



Universidad de
Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN.

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ÁREA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTUDIO DE PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA A UN
CONSUMIDOR ELECTROINTENSIVO**

FERNÁNDEZ LÓPEZ, Carlos

TUTOR: D. José Esteban Fernández Rico

FECHA: (Junio, 2020)



RESUMEN

Se definen como consumidores electrointensivos aquellas empresas industriales en cuyos procesos productivos el consumo de energía eléctrica resulta especialmente gravoso y comprometedor para su competitividad.

El sector electrointensivo en España engloba multitud de grandes consumidores industriales, siendo una de sus caras más visibles la compañía a la cual se le plantea este estudio, de la que no se detalla más información en este trabajo por motivos de confidencialidad.

La situación actual de este cliente industrial gira en torno a un clima de incertidumbre sobre su futuro, tras la paralización de varias de sus plantas debido en gran medida al elevado precio de la electricidad.

En este contexto, la compañía ha manifestado su descontento con el precio actual de la energía y cómo este factor ha influido gravemente sobre su competitividad y fomentado la paralización de gran parte de su actividad.

A raíz de esta situación, se plantea la realización de un estudio de optimización energética a la principal planta de producción de este cliente, el cual es la base del presente trabajo fin de máster, con el objetivo de reducir el coste energético de la planta, determinante para su competitividad y su futuro a corto y largo plazo.

Este estudio se ha desarrollado gracias a la iniciativa y el apoyo del grupo Ignis y bajo la supervisión de Don Santiago Bordiú García-Ovies, director del departamento de Desarrollo de Negocio.

Se han planteado tres propuestas de optimización energética, todas ellas orientadas a reducir el coste eléctrico del cliente, estas son; la participación de la planta industrial propiedad del cliente en los servicios de balance del sistema eléctrico, la construcción de un parque eólico en las proximidades de la planta que permita el autoconsumo por parte de la compañía y, por último, la instalación de una cogeneración que reduzca su actual consumo de vapor y permita autoconsumir parte de la energía eléctrica generada.

Para ello se ha realizado un estudio previo de las tres propuestas, evaluando los principales requisitos necesarios para su implementación, así como su viabilidad tanto técnica como económica, planteando una serie de modelos que permitan obtener una estimación de los ahorros en el coste energético que supondría para el cliente la realización de estas alternativas.

Analizados todos estos parámetros se obtuvieron conclusiones acerca de la rentabilidad de las propuestas estudiadas y se propusieron algunas líneas sobre las que sería conveniente ampliar el estudio.



ÍNDICE

1. OBJETO DEL TRABAJO.....	1
2. GRUPO IGNIS.....	4
2.1 IGNIS ENERGÍA	4
2.2 IGNIS CAPITAL.....	5
2.3 IGNIS DESARROLLO.....	6
2.4 IGNIS O&M	8
3. EL SECTOR ELÉCTRICO.....	10
3.1 INTRODUCCIÓN	10
3.2 MARCO REGULATORIO	12
3.3 FUNCIONAMIENTO	13
3.3.1 Actividades reguladas	13
3.3.2 Actividades liberalizadas.....	15
3.3.3 Resumen	18
3.4 EL MERCADO ELÉCTRICO.....	20
3.4.1 Operador del sistema	20
3.4.2 Operador del mercado	21
3.5.3 Mercado mayorista	22
3.5.4 Mercado minorista.....	39
3.5.5 Precio final de la energía eléctrica.....	43
4. ESTUDIO DE LAS PROPUESTAS.....	49
4.1 PROPUESTA Nº1: GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	49
4.2.1 Regulación secundaria.....	49
4.2.2 Regulación terciaria y gestión de desvíos	59
4.2.3 Dificultades encontradas.....	62
4.2.3 Planteamiento final.....	63
4.2 PROPUESTA Nº 2: AUTOCONSUMO EÓLICO	64
4.2.1 Consideraciones previas	64
4.2.2 Aspectos técnicos	64
4.2.3 Aspectos económicos.....	66
4.2.4 Dificultades encontradas.....	74
4.3 PROPUESTA Nº 3: COGENERACIÓN.....	76
4.3.1 Consideraciones previas	76
4.3.2 Aspectos técnicos	76
4.3.3 Aspectos económicos.....	82
4.3.4 Dificultades encontradas.....	89
5. CONCLUSIONES.....	92
5.1 CONCLUSIONES GENERALES	92
5.2 AMPLIACIÓN DEL ESTUDIO	93
6. PRESUPUESTO.....	96
6.1 PRESUPUESTO DE INGENIERÍA	96
6.1.1 Personal	96
6.1.2 Equipos informáticos y software.....	96
6.1.3 Otros conceptos	96
6.1.4 Presupuesto final	97
6.2 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	97
6.2.1 Gestión de la demanda.....	97
6.2.2 Autoconsumo eólico	98
6.2.3 Cogeneración.....	99
7. BIBLIOGRAFÍA.....	101



FIGURAS

Figura 1: Esquema de las propuestas de optimización planteadas	2
Figura 2: Historial de crecimiento. Cartera del grupo Ignis	5
Figura 3: Localización y características plantas de purines.....	6
Figura 4: Central de ciclo combinado de Escatrón (Zaragoza).....	6
Figura 5: Parque fotovoltaico de Zaragoza (Aragón).....	7
Figura 6: Mapa parques fotovoltaicos de Zaragoza (Aragón).....	7
Figura 7: Cifras globales del grupo Ignis.....	8
Figura 8: Evolución en números del grupo Ignis	8
Figura 9: Variación anual de la demanda eléctrica peninsular y PIB. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018	10
Figura 10: Desglose del consumo de energía final en España año 2017. Fuente: MITECO.....	11
Figura 11: Desglose consumo de energía primaria en España año 2017. Fuente: MITECO.....	11
Figura 12: Evolución del consumo de energía primaria en España. Fuente: Informe del Sector Eléctrico 04/2017	11
Figura 13: Esquema actividades del sector eléctrico	13
Figura 14: Mapa de las redes de transporte y distribución en España.....	14
Figura 15: Mapa de las zonas de distribución y compañías	15
Figura 16: Estructura de la generación eléctrica peninsular, años 2017 y 2018. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018.....	15
Figura 17: Evolución de la potencia eléctrica renovable y no renovable. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018	16
Figura 18: Evolución de la potencia eléctrica instalada peninsular. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018 ..	16
Figura 19: Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares, año 2018. Fuente: Red Eléctrica de España.....	17
Figura 20: Cuota de mercado libre por segmento a 30 de junio de 2019. Fuente: CNMC.....	18
Figura 21: Esquema de funcionamiento del sistema eléctrico	19
Figura 22: Resumen actividades del sector eléctrico.....	19
Figura 23: Secuencia de mercados en el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL)	22
Figura 24: Curva agregada de oferta para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: OMIE	24
Figura 25: Posición típica de las tecnologías en la curva agregada de oferta	25
Figura 26: Curva agregada de demanda para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: OMIE	26
Figura 27: Posición típica de los consumidores en la curva agregada de demanda.....	27
Figura 28: Diferencia de precios entre España y Portugal, media anual. Fuente: OMIE.....	28
Figura 29: Casación curvas agregadas de oferta y demanda para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: OMIE	30
Figura 30: Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh) año 2018. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018	36
Figura 31: Desglose precio final del mercado mayorista para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: REE	38
Figura 32: Componentes del precio final del mercado mayorista año 2018. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018	38
Figura 33: Evolución del precio final del mercado mayorista (€/MWh), años 2017 y 2018. Fuente: REE	39
Figura 34: Repercusión de los servicios de ajuste en el precio final (€/MWh), años 2017 y 2018. Fuente: REE ..	39
Figura 35: Evolución de las compras según tipo de comercializadora (TWh). Fuente: Red Eléctrica de España	41
Figura 36: Energía según tipo de consumidor (%).....	41
Figura 37: Periodos tarifarios.....	42
Figura 38: Desglose de la factura eléctrica.....	43
Figura 39: Evolución del saldo del sistema eléctrico. Fuente: CNMC.....	46
Figura 40: Previsión costes del sistema eléctrico año 2019. Fuente: Liquidación 14/2019 CNMC.....	47
Figura 41: Esquema de comunicación entre RCP y zonas de regulación.....	50
Figura 42: Funcionamiento a cargas parciales	52
Figura 43: Funcionamiento a carga máxima	53



<i>Figura 44: Simulación de operación en regulación secundaria</i>	54
<i>Figura 45: Telemetida simulada obtenida para las 24:00h</i>	56
<i>Figura 46: Telemetida simulada obtenida para las 03:00h</i>	56
<i>Figura 47: Telemetida simulada obtenida para las 06:00h</i>	57
<i>Figura 48: Telemetida simulada obtenida para las 10:00h</i>	57
<i>Figura 49: Telemetida simulada obtenida para las 13:00h</i>	57
<i>Figura 50: Telemetida simulada obtenida para las 17:00h</i>	57
<i>Figura 51: Telemetida simulada obtenida para las 20:00h</i>	57
<i>Figura 52: Telemetida simulada obtenida para las 22:00h</i>	57
<i>Figura 53: Tiempos de activación y mantenimiento de los servicios de balance. Fuente: Red Eléctrica de España</i>	60
<i>Figura 54: Perfil de distribución horaria de recurso eólico</i>	65
<i>Figura 55: Esquema del ahorro de autoconsumo sobre el precio final de energía</i>	67
<i>Figura 56: Hoja "Datos" del modelo Excel realizado</i>	70
<i>Figura 57: Hoja "Resultados" del modelo Excel realizado</i>	72
<i>Figura 58: Esquema desglose beneficio bruto</i>	73
<i>Figura 59: Ciclo combinado de Escatrón</i>	77
<i>Figura 60: Principales componentes y esquema simplificado de funcionamiento de un ciclo combinado</i>	78
<i>Figura 61: Vista aérea del ciclo combinado de Escatrón; principales componentes</i>	80
<i>Figura 62: Esquema de la implantación</i>	81
<i>Figura 63: Peajes regulados gas. Fuente: IDAE</i>	83
<i>Figura 64: Hoja "Datos" del modelo Excel realizado I</i>	86
<i>Figura 65: Hoja "Datos" del modelo Excel realizado II</i>	86
<i>Figura 66: Hoja "Resultados" del modelo Excel realizado</i>	87



TABLAS

<i>Tabla 1: Diferencia de precios entre España y Portugal, media anual. Fuente: OMIE</i>	28
<i>Tabla 2: Horarios del mercado intradiario. Fuente: OMIE</i>	30
<i>Tabla 3: Tarifas eléctricas</i>	42
<i>Tabla 4: Precios medios año 2019. Fuente: Red Eléctrica de España</i>	58
<i>Tabla 5: Consumos del cliente. Año 2019</i>	64
<i>Tabla 6: Desglose de costes para tarifa 6.4 del cliente</i>	69
<i>Tabla 7: Resumen de resultados</i>	74
<i>Tabla 8: Principales datos técnicos del ciclo combinado de Escatrón</i>	79
<i>Tabla 9: Cargos e impuestos regulados</i>	84
<i>Tabla 10: Resultados obtenidos</i>	88
<i>Tabla 11: Partida descompuesta: Personal</i>	96
<i>Tabla 12: Partida descompuesta: Equipos informáticos y software</i>	96
<i>Tabla 13: Partida descompuesta: Otros conceptos</i>	96
<i>Tabla 14: Presupuesto de ingeniería</i>	97
<i>Tabla 15: Presupuesto propuesta n°1: Gestión de la demanda</i>	98
<i>Tabla 16: Presupuesto propuesta n°2: Autoconsumo eólico</i>	98
<i>Tabla 17: Presupuesto propuesta n°2: Cogeneración</i>	99





1. OBJETO DEL TRABAJO

Se definen como consumidores electrointensivos aquellas empresas industriales en cuyos procesos productivos el consumo de energía eléctrica resulte especialmente gravoso y comprometedor para su competitividad.

En el presente trabajo fin de máster, se estudian una serie de propuestas de optimización energética para un consumidor electrointensivo. Concretamente, de la mano del grupo Ignis se ha realizado este estudio a un cliente industrial, cuya principal planta de producción situada en España, supone uno de los mayores consumos de energía eléctrica del país.

El desarrollo de este proyecto ha tenido lugar con el apoyo y la iniciativa del grupo Ignis. Todo ello bajo la dirección y supervisión de Don Santiago Bordiú García-Ovies, director del departamento de desarrollo de negocio.

A modo de esquema inicial, en la *Figura 1: Esquema de las propuestas de optimización planteadas* se representan de forma esquemática las tres propuestas objeto de estudio. En futuros apartados se detallarán las particularidades y principales características de cada una de ellas.

En términos generales, se trata de tres propuestas únicas e innovadoras, que aun siendo muy dispares entre sí, tienen como principal objetivo la reducción de los elevados costes derivados del consumo eléctrico de un consumidor electrointensivo como es este cliente y la mejora, por tanto, de su productividad y competitividad en el mercado.

A continuación, se categorizan las tres propuestas mencionadas:

Propuesta nº 1: Servicios de ajuste

Participación en los distintos servicios de ajuste del sistema eléctrico, tras la reciente resolución del 17 de diciembre de 2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que habilita a los consumidores a intervenir en este tipo de servicios, de cara a la obtención de ingresos.

Hasta ahora sólo los generadores estaban habilitados para participar en este tipo de servicios. Esta reciente modificación da lugar a un nuevo escenario de gran interés para grandes consumidores y hace de esta propuesta una opción única en el panorama eléctrico actual.

Propuesta nº 2: Autoconsumo eólico

Se plantea el desarrollo de un parque eólico, en las proximidades de la planta del cliente, y la venta de la energía producida al consumidor, en este caso el propio cliente, a través de la firma de un contrato de compraventa de energía a largo plazo, también denominado PPA (Power Purchase Agreement) físico con autoconsumo.

Se trata de un tipo de contrato muy extendido en el sector energético entre los grandes consumidores, puesto que garantiza un precio fijo de la energía durante un determinado periodo de tiempo, reduciendo así los riesgos relativos a la variabilidad del mercado.

En este caso el grupo Ignis sería el encargado de desarrollar y operar dicho parque eólico, así como gestionar tanto la energía autoconsumida por parte del cliente como los posibles excedentes que se generasen.

Propuesta nº 3: Cogeneración

La cogeneración se define como la producción conjunta, en un proceso secuencial, de energía mecánica y/o eléctrica y energía térmica útil. En esta propuesta se plantea la implantación de una cogeneración en las instalaciones de la planta del cliente, aprovechando el equipamiento del ciclo tipo Peaker propiedad del grupo Ignis, situado en la localidad de Escatrón-Zaragoza.

Esto permitiría sustituir una de las tres calderas de vapor con las que cuenta actualmente la planta objeto de estudio, así como autoconsumir la energía generada en el proceso.



Figura 1: Esquema de las propuestas de optimización planteadas





2. GRUPO IGNIS

IGNIS es un grupo empresarial español fundado en el año 2015, que desarrolla distintas líneas de negocio desde la producción, gestión y comercialización de energía eléctrica hasta la prestación de servicios de operación y mantenimiento a terceros. El grupo se divide principalmente en cuatro áreas, las cuales se detallan a continuación.

2.1 Ignis Energía

Es una de las áreas con mayor actividad. Se centra en la representación de generadores de energía en el mercado eléctrico actuando por tanto como agente de mercado, además de la comercialización de energía al cliente final.

La representación de generadores engloba múltiples servicios tales como:

- Agente vendedor de generadores en el mercado
- Programación de la planta de generación y cobertura del sobre coste de los desvíos
- Habilitación y participación en los servicios de ajuste del sistema
- Integración en la zona de regulación propiedad del grupo Ignis
- Gestión integral de la facturación, liquidaciones y trámites con Red Eléctrica de España (REE), el Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE) y la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMC)
- Operación de un centro de control 24x7 ante Red Eléctrica de España (REE)
- Interlocutor en tiempo real de las instalaciones de evacuación ante Red Eléctrica de España (REE)

Otra de las principales actividades de esta área es la comercialización de energía al cliente final, incluyendo los siguientes servicios:

- Suministro de electricidad y gas a consumidores
- Autoconsumo solar.
- Articulación de PPAs (contratos a largo plazo)
- Asesoramiento personalizado para la optimización del consumo energético.
- Gestión de la demanda para clientes industriales.
- Soluciones de movilidad eléctrica.
- Electrificación de cargas térmicas.

A modo de resumen, la actividad de Ignis Energía se centra en la gestión de la energía procedente de instalaciones de generación propias o de terceros y la comercialización de la misma a todo tipo de consumidores, desde grandes empresas de tipo electrointensivo (aquellas en las que su consumo de electricidad influye en gran medida en su competitividad) hasta pequeños y medianos consumidores, ya sean empresas o clientes particulares.

Parte de los conceptos que se están tratando son muy específicos del mercado eléctrico, por ello posteriormente se explicará con mayor detalle el funcionamiento de este mercado, así como sus particularidades.

Cabe destacar que el desarrollo de este proyecto ha tenido lugar en el área de Ignis Energía.

2.2 Ignis Capital

Su actividad se centra en la adquisición y estructuración de activos de generación de energía eléctrica. Es sin duda un área clave dentro del grupo, puesto que como se ha comentado previamente, el área de energía gestiona no solo las instalaciones de generación de terceros sino las de titularidad propia, es en este punto en el que entra en juego Ignis Capital, mediante la adquisición de plantas de generación, principalmente ciclos combinados, plantas de cogeneración y fotovoltaicas.

A modo de resumen, en la siguiente figura se puede observar la evolución en cuanto a la adquisición de activos experimentada por el grupo Ignis desde su fundación en el año 2015. Principalmente se ha centrado la actividad en plantas de cogeneración de purines (6 en propiedad), un ciclo combinado tipo Peaker situado en la localidad de Escatrón (Zaragoza) así como el constante crecimiento de una amplia cartera solar.



Figura 2: Historial de crecimiento. Cartera del grupo Ignis

En la Figura 3: Localización y características plantas de purines se muestran las localizaciones y las principales características de las plantas de cogeneración de purines y en la Figura 4: Central de ciclo combinado de Escatrón (Zaragoza) se observa una vista aérea del ciclo combinado tipo Peaker de Escatrón.

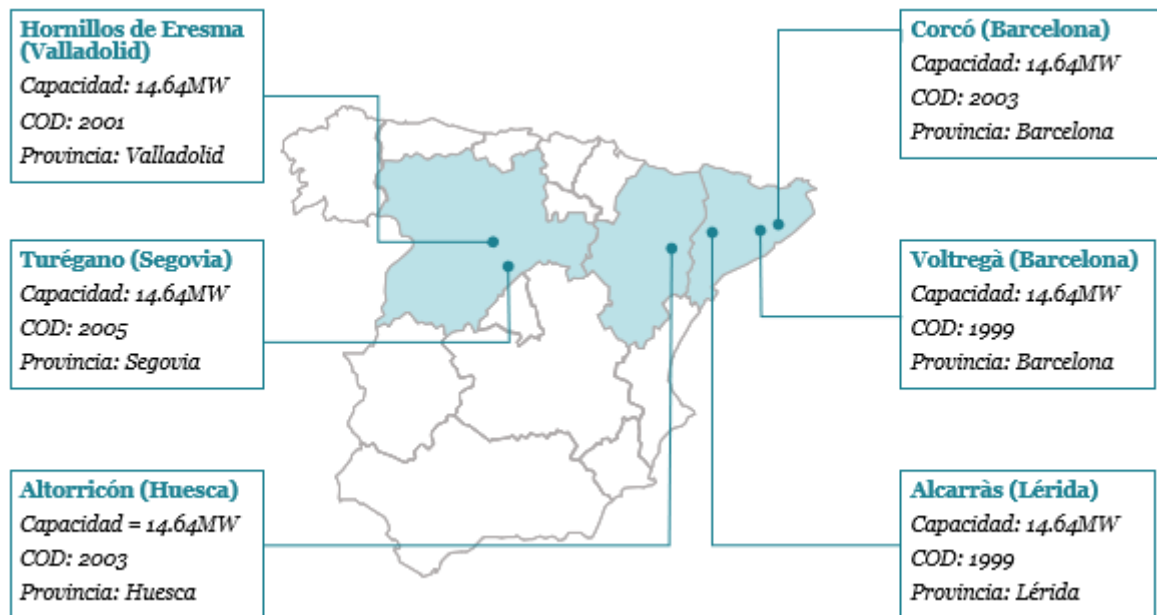


Figura 3: Localización y características plantas de purines



Figura 4: Central de ciclo combinado de Escatrón (Zaragoza)

2.3 Ignis Desarrollo

Una gran parte de los activos de generación con los que cuenta el grupo Ignis son centrales fotovoltaicas. En esta área se desarrollan proyectos renovables a gran escala, estando presentes en todas las etapas, desde la identificación de las ubicaciones y tramitación de los permisos hasta la ingeniería. Se trata por tanto de proyectos tipo EPC (Engineering, Procurement and Construction) también denominados proyectos llave en mano.

Se realiza una gestión integral de este tipo de contratos que abarca todas las etapas del proyecto.

En este sentido, en la actualidad el grupo Ignis ha desarrollado el mayor proyecto fotovoltaico de Europa, situado en Aragón (figura 5), con una potencia instalada de más de 800 MW, y, lidera el desarrollo renovable en España con más de 7000 MW en cartera.



Figura 5: Parque fotovoltaico de Zaragoza (Aragón)

El proyecto fotovoltaico desarrollado en Aragón está formado por múltiples parques situados en la provincia de Zaragoza, cuyo control operativo se realiza desde la central de ciclo combinado tipo Peaker propiedad también del grupo Ignis la cual se ha mencionado previamente. En la siguiente figura se muestra la localización geográfica de los distintos parques que conforman este proyecto único en Europa por su elevada potencia instalada.

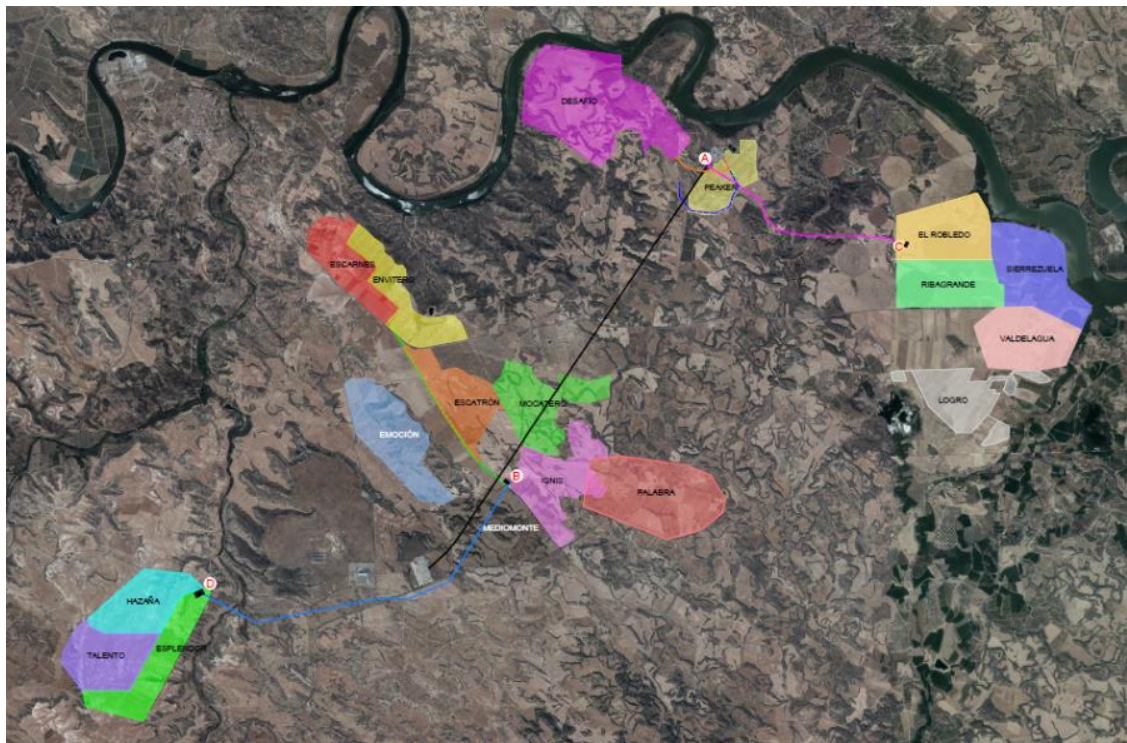


Figura 6: Mapa parques fotovoltaicos de Zaragoza (Aragón)

2.4 Ignis O&M

Desarrolla servicios de operación y mantenimiento tanto para las plantas de cogeneración, ciclos combinados e instalaciones de generación fotovoltaica propiedad del grupo como para terceros, así como labores de asesoramiento.

Estos servicios se aportan a más de 400 megavatios (MW) de centrales de gas (ciclo combinados y cogeneración) así como a 800 megavatios (MW) de plantas fotovoltaicas.

Por último, a modo de resumen final, en las siguientes figuras se muestran las cifras globales del grupo Ignis en la actualidad y la evolución del grupo desde su reciente fundación en el año 2015, respectivamente.



Figura 7: Cifras globales del grupo Ignis

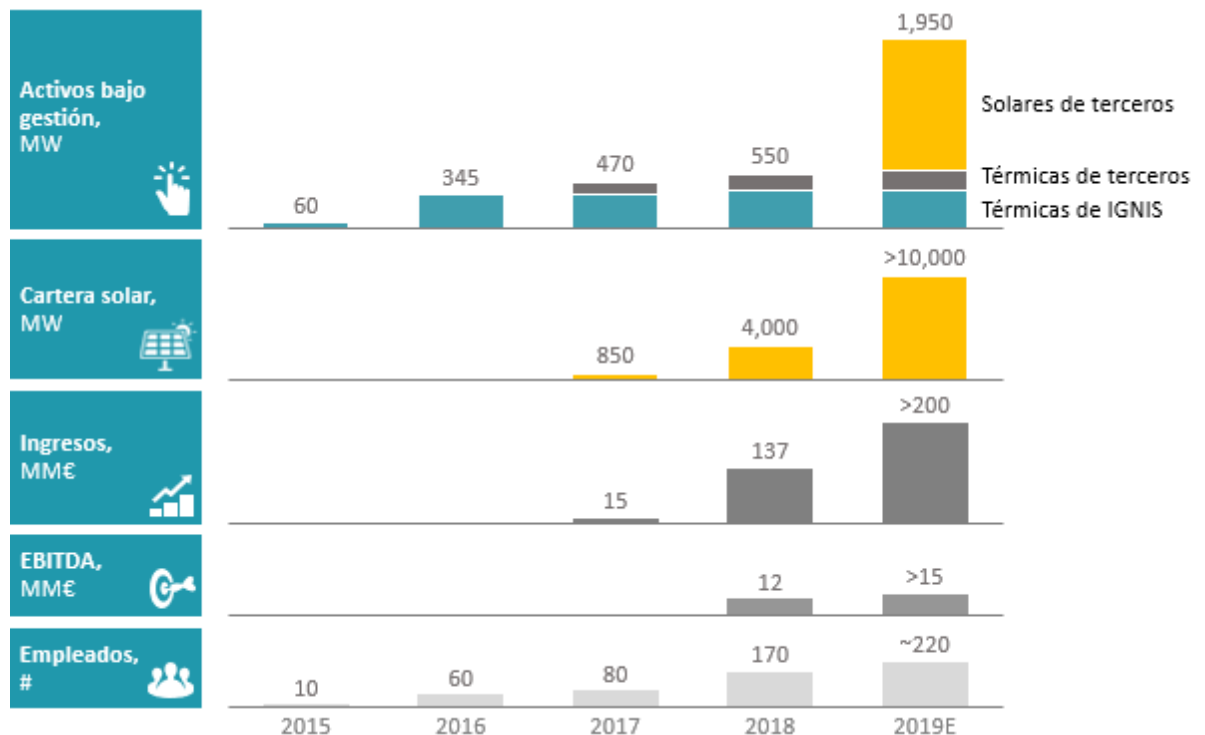


Figura 8: Evolución en números del grupo Ignis



3. EL SECTOR ELÉCTRICO

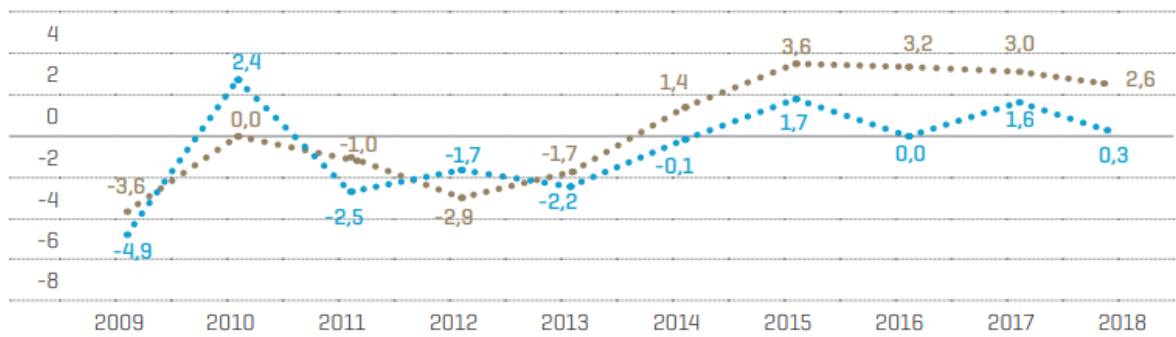
Para poder comprender el objetivo de este proyecto, la optimización energética de un consumidor electrointensivo, es necesario explicar y desgranar con todo detalle el funcionamiento, las características y particularidades del sector eléctrico español, puesto que gran parte del estudio realizado tiene como base todos estos conceptos.

Por ello en el presente apartado se pretende aportar una visión global del sector eléctrico, entrando más en detalle en aquellos aspectos que tendrán una especial relevancia de cara al presente trabajo fin de máster.

3.1 Introducción

La electricidad se define como la “*fuerza que se manifiesta por la atracción o repulsión entre partículas cargadas, originada por la existencia de electrones y protones*” (Real Academia Española, s.f.). Sin embargo, más allá de la mera definición, la electricidad es un elemento central en el desarrollo económico de un país, pero también es una señal del desarrollo social. El grado de consumo eléctrico per cápita y, sobre todo, el nivel de electrificación de un país, son señales claras del nivel de bienestar.

Muestra de ello es la correlación existente entre la demanda eléctrica y el índice de crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) en España, como se puede comprobar en la siguiente figura.



PIB DEMANDA CORREGIDA PENINSULAR

Figura 9: Variación anual de la demanda eléctrica peninsular y PIB. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018

En la actualidad el sector eléctrico supone casi una cuarta parte del consumo de energía final en España, solo por detrás de los productos petrolíferos, que constituyen algo más de la mitad del total (Figura 10: Desglose del consumo de energía final en España año 2017. Fuente: MITECO).

Esto se refleja también en el reparto del consumo de energía primaria (Figura 11: Desglose consumo de energía primaria en España año 2017. Fuente: MITECO), donde la creciente electrificación experimentada en España desde los años 80 ha conseguido reducir sustancialmente la fuerte dependencia del petróleo; en 1980 este supuso el 73% del consumo de energía primaria; en el año 2000, el 54%; y en 2015, el 42% (Figura 12: Evolución del consumo de energía primaria en España. Fuente: Informe del Sector Eléctrico 04/2017).

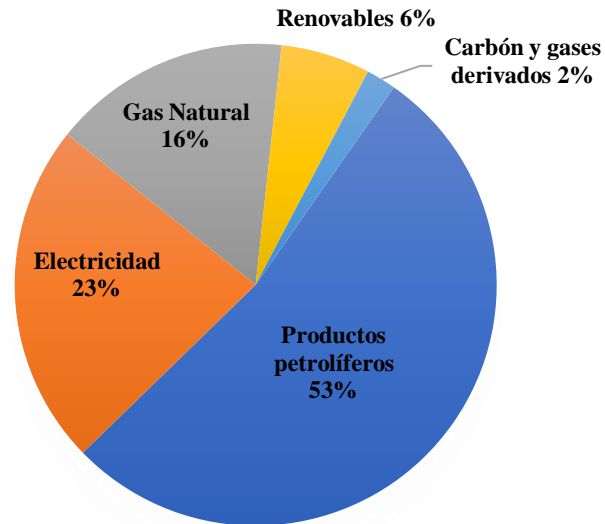


Figura 10: Desglose del consumo de energía final en España año 2017. Fuente: MITECO

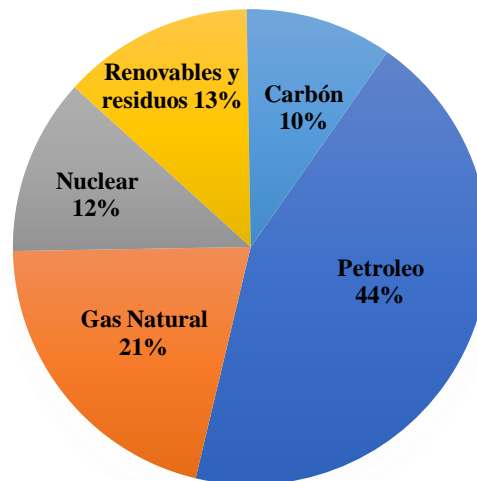


Figura 11: Desglose consumo de energía primaria en España año 2017. Fuente: MITECO

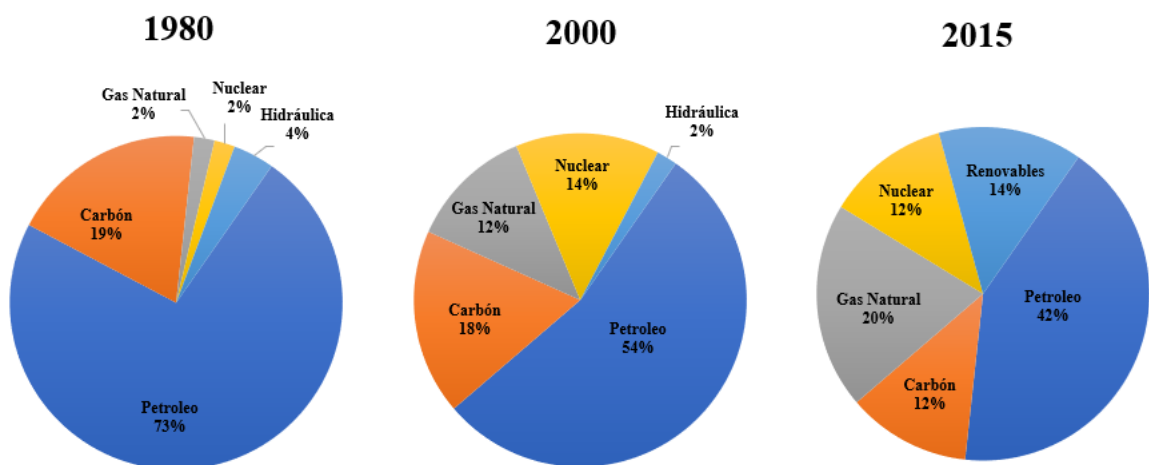


Figura 12: Evolución del consumo de energía primaria en España. Fuente: Informe del Sector Eléctrico 04/2017



3.2 Marco regulatorio

Para poder comprender el funcionamiento y particularidades del sector eléctrico es necesario hacer un breve resumen del marco normativo en el que se encuentra. Desde el inicio de 1998 el sector eléctrico español ha experimentado una gran transformación debido a las modificaciones regulatorias llevadas a cabo a raíz de la aprobación de la directiva europea 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Esta directiva tenía como objetivo principal la creación de un mercado interior de electricidad en la Unión Europea a partir de la liberalización de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica.

La Ley 54/1997, del 27 de noviembre, traspuso dicha directiva modificando de forma sustancial el marco regulador vigente hasta el momento. Hasta el año 1997, el sector eléctrico español estaba compuesto exclusivamente por empresas verticalmente integradas que desarrollaban en su seno todas las actividades propias del suministro energético; esto es, generación, transporte y distribución. Siendo el estado quien realizaba la actividad de comercialización

El sistema eléctrico funcionaba sobre la base del conocido como Marco Legal Estable, publicado a finales de 1987 en el Real Decreto 1538/1987. Sus principales objetivos eran:

- *Proporcionar un marco de referencia estable al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica y a la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste, posibilitando, por tanto, la prestación del servicio del suministro eléctrico en condiciones económicas adecuadas a los clientes finales.*
- *Fomentar la eficiencia en el sector eléctrico mediante el establecimiento de un sistema de incentivos en la gestión de las empresas.*
- *Conseguir la mayor estabilidad posible en la tarifa, en su variación anual, laminando el efecto de la entrada de explotación de nuevo equipo.*

(Red Eléctrica de España (REE), 2008)

Se implementó por tanto un sistema de tarifas que permitiese la realización de las inversiones planificadas, permitiendo la explotación unificada de los medios de producción y transporte y garantizando la estabilidad financiera del sector y de cada uno los agentes que lo componían.

En este esquema de funcionamiento, la Administración se reservaba la función de planificación del sector, tanto en lo referente a la instalación de nueva capacidad de generación como a la construcción de nuevas infraestructuras de red.

En cuanto al mercado de generación, las instalaciones eran retribuidas en función de sus costes estándares reconocidos. Dicha medida de costes incorporaba todos los costes de inversión, mantenimiento y operación, combustible y costes de capital circulante y era asimismo empleada para determinar la tarifa eléctrica.

Los ingresos obtenidos a través de la tarifa eran redistribuidos entre las diferentes compañías del sector con el fin de asegurar que cada una de ellas recuperara sus costes estándares de generación.

Sin embargo, existía un problema de base y es que en muchas ocasiones el sistema no reflejaba los verdaderos costes incurridos por las empresas de generación, las cuales agrandaban los datos en busca de una mayor retribución posterior por parte del estado.

Con la aprobación de la Ley 54/1997, antes mencionada, se modificó sustancialmente esta situación. El objeto básico de esta ley, como expresa su preámbulo, es “establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente”.

Consecuencia de ello, se produjo la separación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia (generación y comercialización).

En los años posteriores a la aprobación de esta ley se sucedieron múltiples cambios regulatorios, uno de los más destacados fue la publicación a finales del 2013 de la nueva Ley del Sector Eléctrico, la Ley 24/2013, como consecuencia de todos los cambios acontecidos en el sector desde 1997, con el principal objetivo de “establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste”.

3.3 Funcionamiento

El sistema eléctrico español se basa en cuatro actividades ya mencionadas, estas son; generación, transporte, distribución y comercialización. A continuación, se detallan las principales características y agentes presentes en cada una de ellas.

En primer lugar, distinguir entre las actividades reguladas y liberalizadas, como consecuencia de la ya comentada ley del sector eléctrico.



Figura 13: Esquema actividades del sector eléctrico

3.3.1 Actividades reguladas

Transporte

La actividad de transporte consiste en la transmisión de la energía eléctrica a través de la red de alta tensión, desde el punto donde se genera hasta los distintos puntos de consumo, ya sean grandes consumidores industriales conectados directamente a esta red de alta tensión, o hasta

los puntos de conexión con las redes de distribución (subestaciones), a través de las cuales se lleva la energía al resto de consumidores, siempre garantizando la calidad, disponibilidad y seguridad del suministro.

Por definición en España, la red de transporte está constituida por las líneas, transformadores y otros elementos de tensión igual o superior a 220 kV, aquellas otras instalaciones que, siendo de tensión inferior a 220 kV, cumplan funciones de transporte (en las islas el transporte se realiza a tensiones inferiores) y las instalaciones de interconexiones internacionales y con los sistemas insulares y extrapeninsulares (*Figura 14: Mapa de las redes de transporte y distribución en España*).

Las infraestructuras de la red de transporte española se situaron al finalizar el año 2018 en 44.207 kilómetros y 5.865 posiciones de subestación, elevando la capacidad instalada de transformación a 88.846 MVA. (Red Eléctrica de España, 2019)

Red Eléctrica de España (REE) es el único organismo encargado de la operación, supervisión y mantenimiento de la red de transporte, ejerciendo las funciones de Operador del Sistema.

Distribución

Consiste en la transmisión de la electricidad desde la salida de las redes de transporte hasta el consumidor final. A diferencia del transporte, aun siendo una actividad regulada es llevada a cabo por empresas privadas, a las cuales se les reconoce un coste de distribución que los consumidores pagan en la factura (*Figura 15: Mapa de las zonas de distribución y compañías*).

En España, tienen consideración de instalaciones de distribución eléctrica las líneas de tensión inferior a 220 kV que no se consideren parte de la red transporte y todos aquellos otros elementos (comunicaciones, protecciones, control, etc.) necesarios para realizar la actividad de forma adecuada y en los términos de calidad que exige la regulación.



Figura 14: Mapa de las redes de transporte y distribución en España

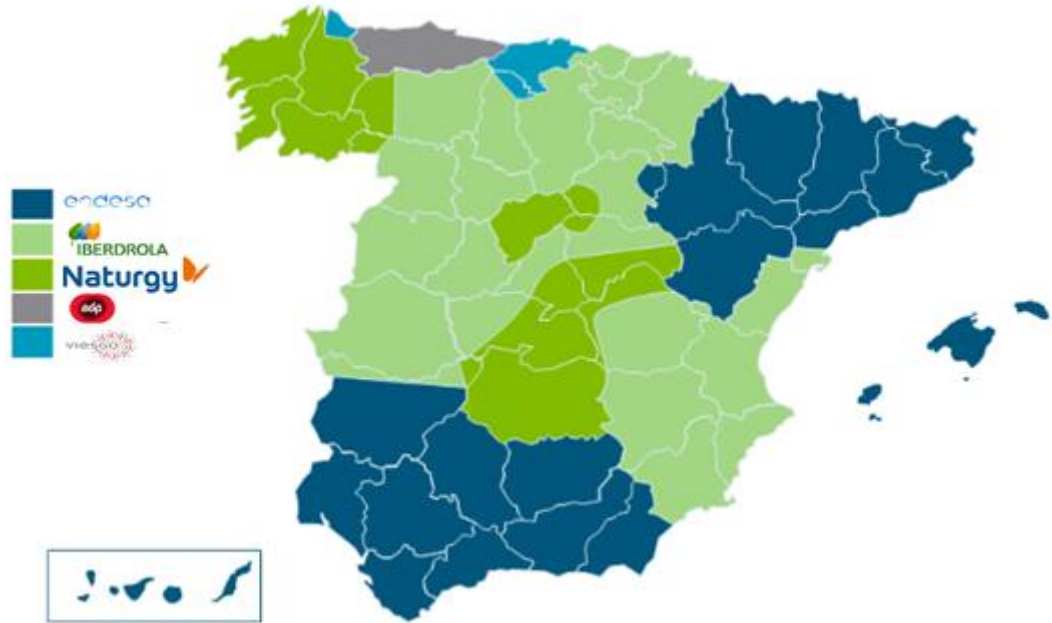


Figura 15: Mapa de las zonas de distribución y compañías

3.3.2 Actividades liberalizadas

Generación

La actividad de generación consiste, de forma simplificada, en transformar mediante una tecnología concreta una energía primaria (nuclear, térmica, hidráulica, eólica, solar, etc.) en energía eléctrica.

Esa variedad en el tipo de energía primaria utilizada da lugar al llamado mix de generación, el cual representa como se estructura la generación en función de la tecnología utilizada. En la siguiente figura se muestra dicho mix de generación para los años 2017 y 2018 en España.

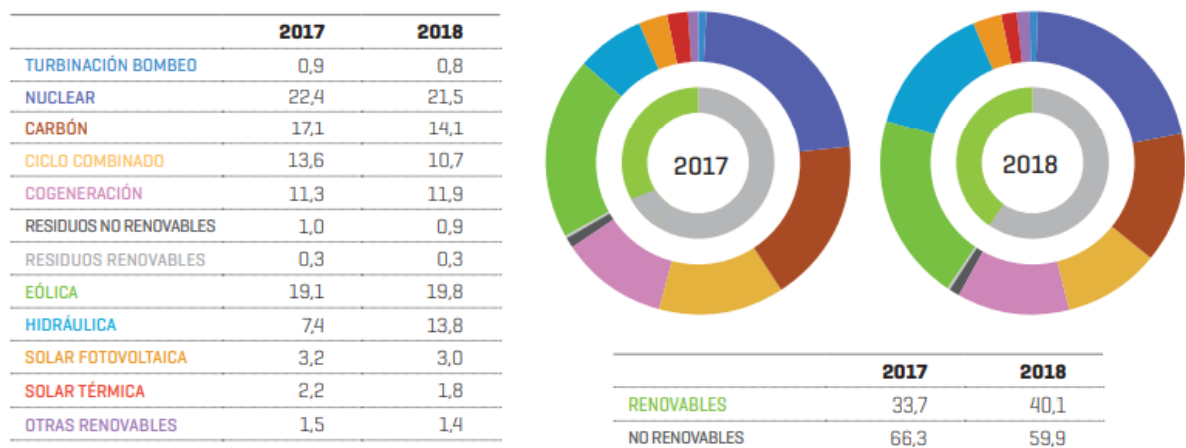
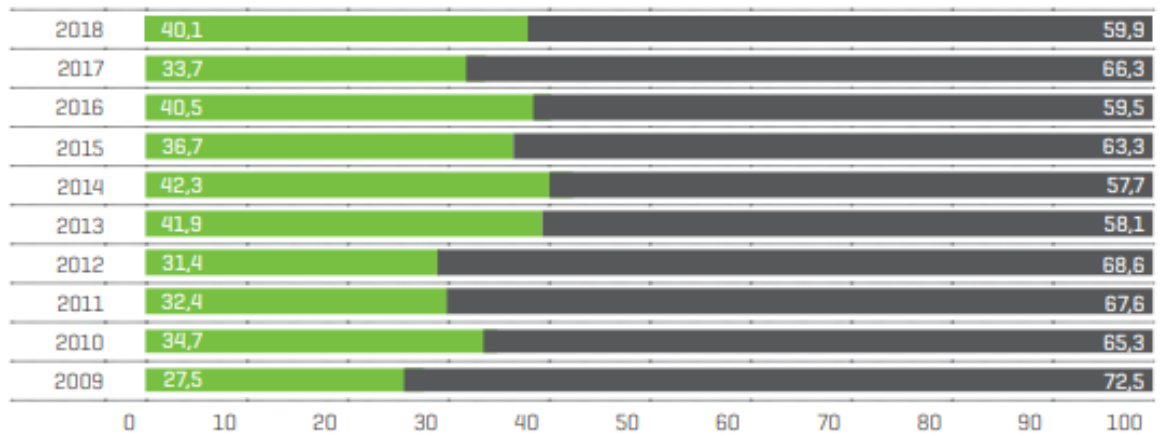


Figura 16: Estructura de la generación eléctrica peninsular, años 2017 y 2018. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018

Se observa una elevada presencia de fuentes no renovables, principalmente nuclear, carbón y ciclos combinados, frente a tecnologías como la eólica e hidráulica, predominantes dentro de

las renovables. Aunque cabe destacar el constante crecimiento de generación renovable y su cada vez mayor presencia en la estructura de generación, como se refleja en la siguiente figura.



RENOVABLES: HIDRÁULICA, EÓLICA, SOLAR FOTOVOLTAICA, SOLAR TÉRMICA, RESIDUOS RENOVABLES Y OTRAS RENOVABLES
NO RENOVABLES: NUCLEAR, CARBÓN, FUEL/GAS, CICLO COMBINADO, COGENERACIÓN, TURBINACIÓN BOMBEO Y RESIDUOS NO RENOVABLES

Figura 17: Evolución de la potencia eléctrica renovable y no renovable. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018

En cuanto a la potencia eléctrica instalada, en los últimos 10 años se ha producido una leve reducción de fuentes no renovables como la energía nuclear y las centrales térmicas de carbón, mientras que por el contrario energías como la eólica y solar fotovoltaica han experimentado un paulatino crecimiento.

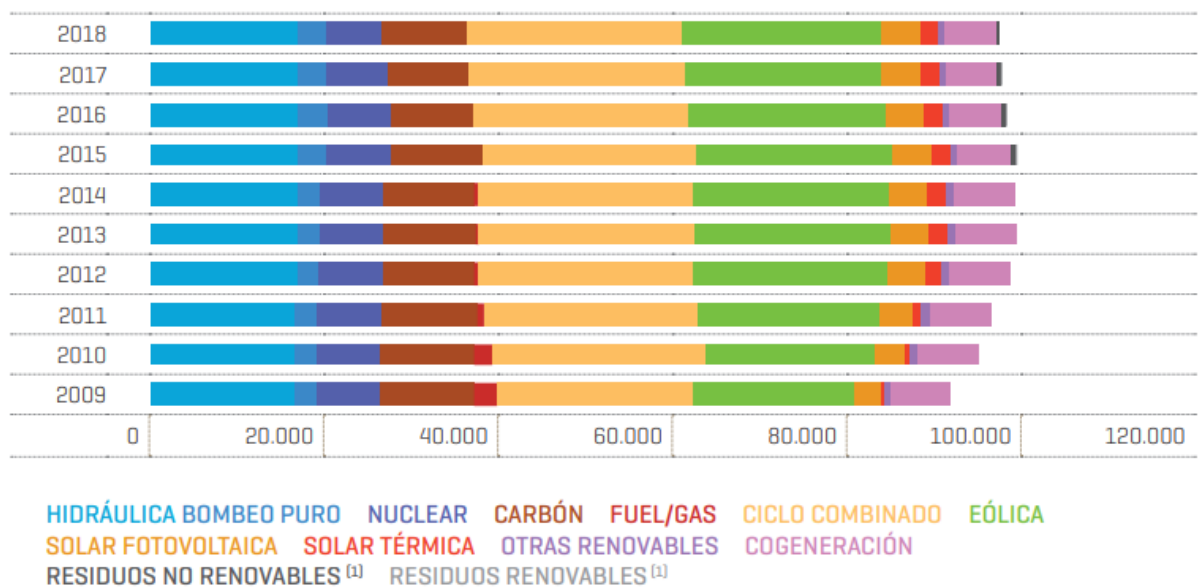


Figura 18: Evolución de la potencia eléctrica instalada peninsular. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018

Es importante destacar que la potencia eléctrica instalada en la actualidad perteneciente a fuentes renovables es superior a aquella no renovable, en concreto; 58.524 MW frente a 51.475 MW (Red Eléctrica de España, 2019). Sin embargo, como se ha comentado previamente, la aportación de las energías renovables al total generado apenas supera el 40%.

Esto se debe a una de las grandes particularidades del sector eléctrico, y es que la energía eléctrica no es posible almacenarla, al menos no en grandes cantidades; es decir, según se genera ha de ser consumida. Este hecho ligado a la aleatoriedad e imprevisibilidad de energías renovables como la eólica o solar, cuyas fuentes de energía (el viento y la radiación solar) son poco gestionables y de carácter intermitente, hace que la estructura de generación se sustente en aquellas fuentes fácilmente controlables en función de los requerimientos energéticos del momento; como pueden ser las centrales nucleares, térmicas o hidráulicas.

Ejemplo de ello es el elevado coeficiente de utilización de este tipo de centrales, que apenas se ha visto reducido en los últimos 10 años, como se puede observar en la siguiente figura.

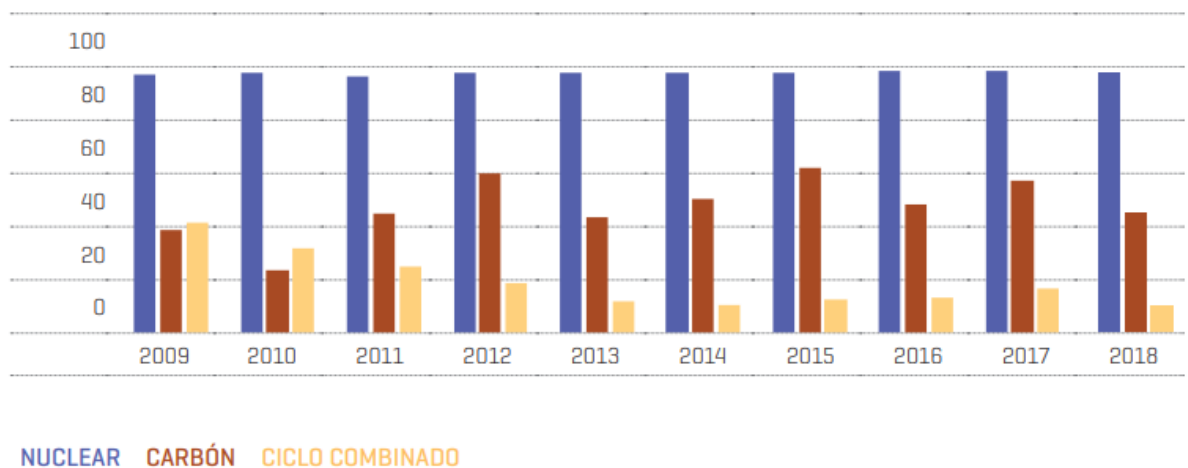


Figura 19: Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares, año 2018. Fuente: Red Eléctrica de España

En futuros apartados se explicará con mayor detalle cómo funciona el mercado eléctrico y qué factores influyen en la utilización de una u otra tecnología, sin embargo, ya es posible dilucidar uno de los principales problemas que ralentizan la inclusión de las energías renovables en el mix energético, en detrimento de las tecnologías convencionales a base de combustibles fósiles.

En España las principales productoras de energía eléctrica tradicionalmente han sido Endesa, Iberdrola, Naturgy (antigua Gas Natural Fenosa), EDP (antigua Hidroeléctrica del Cantábrico) y Viesgo (antigua E-ON), las cuales forman la asociación AELEC (antes UNESA). Estas 5 empresas llegaron a controlar hasta el 80% de la generación de energía eléctrica.

Sin embargo, en los últimos años, la creciente proliferación de las energías renovables ha supuesto la inclusión en el mercado de un gran número de empresas, dando lugar a una reducción en la cuota de generación de las cinco grandes productoras, aunque juntas siguen produciendo gran parte de la energía.

Comercialización

Se trata de la venta de la energía eléctrica a los clientes finales. Deben distinguirse dos tipos de comercializadoras: las comercializadoras de libre mercado y las comercializadoras de referencia (COR), que son aquellas nombradas por el Ministerio de Energía para que ofrezcan la Tarifa de Último Recurso, actualmente conocida como Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC). En apartados posteriores se explicará con mayor detalle en que consiste este tipo de tarifa y sus principales características.

En este sentido, en el segundo semestre de 2019, un 62,3% del consumo eléctrico fue suministrado por un comercializador en el mercado libre, mientras que el 37,7% restante lo suministraba un comercializador de referencia (COR), al precio regulado. (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2020)

La liberalización de esta actividad ha dado lugar a la irrupción de un gran número de comercializadoras; en la actualidad existen algo más de 266 empresas registradas, de las cuales las cinco grandes compañías siguen predominando en el mercado, como refleja la siguiente figura.

COMERCIALIZADORES	DOMÉSTICO	PYME	INDUSTRIAL	TOTAL
GRUPO IBERDROLA	36,6%	24,7%	32,6%	36,0%
ENDESA ENERGÍA	29,8%	24,5%	21,7%	29,5%
GRUPO NATURGY	11,7%	11,5%	9,3%	11,7%
GRUPO EDP	5,2%	2,1%	5,0%	5,0%
REPSOL COMERCIALIZADORA DE E. Y G.	3,0%	2,8%	2,2%	3,0%
Subtotal 5 grupos comercializadores principales	86,2%	65,6%	70,8%	85,3%
CIDE HC ENERGÍA	2,2%	0,7%	1,0%	2,2%
FENIE ENERGÍA	1,9%	3,6%	2,9%	2,0%
GRUPO AUDAX	0,8%	4,8%	3,0%	1,0%
HOLALUZ - CLIDOM	0,9%	1,2%	0,3%	0,9%
ALDRO ENERGÍA Y SOLUCIONES	0,5%	4,1%	2,6%	0,6%
SOM ENERGÍA	0,5%	0,3%	0,1%	0,5%
FLIP ENERGÍA	0,5%	0,1%	0,0%	0,5%
ENÉRGYA VM GESTIÓN DE ENERGÍA	0,4%	1,3%	2,1%	0,4%
RESTO COMERCIALIZADORES	6,0%	18,4%	17,1%	6,6%
Subtotal comercializadores independientes	13,8%	34,4%	29,2%	14,7%
Total mercado libre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Figura 20: Cuota de mercado libre por segmento a 30 de junio de 2019. Fuente: CNMC

Sin embargo, en los últimos años se ha observado una progresiva pérdida de cuota por parte de los cinco grupos energéticos tradicionales. A modo de ejemplo, el grupo Iberdrola (históricamente el de mayor cuota de mercado), ha reducido su presencia de un 41% en el año 2014 a un 36,6% en el 2018 y un 36% en el segundo trimestre del 2019. (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2019)

Según estos datos, a mediados del 2019 las comercializadoras de los 5 grupos energéticos tradicionales controlaban el 85,3% del mercado libre de electricidad, lo que supone un 1,4% menos que en el 2018.

3.3.3 Resumen

En definitiva, el funcionamiento del sector eléctrico se basa en cuatro actividades principales; en primer lugar se produce la generación de energía eléctrica por medio de distintas fuentes, ya sean convencionales (centrales térmicas de carbón, nucleares, ciclos combinados, etc.) o renovables (eólica, solar fotovoltaica, hidráulica, etc.), la cual se transporta a través de las redes de transporte y distribución, las primeras, generalmente aquellas de tensiones superiores a 220 KV, operadas exclusivamente por el llamado Operador del Sistema (Red Eléctrica de España),

y las segundas, con tensiones inferiores a 220 KV, gestionadas por las cinco principales compañías eléctricas.

Dicha energía se vende al cliente final a través de las comercializadoras en el mercado minorista, cuyo funcionamiento se explicará con mayor detalle en el siguiente apartado. Todo este proceso es supervisado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

A modo de esquema final en la siguiente figura se plasma de forma gráfica y a grandes rasgos el funcionamiento del sistema eléctrico.

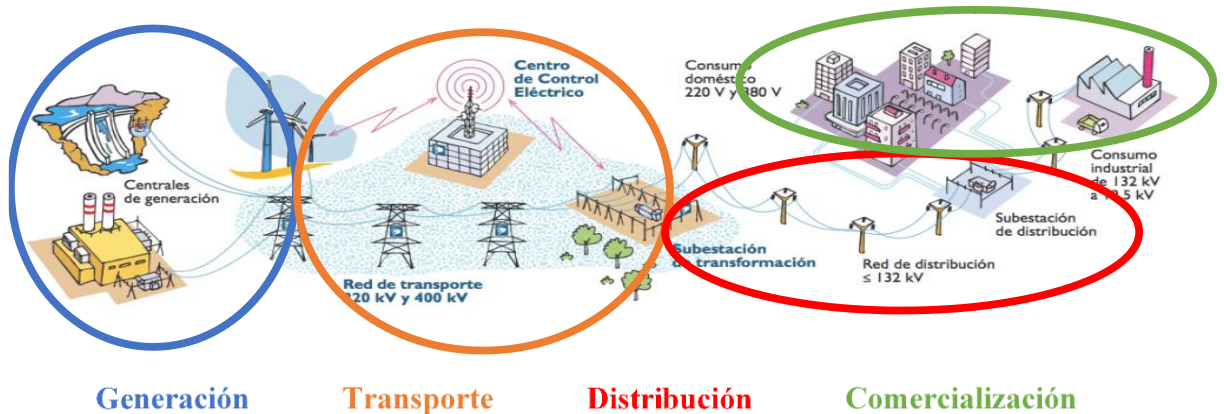


Figura 21: Esquema de funcionamiento del sistema eléctrico

Por último, de cara a comprender mejor quien es quien en el sector eléctrico, en la siguiente figura se muestran los principales agentes presentes en cada una de las actividades y los organismos encargados de su supervisión y control.

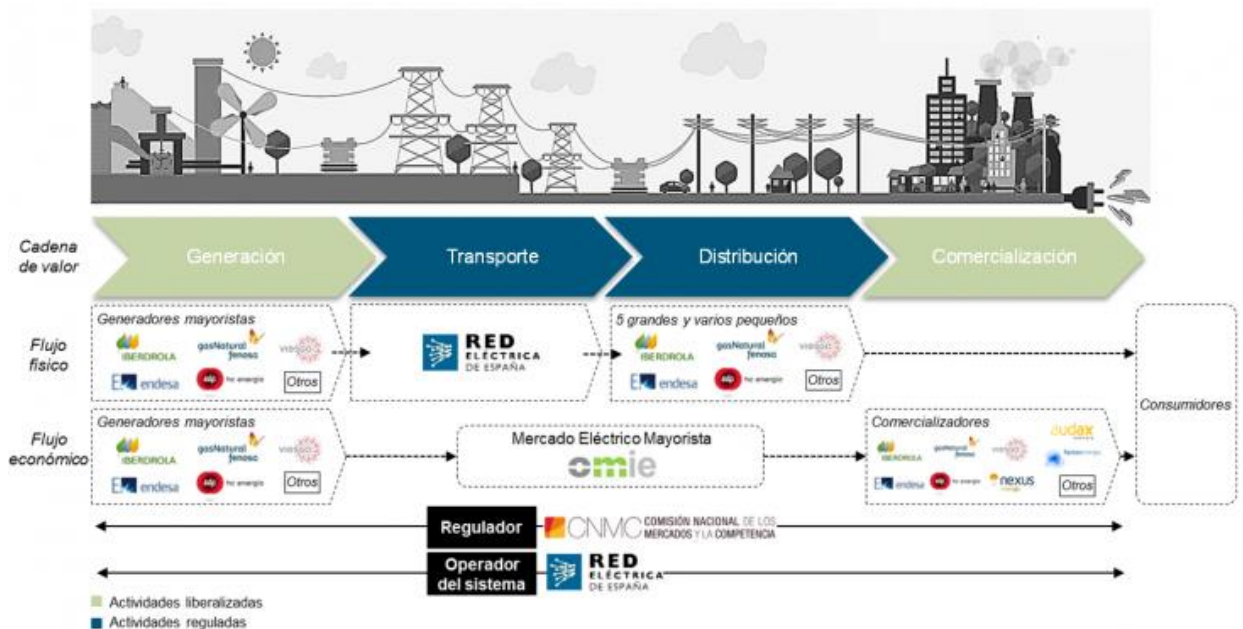


Figura 22: Resumen actividades del sector eléctrico



3.4 El mercado eléctrico

Una de las particularidades del sector eléctrico es la forma en la que se compra y vende la energía, teniendo en cuenta que hablamos de un recurso que no es físico y por tanto no podemos ver, tocar o almacenar. Se trata de un mercado muy particular cuyo funcionamiento y principales características se detallan en el presente apartado

En primer lugar, es importante destacar la existencia de dos tipos de mercado; el mercado minorista y el mayorista. El mercado minorista conlleva la venta de energía a los usuarios finales, por medio de las comercializadoras, mientras que el mercado mayorista establece el precio de la energía y a él acuden los generadores (oferta) así como las comercializadoras y aquellos consumidores cualificados, como las empresas con elevados consumos (este es el caso del cliente analizado).

A la hora de hablar del mercado eléctrico, es necesario destacar los dos organismos encargados de su operación; estos son el operador del sistema y el operador del mercado.

3.4.1 Operador del sistema

El operador del sistema eléctrico en España es Red Eléctrica de España (REE), que como ya se ha comentado previamente, se encarga de la gestión técnica del sistema, garantizando en todo momento la seguridad y continuidad del suministro eléctrico.

“La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar dicha seguridad y continuidad, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normativa vigente.” (Red Eléctrica de España, s.f.)

La Ley 17/2007 estableció el modelo de transportista único, siendo Red Eléctrica de España el titular de toda la red de transporte. Sus principales funciones se definen en la ley 24/2013 del sector eléctrico. Destacan las siguientes:

- Realizar las previsiones de la demanda de energía eléctrica y gestionar en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico, logrando que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. Esta necesidad es una de las particularidades del sistema eléctrico ya comentada, y es debida al impedimento de almacenar la energía eléctrica en grandes cantidades. Para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, la producción de las centrales de generación debe igualarse al consumo de forma precisa e instantánea.
- Gestionar los denominados mercados de servicios de ajuste. Se entiende por servicios de ajuste o mercados de ajuste; la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos, todos estos procedimientos se explicarán con mayor detalle en apartados posteriores.
- Elaborar las previsiones de evolución de la demanda eléctrica a medio y largo plazo, así como de su cobertura, fundamentales para la elaboración de los planes de desarrollo futuro de la red de transporte, que son aprobados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo



- Gestionar la red de transporte: Elaborar y coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, de manera que se asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red que garantice la seguridad del sistema, así como establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario.
- Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación de las ofertas comunicadas por el operador del mercado.⁷
- Garantizar mediante propuestas en la planificación que la red de transporte pueda satisfacer a medio y largo plazo la demanda de transporte de electricidad al menor coste para el sistema, así como la fiabilidad de la misma

En posteriores apartados se explicará con mayor detalle el proceso de venta y adquisición de la energía, así como el procedimiento casación de las ofertas.

3.4.2 Operador del mercado

El operador del mercado eléctrico en España es OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), el cual se encarga de la gestión económica del mercado mayorista de la electricidad de España y Portugal, que se encuentran a su vez integrados en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).

Sus principales funciones se definen en la ley 24/2013 del sector eléctrico. Destacan las siguientes:

- Recibir las ofertas de venta y adquisición de energía emitidas para cada período de programación por los distintos sujetos que participan en el mercado diario de energía eléctrica, para cada uno de los períodos de programación.
- Realizar la casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación.
- Comunicar a los titulares de las unidades de producción, así como a los comercializadores, consumidores directos y a los operadores del sistema eléctrico en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad y, en su caso, del mercado europeo, los resultados de la casación de las ofertas.
- Determinar los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones en el mercado diario de energía eléctrica para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.
- Liquidar y comunicar los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud de los precios de la energía resultantes de las casaciones y aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.

Definidos los principales agentes presentes en el mercado eléctrico español, en los próximos apartados se procederá a explicar el funcionamiento y las características tanto del mercado mayorista como del minorista, cuyas diferencias ya se han comentado previamente.

3.5.3 Mercado mayorista

Al mercado de la electricidad en España se le conoce como mercado mayorista. En él los agentes generadores de electricidad venden la energía a las comercializadoras y grandes consumidores autorizados.

Dentro de este mercado se incluye tanto la energía que se vende en forma de contratos bilaterales (los agentes intercambian la energía con periodos de entrega de distinta duración; mensual, trimestral, anual, etc.) como la que se vende en el mercado organizado o también denominado “pool”, donde se realiza la práctica totalidad de las transacciones.

El mercado organizado o pool se estructura en una secuencia de mercados sucesivos en los que se va ajustando la oferta y la demanda de electricidad. Esta configuración se plasma de forma esquemática en la siguiente figura.



Figura 23: Secuencia de mercados en el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL)

Mercado Diario

El mercado diario tiene lugar el día anterior a la entrega de la energía y en él compradores (comercializadoras y grandes consumidores autorizados) y vendedores (productores de energía) intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente. Así, en este mercado en realidad hay 24 productos diferentes (energía en cada una de las 24 horas del día siguiente).

Este mercado está organizado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 54/1997 y Ley 24/2013 (Ley del Sector Eléctrico) y sus reglas de funcionamiento están recogidas en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción.

Su funcionamiento es el siguiente: En primer lugar, los vendedores (generadores, importadores, otros intermediarios) presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores, consumidores finales, exportadores, otros intermediarios) presentan ofertas de compra a 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 cruce de las curvas de oferta y demanda resulta el precio del mercado para cada hora del día siguiente y se identifican las ofertas “casadas” (las ofertas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de entrega de energía).

Se trata de un modelo marginalista, en el que todos los generadores reciben el mismo precio, el resultante del cruce entre ambas curvas. Este proceso tiene sus particularidades.

Ofertas

Las ofertas de compra o venta de energía eléctrica deben ser presentadas por los agentes (vendedores o compradores) o por su representante al operador del mercado, por cada unidad de venta o adquisición de las que sean titulares y para cada periodo de programación de un mismo horizonte de programación.

Dichas ofertas pueden ser simples o complejas (con condiciones) en función de su contenido:

Las ofertas simples deben contener un precio y una cantidad de energía, sin incluir ninguna condición compleja que deba ser tenida en cuenta en la casación, pudiendo por tanto existir para cada periodo de programación dentro de un mismo horizonte diario hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno, siendo este creciente para las ofertas de venta o decreciente para las de compra. Los compradores sólo pueden realizar este tipo de ofertas.

Las ofertas complejas, además de cumplir con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan una, varias o la totalidad de las condiciones complejas que deben ser consideradas en el proceso de casación. Estas condiciones adicionales pueden ser las siguientes:

➤ Condición de indivisibilidad

La condición de indivisibilidad otorga a la unidad de producción el derecho a que, si un tramo indivisible de la oferta resulta casado, lo sea por toda la energía ofertada y no por una fracción de la misma, salvo en lo establecido en la aplicación de las reglas de reparto.

Los vendedores sólo pueden incorporar esta condición para el primer tramo de oferta de los 24 posibles en cada periodo de programación, además han de hacerlo únicamente en aquellas ofertas que no declaren ninguna otra condición compleja.

➤ Condición de ingresos mínimos

Los vendedores pueden incluir como condición en aquellas ofertas de venta de energía que presenten por cada unidad de venta, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación.

Los ingresos mínimos requeridos se expresarán como una cantidad fija, declarada en euros, sin decimales, y como una cantidad variable declarada en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales. La condición de ingresos mínimos no podrá ser tal que el ingreso solicitado supere en más de un 100% al ingreso resultante de la aceptación completa de la oferta al precio ofertado.

En el caso de que se presenten ofertas con más de doce tramos a precio cero, no se podrá incluir en la oferta la condición de ingresos mínimos.

➤ Condición de parada programada

Es la condición que los vendedores pueden incluir para el caso de aquellas ofertas de venta de energía que presenten por cada unidad de venta que no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos. De este modo pueden ser consideradas como ofertas simples en el primer tramo, desde el primer periodo de programación hasta como máximo el tercer periodo de programación del horizonte diario.

La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declara la condición.

Esto permite a las centrales de producción que necesitan un periodo de tiempo amplio para detenerse vender la energía que siguen produciendo mientras se produce la parada, y por tanto no desaprovechar esa generación.

➤ Condición de variación de capacidad de producción o gradiente de carga

La condición de variación de capacidad de producción consiste en establecer para cada unidad de venta una diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja de la misma, entre dos periodos de programación consecutivos. Esta condición se expresará en MW/h, con un solo decimal, y el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima disponible horaria de producción de dicha unidad de venta.

Curva de oferta

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, el operador del mercado (OMIE) las agrega y ordena por precio ascendente, resultando así la curva de oferta del mercado para cada hora. En la siguiente figura es representada una curva de oferta obtenida a modo de ejemplo para las 12:00h del 20 de febrero de 2020.

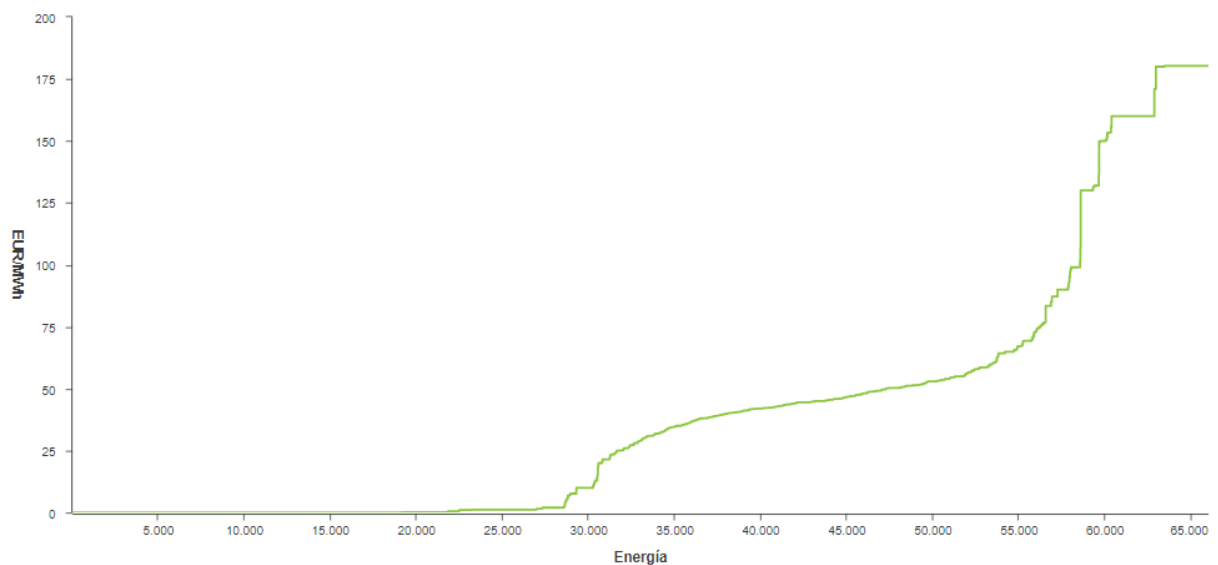


Figura 24: Curva agregada de oferta para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: OMIE

Como se puede observar, una gran parte de la energía ofertada es a precio cero. Sin duda esta es una de las particularidades del mercado eléctrico y tiene su explicación en el carácter marginalista del mismo. En este tipo de mercados, la oferta de un generador representa la cantidad de energía que está dispuesto a vender a partir de un determinado precio mínimo.

La cantidad de energía a vender dependerá de las restricciones físicas a las que esté sujeta su instalación, tales como la potencia máxima disponible, la potencia mínima a la que ha de operar para que sea segura y estable (el llamado mínimo técnico), la disponibilidad de combustible, etc.

En cuanto al precio al que ofertará dicha energía, éste se basa en el coste de oportunidad que le supone generar dicho recurso. Estos son los costes en los que evitaría incurrir dicho generador de optar por no producir (por ejemplo; el coste de arranque de la central o los costes de operación y mantenimiento ligados a la producción) así como los ingresos a los que renuncia por el hecho de producir (un claro ejemplo son las centrales térmicas, que renuncian a revender el combustible o sus derechos de emisiones de CO₂, o las centrales hidráulicas a las que producir les supone renunciar a esa agua que podrían turbinar en un futuro más rentable con mayores precios de la energía).

Este concepto explica la existencia de grandes tramos a precio cero en la curva de oferta, y es que, en función de la tecnología utilizada, los costes de oportunidad difieren sustancialmente.

En la siguiente figura se representa una curva de oferta tipo con la posición de las principales tecnologías.

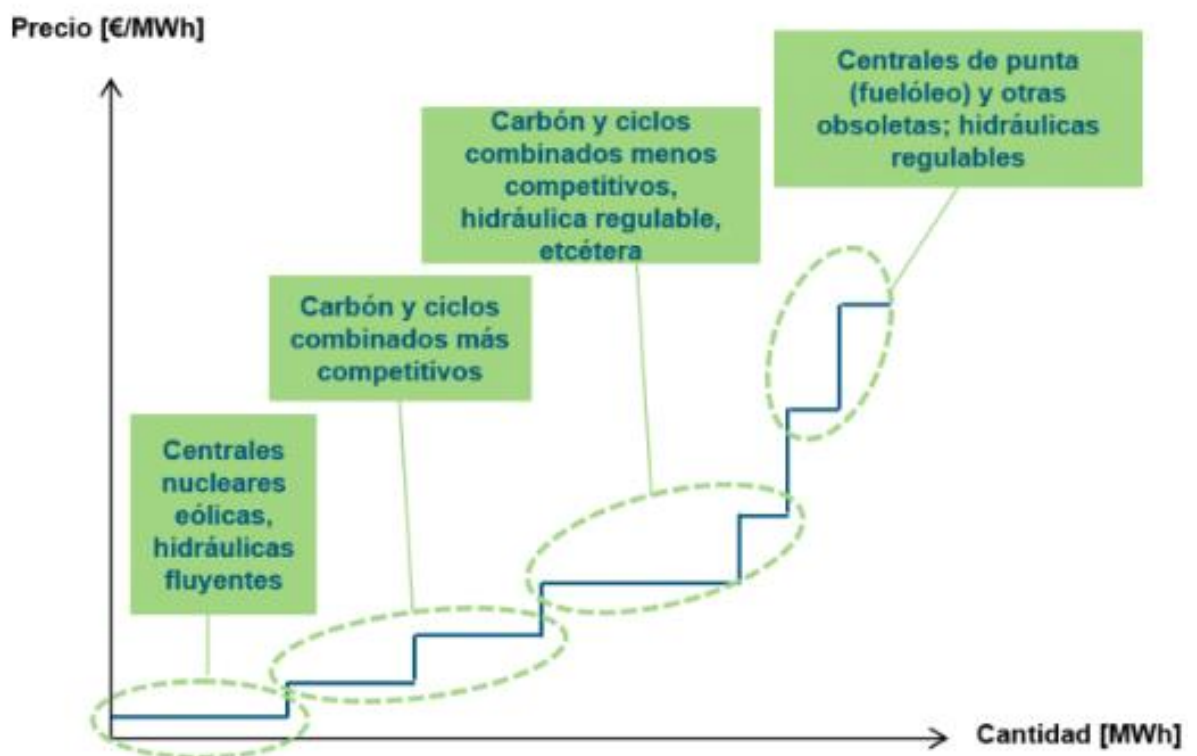


Figura 25: Posición típica de las tecnologías en la curva agregada de oferta

Las centrales nucleares, así como gran parte de las tecnologías renovables (eólica, solar o hidráulica fluyente) ofertan a precio cero debido a sus bajos costes de oportunidad. En el caso de las nucleares, aun teniendo unos costes fijos muy elevados, sus costes de oportunidad son muy bajos debido a que no disponen de capacidad para variar su nivel de producción en el tiempo, viéndose obligadas a funcionar en todo momento a su potencia nominal. Se trata de centrales con elevados costes de paro y puesta en marcha.



En cuanto a las tecnologías renovables, su fuente de energía son recursos naturales como el viento o la radiación fotovoltaica que se caracterizan por su gratuidad, sin embargo, como ya se ha comentado previamente, no se pueden almacenar en grandes cantidades ni tampoco producir cuando se quiera. Esto hace que estas tecnologías oferten a precio cero puesto que de no producir no obtendrían beneficio alguno.

El segundo y tercer tramo está formado por las centrales de carbón y ciclos combinados principalmente. Este tipo de centrales determinan sus precios de oferta teniendo en cuenta diversos factores, entre los que destacan: el precio de su combustible (gas, carbón, etc.), el stock disponible, así como el coste de arranque y parada que conlleva la planta. Siendo las menos competitivas las situadas en la parte más alta de la curva, debido a sus bajos rendimientos que conllevan un mayor consumo de combustible.

Finalmente, la parte alta de la curva está dominada por aquellas centrales con costes de oportunidad más elevados como las llamadas centrales de punta (fuelóleo, que solo entran a funcionar en grandes picos de demanda) o las centrales hidráulicas regulables (con embalse).

El precio de estas últimas está determinado por las condiciones meteorológicas y la capacidad de su embalse, pero no por el combustible (el agua es un recurso gratuito). De esta forma si el embalse se encuentra al límite de su capacidad y es preciso evacuar agua, la central realizará ofertas a precio muy bajo de manera que se asegure entrar en la casación. Al contrario, si el nivel de reservas es muy bajo, entonces realizará ofertas a precio muy elevado para asegurarse que sólo consume combustible (agua) a cambio de una gran remuneración, de manera que puede no producir mientras espera a un futuro de precios más elevados. En casos intermedios tendrá en cuenta todos los factores que le afectan para maximizar beneficios.

Curva de demanda

Al igual que ocurría con la curva de oferta, el operador del mercado (OMIE) agrega y ordena por precio descendente todas las ofertas de compra recabadas, resultando así la curva de demanda del mercado para cada hora. En la siguiente figura se representa la curva de demanda para el día de ejemplo 20 de febrero de 2020 a las 12:00h.

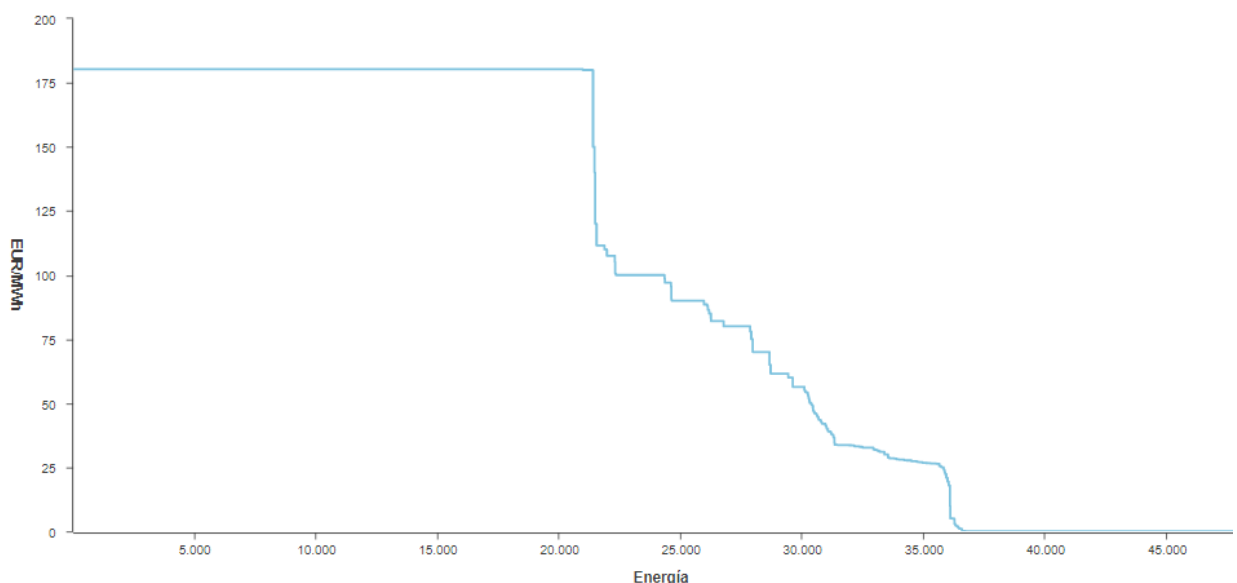


Figura 26: Curva agregada de demanda para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: OMIE

Los consumidores finales suelen clasificarse en función de la magnitud de su consumo y del fin para el que utilizan la energía. Se suele distinguir entre grandes consumidores industriales (por ejemplo; la industria metalúrgica, siderúrgica, cerámica, química, papelera, etc.), consumidores de tamaño medio en sectores industriales y de servicios y, finalmente, pequeños consumidores conectados a las redes de baja tensión (como los domésticos y los pequeños negocios).

Todos estos consumidores están representados en el mercado mayorista o bien directamente, como es el caso de las grandes empresas electrointensivas, o a través de las comercializadoras.

La demanda de energía eléctrica de los distintos tipos de consumidores depende, en el corto plazo, fundamentalmente de dos factores: el tipo de día (laborable o festivo) y las condiciones ambientales.

Es posible observar en la curva dos zonas claramente diferenciadas, ofertas de compra al precio máximo permitido por el mercado (es el llamado precio instrumental, 180,3 €/MWh) y muchas otras a precios muy inferiores. En la siguiente figura se representa la posición típica de los consumidores dentro de la curva de demanda.

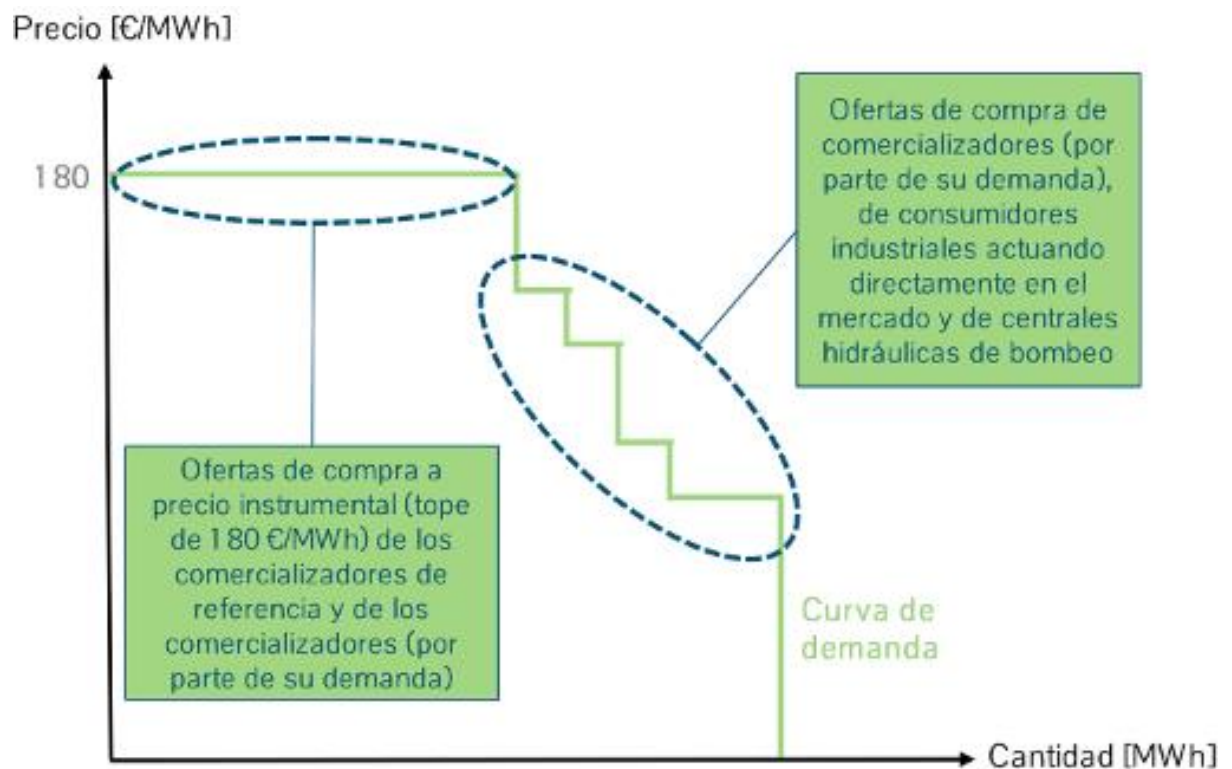


Figura 27: Posición típica de los consumidores en la curva agregada de demanda

Las comercializadoras de referencia y muchos comercializadores hacen ofertas de adquisición de los volúmenes de energía que estiman necesarios para abastecer a sus clientes. Suelen hacerlo al precio instrumental para asegurar que los consumidores tendrán la energía demandada, es decir, asegurar su abastecimiento. El precio que pagarán, al igual que ocurría con los que ofertaban a cero en la parte de los generadores, será el resultante de la casación entre ambas curvas.

El resto de las ofertas de adquisición a precios menores del máximo las realizan típicamente aquellos consumidores que pueden variar su consumo, tales como centrales de bombeo o algunos tipos de industria, y centrarlo en aquellos periodos de precios más bajos.

Casación

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que existan ofertas que incorporen condiciones complejas en el caso de los productores, las cuales ya se han explicado previamente.

En caso de la saturación de la interconexión España-Portugal, se ejecuta la llamada “separación de mercados” o también denominado “Market Splitting” que consiste básicamente en realizar dos casaciones por separado para cada uno de los dos países obteniendo así un precio distinto en cada zona del Mercado Ibérico (MIBEL), sin congestión entre ambos sistemas eléctrico.

Cabe destacar que estas limitaciones han ido disminuyendo en los últimos años fruto del esfuerzo inversor en la conexión internacional entre España y Portugal, con el objetivo de crear un mercado único entre ambos países, y de la progresiva homogeneización de los parques de generación.

Actualmente el acoplamiento del precio de ambos mercados es prácticamente total como reflejan los siguientes datos.

PRECIO [€/MWh]													
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
España	42,19	64,43	36,96	37,01	49,93	47,23	44,26	42,13	50,32	39,67	52,24	57,29	47,68
Portugal	52,17	69,98	37,63	37,33	50,45	48,07	43,65	41,86	50,43	39,44	52,48	57,45	47,87
Variación	-9,98	-5,55	-0,67	-0,32	-0,52	-0,84	0,61	0,27	-0,11	0,23	-0,24	-0,16	-0,19

Tabla 1: Diferencia de precios entre España y Portugal, media anual. Fuente: OMIE

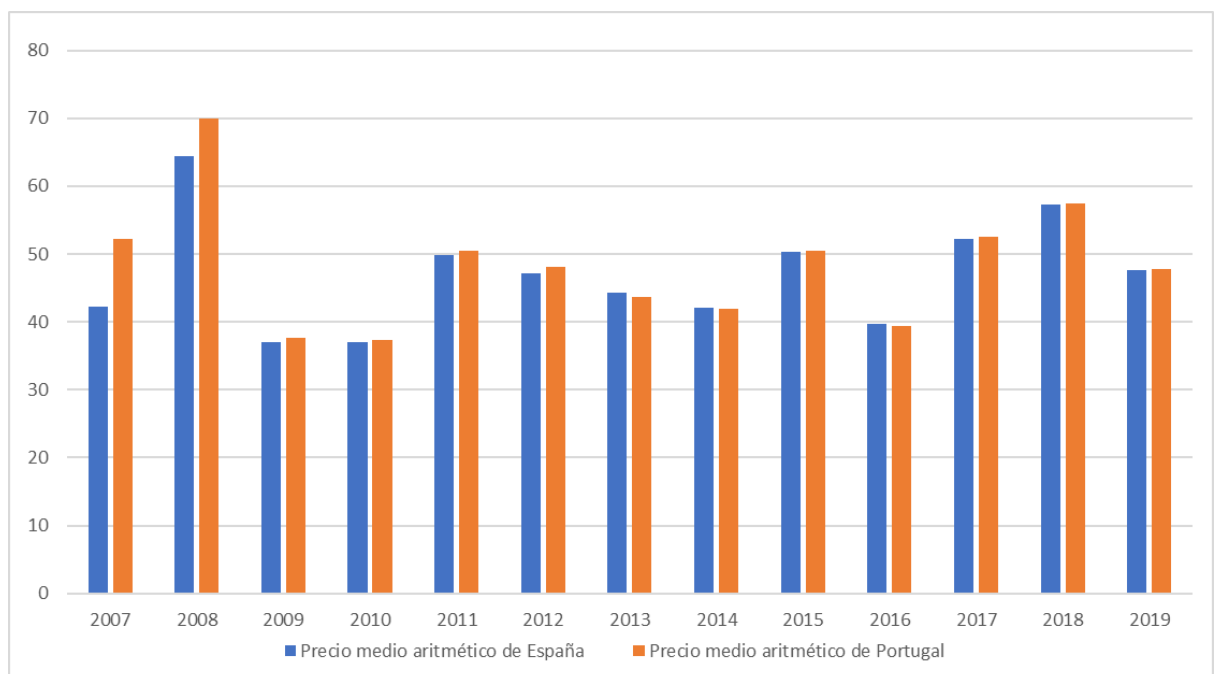


Figura 28: Diferencia de precios entre España y Portugal, media anual. Fuente: OMIE

Retomando los dos tipos de casaciones, a continuación, se explica a grosso modo el proceso que siguen ambas:



En cuanto a la casación simple, el operador del mercado obtendrá los precios para cada hora del día, y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada en cada hora entre las ofertas de venta y de adquisición. Para ello se realizan las siguientes operaciones:

- Se determina la curva de oferta partiendo de la más barata, hasta llegar a la más cara necesaria para cubrir la demanda de energía eléctrica en esa hora.
- Se determina la curva de demanda añadiendo por orden descendente de precio las ofertas de adquisición. Si el comprador no incluye un precio máximo para la energía que quiere adquirir, éste acepta el precio marginal resultante y el operador construirá esta curva poniéndolas al principio al precio instrumental del sistema de información.
- Para cada hora se tendrá estas dos curvas de las cuales se obtiene el precio marginal (precio de corte) asignándose la producción de energía a los productores con precios menores al precio marginal y la adquisición de energía a los demandantes con precios mayores al precio marginal.

Un ejemplo de ello lo observamos en la *Figura 29: Casación curvas agregadas de oferta y demanda para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: OMIE*. La casación simple correspondería al punto de corte entre las curvas representadas en verde (oferta) y azul claro (demanda).

En caso de que existan condiciones complejas incorporadas por parte de los productores, se realiza la casación compleja, la cual consiste en añadir dichas restricciones a los resultados obtenidos en la casación simple realizada previamente, obteniéndose la llamada casación simple condicionada. Para ello se realizan las siguientes operaciones:

- 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
- Una vez encontrada una primera solución válida se inicia un proceso de búsqueda, basado en la condición de que la suma de las diferencias entre los ingresos correspondientes al precio marginal y los ingresos mínimos solicitados para las unidades de producción no aceptadas para las que esa diferencia sea positiva, sea mínima o nula.
- Mediante otro 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.

El resultado de todo este proceso modifica obviamente el punto de corte entre ambas curvas con respecto a la casación simple. En el caso de ejemplo (*Figura 29: Casación curvas agregadas de oferta y demanda para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: OMIE*) la intersección entre las curvas de color verde (oferta) y azul más intenso (demanda) representa el resultado de la casación compleja y por tanto el precio final de la energía para dicha hora y día concreto.

En este ejemplo concreto, tras este proceso de casación se ha obtenido un precio de electricidad de 42,8 €/MWh. Por tanto, los compradores que hayan ofertado por encima de ese precio, así como los productores que lo hayan hecho por debajo, obtendrán o venderán dicha energía ofertada al precio casado (gráficamente todos los situados a la izquierda del punto de casación).

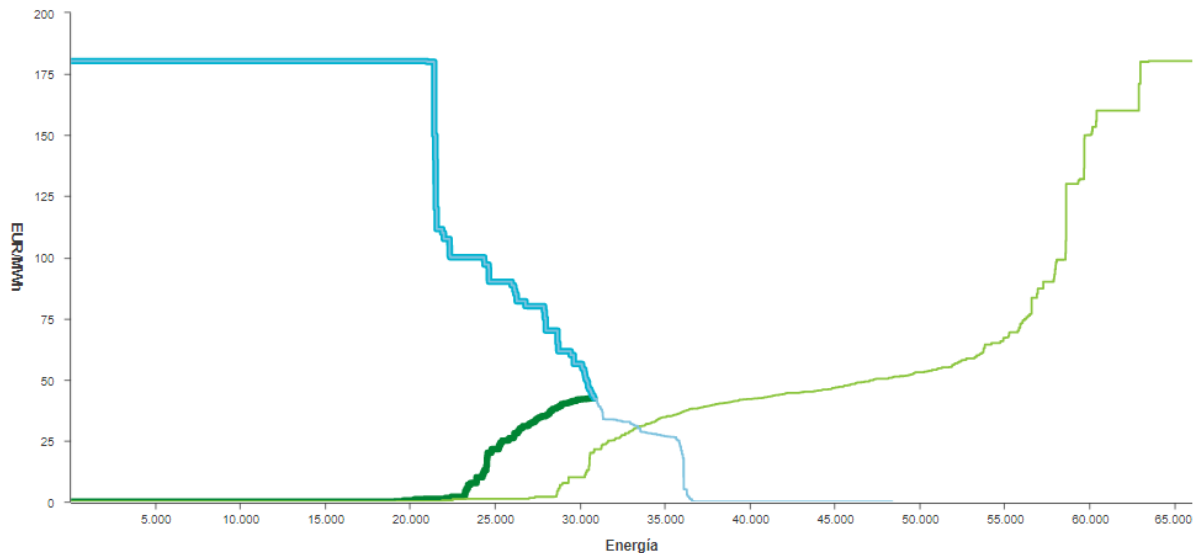


Figura 29: Casación curvas agregadas de oferta y demanda para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: OMIE

Todo este proceso de casación se realiza mediante el algoritmo llamado Euphemia.

Mercado Intradiario

Tras el mercado diario, los agentes pueden volver a comprar y vender electricidad en el mercado intradiario. Esto permite a los agentes compradores y vendedores reajustar sus compromisos de compra y de venta respectivamente hasta cuatro horas antes del tiempo real, una vez conocidos los resultados del mercado diario.

Este mercado se estructura actualmente en seis sesiones basadas en subastas como las descritas para el mercado diario, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección entre la curva de oferta y de demanda.

	Sesión 1	Sesión 2	Sesión 3	Sesión 4	Sesión 5	Sesión 6
Apertura de sesión	14:00	17:00	21:00	01:00	04:00	09:00
Cierre de sesión	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
Casación	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:00
Horizonte de programación	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas

Tabla 2: Horarios del mercado intradiario. Fuente: OMIE

El proceso de casación es el mismo que se usa en el mercado diario. Primero se realiza una casación simple o compleja en función de que las ofertas incluyan o no condiciones complejas, y posteriormente, mediante un proceso iterativo se obtiene la solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al Mercado Ibérico (MIBEL). En estos mercados también se puede producir Market Splitting resolviéndose igual que en mercado diario



Es importante mencionar que en este mercado sólo pueden participar aquellas unidades generadoras o consumidoras que hayan participado previamente en el mercado diario.

La principal diferencia entre estas sesiones y el mercado diario es que cada unidad, sea generadora o consumidora, puede realizar ofertas tanto de generación como de adquisición. Así, un generador, mediante ofertas de adquisición, consigue reducir la energía comprometida previamente en el mercado diario. Del mismo modo, una unidad de compra que hace ofertas de generación consigue reducir el compromiso de la cantidad de energía adquirida en el mercado diario.

Existen varios motivos que pueden llevar, a una unidad de generación o compra a modificar su cantidad de energía casada y acudir por tanto a este mercado. Algunos de ellos son:

- Las centrales que sólo hayan casado parte de la energía que pueden producir (por haber ofertado algunos tramos a un precio mayor del finalmente alcanzado en el mercado diario) pueden ofertarlos de nuevo siguiendo una estrategia actualizada y más ajustada, puesto que ya conocen el precio obtenido en el diario.
- En el caso de algunas energías de origen renovable, como pueden ser la eólica y la fotovoltaica, la cantidad de energía ofertada se estima mediante modelos predictivos. Esta predicción suele ser más exacta con el transcurso del tiempo, por lo que si se observan cambios de algún tipo se pueden corregir acudiendo al mercado intradiario.
- Declaración de indisponibilidad. Es el caso de aquellas centrales de generación que tras casar en el mercado diario sufren un problema técnico que no les permite generar, por lo que pueden adquirir en los intradiarios la misma cantidad de energía para dejar su compromiso de producción a cero.
- En el caso de los comercializadores, las predicciones de energía consumida por sus clientes generalmente son más precisas cuanto menor sea el tiempo de antelación, por lo que este mercado les permite ajustar la energía adquirida en base a dichas predicciones.

Servicios de ajuste

Una vez ha tenido lugar el mercado diario, se realizan una serie de procesos que tienen como principal objetivo garantizar el suministro de la energía en las condiciones de calidad, seguridad y fiabilidad. Se entiende como servicios de ajuste la resolución de restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos, todos ellos gestionados por el operador del sistema (Red Eléctrica de España).

Para conseguir dicho objetivo, todos estos procesos se centran en mantener el equilibrio generación-demanda, un parámetro clave. La frecuencia del sistema eléctrico (50 Hz en todo el sistema europeo) está íntimamente ligada con dicho equilibrio; así, todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema (50 Hz). Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual. Si en un momento dado se produce un aumento de la carga (la potencia eléctrica demandada en el sistema), entonces aumentará el par electromagnético en los generadores, los cuales comenzarán a frenarse, y la frecuencia eléctrica se reducirá progresivamente.



En caso de que se produjese una reducción de la carga (la potencia eléctrica demandada) disminuiría el par electromagnético en los generadores y tendría lugar un aumento de la frecuencia eléctrica.

En España se consideran variaciones normales de la frecuencia entre ± 150 mHz y, en intervalos de duración inferior a cinco minutos, se pueden admitir valores fuera de este rango y comprendidos entre los ± 250 mHz. En caso de pérdida grande de generación o demanda se admitirán, de forma transitoria, variaciones de frecuencia mayores.

Fuera de estos márgenes, una caída o aumento de la frecuencia tendría graves consecuencias que sin duda pondría en riesgo la seguridad y el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, lo cual refleja la importancia de los servicios de ajuste en el control del equilibrio generación-demanda.

Algunos de estos servicios que se explican a continuación, serán de gran relevancia a la hora de comprender las propuestas desarrolladas en este trabajo fin de máster, e incluso, han contribuido en gran medida a que tuviese lugar este estudio, como se explicará posteriormente.

Su importancia se debe a la reciente modificación de los servicios de balance (servicios complementarios y gestión de desvíos), tras la aprobación de la resolución del 17 de diciembre de 2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que permitió la participación en estos servicios de la demanda, es decir, se abrieron las puertas a que consumidores que cumplan los requisitos puedan optar a este servicio, y no solo los generadores.

Esta resolución cumple con las directrices propuestas por la Unión Europea en el Reglamento 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico. Concretamente, en su artículo 18, establece que el Gestor de la Red de Transporte (GRT) de cada estado miembro, Red Eléctrica en su condición de Operador del Sistema en el caso de España, elaborará una “*propuesta relativa a las condiciones para los proveedores de servicios de balance y las condiciones para los sujetos de liquidación responsables del balance*”. (Comisión Europea, 2017)

Estas condiciones relativas al balance, finalmente aprobadas en la resolución antes comentada, establecen en su artículo 30.2 un requerimiento al Operador del Sistema (REE) para lanzar a consulta pública una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación. El 23 de marzo de este año se publicó la *Propuesta de modificación de Procedimientos de Operación* por parte de Red Eléctrica, donde se definen las modificaciones que se han de realizar.

Resolución de restricciones técnicas

Permite resolver las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte y distribución sobre la programación prevista para el día siguiente, así como las que surjan en tiempo real. Este servicio está definido según el procedimiento de operación 3.2, donde además se identifican las distintas restricciones que pueden afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente. Estas son:

- *Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista*
- *Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.*



- *Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.*
- *Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.*
- *Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.*

Este proceso tiene lugar una vez se haya producido la casación de las curvas de oferta y demanda en el mercado diario. Para este análisis, el operador del sistema (REE) utiliza modelos de flujos de red y otros algoritmos que simula la respuesta del sistema eléctrico ante determinados fallos predefinidos en ciertos elementos de la red, como son disparos de grupos generadores, de líneas y/o de transformadores, identificando así las restricciones técnicas a resolver.

El operador del sistema resuelve entonces las congestiones de la red alterando el programa de generación aplicando criterios técnicos de seguridad, pero también económicos (ofertas a subir y bajar energía enviadas por los generadores), manteniendo en todo momento el equilibrio generación-demanda.

Servicios complementarios

Los servicios complementarios, ofrecidos por los generadores y gestionados por el operador del sistema, tienen como objetivo que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real. Existen tres servicios complementarios básicos; regulación primaria, secundaria y terciaria, descritos todos ellos en el procedimiento de operación 1.5 así como en los procedimientos 7.1, 7.2 y 7.3 del sistema eléctrico.

Cabe destacar que parte de estos procedimientos son objeto de modificación tras la propuesta de Red Eléctrica del 23 de marzo antes comentada.

- Regulación primaria

Se define como “*el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia*”.

Su objetivo es la corrección automática y casi instantánea (respuesta completa como máximo en 30 segundos) de los desequilibrios de frecuencia, y deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria. Este servicio es obligatorio y no tiene una remuneración adicional.

Determinados generadores son capaces de proveer una regulación primaria significativa por su inercia, midiendo la desviación entre la frecuencia real respecto a la teórica de la red (50 hercios en todo el sistema europeo, gestionado por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, ENTSO-E) y oponiéndose a la desviación disminuyendo o aumentando su generación eléctrica, durante los primeros 30 segundos, hasta que otros sistemas de regulación centralizada actúen compensando el exceso o defecto de generación, respectivamente.



Los generadores térmicos e hidráulicos y la eólica y fotovoltaica, si disponen de almacenamiento en baterías, aunque no es lo habitual, son capaces de proveer este servicio, ya que disponen de energía disponible que da una inercia para oponerse al cambio.

➤ Regulación secundaria

Se define como “*el servicio de balance de activación automática de potencia activa que tiene por objetivo el mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia y la anulación en cada instante de los desvíos del bloque de control frecuencia-potencia español, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas del proceso europeo de compensación de desequilibrios en tiempo real*”.

Dicho margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como banda de regulación secundaria a subir o a bajar. Este proceso permite al operador del sistema disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible, en concreto, el comienzo de la respuesta debe tener lugar en un intervalo no superior a 20 segundos, y con capacidad para mantenerse en el tiempo durante 15 minutos más hasta poder ser remplazada por el mecanismo de regulación terciaria.

Cada día, el operador del sistema (REE) estima la reserva de banda de regulación secundaria, en términos de potencia (MW), necesaria para asegurar el suministro en condiciones de fiabilidad en caso de desequilibrios producción/consumo en tiempo real, y convoca el mercado correspondiente después de la celebración del mercado diario y el de restricciones

A diferencia de la regulación primaria, este servicio es remunerado.

Las empresas generadoras o los consumidores autorizados, con carácter voluntario, presentan sus ofertas de capacidad disponible (MW), con su precio correspondiente (€/MW), para cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

El operador del sistema asignará las ofertas que en conjunto representen un menor sobrecoste total, teniendo en cuenta para ello una serie de criterios especificados en el procedimiento de operación 7.2.

La remuneración por la prestación de este servicio se basa en dos conceptos; la disponibilidad, es decir, la banda de regulación ofrecida (MW), y la utilización, la energía a subir o a bajar que se aporta.

Todos aquellos agentes autorizados a prestar este servicio se agrupan en las llamadas zonas de regulación, también denominadas zonas de control, las cuales reciben las consignas del regulador maestro del operador del sistema, al cual se le conoce con las siglas RCP (Regulación Compartida Peninsular).

➤ Regulación Terciaria

“*La regulación terciaria es uno de los servicios de balance de activación de reservas de potencia activa en un tiempo igual o inferior a 15 minutos, al objeto de mantener la frecuencia y el equilibrio generación-demanda del sistema. Este servicio, de activación manual, es gestionado por el OS mediante mecanismos del mercado y permite la restitución del uso de reserva automática de regulación secundaria*”.

Este servicio es de carácter obligatorio para aquellas unidades que puedan ofrecerlo.



Las unidades de programación deberán poder variar su potencia en un tiempo igual o inferior a 15 minutos, y mantener dicha variación durante 2 horas. Este servicio permite al operador del sistema corregir aquellos desequilibrios entre generación y demanda que se mantengan tras la aplicación de la regulación primaria y secundaria.

Esta variación de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se define como la reserva de regulación terciaria a subir o a bajar.

Se trata, al igual que la regulación secundaria, de un servicio remunerado. El operador del sistema (REE) establece y publica el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, y, por su parte, las unidades de programación habilitadas presentan las ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar.

El operador del sistema asignará las ofertas que en conjunto representen un menor sobre coste total, teniendo en cuenta para ello una serie de criterios especificados en el procedimiento de operación 7.3.

Al contrario que en el caso de la reserva secundaria, sólo se percibe remuneración por este servicio, si es utilizado por el operador del sistema. Otra de las particularidades de este procedimiento es su carácter manual, a diferencia de la regulación secundaria, cuyo proceso operativo se detallará posteriormente.

Gestión de desvíos

Los procedimientos antes mencionados, se planifican con un amplio horizonte temporal, es decir, la potencia necesaria a subir o a bajar se establece en los distintos mercados para todos los periodos de programación del día siguiente. En el caso de que se produzcan desequilibrios entre la generación y la demanda no contemplados por todos los mecanismos previamente mencionados, entra en juego la llamada gestión de desvíos.

Tiene por objeto hacer frente a los desvíos horarios previstos que se puedan producir tras el mercado intradiario, pocas horas antes del despacho.

Durante la operación normal, los agentes de producción de energía eléctrica comunican al operador del sistema (REE) las previsiones de desvíos generación-consumo originados por distintas causas, a lo que se añaden las variaciones en la previsión de producción renovable. Sólo en el caso de que el conjunto de los desvíos previstos durante el periodo entre dos mercados intradiarios superen los 300 MW en media horaria, da lugar a que el operador del sistema convoque el mercado de gestión de desvíos.

En dicho mercado las unidades de programación habilitadas presentan las ofertas gestión de desvíos tanto a subir como a bajar y el operador del sistema evaluará y asignará las ofertas en función a las especificaciones detalladas en el procedimiento de operación 3.3.

Como se ha podido comprobar, el desequilibrio entre generación y demanda es un parámetro clave de cara al correcto funcionamiento del sistema eléctrico, y por ello cuenta con un gran número de procedimientos destinados a evitar estas variaciones. De cara a este trabajo fin de máster, los servicios complementarios, en concreto, la regulación secundaria, serán de gran relevancia en el planteamiento y el desarrollo de las propuestas de optimización planteadas. Por tanto, en posteriores apartados se explicará con mayor detalle las particularidades de estos procesos, así como su influencia en el estudio realizado.

El volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema en el año 2018 fue de 19.785 GWh, representado la energía de restricciones técnicas más de la mitad del volumen (57,3%), como se puede observar en la siguiente figura. (Red Eléctrica de España, 2019)

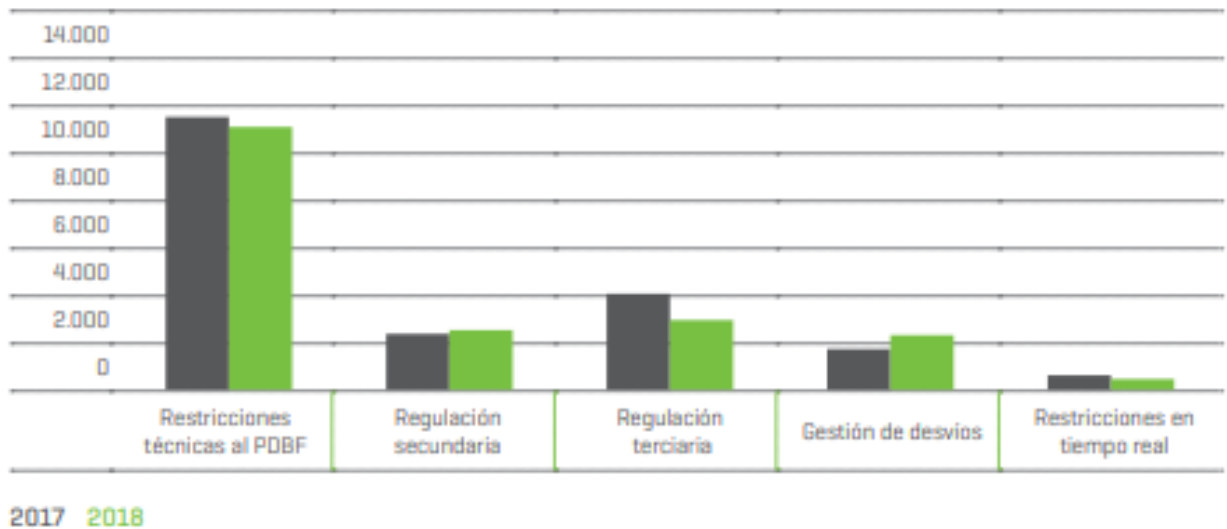


Figura 30: Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh) año 2018. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018

Precio final del mercado mayorista

Una vez conocido el funcionamiento y las principales características del mercado mayorista, es importante detallar el precio de energía resultante de este mercado. Como se ha comentado, en el mercado diario obtenemos un precio de casación inicial, que en el caso estudiado (las 12:00h del 20 de febrero de 2020) era de 42,8 €/MWh, sin embargo, posteriormente a ese mercado diario se realizan los correspondientes ajustes de cara a garantizar el suministro de la energía en las condiciones de calidad, seguridad y fiabilidad (servicios de ajuste), y, además, tienen lugar los distintos mercados intradiarios.

Por tanto, el precio final de compra y venta de energía por parte de los distintos generadores y de las empresas comercializadoras, grandes consumidores y demás agentes autorizados, es el resultado de la suma de múltiples conceptos, siendo sin duda el precio del mercado diario el más relevante.

Así, para obtener el precio final del mercado mayorista, se tienen en cuenta los siguientes conceptos:

- Precio de casación del mercado diario
- Precio de casación del mercado intradiario
- Costes de los servicios de ajuste
- Pagos por capacidad

Es un instrumento regulatorio que se utiliza en los mercados eléctricos como complemento al mercado de energía, para incentivar la inversión y la disponibilidad de generación, que puede ser necesaria para cubrir la demanda en horas punta del sistema.



Como se ha comentado previamente, los generadores establecen su precio de energía en el mercado diario teniendo en cuenta el coste de oportunidad que supone la generación de dicha energía, es decir, el precio resultante de la casación del mercado diario no tiene en cuenta los costes fijos en los que incurren dichos generadores. Por este motivo, centrales como por ejemplo las nucleares, a pesar de contar con elevados costes fijos ofertan su energía a precio cero.

Estos pagos regulados compensan dichos costes fijos que no están contemplados en el mercado diario de energía. Son, por tanto, un ingreso de especial relevancia para aquellas centrales con elevados costes fijos y bajos funcionamientos, pero que son críticas para garantizar la estabilidad del sistema.

➤ Servicio de interrumpibilidad:

Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico de acuerdo con criterios técnicos (de seguridad del sistema) y económicos (de menor coste para el sistema). Se trata de un servicio regulado por la orden IET/2013/2013, del 31 de octubre.

Este servicio se activa en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema a los grandes consumidores que sean proveedores de este servicio, principalmente, la gran industria. Para acceder a este servicio las empresas deben de cumplir una serie de requisitos de consumo, instalar equipos de medida y comunicación y firmar el correspondiente contrato.

Aunque no es algo habitual, a veces en el sistema eléctrico hay situaciones en las que no hay suficiente generación para abastecer toda la demanda. Esto puede deberse a una punta de consumo extraordinaria o a una pérdida súbita de generación renovable.

En estos casos el servicio de interrumpibilidad permite flexibilizar la operación del sistema eléctrico desde el lado de la demanda. Los grandes consumidores de energía eléctrica (la gran industria), en respuesta a una orden dada por el operador del sistema, reducen su consumo para mantener el equilibrio entre generación y demanda, percibiendo a cambio una retribución económica.

La remuneración se establece mediante un sistema de subastas con pujas presenciales. Se subastan dos productos de potencia interrumpible, uno consistente en reducciones de consumo de 5 MW y otro de 40 MW, mediante un sistema informatizado de subastas de precio descendente.

A partir del precio de salida, el importe va bajando en cada ronda a un precio previamente establecido. La prestación del servicio se asigna al último competidor que queda en la puja sin retirarse y, por tanto, está dispuesto a prestarlo al precio más bajo.

A modo de ejemplo, en la *Figura 31: Desglose precio final del mercado mayorista para las 12:00h del 20 de febrero de 2020*. Datos: REE se observa como el precio del mercado diario marca claramente el precio final, suponiendo un 86% del mismo, mientras que otros conceptos como los pagos por capacidad o los servicios de ajuste (restricciones técnicas, regulación secundaria, gestión de desvíos) suponen el 14% restante.

También se deduce la mayor presencia de los pagos por capacidad (5,3 €/MWh) frente al resto de los servicios de ajuste (1,4 €/MWh), así como, dentro de estos últimos, de las restricciones técnicas (1 €/MWh), frente a la regulación secundaria y gestión de desvíos (0.4 €/MWh).



Figura 31: Desglose precio final del mercado mayorista para las 12:00h del 20 de febrero de 2020. Datos: REE

Teniendo en cuenta todos estos conceptos, se obtiene un precio final de 49,5 €/MWh.

En este ejemplo concreto el servicio de interrumpibilidad y el mercado intradiario no suponen un incremento en el precio final. Un desglose más genérico se observa en la siguiente figura, que representa los componentes del precio final del año 2018.

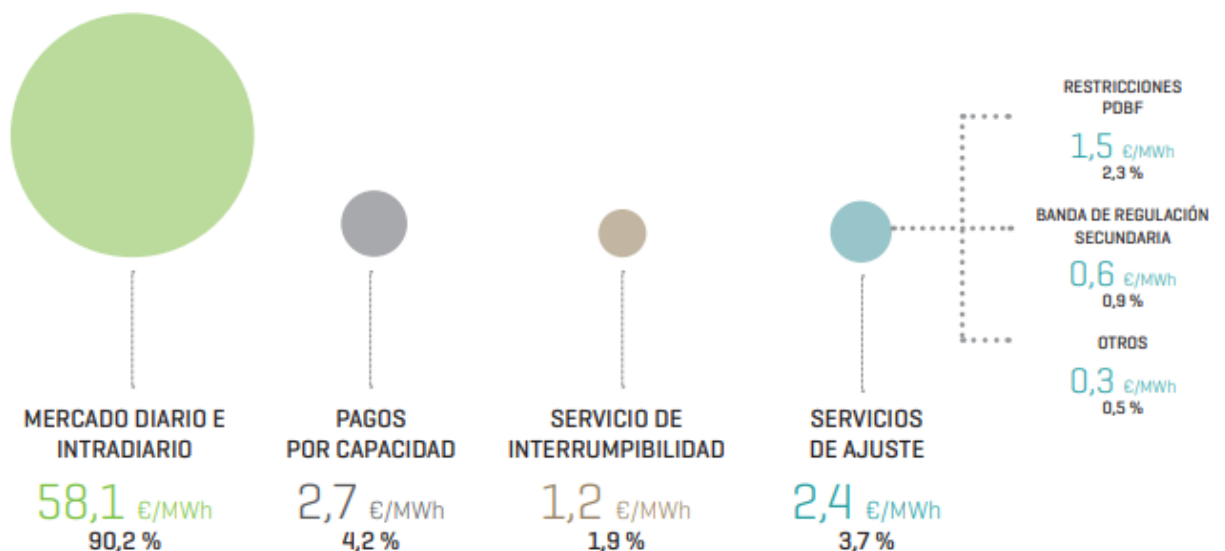


Figura 32: Componentes del precio final del mercado mayorista año 2018. Fuente: Informe del sector eléctrico 2018

Del mismo modo en la Figura 33: Evolución del precio final del mercado mayorista (€/MWh), años 2017 y 2018. Fuente: REE se representa el desglose por meses para los años 2017 y 2018.

Sin duda los pagos por capacidad son el componente más influyente sobre el precio final, seguidos de los servicios de ajuste e interrumpibilidad. En el caso de los servicios de ajuste, en la Figura 34: Repercusión de los servicios de ajuste en el precio final (€/MWh), años 2017 y 2018. Fuente: REE se muestra su repercusión por meses para los años 2017 y 2018.

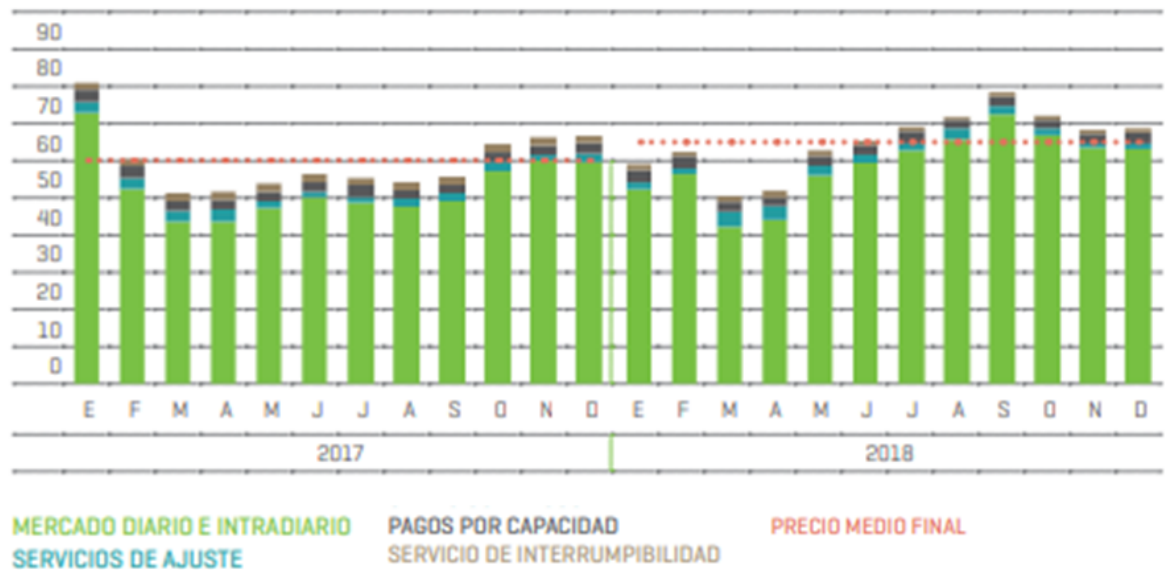


Figura 33: Evolución del precio final del mercado mayorista (€/MWh), años 2017 y 2018. Fuente: REE

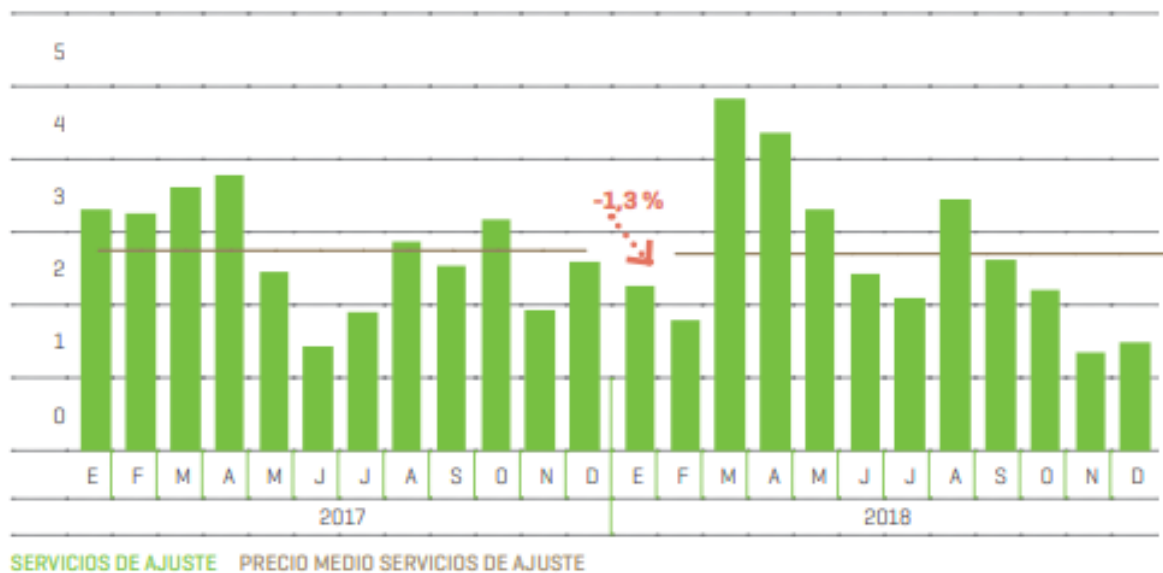


Figura 34: Repercusión de los servicios de ajuste en el precio final (€/MWh), años 2017 y 2018. Fuente: REE

3.5.4 Mercado minorista

En el mercado minorista tiene lugar la venta de energía a los usuarios finales; estos son los consumidores domésticos y las pequeñas y medianas empresas. Las empresas comercializadoras acuden al mercado mayorista donde compran la energía, tal como se ha explicado previamente, para venderla posteriormente en este mercado.

Los consumidores finales pueden adquirir la energía por medio de distintas formas:

- Tarifa regulada o precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC)

Se trata de una tarifa cuyos requisitos son fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y cuyo precio es calculado por Red Eléctrica de España en función del precio horario de los mercados diario e intradiario durante el periodo al que corresponda la facturación, y



mediante la aplicación de un perfil de un consumidor promedio. Todo ello de acuerdo con el Real Decreto 216/2014, del 28 de marzo que sustituye a la anterior Tarifa de Último Recurso (TUR).

Su principal objetivo es servir de soporte para todos aquellos clientes finales que no quieran contratar ninguna de las tarifas que ofrecen las comercializadoras en el mercado libre. Esta tarifa regulada solo la pueden ofrecer las comercializadoras designadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo como comercializadoras de referencia (COR).

En España las comercializadoras de referencia (COR) son:

- Endesa Energía XXI, S.L.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Comercializadora Regulada Gas & Power, S.A.
- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.U.
- Viesgo Comercializadora de Referencia, S.L.
- CHC Comercializador de Referencia, S.L.U.
- Teramelcor, S.L. (en el ámbito territorial de Melilla)
- Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia, S.A. (en el ámbito territorial de Ceuta).

Solo es posible acceder a este tipo de tarifa si la potencia contratada es igual o inferior a 10KW.

- Bono Social

Para proteger a los consumidores más indefensos de las subidas de la luz, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo creó el llamado “Bono Social” que consiste en un descuento sobre la tarifa regulada PVPC.

Para acceder a él es necesario tener contratada la tarifa PVPC además de cumplir con los requisitos fijados. Se establecen reducciones del 25% y 40% sobre la factura eléctrica para aquellos consumidores considerados vulnerables o vulnerables severos respectivamente.

- Contratación en el mercado liberalizado

En este caso el consumidor contrata la tarifa con una de las comercializadoras de libre mercado, pactando entre ambos el precio.

Hay que tener en cuenta que si bien para la comercializadora el precio de la electricidad varía de una hora a otra en función de los resultados del mercado mayorista, el precio que se establece para el consumidor suele ser fijo durante un cierto período de tiempo. Por esa razón la comercializadora deberá tener en cuenta los diferentes precios de tal forma que genere un precio medio que le permita obtener beneficio.

En el segundo semestre de 2019, un 62,3% del consumo eléctrico fue suministrado por un comercializador en el mercado libre, mientras que el 37,7% restante lo suministraba un

comercializador de referencia (COR), al precio regulado. (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2019)

Esta diferencia es más significativa en términos de potencia. La energía suministrada por las comercializadoras en el mercado libre frente a las de referencia se situó en un 88,5% en el año 2018, como se puede observar en la siguiente figura.

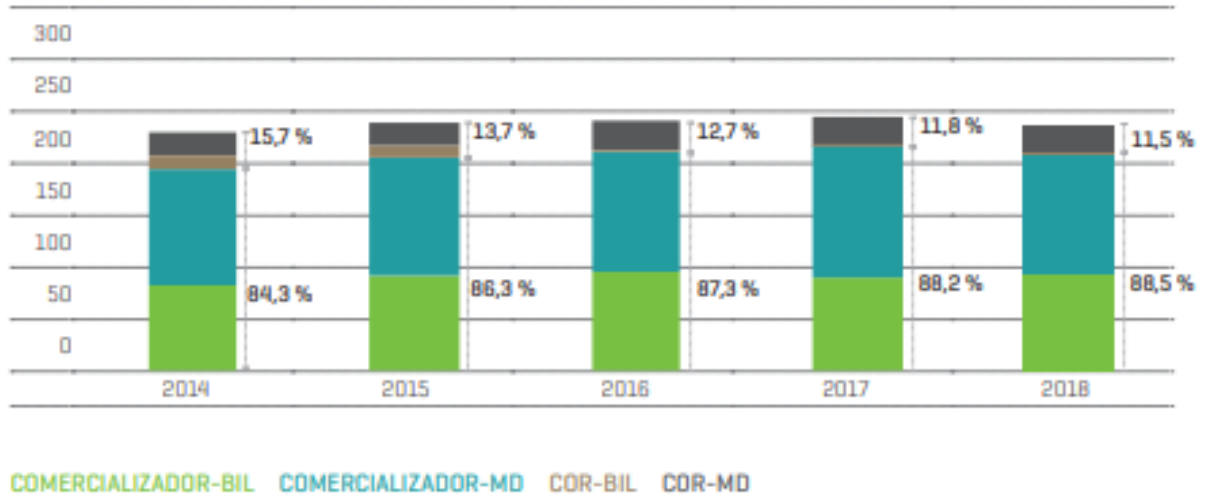


Figura 35: Evolución de las compras según tipo de comercializadora (TWh). Fuente: Red Eléctrica de España

Los contratos bilaterales, donde la energía es intercambiada con periodos de entrega de distinta duración, suponen una parte importante del total (en torno al 40%), fundamentalmente en el caso de las comercializadoras de libre mercado. Por otra parte, la energía intercambiada en el mercado diario ascendió a un 73,6% del total.

En cuanto al tipo de consumidor final, los contratos PVPC están presentes en las pymes y consumidores domésticos, mientras que en la industria domina el mercado libre, debido a que se trata de consumos con potencias contratadas muy superiores a los 10 KW de requisito para acceder a una tarifa tipo PVPC, como se observa en la siguiente figura.

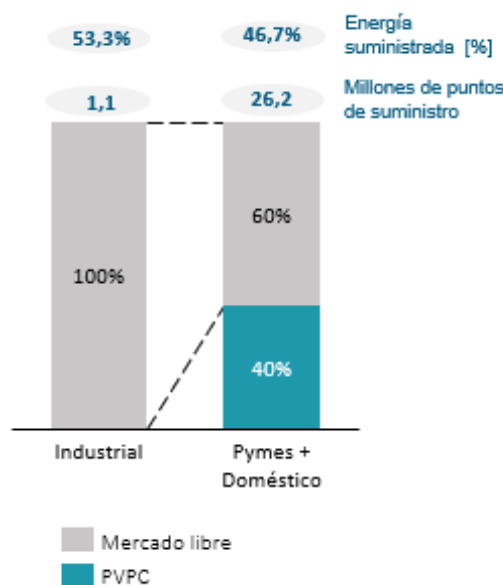


Figura 36: Energía según tipo de consumidor (%)

Además, el consumidor puede escoger entre distintos tipos de tarifas eléctricas, que dependen principalmente de la potencia contratada y los periodos tarifarios (en función del tipo de periodo se incurren en unos costes u otros por peajes de acceso, como se detallará posteriormente).

Las tarifas existentes actualmente, así como sus periodos tarifarios se muestran a continuación.

Tipo de tensión	Tarifa	Potencia contratada	Periodos
Baja tensión	2.0 A	$P_c \leq 10 \text{ KW}$	1
	2.0 DHA	$P_c \leq 10 \text{ KW}$	2
	2.0 DHS	$P_c \leq 10 \text{ KW}$	3
	2.1 A	$10 \text{ KW} < P_c \leq 15 \text{ KW}$	1
	2.1 DHA	$10 \text{ KW} < P_c \leq 15 \text{ KW}$	2
	2.1 DHS	$10 \text{ KW} < P_c \leq 15 \text{ KW}$	3
Alta tensión	3.0 A	$P_c > 15 \text{ KW}$	3
	3.1 A	$P_c \leq 450 \text{ KW}$	3
	6.1 A	$P_c > 450 \text{ KW}$	6
	6.2	$P_c > 450 \text{ KW}$	6
	6.3	$P_c > 450 \text{ KW}$	6
6.4	$P_c > 450 \text{ KW}$	6	

Tabla 3: Tarifas eléctricas

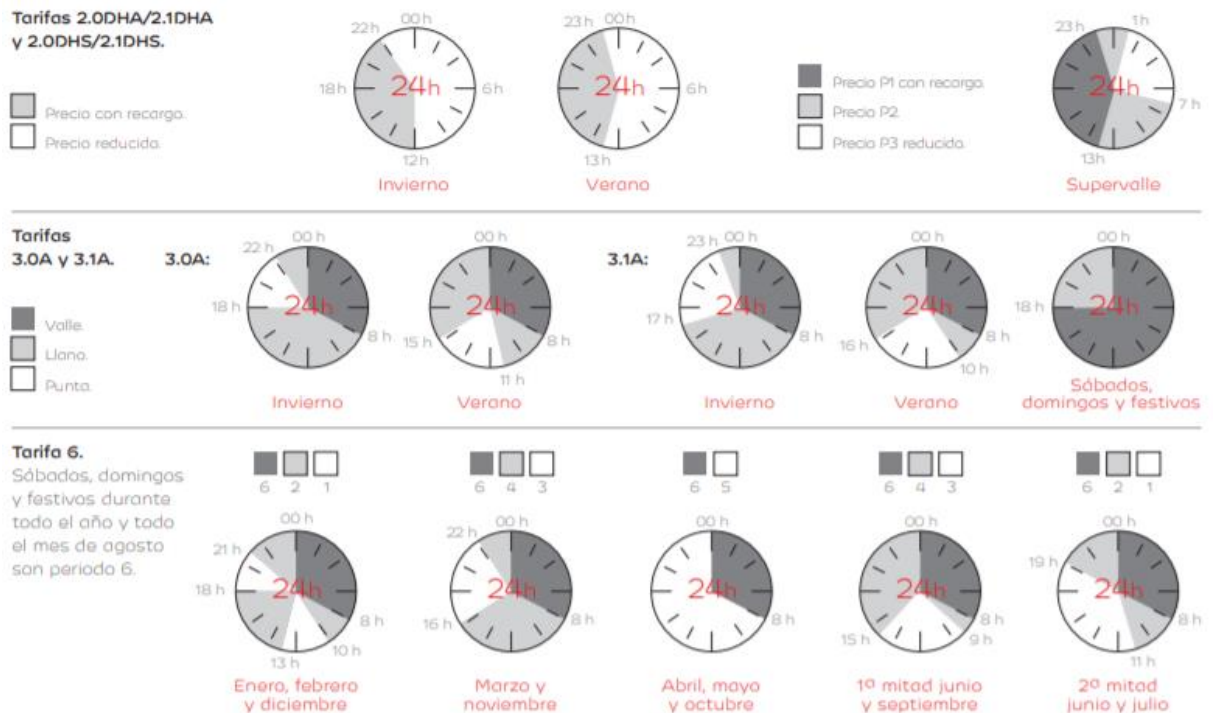


Figura 37: Periodos tarifarios

Es importante destacar que, tras la publicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, se modifican las tarifas y los periodos actuales. Dichas modificaciones requieren un periodo transitorio de adaptación, por lo que no será hasta 2021 cuando se aplique el nuevo sistema tarifario.

3.5.5 Precio final de la energía eléctrica

En anteriores apartados se ha detallado el funcionamiento y las principales características de los mercados mayorista y minorista de energía. El precio de la electricidad visto hasta el momento no es el precio final que los consumidores pagan en su recibo, sino que a este valor hay que añadirle una serie de partidas complementarias que provocan un aumento significativo del mismo.

En el presente apartado se procede a explicar dicho precio final, así como los distintos elementos que lo configuran. Para ello, en la siguiente figura se pueden observar todos los componentes que conforman dicho precio.

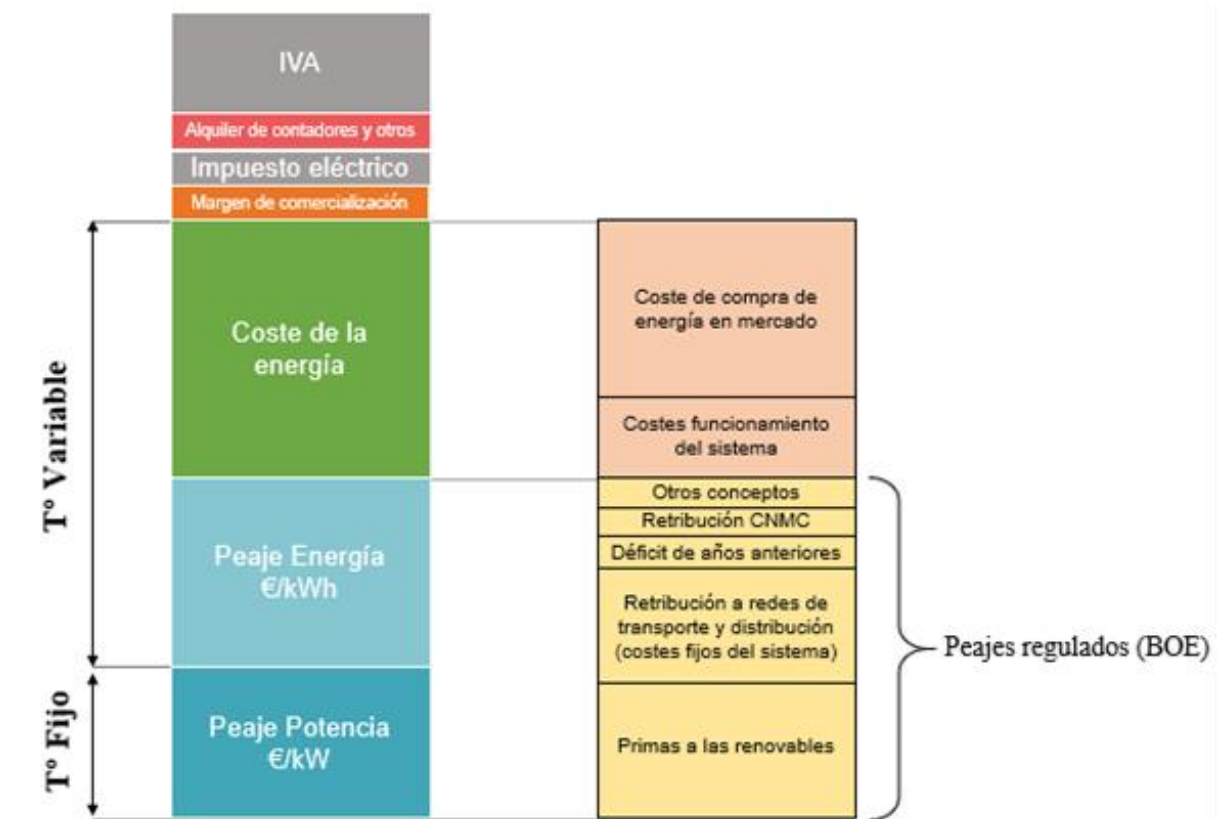


Figura 38: Desglose de la factura eléctrica

En primer lugar, es importante distinguir entre dos grandes bloques; el término fijo y el variable. El término fijo corresponde a la potencia contratada, es decir, el número de KW, la cantidad máxima de energía que podemos consumir a la vez. Por otro lado, el término variable representa la energía consumida, es decir, el coste variable por el número de KWh consumidos.

Una analogía muy visual a estos conceptos es el ejemplo del agua. El término fijo (potencia) correspondería al caudal que puede dar un grifo. Se paga por esa disponibilidad, aunque no se consuma agua. Por otro lado, el término variable (energía) hace referencia a la cantidad de litros de agua que finalmente se han consumido.

Dentro de ambos términos se incluyen una serie de peajes y cargos regulados; en el caso del término fijo, estos suponen la totalidad de su valor, mientras que en el término variable además de esos peajes y cargos hay que considerar el coste propio de la energía. Este coste es el relativo al mercado mayorista, el cual se comentaba en anteriores apartados.



Los peajes y cargos regulados son únicos en todo el territorio nacional y tienen como objetivo financiar los costes del sistema eléctrico. Así se establece en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, donde se definen:

- Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores y los agentes por las exportaciones de energía a países no comunitarios, destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución.
- Los cargos que se establezcan para el pago de las otras partidas de costes que no sean cubiertas por otros ingresos, como el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, la retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, la retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad y las anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.

El artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que compete a la autoridad regulatoria, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la aprobación de la metodología de peajes de acceso, la estructura y los valores concretos de los mismos; correspondiendo al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la aprobación de la estructura de los cargos, su metodología y sus valores

Estos conceptos regulados son de gran relevancia dentro de la factura eléctrica puesto que suponen más de un 40% de su valor. Por ello a continuación se explican con mayor detalle:

Peajes de acceso

Los costes de las redes de transporte y distribución son repercutidos a todos los consumidores, independientemente de que se adquiera la energía a precio libre o precio regulado, a través de los peajes de acceso.

Los peajes de acceso están compuestos de un término de potencia y un término de energía. De esta manera, el coste del acceso depende tanto de la potencia que el consumidor tenga contratada (término fijo, debido a que las redes deben ser diseñadas para garantizar en cualquier momento el suministro de las potencias que los consumidores tienen contratadas) como del consumo que haya realizado (término variable).

Por tanto, cada tarifa de las ya mencionadas en el apartado 3.5.4 tendrá un determinado peaje de acceso, tanto para la potencia (definido en €/KW año) como para la energía (definido en €/KWh) en los distintos periodos tarifarios contemplados.

Estos peajes corresponden en la *Figura 38: Desglose de la factura eléctrica* a la retribución a las redes de transporte y distribución. Cabe destacar que, a mayores tarifas, como las 6.X, destinadas a consumidores industriales con grandes potencias contratadas, el valor de los peajes es inferior. Esto se debe a que este tipo de consumidores se conectan directamente a las redes de transporte o aguas arriba en las redes de distribución, y por tanto hacen un menor uso del sistema, a diferencia de, por ejemplo, los consumidores domésticos que se encuentran en el último eslabón de la red de transporte y distribución haciendo uso de toda ella (tarifas tipo 2.X donde los peajes son mayores).



Hay que destacar que, al igual que sucede con las tarifas eléctricas, tras la publicación reciente de la Circular 3/2020, del 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se verán modificados los peajes de acceso actuales.

Cargos regulados

Tienen como objetivo cubrir todos aquellos costes no contemplados por otros ingresos. Estos son:

- Régimen retributivo específico a la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE).

El sistema de retribución regulada de la generación renovable es complejo, no tanto por su diseño general como por la enorme casuística con que se ha desarrollado. Una planta de generación renovable puede obtener sus ingresos de dos fuentes; del mercado por su venta de energía al precio horario correspondiente y del régimen retributivo específico, que es un pago regulado.

El sistema actual está diseñado de modo que lo que recibe como pago regulado no es independiente de lo que recibe del mercado, sino que actúa como complemento. De hecho, el pago regulado (régimen retributivo específico) se efectúa sobre una previsión del precio de mercado. Dado que obviamente este no se conoce a priori, esa previsión se va ajustando cada cierto tiempo. Al final, el objetivo es que la empresa perciba unos ingresos totales que, en comparación con unos costes medios estimados, le permita obtener una rentabilidad razonable.

El sistema de retribución parte de considerar que hay determinadas “familias” de plantas de generación, denominadas instalaciones tipo, que comparten características comunes, especialmente respecto a sus costes y sus rendimientos, lo cual permite un cálculo más aproximado de los mismos.

Una instalación de generación que se encuadra en un subgrupo determinado recibe retribución regulada siempre y cuando su edad sea inferior a la vida útil regulatoria. La vida útil regulatoria y el valor de la inversión son los únicos parámetros retributivos que, una vez establecidos, no están sujetos a modificación. Aunque depende de la tecnología específica, en la retribución a las renovables la vida útil regulatoria se sitúa entre 20 y 30 años.

El sistema se basa en retribuir fundamentalmente los costes de inversión, puesto que los costes de operación y mantenimiento de las fuentes de generación estrictamente renovables (eólica, solar) son muy reducidos. Junto a esas fuentes, la retribución también afecta a actividades de cogeneración (que suele usar gas natural) y generación mediante biomasa o residuos. En esos casos sí se percibe una retribución a la operación que es relevante.

- Pagos correspondientes a las anualidades del déficit del sistema eléctrico

El déficit tarifario es la diferencia entre el monto total recaudado a través de los peajes de acceso y cargos, y los costes reales asociados a dichas tarifas (costes de transportar, distribuir, subvencionar determinadas energías y otras actividades y servicios que según el ordenamiento jurídico se retribuyen con cargo al sistema). Las diferencias entre la recaudación por peajes y cargos y los costes reales se originan principalmente por dos motivos; errores de estimación y objetivos políticos/económicos de los sucesivos gobiernos, quienes en último término establecen los peajes

Los peajes se determinan como la suma de los costes en que se incurre para la provisión de un servicio regulado. Dado que las tarifas se establecen antes de incurrir en ciertos costes (ya que se fijan antes de que se consuma la electricidad, frecuentemente a principios de año), el Gobierno tiene que realizar previsiones de cuál será el nivel de éstos y también de cuáles serán los volúmenes de energía que demandarán los diferentes consumidores.

En España, y desde el año 2000, los sucesivos peajes han generado reiteradamente déficits de tarifa, que se han ido acumulando. Las previsiones de coste utilizadas para determinar los peajes no han sido objetivas, es decir, se han subestimado los costes reales. El aumento de la retribución regulada a la generación renovable, cogeneración y residuos fue muy acusado hasta 2013, y sin duda fue un elemento fundamental en el aumento de los costes del sistema.

Como puede observarse en la siguiente figura, la deuda actual del sector eléctrico se genera entre los años 2005 y 2013. Actualmente no hay deuda pendiente previa a 2005, y los últimos cinco años 2014-2018 ha terminado con superávit en cada uno de ellos.

En concreto, frente al déficit de 3.540 millones de euros del ejercicio 2013, los ejercicios del 2014 al 2018 cerraron con un superávit de 550, 469, 421, 150 y 96 millones de euros, respectivamente. El ejercicio de 2019 no se ha cerrado, pero todo indica que también lo hará con superávit, según las estimaciones de la CNMC. Hay que tener en cuenta que actualmente un ejercicio del año n se cierra en el mes de diciembre del año n+1, es decir, hasta diciembre de este año no se publicará la liquidación definitiva correspondiente al año 2019.

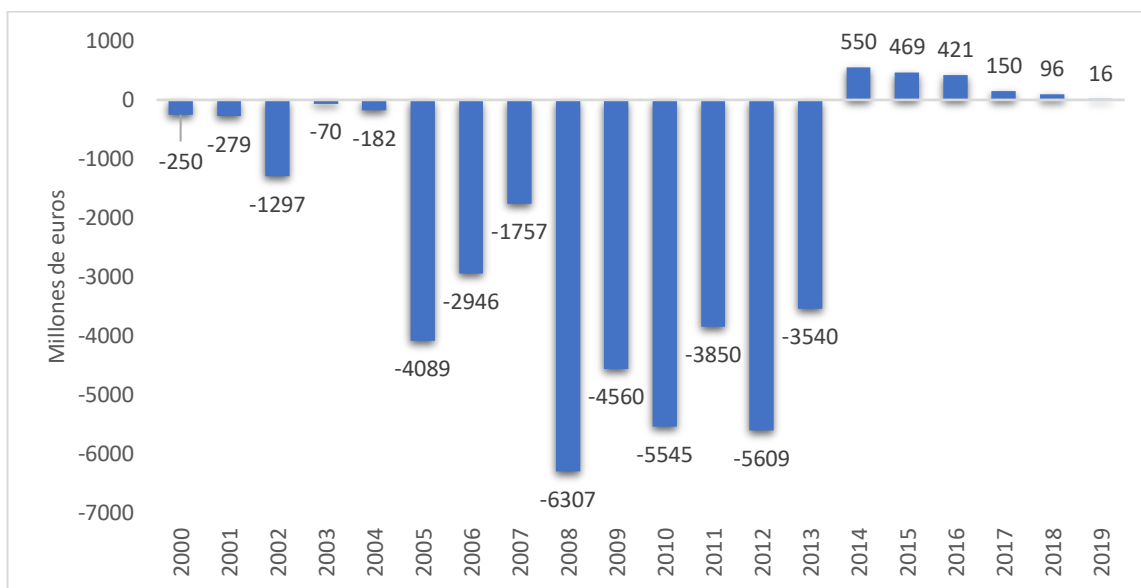


Figura 39: Evolución del saldo del sistema eléctrico. Fuente: CNMC

➤ Retribución adicional y específica a sistemas no peninsulares

Los sistemas no peninsulares (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla), sin conexión con el sistema eléctrico ibérico, tienen costes de generación más altos. Sin embargo, por un principio de solidaridad interterritorial, el coste de la energía adquirida por los consumidores se fija al mismo precio que el del mercado ibérico, por lo que es necesario compensar a los generadores por la diferencia entre ese precio y el coste de producción. En la actualidad el 50% de estos extracostes forman parte de este cargo regulado y por tanto se ven reflejados en la factura del consumidor final, mientras que el otro 50% se incluyen en los Presupuestos Generales del Estado.

- Retribución a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)
- Ciclo de combustible nuclear

Se conoce como Ciclo del Combustible Nuclear al conjunto de operaciones necesarias para la fabricación del combustible destinado a las centrales nucleares, así como al tratamiento del combustible gastado producido por la operación de las mismas.

Este cargo se destina por tanto a cubrir el coste de producción y tratamiento del combustible nuclear utilizado para la producción de energía eléctrica.

Impuestos y otros conceptos

Por último, al coste de la energía y los peajes y cargos regulados hay que sumarle los impuestos (impuesto eléctrico, 5,11% sobre la facturación de potencia y energía), y otros conceptos como el pago de contadores y otros equipos y el margen de comercialización, aplicado por la empresa comercializadora contratada.

Resumen de costes

A modo de resumen, en la siguiente figura se reflejan todos los costes del sistema eléctrico para el año 2019 (datos de la Liquidación 14/2019 del 28 de abril del 2020). Se han remarcado en naranja los costes regulados (tasa CNMC, ciclo de combustible nuclear, déficit tarifario, retribución a los sistemas no peninsulares y el régimen retributivo específico RECORE), en amarillo los costes de transporte y distribución que se sufragan con las tarifas de acceso y, por último, en verde, los costes relativos a la energía (servicio de interrumpibilidad y pagos por capacidad) que como ya se ha comentado en el apartado previo, forman el precio final del mercado mayorista.

CONCEPTO	Liquidación 14/2019 con costes reconocidos (A)	Liq. 14/2019 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 14/2019 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.715.507	2.715.507	2.760.383	-44.876	-1,6%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	20.056	20.056	20.141	-85	-0,4%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	134	134	134	-0	-0,3%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.696.172	2.696.172	2.740.108	-43.936	-1,6%
Fondo de titulación	2.051.548	2.051.548	2.087.535	-35.987	-1,7%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	272.472	272.472	280.391	-7.919	-2,8%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	94.391	94.391	94.421	-30	0,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	277.761	277.761	277.761	0	0,0%
Correcciones de medidas	-854	-854	-854	-854	
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	14.972.191	13.452.262	15.148.305	-176.114	-1,2%
Transporte	1.709.998	1.536.405	1.702.153	7.845	0,5%
Retribución del transporte distribuidoras con más de 100.000 suministros	1.709.126	1.535.622	n.d.		
Retribución del transporte distribuidoras con menos de 100.000 suministros	871	783	n.d.		
Distribución y Gestión Comercial	5.180.641	4.654.722	5.454.500	-273.859	-5,0%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	4.792.275	4.305.781	n.d.		
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	388.367	348.941	n.d.		
Retribución específica RECORE sistema peninsular	7.266.225	6.528.585	7.095.411	170.814	2,4%
Retribución adicional y específica sistemas no peninsulares	647.492	581.761	729.665	-82.173	-11,3%
Retribución adicional SNP	564.320	507.032	n.d.		
Retribución específica RECORE	83.172	74.729	n.d.		
Sistema de Interrumpibilidad	8.829	8.120	7.570	1.259	16,6%
Coste Pagos por Capacidad	158.996	142.855	159.006	-10	0,0%
Coste Diferencia de Pérdidas **	-	-	-	-	
H. Total Costes (H = F + G)	17.687.698	16.485.129	17.908.688	-221.000	-1,2%

Figura 40: Previsión costes del sistema eléctrico año 2019. Fuente: Liquidación 14/2019 CNMC





4. ESTUDIO DE LAS PROPUESTAS

En el presente apartado se explica de forma más detallada cada una de las tres propuestas planteadas; sus principales características y particularidades, los requerimientos técnicos y económicos necesarios para su implementación, así como las dificultades encontradas.

4.1 Propuesta nº1: Gestión de la demanda

Esta primera propuesta gira en torno a la reciente modificación de los servicios de balance comentada en el apartado 3.5.3, que permite participar en ellos por primera vez a los consumidores. Por ello, se plantea la inclusión del cliente, mediante su fábrica, en los servicios de ajuste del sistema.

El objetivo de estos servicios es, como ya se ha explicado en apartados previos, el mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia (50 Hz). Dentro de los servicios de balance se engloban los servicios complementarios (regulación primaria, secundaria y terciaria) y la gestión de desvíos.

Sin embargo, de cara a esta propuesta, no se consideran todos estos servicios. Dentro de los servicios complementarios se tendrán en cuenta la regulación secundaria y terciaria, puesto que son aquellos por los cuales se percibe una remuneración económica, así como el servicio de gestión de desvíos.

Debido a sus características y particularidades, la regulación secundaria es un procedimiento más complejo y con una mayor dificultad y requerimientos técnicos en comparación con el resto de los servicios considerados. Por ello, en primer lugar, se procede a explicar de forma detallada cómo es el funcionamiento de este servicio y de qué forma se realizaría la integración del cliente en él.

4.2.1 Regulación secundaria

Para corregir las variaciones entre generación y demanda, se recurre al servicio de regulación secundaria, que, a grandes rasgos, consiste en compensar ese desajuste recurriendo a los generadores, y tras el reciente cambio regulatorio también a los consumidores, estableciendo una reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.

De cara a entender bien este proceso, es importante detallar los distintos agentes que intervienen en él, estos son:

- Sistema de regulación compartida peninsular (RCP)

Es el sistema de control que funciona como regulador maestro de la regulación secundaria del sistema. Está gestionado por el operador del sistema (REE).

- Zona de regulación

Una zona de regulación es una agrupación de unidades de programación que, en conjunto, tiene capacidad de regular cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

Cada zona de regulación estará constituida por una o más unidades de programación que participen activamente en el servicio de regulación secundaria y por unidades no habilitadas para la participación activa en este servicio, estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del sujeto que ostenta la titularidad de la zona de regulación.

Las unidades habilitadas por el operador del sistema (REE) son aquellas que han superado el proceso de habilitación establecido en el procedimiento de operación 7.2 y tienen capacidad de responder activamente a las señales de control enviadas por el correspondiente control automático de generación (AGC).

- Control automático de generación (AGC).

Función software utilizada por los reguladores de zona para realizar el control frecuencia – potencia, es decir, para ajustar de forma automática el punto de funcionamiento de sus unidades de programación en función de unas consignas de potencia y frecuencia.

La regulación secundaria se trata de un sistema jerárquico y organizado por zonas de regulación. El regulador maestro, conocido como regulador compartido peninsular (RCP) establece los requerimientos de reserva de regulación secundaria a subir o a bajar, la cual se asigna en el mercado a las distintas zonas de regulación que integran todas las unidades de programación habilitadas para realizar este servicio. La potencia requerida por el regulador a cada una de las zonas es la llamada contribución requerida a la regulación (CRR).

En la siguiente figura se puede observar cómo es el esquema de comunicación entre el regulador maestro y las distintas zonas de regulación.

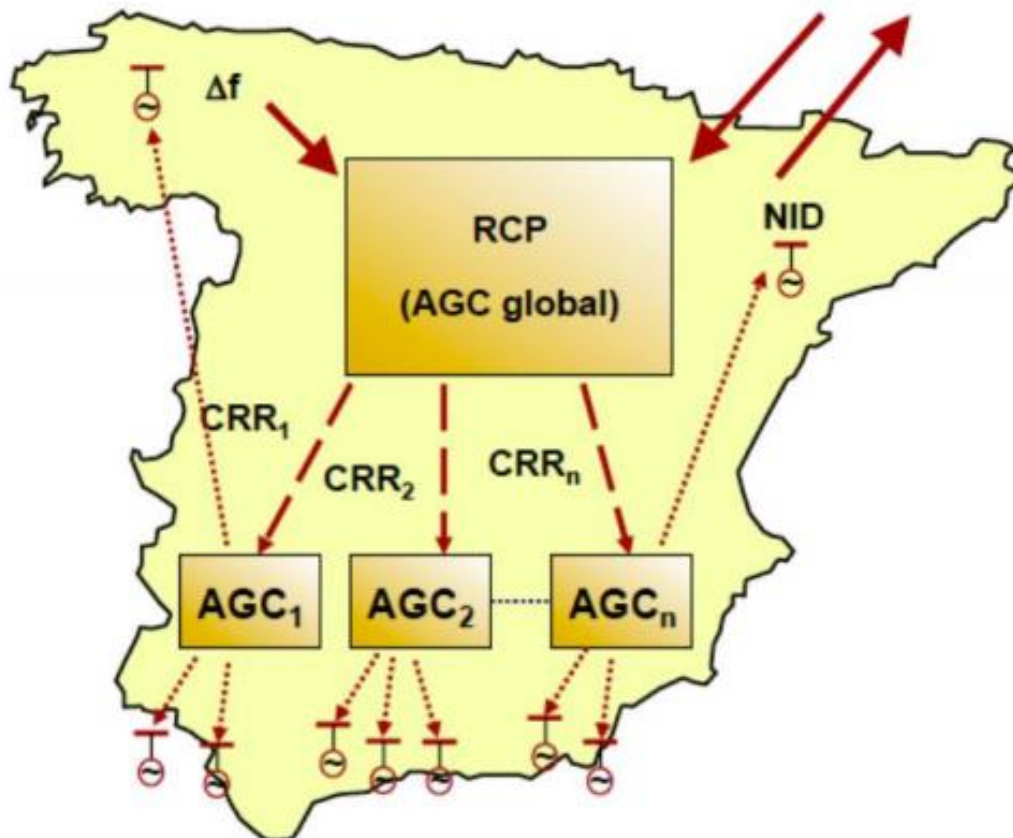


Figura 41: Esquema de comunicación entre RCP y zonas de regulación



Como se puede observar el regulador maestro asigna a cada zona de regulación una reserva de regulación secundaria requerida ya sea a subir o a bajar (CRRn). Cada una de estas zonas están supervisadas y coordinadas por el correspondiente control automático de generación (ACGn).

Además, es importante destacar que las zonas de regulación no están relacionadas con zonas geográficas, sino que están formadas por aquellas unidades de programación pertenecientes a un mismo propietario. En este estudio, la fábrica del cliente se incluiría en la zona de regulación propiedad del grupo Ignis.

Todo este proceso se realiza en tiempo real. El operador del sistema (REE) actuando como regulador maestro monitoriza todos los parámetros cada 4 segundos, enviando y recibiendo información prácticamente de forma continua. Por ello se trata de un proceso complejo y técnicamente muy avanzado.

Llegados a este punto, es necesario conocer cómo se produciría la integración del cliente través de su fábrica en este proceso.

La función del cliente a través de su planta sería regular su consumo para poder aportar la banda de regulación secundaria a subir o a bajar requerida. Esta se asigna mediante mecanismos de mercado el día anterior al de programación, para todos los periodos horarios del día siguiente y para cada sentido, ya sea subir o bajar.

El operador del sistema determina y comunica diariamente a los participantes en el mercado la reserva global de regulación secundaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación del día siguiente. Además, establece la relación de reserva a subir y a bajar requerida para las zonas de regulación, y el valor máximo y mínimo de banda de potencia admisible en cada oferta. Todo ello, en base a los criterios fijados en los procedimientos de operación por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

La información comunicada a los participantes del mercado se compondrá de los siguientes datos:

- Requisitos de reserva a subir en el sistema RSSUBh (MW).
- Requisitos de reserva a bajar en el sistema RSBAJh (MW).
- Valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta (suma de la reserva a subir y a bajar de cada oferta individual), denominados respectivamente RSBANmáx (MW) y RSBANmín (MW).

Donde h es el índice del periodo de programación correspondiente, es decir, cada una de las 24 horas del día siguiente.

Teniendo en cuenta toda esta información, los distintos participantes del mercado responsables de las zonas de regulación presentarán sus ofertas para las unidades de programación habilitadas.

En este caso de estudio, el grupo Ignis como responsable de la zona de regulación en la que estará incluida la fábrica del cliente, deberá presentar la correspondiente oferta para dicha unidad, la cual ha de incluir:

- Número de la oferta.
- Oferta de reserva a subir RNS_{subirh} (MW).
- Oferta de reserva a bajar RNS_{bajarh} (MW).
- Precio de la oferta de la banda de regulación PS_{bandah} (€/MW).

La suma de la reserva a subir y a bajar de una oferta ($RNS_{subirh} + RNS_{bajarh}$) deberá cumplir con los límites máximo y mínimo comunicados por el operador del sistema ($RSBAN_{máx}$ y $RSBAN_{mín}$).

Una vez presentadas todas las ofertas para los 24 periodos de programación del día siguiente, el operador del sistema asignará, teniendo en cuenta un criterio de mínimo coste total y ciertas consideraciones técnicas, aquellas ofertas que cumplan con todos los requisitos y por tanto establecerá la relación de energía subir y a bajar para todo el sistema.

El cliente podría por tanto definir la cantidad de energía disponible a subir o bajar, así como aquellos periodos de programación en los que pueda realizar este servicio. Se trata de una alternativa muy interesante y que aporta una gran flexibilidad al cliente puesto que en su mano está determinar en qué momento está dispuesto a modificar su consumo y en qué medida.

Definida la banda de regulación a subir o bajar por parte del cliente para los distintos periodos que considere, el funcionamiento a la hora de aportar esta banda se detalla a continuación.

En primer lugar, se plantea un escenario en donde la planta del cliente opera por debajo de su punto de máximo consumo o carga máxima, representado en la siguiente figura. Como se puede observar, aportar banda a bajar implicaría para la planta tener que aumentar su consumo, mientras que, si se requiere banda a subir, debería de disminuir dicho consumo.

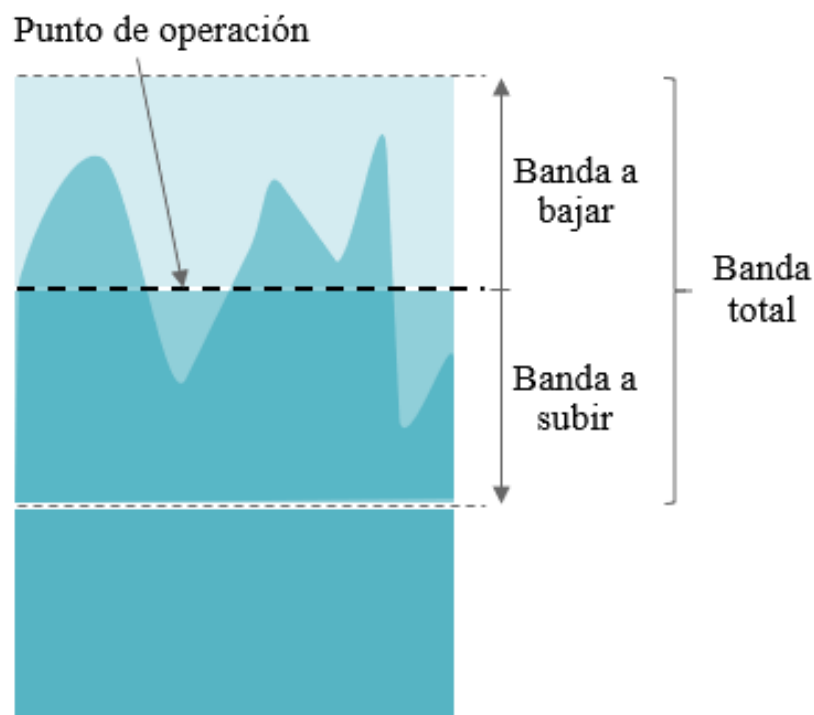


Figura 42: Funcionamiento a cargas parciales

Esto se debe a que la notación convencional de red eléctrica está planteada teniendo en cuenta el escenario actual en el que sólo los generadores pueden participar en este servicio de regulación secundaria.

Por tanto, dar banda a subir implicaría que un generador incrementase su producción y dar banda a bajar que la disminuyese; sin embargo, desde el punto de vista de la demanda, un aumento de producción equivaldría a una disminución de la demanda y viceversa, por ello ambos conceptos, banda a subir y a bajar, para un consumidor como es el caso del cliente, implicaría disminuir su consumo o aumentarlo respectivamente.

Por último, la banda total ofertada sería el resultado de la suma de ambas bandas tanto a subir como a bajar.

Otro posible escenario de funcionamiento tendría en cuenta que la planta opera a carga máxima. Esto implicaría, como se puede comprobar en la siguiente figura, que sólo podría aportar banda a subir, es decir, reducir su consumo con respecto al punto de funcionamiento máximo.

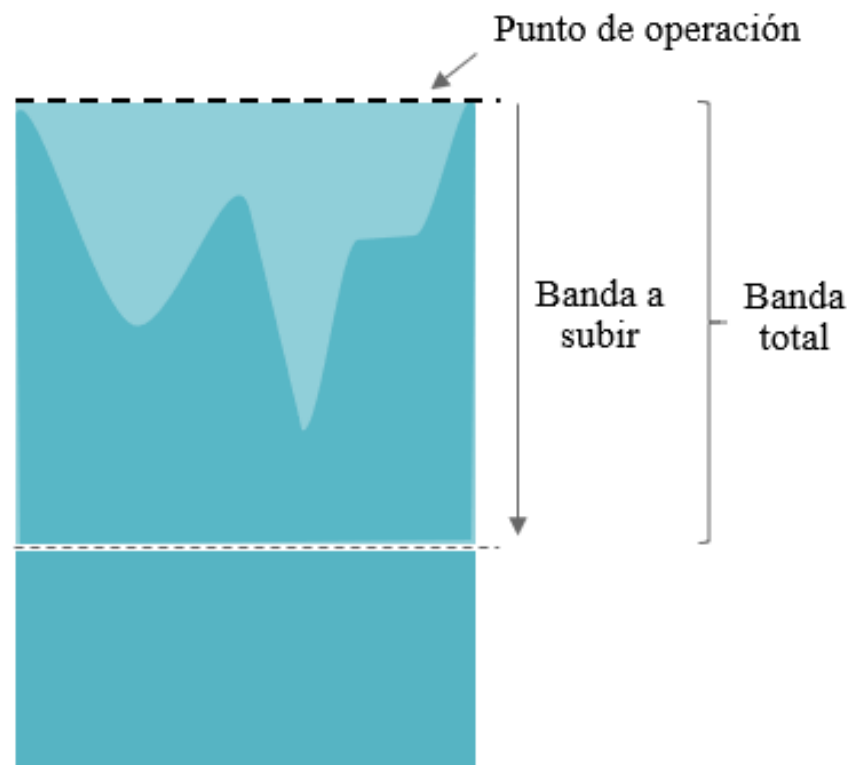


Figura 43: Funcionamiento a carga máxima

Esta operativa sería posible aprovechando las llamadas sinergias, lo cual consiste en utilizar el resto de las unidades de programación integradas en la zona de regulación controlada por el grupo Ignis, para aportar aquella energía de regulación ya sea a subir o a bajar necesaria en cada caso y que no pueda ser cubierta por la planta del cliente.

En este ejemplo concreto si fuese necesario aportar energía a bajar, es decir, incrementar el consumo, se haría utilizando otras instalaciones integradas en la zona de regulación, lo cual permitiría al cliente seguir operando en el punto de carga máxima con posibilidad de aportar banda a subir únicamente.



Una vez planteados estos escenarios teóricos y con el objetivo de tener una visión más realista, se ha realizado una simulación sobre cómo variaría el punto de funcionamiento de la planta del cliente objeto de estudio operando en regulación secundaria, teniendo en cuenta el primer escenario mencionado en donde la planta no opera a carga máxima y podría aportar tanto banda a subir como a bajar.

Esta simulación se ha hecho con datos reales de los requerimientos (contribución requerida a la regulación (CRR)) enviados por parte de Red Eléctrica a la zona de regulación gestionada por el grupo Ignis, a la cual se incorporaría el cliente en caso de prestar este servicio.

Concretamente se han utilizado los datos del 19 de diciembre de 2019 por ser un día estándar representativo del funcionamiento en secundaria, donde se produce la casación durante varias horas y con distintos niveles de banda, es decir, las ofertas realizadas por parte del grupo Ignis en representación de las distintas unidades de programación son seleccionadas, y por tanto deben aportar la banda de regulación ofertada en el periodo de programación estipulado.

Además, los requerimientos por parte de Red Eléctrica de España con respecto a la energía a subir y a bajar en todo el sistema peninsular para el día seleccionado fueron de 14,517 MW de energía a subir y 11,671 MW a bajar, unos valores acordes con los rangos promedio obtenidos este último año 2019 (13-16 MW para la energía a subir y 10,5-13 MW a bajar)

Por último, se ha tenido en cuenta una banda total de 20 MW (10 MW de energía a subir y 10 MW a bajar). Esta variación se observaría dentro de esos 20 MW últimos de consumo, en torno al punto de operación en el que funcionaría la planta en condiciones normales sin regular (por ejemplo, si la planta funcionase a 400 MW de carga ese día, se muestra lo que ocurriría entre 380 y 400 MW)

Con todas estas consideraciones se elaboró la simulación, la cual se muestra en el archivo Excel “*Simulación del funcionamiento en regulación secundaria*” adjuntado como anexo a este trabajo fin de máster. Para explicar el procedimiento llevado a cabo, en la siguiente figura se muestra parte de dicha simulación.

Fecha	Hora	CRR (MW)	PGC_Sup (MW)	PGC_Inf (MW)	Banda zona (MW)	CRR Regularizado	ACE	PGCD	SUMI	Telemidida simulada	Hora	Representación
19/12/2019	0:00:02	-21,87	77,5	24,5	53	-8,25	0,00	10,00	10,00	10,00	3:00:02	10,00
19/12/2019	0:00:06	-11,77	77,5	24,5	53	-4,44	-4,44	5,56	9,82	9,82	3:00:06	10,06
19/12/2019	0:00:10	-2,34	77,5	24,5	53	-0,88	-0,85	8,98	9,79	9,79	3:00:10	10,08
19/12/2019	0:00:14	-2,34	77,5	24,5	53	-0,88	-0,84	8,95	9,75	9,75	3:00:14	10,10
19/12/2019	0:00:18	-2,34	77,5	24,5	53	-0,88	-0,83	8,92	9,72	9,72	3:00:18	10,10
19/12/2019	0:00:22	-2,34	77,5	24,5	53	-0,88	-0,83	8,90	9,69	9,69	3:00:22	10,10
19/12/2019	0:00:26	-15,06	77,5	24,5	53	-5,68	-5,62	4,07	9,46	9,46	3:00:26	10,10
19/12/2019	0:00:30	-9,01	77,5	24,5	53	-3,40	-3,29	6,17	9,33	9,33	3:00:30	10,09
19/12/2019	0:00:34	-4,16	77,5	24,5	53	-1,57	-1,43	7,90	9,27	9,27	3:00:34	10,07
19/12/2019	0:00:38	-2,34	77,5	24,5	53	-0,88	-0,74	8,54	9,25	9,25	3:00:38	10,04
19/12/2019	0:00:42	-2,34	77,5	24,5	53	-0,88	-0,73	8,51	9,22	9,22	3:00:42	10,01
19/12/2019	0:00:46	-2,34	179,5	19,9	159,6	-0,29	-0,14	9,08	9,21	9,21	3:00:46	9,97
19/12/2019	0:00:50	-2,34	179,5	19,9	159,6	-0,29	-0,14	9,08	9,21	9,21	3:00:50	9,93
19/12/2019	0:00:54	-2,34	179,5	19,9	159,6	-0,29	-0,13	9,07	9,20	9,20	3:00:54	9,89
19/12/2019	0:00:58	-2,96	179,5	19,9	159,6	-0,37	-0,21	8,99	9,19	9,19	3:00:58	9,85
19/12/2019	0:01:02	-2,96	179,5	19,9	159,6	-0,37	-0,21	8,98	9,18	9,18	3:01:02	9,80
19/12/2019	0:01:06	-4,81	179,5	19,9	159,6	-0,60	-0,44	8,74	9,17	9,17	3:01:06	9,73
19/12/2019	0:01:10	-6,56	179,5	19,9	159,6	-0,82	-0,66	8,51	9,14	9,14	3:01:10	9,65
19/12/2019	0:01:14	-7,61	179,5	19,9	159,6	-0,95	-0,78	8,36	9,11	9,11	3:01:14	9,55
19/12/2019	0:01:18	-11,66	179,5	19,9	159,6	-1,46	-1,28	7,83	9,06	9,06	3:01:18	9,44

Figura 44: Simulación de operación en regulación secundaria

En primer lugar, se parte de una situación inicial que representa el punto de funcionamiento de la planta, es decir, en una posición a mitad de banda (10 MW). En la última columna se muestra el valor final de la potencia para cada instante, con un valor inicial de 10 MW. Cada 4 segundos Red Eléctrica envía la información relativa a la energía de regulación requerida para cada



instante, con estos datos se obtiene esa telemida simulada realizando las correspondientes operaciones que a continuación se detallan y dando lugar a una curva de funcionamiento.

Para cada uno de los instantes horarios considerados, se obtiene un valor de requerimiento de banda por parte de Red Eléctrica (*CRR*, representado en la tercera columna), dicho valor refleja la cantidad de potencia a subir o a bajar para la zona de regulación gestionada por el grupo Ignis. Concretamente un valor negativo implica potencia a bajar (reducir la generación o incrementar la demanda) y positivo a subir (incrementar la generación o reducir la demanda).

Además, puesto que la planta del cliente estaría integrada dentro de la zona de regulación con otras unidades de programación, es importante conocer cuánta de esa potencia requerida por parte de Red Eléctrica para dicha zona debe de ser aportada por la planta.

Para ello se dispone de un valor denominado potencia de generación o consumo en control de la zona (*PGC*) que refleja el valor instantáneo de la suma del consumo o la generación neta activa que está bajo el control del AGC de una zona de regulación. Dicho valor comprende un abanico entre la mínima potencia disponible y la máxima (*PGC_{sup}* y *PGC_{Inf}* representados en la cuarta y quinta columna respectivamente).

Estos valores dan lugar a la banda de regulación que aporta la zona gestionada por Ignis, siendo el resultado de aplicar la diferencia entre *PGC_{Sup}* y *PGC_{Inf}* (sexta columna). Con todo ello se obtiene el valor de potencia requerido ajustado a la planta del cliente, es decir, teniendo en cuenta la banda ofertada por la planta (20MW) y la total disponible en la zona, se calcula la proporción del *CRR* que debería aportar la planta (*CRR Regularizado*, séptima columna)

Otro parámetro clave a calcular es el llamado error de control de área (*ACE*), el cual representa el desvío, expresado en magnitudes de potencia, de los valores de potencia neta y frecuencia respecto a las consignas de una zona de regulación. Para su obtención se aplica la formulación definida con detalle en el procedimiento de operación 7.2, concretamente en el apartado 3 del anexo II. En él se define el *ACE* como:

$$ACE_i = CRR_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i - 10 \cdot B_i \cdot (f_a - f_s)$$

Siendo *NID_i* el desvío de potencia respecto al programa de la zona, el cual se calcula como la diferencia entre el valor de la telemida simulada y el punto de funcionamiento. Este término se divide entre el llamado factor de atenuación del desvío de zona (*G*).

También se considera la influencia de la variación de la frecuencia, donde *B_i* es la constante de Bias de frecuencia de la zona (definida para toda España) y *f_a/f_s* representan la frecuencia real y la programada para la zona de regulación analizada. Sin embargo, debido a que la variación se puede considerar despreciable, no se tendrá en cuenta a la hora de realizar este cálculo.

Una vez obtenido el error de la zona de regulación (octava columna) se calcula la potencia deseada para anular dicho error (*PGCD*, novena columna) y por último se obtiene la respuesta esperada (*SUMI*, décima columna). La formulación para el cálculo de ambos términos se detalla en el apartado 8.1, anexo II del procedimiento de operación 7.2.

La potencia de control deseada para anular el error *ACE* se calcula mediante la fórmula:

$$PGCD_i(t) = PGC_i(t - 1) + CRR_i(t - 1) + \frac{1}{G} \cdot NID_i(t - 1) - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f_i \cdot (t - 1)$$



Dicho valor depende de la potencia de generación o consumo de la zona (PGC_i), de la potencia requerida por el regulador maestro (CRR_i) y del desvío de potencia (NID_i), relativos al ciclo anterior ($t - 1$). De nuevo la variación de frecuencia se considera despreciable de cara a la realización del cálculo.

Por último, se obtiene la respuesta esperada ($SUM1$) mediante la fórmula:

$$SUM1_i(t) = \alpha_{1i} \cdot PGCD_i(t) + (1 - \alpha_{1i}) \cdot SUM1_i(t - 1)$$

Donde α_{1i} es el cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo (como ya se ha comentado, se actualiza la información cada 4 segundos, lo que corresponde a un ciclo) y la constante de tiempo T_{1i} la cual simula la velocidad de respuesta de la zona de regulación i (en este caso $T_{1i} = 100 \text{ seg}$).

El valor de la respuesta esperada depende tanto de la potencia deseada para anular el error ACE como de la respuesta esperada en el ciclo anterior ($t - 1$).

Con todo ello se obtiene finalmente la telemetida simulada (última columna). Para ello se tienen en cuenta los márgenes de operación, es decir, en caso de un valor de respuesta esperada ($SUM1$) superior a los 20 MW o inferior a los 0 MW se fija el valor final en dichos límites, mientras que para el rango comprendido entre ambos se toma el valor de $SUM1$ calculado.

A continuación, se muestran a modo de ejemplo las gráficas obtenidas para distintas horas del día analizado. En el documento Excel anexo se pueden visualizar las gráficas para todas las horas, introduciendo el número de hora correspondiente en la celda referenciada con el nombre de *hora simulada*.

Hay que tener en cuenta de cara a interpretar los gráficos obtenidos que un incremento de la potencia con respecto al punto de operación (10 MW) implicaría para un consumidor como es el cliente de estudio, reducir su consumo, mientras que una disminución de la potencia supondría aumentar el consumo. Por tanto, en el caso de las gráficas que se muestran, el valor mínimo (0 MW) implicaría incrementar el consumo en 10 MW mientras que el valor máximo (20 MW) supondría reducir el consumo en 10 MW.

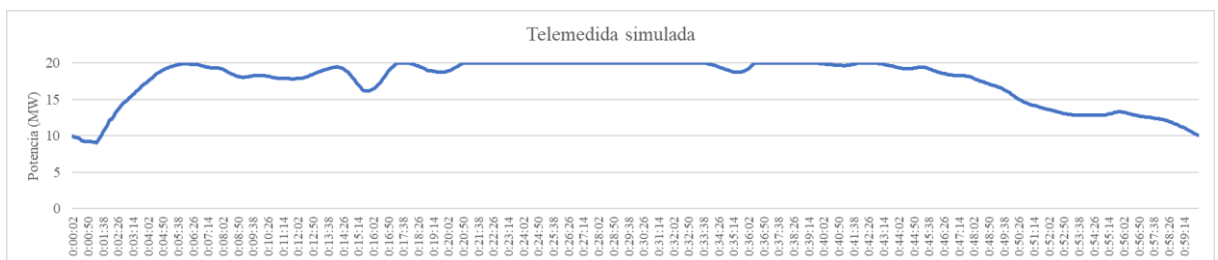


Figura 45: Telemetida simulada obtenida para las 24:00h



Figura 46: Telemetida simulada obtenida para las 03:00h



Figura 47: Telemida simulada obtenida para las 06:00h



Figura 48: Telemida simulada obtenida para las 10:00h



Figura 49: Telemida simulada obtenida para las 13:00h



Figura 50: Telemida simulada obtenida para las 17:00h



Figura 51: Telemida simulada obtenida para las 20:00h

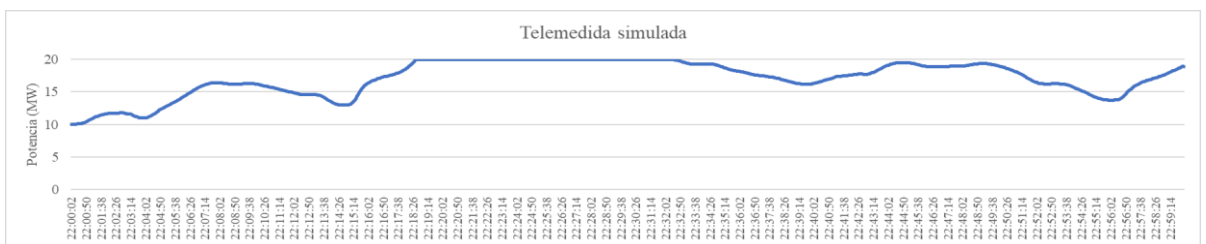


Figura 52: Telemida simulada obtenida para las 22:00h



Se pueden observar horas en las que la potencia requerida es toda ella a subir, lo que implicaría que el cliente debería reducir su consumo con respecto al punto de operación en el que se encontrase (por ejemplo, las 24:00h, 06:00h y 22:00h), mientras que en otras se requiere solo energía a bajar lo que implicaría un aumento del consumo por parte del cliente (10:00h y 17:00h) o ambas (03:00h).

También se dan periodos en los que no se requiere una variación de potencia con respecto al punto de funcionamiento. Esto puede ocurrir por dos factores; por no haber casado el día anterior (no se planteó una oferta para dicha hora, o se hizo, pero no fue aceptada por parte del operador del sistema) o aun habiendo casado el día anterior si al final no se produce un desequilibrio generación-demanda no será necesario el aporte de banda ya sea a subir o a bajar.

Una vez analizado como sería el funcionamiento de la planta a la hora de participar en la regulación secundaria, es importante evaluar el ahorro económico que supondría esta participación, en concreto qué remuneración obtendría relativa a este servicio.

La remuneración del servicio de regulación secundaria lleva asociados dos conceptos:

- **Asignación de banda de regulación secundaria en el mercado correspondiente:** Este concepto supone la mayor parte de la remuneración y tiene en cuenta la disponibilidad de banda, es decir, se remunera en función de los megavatios de banda de regulación secundaria ofertada. Por tanto, independientemente de si se producen o no requerimientos por parte del operador del sistema de cara a subir o bajar energía, se percibe esta remuneración.
- **Energía efectiva neta de regulación secundaria realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación, en el correspondiente período de programación:** Con este segundo concepto se remunera la energía aportada para cada uno de los sentidos.

Además, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de las obligaciones que implican la participación en este servicio, el operador del sistema tiene la potestad de penalizar a las unidades de programación ante la incapacidad de una zona de regulación de aportar la reserva de regulación secundaria requerida por parte de Red Eléctrica.

Teniendo en cuenta el proceso de remuneración, se han realizado una serie de cálculos, los cuales se detallan a continuación, con el objetivo de obtener una estimación inicial en cuanto al posible ahorro que supondría para la compañía la participación en este servicio de regulación secundaria.

En primer lugar, se han tenido en cuenta los precios medios tanto de la banda de regulación secundaria como de la energía de regulación secundaria a subir y a bajar, los cuales se reflejan en la siguiente tabla.

CONCEPTO	PRECIO
Banda de regulación secundaria	8,48 €/MW
Energía de regulación secundaria a subir	54,73 €/MWh
Energía de regulación secundaria a bajar	39,43 €/MWh

Tabla 4: Precios medios año 2019. Fuente: Red Eléctrica de España

Con estos datos se plantea un escenario hipotético acorde a la simulación previa realizada.



En primer lugar, se considera un día estándar en el que 20 de las 24 horas han casado, es decir las ofertas realizadas por parte del cliente se aceptan y por tanto participará en la regulación secundaria dichas horas. Esto se tiene en cuenta en base a los datos reales de horas casadas en la zona de regulación del grupo Ignis, que oscilan en torno a dicho valor.

Por otro lado, la planta del cliente funciona ininterrumpidamente durante todo el año, excepto días puntuales en los que se realizan paradas destinadas a mantenimiento o reparación de equipos y procesos. Según sus datos, anualmente la planta detiene su producción 20 días, por lo que para estos cálculos se considerará la posibilidad de participar en la regulación secundaria 345 días al año.

El término más relevante en la remuneración es la disponibilidad de banda, puesto que independientemente de si se produce o no un requerimiento de energía, el cliente obtendrá beneficios por este concepto al haber ofertado banda. En base a las consideraciones previas el importe por disponibilidad de banda sería de:

$$\text{Disponibilidad de banda} = 8,48 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 20 \frac{\text{MW}}{\text{h}} \cdot 20 \frac{\text{h}}{\text{día}} \cdot 345 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 1.170.240 \text{ €/año}$$

Como se puede observar se ha considerado una banda de regulación ofertada de 20 MW, al igual que en la simulación realizada. Este concepto supondría un beneficio anual de en torno a 1,2 millones de euros para el cliente.

A este importe hay que añadirle lo referente a la energía de regulación aportada, ya sea a subir o a bajar, sin embargo, este segundo concepto no supone tanto beneficio puesto que la energía requerida se sitúa en torno a un 10% de la banda, teniendo en cuenta la media obtenida de los datos aportados por Red Eléctrica relativos al año 2019. Con ello se obtiene una remuneración de:

$$\text{Energía a subir} = 54,73 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot (0,1 \cdot 20 \frac{\text{MW}}{\text{día}}) \cdot 20 \frac{\text{h}}{\text{día}} \cdot 345 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 755.274 \text{ €/año}$$

$$\text{Energía a bajar} = 39,43 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot (0,1 \cdot 20 \frac{\text{MW}}{\text{día}}) \cdot 20 \frac{\text{h}}{\text{día}} \cdot 345 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 544.134 \text{ €/año}$$

Anualmente el cliente percibiría un beneficio de:

$$\text{Remuneración total} = 1.170.240 \text{ €} + 755.274 \text{ €} + 544.134 \text{ €} = 2.469.648 \text{ €/año}$$

Cabe destacar que, aunque se trata de una estimación inicial basada en datos promedio del año 2019, refleja la envergadura y viabilidad de esta alternativa, que sin duda puede consolidarse como una opción puntera, que permita un ahorro en el gasto energético de grandes empresas como es el caso del cliente objeto de estudio, mediante la obtención de considerables beneficios permanentes en el tiempo.

4.2.2 Regulación terciaria y gestión de desvíos

La regulación terciaria y gestión de desvíos se han visto modificados tras la reciente resolución que habilita a los consumidores su participación en los servicios de balance. Se trata de dos procedimientos remunerados y cuyo principal objetivo al igual que la regulación secundaria es mantener el importante equilibrio generación-demanda.

Sin embargo, se trata de dos servicios con importantes similitudes que los hacen menos interesantes desde el punto de vista de la participación por parte de un gran consumidor como es el caso del cliente analizado.

Esto se debe principalmente a dos motivos:

- Periodo de tiempo de aplicación del servicio

En la siguiente figura se muestran los horizontes temporales de los distintos servicios de balance. Centrándose en los tres considerados para este estudio, se puede comprobar como la regulación secundaria implicaría para un consumidor aumentar o reducir su consumo en un periodo no superior a 5 minutos y mantener ese valor durante un tiempo máximo de 15 minutos.

Sin embargo, tanto la regulación terciaria como la gestión de desvíos se trata de servicios más prolongados en el tiempo. En el caso de la regulación terciaria el tiempo de activación es de hasta 15 minutos y se debe poder mantener la energía durante un periodo de hasta 2 horas, mientras que en la gestión de desvíos la activación comprende un periodo entre 30 minutos y 1 hora que se ha de mantener hasta que se pueda solucionar dicho desajuste, lo cual puede suponer varias horas.

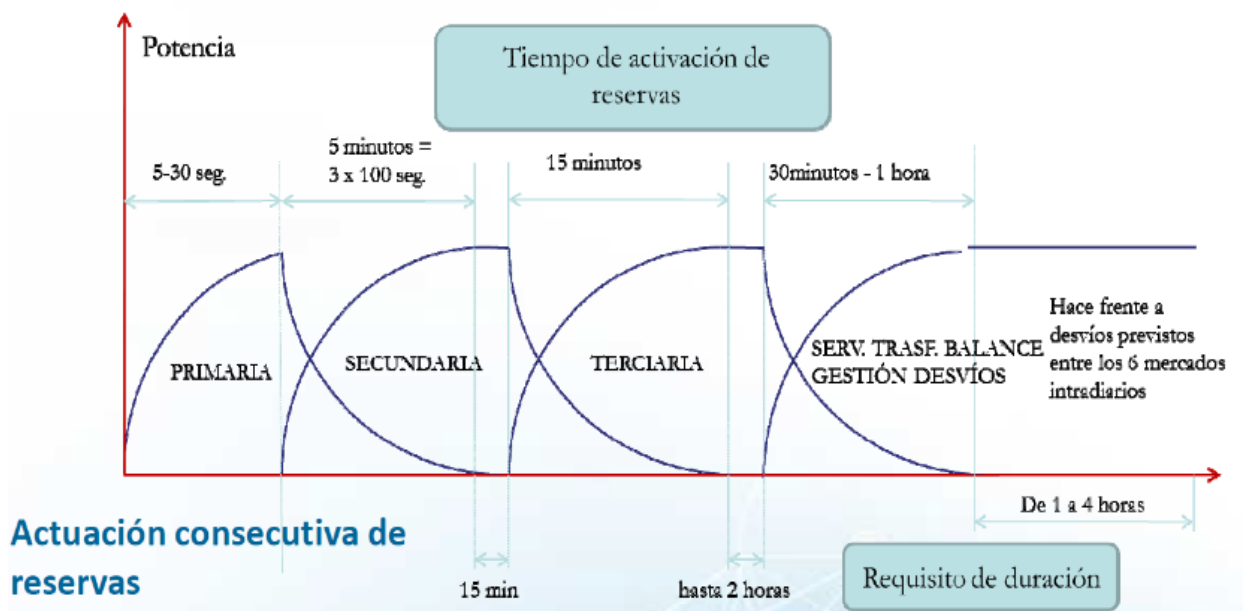


Figura 53: Tiempos de activación y mantenimiento de los servicios de balance. Fuente: Red Eléctrica de España

Por tanto, de cara a la prestación de este tipo de servicios por parte de un consumidor industrial como es este caso, el hecho de tener que mantener variaciones en su consumo durante largos periodos de tiempo resulta complicado y difícilmente aplicable en muchas ocasiones debido al carácter ininterrumpido de su producción y a su consumo irregular.

- Remuneración económica por la prestación del servicio

En el caso de la regulación secundaria la remuneración se basa en dos conceptos como ya se ha explicado, por un lado, se tiene en cuenta la banda ofertada, se requiera o no energía finalmente, y por otro la cantidad real de energía a subir o a bajar aportada.



Sin embargo, en el caso de la regulación terciaria y la gestión de desvíos no existe remuneración por la disponibilidad de banda, sino que en este caso se remunera únicamente por la cantidad de energía aportada.

En definitiva, los largos periodos de aplicación de estos servicios implican que un consumidor industrial se ve limitado a la hora de participar en ellos excepto en contadas ocasiones, lo cual unido a una remuneración que sólo tiene en cuenta la energía aportada en dichos instantes, hace que este tipo de servicios no aporten una rentabilidad y un beneficio económico estable a lo largo del tiempo.

Aun así, son servicios interesantes debido a los elevados precios de energía que se pueden alcanzar en ciertos momentos del año. Esto da lugar a la llamada ingeniería de mercado, es decir, si bien no son servicios fácilmente aplicables manteniendo la operación habitual de la planta, hasta qué punto estaría dispuesto el cliente a detener de forma total o parcial su producción con el objetivo de prestar este servicio, es decir, que precio ha de darse para plantearse esta opción.

Ejemplo de esto es el histórico precio alcanzado el martes 7 de mayo de 2019, donde debido a errores en las previsiones (mayor consumo del previsto y menor producción de la programada) se produjo un gran desequilibrio generación-demanda obligando así a movilizar los servicios de ajuste. Con ello se alcanzó un precio en la regulación terciaria de 10.000 €/MWh, el máximo permitido.

Por tanto, es interesante complementar la participación en regulación secundaria con estos dos servicios que, si bien no supondrían un beneficio constante, podrían aportar en ciertos momentos del año grandes ganancias. A continuación, se detallan las principales características y requerimientos de cara a la participación en ambos.

Regulación terciaria

El procedimiento de regulación terciaria es similar al visto anteriormente para la secundaria en cuanto a la presentación y asignación de ofertas. En este caso los proveedores autorizados para realizar este servicio deberán poner a disposición del operador del sistema la información relativa a la reserva disponible de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de programación habilitadas, tanto a subir como a bajar, mediante la presentación de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar (en concreto el grupo Ignis transmitiría estos datos al operador del sistema, relativos a todas sus unidades integradas en la zona de regulación, entre las que se incluiría la planta del cliente).

Así, el cliente deberá ofertar, para cada período de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

La reserva de regulación terciaria ofertada deberá ser coherente con la información estructural de la unidad de programación previamente comunicada al OS, así como con la situación particular de las unidades de programación a lo largo del proceso de programación.

El OS realizará la asignación de ofertas para la prestación del servicio de regulación terciaria aplicando criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.



Al tratarse de un servicio con un amplio periodo de activación, no requiere un sistema preciso de control y monitorización como si ocurre en el caso de la regulación secundaria.

En este aspecto, si las ofertas presentadas por parte del cliente para un determinado periodo de programación del día siguiente son asignadas y finalmente es requerida energía a subir o a bajar, el operador del sistema transmitirá dichos requerimientos por vía telefónica al mismo.

Gestión de desvíos

Tiene por objeto hacer frente a los desvíos horarios previstos que se puedan producir tras el mercado intradiario, pocas horas antes del despacho, y que por tanto no hayan sido contemplados por el resto de los mecanismos antes mencionados.

Por tanto, la presentación y asignación de las ofertas tendrá lugar en un periodo muy próximo al de programación, en este caso el horizonte temporal hasta la aplicación del servicio es muy reducido, a diferencia de la regulación secundaria o terciaria, los cuales se establecen con un horizonte de 24 horas.

En primer lugar, se presentan al operador del sistema las ofertas de energía correspondientes, estas han de contener la reserva disponible (MW) así como el precio de la energía correspondiente (€/MWh).

El operador del sistema evalúa dichas ofertas y comunica la asignación a los proveedores (en este caso el grupo Ignis en representación de la zona de regulación en la que se incluiría la planta del cliente).

Como resultado del proceso anterior, 30 minutos antes del inicio del suministro quedará establecido el programa de intercambio resultante de la asignación de ofertas. Al igual que ocurre en el caso de la regulación terciaria, los requerimientos de energía a subir o abajar se transmitirán por parte del operador del sistema al cliente mediante vía telefónica.

4.2.3 Dificultades encontradas

Durante la realización de este estudio se ha mantenido contacto recurrente entre el grupo Ignis y el cliente industrial objeto de este análisis. Además, con el objetivo de evaluar la implementación de las distintas propuestas y conocer la posición del cliente con respecto a cada una de ellas, se realizó una visita a la planta sobre la cual se proponen estas alternativas, el miércoles 13 de febrero.

En ella, la dirección del cliente reflejó su interés por esta alternativa y se plasmaron dos posibles problemas relativos a la implementación de esta propuesta; estos son:

- Cumplimiento de la banda de regulación secundaria ofertada

En el caso de una planta de estas dimensiones, con un consumo base de 400 MW, en la que intervienen multitud de procesos y mecanismos con consumos elevados, y en múltiples ocasiones impredecibles debido a su variabilidad, puede resultar complicado aportar la energía de regulación requerida por parte del operador del sistema, ya sea a subir o a bajar.

Como se planteó previamente, el estudio de la integración de la planta en regulación secundaria se evalúa para una banda de regulación de 20 MW, de los cuales la energía real requerida por



parte del operador del sistema a subir o a bajar en gran parte de las ocasiones no superará el 10 % de dicha banda, por tanto, se trata de una horquilla que oscila en torno a los 2-3 MW.

Se trata de una cifra ínfima teniendo en cuenta los 400 MW de consumo de la planta. Todo ello ligado a la monitorización por parte de Red Eléctrica del proceso en ciclos de 4 segundos, hace que resulte complicado mantener los niveles de energía requeridos por parte del operador del sistema, puesto que una pequeña variación en su consumo debido a imprevistos en el sistema productivo o problemas técnicos en ciertas máquinas (lo que es habitual) da lugar a variaciones de varios MW que supondría un incumplimiento por parte de la compañía.

Como se ha detallado previamente estos incumplimientos son penalizados por parte del operador del sistema. Sin embargo, ante este problema, se planteó al cliente la posibilidad de compensar dichas variaciones puntuales mediante el resto de las unidades de programación integradas en la zona de regulación controlada por el grupo Ignis, aprovechando las llamadas sinergias, ya comentadas.

➤ Cambio de la figura comercial

El cliente especificó su negativa a un cambio en la figura comercial. Actualmente Endesa hace las funciones de comercializador para la compañía, así como representante directo en el mercado. Debido a las condiciones contractuales entre ambos, esto les permite pagar su abultada factura eléctrica pasados 45 días del momento de cobro. Se trata de un factor clave para el cliente puesto que esta factura supone en torno a 50-60M€ trimestralmente, los cuales debido a su situación actual no pueden desembolsar al momento.

La regulación secundaria supondría la integración de la planta del cliente en la zona de regulación gestionada por el grupo Ignis y por tanto sería el encargado de realizar las labores de figura comercial. Esto supone un problema ante la clara negativa del cliente de modificar su actual contrato con Endesa y por tanto cambiar de figura comercial.

Se propone la posibilidad de actuar como un comercializador secundario, únicamente gestionando la energía relativa a los servicios de ajuste. Esta alternativa permitía al cliente seguir con su actual comercializador y por tanto no supondría un problema, sin embargo, será necesario comprobar la validez legal de la figura de comercializador secundario, y por tanto la viabilidad de esta solución.

4.2.3 Planteamiento final

En definitiva, esta primera propuesta implicaría la participación del cliente en los servicios de balance. Concretamente se pretende integrar su principal planta en el servicio de regulación secundaria, lo cual permitiría obtener importantes beneficios y rentabilidades mediante pequeñas modificaciones de su consumo.

Por otro lado, se plantea la inclusión también en el resto de los servicios remunerados, tales como la regulación terciaria y gestión de desvíos que, a pesar de la mayor complicación técnica a la hora de poder participar en ellos, pueden aportar grandes beneficios debido a su elevada remuneración en ciertos momentos del año.

Esta propuesta plantea sin duda alternativas innovadoras que pueden dar lugar a una considerable mejora de la rentabilidad y eficiencia energética del cliente, aportando reseñables beneficios.

4.2 Propuesta nº 2: Autoconsumo eólico

Esta segunda propuesta gira en torno al autoconsumo, sin duda una de las alternativas con mayor rentabilidad y mejores resultados a la hora de buscar tanto una optimización energética como un ahorro económico en el importe eléctrico.

En este caso concreto de estudio, se plantea la posibilidad de realizar un autoconsumo de tipo eólico puesto que es el que presenta un mayor potencial debido a la geografía y a las condiciones climatológicas de la zona. Esto a su vez descarta otras posibilidades como el autoconsumo fotovoltaico (rendimiento y producción reducida a causa de la baja radiación solar de la zona).

4.2.1 Consideraciones previas

A la hora de plantear este autoconsumo eólico, lo primero a considerar será cuánta energía consume la planta del cliente y que porcentaje de la misma se podrá autoconsumir por medio de la creación de un parque eólico; estos datos iniciales permiten realizar un dimensionamiento previo del parque eólico a expensas de los análisis técnicos posteriores que definan con mayor detalle las características de la instalación.

En la siguiente tabla se reflejan los principales datos de consumo anual de la planta industrial analizada, los cuales han sido aportados por el cliente. Cabe destacar que la producción engloba dos grandes procesos, los cuales poseen consumos diferenciados. Se distinguirán como proceso A y B.

Concepto	Consumo anual (GWh)
Proceso A	3.097
Proceso B	332
Total	3.429

Tabla 5: Consumos del cliente. Año 2019

Estos datos reflejan el elevado consumo del cliente, siendo uno de los mayores consumidores electrointensivos de España. Al tratarse de unos niveles de consumo muy elevados, el dimensionamiento del parque eólico va a estar definido por criterios técnicos puesto que no existe ninguna limitación en cuanto a potencia a instalar, debido a que sería difícilmente instalable toda la potencia necesaria para cubrir un consumo de dichas características.

Para comprender la dimensión de estos datos, a modo de ejemplo se plantea una comparativa; a finales de julio de 2019 la potencia eólica instalada a nivel regional era de 518,45 MW lo que supone una producción anual de en torno a 1.200 GWh. Por tanto, toda la producción anual eólica del Principado de Asturias cubriría un 35% de la demanda del cliente, lo cual refleja la dimensión de su consumo.

4.2.2 Aspectos técnicos

Conocidos los datos de consumo, así como la ausencia de limitaciones desde el punto de vista de potencia a instalar, se solicitó al departamento de Ignis Desarrollo un estudio técnico del proyecto planteado.

Concretamente dicho departamento analizó la zona próxima a la planta del cliente (meteorología, orografía, etc.) para obtener unos primeros datos acerca del potencial eólico, así como de la posible ubicación del parque.

En primer lugar, se realizó una evaluación del terreno, comprobando que se trata de una superficie libre de zonas protegidas y que por tanto permita la ejecución de un proyecto de estas características.

Además, se evaluó la tipología del terreno, en este caso se trata de suelo de tipo agrario y forestal sin ningún uso económico. Por tanto, la zona es idónea desde el punto de vista legal y administrativo para la realización de este proyecto.

Desde el punto de vista más técnico, la principal conclusión que se obtiene de este estudio realizado por el departamento de Ignis Desarrollo es el excelente recurso eólico del que se dispone en dicha zona objeto del análisis, concretamente esto se debe a tres grandes factores:

- Velocidades de viento comprendidas entre 7,5 y 8,5 m/s lo que da lugar a más de 3000 horas equivalentes de recurso, es decir, la producción de todo el año equivaldría a la de 3000 horas a pleno funcionamiento.
- Perfil de distribución horario muy plano en promedio anual. Los niveles de viento se mantienen estables a lo largo de las 24 horas del día lo que reduce la variabilidad de la producción, siendo así más constante.

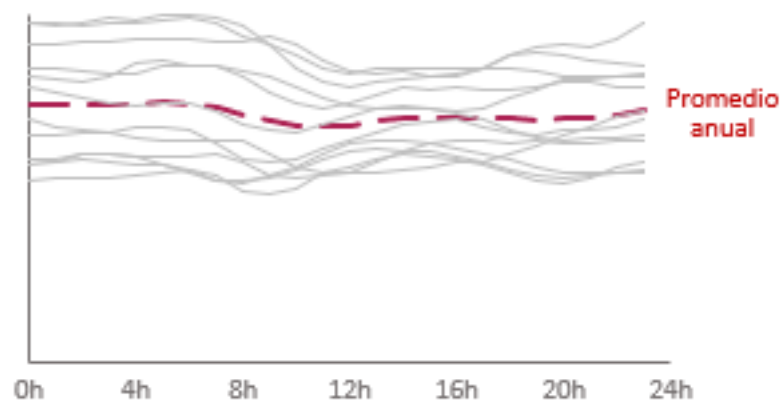


Figura 54: Perfil de distribución horaria de recurso eólico

- Dirección del viento idónea respecto a las cordilleras montañosas, minimizando efecto estela entre aerogeneradores

Teniendo en cuenta estos datos se plantea una ubicación del parque eólico próxima a la planta del cliente. La localización del parque se define en base a las subestaciones eléctricas existentes en la zona, las cuales serán de gran relevancia de cara a la exportación de la energía generada por la planta renovable.

En este sentido, existen dos subestaciones; estas son; la subestación propia de la planta del cliente por la cual recibe todo el suministro energético y la subestación de Red Eléctrica, proyectada y construida en el año 2010 con el objetivo de reforzar y garantizar el suministro eléctrico a la planta y a los parques eólicos desarrollados por la zona.



Concretamente, la subestación de la planta cuenta con dos posiciones de entrada y tres de salida, la dos de entrada corresponden a dos líneas de 400 KV que provienen de la subestación de Red Eléctrica cuya tensión se reduce hasta los 72 KV. Posteriormente en un parque de transformación cubierto dentro de la planta se reduce la tensión a 66 KV y a 20 KV que se reparte en varias líneas por toda la instalación, que cuenta a su vez con distintos centros de transformación de menor tamaño para adaptar la tensión a los diferentes procesos.

Cabe destacar como particularidad que se trata de una subestación de tipo GIS (Gas Insulated Switchgear) que se caracteriza por tener todos los dispositivos y aparatos eléctricos inmersos en el gas dieléctrico Hexafluoruro de Azufre (SF₆). Este tipo de subestaciones proporcionan una mayor confiabilidad, seguridad y operatividad, que una solución convencional, así como un menor requerimiento de espacio debido a sus reducidas dimensiones.

Una vez obtenidos los resultados de este estudio inicial acerca de las características de la zona, los datos técnicos de recurso eólico, así como las principales vías de conexión tanto con la planta del cliente como con la red de transporte, se dimensionó el parque eólico en base a estos análisis con una potencia nominal de 400 MW.

Puesto que como ya se ha comentado no hay una limitación en cuanto a potencia a instalar debido al elevado consumo de la planta, el factor determinante de cara a la elección de esta potencia (400 MW) es la subestación de Red Eléctrica, puesto que es necesario conectar el parque eólico a la red de transporte.

Por tanto, la limitación en dicha subestación en cuanto a la potencia máxima que permitiría conectar es lo que define el dimensionamiento del parque. En concreto los 400 MW son conservadores dentro del límite de hasta 500 MW que sería posible conectar a dicha subestación.

Se plantea por tanto un proyecto flexible y fácilmente escalable en función de las necesidades del cliente, en caso de requerir una mayor potencia (hasta 500 MW). Cabe destacar que, en caso de ejecutarse, este parque supondría el mayor proyecto eólico instalado hasta la fecha en España.

4.2.3 Aspectos económicos

Una vez definidos los aspectos técnicos del proyecto, se ha realizado un modelo Excel con el objetivo de calcular el ahorro que supondría para el cliente el autoconsumo por medio de un parque eólico de 400 MW. Dicho modelo se adjunta como anexo a este documento bajo el nombre de “Análisis económico propuesta n^o2_Autoconsumo eólico”.

En primer lugar, es importante comprender el ahorro en la factura eléctrica que genera el autoconsumo. En el apartado 3.5.5 de este trabajo se explicaron los distintos componentes que forman el precio final de la energía eléctrica, como se muestra en la *Figura 38: Desglose de la factura eléctrica*.

En resumen, al coste de la energía de energía resultante de la compra en los mercados diario e intradiario y los costes de funcionamiento del sistema (servicios de ajuste, restricciones técnicas, etc.) se le suman dos grandes conceptos; los cargos y peajes regulados y los impuestos. Dichos peajes y cargos regulados se distribuyen en dos términos, el peaje de energía y el de potencia, siendo el primero relativo a la energía consumida y el segundo a la potencia disponible, independientemente de haber consumido o no energía.

Esta distribución de la factura da lugar al importante ahorro que supone el autoconsumo. En la siguiente figura se puede observar la reducción con respecto al precio final de la energía que supone el autoconsumo.

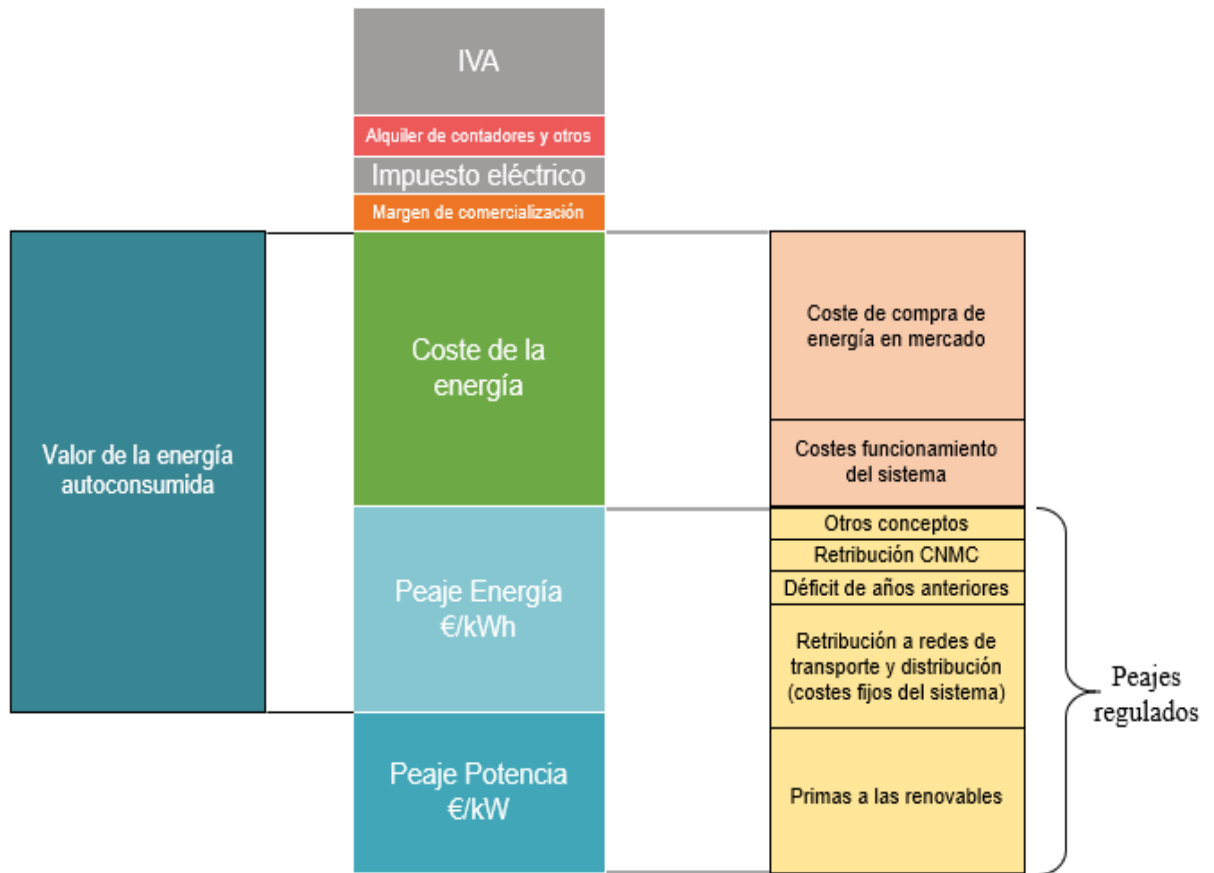


Figura 55: Esquema del ahorro de autoconsumo sobre el precio final de energía

Concretamente el autoconsumo permite eliminar dos grandes términos, por un lado, el coste propio de la energía con todo lo que ello conlleva (precio del mercado y servicios añadidos) y por otro el peaje de energía.

Se trata por tanto de un ahorro cuanto menos significativo. Cabe destacar que el término de potencia con su correspondiente peaje se sigue pagando puesto que no depende de la energía consumida.

En este estudio se han calculado los ahorros estimados que le supondría al cliente el autoconsumo mediante un parque eólico. En primer lugar, es importante comprender de qué forma se plantea este autoconsumo para poder definir fielmente dicho ahorro.

El esquema planteado es el autoconsumo por parte de la planta del cliente por medio de un PPA físico. Como ya se ha comentado previamente, un PPA (Power Purchase Agreement) es un acuerdo de compraventa de energía a largo plazo desde un activo concreto (en este caso el parque eólico planteado) y a un precio prefijado, entre un desarrollador renovable (grupo Ignis) y un consumidor (en este caso el cliente; por lo general se aplica a empresas que necesitan grandes cantidades de electricidad) o entre un desarrollador y un comercializador que revenderá la energía.



Existen distintas modalidades de contrato PPA, en este caso se plantea un PPA físico, en donde el desarrollador (grupo Ignis) vende la energía renovable a un cliente final a través de una comercializadora (la propia del grupo Ignis), la cual suministra tanto la energía renovable del parque eólico como la energía faltante procedente de su cartera de generación. A fin de mes, el cliente recibirá una única factura por el 100% de su consumo, independientemente del origen de dicha energía.

El grupo Ignis llevará a cabo tanto el desarrollo del proyecto como la ejecución del mismo y las labores posteriores de operación y mantenimiento. El cliente por su parte deberá pagar un determinado precio de energía fijado en dicho contrato PPA durante un periodo de tiempo estipulado.

Por tanto, debido a este esquema planteado, en este caso el ahorro resultante para el cliente varía con respecto a ese esquema de ahorro tipo que se comentaba previamente. Concretamente no se elimina el componente íntegro del precio de la energía, puesto que el cliente sí va a pagar un determinado valor por la energía autoconsumida, solo que, en este caso, en lugar de pagar el precio fijado en el mercado mayorista, pagará un precio al grupo Ignis estipulado en dicho contrato PPA físico.

Luego el ahorro será la diferencia entre dicho precio fijado y el que obtendría en caso de acudir al mercado mayorista. Por otra parte, al no acudir al mercado mayorista no se paga por todos aquellos servicios adicionales contemplados en el precio final de energía del mercado diario, tales como las restricciones técnicas y gestión de desvíos además de todos los costes regulados que se engloban dentro del llamado peaje de energía.

De cara a obtener una estimación en cuanto al volumen de dicho ahorro se ha realizado el modelo Excel antes mencionado. A continuación, se detallan las consideraciones previas tenidas en cuenta para el planteamiento de este modelo, así como un resumen de los principales resultados obtenidos.

En primer lugar, es importante conocer el coste que supone para el cliente todos aquellos componentes del precio final que se eliminarían al realizar el autoconsumo. Por ello se han calculado los costes relativos al peaje de energía y a todos los servicios adicionales del mercado mayorista como son las restricciones técnicas, servicios de ajuste, pagos por capacidad, interrumpibilidad, etc.

La *Tabla 6: Desglose de costes para tarifa 6.4 del cliente* refleja los importes por cada uno de estos conceptos. Cabe destacar que estos costes están regulados para las distintas tarifas eléctricas, en este caso al tratarse de un consumidor electrointensivo con una gran demanda de energía y conectado a la red de transporte (elevada potencia), tiene contratada una tarifa 6.4.

En la *Tabla 3: Tarifas eléctricas* y la *Figura 37: Periodos tarifarios* se muestran las principales características y periodos de la tarifa 6.4. Concretamente este tipo de tarifa se aplica a consumidores con potencias contratadas superiores a 450 KW, como es el caso del cliente analizado, cuya planta se conecta directamente a la red de transporte.

Actualmente, al precio de compra de energía en el mercado mayorista se suman 6,71029 €/MWh debidos a los costes relativos al funcionamiento del mercado y los peajes y cargos regulados que se reflejan en el peaje de energía. Sin duda se trata de una cantidad significativa teniendo en cuenta el elevado consumo de la planta industrial analizada.



Concepto	Coste €/MWh
Peaje de energía	2,48509
Servicios de ajuste	1,79
Pagos por capacidad	1,1922
Pérdidas	0,7416
Coste financiero	0,15
Margen	0,15
Retribución al operador del sistema	0,1103
Bono social	0,0508
Retribución al operador del mercado	0,0251
Coste de los desvíos	0,0152
Servicio de interrumpibilidad	-
Fondo nacional para la eficiencia energética	-
Garantías de origen	-
Tasa municipal	-
TOTAL	6,71029

Tabla 6: Desglose de costes para tarifa 6.4 del cliente

Una vez estimado el coste de estos componentes adicionales al precio mayorista, es necesario definir todos aquellos parámetros que influyen en la estimación del ahorro. Principalmente se trata de concretar las condiciones del PPA físico planteado, estas son:

- Precio de energía (€/MWh): Es el parámetro clave en este caso; a qué precio se va a fijar la compraventa de energía entre el grupo Ignis y el cliente. Se ha fijado un precio de 36 €/MWh en base a los intereses planteados por la compañía en varias reuniones llevadas a cabo entre ambas partes.
- Periodo del PPA (años): Generalmente este tipo de contratos tienen duraciones de entre 10 y 15 años, prorrogables o no en el tiempo teniendo en cuenta que la vida útil de una instalación de este tipo (parque eólico) se sitúa en torno a los 25 años.

En este modelo se ha realizado una estimación de los ahorros variable en función del número de años de PPA considerados. No se ha fijado un número concreto debido a las reticencias observadas por parte del cliente a firmar un contrato con un horizonte temporal muy amplio, por ello se ha optado por analizar las distintas opciones y poder así comparar los resultados obtenidos.

Cabe destacar que existen múltiples opciones en este sentido, como puede ser la firma de un contrato de mayor o menor duración, pero prorrogable en el tiempo, lo que permite al cliente evitar un compromiso a largo plazo.

Definidos todos estos parámetros se plantea el modelo Excel comentado. A continuación, se muestran los aspectos clave del mismo, así como los resultados obtenidos.

El modelo se distribuye en dos hojas, una primera llamada “*Datos*” contiene todos los parámetros clave definidos previamente, los cuales se pueden modificar para comprobar su influencia en el ahorro, cuyos cálculos se reflejan en una segunda hoja “*Resultados*”.

En la siguiente figura se muestra la distribución de la hoja “*Datos*”.

Detalles técnicos		
Potencia instalada	MWp	400
Horas de generación	kWh/kWp	3.990
Vida útil	Años	25
Año de entrada en operación	Año	2.023
Factor de disponibilidad	%	98%
Pérdidas técnicas	%	3%
Degradación anual	%	0,50%

Precios		2020	2021	2022	2023	2024
Precios de mercado	€/MWh	42,00	44,20	44,35	43,80	43,51
Precios con apuntamiento	€/MWh	42,06	44,27	44,42	43,87	43,57
Precio PPA	€/MWh	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
Peajes y cargos	€/MWh	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71
Precio de venta al cliente	€/MWh	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
Duración PPA	Años					15

Figura 56: Hoja “*Datos*” del modelo Excel realizado

En primer lugar, se introducen todos los datos técnicos de la instalación, estos son:

- Potencia instalada: Se establece una potencia pico de 400 MW en base a los requerimientos y restricciones previamente comentados.
- Horas de generación: El estudio realizado por Ignis Desarrollo plantea un escenario con un excelente recurso eólico como se puede comprobar en el elevado número de horas considerado (3990).
- Vida útil: En términos generales la vida útil de una instalación de este tipo suele rondar los 25 años.
- Año de entrada en operación: Teniendo en cuenta los plazos administrativos y de construcción para un parque eólico de estas características, se estima un inicio de la actividad para el año 2023.
- Factor de disponibilidad: Relaciona la producción real de un aerogenerador y/o parque eólico con la producción total teórica sin indisponibilidades (problemas técnicos, económicos u operativos). En el caso de la energía eólica, este factor se sitúa en torno al 98%.



- Pérdidas técnicas: Reducción sobre la producción a causa de problemas técnicos de distinta índole. Se estiman en torno al 3%.
- Degradación anual: Los equipos que conforman el parque eólico sufren una degradación con el paso del tiempo lo que hace que se reduzcan los niveles de producción. Se considera un valor razonable un 0,5% anual.

Además de estos datos técnicos, el resto de los parámetros clave a definir son fundamentalmente los precios; en este modelo realizado se definen los siguientes:

- Precio de mercado: Son los precios medios resultantes del mercado mayorista. Estos datos se obtienen del operador del mercado (OMIE), concretamente de la página de OMIP, en la que se publican diariamente las estimaciones de precios de electricidad para los próximos 7 años (los llamados “futuros”). Puesto que el modelo se plantea con un horizonte de 25 años (vida útil de la instalación) a partir del año 2027 (último del que se dispone de datos) se fija el precio para los restantes.
- Precio con apuntamiento: El apuntamiento es un parámetro clave en ciertas tecnologías principalmente renovables. Tiene en cuenta la variabilidad en la producción, lo que puede dar lugar a que una tecnología produzca gran parte de la energía en periodos con precios superiores o inferiores a la media, lo que implica que en términos globales el precio obtenido sea superior o inferior a la media anual. Por tanto, este factor corrige el precio de mercado visto anteriormente.

En este caso, el estudio realizado por el departamento de Ignis Desarrollo reflejo un perfil de viento muy constante en la zona, lo que implica una producción repartida a lo largo del día, es decir, no sería necesario tener en cuenta este factor de apuntamiento.

Sin embargo, también se obtuvieron datos de elevados niveles de producción horaria por encima de la media, lo que da lugar a un incremento sobre el precio medio de mercado.

- Precio PPA: Se ha fijado un precio de 36 €/MWh en base a los intereses planteados por el cliente.
- Peajes y cargos: Los costes relativos al funcionamiento del mercado y a los peajes y cargos regulados se han calculado previamente y ascienden a 6,71029 €/MWh.
- Precio de venta al cliente: El precio que deberá pagar el cliente por la energía será el fijado en el contrato PPA, en este caso 36 €/MWh. Sin embargo, teniendo en cuenta una vida útil de la instalación de 25 años y la retención por parte de la compañía a plantear contratos de compraventa a largo plazo, se plantea un modelo en el que una vez finalizado el PPA, la compañía deberá pagar al grupo Ignis por la energía autoconsumida el equivalente al precio con apuntamiento, es decir, el valor que supone dicha energía vendida en el mercado mayorista.
- Duración PPA: Este parámetro no se ha definido como ya se ha explicado previamente, por tanto, se plantea un modelo variable en función de esta duración para poder así comparar los distintos resultados obtenidos y exponer al cliente los ahorros estimados en función de la duración del PPA que se estipule. Como se puede comprobar en la anterior figura, en el modelo Excel se ha remarcado esta casilla con el objetivo de permitir modificar su valor y observar los distintos resultados.



Con todas estas consideraciones, en la hoja “Resultados” se obtiene una estimación del ahorro que supondría para el cliente la ejecución de esta propuesta. En la siguiente figura se muestra la primera parte de esta hoja.

			Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
			2020	2021	2022	2023	2024
Detalles técnicos de la instalación							
Potencia instalada	MWp	400	0	0	0	400	400
Horas de generación	kWh/kWp	3.990	3.990	3.990	3.990	3.990	3.990
Vida útil	Años	25	0	0	0	1	1
Factor de disponibilidad	%	98%					
Pérdidas técnicas	%	3%					
Degradación anual	%	0,5%					
Año de entrada en operación	Año	2.023					
Ingresos para el cliente							
Energía producida	MWh		0,00	0,00	0,00	1.517.157,60	1.509.571,81
Precio de mercado	€/MWh		42,00	44,20	44,35	43,80	43,51
Precio PPA	€/MWh		36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
Precio de adquisición energía	€/MWh		36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
Peajes y cargos	€/MWh		6,71	6,71	6,71	6,71	6,71
Total	€		0	0	0	22.014.397	21.466.549

Figura 57: Hoja "Resultados" del modelo Excel realizado

Como se puede observar se obtienen los ingresos estimados que percibirá cliente anualmente, en este caso no se obtendrán ingresos hasta el tercer año (2023) en el que entraría en operación la instalación.

Para el cálculo de los ingresos el parámetro clave es la energía producida por la instalación, cuya totalidad será autoconsumida por parte del cliente. Este valor de energía se obtiene por medio de la expresión:

$$E. producida (MWh) = Pot \cdot Horas \cdot \% disponibilidad \cdot (1 - \% pérdidas) \cdot (1 - \% degradación)^{(AñoN - Añoentop)}$$

El valor de energía bruto (MWh) correspondería al producto de la potencia instalada (MW) por las horas de generación estimadas (h). Sin embargo, es necesario considerar el porcentaje de disponibilidad y las pérdidas técnicas de la instalación, además de la degradación anual.

Una vez obtenida la cantidad de energía producida por el parque eólico y por tanto autoconsumida por parte de la planta del cliente, los ingresos anuales se calculan teniendo en cuenta los distintos precios establecidos en la pestaña “Datos”, en base a la siguiente expresión:

$$Ingreso anual (\text{€}) = E. producida (MWh) \cdot (\text{Precio mercado} + \text{peajes y cargos} - \text{precio adq}) \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right)$$

En este cálculo se refleja el beneficio del autoconsumo, puesto que el cliente pagará por la energía únicamente los 36 €/MWh estipulados en el contrato PPA (*precio adquisición*) y se ahorrará el correspondiente precio que habría obtenido en el mercado mayorista (*precio mercado*) junto con los peajes y cargos regulados (*peajes y cargos*). Por tanto, el cálculo del ingreso anual tiene en cuenta el total de la energía producida (autoconsumida por la planta del cliente) y la diferencia entre estos precios.

Todos estos cálculos se realizan para los 25 años de vida útil de la instalación considerados y teniendo en cuenta el periodo de PPA definido, modificándose el valor del *precio de adquisición* una vez finalizado el contrato.

Obtenidos los ingresos anuales, se realizan una serie de cálculos económicos. El valor calculado hasta el momento corresponde al beneficio bruto anual para el cliente, es decir, el EBITDA (Earnings Before Interests, Taxes, Depreciations and Amortizations). Por tanto, para obtener el beneficio neto es necesario tener en cuenta otra serie de conceptos.

En la siguiente figura se resumen a modo de esquema la operativa llevada a cabo para la obtención del beneficio neto.

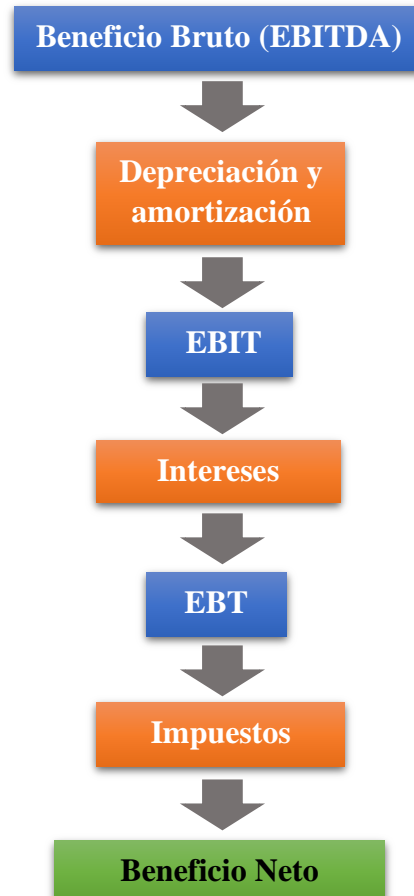


Figura 58: Esquema desglose beneficio bruto

En este caso no se consideran intereses, depreciaciones y amortizaciones puesto que el cliente no realizará inversión de ningún tipo, siendo responsabilidad del grupo Ignis la construcción, operación y mantenimiento del parque eólico como ya se ha explicado previamente.

Esto se refleja en el modelo, donde además es posible observar como el CAPEX (Capital Expenditure) del proyecto, es decir, el gasto imputable a los bienes de equipo, definido en euros por potencia instalada (€/MW), es nulo.

Por tanto, al beneficio bruto se le descontará el 25% correspondiente a los impuestos lo que da lugar al beneficio neto resultante. Por último, se calcula el flujo de caja. En este caso ante la ausencia de amortizaciones este flujo de caja corresponde al beneficio neto; son el mismo valor.

El valor del flujo de caja permite obtener un indicador clave para evaluar la rentabilidad del proyecto, este es el valor actual neto (VAN) el cual permite calcular el valor de los ingresos que generará este proyecto en el momento actual, es decir, traer al presente los flujos de caja esperados descontándolos a un tipo de interés o tasa de descuento determinado.



Para ello en el modelo se calcula mediante la fórmula ya definida por Excel y que tiene en cuenta tres conceptos:

- Inversión inicial: Nula en este caso
- Flujos de caja futuros
- Tasa de descuento o tipo de interés: Definido en un 4% en base a criterios económicos

Por tanto, con la obtención del valor actual neto es posible cuantificar el ahorro que supondrá para el cliente esta alternativa. A continuación, en la siguiente tabla se reflejan los posibles ahorros que se obtendrían en función de distintas duraciones de PPA.

Duración PPA (Años)	Ahorro estimado (M€)
4	131,396
8	152,530
10	161,775
12	170,237
15	181,606
20	197,502
25	210,244

Tabla 7: Resumen de resultados

Como se puede observar cuanto mayor sea la duración del PPA mayores serán los ahorros. Esto se debe a la gran ventaja del autoconsumo ya comentada, que permitiría al cliente pagar un precio fijado de energía considerablemente inferior al precio final actual del mercado mayorista. Aun así, no es habitual la firma de contratos de este tipo por periodos de tiempo superiores a los 15 años debido a la volatilidad del mercado y la imposibilidad de estimar con seguridad los precios futuros de energía a tan largo plazo.

De todas formas, aun tratándose de cortas duraciones se obtienen ahorros considerables, puesto que una vez finalizado el PPA, el cliente pagaría un mayor precio por la energía, pero seguiría ahorrándose todos los conceptos relativos a los peajes y cargos regulados, que como ya se ha expuesto previamente suponen un porcentaje elevado del importe eléctrico.

Se trata por tanto de una alternativa cuanto menos interesante, que podría suponer grandes beneficios para el cliente y reducir en gran medida su gasto energético, tan crítico para su competitividad y futuro a corto y largo plazo.

4.2.4 Dificultades encontradas

La ejecución de esta propuesta supondría el desarrollo y materialización de un proyecto eólico único en todo el territorio nacional en cuanto a sus dimensiones y características. Según el estudio realizado se ha comprobado la viabilidad de la zona próxima a la factoría del cliente para la realización del mismo y la disponibilidad económica por parte del grupo Ignis como desarrollador y promotor.



Sin embargo, tras el planteamiento de esta propuesta al cliente en varias reuniones llevadas a cabo entre ambas partes, la compañía ha mostrado sus dudas y reticencias a esta alternativa a pesar de la viabilidad y alta rentabilidad del proyecto.

Esto se debe al planteamiento estratégico actual de la compañía, centrado en evitar compromisos a largo plazo debido al actual clima de incertidumbre en el que se encuentra tras la paralización de varias de sus actividades debido en gran medida al elevado precio de la electricidad que determina su competitividad.

Concretamente, en la visita realizada a la planta del cliente por parte del equipo de Ignis el pasado mes de febrero, la dirección de la compañía trasladó su imposibilidad de firmar un contrato PPA con una duración superior a los 4 años.

Por tanto, la opción más interesante para plantear esta alternativa sería la firma de un contrato PPA a 4 años renovable en el tiempo, lo cual permitiría al cliente reducir el riesgo implícito en un compromiso a largo plazo y cumplir con sus objetivos estratégicos.

Del mismo modo, la situación actual del cliente y en concreto de su principal factoría, objeto de este estudio y con un futuro altamente incierto, da cuenta del elevado riesgo para el grupo Ignis que supondrá el desarrollo, ejecución y operación de un proyecto de este tipo, tratándose sin duda de una inversión de gran calado debido a las dimensiones del parque eólico planteado.

Es por tanto necesario proponer esta alternativa con una serie de condiciones que garanticen la seguridad de ambas partes y reduzcan el riesgo. Por parte del cliente la firma de PPAs a corto plazo reduce considerablemente su riesgo financiero, sin embargo, el grupo Ignis independientemente de la duración del PPA sigue realizando toda la inversión.

Se plantea la alternativa de ceder la instalación al grupo Ignis una vez terminado todo compromiso con el cliente, ya sea por decisión propia de la compañía o por problemas debidos a un posible cese de actividad de su planta industrial.

Esto permitiría a Ignis comercializar la energía producida por el parque eólico en el mercado mayorista y obtener por tanto beneficios actuando como generador, rentabilizando así la inversión realizada durante el resto de vida útil de la instalación.



4.3 Propuesta nº 3: Cogeneración

Esta última propuesta planteada se centra en la sustitución de parte del sistema de generación de vapor existente en la planta del cliente, mediante la instalación del conjunto turbina-caldera de recuperación de calor del ciclo combinado de Escatrón (Zaragoza) propiedad del grupo Ignis.

Esta implantación daría lugar a una cogeneración, la cual se define como la producción conjunta, en un proceso secuencial, de energía mecánica y/o eléctrica y energía térmica útil. En este caso, se generaría vapor en la caldera (energía térmica) para el proceso productivo además de energía eléctrica (turbina).

Se trata sin duda de una alternativa cuanto menos única y compleja, que implicaría el transporte de prácticamente la totalidad del ciclo combinado y su instalación en los alrededores de la planta del cliente.

4.3.1 Consideraciones previas

El principal objetivo de esta propuesta es la reducción del consumo energético del cliente derivado de la producción de vapor, necesario para uno de sus dos grandes procesos productivos, que como se ha especificado previamente, se considerarán como procesos A y B. Concretamente, la planta se divide en dos grandes factorías.

La sección del proceso B requiere de un elevado flujo de vapor para el correcto funcionamiento del proceso productivo. Para ello se dispone de tres grandes calderas de vapor capaces de generar hasta un máximo de 360 t/h, con una media de 120t/h cada caldera.

Al realizar la visita a las instalaciones el pasado 13 de febrero, se reflejó el interés por parte del cliente de reducir su consumo eliminando una de las tres calderas disponibles actualmente, concretamente aquella cuyos rendimientos se han visto mermados en los últimos años debido al desgaste de los equipos y a su elevada vida útil.

La integración de la turbina y la caldera de recuperación de calor del ciclo combinado de Escatrón permitiría sustituir una de las actuales calderas y dar lugar a un modelo de cogeneración, altamente rentable y eficiente puesto que permite aprovechar dos recursos; utilizar el calor generado para el proceso productivo, así como autoconsumir la energía eléctrica generada y reducir por tanto no sólo el gasto derivado de la producción de vapor (gas natural) sino también el consumo eléctrico.

4.3.2 Aspectos técnicos

En primer lugar, será determinante conocer las características técnicas de las actuales calderas de vapor del cliente, para poder así evaluar cómo se podrá realizar la integración en la planta del ciclo combinado de Escatrón y en qué medida será necesaria dicha integración, es decir, si será necesario el traslado del ciclo completo o tan solo de partes del mismo.

En la visita realizada a la planta del cliente se aportaron los principales datos técnicos de la instalación de vapor. Esta se compone de tres grandes calderas, con una producción total punta de vapor de 360 t/h y 110/120 t/h por caldera. Además, cada caldera puede aportar hasta 180 t/h en casos excepcionales como la parada de una de ellas para realizar labores de

mantenimiento o reparación, lo que da lugar a que las dos restantes operen a máxima carga aportando las 360 t/h totales.

Por tanto, dada la intención del cliente de sustituir una de las calderas, sería necesario aportar con la instalación del ciclo combinado propiedad del grupo Ignis un total de entre 110/120 t/h de vapor. Este es sin duda el dato clave que permite realizar el dimensionamiento de la propuesta planteada.

Una vez conocido este requerimiento técnico, es importante detallar las principales características y aspectos técnicos del ciclo combinado de Escatrón, para poder así evaluar su futura integración en la planta del cliente.

Para ello, el 20 de febrero se realizó una visita a las instalaciones del ciclo combinado en Escatrón-Zaragoza con el objetivo de analizar de primera mano su posible integración en la planta industrial objeto de este estudio.

El ciclo combinado de Escatrón se caracteriza por su tipología Peaker, siendo el único de estas características en todo el territorio nacional, basada en una tecnología más moderna con un tiempo de reacción mínimo lo que permite mantener un régimen de funcionamiento muy flexible con rampas de subida y bajada muy rápidas.

Además, esta tecnología se caracteriza por sus reducidas dimensiones en comparación con un ciclo combinado tradicional. Estas características lo convierten en un ciclo ideal para la operación en los servicios de ajuste, donde se requieren grandes cantidades de energía a aportar en breves periodos de tiempo.



Figura 59: Ciclo combinado de Escatrón

Los principales componentes y el esquema simplificado de funcionamiento de un ciclo combinado de este tipo se reflejan en la *Figura 60: Principales componentes y esquema simplificado de funcionamiento de un ciclo combinado*, donde se representa la configuración estándar para un ciclo combinado tipo.

Una planta de ciclo combinado consiste en la integración de dos o más ciclos termodinámicos energéticos para lograr una conversión más completa y eficiente de la energía aportada en trabajo o potencia.

Esto da lugar a elevados rendimientos, puesto que se produce electricidad por partida doble gracias a la utilización de dos ciclos, generalmente, uno de gas y otro de vapor. Como se puede comprobar en la anterior figura, el esquema tradicional de un ciclo combinado se compone de:

- Turbina de gas
- Caldera de recuperación de calor (HRSG)
- Turbina de vapor
- Condensador

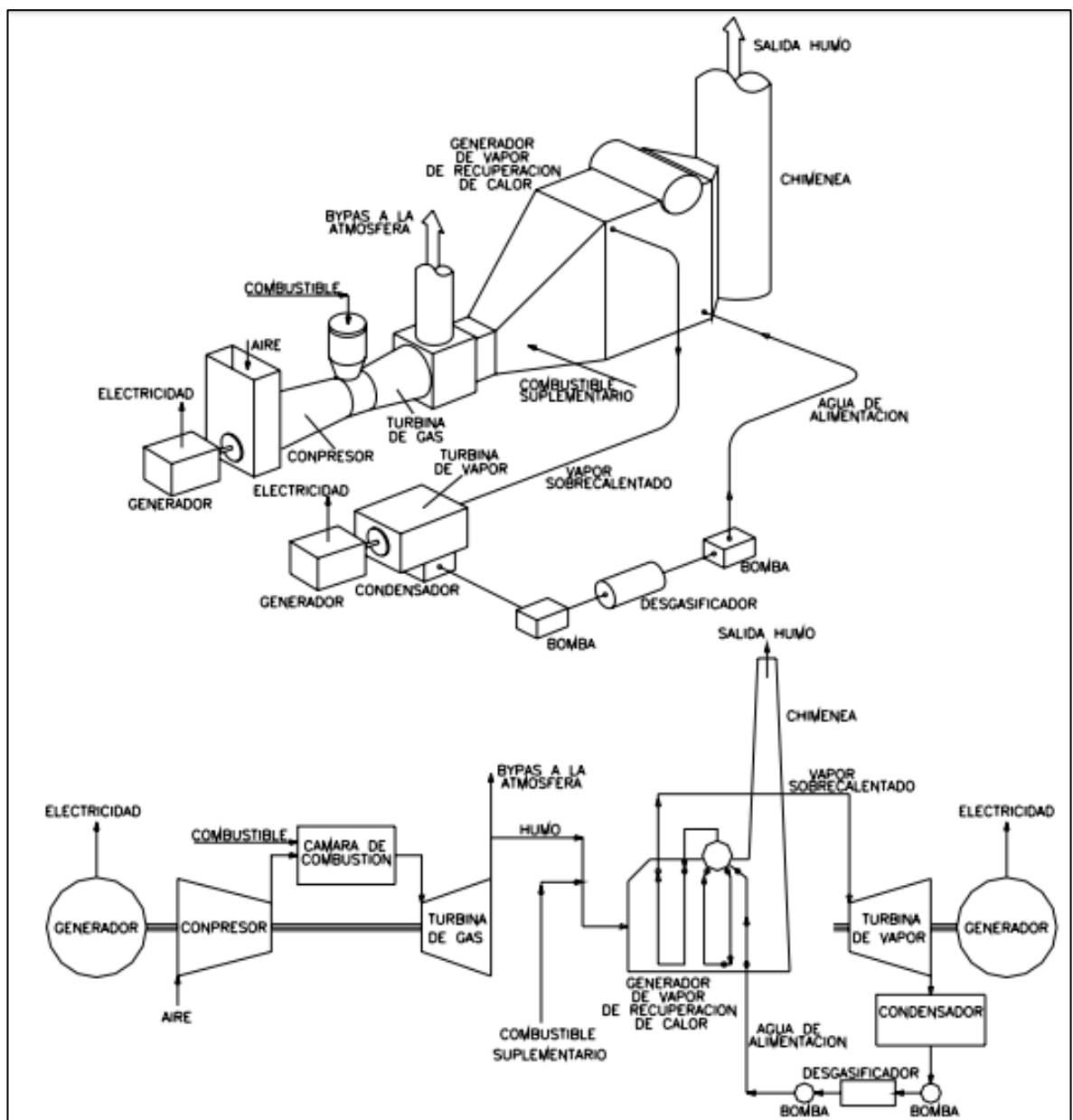


Figura 60: Principales componentes y esquema simplificado de funcionamiento de un ciclo combinado



En definitiva, en un primer ciclo se produce la combustión del gas natural que da lugar a gases a alta temperatura, los cuales se expanden en la turbina de gas conectada a un generador eléctrico, cuya rotación da lugar a la producción de electricidad.

Los gases a alta temperatura resultantes de esta primera etapa se aprovechan para la producción de vapor en la caldera de recuperación de calor. Dicho vapor a alta temperatura se introduce en el segundo ciclo, esta vez formado por una turbina de vapor la cual, de nuevo, conectada a su correspondiente generador, produce energía eléctrica.

Además, con el objetivo de incrementar aún más la eficiencia del ciclo, en ocasiones se introduce un recalentamiento del vapor en la caldera de recuperación de calor, un proceso denominado postcombustión. Este es el caso del ciclo combinado de Escatrón, en el cual existe la posibilidad de utilizar este recalentamiento.

El esquema planteado en la anterior figura se trata de una distribución estándar. En la actualidad las centrales de ciclo combinado presentan múltiples configuraciones en función de los requerimientos técnicos y económicos particulares en cada caso.

Principalmente se distinguen en función de la disposición relativa de los ejes de las turbinas, existiendo dos configuraciones, tipo monoje o multije, siendo la primera aquella en la que los ejes de ambas turbinas se encuentran alineados y la segunda el caso contrario.

Además, en ocasiones se disponen múltiples turbinas de gas con sus correspondientes calderas de recuperación de calor, que alimentan a un único sistema o ciclo de turbina de vapor. Este tipo de configuraciones se denominan como 1x1, 2x1, 3x1, etc haciendo referencia el primer número la turbina de gas y el segundo la de vapor.

En este caso de estudio, la central de ciclo combinado de Escatrón sigue una configuración monoje 4x1, cuatro bloques formados por turbina de gas seguida de una caldera de recuperación de calor que alimentan a una única turbina de vapor. En la *Figura 61: Vista aérea del ciclo combinado de Escatrón; principales componentes* se visualiza la distribución de los distintos elementos que la conforman.

Los principales datos técnicos de la instalación son los siguientes:

Generación eléctrica		Potencia eléctrica generada (MW)	
Equipo	Nº de equipos	Unitaria	Total
Turbina de gas		50	200
Turbina de vapor		77	77
Total			277
Generación de vapor		Vapor generado (t/h)	
Equipo	Nº de equipos	Unitario	Total
Caldera HRSG	Sin postcombustión	55	220
	Con postcombustión	84	336

Tabla 8: Principales datos técnicos del ciclo combinado de Escatrón

La potencia eléctrica total generada por la instalación es de aproximadamente 277 MW, de los cuales 200 corresponden a las cuatro turbinas de gas y los 77 MW restantes a la única turbina de vapor con la que cuenta el ciclo.

Por otro lado, la producción de vapor total del ciclo es de 220 t/h en el caso de utilizar las calderas de recuperación de calor sin postcombustión, y de 336 t/h si se incrementa la temperatura del vapor con este sistema. Este flujo de vapor generado por las cuatro calderas de recuperación se inyecta a la turbina de vapor para generar así energía eléctrica.

En este caso, la planta del cliente requiere una horquilla entre 110/120 t/h de vapor necesario en su proceso productivo. Aportar dichos niveles de vapor implicará la utilización de al menos tres calderas de recuperación de calor, según los datos técnicos expuestos previamente.

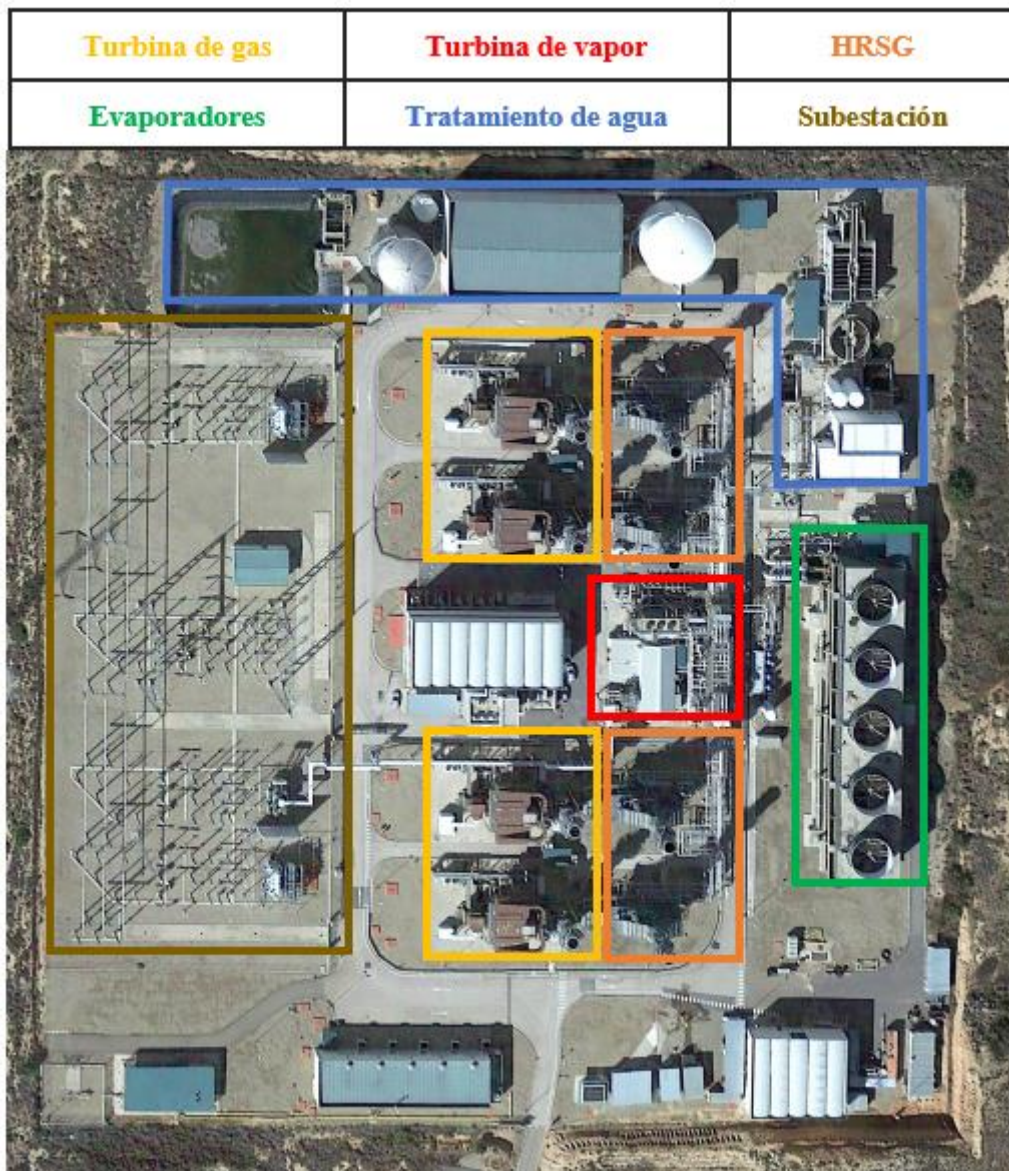


Figura 61: Vista aérea del ciclo combinado de Escatrón; principales componentes

Por tanto, la propuesta implicaría el traslado de tres, o el total, de los bloques formados por turbina de gas y caldera de recuperación de calor (en la anterior figura, marcados en amarillo y naranja respectivamente).

En este sentido la turbina de vapor no sería necesaria, puesto que consume el vapor generado por las calderas y la finalidad y principal objetivo de esta propuesta es la producción del vapor, necesario para poder sustituir una de las actuales calderas de la planta.

La implantación de parte del ciclo combinado en las instalaciones del cliente se analizó en la visita realizada a la planta el pasado 13 de febrero.

En la siguiente figura, se muestra la sección de calor, perteneciente al proceso B, y sus principales componentes, junto con la localización planteada. Se distinguen dos grandes instalaciones, por un lado, el edificio principal en el que se encuentran alojadas las tres grandes calderas de vapor con su correspondiente chimenea, única para las tres calderas puesto que confluyen en su base los tubos de salida de gases de los tres equipos.

Por otro lado, se encuentran los equipos destinados al tratamiento del agua utilizada en el proceso, la cual se obtiene de una gran valsa, propiedad del cliente, situada a varios kilómetros de la planta. Por último, se indica la posición de la estación de regulación y medida (ERM) de gas natural, utilizado como combustible primario en este proceso.

Como se puede observar en la figura, el terreno anexo a estas instalaciones se plantea como futura localización de los equipos. En concreto esto supondría para el cliente la eliminación del actual aparcamiento junto con su correspondiente marquesina, además de un pequeño edificio de almacenamiento. Por otra parte, sería necesario desplazar una pequeña valsa de agua situada a pocos metros de las instalaciones de tratamiento.



Figura 62: Esquema de la implantación



Todas estas modificaciones que sería necesario realizar en caso de llevar a cabo la propuesta no supondrían un problema para la compañía, tal como han transmitido en las distintas reuniones llevadas a cabo.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es cómo se va a realizar la conexión entre la instalación de cogeneración y la planta. Como se ha comentado previamente, el cliente recibe todo su consumo eléctrico por medio de dos líneas de 400 KV cuya tensión se reduce a 72, 66 y 20 KV. Concretamente, esta última es la utilizada en todo el proceso de fabricación A, que cuenta con su propia subestación derivada de la subestación principal de la planta.

Por tanto, la conexión de la cogeneración se podrá realizar en la subestación de 20 KV correspondiente al proceso B, más próxima a las instalaciones, o bien ejecutar una línea eléctrica que conecte la instalación de cogeneración con la subestación principal que alimenta el proceso A. Ambas opciones se plantean en el posterior cálculo económico.

4.3.3 Aspectos económicos

Una vez analizados los aspectos técnicos de la propuesta, así como su futura implantación, se procede a evaluar el ahorro que supondría para el cliente esta alternativa. Para ello se ha realizado un modelo Excel, el cual se adjunta como anexo a este estudio bajo el nombre de “*Análisis económico propuesta n°3_Cogeneración*”.

Para la elaboración de este modelo se han tenido en cuenta una serie de consideraciones previas las cuales se detallan a continuación. Como se ha comentado previamente, el principal objetivo de esta propuesta es la sustitución de una de las actuales calderas de vapor utilizadas en la planta industrial del cliente. Esto supondría aportar un flujo de 120 t/h con los bloques turbina de gas-caldera de recuperación de calor, procedentes del ciclo combinado de Escatrón.

En este sentido, el cliente cederá los terrenos para la instalación de los equipos mientras que la titularidad de los mismos será del grupo Ignis. Por tanto, el esquema económico planteado sería el siguiente; el grupo Ignis produce vapor y energía eléctrica que son consumidos por la planta del cliente, y por su parte la compañía paga un determinado precio por tonelada de vapor, así como por la energía eléctrica autoconsumida.

Su ahorro se centra por tanto en la diferencia entre sus costes actuales de vapor y energía eléctrica y los ofertados por el grupo Ignis. El modelo realizado plantea distintas alternativas, es decir, se calculan los ahorros en función del número de bloques turbina de gas-caldera de recuperación de calor que se instalen. Se plantean por tanto cuatro hipótesis, para poder así observar los distintos ahorros económicos y obtener una visión global y comparativa de las diferentes opciones.

Así, la hipótesis 1 corresponde a la instalación de una única turbina de gas con su correspondiente caldera de recuperación, mientras que las hipótesis 2, 3 y 4 hacen referencia a la instalación de 2, 3 o la totalidad del conjunto turbina-caldera respectivamente.

Cabe destacar que, de cara a la sustitución de una de las actuales calderas de vapor, sería necesario al menos 3 turbinas de gas con sus correspondientes calderas de recuperación de calor para poder aportar el flujo de vapor necesario. Sin embargo, este modelo contempla todos los escenarios posibles con el objetivo de obtener un análisis más detallado y minucioso.

Además, se evalúan estas cuatro hipótesis ante la posibilidad de conectar la instalación de cogeneración a la fábrica del proceso B, mediante la subestación de 20 KV próxima, o bien a la subestación principal que abastece la fábrica del proceso A. Con todas estas consideraciones, para el cálculo del ahorro se han evaluado una serie de parámetros clave los cuales se detallan a continuación:

➤ Precio actual de vapor (€/t)

Para obtener este precio es necesario conocer tanto el consumo de gas natural de la planta destinado a la producción de vapor como el precio de dicho gas. Con estos datos se obtiene una estimación del coste que supone la producción de vapor. Con todo ello, conocida la cantidad de vapor generada se deduce el precio de vapor actual.

La sección de calor formada por las tres calderas objeto de este estudio tiene un consumo anual de en torno a 3.400 GWh de gas natural. En cuanto al precio del gas natural, al igual que ocurre en el caso de la electricidad, el precio final resulta de la suma de múltiples conceptos.

Al coste propio de la energía se le suman una serie de cargos y peajes regulados junto con los correspondientes impuestos, todo ello se engloba en dos términos de potencia y energía. Dichos peajes dependen del tipo de tarifa contratada, las cuales varían en función de la presión de suministro y el nivel de consumo.

En la siguiente figura se representan las distintas tarifas junto con los peajes regulados para ambos términos de potencia y energía.

PEAJE	TÉRMINOS DE PEAJE				TÉRMINO ENERGÍA
	Término fijo c€/kWh día/mes	Δ (*)	Término variable c€/kWh	Δ (*)	
Peaje 1 (P>60bar)					Varía según oferta de la compañía
1.1 Consumo \leq 200GWh	3,4560	0,00%	0,0847	0,00%	
1.2 200GWh/año <Consumo \leq 1000 GWh/año	3,0875	0,00%	0,0682	0,00%	
1.3 .Consumo > 1000 GWh/año	2,8657	0,00%	0,0615	0,00%	
Peaje 2 (4 bar<P\leq60 bar)					Varía según oferta de la compañía
2.1 Consumo \leq 0,5 GWh/año	25,3055	0,00%	0,1934	0,00%	
2.2 0,5 < Consumo \leq 5 GWh/año	6,8683	0,00%	0,1543	0,00%	
2.3 5 < Consumo \leq 30 GWh/año	4,4971	0,00%	0,1249	0,00%	
2.4 30 <Consumo \leq 100GWh/año	4,1210	0,00%	0,1121	0,00%	
2.5. 100 < Consumo \leq 500GWh/año	3,7887	0,00%	0,0983	0,00%	
2.6 Consumo > 500GWh/año	3,4848	0,00%	0,0852	0,00%	
Peaje 3 (P\leq 4 bar)					Varía según oferta de la compañía
3.1 Consumo \leq 5.000 kWh/año	2,53	0,00%	2,9287	0,00%	
3.2 5.000 <Consumo \leq 50.000 kWh/año	5,79	0,00%	2,2413	0,00%	
3.3 50.000 kWh/año <Consumo \leq 100 MWh/año	54,22	0,00%	1,6117	0,00%	
3.4 Consumo >100 MWh/año	80,97	0,00%	1,3012	0,00%	
Peaje P>4 bar. Consumidores industriales con carácter interrumpible					Varía según oferta de la compañía
3.5 Consumo > 8 GWh/año	5,9258	0,00%	0,2010	0,00%	

Figura 63: Peajes regulados gas. Fuente: IDAE

En este caso, se trata de una tarifa 1.3, debido a su elevado consumo de 3.400 GWh anuales y a la presión de suministro superior a los 60 bar. Por tanto, para dicha tarifa, se establece un término fijo de 2,8657 c€/KWh día/mes y un término variable de 0,0615 c€/KWh, que expresado en euros y MWh equivale a 28,657 €/ MWh día/mes y 0,615 €/MWh.



A estos términos se le suma el coste propio de la energía, que al igual que en el caso de la electricidad, se obtiene del mercado. En concreto es posible conocer las estimaciones de precios a futuro de gas natural, las cuales se publican diariamente en la página de OMIP.

Por último, se ha realizado un cálculo de los distintos costes regulados e impuestos que incrementan el precio final del gas para un consumidor industrial de este tipo y conectado a la red mediante una tarifa 1.3. Estos costes se reflejan en la *Tabla 9: Cargos e impuestos regulados*.

Con todo ello se obtiene un valor del precio final del gas para cada año, que junto con el consumo anual estimado permite obtener el coste total que supone la producción de vapor. Teniendo la producción anual, se obtiene el valor del coste de vapor actual (€/t).

Concepto	Coste €/MWh
Fondo Nacional de Eficiencia Energética	0,2486
Coste Almacenamiento Subterráneo	0,42
Tasa CORES	0,0047
Tasa Municipal	0,3439
Coste mermas	0,1531
Coste desbalances	0,0918
Coste financiero	0,4
Prima por decalaje temporal	0,5
Prima por dirty hedge	0,5
Prima por morosidad	0,7
Prima por desbalance	0,2
Margen	0,2
Impuesto de hidrocarburos	0,54
TOTAL	4,30

Tabla 9: Cargos e impuestos regulados

➤ Precio actual de energía (€/MWh)

Este precio corresponde al calculado previamente en el caso de la propuesta de autoconsumo eólico, será el resultante de considerar tanto el coste propio de la energía en el mercado mayorista como los correspondientes peajes y cargos regulados e impuestos, calculados para la tarifa eléctrica contratada por el cliente.



Estos cálculos se han realizado previamente obteniendo un precio de energía anual, el cual se considera en este modelo.

➤ Cantidad de vapor consumido (t)

Para calcular el ahorro será necesario conocer que cantidad de vapor va a consumir la planta industrial del cliente. Esto dependerá de la hipótesis seleccionada en el modelo, es decir, del número de grupos turbina de gas-caldera de recuperación de calor instalados, puesto que como ya se ha especificado previamente, cada caldera tiene una determinada producción unitaria de vapor y en función del número de calderas instaladas dicha producción variará y por tanto lo hará el consumo del cliente.

➤ Cantidad de energía autoconsumida (MWh)

En el caso del ahorro relativo al autoconsumo de la energía eléctrica generada por la instalación de cogeneración, es clave conocer la cantidad de energía que autoconsumirá la planta del cliente. Este valor dependerá de dos factores, por un lado, al igual que en el caso del vapor, en función de la hipótesis considerada habrá una mayor o menor producción de energía eléctrica.

Por otro lado la conexión de la instalación de cogeneración con la planta definirá la capacidad máxima de esta última de autoconsumir energía, puesto que si la conexión se realiza con el proceso B, con un consumo base de unos 50 MW, este valor determinará la máxima capacidad de autoconsumo, mientras que si se conecta al proceso A, con un consumo de unos 330 MW, no existirá ningún tipo de limitación puesto que en el caso de instalar las cuatro turbinas de gas, su producción no será superior a los 200 MW como ya se ha especificado previamente.

Estas consideraciones se plasman en el modelo, en el que se calculan los distintos consumos y ahorros en función de la hipótesis y alternativa de conexión seleccionadas.

➤ Precio de vapor ofertado por Ignis (€/t)

El grupo Ignis plantea un precio del vapor de 20 €/t teniendo en cuenta la situación actual del mercado y los estándares habituales.

➤ Precio de energía ofertado por Ignis (€/MWh)

En esta propuesta el cliente autoconsumirá la energía generada por la instalación de cogeneración pagando un determinado precio por dicha energía. A diferencia de la anterior alternativa de autoconsumo eólico, donde se planteaba un precio fijo de energía durante un determinado periodo de tiempo, en este caso se propone por parte de Ignis un precio indexado a los precios del mercado mayorista de electricidad, es decir, el cliente pagará por la energía el precio del mercado en cada momento más un margen fijado por Ignis.

En concreto se plantea un margen de 2 €/MWh sobre el precio del mercado mayorista.

Con todas estas consideraciones se realiza el modelo Excel. A continuación, se detallan las principales particularidades del mismo. Cabe destacar que se ha tenido en cuenta un horizonte temporal de 10 años de cara a la obtención de los resultados del ahorro.

El modelo se distribuye en dos hojas, en primer lugar, se plantean los datos técnicos y económicos necesarios para el cálculo en la hoja “*Datos*” mientras que en “*Resultados*” se reflejan los ahorros estimados.

En la *Figura 64: Hoja “Datos” del modelo Excel realizado I* se muestra parte de la hoja “Datos” en donde se reflejan los principales datos técnicos a tener en cuenta, estos son:

- La potencia de la instalación (distinta en función de la hipótesis considerada)
- La producción de vapor por parte de las calderas de recuperación de calor (de nuevo variable en función de la hipótesis)
- El rendimiento eléctrico de las turbinas de gas, lo cual permitirá obtener el consumo de gas de la instalación
- Las horas de generación de la instalación. Este tipo de equipos permite una generación anual de hasta 7000 horas
- Consumo de gas por parte del cliente
- Producción actual de vapor
- Horas de producción anual de la planta industrial del cliente. Se tiene en cuenta la parada total de la planta durante unos 20 días al año.

2 Datos técnicos				
3				
4	Potencia instalada	Hipótesis 1	MW	50
5		Hipótesis 2	MW	100
6		Hipótesis 3	MW	150
7		Hipótesis 4	MW	200
8	Producción vapor	Hipótesis 1	t/h	55,0
9		Hipótesis 2	t/h	109,9
10		Hipótesis 3	t/h	164,9
11		Hipótesis 4	t/h	219,9
12	Rendimiento eléctrico		%	39,65%
13	Horas de generación		h	7.000
14	Consumo de gas cliente		GWh/año	3.500
15	Producción actual de vapor		t/h	360
16	Horas de producción cliente		h	8.280

Figura 64: Hoja “Datos” del modelo Excel realizado I

Añadido a estos datos técnicos, se introducen en esta primera hoja del modelo otra serie de datos necesarios para el cálculo del ahorro. Estos se reflejan en la siguiente figura.

18 Generación, consumos y precios			2020	2021	2022	2023	2024	
19								
20	Energía generada	Hipótesis 1	MWh	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
21		Hipótesis 2	MWh	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
22		Hipótesis 3	MWh	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000
23		Hipótesis 4	MWh	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000
24	Consumo actual cliente	Proceso A	MWh	3.097.729	3.097.729	3.097.729	3.097.729	3.097.729
25		Proceso B	MWh	332.213	332.213	332.213	332.213	332.213
26	Precio actual del gas		€/MWh	17,02	21,37	22,67	23,02	22,72
44	Precio actual de vapor		€/t	19,98	25,09	26,62	27,03	26,67
45	Precio de vapor ofertado		€/t	20	20	20	20	20
46	Precio de mercado		€/MWh	42,05	43,55	45,00	44,27	43,98
47	Peajes y cargos		€/MWh	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71
48	Precio de energía eléctrica ofertado		€/MWh	44,05	45,55	47,00	46,27	45,98

Figura 65: Hoja “Datos” del modelo Excel realizado II



En primer lugar, se calcula la energía generada por la instalación para cada una de las hipótesis consideradas. Esta energía se obtiene como el producto de la potencia de la instalación por las horas de generación, datos técnicos reflejados previamente.

Además, es necesario conocer el consumo eléctrico por parte del cliente para determinar la cantidad de energía que autoconsumirá en función de la hipótesis planteada y del tipo de conexión (con el proceso A o el B). Se consideran los datos de consumo anual aportados por la compañía.

Por último, se definen los distintos precios a utilizar para el cálculo del ahorro, estos son:

- Precio actual del gas (€/MWh). Ya definido previamente, en el modelo se refleja el valor de los distintos elementos que lo componen
- Precio actual de vapor (€/t). Calculado en base al consumo actual de gas natural, su coste y la producción anual de vapor
- Precio de vapor ofertado por parte de Ignis (€/t). Se plantea un precio de 20 €/t
- Precio de energía eléctrica en el mercado mayorista (€/MWh). Resultante de las estimaciones realizadas por OMIP para los precios anuales futuros.
- Peajes y cargos regulados (€/MWh). Calculados en la anterior propuesta.
- Precio de energía eléctrica ofertado (€/MWh). Se plantea un precio indexado con un margen de 2 €/MWh

Con todos estos datos, en la hoja “Resultados” se obtiene una estimación del ahorro que supondría para el cliente esta propuesta. En la siguiente figura se muestra la primera parte de esta hoja.

			Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
			2020	2021	2022	2023	2024
Detalles técnicos de la instalación							
Potencia instalada	MW	50					
Horas de generación	h	7.000					
Vida útil	Años	10					
Puesta en servicio COD	Año	2021	0	1	1	1	1
Tipo de conexión	Proceso A						
Hipótesis de estudio	1						
Ingresos para el cliente							
Vapor consumido	t		0,00	384.790,00	384.790,00	384.790,00	384.790,00
Precio de vapor actual	€/t		19,98	25,09	26,62	27,03	26,67
Precio de vapor ofertado	€/t		20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Energía autoconsumida	MWh		0,00	350.000,00	350.000,00	350.000,00	350.000,00
Precio de mercado	€/MWh		42,05	43,55	45,00	44,27	43,98
Peajes y cargos regulados	€/MWh		6,71	6,71	6,71	6,71	6,71
Precio de energía eléctrica ofertado	€/MWh		44,05	45,55	47,00	46,27	45,98
Total	€		0	3.608.767	4.196.124	4.354.711	4.216.908

Figura 66: Hoja “Resultados” del modelo Excel realizado

En primer lugar, se plantean de nuevo los principales datos técnicos de la instalación como son la potencia a instalar, las horas de generación, la vida útil y el año de puesta en servicio (en este caso se estima que la instalación iniciaría su operación en el próximo año 2021).



De cara a analizar el ahorro para cada una de las hipótesis planteadas y tipos de conexión, se introducen dos celdas que permiten seleccionar el número de la hipótesis y si la conexión se va a realizar con el proceso A exclusivamente o con el B.

Para el cálculo de los beneficios, se obtiene el vapor consumido por el cliente y la energía que autoconsumiría. Con todo ello y teniendo en cuenta los precios actuales de vapor y energía, así como los precios ofertados por el grupo Ignis, se obtiene el ahorro total anual que supondría esta propuesta para las distintas hipótesis analizadas.

Obtenidos los ingresos anuales, se realizan una serie de cálculos económicos, explicados previamente en la anterior propuesta de autoconsumo eólico, con el objetivo de obtener el beneficio neto anual y el flujo de caja resultante.

Al igual que en el caso del autoconsumo eólico, al no haber ningún tipo de inversión por parte del cliente, no se imputan los términos correspondientes a la depreciación y amortización de equipos, así como los intereses.

Con todo ello se obtiene el valor actual neto (VAN) el cual permite calcular el valor de los ingresos que generará este proyecto en el momento actual, es decir, traer al presente los flujos de caja esperados descontándolos a un tipo de interés o tasa de descuento determinado (en este caso se establece una tasa del 4% al igual que en el modelo de autoconsumo eólico).

A continuación, en la siguiente tabla se reflejan los posibles ahorros que se obtendrían con la implementación de esta propuesta a 10 años vista. Se muestran los resultados obtenidos para las cuatro hipótesis planteadas y las dos conexiones posibles.

Hipótesis	Ahorro (M€)	
	Conexión Proceso A	Conexión Proceso B
1	25,291	24,781
2	50,582	40,037
3	75,873	55,293
4	101,164	70,555

Tabla 10: Resultados obtenidos

Como se puede observar en los resultados mostrados, independientemente del tipo de conexión, los ahorros se incrementan significativamente cuanto mayor sea la instalación, puesto que, a mayor generación de vapor y electricidad, mayor será el ahorro para el cliente.

Sin embargo, se observa una clara ventaja de la conexión con el proceso A, puesto que su elevado consumo permitiría autoconsumir toda la energía generada por la instalación de cogeneración en cualquiera de las cuatro hipótesis.

Esto no ocurre en el caso de la conexión con el proceso B, donde su menor consumo no le permite autoconsumir toda la energía generada por ninguna de las cuatro hipótesis, por tanto, al aumentar el tamaño de la instalación el incremento del ahorro viene dado por el consumo de vapor, pero no por la energía autoconsumida.



En definitiva, se trata por tanto de una alternativa que podría suponer grandes beneficios para el cliente sin requerir inversión alguna por su parte.

4.3.4 Dificultades encontradas

Tras el planteamiento de esta alternativa y a raíz de las visitas realizadas tanto a las instalaciones de la planta industrial del cliente como al ciclo combinado de Escatrón, se han encontrado dos problemas de carácter técnico que dificultan la implementación de esta propuesta. A continuación, se detallan ambos:

➤ Calidad del agua de proceso

El proceso de generación de vapor de la planta industrial del cliente, por medio de tres grandes calderas, requiere de un elevado caudal de agua procedente de una gran valsa situada en las proximidades de la planta. Esta agua ha de cumplir con una serie de requisitos para generar un vapor de calidad y óptimo para el proceso productivo.

Por ello, como se mostraba en la *Figura 62: Esquema de la implantación*, la planta del cliente cuenta con una importante instalación de tratamiento de aguas que permite adecuar el agua en bruto a los criterios deseados. Se trata de una instalación que maneja un elevado caudal puesto que no se produce ningún tipo de recirculación, es decir, el vapor no se condensa una vez utilizado para recircular el agua resultante, sino que se pierde, es un ciclo abierto continuo.

La idea inicial de cara a la instalación del grupo turbina de gas-caldera de recuperación, consistía en aprovechar la actual instalación de tratamiento de aguas para generar el caudal necesario de cara al correcto funcionamiento del ciclo. Sin embargo, tras la visita a las instalaciones del ciclo combinado de Escatrón, se comprobaron los elevados requisitos de calidad que ha de tener el agua utilizada en el proceso, muy superiores a los requeridos por las actuales calderas de la planta.

Por tanto, no es posible aprovechar la instalación de tratamiento de aguas ya existente en la planta para abastecer tanto a la turbina de gas como a la caldera de recuperación de calor. Sería necesario trasladar también los equipos de tratamiento de aguas existentes en el actual ciclo combinado, debido a los elevados costes que supondría la implementación de una nueva instalación.

Además, el carácter continuo del proceso hace que el caudal de agua utilizado para generar el vapor no se recircule, a diferencia de lo ocurrido en el ciclo combinado, donde se sigue un ciclo cerrado lo cual requiere muy poco caudal de agua. Luego el actual sistema de tratamiento de aguas disponible en el ciclo combinado no permitiría abastecer a más de un bloque turbina-caldera en las condiciones óptimas, debido a la ya comentada ausencia de recirculación.

Esto supone un grave problema que impide la implementación de varios bloques turbina-caldera y por tanto reduce las posibilidades de obtener mayores rentabilidades y ahorros como se ha visto posteriormente.

Sin embargo, es posible solventar este problema mediante la implementación de un sistema de recirculación en el actual proceso productivo de la planta, lo cual sin duda requerirá de un minucioso y amplio estudio.



➤ Gases de escape

La caldera de recuperación de calor del ciclo combinado de Escatrón posee una chimenea de unos 20 metros de altura, desde la cual se produce la evacuación de los gases del proceso.

La instalación de estos equipos en los terrenos planteados (ver *Figura 62: Esquema de la implantación*) con una chimenea de estas características no sería posible, debido a ciertos requisitos legislativos y medioambientales que impiden la emisión de gases a baja altura, como sería este caso.

Por tanto, la opción planteada para solventar este problema sería el aprovechamiento de la actual chimenea de más de 100 metros de altura que dispone la planta del cliente. Dicha chimenea se planteó inicialmente con cuatro conductos de entrada, tres actualmente ocupados por las calderas de vapor y un cuarto destinado a una posible futura ampliación.

Luego la opción más viable sería aprovechar esa cuarta entrada para conectar a ella la salida de humos de la instalación de cogeneración. Sin embargo, requiere de un mayor estudio técnico conocer las características de esa conexión para poder evaluar el número de calderas de recuperación que podrían conectarse a la actual chimenea.

Debido a estos dos problemas, la opción más viable de cara a implementar esta propuesta sería la instalación de una única turbina con su correspondiente caldera de recuperación de calor, así como la planta de tratamiento de aguas correspondiente, a expensas de estudios técnicos posteriores que evalúen la viabilidad de incrementar esta instalación.





5. CONCLUSIONES

En el presente apartado se resumen las principales conclusiones obtenidas y se proponen algunas líneas sobre las que sería conveniente ampliar el estudio.

5.1 Conclusiones generales

Las tres propuestas analizadas, aun siendo dispares entre sí, han obtenido resultados positivos en cuanto al ahorro económico que su implementación supondría para el cliente. Sin embargo, difieren en cuanto a la dificultad técnica que implica su realización y el mayor o menor interés mostrado por el cliente industrial sobre cada una de ellas, lo cual depende fundamentalmente del nivel de riesgo y compromiso a largo plazo que implique cada propuesta.

➤ **Propuesta nº 1. Gestión de la demanda: Sencillez técnica y ahorros económicos constantes con riesgo y compromiso reducidos para el cliente**

Esta primera propuesta es sin duda la más innovadora y única, puesto que se plantea la inclusión del cliente, a través de su planta industrial, en los servicios de balance del sistema, tras la reciente modificación que permite la participación de la demanda en este tipo de servicios.

La inclusión de la planta en los servicios de balance es compleja desde el punto de vista técnico, debido a la elevada precisión que requiere en cuanto al intercambio de información y la monitorización constante entre los distintos agentes que participan en estos servicios.

Sin embargo, se trata de un proceso altamente automatizado y que requiere de la instalación de varios equipos clave, que ejecutan y controlan todas las operaciones, por tanto, en este sentido para el cliente será tremendamente sencilla su implementación.

Además, se ha visto como se obtienen considerables ahorros constantes en el tiempo y sin suponer grandes cambios en el consumo real de la planta, debido a la particularidad de la remuneración que siguen estos servicios.

En concreto la regulación secundaria permitiría obtener un flujo constante de beneficios gracias a la remuneración de la banda de regulación mientras que otros servicios como la regulación terciaria y gestión de desvíos permitirían aprovechar ciertos momentos clave de elevada demanda para obtener grandes ingresos.

En definitiva, se trata de una alternativa que para el cliente supondría una sencilla implementación aportando unos beneficios significativos y estables en el tiempo, y bajo un riesgo y compromiso a futuro mínimos, puesto que la planta tiene en todo momento la potestad de decidir si participar o no en este tipo de servicios.

➤ **Propuesta nº 2. Autoconsumo eólico: Grandes ahorros económicos debido al potencial del autoconsumo a expensas de un mayor compromiso a largo plazo**

El principal potencial de esta propuesta que la distingue de las dos restantes es el gran ahorro que supone el autoconsumo. Como se ha visto en los resultados económicos obtenidos, los ahorros estimados para el cliente suponen un volumen significativo en comparación con el resto de las propuestas. Esto realza sin duda el interés y la rentabilidad de esta alternativa.



La ejecución de un parque eólico con las características planteadas supondrá una elevada inversión por parte del grupo Ignis. Sin embargo, el planteamiento de esta propuesta excluye al cliente de cualquier tipo de inversión, siendo responsabilidad del grupo Ignis la ejecución, operación y mantenimiento del mismo.

El esquema planteado implica la firma de un contrato PPA físico entre ambas partes, el cual garantiza un precio fijo de energía para el cliente y un compromiso a largo plazo para Ignis, que permita obtener financiación y presupuesto de cara a realizar una inversión de tal magnitud.

Esto sin duda supone un mayor riesgo para el cliente, según su visión estratégica basada en reducir el compromiso a largo plazo a raíz del actual clima de inestabilidad.

Se trata por tanto de una alternativa que supondrá ahorros económicos cuantos menos significativos para el cliente, a expensas de un compromiso a medio-largo plazo que inicialmente se contrapone con sus intenciones actuales.

➤ **Propuesta nº 3. Cogeneración: Elevada dificultad técnica y ahorros económicos significativos**

Esta última propuesta plantea un proyecto cuanto menos único, que supondrá la instalación de gran parte del actual ciclo combinado de Escatrón en las inmediaciones de la planta del cliente.

El resultado sería la creación de una cogeneración que permita a la planta consumir vapor y además autoconsumir la energía eléctrica resultante. Por tanto, hay un doble potencial de ahorro que genera unos resultados económicos considerables e interesantes.

Sin embargo, la integración de parte del ciclo combinado en el actual proceso productivo de la planta implica una gran dificultad técnica, que sin duda determinará tanto los datos técnicos como económicos de la propuesta.

En definitiva, se trata de una alternativa de gran complejidad técnica y que requerirá de posteriores análisis con un mayor detalle, pero que puede proporcionar un flujo económico de ahorros constantes significativos tanto a corto como a largo plazo.

5.2 Ampliación del estudio

El estudio realizado en este trabajo fin de máster ha permitido conocer la viabilidad técnica y rentabilidad económica de las distintas alternativas planteadas, así como obtener conclusiones acerca de su mayor o menor interés por parte del cliente.

Es importante destacar la continuidad de este estudio por parte del grupo Ignis, debido al interés mostrado por el cliente y a los buenos resultados obtenidos tras la realización del presente trabajo.

Se plantea por tanto un escenario futuro en el que será clave determinar con un mayor nivel de detalle ciertos aspectos técnicos, económicos y legales relativos a cada una de las propuestas y analizar los distintos problemas encontrados con el objetivo de solventarlos.

En este sentido la línea de estudio a seguir para cada una de las propuestas se centrará en los siguientes aspectos:



➤ Propuesta nº 1. Gestión de la demanda

Será importante definir con mayor detalle el equipamiento necesario para la participación del cliente, a través de su planta industrial, en los servicios de balance y cómo ha de realizarse la instalación de dichos equipos.

Por otra parte, como se ha comentado previamente, surge un posible problema en torno a la figura comercial, puesto que el grupo Ignis tendría que actuar como un comercializador secundario únicamente encargado de gestionar la participación del cliente en servicios de balance, debido a la negativa de la compañía de modificar su actual contrato de representación con Endesa.

En este sentido habrá que definir de forma clara la posición del grupo Ignis y analizar el marco legal de cara a garantizar la posibilidad de actuar como figura de representación secundaria.

➤ Propuesta nº 2. Autoconsumo eólico

Esta propuesta requerirá de un estudio técnico minucioso acerca del parque eólico, que permita obtener datos más concretos para poder así definir el dimensionamiento de la instalación.

➤ Propuesta nº 3. Cogeneración

Debido a las dificultades técnicas encontradas, el análisis de esta última propuesta ha de centrarse en resolver los problemas que limitan significativamente el planteamiento inicial de la propuesta.

Será por tanto clave realizar un estudio técnico que evalúe con mayor detalle tanto el actual proceso productivo del cliente como los equipos del ciclo combinado que se pretenden integrar en él, con el objetivo de solventar los dos grandes problemas existentes, como son la calidad del agua requerida por la cogeneración y las limitaciones en cuanto a la evacuación de los gases de escape.



6. PRESUPUESTO

En el presente apartado se detallan dos presupuestos:

- Presupuesto de ingeniería: Corresponde a la fase de ingeniería de este proyecto, la cual engloba todo el coste que ha supuesto el estudio realizado.
- Presupuesto de ejecución: Con el objetivo de aportar una visión global acerca del impacto económico que supondría la implantación de las propuestas planteadas en este estudio, se reflejan unas primeras estimaciones acerca de los distintos costes de ejecución para las tres alternativas analizadas.

6.1 Presupuesto de ingeniería

Se ha establecido una división en tres partidas, estas son: personal, equipos informáticos y software y otros conceptos. A continuación, se muestran los importes de cada una de ellas, así como el presupuesto de ingeniería final resultante.

6.1.1 Personal

Concepto	Unidad	Cantidad	Coste unitario [€]	Importe [€]
Ingeniero Junior	h	300	30	9000
Coste total				9000

Tabla 11: Partida descompuesta: Personal

6.1.2 Equipos informáticos y software

Concepto	Coste [€]	Tiempo de uso [años]	Tiempo de amortización [años]	Importe [€]
Ordenador HP ProBook 430 G5	900	0,4	10	36
Monitor HP Z27n G2	520	0,2	10	10,40
Windows 10 Pro	260	0,4	6	17,33
Microsoft 365 Premium	203	0,4	6	13,53
Coste total				77,27

Tabla 12: Partida descompuesta: Equipos informáticos y software

6.1.3 Otros conceptos

Concepto	Coste transporte [€]	Coste estancia [€]	Importe [€]
Visita técnica al cliente	1200	540	1740
Visita técnica al ciclo combinado	900	-	900
Material de oficina y varios			100
Coste total			2740

Tabla 13: Partida descompuesta: Otros conceptos

6.1.4 Presupuesto final

Se incluyen en él la suma de todos los apartados anteriores, teniéndose en cuenta además los siguientes aspectos:

- Gastos generales: Debido a consumos eléctricos, gastos de personal administrativo, alquiler de oficinas y demás conceptos. Se tiene en cuenta un 13% sobre el coste total bruto.
- Beneficio Industrial: 6% sobre el coste total bruto
- IVA: 21% sobre el coste total sin impuestos

Estos conceptos se considerarán del mismo modo para los demás presupuestos planteados en este capítulo.

Concepto	Importe [€]
Personal	9000
Equipos informáticos y software	77,27
Otros conceptos	2740
Coste total bruto	11817,27
13% Gastos generales	1536,24
6% Beneficio industrial	709,03
Suma	2245,27
Coste base sin IVA	14062,54
21% IVA	2953,13
Coste total del proyecto	17015,67

Tabla 14: Presupuesto de ingeniería

El presupuesto del proyecto asciende a un total de **DIECISIETE MIL QUINCE EUROS CON SESENTA Y SIETE CÉNTIMOS**.

6.2 Presupuesto de ejecución

La realización de las tres propuestas planteadas no supondrá inversión alguna para el cliente. Sin embargo, es interesante conocer la dimensión de esta inversión; para ello en este apartado se plantean los presupuestos de ejecución para cada una de las propuestas, reflejando los costes globales estimados de cada una de ellas. Cabe destacar que estos costes son una estimación previa, basados en la experiencia en el sector del grupo Ignis.

6.2.1 Gestión de la demanda

De esta primera propuesta se plantea un coste global resultante de la instalación del equipamiento electrónico y software necesario para la operativa de los servicios de ajuste, en base a la experiencia previa del grupo Ignis con instalaciones de este tipo.

Concepto	Importe [€]
Propuesta nº 1: Gestión de la demanda	20000
Presupuesto de ejecución material	20000
13% Gastos generales	2600
6% Beneficio industrial	1200
Suma	3800
Presupuesto base sin IVA	23800
21% IVA	4998
Presupuesto base	28798

Tabla 15: Presupuesto propuesta nº1: Gestión de la demanda

El presupuesto del proyecto de gestión de la demanda asciende a un total de **VEINTIOCHO MIL SETECIENTOS NOVENTA Y OCHO EUROS**

6.2.2 Autoconsumo eólico

La inversión necesaria en esta propuesta reside en la construcción del parque eólico planteado, para ello se seguirá un modelo de EPC (Engineering, Procurement and Construction), también denominado contrato tipo “llave en mano”, por el cual el grupo Ignis subcontrata a una empresa especializada en este tipo de servicios que ejecuta el parque eólico desde la etapa inicial de ingeniería y desarrollo hasta la construcción y puesta en marcha.

En este tipo de contratos el coste se define en €/MW, es decir, en función de la potencia a instalar se establece el precio global que supondrá el contrato. En este caso concreto el precio definido se basa en la experiencia previa del grupo Ignis en la adquisición y realización de este tipo de contratos para instalaciones renovables de tipo eólico.

Concepto	Coste [M€/MW]	Potencia a instalar [MW]	Importe [M€]
Propuesta nº 2: Autoconsumo eólico	1,1	400	440
Presupuesto de ejecución material			440
13% Gastos generales			57,2
6% Beneficio industrial			26,4
Suma			83,6
Presupuesto base sin IVA			523,6
21% IVA			110
Presupuesto base			633,6

Tabla 16: Presupuesto propuesta nº2: Autoconsumo eólico

El presupuesto del proyecto de autoconsumo eólico asciende a un total de **SEISCIENTOS TREINTA Y TRES MILLONES SEISCIENTOS MIL EUROS**



6.2.3 Cogeneración

La estimación del coste que supondría esta última propuesta se ha planteado teniendo en cuenta el desplazamiento de los cuatro bloques turbina de gas - caldera de recuperación de calor junto con la actual instalación de tratamiento de aguas residuales, necesaria como ya se ha comentado para el correcto funcionamiento e integración de la cogeneración en la planta del cliente.

Además, se estima la construcción de una nueva instalación de tratamiento de aguas, puesto que la actual no genera el caudal necesario como para abastecer a los cuatro grupos turbina de gas - caldera de recuperación.

Concepto	Importe [M€]
Desmontaje-Transporte-Montaje	10
Instalación de tratamiento de aguas	20
Construcción	2
Presupuesto de ejecución material	32
13% Gastos generales	4,16
6% Beneficio industrial	1,92
Suma	6,08
Presupuesto base sin IVA	38,08
21% IVA	8
Presupuesto base	46,08

Tabla 17: Presupuesto propuesta nº2: Cogeneración

El presupuesto del proyecto de cogeneración asciende a un total de **CUARENTA Y SEIS MILLONES OCHENTA MIL EUROS**





7. BIBLIOGRAFÍA

A continuación, se adjunta una selección de las principales fuentes bibliográficas utilizadas en la realización de este trabajo fin de máster.

- Asociación Empresarial Eólica (AEE). (s.f.). Obtenido de <https://www.aeeolica.org/>
- Boletín Oficial del Estado. (21 de Julio de 2006). *Procedimiento de Operación 1.5*. Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2006/07/21/pdfs/A27473-27474.pdf>
- Boletín Oficial del Estado. (27 de Diciembre de 2013). *Ley 24/2013 del Sector Eléctrico*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-13645-consolidado.pdf>
- Boletín Oficial del Estado. (09 de Agosto de 2013). *Procedimiento de Operación 3.2*. Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2013/08/09/pdfs/BOE-A-2013-8827.pdf>
- Boletín Oficial del Estado. (30 de Diciembre de 2019). Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2019/12/30/pdfs/BOE-A-2019-18741.pdf>
- Comisión Europea. (28 de Noviembre de 2017). *Reglamento 2017/2195*. Obtenido de <https://www.boe.es/doue/2017/312/L00006-00053.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (25 de Julio de 2019). *Informe de supervisión de los cambios de comercializador año 2018*. Obtenido de https://www.cnmc.es/sites/default/files/2609757_5.pdf
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (05 de Marzo de 2020). *Informe de Supervisión de los cambios de comercializador*. Obtenido de https://www.cnmc.es/sites/default/files/2892077_16.pdf
- Consejo económico y social. (Abril de 2017). *Informe del Sector Eléctrico en España*. Obtenido de <http://www.ces.es/documents/10180/4509980/Inf0417.pdf>
- Foro Nuclear. (28 de Junio de 2019). *Energía 2019*. Obtenido de <https://www.foronuclear.org/es/energia/2019>
- Gobierno del Principado de Asturias. (s.f.). Obtenido de <http://movil.asturias.es/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (s.f.). Obtenido de <https://www.idae.es/>
- Real Academia Española. (s.f.). *Real Academia Española*. Obtenido de <https://dle.rae.es/electricidad>
- Red Eléctrica de España. (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- Red Eléctrica de España (REE). (28 de Octubre de 2008). *El Marco Legal Estable*. Obtenido de <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf>
- Red Eléctrica de España. (28 de Junio de 2019). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2018*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>