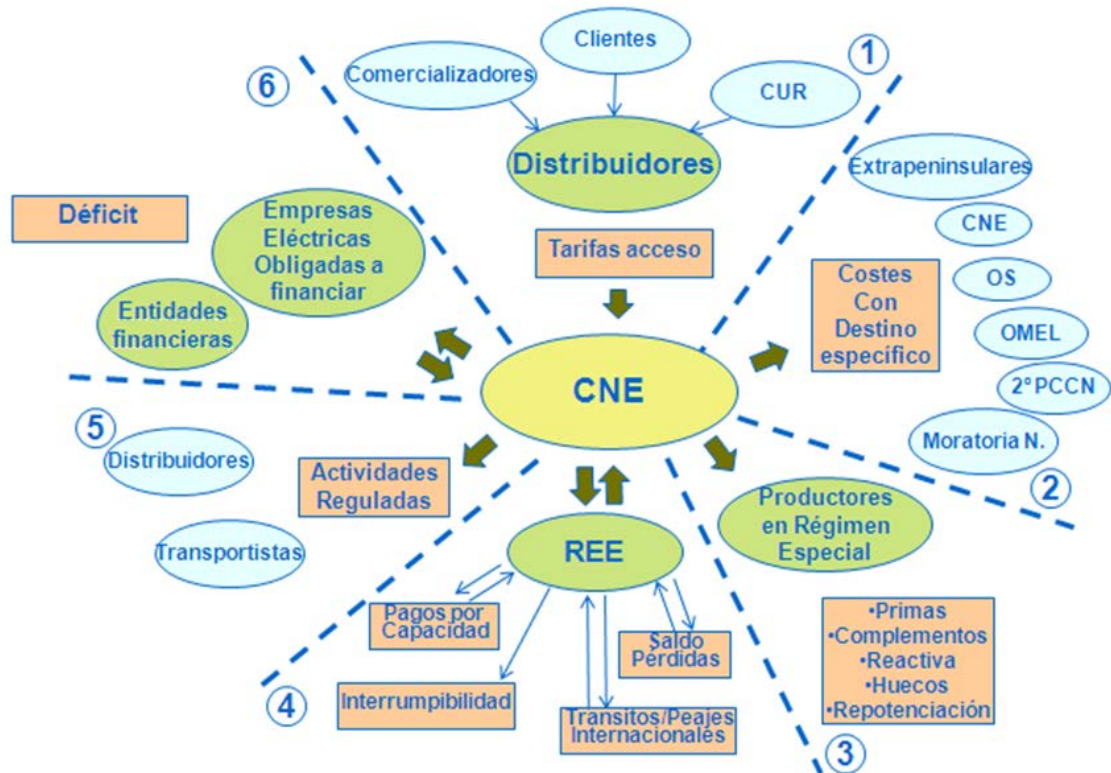


Figura 4: Funciones y relaciones de la CNE con otras entidades por la LSE.

Se combinan así, segmentos susceptibles de ser competitivos, como la generación y la comercialización, con segmentos con estructura de monopolio natural, como el transporte y la distribución. De ahí que los dos aspectos claves de una reforma en el sector eléctrico sean la promoción de la competencia efectiva en los segmentos competitivos, así como la continua adaptación de las redes a las demandas de los participantes en los segmentos liberalizados, y la garantía de acceso a las mismas en condiciones objetivas y no discriminatorias.

En los siguientes años, la regulación del sector eléctrico avanzó a grandes pasos en el camino a la plena liberalización. Sin embargo, a pesar de los avances, la regulación no

supo desprenderse de los restos regulatorios del pasado que obstaculizaron el desarrollo de un mercado eficiente de la energía.

La regulación pecó durante muchos años de intervencionista y de desconfianza en el mercado. El sistema híbrido de regulación, de los años posteriores a la entrada en vigor de la LSE, estaba lleno de inconsistencias: por un lado se promovía la creación de mercados y la libre entrada, y por otro lado, se limitaba el papel de los mercados y por tanto, no se transmitían señales de eficiencia ni a los nuevos entrantes ni a los consumidores.

A pesar de los cambios legales y regulatorios, no existía competencia efectiva en España. No sólo los antiguos monopolios integrados seguían controlando la oferta de demanda y de generación eléctrica, sino que, además, los resquicios para introducir competencia con la entrada de nuevos ofertantes en los segmentos de comercialización y generación se vieron frustrados por trabas e incertidumbres regulatorias.

Posteriormente, la Ley del Sector eléctrico 17/2007, del 4 de julio, estableció que la actividad de suministro a tarifa pasara de ser ejercicio en su totalidad por las comercializadoras en libre competencia, en lugar de las distribuidoras que eran las encargadas hasta ese momento, haciendo más efectiva la segregación de las actividades de distribución y comercialización.

Finalmente, el Decreto 485/2009, del 3 de abril, reguló la puesta en marcha de la tarifa de último recurso (TUR) e introdujo dos cambios importantes a partir del 1 de julio de 2009:

- Las empresas distribuidoras ya no comercializarían directamente al cliente la electricidad. Esta actividad la realizarían las empresas comercializadoras.
- Las tarifas reguladas desaparecieron, a excepción de la TUR para suministros de baja tensión y potencia contratada inferior a 10 kW.

Con estos cambios se asientan los fundamentos de la liberalización del mercado eléctrico, separando las actividades reguladas de las recientemente liberalizadas, aportando la competencia que se pretendía con el cambio regulatorio realizado.

3.2. Agentes del sistema eléctrico español

El sistema eléctrico tiene como objetivo cubrir las necesidades de energía eléctrica que presenta la sociedad, equilibrando generación y demanda en todo momento para asegurar la calidad del suministro. Todo sistema eléctrico está formado por las siguientes actividades, ordenadas según el flujo de energía [6] (ver Figura 6):

- Generación.
- Transporte.
- Distribución.
- Comercialización.

La generación se encuentra a cargo de los productores, que son los encargados de generar energía eléctrica a partir de un recurso determinado. Actualmente hay una gran variedad de recursos a partir de los cuales se puede generar electricidad, siendo los más comunes los combustibles fósiles y los más recientes, los recursos renovables como fuentes inagotables de energía, sin olvidar la energía nuclear de fisión. Las generaciones a partir de combustibles fósiles se tienen que controlar, ya que son las que generan la mayor parte de gases tóxicos y de efecto invernadero, y condicionan al Estado, haciéndolo dependiente de los proveedores extranjeros que suministran los combustibles a un precio variable y con tendencia creciente.

La energía nuclear, por su parte, también implica una dependencia al Estado con los proveedores de uranio, que es el combustible de las centrales nucleares. Sin embargo esta tecnología no emite gases de efecto invernadero. Aun así, se tienen que procesar de manera estricta los residuos del combustible utilizado, ya que emite radiaciones muy perjudiciales para la salud durante un largo periodo de tiempo.

Finalmente mencionar las energías renovables como la solar, eólica, mareomotriz o biomasa, que utilizan fuentes inagotables de energía, y no emiten ningún tipo de contaminante en su fase de explotación, a excepción de la biomasa, que emite el CO₂ que durante su crecimiento había captado. El principal inconveniente de este tipo de tecnologías es que la mayoría todavía se encuentran en fase de desarrollo, y por lo tanto, tienen desventaja a la hora de competir con las tradicionales, que ya están en la fase de madurez. Sin embargo, se prevé que vayan ganando terreno a medida que aumente su ratio energía generada/coste inversión. El aumento del mencionado ratio, junto al aumento del precio de los combustibles fósiles, acelerará la importancia de las energías renovables en el sistema, lo que, probablemente, comportará un abaratamiento del precio de la energía eléctrica.

Por otra parte, el transporte se encarga de llevar la energía generada por las líneas de Alta Tensión¹ (AT) hasta las subestaciones, encargadas de bajar el nivel de tensión para su posterior distribución. El transporte se realiza en alta tensión a fin de disminuir las pérdidas por efecto *Joule*. La empresa encargada de realizar esta tarea es Red Eléctrica de España (REE), creada a partir del Marco Legal Estable (MLE), que agrupa el conjunto de normas y leyes que regularon el sector eléctrico español desde 1988 hasta 1997.

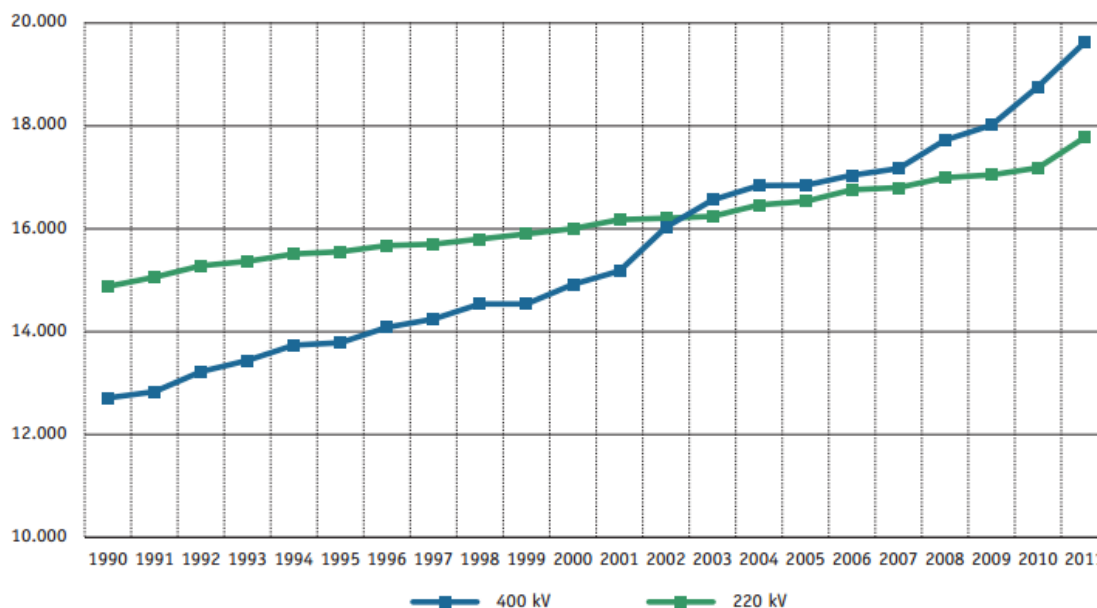


Figura 5: Evolución de la red de transporte (400 y 220 kV) en km de línea del sistema peninsular. Fuente: REE.

La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar dicha seguridad y continuidad, así como la correcta coordinación entre producción y transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en la normativa vigente. Todo ello

¹ La Alta Tensión comprende los niveles de tensión superiores o iguales a los 220 kV, siendo los valores normalizados 220 kV y 400 kV. Aun así, en situaciones excepcionales se pueden considerar como **Transporte** niveles de tensión inferiores, como es el caso de los sistemas extrapeninsulares, donde las líneas de tensión igual o superior a 66 kV se considera que ejercen la función de transporte.

supervisando que se cumpla la normativa y regulación vigentes, como son los Procedimientos de Operación del Sistema, además de la planificación y extensión de la red eléctrica, como muestra la Figura 5. También se encarga de la liquidación de pagos y cobros de la garantía del suministro, servicios de ajuste y desvíos de medida según el RD-Ley 5/2005.

Anteriormente y durante el MLE, las redes de distribución pertenecían a empresas eléctricas encargadas de realizar también la comercialización. Actualmente, en el mercado liberalizado, las empresas de distribución se han desvinculado de las comercializadoras, quedando repartidas geográficamente tal y como se ve en la Figura 7. Estas empresas se encargan de transportar la energía eléctrica desde las líneas de AT pertenecientes al Operador del Sistema (red de transporte), hasta los puntos de consumo. Dicho transporte, generalmente se realiza con tensiones inferiores a 220 kV, ya que las tensiones superiores van a cargo del transportista (REE). El enlace entre transporte y distribución se realiza mediante subestaciones transformadoras, que se operan conjuntamente entre el OS y la empresa distribuidora.

Por lo que se refiere a la comercialización, con el MLE se establecieron unas tarifas integrales que agrupaban los costes totales previstos en el sistema eléctrico, los cuales se muestran a continuación:

- Costes estándar de las empresas eléctricas para las actividades de generación y distribución en base a la demanda estimada.
- Costes de REE para la actividad de transporte.
- Costes asociados a los desvíos entre demanda estimada y demanda real de años anteriores.
- Otros costes, tales como el stock básico de uranio, la segunda parte del ciclo de combustible nuclear, los programas de investigación y desarrollo, la moratoria nuclear, las ayudas al carbón (a partir de 1995) y el sobre coste del sistema extrapeninsular, entre otros. Cada uno de estos costes se encuentra detallado en el apartado 5.7.

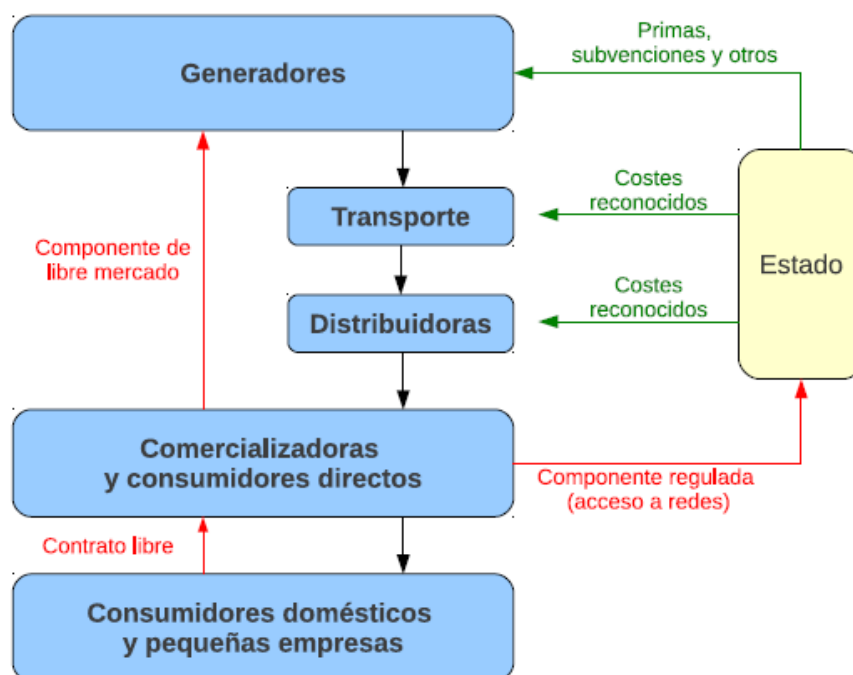


Figura 6: Esquema de los principales agentes participantes en el mercado liberalizado. Las flechas en negro indican flujos de energía eléctrica. Las flechas rojas y verdes indican flujos monetarios. Fuente: OCE.

En cambio, con el nuevo marco liberalizado, el coste de la energía eléctrica engloba dos componentes, que se obtienen por separado:

- La componente regulada: orientada a cubrir los costes del sistema, como son el transporte y la distribución, y a sufragar otros incentivos aún competencia del Estado como los incentivos a la disponibilidad, primas al Régimen Especial, incentivos al carbón autóctono, Costes de Transición a la Competencia, etc.
- La componente de mercado: Obtenida por mecanismos de mercado ofertas de compra-venta del Mercado Spot en régimen de competencia.



Figura 7: Reparto geográfico de las empresas distribuidoras.

El ente encargado de promover la integración económica de los sistemas eléctricos de España y Portugal, los cuales formaran parte del mercado eléctrico de la Península Ibérica, es el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) [8], creado a partir del 1 de julio de 2007, en base al Convenio Internacional de 1 de octubre de 2004.

Los mercados que constituyen el MIBEL son:

- Mercado a Plazo: operaciones hasta 3 años, iniciado en julio de 2006 y operado por Portugal.
- Contratación bilateral: más de 1 año, operado conjuntamente entre España y Portugal.
- Mercados Diario e Intradiarios, operados por España.
- Mercado de Ajustes (operado conjuntamente entre España y Portugal).

Estos mercados son operados por los nombrados Operadores del Mercado (OM); el Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE), que actuará como sociedad rectora de los mercados diario e intradiario, y el Operador del Mercado Eléctrico Portugués (OMIP), que actuará como sociedad rectora del mercado a plazo. Ellos son los encargados de gestionar los mercados expuestos anteriormente y de la tramitación de las ofertas compra/venta, la

casación de las ofertas y la comunicación de resultados. Además se encarga de la liquidación y comunicación de pagos y cobros del Mercado, excepto de los que se asignan al Operador del Sistema (OS), cargo asignado a REE. También se encarga de la normativa y la regulación, a través de las *“Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica”* [5].

Finalmente, cabe mencionar al ente Regulador del Sistema Energético, la Comisión Nacional de Energía (CNE), creado por la LSE y desarrollado por el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio. Sin embargo, actualmente y a causa de la reforma del sistema eléctrico de Junio del 2013, el ente encargado de dichas funciones es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que además se encarga de regular otros mercados.

Sus objetivos son velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. A esos efectos se entiende por sistemas energéticos el mercado de hidrocarburos y el mercado eléctrico. Sus funciones (por lo que al mercado eléctrico se refiere), se pueden resumir en garantizar el funcionamiento del Mercado en base a la Libre Competencia, establecer la retribución de las actividades reguladas y realizar los análisis de Planificación Eléctrica.

3.3. Mercado a plazo

El mercado a plazo, como ya se ha expuesto anteriormente, es gestionado por OMIP, y su ámbito abarca el sistema eléctrico ibérico, ofreciendo unos precios de referencia para el sistema español y portugués, en el primero diferenciando precio punta (de lunes a viernes) y precio valle. En este mercado se negocian contratos a futuros, por el que las partes se obligan a comprar o vender un activo subyacente, en cantidad y calidad estandarizadas, en fecha y lugar predeterminados, a un periodo acordado en el presente, estando sujeto a liquidación diaria de ganancias y pérdidas en el periodo de negociación. Existen 5 tipos de contratos: diario, semanal, mensual, trimestral o anual.

Durante el período de negociación, las posiciones cerradas estarán sujetas a una liquidación exclusivamente financiera. Tras el último día de negociación de los contratos, se procede a colocar en el mercado diario las posiciones abiertas para entrega o recepción de energía al precio contratado. En el mercado a futuros se integran los conceptos de mercado de productos físicos y financieros a través de la libertad de opción por liquidación física o financiera, mediante el mantenimiento o retirada de posiciones en el período de negociación. A diferencia del mercado diario, el mercado a plazo no es obligatorio.

3.4. Mercado diario

El mercado diario, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado [10].

El mercado diario es la parte más importante por su volumen, tanto en términos de energía como económicos (tal y como se puede ver en la Figura 13), y está organizado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 54/1997. Se celebra el día anterior al de entrega de la energía ofertada en las transacciones de compra-venta. Pueden participar como ofertantes todas las unidades de producción disponibles y no vinculadas mediante contratos físicos. En este mercado se envían ofertas horarias (volumen de energía y precio) de compra y de venta, fraccionadas hasta un máximo de 25 bloques (con precios crecientes) para cada hora y unidad de oferta. De esta manera, para cada día se generan 24 productos diferentes, correspondientes a la energía en cada una de las 24 horas del día siguiente. Esquemáticamente:

- Los vendedores (generadores, importadores y agentes externos) presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores, clientes cualificados, exportadores y agentes externos) ofertas de compra al OMIE para cada hora del día siguiente.
- Con estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente.
- Del proceso de casación, explicado más detalladamente en el apartado 4.2, se identifican las ofertas casadas (las ofertas de compra y de venta que se aceptan y se convierten en compromisos firmes de compra y de venta de energía).

El precio marginal, al que se liquidan todas las transacciones, viene dado por la última oferta de venta aceptada.

Los participantes del mercado diario se pueden clasificar según la Figura 8.

<u>Vendedores</u>	<u>Compradores</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Generadores Régimen Ordinario 	<ul style="list-style-type: none"> • Comercializadoras Último Recurso
<ul style="list-style-type: none"> • Generadores Régimen Especial 	<ul style="list-style-type: none"> • Comercializadoras
<ul style="list-style-type: none"> • Agentes externos 	<ul style="list-style-type: none"> • Clientes cualificados: <ul style="list-style-type: none"> - 1998: más de 15 GWh/año por punto de suministro - Octubre de 1998: más de 1 GWh/año - Julio de 2000: todos los clientes AT-MT - 2003: todos los clientes • Agentes externos

Figura 8: Clasificación de los agentes participantes en el mercado eléctrico.

Para ser agente del mercado diario se necesitan una serie de actuaciones, siendo la primera de ellas una inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (agentes vendedores), o de Distribuidores, Comercializadores, Consumidores Cualificados (agentes compradores) y en una sección especial los agentes externos. Posteriormente se envía la Solicitud de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, y una vez aceptada la solicitud se debe hacer la inscripción definitiva y firma del Contrato de Adhesión. Para poder participar en el Mercado es necesario hacer el depósito de los avales correspondientes, a los Operadores del Mercado y del Sistema.

3.4.1. Realización de ofertas

Las ofertas de venta y compra podrán realizarse considerando de 1 a 25 tramos en cada hora, en cada uno de los cuales se oferta la energía y el precio de la misma, siendo creciente el precio en cada tramo en el caso de las ofertas de venta, y decreciente en el caso de las ofertas de compra.

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar condiciones complejas en razón de

su contenido. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes:

- Condición de indivisibilidad de los tramos.
- Condición de gradiente máximo de carga
- Condición de ingresos mínimos, expresada en un término fijo y otro variable.
- Condición de parada programada.

La condición de indivisibilidad permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por la aplicación de los gradientes de carga declarados por el mismo agente, o por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.

El gradiente de carga permite establecer la diferencia máxima entre la potencia de inicio de hora y la potencia final de hora de la unidad de producción, lo que limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente, para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas.

La condición de ingresos mínimos permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día si no obtiene, para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en euros, más una remuneración variable establecida en c€/kWh casado.

La condición de parada programada permite que, si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas; evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora. En el mercado diario se integran las posiciones abiertas del mercado a plazo celebrado por OMIP, mediante la presentación de ofertas de adquisición o venta.

3.4.2. Proceso de casación de ofertas

El operador del mercado realiza la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica, una vez terminado el plazo de recepción de ofertas, que se establece a las 12h del día D-1, es decir, el día anterior al de suministro de la energía ofertada, llamado día D.

El proceso de casación se realiza por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que existan ofertas que incorporen condiciones complejas. El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada unidad de producción y adquisición para cada periodo horario de programación. El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añaden las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de oferta casadas cumplen la condición de ingresos mínimos así como de parada programada, siendo esta solución la primera solución final provisional, obtenida considerando una capacidad ilimitada en las interconexiones internacionales. Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional, considerando tanto las ofertas realizadas al mercado diario, como las ejecuciones de contratos bilaterales físicos con afectación expresa a las interconexiones externas al Mercado Ibérico.

En caso de congestión interna en el Mercado Ibérico, es decir, congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos español y portugués, se repite el proceso descrito previamente realizándose una separación de mercados (Market Splitting) que obtiene un precio en cada zona del Mercado Ibérico, sin congestión interna entre ambos sistemas eléctricos.

En caso de no existir separación de mercados, el precio en cada periodo horario será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada. En caso de existir separación de mercados, el precio del país exportador se establecerá como el precio de la última oferta casada de venta de las localizadas en su zona, y el precio del país importador se establecerá como el máximo de los precios obtenidos en las dos casaciones correspondientes a ambas zonas.

Como resultado de la casación, el OM obtiene el Resultado de la Casación, entendiendo por el mismo la programación de entrada en la red establecida por el OM a partir de la

casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica y en el que se determina, para cada periodo horario de un mismo horizonte diario, el volumen de energía eléctrica que se requiere que se produzca para cubrir la demanda de dicha energía eléctrica. En la Figura 9 se puede ver un esquema simplificado del funcionamiento del mercado diario, desde que los agentes envían a OMIE sus ofertas hasta que éste hace públicos los resultados, a las 14h del día D-1.

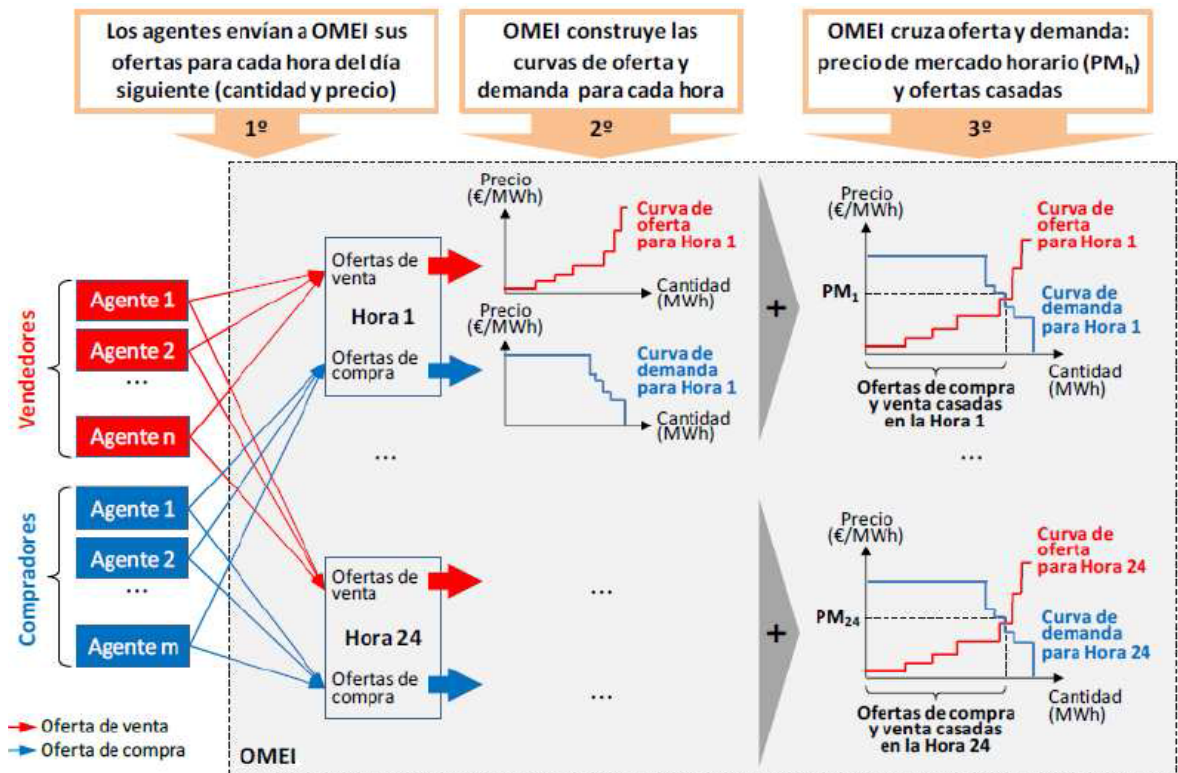


Figura 9: Esquema del funcionamiento del mercado diario. Funciones de OMIE.

El Programa Base de Funcionamiento es el programa diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa publicado a las 14:00 del día D-1, es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario realizado por OMIE, y la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales. Dentro del proceso del mercado diario y a continuación de la obtención del Programa Diario Base de Funcionamiento, el Operador del Sistema obtiene antes de las 16:00 el Programa Diario Viable mediante la incorporación de las modificaciones necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas por criterios de seguridad, en su zona respectiva, y la aplicación del reequilibrio posterior de generación-demanda.

Una de las curiosidades que ofrece el sistema marginal de precios del mercado diario, es que pueden existir ofertas de producción de energía a precio cero. Las unidades que ofertan a precio cero lo hacen para asegurar que su volumen de energía se hará físico en el mercado del día D, restando importancia al precio que percibirán por la energía generada. Debe quedar claro que estas unidades de producción no desean que su energía se venda a precio cero, sino que priorizan su funcionamiento frente al precio percibido, esperando que este sea lo más alto posible.

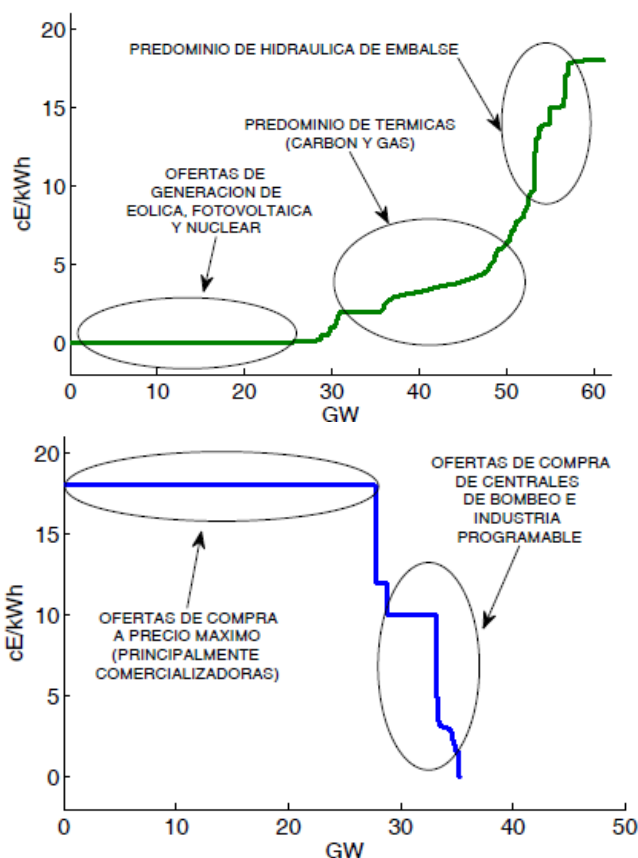


Figura 10: Posición típica de las tecnologías generadoras y los consumidores en las curvas agregadas de ofertas y demandas, respectivamente.

Generalmente, las tecnologías que ofrecen su energía a precio cero son las energías renovables, porqué el coste de generación es nulo al utilizar una energía primaria “gratuita” y la energía nuclear su gradiente de carga hace que resulte muy caro el paro de la central, por lo que se decide generar las 24 horas del día todos los días del año, excepto por las paradas programadas, actuando de potencia base en el sistema eléctrico.

En base a esas suposiciones y a su coste de oportunidad, cada tecnología suele ofertar siempre precios muy similares independientemente de la hora del día, tal y como se muestra en la Figura 10.

Por lo que respecta a la curva de demanda, las comercializadoras tienen la obligación de asegurar el suministro a sus clientes. Es por eso que entran a mercado haciendo ofertas de adquisición al precio máximo (llamado “precio instrumental”) 180,3 €/MWh. Aun así, hay una cierta parte de su volumen de energía previsto, que se puede arriesgar en el mercado diario, ya que se pueden hacer ajustes en el mercado intradiario posterior, donde los precios de casación resultan ser similares al del mercado diario. Por lo general, los consumidores que se pueden arriesgar a no entrar en casación son las fábricas que pueden variar su consumo o centrales de bombeo que no necesitan la energía obligatoriamente.

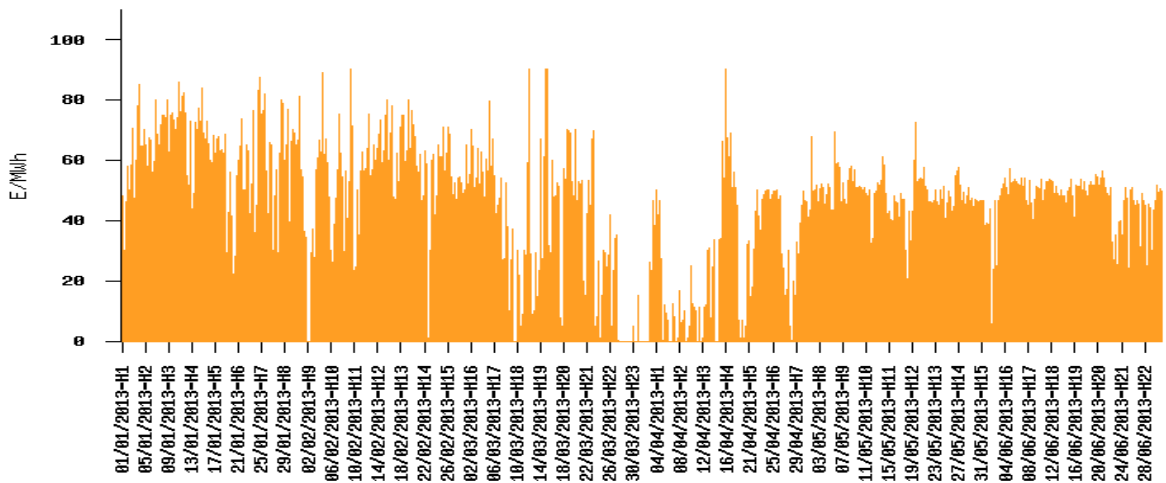


Figura 11: Precio obtenido en el mercado diario durante la primera mitad del 2013. Fuente: OCE

3.5. Mercado intradiario.

Existe otro mercado llamado intradiario, en el que pueden presentar ofertas de energía eléctrica (venta o adquisición) todos los agentes habilitados para presentar ofertas en el mercado diario y que han participado en la sesión del mercado diario del día correspondiente o ejecutado un contrato bilateral con entrega física, a fin de ajustar sus compromisos de producción/adquisición una vez conocidos los resultados del mercado diario.

El mercado intradiario está regulado por el artículo 15 del Real Decreto 2019/1997. Como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo. Eso se hace porque el periodo para ofertar para el día D se termina a las 12h del día D-1, por lo cual pueden darse situaciones que hagan cambiar la previsión de algunas centrales que entraron en casación (la casación se conoce a las 14h del día D-1).

El mercado intradiario se estructura actualmente en seis sesiones con la distribución de horarios por sesión tal y como se muestra en la Figura 12.

	SESION (*1 ^o	SESION 2 ^a	SESION 3 ^a	SESION 4 ^a	SESION 5 ^a	SESION 6 ^a
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 12: Distribución de horarios del mercado intradiario. Fuente: OMIE.

Es en este mercado cuando un agente generador puede disminuir su compromiso con el mercado diario del día D-1, haciendo ofertas de adquisición, de manera que el otro agente que se las compra asume la responsabilidad de generar la parte de energía comprada. De igual manera pasa con los agentes comercializadores, que para aliviar su compromiso pueden hacer ofertas de generación, que les servirán para pasar al comprador la responsabilidad de consumo físico de la energía. Tanto los generadores como los consumidores pueden hacer ofertas de adquisición como de generación, dependiendo de sus intereses. Los motivos que pueden llevar a un agente a entrar en el mercado intradiario pueden ser varios, y a continuación se ponen unos ejemplos a modo de explicación:

- Una central que ha entrado en el mercado diario y que decide funcionar a una potencia superior a la que ha conseguido vender puede comprar las ofertas de otros agentes para llegar al nivel óptimo.
- De igual manera, una central que tiene un fallo imprevisto que le impide generar la potencia concertada en el mercado diario puede hacer ofertas para que otros agentes generadores cubran su parte.
- Errores de previsión en las energías renovables también pueden obligar a los agentes generadores de esa tecnología a acudir a esos mercados de ajustes.

El mercado intradiario, por lo general, gestiona una cantidad de energía mucho menor que el mercado eléctrico, tal y como se observa en la Figura 13.

Año 2012										
	MERCADO DIARIO			MERCADO INTRADIARIO			TOTAL			% ENERGÍA MI/MD
	Energía GWh	Contratación kEUR	% Energía 12/11	Energía GWh	Contratación kEUR	% Energía 12/11	Energía GWh	Contratación kEUR	% Energía 12/11	
Ene	20.584	1.093.350	-1,05	4.377	230.440	22,14	24.962	1.323.790	2,36	21,27
Feb	21.159	1.172.013	8,82	4.491	246.751	48,47	25.650	1.418.764	14,16	21,22
Mar	18.708	918.868	-5,60	4.700	229.479	12,73	23.408	1.148.347	-2,41	25,12
Abr	17.872	747.665	7,32	3.457	147.521	0,89	21.329	895.185	6,22	19,34
May	17.778	793.793	2,51	4.087	178.190	-6,40	21.865	971.983	0,71	22,99
Jun	19.000	1.031.068	9,98	4.433	231.453	3,59	23.434	1.262.522	8,71	23,33
Jul	19.233	984.047	9,95	4.408	214.523	-4,10	23.641	1.198.570	7,02	22,92
Ago	18.584	932.081	9,30	4.441	220.655	2,42	23.025	1.152.736	7,90	23,90
Sep	18.639	906.784	3,55	4.002	192.951	0,06	22.641	1.099.735	2,92	21,47
Oct	17.376	808.849	-2,26	4.770	216.534	16,20	22.145	1.025.383	1,20	27,45
Nov	18.254	787.417	10,42	4.684	210.177	5,28	22.939	997.593	9,33	25,66
Dic	20.707	914.649	15,46	4.262	192.898	0,16	24.970	1.107.547	12,53	20,58
Año	227.896	11.090.582	5,47	52.112	2.511.572	7,25	280.009	13.602.154	5,80	22,87

Figura 13: Valores de energía y contratación en el MIBEL. Fuente: OMIE.

3.6. Mercados de ajuste

Son aquellos mercados gestionados por el Operador del Sistema, en el caso de España, Red Eléctrica de España, orientados a mantener el equilibrio entre generación y consumo. Incluye los mercados por servicios complementarios (como el de regulación secundaria y terciaria), sobrecoste por restricciones técnicas y gestión de desvíos.

Los desvíos entre generación y consumo sobrevenidos por indisponibilidades del equipo generador y/o por modificaciones en la previsión de la demanda, respecto a su programa o previsión, y/o por diferencias importantes entre la demanda prevista y la contemplada en los programas resultantes del mercado podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, siempre y cuando se cumplan las condiciones de aplicación de este mecanismo fijadas en el procedimiento de operación *P.O. 1.6 Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema*, por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación-consumo. La solución de estos

desvíos abarcará como máximo hasta la hora de inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del Mercado Intradiario (MI).

El servicio complementario de regulación secundaria es un servicio del sistema de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado con el objetivo de anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio y mantener la frecuencia del sistema en su valor de referencia. La regulación secundaria a subir/bajar es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar la generación del conjunto de unidades de producción en control en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control.

También existe una regulación terciaria, la cual también es un servicio complementario de carácter potestativo y tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo, según establece el *P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia*. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia a subir o bajar que puede efectuar una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

Concepto	Hora
<i>Requerimientos de reserva de regulación secundaria.</i>	< 14:00 horas
<i>Presentación de ofertas de regulación secundaria.</i>	< 15:30 horas
<i>Asignación de reserva de regulación secundaria.</i>	< 16:00 horas
<i>Requerimientos de reserva de regulación terciaria.</i>	< 21:00 horas
<i>Presentación de ofertas de regulación terciaria.</i>	< 23:00 horas

Figura 14: Horarios de publicación de reservas secundarias y terciarias en el día D-1.

Fuente: P.O. 7.2 y P.O. 7.3 de REE. Resolución en BOE (28/05/2009).

Todas estas regulaciones, tienen por objeto adecuar los programas de producción resultantes de los mercados eléctricos diarios e intradiarios a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, y sus periodos de publicación son los que aparecen en la Figura 14. Todos estos ajustes hacen aumentar el precio de la energía que

se había asignado en el mercado diario, suponiendo unos costes adicionales al sistema (ver Figura 15).

Año 2012								
	PMD €/MWh	% PRECIO / PMD						Coste total para la demanda kEUR
		Gar. Sumin	Restricciones Fase 1 subir	Fase 2 bajar	Reserva potencia subir	O.T.S. subir	O.T.S. bajar	
Ene	51,06	197	220	98		121	66	126.260
Feb	53,48	177	230	105		118	62	122.349
Mar	47,57	167	242	92		116	53	136.942
Abr	41,21	201	290	87		144	41	131.473
May	43,58	171	270	87	46	116	49	110.726
Jun	53,50	168	215	96	7	124	57	99.261
Jul	50,29	160	230	98	8	104	57	100.990
Ago	49,34	196	311	98	31	125	62	137.933
Sep	47,59	171	387	88	41	115	49	124.760
Oct	45,65	171	298	89	132	116	55	186.847
Nov	42,07	171	393	88	112	132	66	172.913
Dic	41,73	171	482	62	59	135	56	142.578
Año	47,23	177	297	91	55	122	56	1.593.032

Figura 15: Coste para la demanda de los servicios de ajuste del sistema. Fuente: OMIE. Memoria 2012.

3.7. Resumen de mercados pertenecientes al mercado eléctrico ibérico

Finalmente, en el programa P48, llamado así por el número de horas que gestiona, se calcula el precio final de la energía, que consiste en la suma algebraica de los programas casados por una misma Unidad de Oferta en cada uno de los mercados de energía que participa.

$$P48 = M. \text{ diario} + \text{Restricciones} + \text{Secundaria} + M. \text{ intradiario} + \text{Terciaria} + G. \text{ desvíos}$$

Este programa horario es el que se considera a efectos de cumplimiento para la comparación con la energía medida. La secuencia de los distintos mercados pertenecientes al programa P48 se puede ver en la Figura 16.



Figura 16: Secuencia de mercados en el mercado eléctrico ibérico. Fuente: MIBEL.

3.8. Componente regulada del precio de la electricidad.

Como se ha dicho anteriormente, la tarifa del nuevo marco liberalizado está formada por una parte regulada y otra parte que depende del mercado. En lo que se refiere a la parte regulada, abarca los costes que incluyen desde el peaje que hay que pagar por utilizar las redes de transporte y distribución, hasta el mantenimiento de los organismos necesarios para la correcta operación del sistema eléctrico.

Como se puede ver en las Figuras 17 y 18, existe un déficit tarifario debido a desequilibrios estructurales de ingresos de las actividades reguladas desde hace una década. Esto es debido a que los costes que se han reconocido a las distintas actividades y costes regulados han sido (y siguen siendo) superiores que los ingresos obtenidos por los precios regulados que pagan los consumidores a través de la anterior Tarifa de Último Recurso (TUR), ahora llamada Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), por el RD-Ley 17/2013, de 27 de diciembre, y el resto de consumidores mediante las tarifas de acceso. Los costes regulados se explican detalladamente a continuación.

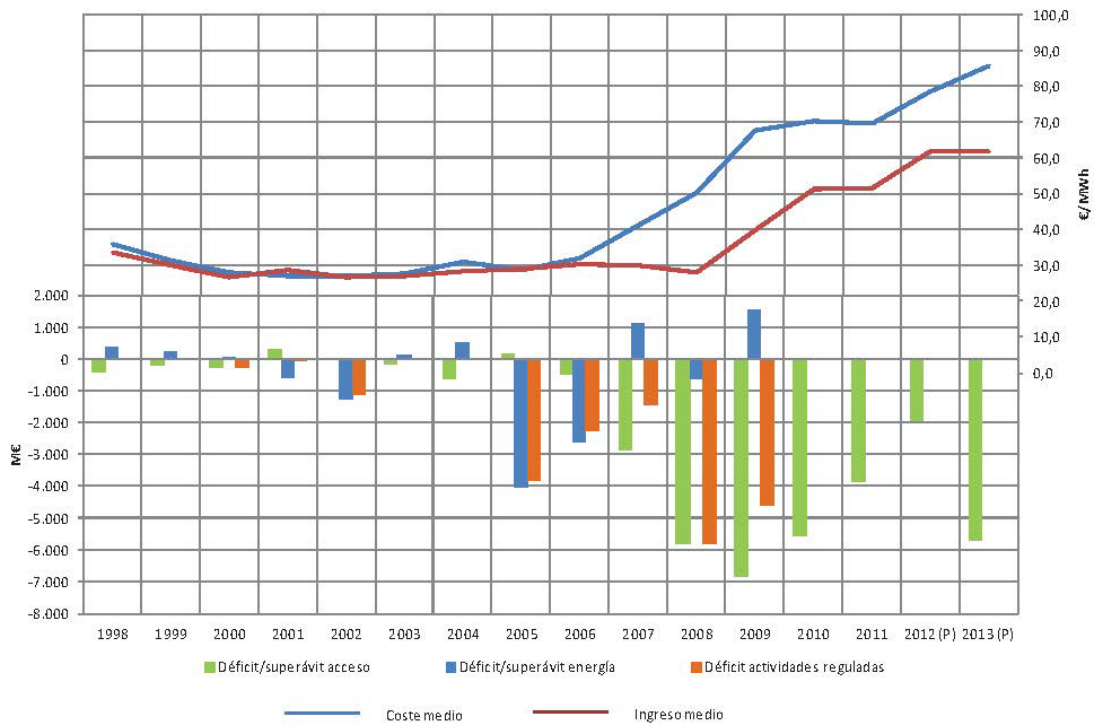


Figura 17: Evolución de la diferencia entre el ingreso medio y el coste medio de acceso (€/MWh) y del déficit de actividades reguladas (Millones de €). Fuente: CNE.

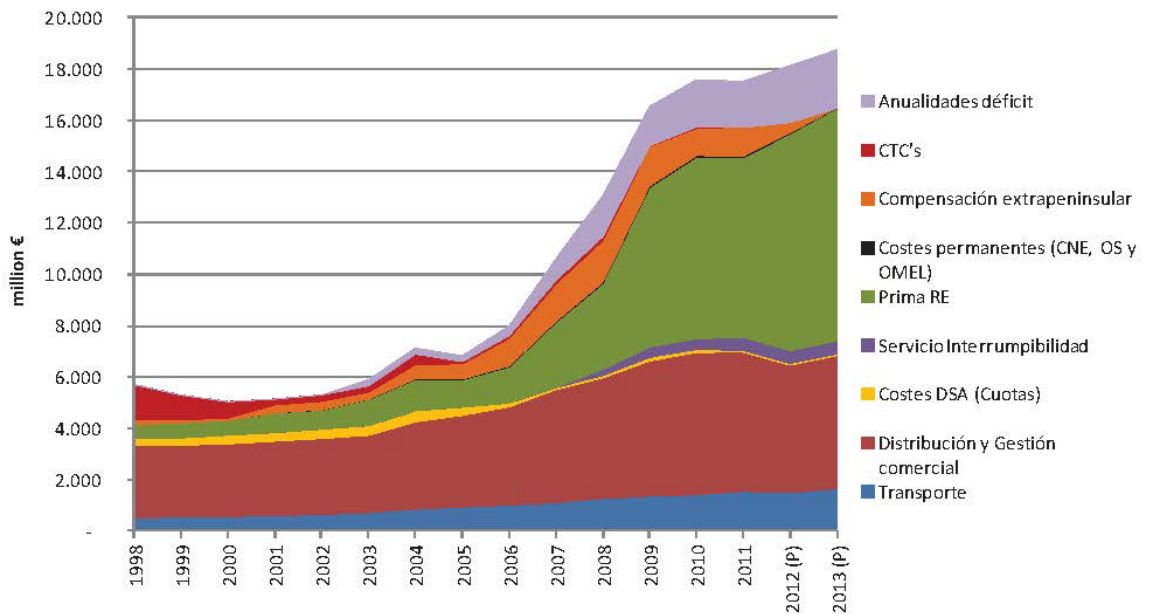


Figura 18: Evolución de los costes de acceso excluyendo desvíos de ejercicios anteriores (millones de €). Período 1998-2013. Fuente: CNE.

3.8.1. Costes de transporte y distribución

Aunque tanto transporte como distribución hacen referencia a la conducción de electricidad por la red, el término transporte se reserva para líneas de AT con tensiones de 400 kV y 220 kV, y el término distribución para tensiones inferiores. El coste acumulado (entre los años 1998 y 2009) del transporte es de aproximadamente 10.000 millones de euros, mientras que el coste de distribución asciende a más de 40.000 millones de euros. En los datos que proporciona la CNE se engloban en un mismo concepto (distribución y comercialización) el coste de transportar la electricidad por las líneas de media y baja tensión y el margen de beneficios que obtienen las empresas comercializadoras por la gestión de las tarifas de último recurso, por lo que resulta difícil valorar qué cantidad está asociada a cada aspecto y cómo de ajustado es dicho margen comercial.

3.8.2. Costes derivados de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico: REE, OMIE y CNE

Como ya se ha explicado en el apartado 5.2, Red Eléctrica de España (REE) es la empresa dedicada al transporte de la energía y a la operación del sistema eléctrico, tal y como lo estipuló la Ley 17/2007. OMIE es el Operador del Mercado Ibérico polo Español siendo responsable de la gestión de oferta de compra y venta de electricidad en los mercados diarios e intradiarios y de la realización de las liquidaciones, pagos y cobros correspondientes. Por último, el objetivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) es velar por la competencia efectiva de los sistemas energéticos (mercado eléctrico e hidrocarburos) y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan dichos sistemas y de los consumidores.

Los costes acumulados son, en millones de euros, 135 (CNE), 121 (OMIE) y 251 (REE).

3.8.3. Costes asociados a la compensación extrapeninsular.

La falta de conexión de los subsistemas de los archipiélagos con el sistema eléctrico peninsular, de mayor tamaño, supone una menor estabilidad y un mayor coste de generación eléctrica, por lo que en la componente regulada de la tarifa eléctrica se tiene en cuenta esa diferencia de costes de generación. Existen dos partidas relacionadas a esos costes: la compensación de la generación extrapeninsular prevista para cada año y la revisión de la generación extrapeninsular, que se refiere a la revisión con respecto a la previsión de los años anteriores. El total acumulado por ambos conceptos entre 1998 y 2009 asciende a 6.113 millones de euros.

3.8.4. Costes de régimen especial

Se definen como régimen especial todos aquellos generadores con potencia instalada inferior a 50 MW que utilicen como energía primaria renovables o residuos y aquellos otros como la cogeneración que implican una tecnología de alta eficiencia, según la Ley 54/1997 y el RD 661/2007. Como ya se ha dicho anteriormente, gran parte de estos generadores utilizan tecnologías en fase de desarrollo, por lo que el coste de generación en función de la energía generada resulta mayor que en las tecnologías tradicionales. Para incentivar el desarrollo de las tecnologías menos competitivas, el Estado asignó unas primas por su energía generada. Para compensar las diferencias en el coste de inversión y para potenciar las energías renovables, se reguló un sistema de primas que permitían hacer competitivas dichas tecnologías. Los productores que entraron en los listados que existían antes del 2012 recibían una prima que se fijó en el real decreto 661/2007 (y modificaciones posteriores, hasta su anulación con el real decreto 1/2012).

Con la ayuda de estas primas, que ofreció temporalmente el Estado, aumentó mucho la potencia instalada en el sistema peninsular, tal y como se puede ver en la Figura 19.

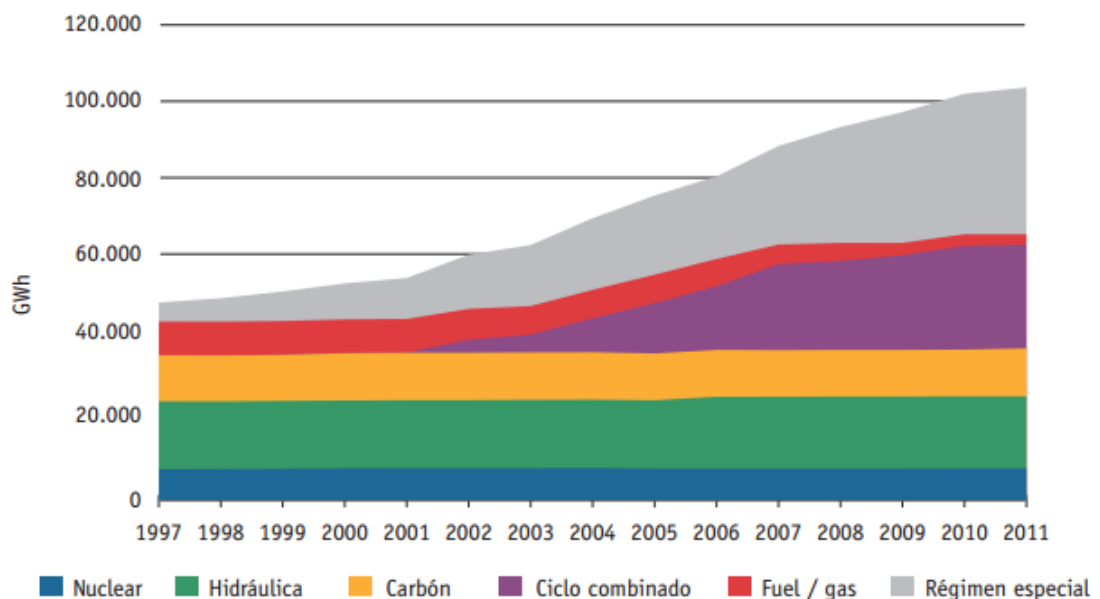


Figura 19: Evolución de la estructura de la potencia instalada en el sistema peninsular.

Fuente: CNE.

Como los términos de potencia instalada no significan energía generada, ya que dependen del factor de carga de cada planta generadora, en la Figura 20 se puede ver la energía generada para cada tipo de tecnología existente en el sistema peninsular durante dos años

consecutivos, en el que se observa una bajada de generación debido a la fuerte crisis económica en la que se encuentra el país (excepto las de régimen especial y la hidráulica, esta última debido a las condiciones climáticas del 2013), como se ve en la Figura 21.

Balance eléctrico anual	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	34.205	75,8	0	-	34.205	75,8
Nuclear	56.378	-8,3	-	-	56.378	-8,3
Carbón ⁽¹⁾	39.792	-27,3	2.591	-11,9	42.384	-26,5
Fuel/gas ⁽²⁾	-	-	6.981	-7,4	6.981	-7,4
Ciclo combinado	25.409	-34,2	3.574	-8,8	28.983	-31,8
Régimen ordinario	155.785	-10,6	13.147	-8,7	168.932	-10,4
Consumos en generación	-6.241	-20,9	-771	-9,3	-7.012	-19,8
Hidráulica	7.095	52,8	3	-	7.098	52,8
Eólica	53.926	12,0	375	1,8	54.301	12,0
Solar fotovoltaica	7.982	1,9	415	12,6	8.397	2,4
Solar termoeléctrica	4.554	32,2	-	-	4.554	32,2
Térmica renovable	5.011	5,6	9	11,4	5.020	5,6
Térmica no renovable	32.048	-4,3	260	-5,1	32.309	-4,3
Régimen especial	110.616	8,1	1.062	4,1	111.679	8,1
Generación neta	260.160	-3,2	13.438	-7,8	273.598	-3,4
Consumos bombeo	-5.769	14,9	-	-	-5.769	14,9
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾⁽⁴⁾	-1.266	-	1.266	-	0	-
Intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-6.958	-37,9	-	-	-6.958	-37,9
Demanda (b.c.)	246.166	-2,3	14.704	-2,9	260.870	-2,3

(1) A partir del 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (4) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Figura 20: Balance de energía eléctrica peninsular en GWh. Años 2010 y 2011. Fuente: CNE.

Así pues, la existencia de una cantidad de MWh renovables provoca un desplazamiento de la curva de oferta del Mercado Diario (MD) hacia la derecha, haciendo que el precio de casación al que se retribuye toda la energía que entra en mercado sea menor que en el caso de no existir estas renovables.

Evolución de la demanda

Año	GWh	Δ Anual (%)	Δ Anual corregido ^(*) (%)
2009	252.660	-4,7	-4,7
2010	260.530	3,1	2,7
2011	255.631	-1,9	-1,0
2012	251.850	-1,5	-1,9
2013	246.166	-2,3	-2,1

(*) Por los efectos de laboralidad y temperatura.

Figura 21: Balance de demanda eléctrica nacional en GWh. Años 2009-2013. Fuente: REE.

3.8.5. Costes asociados a la industria del carbón nacional.

Tal y como su propio nombre indica, la prima al consumo del carbón nacional es un incentivo para hacer más competitivo al carbón nacional frente al carbón de importaciones extranjeras (de mayor calidad). El Estado defiende estas primas argumentando que en caso de no existir se estaría acabando con el mercado minero español, que ofrece muchos puestos de trabajo. Aunque eso parece no ser suficiente para la gente que lo critica, poniendo en relieve que es la fuente de generación eléctrica que ofrece los ratios de emisiones de CO₂ por unidad de energía eléctrica producida más elevados del sistema. Estas primas, junto a las ayudas asociadas al stock de carbón y a la planta piloto de ELCOGAS (donde se ensaya la posibilidad de captar el CO₂) suman un total de 2.027 millones de euros.

3.8.6. Costes asociados a la industria nuclear: moratoria nuclear, segunda parte del ciclo de combustible nuclear y stock estratégico de uranio.

De estas tres partidas relacionadas con la industria nuclear, la que tiene un mayor peso económico es la moratoria nuclear. Esta moratoria viene a raíz de la cancelación de la entrada en funcionamiento o detención de la construcción de 5 centrales nucleares en España, debido a los atentados en Lemóniz.

El coste asociado al stock estratégico de uranio es importante a la hora de asegurar la producción eléctrica en las plantas nucleares ante un posible corte de suministros por parte

de los países proveedores. También es importante la segunda parte del ciclo nuclear, en la que se realizan las actividades de gestión del combustible nuclear mediante su reprocesamiento y reciclado o su depósito definitivo [9].

3.8.7. Costes de transición a la competencia (CTC).

Durante el tiempo que estuvo vigente el Marco Legal Estable (MLE, 1988-1997), las tarifas que pagaban los consumidores debían ser suficientes para costear los gastos de la generación de electricidad, lo que suponía crear una partida en la tarifa regulada hasta costearlos todos (en total unos 56.000 millones de euros en costes de inversión de las centrales existentes). En el momento que finaliza el MLE, y con la entrada en vigor del marco liberalizado, aun no se habían costeado todos los gastos, por lo que se crea una partida nombrada Costes de Transición a la Competencia (CTC), que pretendía garantizar a las empresas generadoras la recuperación de la inversión realizada.

Esta partida fue eliminada en el año 2006, con el RD 7/2006, pues gracias a los elevados precios de mercado las empresas generadoras ya habían garantizado su rentabilidad.

3.9. Subasta CESUR

3.9.1. Tarifa de Último Recurso (TUR)

A parte del mercado mayorista, explicado en el presente documento hasta ahora, existe un mercado minorista que es el que afecta a la mayor parte de la población. Este mercado consiste en contratar a una comercializadora un suministro eléctrico en función de las necesidades de cada hogar, de manera que hay una competencia de libre mercado entre comercializadoras, a diferencia de antes, que existían unas tarifas de mercado reguladas. A mediados de 2009 se eliminan estas tarifas (RD 485/2009), pero se crea otra llamada Tarifa de Último Recurso, a la que pasarán automáticamente a estar inscritos los consumidores y que servirá de última opción para los que no se decidan a negociar un contrato con alguna comercializadora en el mercado libre. La reforma del sector eléctrico que hizo el Gobierno el pasado 12 de Julio del 2013, con el RD-Ley 9/2013, cambia el nombre de esa tarifa y pasa a llamarlo Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), aun así, en el presente documento se seguirá refiriendo como TUR. Tienen derecho a la TUR los consumidores en baja tensión y de potencia contratada inferior o igual a 10 kW, los cuales siguen siendo clientes de sus antiguas distribuidoras, o mejor dicho, de la “parte comercial” de estas, que ahora se llaman Comercializadoras de Último Recurso (CUR), las cuales están obligadas a vender la energía al precio que marca la subasta.

Existen 5 comercializadoras de último recurso, designadas por el Gobierno para la península y los SEIE (revisión cada 4 años):

- Endesa Energía XXI, S.L.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Unión Fenosa Metra, S.L. (1 Octubre 2009: GN SUR SDG)
- Hidrocantábrico Energía de Último Recurso, S.A.U.
- EON Comercializadora de Último Recurso, S.A.U.

La idea que tiene el Estado es que las comercializadoras en libre competencia, con el paso del tiempo, vayan ofreciendo tarifas más atractivas de manera que los pequeños consumidores vayan abandonando la TUR.

La existencia de una tarifa fijada por el Estado y el mercado libre entra en conflicto, por lo que se crean las subastas CESUR, organizadas por OMEL cada ciertos meses. La función de estas subastas es la de absorber el riesgo de que el dinero pagado por los clientes acogidos a la TUR no cubran los costes del mercado diario. Se trata, pues, de un riesgo financiero, por lo que cualquier entidad financiera puede participar en estas subastas.

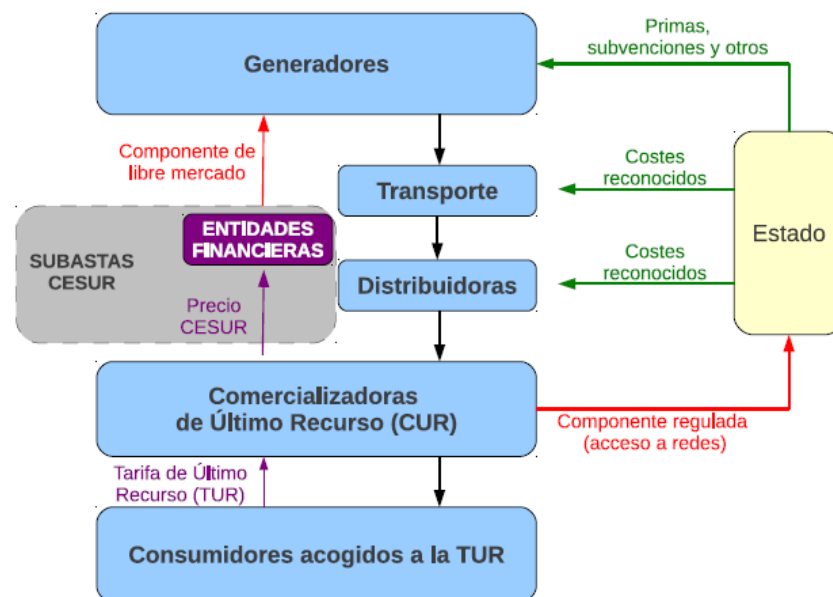


Figura 22: Esquema de la formación de la TUR (actualmente PVPC). Las flechas negras indican flujos de energía eléctrica, las demás indican flujos monetarios.

Fuente: OCE

En cada subasta CESUR acuden las entidades financieras interesadas a pujar por el precio de la energía eléctrica. Las entidades ganadoras (las que han ofrecido un precio más bajo) deberán pagar a los generadores del mercado diario el precio que se asigne a cada hora, tal y como se ha explicado anteriormente, y cobrar a las comercializadoras el precio CESUR que han ofrecido en la subasta. De esa manera, si los costes de pagar a los generadores son inferiores a los de cobrar a las comercializadoras es inferior, las entidades financieras obtienen beneficios.

El precio CESUR, sumado a la componente regulada de la tarifa (véase apartado 3.8) y a un margen de beneficio para las CUR resulta ser el precio de la TUR para los próximos meses, hasta la próxima subasta.

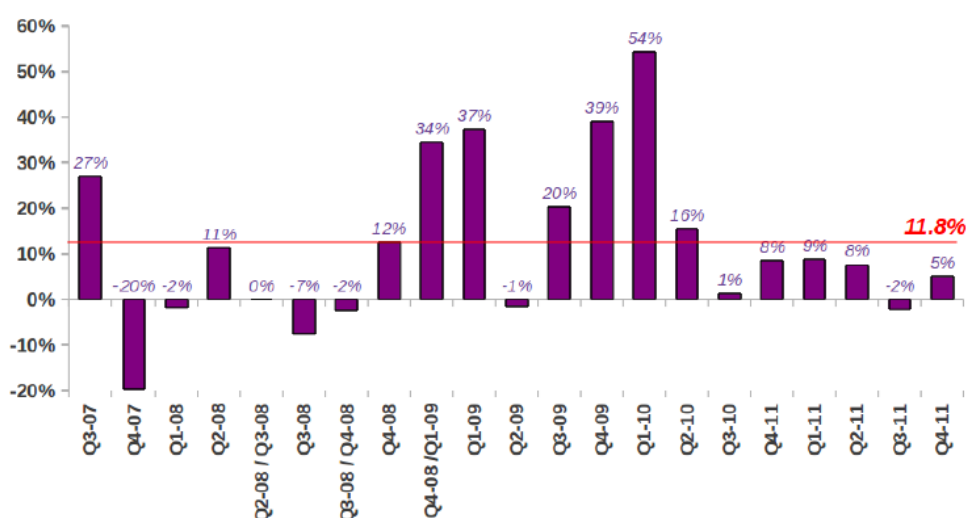


Figura 23: Porcentaje en que se incrementa la componente de mercado debido a las subastas CESUR. Fuente: OCE.

Solo por el hecho de existir estas subastas, implica un aumento del precio de la tarifa para los consumidores, ya que se da por hecho que las entidades financieras a largo plazo obtendrán beneficios (en caso contrario no entrarían en las subastas). La Figura 23 muestra los porcentajes de aumento que ha implicado la subasta para cada cuatrimestre.

Es importante destacar lo anteriormente dicho, referido a la participación de las entidades financieras en la fijación del precio de la componente de mercado de la tarifa que paga la mayoría de la población, ya que en la figura se ve claramente como el resultado es el incremento del 11,8% en dicha componente, llegando a puntas del 54%, lo cual resultan ser beneficios para las entidades privadas que acabamos pagando todos.

3.9.2. Costes asociados al déficit de tarifa.

El déficit de tarifa hace referencia a la diferencia entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico. El coste de la energía eléctrica se mantuvo bajo para controlar la inflación y mejorar la competitividad de la industria estatal al ser el precio de la energía un factor determinante en ella. En la Figura 24 se puede observar como el IPC, monótonamente creciente, se contrapone con la tarifa eléctrica (valores constantes) que es decreciente durante la mayor parte del tiempo graficado.

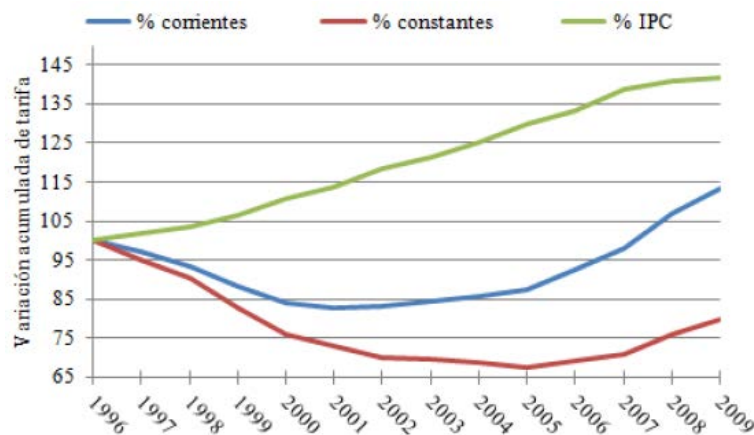


Figura 24: Evolución de la tarifa en términos constantes y corrientes entre 1997 y 2009. Evolución del IPC en el mismo período de tiempo. Fuente: UNESA.

Cuando se creó esta partida en la componente regulada de la tarifa eléctrica, se creyó que sería temporal. Sin embargo, se ha continuado produciendo una vez completado el proceso de liberalización del mercado eléctrico, suponiendo una deuda acumulada de 20.000 millones de euros (en diciembre de 2009), de los cuales hasta esa misma fecha sólo habíamos pagado 4991 millones de euros.

Las consecuencias principales de este déficit tarifario se resumen en que se disfrutó de una energía eléctrica con un precio inferior al que realmente costaba, o por lo contrario se estaban reconociendo y aplazando unos costes inflados del sistema que no correspondían a la realidad. Este déficit probablemente se acabará pagando más adelante, creando unas tarifas superiores a su coste real.

Finalmente, y a fin de dar una visión general de los costes asociados a la componente regulada de la tarifa eléctrica que pagamos todos los españoles con cada factura eléctrica,

se muestra un gráfico per permite ver, de un vistazo, cada una de las partidas que afectan y en qué medida a dicha componente.

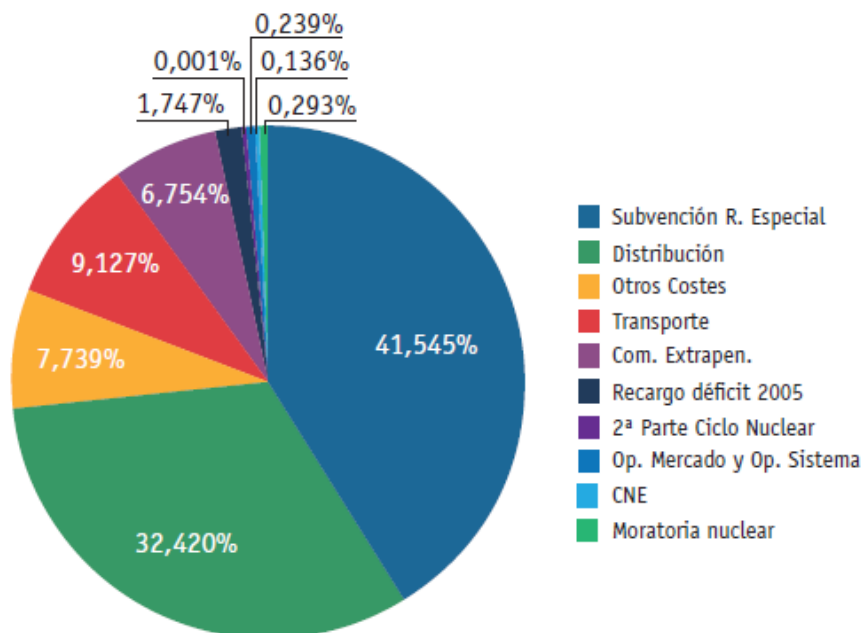


Figura 25: Retribución del sector eléctrico vía tarifa de acceso. Liquidación 14, año 2011.

Fuente: CNE.

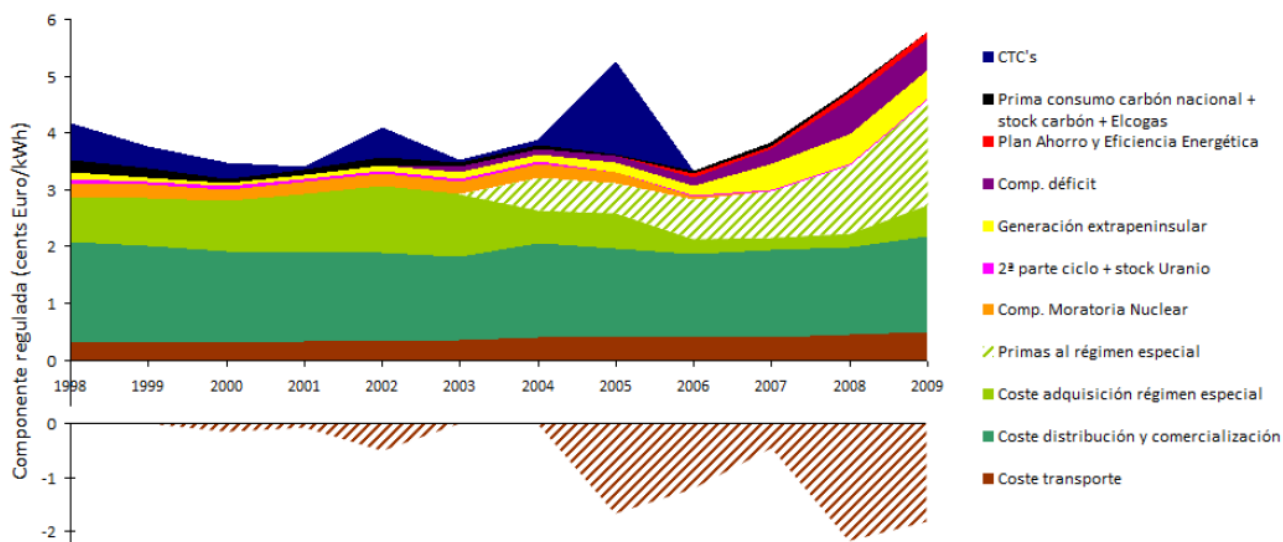


Figura 26: Evolución temporal de los costes recogidos en la componente regulada de la tarifa eléctrica. Fuente: CNE

3.9.3. Bono social

El bono social consiste en una tarifa reducida y regulada pensada para las personas más desfavorecidas económicamente, por lo que las condiciones para acceder a ella son más restrictivas que en el caso de la TUR.

Tienen derecho al bono social las personas físicas titulares del punto de suministro, acogidas a la TUR (es decir, suministradas por una CUR) y para su vivienda habitual que tenga una potencia inferior o igual a 3 kW y los pensionistas con pensión mínima, familias numerosas y familias con todos sus miembros en paro. Consiste en el mantenimiento del precio de las tarifas integrales vigentes en el segundo trimestre de 2009 (que se denominan “tarifas reducidas”).

4. Modelado del mercado diario

En este capítulo se aborda el modelado del proceso de casación, atendiendo a las normas establecidas en el reglamento de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica [5]. Inicialmente se establecen las herramientas utilizadas, así como una justificación de estas elecciones y un detalle del proceso que define el modelo. Puesto que existen dos tipos de modelaciones, uno simple y otro complejo, se detallan por separado ambos modelos, explicando las diferencias entre ellos y lo que implica cada uno. También se definen las ventajas y limitaciones de estos modelos, así como su posible aplicación a la docencia cómo herramienta de juego del mercado eléctrico diario para su mejor comprensión.

4.1. Planteamiento global

Éste modelado permitirá hacer una demostración práctica del funcionamiento del mercado de cara a la docencia de dicha temática, permitiendo a los participantes jugar el rol de agente productor del mercado, supervisados por el operador del simulador. Además, permitirá analizar el comportamiento del mercado diario ante posibles cambios, como puede ser la incorporación de una demanda agregada de vehículos eléctricos o la variación del mix de generación en el país. Asimismo, se podrán añadir variables (modeladas con datos reales) como la generación de energía eléctrica de las unidades de generación eólica, observando cómo afecta su incorporación en el mercado diario.

Se definen tres roles para los participantes en el mercado diario. El rol principal será el de Operador del Mercado, que lo asimilará el usuario de la interfaz creada. Los otros roles están basados en los agentes del mercado diario, los cuales participan en él realizando ofertas de compra o venta de energía eléctrica.

El rol de OM es básico para el funcionamiento del mercado. Éste se encarga de recibir, verificar y gestionar las ofertas recibidas de los agentes de mercado, además de realizar el proceso de casación y mostrar los resultados.

Los roles de los agentes de mercado se diferencian en dos tipos: los agentes productores y los agentes compradores. Los primeros son los que ofrecen energía en el mercado diario, en base a las restricciones técnicas y económicas que tengan sus unidades de producción. Los agentes compradores son los que realizan ofertas de adquisición de energía en base a su cartera de clientes y a la previsión de consumo de energía de los mismos.

Una vez explicados los roles que intervienen en esta modelación del mercado diario, se explica la secuencia del mismo. En el mercado diario se parte de las ofertas de energía que hacen los agentes de mercado. Para ello se diseña una plantilla que deben rellenar los usuarios de acuerdo a unas normas establecidas. Estas normas las realiza detalladamente el Operador del Simulador (OSIM) y las han de conocer y aceptar los agentes de mercado para poder participar en él.

Cada una de las ofertas debe contener el valor de energía ofertada para cada periodo horario, junto con el precio referenciado a dicha energía. A continuación se detallan las normas de presentación de las ofertas, las cuales se realizan sobre una plantilla que se les facilita a los alumnos (véase Figura 27):

- Verificaciones de la adecuación de los datos de la oferta de venta con la información contenida en el sistema de información del operador del simulador:
 - *Energía máxima a ofertar en un período de programación (horario).*

El operador del simulador comprobará, antes de iniciar el proceso de casación, que la energía ofertada por el vendedor para la unidad de producción en cada periodo de programación es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos del sistema de información del operador (matriz de datos de entrada).

- Verificación de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de producción tienen precios crecientes respecto de la energía eléctrica ofertada en cada tramo.

Agente #		Hora 1	...	Hora 24
<i>Tramo 1</i>	<i>Energía</i>			
	<i>Precio</i>			
<i>...</i>				
<i>Tramo 25</i>	<i>Energía</i>			
	<i>Precio</i>			

Figura 27: Plantilla para la elaboración de las ofertas de venta simples. Fuente: Elaboración propia.

Una vez realizadas y verificadas las ofertas de venta del día, el operador del simulador procederá a la casación de estas ofertas con las ofertas de compra. Las ofertas de compra no las realizarán los agentes de mercado, sino que se realizan automáticamente en función del día seleccionado.

Los modelos de mercado eléctrico que existen tienen como objetivo básico resolver, de la forma más óptima posible, el problema del proceso de casación de ofertas de compra-venta de energía. En cualquier caso, lo que se pretende es maximizar el bien común entre generadores y adquirentes de energía, encontrando dicha solución. Por eso, un posible modelado del proceso de casación podría ser el que se expone en [14]:

- **Parámetros**

- $Q_{o,h}$: volumen de energía correspondiente a la oferta 'o' en el periodo 'h'
- $P_{o,h}$: precio correspondiente a la oferta 'o' en el periodo 'h'

- **Variables**

- $x_{o,h}$: Fracción aceptada de energía de la oferta 'o' en el periodo 'h'

- **Modelo**

$$\max \sum_{h \in H} \left(\sum_{d \in D} x_{d,h} \cdot Q_{d,h} \cdot P_{d,h} + \sum_{p \in P} x_{p,h} \cdot Q_{p,h} \cdot P_{p,h} \right)$$

- **Restricciones**

$$\sum_{d \in D} x_{d,h} \cdot Q_{d,h} - \sum_{p \in P} x_{p,h} \cdot Q_{p,h} = 0 \quad \forall h \in H$$

$$x_{o,h} \leq 1 \quad \forall h \in H$$

$$\forall o \in O$$

$$x_{o,h} \geq 0 \quad \forall h \in H$$

$$\forall o \in O$$

La Figura 28 muestra cómo se encuentra el punto de equilibrio entre las ofertas de venta y adquisición de energía, para las de una hora determinada, en el mercado diario, estableciendo así el precio de casación y la energía a despachar en dicha hora.

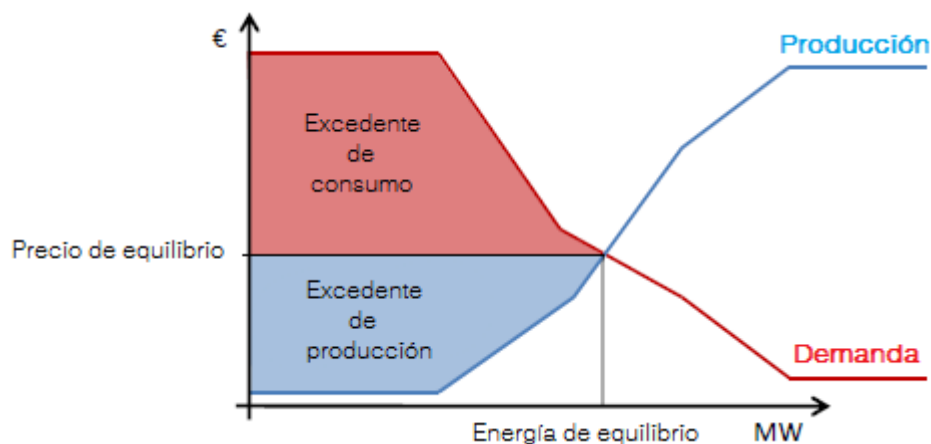


Figura 28: Ejemplo de diagrama de casación de ofertas. Fuente: Elaboración propia.

La intersección entre la curva de ofertas de venta con la curva de ofertas de adquisición indica hasta dónde resulta compatible lo que un generador está dispuesto a cobrar (como mínimo) por su energía producida, con lo que un consumidor o comercializador está dispuesto a pagar (como máximo) por la energía ofertada. De este modo, todas las ofertas de los agentes productores y adquirentes de energía que quedan a la izquierda del punto de equilibrio son los que consiguen hacer física su oferta, quedando fuera del mercado diario (en esa hora determinada) todos los agentes que están a la derecha del punto de equilibrio.

En la Figura 29 se muestra un modelo lineal de ofertas horarias, en el que el término de volumen de energía se delimita por un precio inicial, por el cual el volumen de energía ofertado empieza a ser aceptado, y un precio final, en el que la oferta se acepta completamente. Los mercados que operan con este tipo de ofertas son el NORD POOL y el EPEX.

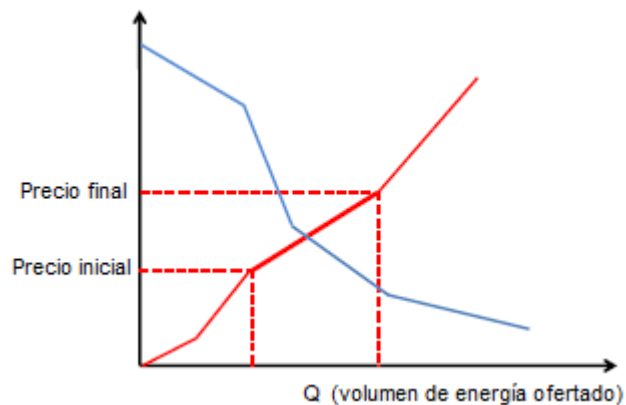


Figura 29: Ejemplo de modelo de casación lineal. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, el modelo utilizado en el mercado eléctrico español no es el lineal, sino que se utiliza un modelo escalonado (stepwise), en el cual el volumen de energía se delimita por un único precio, tal y como se muestra en la Figura 30. Los mercados que operan con este tipo de ofertas son OMIE, APX, BELPEX, GME y OTE.

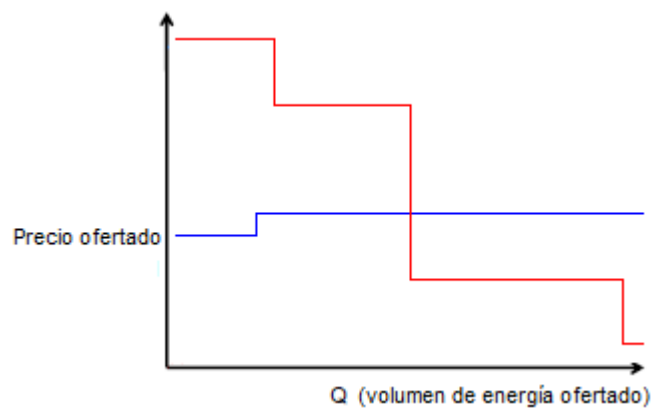


Figura 30: Ejemplo de modelo de casación escalonado. Fuente: Elaboración propia.

4.2. Modelos de casación

Una vez obtenidas las ofertas de mercado, se deben procesar siguiendo la modelación del mercado diario, objetivo de este proyecto. Se han decidido crear dos modelos distintos, de manera que uno tenga en cuenta las ofertas con condiciones complejas (condición de ingresos mínimos), tal y como dictan las reglas del mercado diario español, y otro sea un proceso de casación simple, que no se tengan en cuenta estas condiciones. El modelo de casación simple podría servir como ejemplo básico, permitiendo una primera toma de

contacto con la herramienta, para los alumnos principiantes, ya que no requiere tener en cuenta tantos factores como el modelo complejo.

4.2.1. Modelo de casación simple

Para el modelo de casación simple, se entrega la misma plantilla de la Figura 27 a cada agente de mercado para que realice sus ofertas. Como se puede ver en esta plantilla, no se tienen en cuenta las condiciones complejas (gradiente de carga, ingresos mínimos o condición de indivisibilidad). Esto implica que el modelo de casación será más simple que el modelo de casación con ofertas complejas, ya que sólo se requerirá de una iteración para calcular el precio marginal y la energía a despachar para el día simulado.

Una vez terminado el plazo máximo para enviar ofertas, el operador del simulador procesa todas las ofertas recibidas por parte de los agentes productores de energía, verificando que cumplan con la normativa que establece el reglamento. En este caso, al no existir condiciones complejas, sólo se verifican dos criterios:

- Verificación de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de producción tienen precios crecientes (y decrecientes para la unidades de adquisición en el caso que existan agentes comercializadores) respecto de la energía eléctrica ofertada en cada tramo.
- Verificación, antes de la casación, que la energía ofertada por el vendedor para la unidad de producción en cada periodo de programación es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos del sistema de información del operador.

El simulador del mercado no tendrá en cuenta la oferta que no cumpla con alguno de estos requisitos, dejándola fuera del proceso de casación.

Para poder analizar las ofertas, tanto de venta como de compra de energía, se deben pasar del formato de hoja de cálculo a introducirlas como variables en el programa Matlab[®]. Una vez obtenidas las variables, se inicia el proceso de casación según unas etapas definidas.

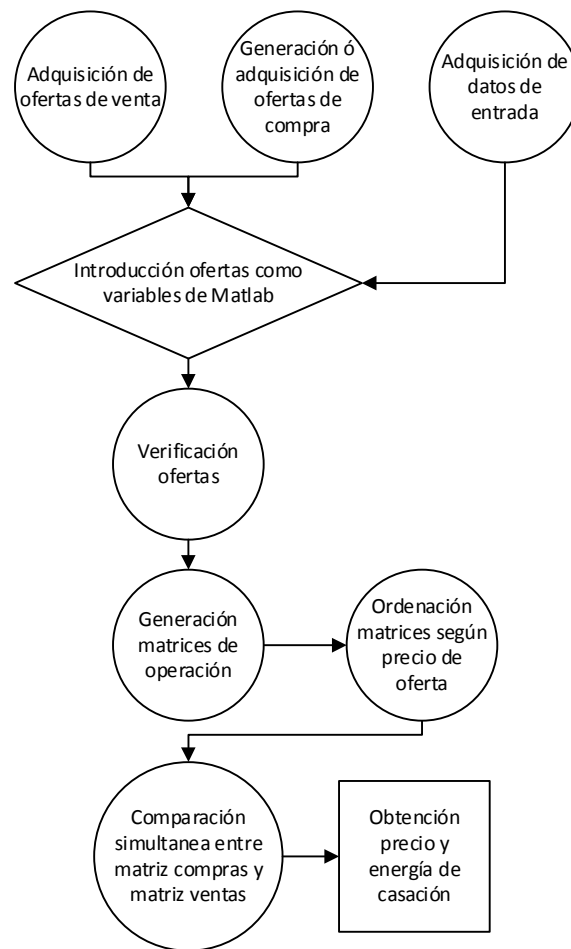


Figura 31: Diagrama de flujos de las etapas seguidas en el proceso de casación simple.

Fuente: Elaboración propia.

El precio marginal y el volumen de energía para cada período horario lo determina el punto de cruce de las curvas de oferta y demanda, el cual corresponde al último agente productor que ha hecho física su oferta

Una vez obtenido el precio marginal para todas las horas del día, se asigna a cada unidad de producción, por cada oferta de venta presentada, el volumen de energía eléctrica (objeto de venta) que tiene que suministrar para cada periodo horario, siempre que el precio de dicha oferta sea inferior o igual al precio marginal del periodo que se trate, y siempre que exista suficiente energía demandada a dicho precio o superior.

Al igual que se asigna la energía a las unidades de producción, también se asigna a las unidades compradoras (en el caso que existan agentes comercializadores), la energía eléctrica (objeto de demanda) por cada oferta de adquisición, siempre que el precio sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo horario de

programación, y exista suficiente energía eléctrica ofertada a precio inferior o igual al marginal.

4.2.1.1. Criterio de asignación de la producción y demanda de energía eléctrica

El operador del simulador (OSIM) obtiene el precio marginal para cada uno de los periodos horarios de programación del mismo horizonte diario de programación, y realiza el reparto de la energía eléctrica ofertada (producción y adquisición), de acuerdo con los siguientes criterios [5]:

- a) El OSIM aceptará al precio marginal el total de la energía eléctrica ofertada de aquellas ofertas de venta cuyos precios hayan quedado por debajo de dicho precio marginal.
- b) El OSIM aceptará al precio marginal el total de la energía eléctrica que demanden los compradores, por todas las ofertas de adquisición de energía eléctrica cuyos precios máximos hayan quedado por encima del precio marginal, salvo en los casos en que no exista suficiente energía a precio inferior o igual al marginal para satisfacer la demanda que incorpora precios superiores a dicho precio marginal.
- c) Al ser las curvas agregadas de producción y demanda de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar una indeterminación en la asignación de energía eléctrica que precise la aplicación de un criterio de reparto, en alguno o algunos períodos horarios del día. En este supuesto y cuando el cruce de las curvas se produzca en un tramo horizontal de cualquiera de las curvas agregadas de venta o compra, el OSIM procederá del siguiente modo:
 - En el caso de exceso de oferta de venta de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las unidades de producción que hayan realizado las ofertas con un precio igual al marginal.
 - En el caso de exceso de oferta de compra de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía incorporadas en los tramos de aquellas ofertas de adquisición cuyo precio coincida con el precio de la última oferta de adquisición aceptada.

4.2.1.2. Criterio de fijación del precio marginal

En el supuesto de que se produjese indeterminación en la fijación del precio marginal de la energía eléctrica para uno o varios periodos horarios de programación de un mismo día, como consecuencia de que las curvas agregadas de oferta y demanda de energía eléctrica

coincidan o se crucen en un tramo vertical de la curva de oferta, el precio corresponderá al del último tramo de la oferta de venta realizada por la última unidad de producción que haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada.

4.2.2. Modelo de casación compleja

El objetivo de los agentes productores de energía eléctrica (alumnos) es ganar el máximo de beneficios con la participación al mercado diario. Con el modelo de casación simple expuesto anteriormente, tenían un margen de maniobra limitado, ya que con las ofertas realizadas no podían poner ninguna restricción de ingresos que les asegurara una cómoda gestión de sus unidades de generación. Para solucionar este problema, en este modelo de casación se propone incorporar la posibilidad de operar con la condición de ingresos mínimos definida en el reglamento de funcionamiento del mercado. Ésta condición permite una gestión de las unidades de producción de las que dispone cada agente más ceñida a sus características económicas, ya que permite introducir un término fijo y un término variable (en función de la energía ofertada aceptada en el proceso de casación) que corresponde a la cantidad de ingresos mínimos que están dispuestos a cobrar en el mercado diario.

Agente #		Hora 1	...	Hora 24	Ingresos mínimos (fijos)	Ingresos mínimos (variables)
<i>Tramo 1</i>	<i>Energía</i>					
	<i>Precio</i>					
<i>...</i>						
<i>Tramo 25</i>	<i>Energía</i>					
	<i>Precio</i>					

Figura 32: Plantilla para la elaboración de las ofertas de venta con condiciones de ingresos mínimos. Fuente: Elaboración propia.

Se permite a los agentes introducir una condición de ingresos mínimos, de manera que si los ingresos resultantes de las casaciones de las 24 horas del día son inferiores al

establecido, se vuelva a realizar la casación sin tener en cuenta las ofertas de dicha unidad de producción.

A diferencia del modelo de casación simple, este tiene en cuenta la condición descrita anteriormente, por lo que se requerirá verificar que se cumpla para todos los agentes productores en la solución encontrada. Para realizar el proceso de casación, este se divide en etapas a fin de optimizar su proceso.

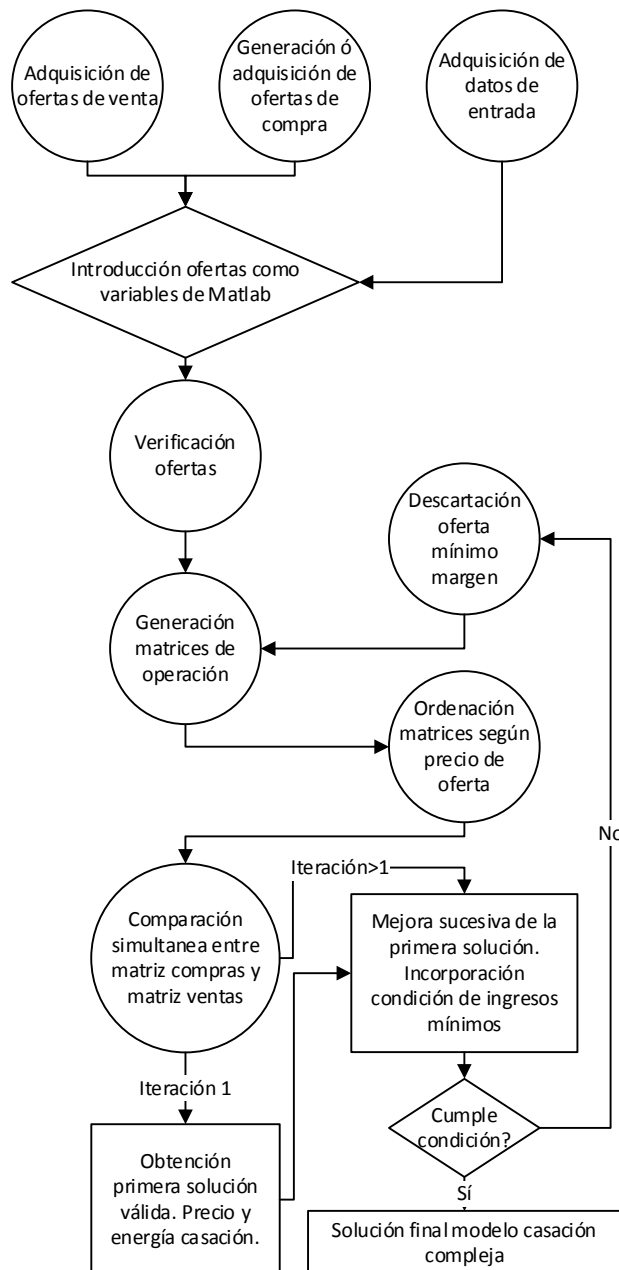


Figura 33: Diagrama de flujos de las etapas seguidas en el proceso de casación compleja.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.1. Búsqueda de una primera solución válida

El objetivo de esta operación es encontrar una solución consistente en determinar 24 precios marginales para el día de programación y una asignación del volumen de energía eléctrica que se ha hecho físico a cada una de las unidades de producción cuyo agente haya presentado ofertas de venta. Para ello, el modelo aplicará inicialmente el método de casación simple descrito anteriormente, y se le denominará *casación simple condicionada*.

4.2.2.2. Mejora sucesiva de la primera solución válida

Una vez encontrada una primera solución válida en la que las ofertas de venta incluidas en la misma respetan todas las condiciones que incorporaron, se inicia un proceso de búsqueda de la precedencia económica de las unidades de producción incluidas en el proceso de casación correspondiente a cada periodo horario que se trate. Dicho proceso de búsqueda, estará basado en la condición que todas las ofertas de los agentes productores que se hayan aceptado en el día simulado, cumplan con la condición de ingresos mínimos correspondiente a cada oferta.

Para ello, tal y como se indica en el diagrama de la Figura 33, se inicia un proceso iterativo en el cual se calcula inicialmente la solución del proceso de casación simple. Una vez obtenidos los resultados provisionales, se analiza el cumplimiento de la condición de ingresos mínimos para aquellos agentes que la hayan incorporado en sus ofertas. En el caso que haya uno o más agentes que no cumplen con dicha condición, se calcula el margen de beneficios que obtendrían con el resultado provisional.[5]

$$\sum_{t=1}^{t=N} \sum_{h=1}^{24} E(up, t, h) \cdot PM(h) - (IMIN_{fijo}(up) + IMIN_{var}(up) \cdot E(up, t, h)) = MI(up)$$

Dónde:

$E(up, t, h)$: Energía del tramo t de la unidad de producción que haya resultado casado en la hora h al precio resultante de la casación $PM(h)$.

$IMIN_{fijo}(up)$: Ingreso fijo mínimo solicitado para la unidad de producción en la oferta realizada.

$IMIN_{var}(up)$: Ingreso variable mínimo solicitado para la unidad de producción en la oferta, en función del volumen de energía que haya resultado casada.

$MI(up)$: Margen de ingreso de la unidad de producción.

Una vez obtenido el margen de ingresos para todas las unidades de producción, se comparan entre sí, escogiendo la unidad de producción con el margen de ingresos inferior, descartándola para la próxima iteración. Se escoge la de MI (up) inferior por ser la unidad de producción más alejada de la solución final, ya que las unidades con márgenes más cercanos a cero tienen más posibilidades de entrar en casación.

Una vez descartada, se procesa nuevamente el algoritmo que incorpora en su modelado la condición de ingresos mínimos, realizando las iteraciones necesarias para llegar a la solución final, teniendo en cuenta los parámetros explicados anteriormente.

4.3. Particularidades del proceso de casación

A la hora de modelar el mercado diario, es importante tener en cuenta que, al incorporar el sistema de ofertas escalonadas, pueden existir indeterminaciones que se deben solucionar de la manera que dictan las reglas de funcionamiento del mercado.

Por este motivo, se han diferenciado cuatro posibles casuísticas que englobaran todas las posibles formas de casación existentes en el sistema que utiliza OMIE.

A continuación se exponen los casos implementados en el modelo de casación, ya que se deben tratar cada uno de una manera distinta a la hora de encontrar el precio marginal y el volumen de energía adecuados al reglamento. La Figura 34 muestra las diferentes casuísticas que se pueden encontrar en el proceso de casación. En cualquiera de los cuatro casos hay que tener en cuenta que, para un mismo precio ofertado (en un mismo escalón), puede haber más de una oferta, correspondientes a diferentes agentes de mercado en el caso que hayan ofertado al mismo precio.

- Caso A. Exceso de producción.

En el punto que casan las dos curvas de compra y venta de energía, es la curva de ofertas de compra la que corta verticalmente a la curva de ofertas de venta. Eso significa que, para el mismo precio marginal, hay ofertado más volumen de energía del que se requiere, ya sea de una sola o de varias ofertas con el mismo precio. Para solucionar este conflicto, se debe calcular el porcentaje de exceso de energía ofertada, y aplicarlo proporcionalmente a la oferta u ofertas correspondientes al precio marginal obtenido en la casación.

- Caso B. Exceso de demanda.

A diferencia del caso anterior, en este caso es la curva de ofertas de venta la que corta verticalmente a la curva de ofertas de compra. Por este motivo, en lugar de un exceso de

producción hay un exceso de demanda ofertada que no puede ser casada, a pesar de tener un precio ofertado igual o superior al precio marginal de casación.

Consecuentemente, al igual que el caso anterior, se debe hacer un reparto proporcional en función del porcentaje de exceso del volumen de energía demandada. La aplicación de este porcentaje se debe realizar sobre la oferta u ofertas que hayan ofertado al precio que coincide en el punto de corte de las dos curvas, que no será igual al precio marginal de casación debido a que éste siempre corresponde al precio de la última oferta de venta que entra en casación.

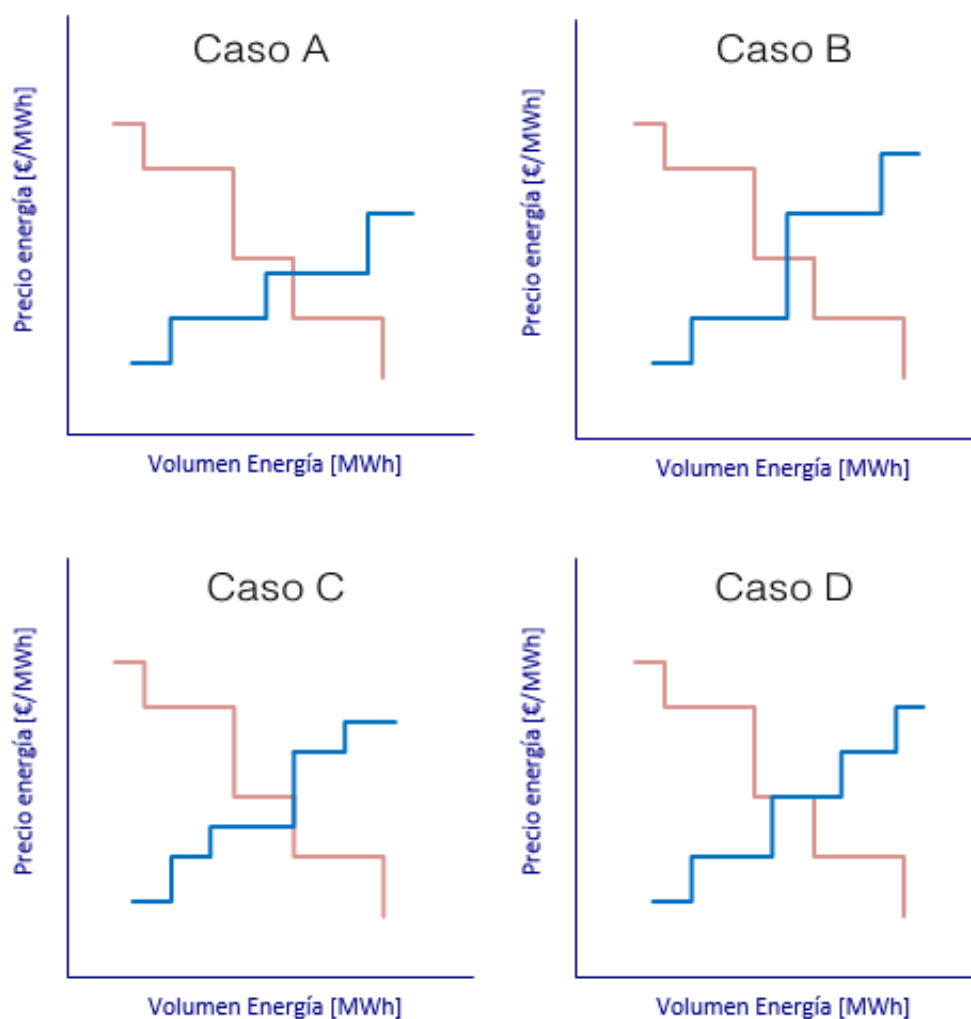


Figura 34: Presentación de los diferentes casos analizados en la implementación del modelo de casación. Fuente: Elaboración propia.

- Caso C. Coincidencia en un tramo vertical, volumen agregado de energía ofertada.

En este caso, existe una indeterminación en el precio de casación, ya que la energía coincide y no hay que aplicar ninguna proporcionalidad en las ofertas de compra o venta de energía. Las reglas del funcionamiento del mercado aclaran esta indeterminación en su apartado 6.2.5 “*Criterio de fijación del precio marginal*”, donde especifica que el precio corresponderá al del último tramo de la oferta de venta de energía eléctrica realizada por la última unidad de producción, cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada.

- Caso D. Coincidencia en un tramo horizontal, precio ofertado.

Finalmente, existe esta última indeterminación, donde podría haber confusión en el volumen de energía que debería entrar en casación. Éste es un caso complejo donde pueden darse distintas situaciones que se detallan en la Figura 35. Se puede observar que en el caso D.1, existe un exceso de volumen de energía ofertado de venta, por lo que se procederá de la misma forma que en el caso A. En cambio, en el caso D.2, existe un exceso en el volumen de energía ofertada de compra, por lo que el procedimiento seguido será el mismo que en el caso B.

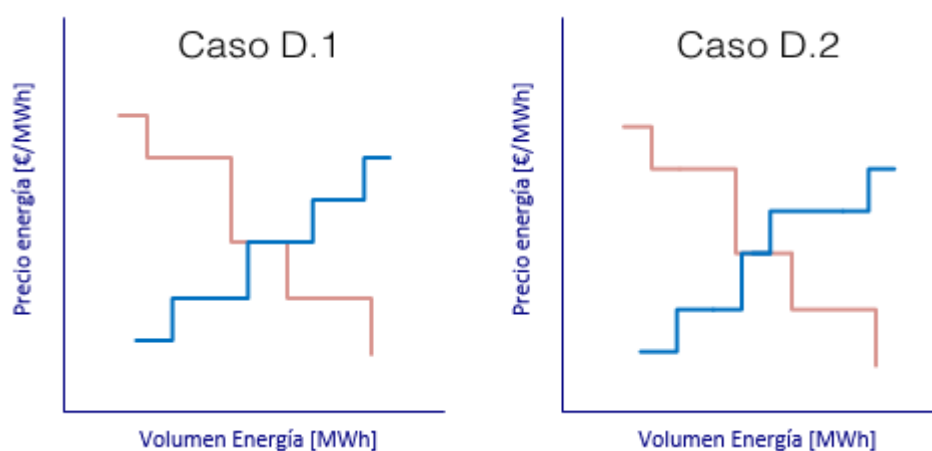


Figura 35: Presentación de las particularidades del Caso D. Fuente: Elaboración propia.

5. Implementación del simulador del mercado diario

La elaboración de esta herramienta permitirá hacer una demostración práctica del funcionamiento del mercado, permitiendo a los alumnos jugar el rol de agente productor del mercado, siendo el rol del operador del simulador el de Operador del Mercado. Asimismo, se podrán añadir variables (modeladas con datos reales) como la generación de energía eléctrica de las unidades de generación eólica, observando cómo afecta su incorporación en el mercado diario.

Otra variable que se ha modelado probabilísticamente es la demanda eléctrica, agrupando los meses con consumos similares en trimestres, y diferenciando cada uno de ellos en días de la semana y períodos horarios de cada día, de manera que el consumo siga una determinada distribución probabilística conocida. Con este modelado, el simulador permite observar la diferencia de comportamiento entre un determinado día de la semana del trimestre seleccionado. Este modelado permitirá al operador del simulador escoger entre incorporar agentes compradores de energía o generar automáticamente unas ofertas de compra en base a dicho modelado, realizado a partir de datos reales (año 2012).

En cambio, para las ofertas de venta es necesaria la participación de los agentes de mercado, los cuales, ciñéndose a las normas establecidas previamente por el operador del simulador, enviarán las ofertas al operador. De no cumplir la normativa, las ofertas serán rechazadas, impidiendo la participación a la casación del día simulado.

Una vez obtenidos estos datos de partida, se procesarán según definen las normas del mercado eléctrico [5]. El software utilizado para la programación y ejecución del simulador ha sido el Matlab[®], por ser una herramienta potente a la hora de la manipulación de matrices, la representación de datos y funciones, la implementación de algoritmos, la creación de interfaces de usuario (GUI) y la comunicación con programas en otros lenguajes (compatible con el formato de entrada de las ofertas de mercado). Las razones de más peso a la hora de escoger el software de programación han sido su potencia de cálculo con matrices y la posibilidad de crear una interfaz que haga el simulador más visual y fácil de utilizar.

5.1. Modelado de la demanda eléctrica

El objetivo del presente apartado es establecer un modelo probabilístico para representar la demanda eléctrica, a partir de la cual se presentarán las ofertas de adquisición de energía en el mercado diario, en el caso que el OSIM decida que no existirá ningún agente con el rol de comercializador, por lo que el simulador generará automáticamente las ofertas de adquisición en base a unas variables que definirá el mismo OSIM.

Los ciclos de consumo eléctrico suelen ser repetitivos a lo largo de un determinado espacio temporal, tanto a nivel horario como diario, es decir, dos días laborables de la misma semana tienen curvas de demanda muy similares, al igual que el valor de una hora en concreto es muy similar para todos los días laborables. Estos valores dependen de variables muy diversas, aunque las que influyen más son el clima y el comportamiento humano. Teniendo en cuenta la gran variedad de factores que influyen en el perfil de carga, el procedimiento a seguir será el siguiente:

1. Crear un modelo estadístico que represente fielmente el comportamiento de la demanda eléctrica.
2. Realizar un programa que genere, a partir del modelo establecido, valores aleatorios en función de los datos de entrada que se deseen.
3. A partir de los datos generados, crear ofertas de adquisición de energía eléctrica siguiendo el patrón de ofertas que aparecen en el mercado diario nacional.

A fin de realizar el modelado estadístico de la demanda eléctrica, se plantean dos procedimientos distintos:

- Estudiar los datos históricos de la demanda, establecer un patrón entre los datos obtenidos y generar a partir del mismo unos valores aleatorios desde los cuales se crearán las ofertas de adquisición.
- Estudiar las variables que intervienen en la demanda eléctrica nacional, determinar su grado de influencia, crear modelos de dichas variables y establecer un patrón global para obtener unos valores de demanda eléctrica, desde los cuales se crearán las ofertas de adquisición.

5.1.1. Estudio datos históricos

Debido a la gran cantidad de datos históricos disponibles, se escoge la primera opción, para la cual se clasificarán varias categorías a fin de obtener unos resultados más fiables.

Se partirá de 8784 valores, correspondientes a la demanda eléctrica nacional de cada una de las horas del año 2012. Estos valores se clasificarán según trimestres, y dentro de cada trimestre según el día de la semana. Esto significa que se compararán las mismas horas del mismo día de la semana que se encuentren en un mismo trimestre, por ejemplo, se estudiará la primera hora de todos los lunes del trimestre que engloba los meses de enero, febrero y diciembre.

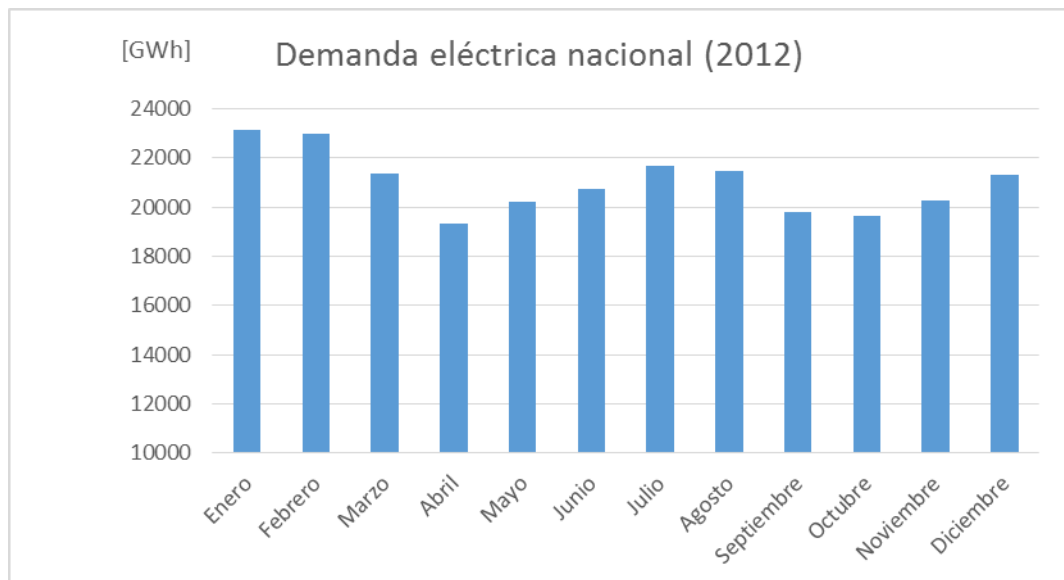


Figura 36: Valores de demanda eléctrica nacional en transporte (barras centrales) [GWh].

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

Los trimestres se han establecido en función de los valores de demanda eléctrica, de manera que presenten valores similares:

- Trimestre 1: Enero, Febrero y Diciembre
- Trimestre 2: Marzo, Abril y Mayo
- Trimestre 3: Junio, Julio y Agosto
- Trimestre 4: Septiembre, Octubre y Noviembre

La Figura 36 muestra de manera gráfica los valores de demanda eléctrica para los valores de estudio, justificando la selección de trimestres expuesta. Estos valores se han obtenido de la base de datos que ofrece REE [10], exportados en formato Excel® y posteriormente pasados a formato Matlab® ya que permite realizar un análisis estadístico más detallado.

Para ejecutar un flujo de carga probabilístico es necesario modelar la demanda eléctrica de nuestro sistema como una variable aleatoria. Dado que el estudio se lleva a cabo a lo largo

de las 24 horas del día en divisiones temporales horarias, es necesario obtener una función de distribución de probabilidad para cada hora del día. Habitualmente, otros autores han modelado la demanda de acuerdo a una distribución normal [11], [12], por lo que se prevé que el resultado a obtener sea una distribución normal de media μ y desviación típica σ para cada división temporal de cada trimestre.

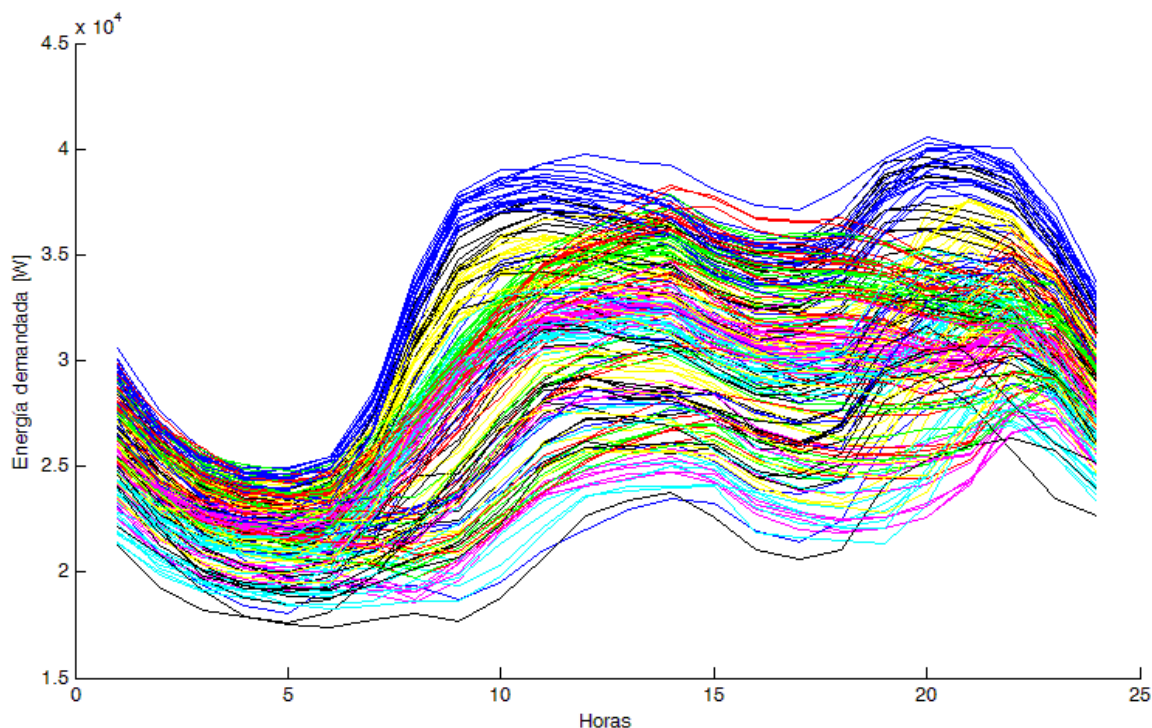


Figura 37: Curvas de demanda eléctrica diaria de los valores estudiados. Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

Como se puede observar, cada día presenta una curva muy similar, aunque para poder establecer una distribución probabilística se deben comparar las mismas horas para días diferentes. Como se observa en la Figura 37, existe una gran variabilidad entre las horas de cada día, aunque cabe decir que en dicho gráfico no sigue la clasificación explicada anteriormente. Si ponemos un ejemplo que cumpla con dicha clasificación (Figura 38), se observa como la variabilidad se reduce considerablemente.

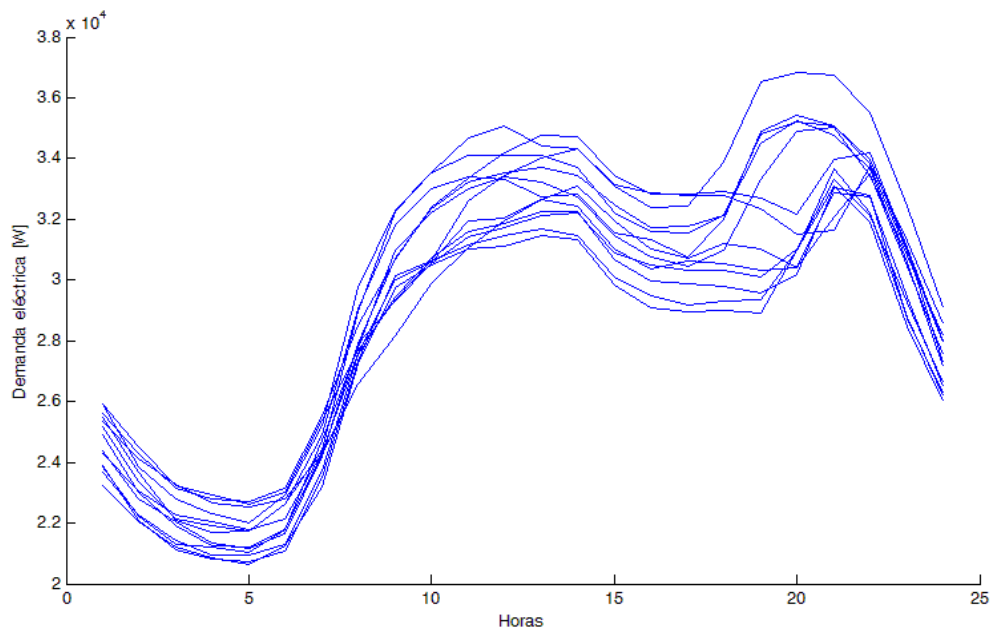


Figura 38: Curvas de demanda diaria para todos los martes del trimestre 4. Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

Existen factores que podrían hacer que la variabilidad fuera mayor, afectando a la distribución de los datos estudiados, por lo que se deben descartar de la muestra. El factor más importante para la demanda eléctrica corresponde a los días festivos nacionales, en los que la mayor parte del sector industrial no consume energía. Por este motivo, de los datos estudiados, se descartarán los siguientes días:

- ✓ 1 de enero – Día de Año Nuevo
- ✓ 6 de enero – Epifanía del Señor (día de reyes)
- ✓ 3 y 4 de abril – Jueves y Viernes Santo
- ✓ 9 de abril – Lunes de Pascua
- ✓ 1 de mayo – Día del Trabajador
- ✓ 15 de agosto – Asunción de la Virgen
- ✓ 12 de octubre – Día de la Hispanidad
- ✓ 8 de diciembre – La Inmaculada Concepción
- ✓ 25 de diciembre – Navidad

De esta manera se consigue un modelo más ajustado a las características que presenta la demanda eléctrica, obteniendo un modelo para cada hora, de cada día de la semana y para cada uno de los trimestres escogidos. En total se obtienen 672 modelos, los cuales se podrán escoger en función de las variables de entrada que desee el operador del simulador.

5.1.2. Análisis estadístico

Una vez descartados los días festivos y agregados los datos según la clasificación descrita anteriormente, se estudiará la distribución estadística de los mismos, aproximando a una función de distribución dada con unos ciertos parámetros obtenidos. En caso de trabajar con los datos sin agregar, se puede llegar a obtener un modelo probabilístico erróneo.

De esta manera, se realiza el test de normalidad, que consiste en hacer un análisis de los datos estudiados para determinar si siguen una distribución normal, dando como resultado un valor (p-valor) que indica el grado de similitud de la distribución de los datos con la normal. Este valor oscila entre 0 y 1, y nos muestra la probabilidad de haber obtenido un buen resultado en caso que la hipótesis de partida (hipótesis nula) sea cierta. Se suele establecer un valor de significación de 0,05, y en caso que el p-valor sea inferior indicaría que la hipótesis hecha sería falsa, y por lo tanto los datos no seguirían una distribución normal.

En la Figura 39 se exponen algunos de los resultados obtenidos a la hora de hacer el análisis estadístico según la agregación de los datos estudiados.

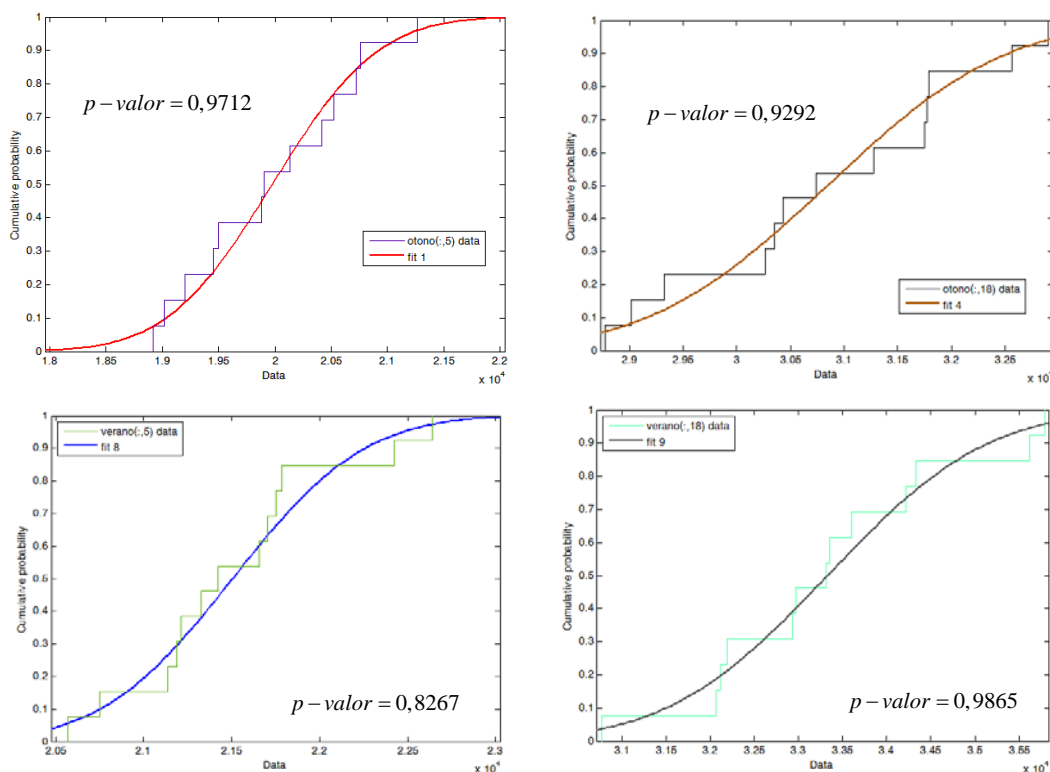


Figura 39: Representación de los resultados del análisis probabilístico normal.

Arriba: valores de los lunes del trimestre 4 (horas 5 y 18). Abajo: valores de los lunes del trimestre 3 (horas 5 y 18). Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, el p-valor obtenido es muy superior al 0,05 en cualquiera de estos casos expuestos. Realizando el mismo análisis para todas las horas de todos los días, para cada trimestre estudiado, se obtiene siempre que el $p\text{-valor} > 0,05$, por lo que se puede aceptar que la hipótesis que los datos históricos (con la agregación de datos realizada) siguen una distribución normal.

5.1.3. Obtención del modelo de demanda eléctrica

Con la agregación de los datos realizada, es decir, la agrupación en función de la hora, el día de la semana y el trimestre, se han obtenido unos resultados muy favorables. Por este motivo se puede generalizar la hipótesis de estimar unos valores en función de la aproximación de los datos a la distribución normal, calculando para cada grupo de datos los parámetros μ y σ (media y desviación típica).

La distribución normal o Gaussiana es una función de distribución continua. Se dice que una variable aleatoria está distribuida de forma normal cuando su función es la siguiente:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad -\infty \leq x \leq \infty, \quad \sigma > 0$$

Una vez obtenidos los parámetros que caracterizan la distribución normal, se calcula la demanda de energía eléctrica del mercado diario, en función de la potencia de generación disponible, la cual es un parámetro a determinar según el número de agentes productores que participen en el mercado y según el tipo de central que oferte. Estos valores los determina el operador del simulador, estableciéndolos en una hoja de formato Excel® antes de comenzar el juego (matriz de datos de entrada). Se establece que la potencia de producción sea 1,5 veces la potencia demandada, de manera que el sistema sea capaz de generar sobradamente la máxima potencia de demanda.

5.1.4. Determinación de las ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario a partir de la demanda modelada

El operador del mercado ibérico español (OMIE) ofrece los datos de la ofertas realizadas unos días después de su casación. A partir de estos datos y como muestra la Figura 43, se determina que aproximadamente un 50% de la energía demandada en el mercado diario se establece al máximo precio (180,30 €/MWh), seguido de ofertas a precios inferiores, que normalmente llegan de manera escalonada hasta el mínimo precio (0 €/MWh), donde hay un volumen de aproximadamente el 15% a dicho precio.

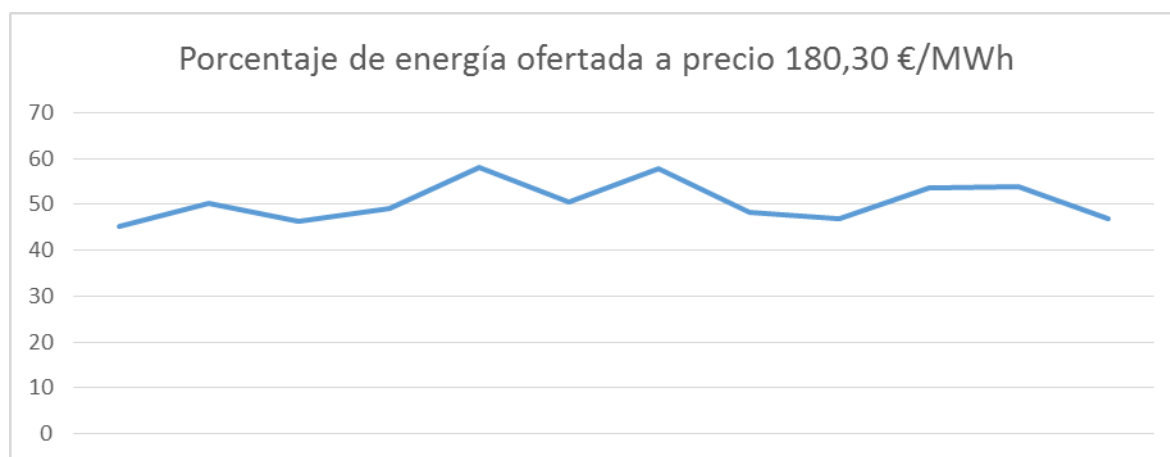


Figura 40: Representación del porcentaje de energía ofertada al precio instrumental.

Fuente: Elaboración propia.

Según estos datos, se puede hacer una aproximación de los tramos ofertados del mercado diario, partiendo de la demanda eléctrica calculada en el apartado anterior. Se establece, para cada hora del año, un valor de energía demandada máximo, calculado a partir de la media y la desviación típica correspondientes. Este valor se repartirá en diferentes tramos, cada uno de ellos con un precio ofertado diferente, el primero de los cuales será el de mayor volumen de energía y corresponderá aproximadamente al 50% de la demanda total al máximo precio, junto con una aleatoriedad incorporada en el código fuente del simulador, ya que no todos los días tienen el mismo porcentaje.

También se asignará aproximadamente el 15% de la demanda en un tramo al mínimo precio. En los otros tramos se repartirá el resto de la energía hasta llegar al valor máximo para la hora indicada. La energía de cada tramo se asignará de manera aleatoria según un cierto orden establecido. En cambio, el precio de las ofertas se realizará de manera diferente, ya que, según el análisis realizado, el campo de precios ofertados recorre desde el máximo hasta el mínimo ofertado. Por eso, el valor del precio ofertado seguirá un orden decreciente y uniforme (con una cierta aleatoriedad) para cada tramo de energía ofertada.

De esta manera, la aleatoriedad de cada tramo se asigna principalmente mediante el volumen de energía ofertado, más una pequeña aleatoriedad en el precio que sigue una distribución uniforme.

Finalmente, con la modelización de la demanda realizada, y con la posterior realización de ofertas, se establecen unos valores que van en función de los datos de entrada al principio de la sesión del mercado diario, introducidos por el que realiza la función de OSIM. Estos datos de entrada corresponden al trimestre que se quiere simular y al día de la semana, en

función de los cuales se aproximará la curva de demanda (valores horarios) y posteriores ofertas de adquisición en el mercado diario objeto de simulación.

5.2. Modelado de la generación

Las ofertas de generación las realizan los participantes en el mercado que gestiona el operador del simulador. Éste se encarga de definir las variables a partir de las cuales los agentes productores decidirán las estrategias de participación en el mercado. Dichas variables se especificarán en una plantilla que deberá rellenar el operador del mercado, en la cual se especifica la potencia de cada unidad de generación eléctrica, así como sus costes fijos y variables, tal y como muestra la Figura 41.

Consumidores							
Agente	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Potencia máx.	2000	800	900	0	0	0	0
Productores	CARBÓN			CICLO COMBINADO			
Agente	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7
Potencia máx.	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Costes fijos	1000	1000	1000	1000	1000	800	800
Costes variable	20,99581902	20,17054	20,95087	21,81243	21,13217	15,06099	15,25516

Figura 41: Plantilla para la especificación de restricciones técnicas y económicas de los agentes de mercado. Fuente: Elaboración propia.

Una vez cada agente conoce sus restricciones, deberán definir una estrategia para ofertar de manera que se obtengan los máximos beneficios posibles. Para ello, se deberá rellenar la plantilla de ofertas (ver Figura 42). En esta plantilla se pueden realizar hasta 5 tramos de oferta para cada periodo horario, especificando en cada uno de ellos el volumen de energía y el precio al cual se oferta y siempre cumpliendo con las reglas del mercado expuestas anteriormente.

		H1	H2	H3	...	H24	Identificador
B1	Energía						
	Precio						
	Divisible						
	Retirable						
B2	Energía						
	Precio						
B3	Energía						
	Precio						
B4	Energía						
	Precio						
B5	Energía						
	Precio						

Figura 42: Plantilla para la elaboración de las ofertas simples para el simulador implementado. Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, para ofrecer una cierta aleatoriedad en la curva de oferta de energía eléctrica, se ha realizado un modelado de la generación eólica, de manera que se obtengan unos parámetros que servirán para realizar ofertas a precio 0 €/MWh, que es el precio al que ofertan este tipo de tecnologías. Esto hará que el precio de casación sea inferior al que sería de no tener en cuenta dicha energía eólica.

5.2.1. Modelado probabilístico de la generación eólica

Al incorporar una cierta componente aleatoria a la curva de ofertas de producción, se conseguirá que el simulador del mercado diario tenga un comportamiento similar al mercado real.

Normalmente (si bien va a elección del operador del simulador) no participan agentes con costes variables nulos, ya que su trabajo a la hora de realizar ofertas sería monótono, ofertando siempre al mínimo precio. En el sistema eléctrico español el caso más destacado es el de la energía eólica, que en ciertos momentos supera el 40% del mix de potencia de generación. El problema de los agentes de producción eólica es la predicción del viento para el día a ofertar, lo que no es objeto del presente trabajo. Por esta razón, se decide analizar estadísticamente los datos de generación eólica del año 2012, a fin de poder aproximarlos a una función de distribución conocida y así poder generar unos valores aleatorios que se asemejen a la realidad. Es generalmente conocido que una de las distribuciones que se utilizan en la modelización de la velocidad del viento es la de Weibull, tal y como se explica detalladamente en [13]. Con dicha descripción, se hace un análisis para demostrar que dicha hipótesis es cierta para los datos de generación eólica del 2012, utilizando como herramienta el software Matlab® que dispone de aplicaciones estadísticas que permiten modelar unos inputs, comparándolos gráficamente con la distribución aproximada.

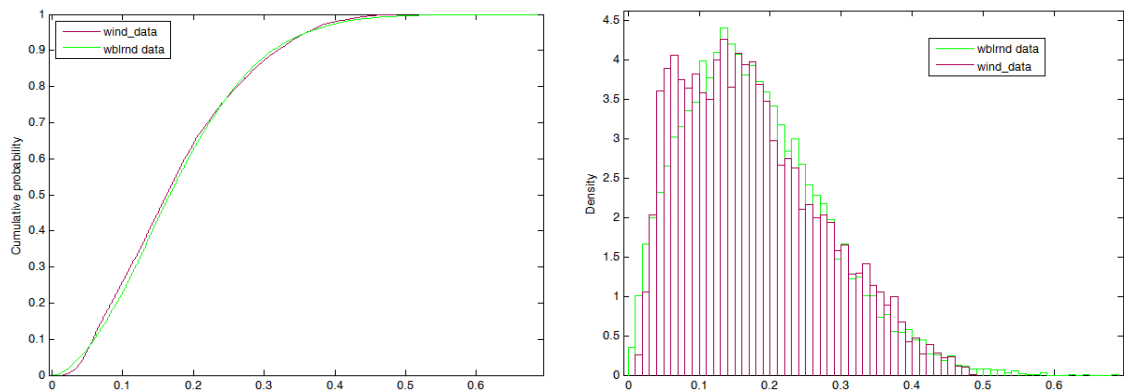


Figura 43: Representación de los resultados del análisis probabilístico de Weibull.

Derecha: Función de densidad acumulada. Izquierda: Función de densidad.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 43 se muestran las funciones de densidad que comparan los datos reales de generación, correspondientes a los datos de todas las horas del año 2012 (rojo), con los datos aleatorios generados siguiendo una distribución de Weibull (verde). Como se puede observar se demuestra una gran similitud en los resultados obtenidos, por lo que se acepta la hipótesis de generar unos valores aleatorios siguiendo una distribución de Weibull, a partir de los resultados obtenidos.

Este modelo servirá de referencia a la hora de incorporar la aleatoriedad a la curva de ofertas de producción, generando y escalando la producción de energía eólica al total de producción del mercado diario correspondiente. Dicha energía escalada se incorporará directamente como una oferta con un precio asignado igual a 0 €/MWh, junto con el resto de ofertas recibidas por parte de los agentes productores. Este modelo no afecta al modelado del proceso de casación.

5.3. Interfaz del simulador del mercado diario

Para el correcto funcionamiento del simulador es necesario conocer los pasos necesarios a realizar. Por ello, el objetivo de este apartado es dar a conocer el aspecto que presenta el simulador, explicando las funciones de cada una de las partes y la secuencia de pasos a seguir. Esta guía servirá de ayuda al operador del simulador, que ejercerá el rol de Operador del Mercado (OM), y será el que decidirá el modelo de casación que se aplicará en cada uno de los casos simulados. Esta interfaz, tal y como se observa en la Figura 44, también ofrece la posibilidad de visualizar los resultados, cosa que servirá de ayuda a OSIM para explicar a los alumnos los resultados del proceso de casación.

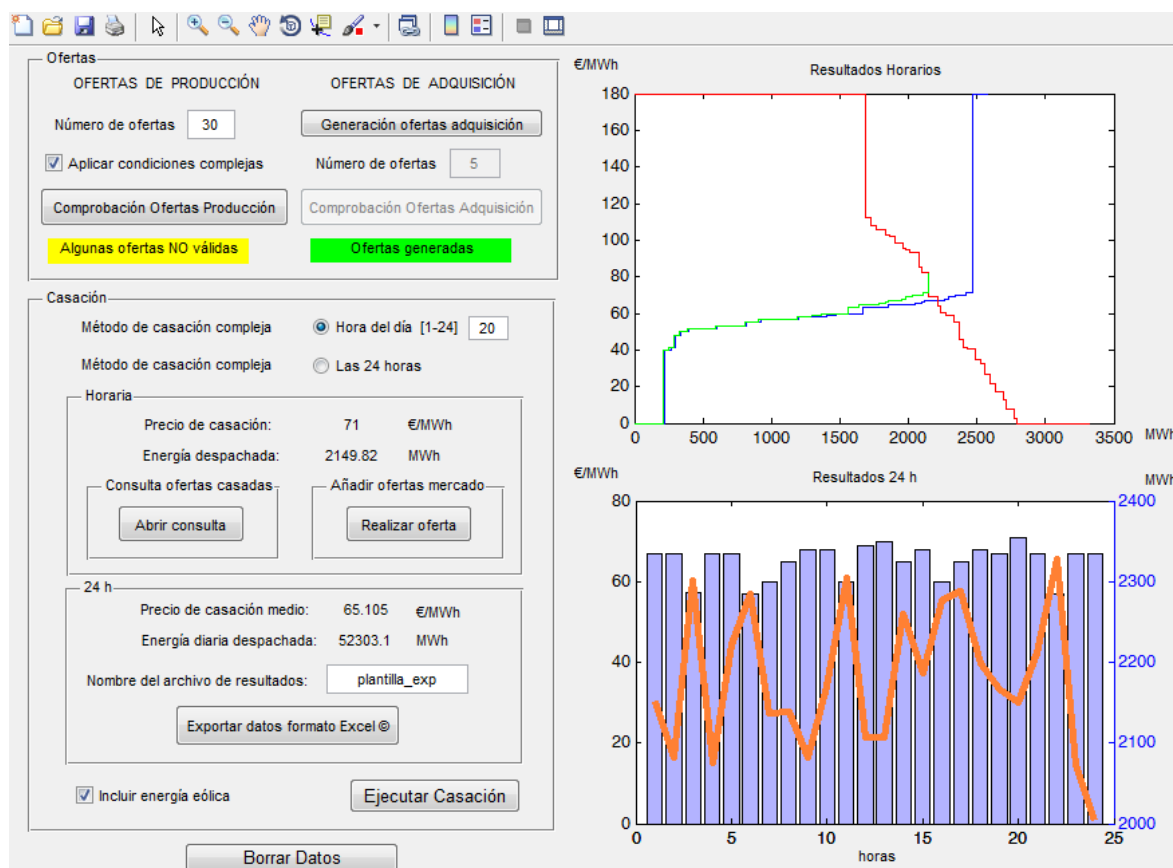


Figura 44: Imagen de la interfaz del simulador. Fuente: Elaboración propia.

5.3.1. Panel de ofertas

Este panel será el punto de partida para que, una vez obtenidas las ofertas de los agentes que participan en el mercado y establecidos los datos de entrada, se inicie el proceso de verificación de condiciones, sujetas a las reglas del mercado. Tal y como muestra la Figura 45, primeramente se debe indicar el número de ofertas que se espera recibir, dependiendo del número de unidades de generación para las ofertas de producción y del número de agentes con el rol de comercializadores. En caso de no haber ningún agente con dicho rol, se deben generar las ofertas automáticamente, pulsando el botón *Generación ofertas adquisición*, lo que inhabilitará la parte correspondiente a recibir ofertas por agentes comercializadores (y viceversa).

Al pulsar el botón para generar las ofertas automáticamente, se abre una ventana como la que muestra la Figura 46, en la cual se eligen las variables de entrada que se deseen, pudiendo escoger el día de la semana, el trimestre y el número de tramos que se realizará en la curva de demanda. Esta ventana también permite que los alumnos vean la previsión

de demanda para el día correspondiente al que realizan sus ofertas, pudiendo adoptar las estrategias que crean oportunas.

Uno de los elementos importantes, y que también afecta de manera directa al proceso de casación, es el “*check box*” que permite elegir entre aplicar o no las condiciones complejas en la simulación.

Figura 45: Imagen del panel de ofertas. Fuente: Elaboración propia.

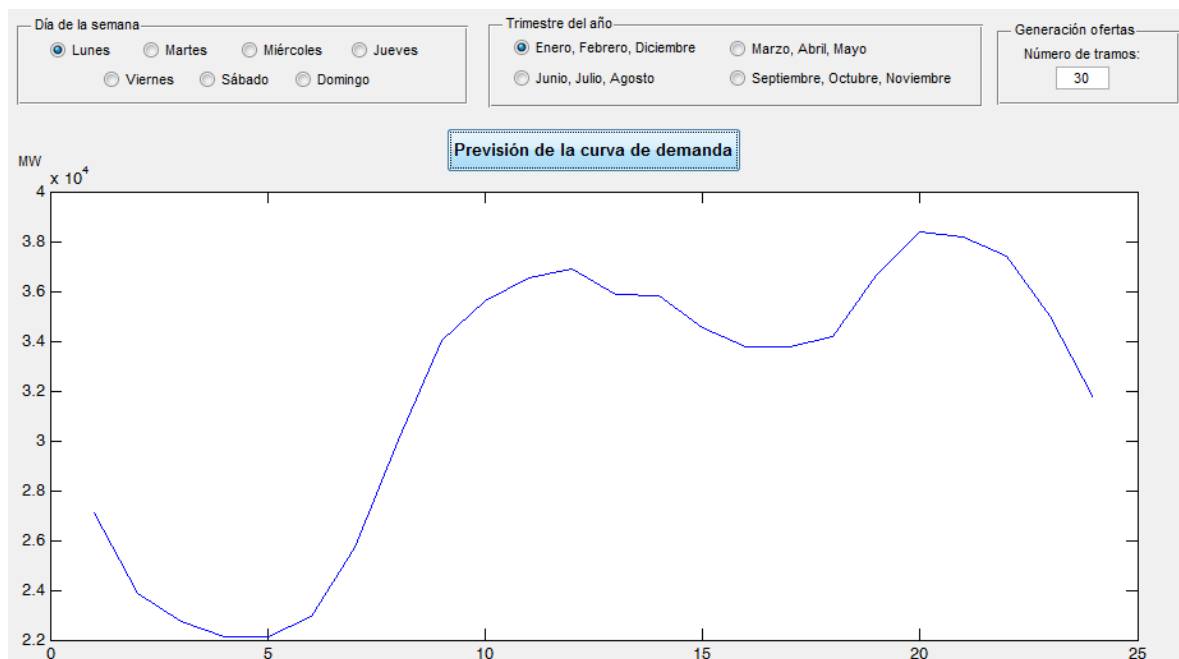


Figura 46: Imagen del panel de generación de ofertas de adquisición. Fuente: Elaboración propia.

Una vez indicado el número de ofertas esperado y el tipo de condiciones que se espera recibir, se pueden comprobar las ofertas de producción recibidas, al igual que en caso de las ofertas de adquisición. Al haber terminado el proceso de verificación de las ofertas, sale

un mensaje que indica que el proceso ha terminado y nos da información sobre el estado de las ofertas. Dicho estado también queda indicado en los cuadros de texto inferiores del panel, con el fondo del cuadro en verde en caso de obtener todas las ofertas correctamente, o con el fondo amarillo en caso de haber alguna oferta que no cumple con las reglas del mercado.

5.3.2. Panel de casación

Es el panel correspondiente a todas las variables de entrada que hacen referencia al proceso de casación. Además de la introducción de estas variables, tiene partes donde se indican los resultados numéricos del proceso de casación, así como la posibilidad de exportarlos en una hoja de datos en formato Excel®.

La primera parte del panel consiste en elegir la cantidad de periodos horarios que se desea realizar el proceso de casación, pudiendo elegir entre dos opciones:

- Un único periodo horario del día: con esta opción, se debe indicar la hora del día que se desea simular, obteniendo como resultado un precio marginal y un volumen de energía a despachar. Además, automáticamente se muestran las curvas de ofertas en el gráfico de la derecha (arriba).

Esta opción también incluye la posibilidad de consultar los resultados para uno de los agentes de mercado que participen en el día simulado. Al pulsar el botón “Abrir Consulta” aparece la ventana indicada en la Figura 48. Como se puede observar, al indicar la hora y el número de unidad de generación (o unidad comercializadora) se muestran los sus resultados de energía, precio y márgenes obtenidos.

Además, una vez realizada la casación, se permite añadir ofertas a fin de poder observar el comportamiento del mercado ante unas ofertas atípicas. Dichas ofertas pueden ser tanto de compra como de venta de energía, y los resultados se muestran en el mismo gráfico, de manera que permite compararlos con los resultados de la primera casación. Para usar dicha aplicación se debe pulsar el botón “Realizar oferta”, que se encuentra en el panel “Añadir ofertas mercado”. Al hacerlo se abre una nueva ventana, tal y como muestra la Figura 49, en la cual se debe indicar el precio y el volumen de energía que se desea ofertar, ya sea una oferta de adquisición o de producción de energía.

Casación

Método de casación compleja Hora del día [1-24]

Método de casación compleja Las 24 horas

Horaria

Precio de casación: 71 €/MWh

Energía despachada: 2149.82 MWh

Consulta ofertas casadas

Añadir ofertas mercado

24 h

Precio de casación medio: 65.105 €/MWh

Energía diaria despachada: 52303.1 MWh

Nombre del archivo de resultados:

Incluir energía eólica

Figura 47: Imagen del panel de casación. Fuente: Elaboración propia.

Consultar resultados de venta

Hora	Generador	Energía casada	Precio cassado	Margenes obtenidos
<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="11"/>	220	64.5	2494.8

Consultar resultados de compra

Hora	Consumidor	Energía casada	Precio cassado	Margenes obtenidos
<input type="text" value="--"/>	<input type="text" value="--"/>	--	--	--

Figura 48: Imagen de la ventana de consultas de resultados horarios. Fuente: Elaboración propia.

Figura 49: Imagen de la ventana de añadir ofertas de mercado. Fuente: Elaboración propia.

- Las 24 horas del día: con esta opción, el operador del simulador da la orden de realizar el proceso de casación para todos los periodos horarios, dando como resultado el precio marginal medio y el volumen de energía despachado para las 24 horas. Al igual que en el caso anterior, se muestran los resultados gráficamente. El precio corresponde a la serie de tipo barras y el volumen de energía a la serie tipo línea.

Como ya se ha dicho, esta opción permite exportar los resultados en una hoja de datos, tal y como muestra el ejemplo de la Figura 50, pulsando el botón “Exportar datos formato Excel[®]” y previamente habiendo indicado el nombre que recibirá el archivo de exportación.

Resultados de la casación del día simulado						
Horas	1	2	...	23	24	
Energía despachada	1807,74	1904,92	...	1805,99	1809,05	
Precio casación	62	64,35	...	65	65	
Generador 1						
Hora	1	2	...	23	24	Total día
Energía ofertada	100	100	...	100	100	400
Energía casada	100	100	...	100	100	400
Último precio casado	58,35	58,35	...	58,35	58,35	233,4
Ingresos	6200	6435	...	6500	6500	25635
Margen obtenido	365	600	...	665	665	2295
Beneficios	3012,02	3247,02	...	3312,02	3312,02	12883,0629

Figura 50: Ejemplo hoja de resultados de la exportación. Fuente: Elaboración propia.

Cabe indicar que los resultados, tanto numéricos como gráficos no aparecerán hasta que el OSIM pulse el botón “Ejecutar casación”. Sin embargo, antes de realizar este paso, al operador se le da la opción de aplicar una aleatoriedad en la curva de ofertas. Se trata de

incorporar una cierta cantidad de energía eólica, ofertada a precio cero. Dicha cantidad se establece según el modelo expuesto en el apartado 5.2.

5.3.3. Visualización gráfica de resultados

En la interfaz existen dos gráficos, tal y como muestra la Figura 51. El gráfico superior corresponde a la visualización de las curvas de venta y de compra, correspondientes a la hora indicada en el “panel de casación” una vez elegido el modo de casación horario. Este gráfico permite ver la distribución de las ofertas realizadas, así como la diferencia entre la casación simple y la casación compleja (en caso que se haya elegido dicho modelo de casación). Asimismo, en caso de añadir alguna oferta adicional al proceso de casación previo, en este gráfico se muestran las curvas de la casación anterior con las curvas resultantes de la nueva casación, pudiendo comparar ambos resultados, tal y como muestra la Figura 52.

El gráfico inferior, indica los resultados de precios marginales y volúmenes de energía obtenidos en el proceso de casación de las 24 horas del día, siempre y cuando se tenga elegida dicha opción en el momento de ejecutar el programa. El eje de la izquierda indica el precio que se obtiene en cada periodo horario, correspondiente a cada barra. El eje de la derecha indica el volumen de energía casado en cada periodo, atendiendo a la serie lineal.

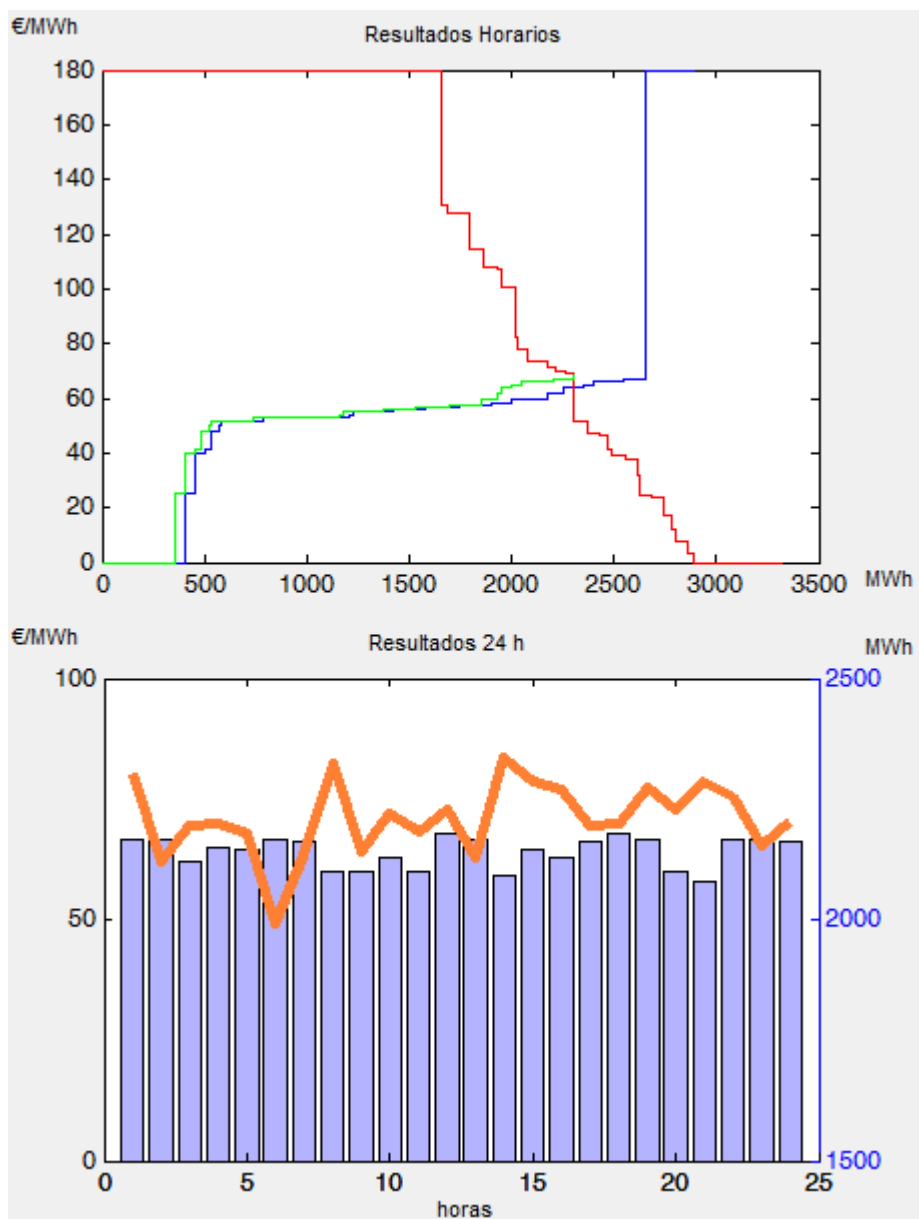


Figura 51: Ejemplo de la visualización gráfica de resultados. Fuente: Elaboración propia.

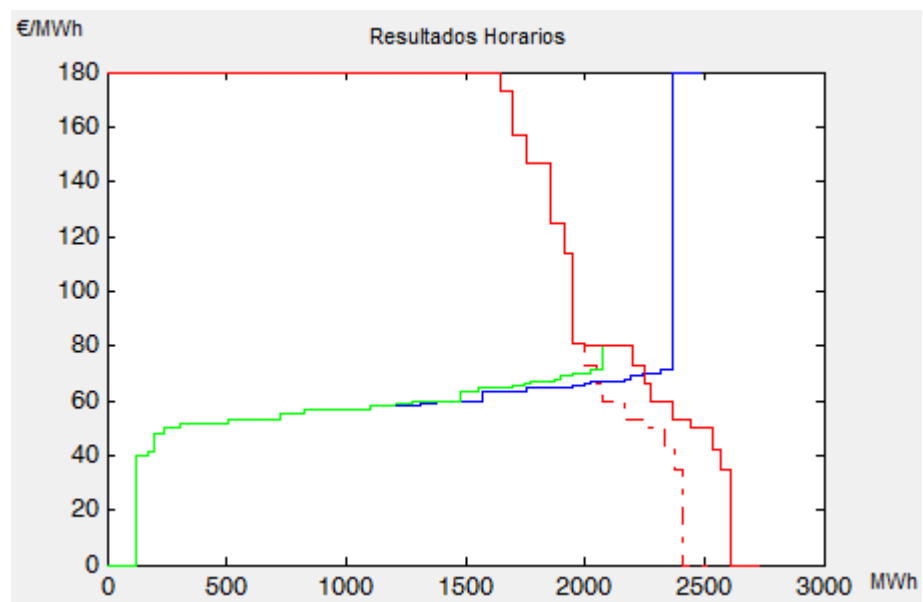


Figura 52: Ejemplo de la visualización gráfica de resultados horarios al añadir una oferta de adquisición. Fuente: Elaboración propia.

6. Impacto medioambiental

La Ley 21/2013, de 9 de diciembre sobre la evaluación ambiental, establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando en todo el territorio del Estado un elevado nivel de protección ambiental, con el fin de promover un desarrollo sostenible. Dicha ley, hace referencia a la Directiva 2011/92/UE, por el derecho comunitario, transponiéndola al ordenamiento interno.

La Directiva 2011/92/UE del 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de terminados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente, define el Estudio de Impacto Ambiental como:

El instrumento clave para poder llevar a cabo una política ambiental preventiva, es decir, que pretenda evitar que se produzca el deterioro del medio ambiente en lugar de invertir posteriormente en restaurarlo y recuperarlo, la cual cosa no siempre es posible y, generalmente, es más costoso evitar el deterioro interviniendo a tiempo. Para conseguirlo, se ha de conocer con antelación lo que se pretenda hacer y el modo en que se hará. El procedimiento para autorizar, regular y poner condiciones a los proyectos o actuaciones a desarrollar es lo que se conoce como Evaluación de Impacto Ambiental.

6.1. Directiva RAEE

La Directiva de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos, 2002/96/CE, es una ley en vigor des del 13 de agosto del 2005 en toda la Unión Europea. Esta ley promueve el reciclaje, la reutilización y la recuperación de los residuos de estos equipos para reducir su contaminación.

Se debe tener en cuenta que en el presente proyecto, la utilización del hardware ha sido constante, ya que hay un gran trabajo de programación que ha ocupado la mayor parte del proyecto. Además, para la utilización del software implementado es necesario utilizar siempre el hardware, por lo que se le aplica la Directiva de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos citada anteriormente.

6.2. Directiva RoHs

La Directiva 2002/95/CE de Restricción de ciertas Sustancias peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos, fue adoptada por la Unión Europea en febrero de 2003. La directiva RoHs, igual que la RAEE, fue transpuesta en España con el RD 208/2005.

Por lo que hace referencia a esta directiva, se restringe el uso de seis materiales peligrosos en la fabricación de diferentes tipos de equipos eléctricos y electrónicos en las cantidades que se indican en la Figura 53. Las seis sustancias peligrosas corresponden a: plomo, mercurio, cadmio, cromo VI, PBB (Polibromobifenilos) y PBDE (Polibromodifenilo étere).

Sustancia	Símbolo	Cantidad máxima permitida
Plomo	Pb	0,1 %
Mercurio	Hg	0,1 %
Cadmio	Cd	0,01 %
Cromo Hexavalente	Cr(VI)	0,1 %
Polibromobifenilos	PBB	0,1 %
Polibromodifenilétereos	PBDE	0,1 %

Figura 53: Relación de sustancias que limita la directiva RoHs. Fuente: RD 208/2005.

De los componentes que se integran en la Figura 53, los cuatro primeros hacen referencia a metales pesados y los dos últimos son compuestos orgánicos que intervienen en la fabricación de algunos plásticos ignífugos.

Todos estos componentes forman parte del hardware de un PC, que se utilizan para el desarrollo y utilización del software objeto del presente proyecto, y atiende al cumplimiento de dicha normativa, evitando el uso de hardware que no tenga el certificado que lo demuestre.

6.3. Análisis del impacto ambiental del proyecto

Por la naturaleza del proyecto, no es muy relevante realizar una evaluación de impacto ambiental, ya que se trata del desarrollo de un software. La única parte de hardware que interviene a la hora de programar y utilizar el software son los PC que se utilizan, los cuales ya garantizan el cumplimiento de las directiva mencionadas.

Este proyecto se ha realizado como respuesta a la necesidad de ofrecer a los alumnos la posibilidad de simular su participación en el mercado diario, jugando un rol de agente del

mercado, con la finalidad de profundizar de manera práctica en el conocimiento de su funcionamiento del mercado real.

Como se ha dicho, el único punto a tener en cuenta en relación al impacto ambiental del presente proyecto, es el hecho de utilizar hardware que cumpla con las directivas RAEE y RoHs.

7. Estudio económico

En este apartado se llevará a cabo el análisis económico del proyecto, es decir, se realizará un estudio de todos los costes asociados al proyecto para ver el coste total del mismo.

Los costes del proyecto se dividen en tres grupos: recursos humanos, recursos materiales y recursos de investigación y desarrollo.

7.1. Recursos humanos

El coste de personal representará el coste en concepto de todas las horas invertidas en el proyecto. Los costes de personal se han dividido en las diferentes tareas realizadas, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Concepto	Precio por hora	Horas realizadas	Coste
Investigación	45 €/h	200 h	9.000 €
Diseño	45 €/h	150 h	6.750 €
Implementación	30 €/h	450 h	13.500 €
Documentación	20 €/h	75 h	1.500 €
TOTAL		875h	30.750 €

Figura 54: Coste de personal del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

7.2. Recursos I+D y material

La siguiente tabla muestra el presupuesto destinado a los dispositivos que conforman el hardware y software utilizados. El ordenador presupuestado presenta un procesador Intel® Core™ i5-3330, CPU de 3 GHz y memoria RAM de 16 GB y el monitor es el BENQ T902HDA. El software utilizado es el MATLAB® 2013a, y debido a que es una licencia compartida, el precio se divide entre los usuarios de la misma.

Concepto	Precio por unidad	Unidades	Coste
Ordenador	560 €	1	560 €
Monitor BENQ	207 €	1	207 €
MATLAB 2013a	6.000 €	0,25	1.500 €
TOTAL			2.267 €

Figura 55: Coste de I+D y material del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

7.3. Coste total del proyecto

El coste total del proyecto es de 33017€, donde la mayor parte la representan los costes de personal, tal y como se observa en la siguiente tabla:

Concepto	Coste
Recursos Humanos	30.750 €
Recursos I+D y material	2.267 €
TOTAL	33.017 €

Figura 56: Coste total del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones

Los objetivos del proyecto se han asimilado satisfactoriamente.

Por un lado se ha explicado la evolución que ha sufrido el sistema eléctrico español, pasando de una operación tradicional (regulada) a marco liberalizado, en el cual se acaba con la estructura vertical de las empresas que gestionaban la mayor parte del sistema.

También se han descrito detalladamente las diferentes partes que forman el mercado eléctrico ibérico, resultando ser una suma de mercado con funciones y horizontes distintos, operados por dos partes diferenciadas: OMIE y OMIP. A partir de aquí, y una vez explicado con detalle el funcionamiento de cada una de las partes del mercado, se ha modelado la parte correspondiente al mercado diario, realizando un modelo que se asemeja al modelo real de casación, y otro modelo más simple, en el cual no se tienen en cuenta las condiciones complejas que puedan introducir los agentes de mercado en sus ofertas.

Finalmente, se han implementado satisfactoriamente los modelos descritos en una interfaz gráfica, donde se manejan las ofertas a recibir de cada agente, las variables del modelo de casación, ejecutando el proceso descrito en el modelo y representando gráficamente y numéricamente los resultados obtenidos.

Así pues, en una visión de conjunto, se ha diseñado un software que permite asimilar el funcionamiento del mercado diario, haciendo que los participantes adquieran el rol de agentes de mercado, con el fin de que adquieran y consoliden sus conocimientos en la temática que explica el presente proyecto.

Trabajos futuros

- Incluir restricciones que hagan más dinámico el rol de agente comprador de energía eléctrica.
- Incluir el mercado intradiario, posterior al mercado diario a fin de ajustar las ofertas a las necesidades de cada agente de mercado.
- Incluir el mercado de futuros, para no depender al 100% de los mercados diario e intradiario, pudiendo con este comprar y vender la energía esperada para el día D, antes de entrar en el mercado diario para dicho día.

- Implementar el simulador en un entorno “Open Source”, para poder ejecutarlo sin la necesidad de tener el instalado el programa Matlab®.

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a Roberto Villafáfila, por darme la oportunidad de entrar en el CITCEA-UPC y por darme su confianza e implicación durante toda la elaboración del proyecto, aportando ideas y mejorando la aplicabilidad del simulador. Al CITCEA-UPC en general, agradecer la aportación del material necesario para la realización del proyecto.

En segundo lugar, pero no menos importante, la ayuda recibida por Pol Olivella, director del proyecto, que ha hecho un gran esfuerzo para poder revisar el proyecto a fondo.

Gracias a Héctor Fernández por la revisión ortográfica de la memoria llevada a cabo. Agradecer también a Xavier Cordoncillo, que me dio los primeros conocimientos sobre el mercado eléctrico y que se ha involucrado en el proyecto, aportando otros puntos de vista y sugiriendo mejoras y dando otras aplicaciones al simulador.

En el ámbito personal, agradecer a mi pareja, Marina, el apoyo que me ha dado, preguntando cada día sobre el estado del proyecto e interesándose por mí en los momentos más difíciles. Agradecer también a mi familia, que me daba ánimos en los días de trabajo que parecían no terminar nunca, cerrando el ordenador a altas horas de la madrugada.

Mis más sinceros agradecimientos a todos.

Bibliografía

- [1] Contreras, J.; Conejo, A.J.; de la Torre, S.; Munoz, M.G., *Power engineering lab: electricity market simulator*, Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , vol.3, no., pp.1475 vol.3,, 25-25 July.
- [2] Leonardo Meeus; Konrad Purchala; Ronnie Belmans, *Power System Economics Lab: European Energy Trading Platform*, IASTED PES conference location:Florida, USA date:November 27-Dec.1, 2004.
- [3] Contreras, J.; Losi, A.; Russo, M., *JAVA/MATLAB simulator for power exchange markets*, Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on , vol., no., pp.106,111, 2001.
- [4] Beato Blanco, Paula, *ICE Política Económica Española*, noviembre 2005, Nº 826.
- [5] B.O.E., *Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica*, 20 de abril de 2001.
- [6] MINETUR, *Energía Eléctrica – Estructura del sector*. 31 de enero de 2013.
- [7] OCE (Observatorio Crítico de la Energía). 2ª edición, 28 octubre de 2012.
- [8] MIBEL (Mercado Eléctrico de la Electricidad). www.mibel.com. Consultado marzo 2014.
- [9] González Crespo, Manuel, *Ciclo del Combustible Nuclear*, Ed. UNESA, 2013.
- [10] Red Eléctrica España, REE. www.ree.es. Consultado abril 2014.
- [11] A. Seppälä. *Load research and load estimation in electricity distribution*. PhD thesis, Helsinki University of Technology, 1996.
- [12] V. Neimane. *On development planning of electricity distribution networks*. PhD thesis, Royal Institute of Technology, 2001.
- [13] Thomas Ackermann; *Wind Power in Power Systems*, Second edition, 2012.

- [14] PRICE COUPLING OF REGIONS, initiative of seven European Power Exchanges, Stakeholder Forum on Electricity Network Code Developments in Belfast; 2013. <https://www.epexspot.com/en/market-coupling/pcr>. Consultado abril 2014.