

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

*INDUSTRE. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO*

AUTOR: Dña. Yasmine Abdallas Chikri

TUTOR: D. Fernando Soto Martos

Leganés, 16 de junio de 2016

AGRADECIMIENTOS

A Fernando Soto, por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto con él, sin su ayuda no hubiera sido posible.

A los allegados que me han apoyado durante todo el periodo de realización, en especial a mi familia.

A todos aquellos, que de alguna forma han contribuido a lo largo de este camino.

RESUMEN

El mercado eléctrico europeo está actualmente lidiando con dos grandes desafíos. El primero es la integración de las energías renovables variables en los sistemas eléctricos. El segundo es creciente precio de la electricidad que afecta a la competitividad de las industrias europeas. La demanda industrial flexible es una oportunidad para afrontar estas dos problemáticas.

IndustRE es un proyecto financiado por el programa de la Unión Europea, Horizon 2020 de investigación e innovación. Su labor consiste en formular modelos de negocios que beneficien tanto a la industria electro-intensiva como a las energías renovables buscando los terrenos donde confluyen sus intereses. Para ello quieren, desarrollar las herramientas que faciliten la implementación de estos modelos de negocios y formular una legislación recomendada, para finalmente cuantificar los beneficios obtenidos.

Este documento se centra en los modelos de negocio que consisten en ofrecer servicios al sistema eléctrico. Y concluye con el análisis de la viabilidad de estos modelos en España y Francia.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	6
1. INTRODUCCIÓN	7
2. OBJETIVOS.....	9
3. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	10
3.1. CENTRALES ELÉCTRICAS.....	10
3.2. RED DE TRANSPORTE	12
3.3. REDES DE DISTRIBUCIÓN	12
3.4. DEMANDA DE LA ELECTRICIDAD	13
3.5. EL OPERADOR DE SISTEMA	16
3.6. EL OPERADOR DEL MERCADO ELÉCTRICO	17
3.7. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	18
4. MERCADO ELÉCTRICO	20
4.1. MERCADO MAYORISTA EN ESPAÑA.....	20
4.1.1. Mercado a plazos	20
4.1.2. Mercado diario de electricidad.....	21
4.1.3. Mercado intradiario.....	23
4.2. MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD.....	24
5. MERCADOS DE AJUSTE Y PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN ESPAÑA	26
5.1. GESTIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS.....	26
5.2. GESTIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	27
5.2.1. Regulación primaria	27
5.2.2. Regulación secundaria.....	27
5.2.3. Regulación terciaria.....	28
5.2.4. Servicio complementario de control de tensión	28
5.3. GESTIÓN DE DESVÍOS.....	29
5.3.1. Proceso de resolución	29
5.3.2. Presentación de ofertas.....	30
5.3.3. La liquidación del servicio.....	30
5.4. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	31
6. MERCADOS DE AJUSTE Y PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN FRANCIA.....	32
6.1. CONTRIBUCIÓN A LA REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA	33
6.2. CONTRIBUCIÓN A LA REGULACIÓN DE LA TENSIÓN	35
6.3. LE MECANISME D'AJUSTEMENT (MECANISMO DE AJUSTE)	36
6.3.1. Reservas sujetas a contratos con RTE.....	37
6.3.2. Reservas no sujetas a contratos con RTE.....	37
6.4. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	39
7. PROYECTO INDUSTRIE	42
7.1. PARTICIPANTES.....	43
7.2. OBJETIVOS	46

7.3	PERFIL DE LOS PRINCIPALES GRUPOS DE INTERÉS	47
7.4	ESTRATEGIAS UTILIZADAS	48
7.5	MODELOS DE NEGOCIO	49
7.5.1.	<i>Modelo A: Reducción de las facturas de electricidad</i>	50
7.5.2.	<i>Modelo B: Ofrecer servicios al sistema eléctrico</i>	51
7.5.3.	<i>Conclusiones</i>	52
7.6	REGULACIÓN ACTUAL Y VIABILIDAD DE LOS MODELOS DE NEGOCIO.....	53
7.6.1	<i>La importancia del las VRE y la FID en la estructura de generación y demanda</i>	53
7.6.2	<i>Variables fundamentales para la viabilidad del modelo A</i>	55
7.6.3	<i>Variables fundamentales para la viabilidad del modelo B</i>	57
7.7	PROPUESTAS Y VALORACIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS.....	62
7.7.1	<i>Cuestionario online enviado a 500 organismos individuales</i>	63
7.7.2	<i>Workshop organizado en Bruselas</i>	63
7.7.3	<i>Llamadas telefónicas a grupos de interés seleccionados</i>	65
7.8	REGULACIÓN Y POLÍTICAS RECOMENDADAS	66
8.	VIABILIDAD DE LAS PROPUESTAS DEL PROYECTO INDUSTRIE EN ESPAÑA Y FRANCIA.....	69
8.1.	SITUACIÓN ACTUAL QUE AFECTA A LA VIABILIDAD DE LOS MODELOS PROPUESTOS	69
8.1.1.	<i>Esquemas que sostienen a las VRE</i>	69
8.1.2.	<i>Acceso a las redes</i>	70
8.1.3.	<i>Participación y responsabilidad de las VRE en los mecanismos de ajuste</i>	71
8.1.4.	<i>Participación de la demanda en la gestión de congestión de red y servicios de emergencia</i>	72
8.2.	VIABILIDAD DE LOS MODELOS DE NEGOCIO DE INDUSTRIE	74
8.2.1.	<i>Modelos de tipo A</i>	74
8.2.2.	<i>Modelos de tipo B</i>	77
9.	GLOSARIO.....	81
10.	CRONOGRAMA	82
11.	PRESUPUESTO	83
12.	CONCLUSIONES	84
13.	BIBLIOGRAFÍA	86
14.	ANEXOS	88
14.1.	ANEXO I: MECANISMO DE AJUSTE.....	88
14.1.1.	<i>Activación de la reserva terciaria o mecanismo de ajuste</i>	88
14.1.2.	<i>Procedimiento del mecanismo de ajuste</i>	88
14.2.	ANEXO II: ¿QUÉ ESTRATEGIAS SIGUEN LOS MODELOS DE NEGOCIO?.....	90
14.2.1.	<i>Fuentes de ingresos y ahorro</i>	90
14.2.2.	<i>Instrumentos de los consumidores industriales</i>	91
14.2.3.	<i>Las estrategias flexibles de negocio</i>	91

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 3-1: La imagen representa la estructura del sistema eléctrico con todos sus agentes y componentes (Recuperado de SKV, Solo Kilovatios Verdes).</i>	10
<i>Ilustración 3-2: Instalación de potencia y cobertura de la demanda anual a diciembre 2015 (Recuperado de REE).</i>	11
<i>Ilustración 3-3: Estructura de la generación eléctrica en Francia (Recuperada de REE).</i>	12
<i>Ilustración 3-4: Curva de la demanda real, prevista y programada el 06/02/2016.(Recuperada de REE)</i>	14
<i>Ilustración 3-5: Curva de la demanda real y prevista en Francia el 06/02/2016. (Recuperada de RTE).</i>	15
<i>Ilustración 3-6: Evolución de la demanda en los últimos años en España (Recuperada de REE).</i>	15
<i>Ilustración 3-7: Secuencia de mercados en el Sistema Eléctrico (Recuperado de http://www.energiaysociedad.es/)</i>	17
<i>Ilustración 3-8: Intercambio internacional de Energía Eléctrica (MW) 04/06/2016 al 17/06/2016 (Recuperando de REE).</i>	19
<i>Ilustración 4-1: Curva de intersección entre la oferta y la demanda (Recuperada de OMIE).</i>	23
<i>Ilustración 5-1: Cantidad de energía gestionada por el servicio de ajuste. Cantidad de la energía para cada servicio (Recuperado de REE).</i>	29
<i>Ilustración 5-2: Servicios complementarios y la participación de la generación y la demanda en España (Elaboración propia).</i>	31
<i>Ilustración 6-1: Secuencia de reservas para el control de la frecuencia (Recuperada de: CRE).</i>	36
<i>Ilustración 6-2: Grupos participantes en el mecanismo de ajuste.</i>	38
<i>Ilustración 6-3: Servicios de ajustes al sistema francés. (Elaboración propia).</i>	39
<i>Ilustración 6-4: Servicios que puede ofrecer la demanda industrial. (Elaboración propia).</i>	41
<i>Ilustración 7-1: Logo de IndustRE (www.industre.eu).</i>	43
<i>Ilustración 7-2: La gráfica muestra la composición de generación en cada país y la cantidad generada (GW), tanto actual como la estimada en 2020.</i>	54
<i>Ilustración 7-3: Porcentaje del consumo industrial total en cada país de las industrias estudiadas en el proyecto.</i>	55
<i>Ilustración 7-4: Composición de los precios finales de la electricidad para cada tipo de consumidores industriales en GWh por año (Recuperado de: Eurostat).</i>	56
<i>Ilustración 7-5: Viabilidad de los modelos de negocio en los diferentes países (Información recuperada de IndustRE).</i>	62
<i>Ilustración 7-6: Grupos de interés que participantes en el Workshop. (Recuperada de IndustRE).</i>	65
<i>Ilustración 8-1: Viabilidad de los modelos de tipo A en España y Francia (Información de IndustRE).</i>	77
<i>Ilustración 8-2: Viabilidad de los modelos de negocio B en España y Francia.</i>	80
<i>Ilustración 9-1: Diagrama de Gantt de la elaboración de los diversos temas del proyecto (Elaboración propia).</i>	82
<i>Ilustración 9-2: Porcentaje de dedicación a las tareas realizadas.</i>	82

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la evolución del sector eléctrico se ha convertido en una prioridad en la agenda de la Unión Europea como consecuencia de su profunda repercusión en el medio ambiente y en la economía.

La Comisión Europea ha establecido objetivos de sostenibilidad para el 2030. Estos consisten en una mayor penetración de las energías renovables en el sistema europeo, en concreto más del 50% de la energía eléctrica que se consume deberá provenir de fuentes renovables. En España actualmente, el consumo de esta energía está alrededor del 36,4%.

La evolución del sistema eléctrico hacia un sistema más eficiente y competitivo es vital para el desarrollo global y el avance en la lucha contra el cambio climático.

Este objetivo ha movilizado muchos proyectos, entre ellos el Proyecto IndustRE, financiado por la Unión Europea (UE), y en el que participan grandes compañías europeas del sector de la energía eléctrica intensiva, del sector de las energías renovables o expertos del mercado eléctrico, entre otros.

A falta de instalaciones de almacenamiento de energía para la red eléctrica, en el sistema eléctrico, en todo instante, se debe asegurar el permanente equilibrio entre energía producida y consumida. Generalmente el equilibrio se ha alcanzado a través de la oferta de energía (generación tradicional). Este tipo de sistema no permite integrar elevados volúmenes de las energías renovables variables (eólica, fotovoltaica), por ello, IndustRE plantea mecanismos para flexibilizar la demanda de energía eléctrica y así aumentando el consumo de energía procedente de fuentes renovables. El proyecto está enfocado para la demanda industrial, puesto que su consumo asciende al 36% del consumo total de energía.

Para alcanzar los objetivos de la UE y de IndustRE, es necesario crear estrategias que orienten de forma eficiente los recursos de los países, sus estructuras de mercado y legislativas, hacia la mejora del sistema eléctrico. Se busca la implementación de estas estrategias en un futuro muy próximo, 2020.

El TFG está orientado principalmente al análisis de las estrategias de IndustRE cuyo objetivo sea la mejora de los Servicios al Sistema Eléctrico. Se analizan los Servicios al Sistema Eléctrico tanto en España como en Francia, para finalmente exponer las propuestas de IndustRE y su viabilidad en cada sistema.

La estructura del Trabajo de Fin de Grado se divide en cuatro temas:

- 1) *Análisis de las características de los sistemas eléctricos de España y Francia.*
- 2) *La participación de la demanda en los Servicios de ajuste de España y Francia.*
- 3) *Análisis del proyecto IndustRE y desglose de todas las cuestiones abordadas en su seno.*
- 4) *Viabilidad del proyecto IndustRE en Francia y España.*

2. OBJETIVOS

Los objetivos afrontados en el proyecto son los siguientes:

- 1) Identificar la actual participación de la demanda industrial en el sistema eléctrico español y francés.
- 2) Exponer las propuestas y objetivos del proyecto IndustRE. Analizar las propuestas centradas en la participación de la demanda industrial flexible en los servicios de ajuste del Sistema Eléctrico.
- 3) Analizar la viabilidad de las propuestas del proyecto IndustRE en los sistemas eléctricos español y francés.
- 4) Identificar los cambios necesarios en la legislación y el mercado para permitir la viabilidad de los modelos propuestos por IndustRE.
- 5) Cuantificar los beneficios obtenidos por los grupos de interés implicados, y los avances legislativos.

3. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

La energía eléctrica es fundamental para el funcionamiento de la sociedad actual. Esto se debe a las diferentes formas en que se puede transformar, es decir, en energía térmica, movimiento, luz, el funcionamiento de dispositivos electrónicos, sistema de telecomunicaciones, etc.

Para disponer de la energía eléctrica existe un sistema complejo formado por numerosos componentes. Este mecanismo comienza con la generación de la energía eléctrica, sigue con su transformación y transporte, hasta ser distribuida a todo tipo de consumidores. Esta gran máquina es la llamada “el Sistema Eléctrico”.

Cada una de las etapas del Sistema Eléctrico son importantes y se describen a continuación.



Ilustración 3-1: La imagen representa la estructura del sistema eléctrico con todos sus agentes y componentes (Recuperado de SKV, Solo Kilovatios Verdes).

3.1. CENTRALES ELÉCTRICAS

En las centrales se obtiene la energía eléctrica a partir de diferentes procesos dependiendo de la energía primaria. Como consecuencia existen numerosas plantas de generación, entre las que se encuentran, las centrales hidroeléctricas, térmicas, nucleares, eólicas, solares, etc.

Cada tipo de planta utiliza una tecnología diferente, teniendo ventajas y desventajas diversas. Por ejemplo, algunas tecnologías utilizan materia prima o procesos más perjudiciales para el medio ambiente como las centrales térmicas y las nucleares. Por otro lado, las energías más limpias, es decir las llamadas energías renovables, como la eólica y la solar, son menos flexibles y su funcionamiento depende de factores externos como el tiempo. Todo ello comprende el punto de partida del sistema eléctrico y condiciona su estructura, su capacidad, la flexibilidad, el mercado y en última instancia el precio al consumidor.

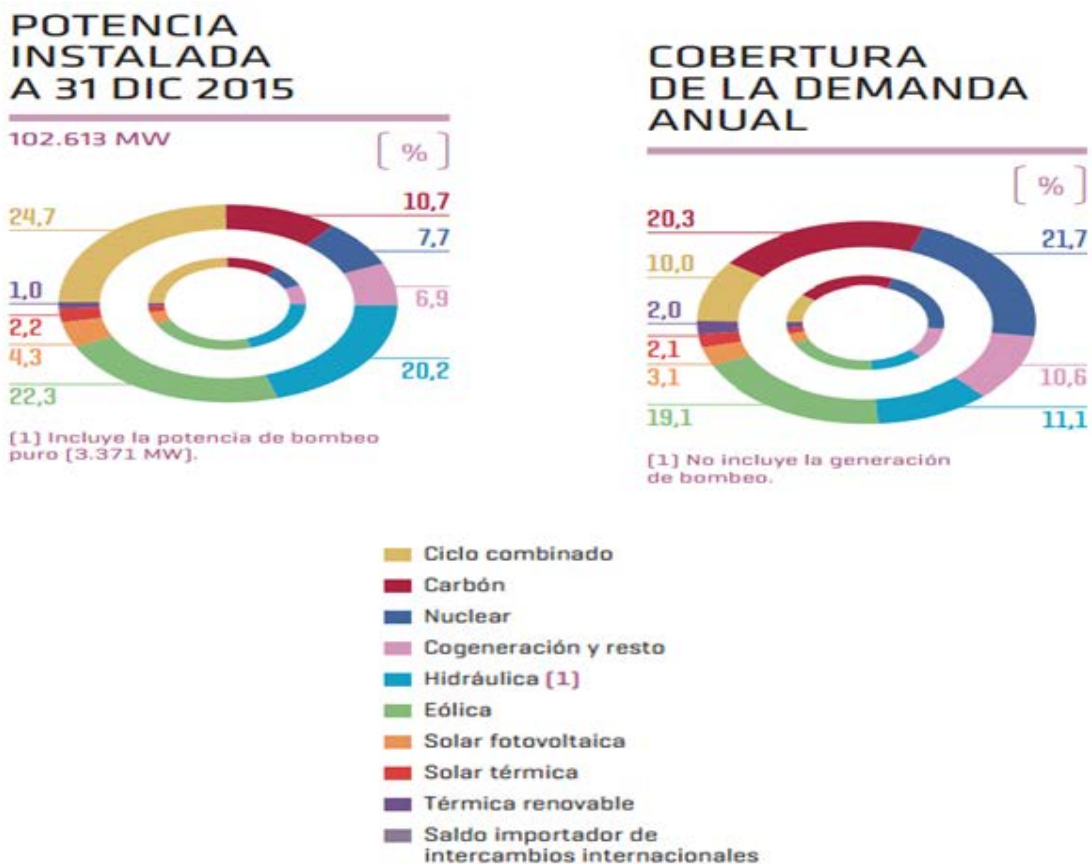


Ilustración 3-2 Instalación de potencia y cobertura de la demanda anual a diciembre 2015 (Recuperado de REE)

En el caso de Francia, gran parte de su generación es de origen nuclear lo que caracteriza su sistema eléctrico.

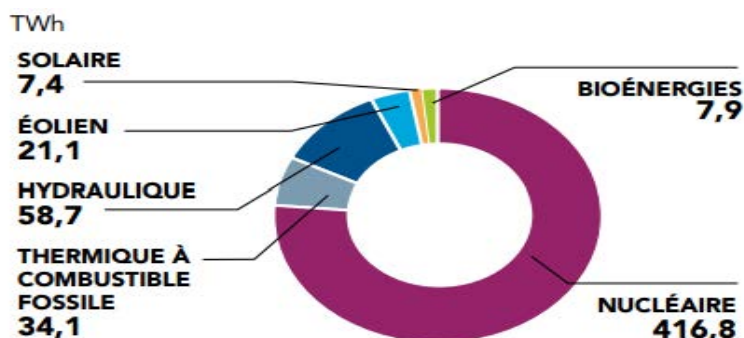


Ilustración 3-3 Estructura de la generación eléctrica en Francia (Recuperada de REE).

3.2. RED DE TRANSPORTE

La red de transporte está formada por las líneas aéreas que conectan las estaciones transformadoras elevadoras de las centrales eléctricas con las subestaciones transformadoras reductoras. Estas líneas tienen dos misiones, transportar la energía a largas distancias y con las menores pérdidas posibles. Este transporte se realiza a alta tensión.

La red de transporte juega un papel importante en el mercado y la estabilidad del sistema, ya que el desarrollo de las líneas de transporte ha permitido la conexión tanto a nivel nacional como internacional.

En España la red de transporte se gestiona por Red Eléctrica España (REE), y además es la única empresa encargada de ello. Pero a su vez es una actividad regulada por el Estado. La REE tiene la responsabilidad de desarrollar, ampliar y mantener dicha red.

3.3. REDES DE DISTRIBUCIÓN

La actividad de distribución tiene como misión la transmisión de la energía eléctrica desde la red de transporte, otra red de distribución, o desde una generación conectada directamente a la distribución, hasta los consumidores (u otras redes de distribución). Se trata también de una actividad regulada por artículos de la ley en los que se establece la metodología para calcular la retribución de la actividad.

Los distribuidores tienen la responsabilidad de construir, mantener y desarrollar su red de distribución. Además tienen que garantizar que su red tenga una capacidad suficiente para

asumir una demanda a largo plazo. Los criterios son exigidos por la Administración General del Estado.

En España existen 5 grandes distribuidoras y otras 300 pequeñas que se reparten a lo largo del territorio español. La retribución de éstas viene establecida por la ley 24/2013, donde se explica que la retribución vendrá dada por los costes necesarios para construir, mantener y operar las instalaciones buscando el menor coste posible para el sistema eléctrico.

3.4. DEMANDA DE LA ELECTRICIDAD.

La demanda es un agente que adquiere cada vez más importancia en el sistema eléctrico. Esto se debe a que puede aportar servicios al sistema eléctrico que se analizarán más adelante. La demanda eléctrica está formada por el siguiente conjunto de consumidores:

- **Sector residencial:** este conjunto se caracteriza por consumir una potencia pequeña de la red y recibirla a una tensión entre 230 - 400 V.
- **Sector servicios:** este sector conlleva un alto consumo, puesto que lo forman, oficinas, hospitales, restaurante y alojamientos, etc. Pueden estar conectados tanto a baja tensión como a media tensión.
- **Sector industrial:** este sector está formado por el conjunto de plantas industriales. Cada vez más importante al formar parte de la demanda activa, gracias a la flexibilidad en el consumo de algunas plantas. Este sector tiene un consumo muy elevado, siendo su suministro a alta tensión ya que necesitan una potencia elevada.

El análisis de la demanda es imprescindible para el funcionamiento del sistema eléctrico. Estudiar su evolución y realizar una predicción es indispensable para gestionar tanto la generación como el mercado. La generación y la demanda son caras de la misma moneda.

Como ya se ha comentado, la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades por lo que nace la necesidad de igualar la demanda a la generación para un suministro continuo. Para ello se requiere de una buena previsión de la demanda pero también de la energía procedente de tecnologías que varían como la eólica y la térmica. [21]

Una vez hecha la previsión se obtiene un programa de producción para cada una de las horas del día siguiente y del día de operación. Este programa puede ser modificado debido a desajuste que se producen por una mala previsión, problemas con algunos generadores,

etc. Por tanto cada día se obtiene una previsión de la demanda que se traduce en una curva de la siguiente forma.

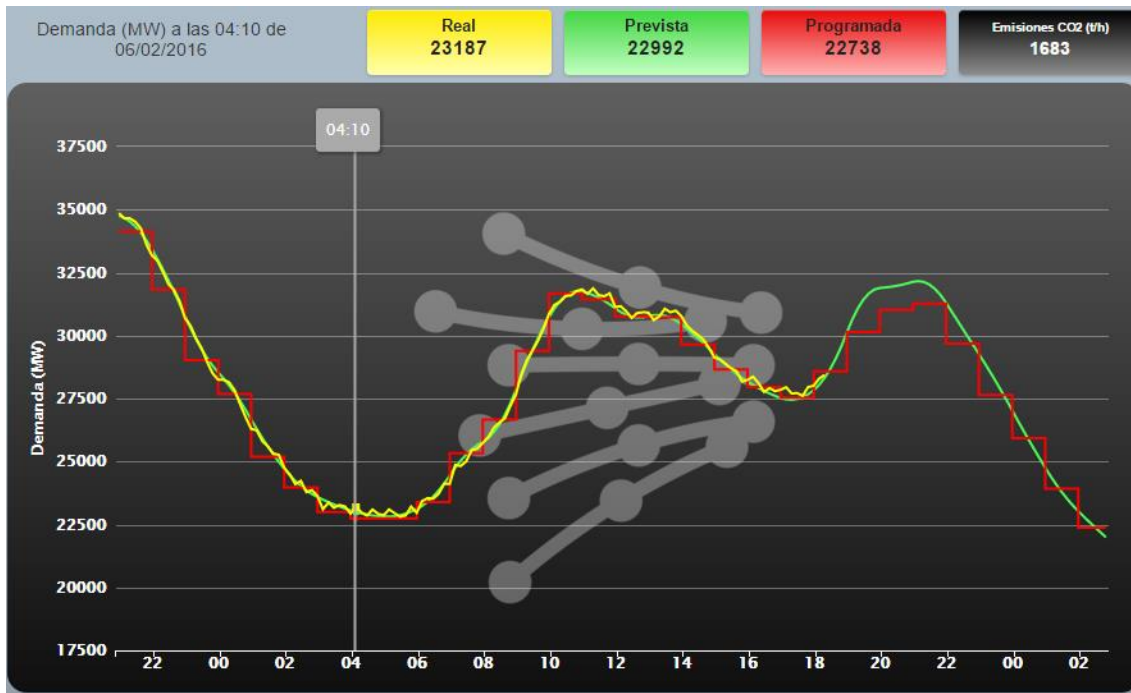


Ilustración 3-4 Curva de la demanda real, prevista y programada el 06/02/2016. (Recuperada de REE)

En la figura están representadas tres curvas. La curva amarilla que describe la demanda real a cada hora del día, la curva verde que se corresponde con la demanda prevista y la roja que refleja la producción programada para esa hora por los grupos de generación a los que se les ha adjudicado el suministro.

Se observan dos picos de consumo, uno durante las primeras horas de la mañana y otro aproximadamente entre las siete de la tarde y las diez de la noche. Estos picos de demanda son los que ponen al límite el sistema eléctrico. En este trabajo se analizará cómo la demanda puede contribuir a la estabilidad del sistema y especialmente en las zonas de pico.

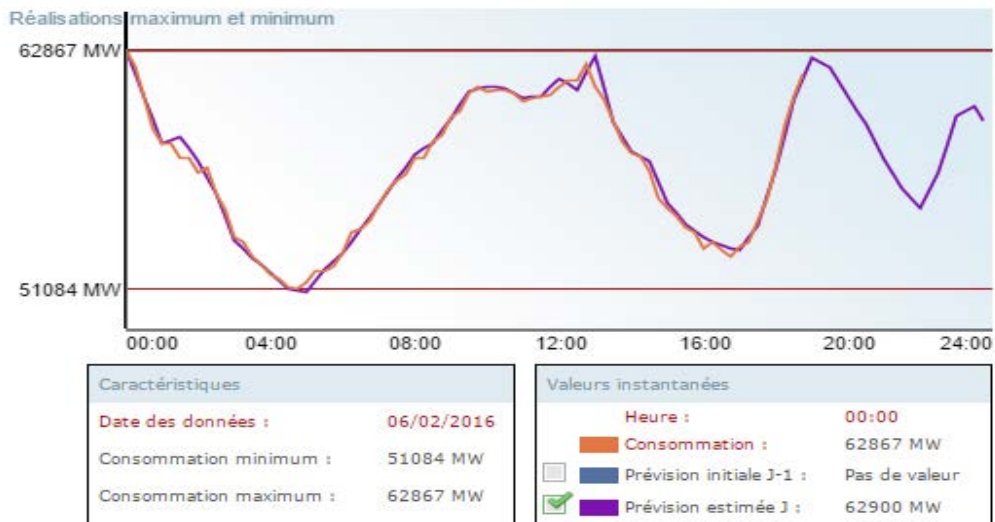


Ilustración 3-5 Curva de la demanda real y prevista en Francia el 06/02/2016. (Recuperada de RTE).

En la figura se representa la curva de la demanda de Francia que es ligeramente diferente de la de España. En este caso los picos se producen, uno alrededor de las 13:00 y el otro aproximadamente a las 19:00.

La demanda eléctrica puede variar por diversas razones, sobre todo se produce por las temperaturas y la actividad económica. Por tanto las previsiones hechas de años anteriores pueden verse afectadas por estas dos variables. Por ejemplo, en España la actividad económica durante la crisis se redujo mucho y ello también se ve reflejado en la demanda de electricidad. En cambio, en el año 2015 ha aumentado también gracias a las circunstancias económicas en las que se encuentra el país.



Ilustración 3-6 Evolución de la demanda en los últimos años en España (Recuperada de REE).

3.5. EL OPERADOR DE SISTEMA

El operador del sistema trabaja sobre la seguridad y continuidad del suministro, garantiza que la energía producida de los generadores se transporte correctamente hasta las redes de distribución, cumpliendo las normas establecidas para asegurar la calidad del servicio. Además de ello, el operador del sistema es responsable también de igualar la demanda y la oferta en cada instante. Esto se debe a que la energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades. Por tanto el sistema debe mantener un suministro continuo, que sea igual a la demanda en ese instante para mantener las condiciones técnicas garantizando la calidad y seguridad del servicio. Manteniendo este equilibrio entre generación y demanda en cada instante se evitan los desvíos de la frecuencia del valor nominal de 50Hz.

Red Eléctrica de España es el operador del sistema eléctrico español, y por tanto debe garantizar la correcta ejecución del Procedimiento de Operación del Sistema de forma precisa para que la electricidad fluya de forma adecuada desde la generación hasta los centros de consumo.

El operador de sistema en España es Red Eléctrica de España que a partir de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 se convirtió en uno de los ejes principales del sistema eléctrico. En 2010 adquiere la posición de transportista único de España convirtiéndose en el TSO del sistema eléctrico español.

Como operador del sistema Red Eléctrica realiza previsiones sobre la demanda de la energía eléctrica para así trabajar con las instalaciones de generación con el fin de que la producción programada de las centrales coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. Además debe gestionar la red de transporte a alta tensión como único operador. Por ello tiene la responsabilidad de desarrollar la red, así como ampliarla y mantenerla. Y no sólo a nivel nacional, sino que debe también ampliar y desarrollar las redes para el tránsito de energía entre sistemas exteriores y asegurar el acceso a la red en igualdad de condiciones.

Los Procedimientos de Operación del Sistema son propuestos por el operador pero se aprueban por el Ministerio. En ellos se describen los criterios y normas a seguir para analizar la demanda obteniendo su previsión, al igual que de la previsión de la cobertura y las normas para analizar la seguridad del suministro. También criterios sobre cómo realizar los planes programados de mantenimiento de las centrales de generación, y el

procedimiento de resolución de problemas como las cogestiones de red y desvíos instantáneos entre demanda y oferta.

3.6. EL OPERADOR DEL MERCADO ELÉCTRICO

La energía generada en las plantas eléctricas es intercambiada a través de un mercado entre agentes. Estos se intercambian contratos produciéndose la entrega de energía en periodos diferentes. Al llegar el día anterior al despacho, los agentes intercambian energía para cada hora del día en un mercado organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMIE). Así mismo dentro de las 24h del día del despacho se siguen realizando ajustes en la compra y venta de energía, también gestionado por el OMIE.

El OMIE es una entidad privada que gestiona el mercado mayorista de la electricidad entre agentes que compran y venden a precios públicos y transparentes. Gestiona tanto el mercado diario como el intradiario.

Su funcionamiento se basa en la recepción de las ofertas de venta para cada periodo por diferentes participantes en el mercado diario. Y por otro lado, la recepción de las ofertas de compra de la energía. Una vez recibidas las garantías, se procede a la casación de las ofertas de venta con las ofertas de compra. Tras la casación se comunica a todos los agentes implicados el precio para pasar a la liquidación y comunicación de pagos y cobros. También se debe informar al operador del sistema de las operaciones y de las altas y bajas para la actualización del sistema. El sistema se explicará con más detalle en el capítulo sobre el mercado eléctrico español. [15]



Ilustración 3-7 Secuencia de mercados en el Sistema Eléctrico (Recuperado de <http://www.energiaysociedad.es/>).

3.7. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.

Las interconexiones internacionales son un conjunto de estructuras y líneas que permiten la conexión entre sistemas eléctricos de países vecinos. Como consecuencia se produce el intercambio de energía entre los sistemas conectados.

Estas conexiones ayudan a un funcionamiento eficaz del sistema eléctrico. La principal ventaja es que ofrece una seguridad de suministro eléctrico, al igual que la continuidad de este en caso de una emergencia.

Otra ventaja, es el aumento de la eficiencia del sistema. Es decir, una vez establecidos los precios de la electricidad, se aprovecha la diferencia de los precios entre los países vecinos para comprar del que sea más barato. Por tanto, se establecen intercambios comerciales diarios y fluye la energía de donde es más barata a donde es más cara. Esto permite que haya una mayor competitividad en los precios, haciendo de la energía un producto que se puede exportar e importar como otro cualquiera. Esto, obliga a los países a tener propuestas que puedan competir con los países vecinos bajando el precio en el mercado mayorista.

Por otro lado, la seguridad que dan las interconexiones permite el desarrollo de las energías renovables. Es decir, permite una mayor integración de las energías renovables en el sistema sin que afecte a su seguridad. La energía renovable que no pueda integrarse en el sistema puede ser exportada a los países vecinos sin que se produzca el desaprovechamiento de esta.

Por tanto, se busca el desarrollo de un mercado europeo integrando el conjunto de los mercados que existen en la Unión Europea. Este es el llamado Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE). Una de las iniciativas es el PCR (Price Coupling of Regions) que integra siete mercados europeos de electricidad con el objetivo de calcular los precios de electricidad en toda Europa. Se busca el aumento de la liquidez, la eficiencia y el bienestar social.

El sistema eléctrico español comenzó como una isla eléctrica pero poco a poco se fueron construyendo las conexiones entre los países vecinos. Hoy en día, gracias al desarrollo de la infraestructura entre Francia y España, se pueden intercambiar hasta 2800 MW de capacidad. [22]

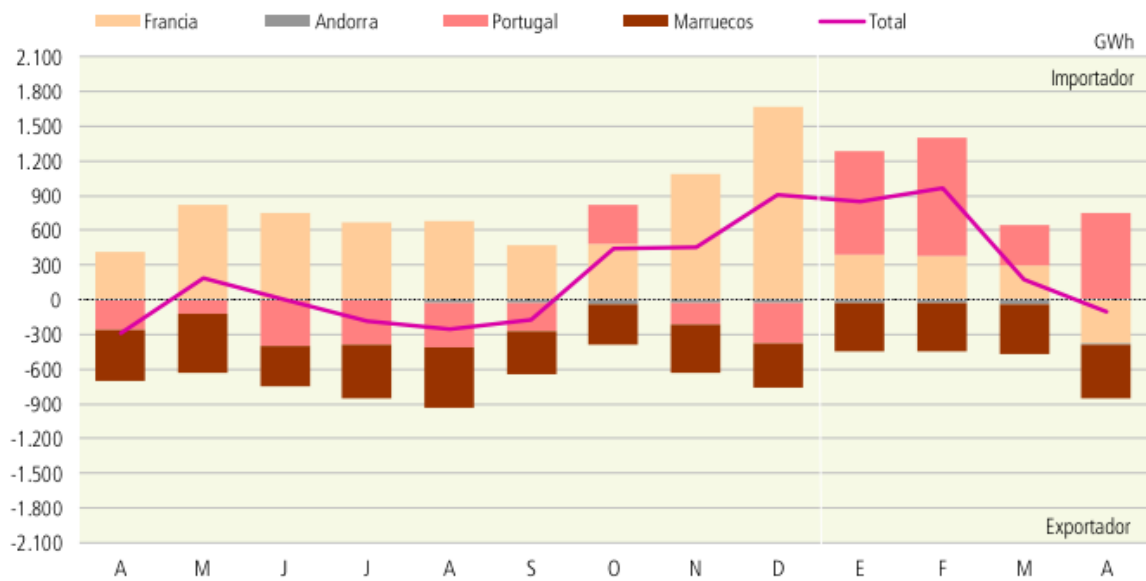


Ilustración 3-8 Intercambio internacional de Energía Eléctrica (MW) 04/06/2016 al 17/06/2016 (Recuperando de REE).

En la figura se puede observar la capacidad de intercambio entre los países vecinos. La parte positiva de las ordenadas es la energía importada, y la parte negativa corresponde a la energía exportada.

La Unión Europea marcó objetivos de inversión para las interconexiones internacionales que en el caso de España son muy importantes, ya que es menor del 10% de la capacidad instalada. Actualmente, Europa ha establecido el nivel de interconexión de un 15% para 2030. Por lo que aún se está trabajando en el desarrollo de las interconexiones necesarias para evolucionar hacia un mercado europeo.

4. MERCADO ELÉCTRICO

La electricidad llega a los consumidores como cualquier producto, a través de un mercado que tiene diversas fases. La peculiaridad de este mercado es que la electricidad no se puede almacenar, y debe mantener un equilibrio permanente entre producción y consumo. Lo que conlleva a un sistema muy dinámico que se planifica desde años hasta minutos antes del despacho. El mercado está condicionado por la parte técnica de la red eléctrica que es mantener la seguridad y calidad del suministro. Por una parte está el mercado mayorista con sus diferentes tipologías, y por otro lado el minorista donde entran en acción las comercializadoras y los consumidores.

4.1. MERCADO MAYORISTA EN ESPAÑA

4.1.1. Mercado a plazos

La venta de la electricidad comienza mucho antes de su producción y despacho. Esta puede empezar días, semanas, meses o hasta años antes de que se produzca el suministro. Los agentes del mercado comienzan a intercambiar contratos con antelación. Estos contratos pueden ser para diferentes períodos y durar desde meses a años. Todas estas transacciones se realizan en el llamado mercado a plazos.

El mercado a plazos finaliza al llegar al día anterior a la generación y consumo de la energía. Es el llamado día 1 (D-1). Estos contratos buscan evitar las fluctuaciones de precios del mercado diario, obteniendo una estabilidad de estos durante un período de tiempo. Los precios de la electricidad para estos contratos se obtienen en base a la predicción del precio que tendría en los mercados diarios en el futuro. Para realizar esta predicción se estudian las variables que afectan al precio de la electricidad en el mercado diario. Principalmente son, la evolución del precio de los combustibles, la producción eólica y la producción hidráulica.

Como en cualquier otro mercado el precio se determina con el cruce entre la curva de oferta y la curva de demanda.

En España, el mercado a futuros o mercado a plazos se caracteriza por dos tipos de contratos principalmente, el contrato bilateral y el contrato financiero.

a) El contrato bilateral se realiza entre un generador y un agente de mercado directamente. Por tanto, es un contrato entre las dos partes de forma privada donde se fija el precio en el contrato.

b) Para establecer un contrato financiero no es necesario estar sujeto al mercado eléctrico ya que no hay intercambio físico de energía. Hay dos tipos de contratos financieros:

- Mercado OTC (Over The Counter), la negociación en este mercado se realiza a través de intermediarios o “brokers”. Una vez cerrada la operación se pone en contacto las dos partes y se termina de definir el contrato. Las reglas de participación y negociación se deciden entre las partes, no está organizado.
- Mercado OMIP (Operador de Mercado Iberico de Energía), es el ejemplo de mercado organizado. Este mercado es una parte del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) , cuya responsabilidad se centra en el mercado a plazo, físico y financiero. Los contratos en este mercado están estandarizados. Se trata de un mercado regional que comprende España y Portugal.

4.1.2. Mercado diario de electricidad

Al llegar el día anterior al despacho de la electricidad, es decir el D-1, se desarrolla el mercado diario de la electricidad. Éste está gestionado por el OMIE, que es una organización privada cuyo objetivo es garantizar la contratación con transparencia, objetividad e independencia. El funcionamiento del mercado está regulado por la Ley del Sector Eléctrico estableciendo las reglas para participar en dicho mercado.

Los vendedores que quieran participar en el mercado deben sumarse a las Reglas de Funcionamiento de Mercado de Producción de Energía Eléctrica mediante una suscripción a través del Contrato de Adhesión. También pueden participar comercializadoras no residentes.

El siguiente paso es presentar las ofertas al operador de mercado. Éste las incluye en la programación del día siguiente. La producción que no esté sujeta a contratos bilaterales físicos está obligada a presentar ofertas para el mercado diario.

Los otros agentes del mercado son los compradores. Éstos son las comercializadoras, los consumidores directos y las comercializadores de referencia.

Se presentan las ofertas de producción al OMIE que construye la curva de oferta para cada hora del día siguiente. Una vez presentadas también las demandas, se procede a la

construcción de la curva de la demanda. Del cruce de estas dos curvas resulta el precio del mercado para cada hora del día.

El tipo de mercado que existe en España (por tanto también Portugal) es de tipo marginalista. Esto quiere decir que los generadores que han sido casados en el proceso reciben el mismo precio independientemente de cuánto hayan ofertado. Este precio se obtiene del cruce entre la curva de demanda y oferta.

- **Curva de oferta:**

Una vez presentadas las ofertas para cada hora del día siguiente, el OMIE las junta y ordena desde la más barata a la más cara. La curva de oferta representa el precio frente a la cantidad de energía. Por tanto las tecnologías más baratas van en primer lugar y de forma escalonada seguidas las demás energías hasta llegar a la más cara.

El precio de las centrales de generación está basado en su coste de oportunidad. Es decir, son los ingresos que percibiría por no producir electricidad. Por ejemplo, una central térmica podría decidir vender el combustible que ha adquirido en vez de generar electricidad. Por lo que las ofertas de los generadores se basan en los ingresos que tendrían por no producir electricidad, realizando otra actividad o produciéndola en otro momento más rentable.

El coste de oportunidad cambia dependiendo de la tecnología de cada central y por ello algunas son más baratas que otras. Las centrales hidráulicas fluyentes o nucleares, son los que ofertan la electricidad más barata. Esto sucede porque aunque su tecnología ha requerido inversiones muy altas su coste de oportunidad es bajo. La flexibilidad de estas centrales es muy baja, la central nuclear tarda mucho en arrancar por lo que no puede arrancar y dejar de funcionar siguiendo las fluctuaciones de los precios, y tampoco podría utilizar su tecnología para obtener otro beneficio que no sea de la electricidad.

En contraposición, las centrales hidráulicas regulables se encuentran entre las más caras. Debido a que pueden elegir utilizar su tecnología durante las horas que podrían obtener más beneficio, es decir, cuando sea más necesaria la energía y haya más demanda.

- **Curva de demanda:**

Parecido a la curva de oferta, se forma con escalones de diferentes grupos que tienen un consumo similar. Las comercializadoras suelen ofertar al máximo precio permitido para

asegurar que todos sus consumidores obtengan la energía demandada. También hay consumidores que sólo consumen electricidad si está por debajo de un determinado precio, prefieren funcionar durante períodos en los que los precios son bajos.

Una vez obtenidas las dos curvas, se realiza la casación de ambas obteniendo el precio de la electricidad para esa hora. Y así sucesivamente para cada hora del día.

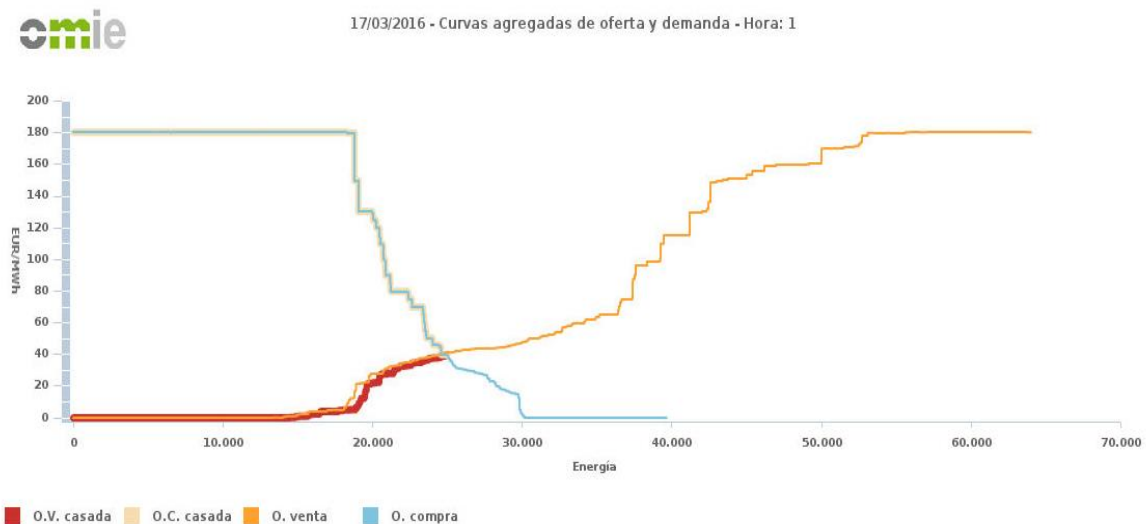


Ilustración 4-1 Curva de intersección entre la oferta y la demanda (Recuperada de OMIE).

El OMIE se encarga de gestionar estos acuerdos. Se desarrolla para todo el mercado ibérico, tanto para España como para Portugal. Es decir, cuando se presentan tanto ofertas como demandas participan tanto las unidades españolas como las portuguesas. Por lo que saldría un único precio para los dos sistemas existiendo un intercambio de electricidad entre ambos países. Por supuesto esto tiene limitaciones. Estas son debidas a las interconexiones internacionales, que en caso de que se produzca una saturación en la interconexión se realiza una separación de mercados. Es decir, realizar casaciones separadas resultando precios diferentes para cada país.

4.1.3. Mercado intradiario

Tras realizar las casaciones en el mercado diario obteniendo un programa definitivo de producción y consumo, se desarrolla el mercado intradiario en seis sesiones. Este mercado tiene como objetivo gestionar y atender las ofertas de venta y de compra que presentan los agentes del mercado. Es un ajuste sobre el Programa Diario Viable Definitivo. Ya sea por una mala previsión de la demanda por las comercializadoras, o un problema de generación.

En este mercado pueden participar los agente que cumplieran los requisitos para hacerlo en el mercado diario, los que hubieran participado en el mismo o ejecutara un contrato bilateral. También en caso de que no hubiera participado en el mercado diario por no estar disponible y que posteriormente si lo estuviera. Esto vale tanto para los agentes que presentan ofertas de demanda como para los que compran.

En cada una de las sesiones se suceden los siguientes pasos: oferta de venta, oferta de compra, casación y resultados.

Las ofertas de venta para cada sesión de mercado intradiario deben dar como resultado un programa final que cumpla las limitaciones dadas por los operadores del sistema para dicha programación o que esté cerca del cumplimiento de éstas.

Las ofertas de adquisición al igual que con las ofertas de ventas, deben satisfacer la finalidad de obtener un programa dentro de las limitaciones declaradas por el operador del sistema.

Por último, se procede a los procesos de casación y resultados. La casación de oferta de compra y venta de energía eléctrica se realiza siguiendo el método de casación simple o compleja. De la primera iteración resulta la primera solución definitiva que respeta las limitaciones de las interconexiones internacionales con el Mercado Ibérico.

Si se produce una congestión interna en el Mercado Ibérico, es decir, entre los sistemas de Portugal y España, se repite el proceso realizando una separación de mercados como se ha descrito anteriormente en el mercado diario.

Finalmente el precio para cada hora resulta del corte de la curva de venta y demanda. El Operador del Sistema analiza los resultados para asegurar la seguridad del sistema, obteniendo finalmente el Programa Horario de Funcionamiento.

4.2. MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD

Otra parte importante del mercado eléctrico son las comercializadoras. Estas se encargan de entregar la energía a sus clientes a cambio de una contraprestación económica. Son empresas que adquieren energía en el mercado mayorista y la entregan a los clientes finales para su consumo. Los clientes contratan a las comercializadoras principalmente porque se encargan de adquirir la energía en el mercado mayorista.

Por tanto, la empresa comercializadora realiza una previsión del consumo de los clientes y planifica su adquisición de energía en los diferentes mercados.

Una vez que adquieren la energía deben llevarla hasta el consumidor. Esto lo realizan a través de las redes de transporte y distribución. Para utilizar estas redes se debe pagar un peaje de acceso que es igual para todas las comercializadoras.

Así es como finalmente llega la electricidad a muchos consumidores. Éstos firman contratos con las comercializadores que ponen a su disposición la electricidad del mercado mayorista de electricidad, evitando a los consumidores de participar directamente en éste último.

Estas empresas también se encargan de otras funciones. Una de ellas es en elaborar ofertas para sus clientes, que una vez sean aceptadas se realiza la contratación. Otra actividad es la de facturación a los consumidores. Éstas se realizan en base a las lecturas de los equipos de medida instalados por las distribuidoras.

5. MERCADOS DE AJUSTE Y PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN ESPAÑA

Una vez cerrado el mercado diario de electricidad el Operador de Sistema debe asegurar la correcta implementación del programa y asegurar su viabilidad. En caso de que el programa no sea viable el OS puede recurrir a una serie de servicios al sistema que le permiten ajustar la producción y la demanda, al igual que mantener el nivel de seguridad adecuado.

5.1. GESTIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Una vez obtenido del Operador del Mercado el programa para el día siguiente, el Operador del Sistema realiza la gestión de restricciones técnicas para la resolución de congestiones debidas a las restricciones en la red de transporte y distribución. Estas congestiones afectan a la seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas.

Para la resolución de estas restricciones se debe modificar el programa de energía.

1) El operador del sistema procede primero a solucionar las restricciones en las interconexiones internacionales.

2) Una vez solventadas estas congestiones se procede a aquellas identificadas en el sistema eléctrico español. El OS analizará cada periodo de programación consecutivo donde hayan identificado restricciones técnicas para darles las soluciones que ofrezcan la seguridad adecuada.

Las soluciones que propone el OS consisten en incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF. Para el incremento de la producción se utilizan las ofertas de venta de energía que se realizan para las restricciones técnicas. Por otro lado, las reducciones se realizan sin la participación de la ofertas, es decir, se realiza directamente sobre el programa, anulando partes de éste.

La modificación del programa diario base de funcionamiento para la resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro se realiza en dos fases (*BOE sábado 19 diciembre de 2015*):

- FASE 1: “Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad” (p. 119759).

- FASE 2: “Reequilibrio de producción y demanda” (p. 119759).

El procedimiento de resolución viene detallado en P.O.3.2. Restricciones técnicas (BOE Resolución de 19 de diciembre de 2015).

5.2. GESTIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios son ofrecidos por los generadores para poder mantener la seguridad y calidad del suministro. Esto incluye el equilibrio entre consumo y producción.

5.2.1. Regulación primaria

Es un ajuste que realizan los generadores modificando su potencia generada en un margen definido. Al producirse un desequilibrio de la frecuencia la potencia es modificada de forma automática en los dos sentidos por un regulador de velocidad. El ajuste consiste en corregir de forma automática el desequilibrio de frecuencia en cuestión de segundos y mantenerse durante aproximadamente 15 minutos. Es un servicio obligatorio para los generadores y por el que no se obtiene ninguna remuneración.

5.2.2. Regulación secundaria

Es un servicio complementario cuya finalidad es mantener el equilibrio entre producción y consumo corrigiendo los desvíos del programa de intercambio. También corrige las desviaciones de la frecuencia del sistema.

Su actuación empieza a los 15 segundos y se extiende a 15 minutos. Esta regulación se realiza por zonas de regulación. Cada zona está formada por un grupo de generadores que son capaces de prestar este servicio.

Los responsables de las zonas de regulación pueden presentar sus ofertas, que consisten en una banda de potencia para regulación secundaria en MW y a un precio €/MW para cada período de programación del día siguiente. Los precios propuestos deben respetar los máximos establecidos por la normativa. Una vez hechas las propuestas el OS procede a asignar la regulación secundaria. La asignación se realiza escogiendo las ofertas que den menor sobrecoste.

La liquidación de este servicio también viene recogida en los derechos de cobro y obligaciones de pago descritos en el procedimiento de operación. En este caso los conceptos de liquidación son tres:

- *Asignación de reserva de regulación secundaria.*

- *Variación de la reserva de regulación secundaria la asignada en tiempo real.*
- *Energía efectiva neta de regulación secundaria realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación.*

Cada proceso viene descrito en el **P.O.7.2. Regulación secundaria** y se especifica el método de cálculo del precio para cada uno.

5.2.3. Regulación terciaria

El objetivo de la regulación terciaria es restituir la regulación secundaria que se haya activado. En este caso entran en acción además de la generación los agentes de consumo de bombeo.

La regulación terciaria consiste en una variación máxima de potencia que pueden ofrecer tanto las unidades de generación como las de consumo. Debe activarse en un máximo de 15 minutos y mantenerse durante dos horas mínimo.

Para poder participar en este servicio se deben cumplir unas condiciones y requisitos. En caso de que se cumplan las condiciones, el Operador del Sistema debe dar la correspondiente habilitación a las unidades solicitantes.

Una vez que el Operador del Sistema verifique que las unidades que quieren formar parte del servicio poseen las instalaciones físicas con las capacidades técnicas para prestar el servicio y el cumplimiento de los correspondientes requisitos (descritos en **P.O.7.3. Regulación terciaria**), se procede a la consideración de las ofertas.

Para cada período de programación del día siguiente el OS establece y publica la reserva necesaria para la regulación frecuencia-potencia. Por otro lado, los sujetos del mercado ponen a su disposición de forma obligatoria la información correspondiente a la regulación terciaria para sus unidades de programación. Las unidades que participan en el servicio están obligadas a presentar cada día, en el margen de programación de la operación del día siguiente, la oferta que puede ser a subir o a bajar.

El procedimiento de liquidación de los servicios viene especificado en el BOE: **P.O. 7.3** «Regulación terciaria» en el punto 10 Liquidación del servicio.

5.2.4. Servicio complementario de control de tensión

El control de tensión consiste en mantener la tensión en los nudos de red dentro de los límites establecidos de seguridad y calidad de suministro eléctrico. Este servicio lo

proporcionan los generadores de potencia neta igual o superior de 30MW y con conexión directa a nudos de la red de transporte. Consiste en un conjunto de acciones sobre la absorción de la potencia reactiva y otros elementos de control de tensión. Son servicios de carácter obligatorio y sin ningún mercado establecido.

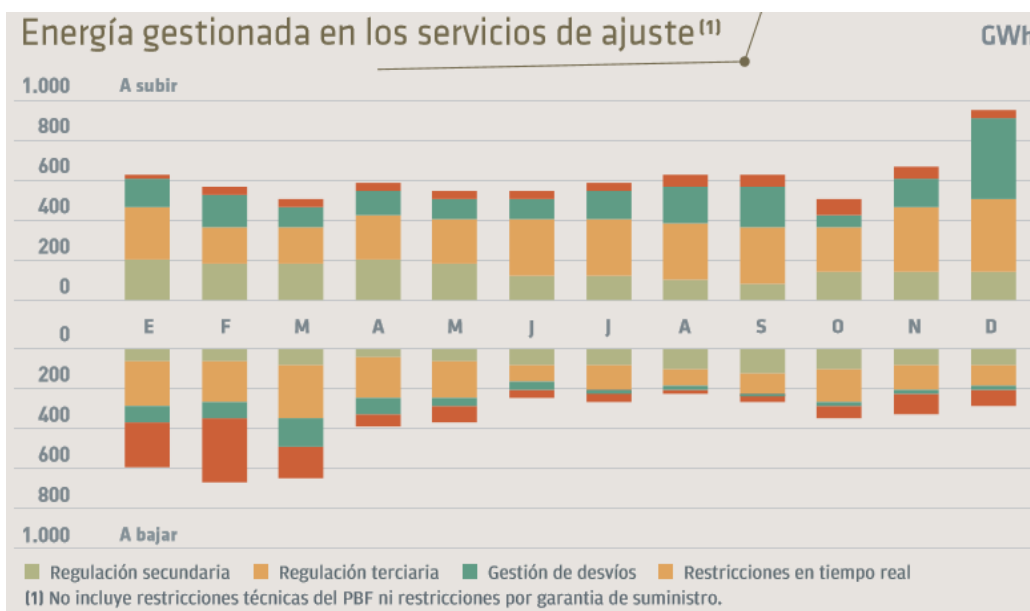


Ilustración 5-1 Cantidad de energía gestionada por el servicio de ajuste. Cantidad de la energía para cada servicio (Recuperado de REE).

5.3. GESTIÓN DE DESVÍOS

Este procedimiento de ajuste tiene como objetivo resolver el desvío entre generación y consumo. Actúa tras la finalización la sesión del mercado intradiario hasta el comienzo de la programación de la próxima sesión.

5.3.1. Proceso de resolución

Una vez realizadas la casación de ofertas los agentes del mercado deben informar lo antes posible al OS de la indisposición de unidades físicas de producción y de consumo. Así mismo, comunicar de las modificaciones del programa por unidades de producción o consumo que deberán estar debidamente justificadas. Sobre todo si estas modificaciones conllevan una modificación superior a 30MWh con respecto al programa anterior. Es importante también informar de la duración de los desvíos que puedan suceder.

Además de estas modificaciones, el OS debe sumar las posibles desvíos debidos a las unidades de programación involucrados en intercambios internacionales. Se podrían producir modificaciones por el OS del país vecino.

Para completar la visión global de desvíos, el OS realiza una previsión de demanda del sistema eléctrico peninsular español y también de la producción eólica. Así, una vez con todos estos datos, tanto de los desvíos justificados, la falta de disponibilidades y los desvíos de los intercambios internacionales, el OS procede a la estimación del desvío global hasta la hora de inicio del siguiente mercado intradiario.

Una vez realizada la estimación si ésta es mayor o igual a 300MW se convoca el mercado de gestión de desvíos. Este se realiza solicitando ofertas para la resolución de desvíos. Las ofertas pueden ser tanto de subida como de bajada de las unidades de programación correspondientes a instalaciones tanto de generación como de consumo de bombeo. Posteriormente se realizarán las modificaciones pertinentes para cada unidad de programación.

5.3.2. Presentación de ofertas

El OS comunica de las necesidades para compensar los desvíos analizados, tras lo cual, los sujetos de mercado pueden presentar sus ofertas. Los sujetos de mercado, tanto los de generación como los de consumo, presentan las ofertas para las unidades de programación que tenían asignadas. Las ofertas se deben presentar dentro de los 30 minutos establecidos para cada una de las unidades de programación.

El OS analiza las ofertas recibidas y busca prevenir limitaciones por razones de seguridad.

Una vez asignadas a los sujetos del mercado las modificaciones del programa, el OS lo comunica a éstos convirtiendo dichas asignaciones en un acuerdo firme, es decir, tienen la obligación de ejecutar y seguir el programa.

5.3.3. La liquidación del servicio

Este procedimiento establece el derecho de cobro y la obligación de pago. Las modificaciones del programa para la resolución de los desvíos entre generación y consumo tienen un precio, y éste es calculado mediante el coste marginal.

El sobre coste que se origina por el desvío entre generación y consumo gestionado por el OS debe ser pagado por los agentes que hayan actuado en dirección opuesta a las

necesidades del sistema. Es decir, en caso de haber más demanda que producción, el desvío desemboca en una necesidad de aumentar la producción y bajar el consumo. Este desvío sobre el programa original genera un sobrecoste, que se asignará a los agentes que se hayan desviado del programa en contra de las necesidades. Es decir, los que consumen de más en esa hora o los que generan de menos respecto al programa original.

En caso en que el desvío respecto a su programa sea en beneficio al sistema, éste no obtendrá coste ninguno, reciben lo acordado en el programa original.

5.4. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

En España, la participación en los servicios de ajuste de la demanda industrial es casi nula. Su participación se reduce a dar un servicio de interrumpibilidad que se activa en caso de emergencia. Red Eléctrica es el organismo que se encarga de gestionar este servicio al igual que su sistema de subastas. El sistema de subastas sirve para asignar el servicio a los consumidores que participan, de forma competitiva y eficiente.

Los servicios del sistema no son sólo para casos de emergencia sino que en su mayoría sirven para equilibrar la producción y el consumo, y mantener la red en un estado de seguridad adecuada. Actualmente, los generadores son los que proporcionan la mayor parte de los servicios posible.

	<i>GENERACIÓN</i>	<i>DEMANDA</i>
<i>Regulación primaria</i>	✓	✗
<i>Regulación secundaria</i>	✓	✗
<i>Regulación terciaria</i>	✓	✗
<i>Control de la tensión</i>	✓	✗

Ilustración 5-2 Servicios complementarios y la participación de la generación y la demanda en España (Elaboración propia).

6. MERCADOS DE AJUSTE Y PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN FRANCIA

“*Les Services Système*” (Los Servicios al Sistema) tienen como objetivo regular la frecuencia, la tensión y la estabilidad en general del Sistema Eléctrico francés. El conjunto de los usuarios del sistema se benefician de estos servicios que permiten el buen funcionamiento de:

- Los procesos de consumo.
- Los procesos de producción.
- Mantener las condiciones de explotación del sistema eléctrico.

Extendiendo estos servicios no sólo se beneficia el sistema francés sino también al conjunto del sistema europeo.

Un gran desvío de la frecuencia o de la tensión puede conllevar a incidencias de mayor amplitud. Un ejemplo de estas incidencias es el black-out, es decir, el corte de electricidad en regiones o países enteros durante horas o hasta días. Los Servicios del Sistema se obtienen a través de una regulación automática de la frecuencia y de la tensión.

El Reglamento de los Servicios del Sistema (RSS) establece las condiciones técnicas, jurídicas y financieras que deben cumplir los Participantes para contribuir a tales servicios. Éstos son gestionados por RTE (el OS francés) con la participación de las diferentes instalaciones aptas. Estas condiciones están recogidas en el artículo **L. 321-11 du Code de l'énergie** (del Código de la energía).

Los agentes que dispongan de instalaciones con una capacidad regulable están obligados a estar a disposición del RTE aplicando el artículo L. 321-11 del Código de la energía. Según el código pueden poner a disposición su capacidad firmando un *Acuerdo de Participación* dentro del RSS. A partir del acuerdo, los Participantes están obligados a poner a disposición sus respectivas capacidades según las normas presentes.

6.1. CONTRIBUCIÓN A LA REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA

Con el fin de asegurar el permanente equilibrio entre la producción y el consumo de la energía eléctrica, RTE activa la Regulación Primaria y Secundaria de la frecuencia a través de las reservas automáticas de potencia activa. Esta potencia la ofrecen las instalaciones de los agentes que hacen uso del sistema.

El papel de la Regulación Primaria es asegurar de manera automática, a través de la participación de todas las entidades de consumo y de los grupos de producción aptos, el restablecimiento de forma inmediata del equilibrio entre producción y consumo manteniendo la frecuencia dentro de límites aceptables. Esta reserva se ofrece a la zona europea continental síncrona.

La reserva primaria es asegurada por el conjunto de generadores europeos interconectados a las redes de transporte del sistema continental europeo síncrono. Para dimensionar esta reserva, se ha considerado que debe tener la capacidad de responder a la pérdida simultánea de los grupos generadores más grandes presentes en el conjunto europeo sincronizado. Es decir, una potencia de 3.000MW.

El sistema francés contribuye aproximadamente con 600 MW. Los nuevos grupos de producción de más de 40 MW y todos los antiguos grupos de producción de más de 120 MW conectados a la red de transporte tienen la obligación de reservar una parte de su potencia para la reserva primaria.

Tras la acción de la Regulación Primaria, la Regulación Secundaria tiene como objetivo restablecer el equilibrio entre producción y consumo. RTE es responsable según acuerdos cerrados en el seno de la zona continental europea sincronizada. Por tanto, tiene como objetivo anular las desviaciones del programa de intercambio de forma automática junto con todas las demás zonas de regulación y restablecer la frecuencia a su valor asignado.

Los generadores de la zona de Francia que posean grupos de generación de más de 120 MW tienen la obligación de poner a disposición parte de su potencia a la reserva secundaria. Esta reserva comprende aproximadamente entre 500-1000 MW, dependiendo de la franja horaria y del período del año. Pero ésta podría no ser suficiente para compensar las desvíos del desequilibrio, como por ejemplo la pérdida de los grupos que dan más potencia (1500 MW). En tal caso, la reserva primaria se corta y la secundaria se agota. Por lo que hay que activar la terciaria.

Cada Responsable de Reserva tiene un Perímetro de Reserva al que están asociadas las Entidades de Reserva, ya sean de consumo o de inyección (generación). La aptitud de una Entidad de Reserva para ofrecer reservas automáticas, debe estar establecida previamente a la participación y conforme al **artículo 2.3**.

El Responsable de Reserva debe contribuir a las reservas primarias o secundarias por medio de las Entidades de Reserva de tipo producción asociados a su Perímetro de Reserva. El nivel de contribución para cada Responsable de Reserva está calculado por RTE siguiendo lo establecido en el artículo 2.4. Sus contribuciones son de Obligaciones de Reserva a ofrecer a RTE. Las obligaciones de reserva emitidas por RTE dan lugar a una remuneración fija por RTE conforme al artículo 2.10.2.

Los flujos financieros relacionados con la regulación de la energía eléctrica entre los diferentes agentes se describen en el artículo 2.11.

Cada Responsable de Reserva tiene un único Perímetro de Reserva. Un Perímetro de Reserva puede ser constituido por una o más Entidades de Reserva, descritos en el artículo 2.2.2.

Para todas las Entidades de Reserva de su Perímetro de Reserva, el Responsable de Reserva debe poner en funcionamiento un plan de mantenimiento de los materiales que permiten el buen desempeño de la regulación de la frecuencia definidos en el artículo 2.12.2.

a) Tipos de Entidades de Reserva:

- Entidades de Reserva de tipo consumo, es una entidad de consumo o un grupo de entidades de consumo.
- Entidades de Reserva de tipo inyección, unidad correspondiente a uno o varios grupos de generación.

b) Características de una entidad de reserva:

RTE y el Responsable de Reserva establecen conjuntamente las características intrínsecas de una Entidad de Reserva. Para la Entidad de Reserva de tipo Inyección, las características son descritas por un grupo de generación.

c) Condiciones que tienen las Entidades de Reserva:

- Una Entidad de Reserva debe contener como mínimo una entidad de consumo o un grupo de generación. Una Entidad de Reserva solo puede estar asociada a un Perímetro de Reserva.
- Una entidad de Reserva debe ser Apta, conforme al artículo 2.3.
- Una Entidad de Reserva debe ser capaz de ofrecer como mínimo 1 MW de Reserva Primaria o Secundaria en media hora.
- La reserva primaria máxima de una entidad de reserva no puede ser mayor de 150MW. Este límite representa el 5% de la Reserva Primaria de la zona continental europea síncrona.
- La Entidad de Reserva debe estar conectada directa o indirectamente a través del Responsable de Reserva al sistema de intercambio de información teledirigido por RTE.

6.2. CONTRIBUCIÓN A LA REGULACIÓN DE LA TENSION

RTE controla la tensión del sistema para garantizar un comportamiento correcto de los materiales y el buen funcionamiento del sistema. Evitando la aparición de fenómenos de sobre tensiones o de caída de tensión.

A diferencia de la frecuencia, la tensión es una magnitud local, muy influenciada por las variaciones de consumo y los tránsitos de la potencia reactiva entre la RPT (red pública de transporte) y la RPD (red de distribución pública).

Para controlar la tensión en el RPT, RTE hace uso de las instalaciones de producción conectadas al RPT aptas para contribuir a la regulación de la tensión. Las características y procedimiento de regulación de la tensión por parte de la instalación están descritas en Documentation Technique de Référence (DTR) en particular en el artículo 4.2.1.

- La regulación primaria de la tensión es la regulación automática, instantánea y local de instalaciones de producción realizada según tres leyes de regulación descritas por la DTR.
- La regulación secundaria de la tensión es una regulación centralizada de la tensión permitiendo la coordinación de la acción de instalaciones de producción que funcionan a nivel regional.

- Las instalaciones de producción modifican de manera continua su inyección y absorción de potencia reactiva en función de la señal enviada por RTE respetando una de las tres leyes descritas por el DTR.

6.3. LE MECANISME D'AJUSTEMENT (MECANISMO DE AJUSTE)

RTE dispone de reserva de potencia para contribuir el equilibrio entre la producción y el consumo de la electricidad. Estas reservas se obtienen a partir de diferentes métodos y procesos que se pueden reagrupar en dos grandes servicios de los que hace uso RTE: “les Services Système” y “le Mécanisme d’Ajustement”. No sólo existen estos servicios, sino que hay otros que sirven para asegurar la regulación de la tensión y la reanudación del funcionamiento del sistema eléctrico después de un incidente (reposición del servicio). Este apartado se centra en “Le Mécanisme d’Ajustement” o reservas terciarias.

La reserva terciaria se activa cuando la primaria y la secundaria se agotan y es necesario seguir con la recuperación y equilibrio del sistema. Es la reserva que puede reemplazar la potencia necesaria durante un periodo de tiempo más largo tras la activación.

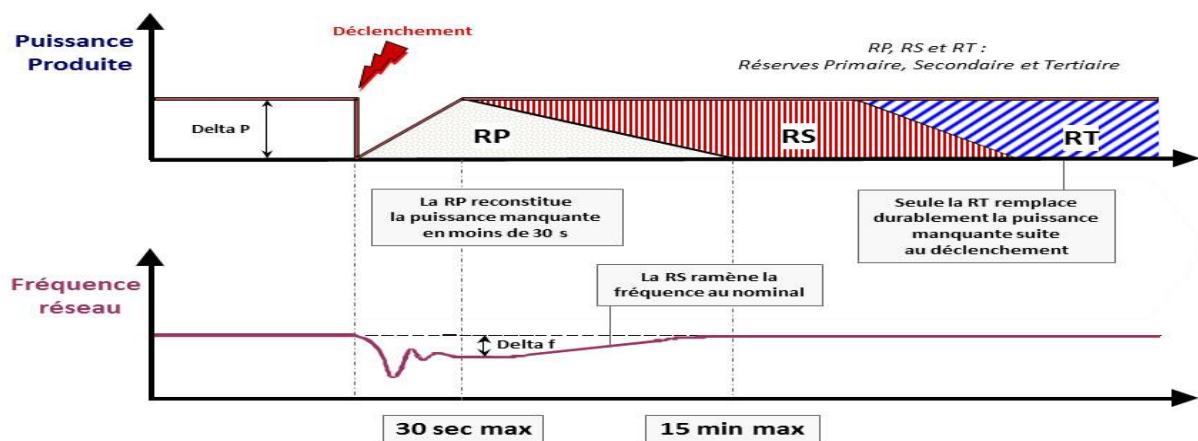


Ilustración 6-1 Secuencia de reservas para el control de la frecuencia (Recuperada de: CRE).

En la figura se observa cómo evoluciona la activación de las reservas y cómo se estabiliza la frecuencia. Primero actúa la reserva primaria con una reacción de menos de 30 segundos. Si ésta no es suficiente se activa la secundaria que actúa en menos de 15 min. Finalmente procede la reserva terciaria

Todos los productores y consumidores franceses, al igual que algunos agentes extranjeros pueden, a condición de disponer de 10 MW, participar en el servicio de mecanismo de ajuste o reserva terciaria.

Se pueden distinguir dos tipos de oferta dentro de este mecanismo:

6.3.1. Reservas sujetas a contratos con RTE

1. Las reservas rápidas y complementarias:

Por una parte, los criterios ENTSO-E recomienda que las gestoras de las redes de transporte dispongan, a cada instante, de una potencia activable en al menos 15 minutos permitiendo hacer frente a la pérdida de los grupos más importantes de producción conectados a la red de transporte. Este margen de 15 minutos está formado por la reserva secundaria y la reserva terciaria activable en menos de 15 minutos. Así, RTE realiza un contrato para reservas rápidas de 1.000MW activables en menos de 13 min. Por otra parte, con el fin de restituir la reserva secundaria, RTE dispone de una reserva complementaria de 500 MW activables en menos de 30 minutos.

Este contrato consiste en pagar una prima fija a los agentes solicitados. En contraprestación, estos actores se comprometen a reservar todos los días la potencia contratada por el mecanismo de ajuste.

2. Contrato con los consumidores.

Conforme al artículo L.321-12 del código de la energía, RTE puede realizar contratos de reserva de potencia con los consumidores conectados a la red de transporte o a la red de distribución. Este contrato consiste también en pagar una prima fija a los consumidores, éstos serán posteriormente llamados para que realicen una oferta. En contrapartida, estos últimos se comprometen a ofrecer al mecanismo de ajuste, dentro de los límites del contrato, la capacidad contratada cuando RTE la solicite.

6.3.2. Reservas no sujetas a contratos con RTE

Conforme al artículo L.321-12 del código de energía, todos los productores conectados a la red de transporte tienen la obligación de ofrecer la potencia disponible a RTE. Además, los consumidores, los actores extranjeros, y la red de transporte inglesa tiene la posibilidad de hacer ofertas, de forma voluntaria, para el mecanismo de ajuste francés.

El funcionamiento del mecanismo de ajuste viene en más detalle en el **ANEXO I: MECANISMOS DE AJUSTE**.

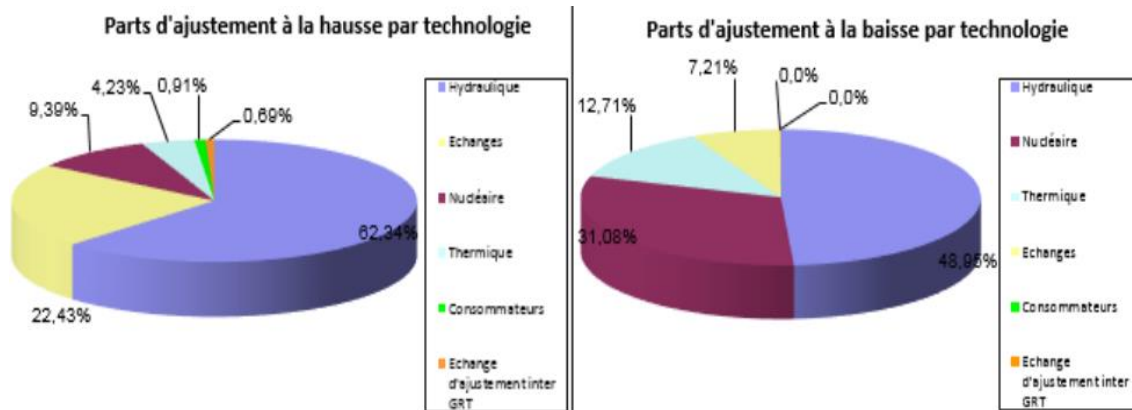


Ilustración 6-2 Grupos participantes en el mecanismo de ajuste.

En la imagen podemos distinguir cuáles son los grupos que participan en el mecanismo de ajuste y cuánto es su contribución. En los ajustes a subir, es decir, cuando la demanda es superior a la generación, participan los consumidores con un 0.91% frente a los grupos de generación hidráulica con un 62.34%. En el caso de un ajuste a bajar, es decir, en el que la producción es superior a la demanda, los consumidores tienen participación nula frente a los grupos de generación.

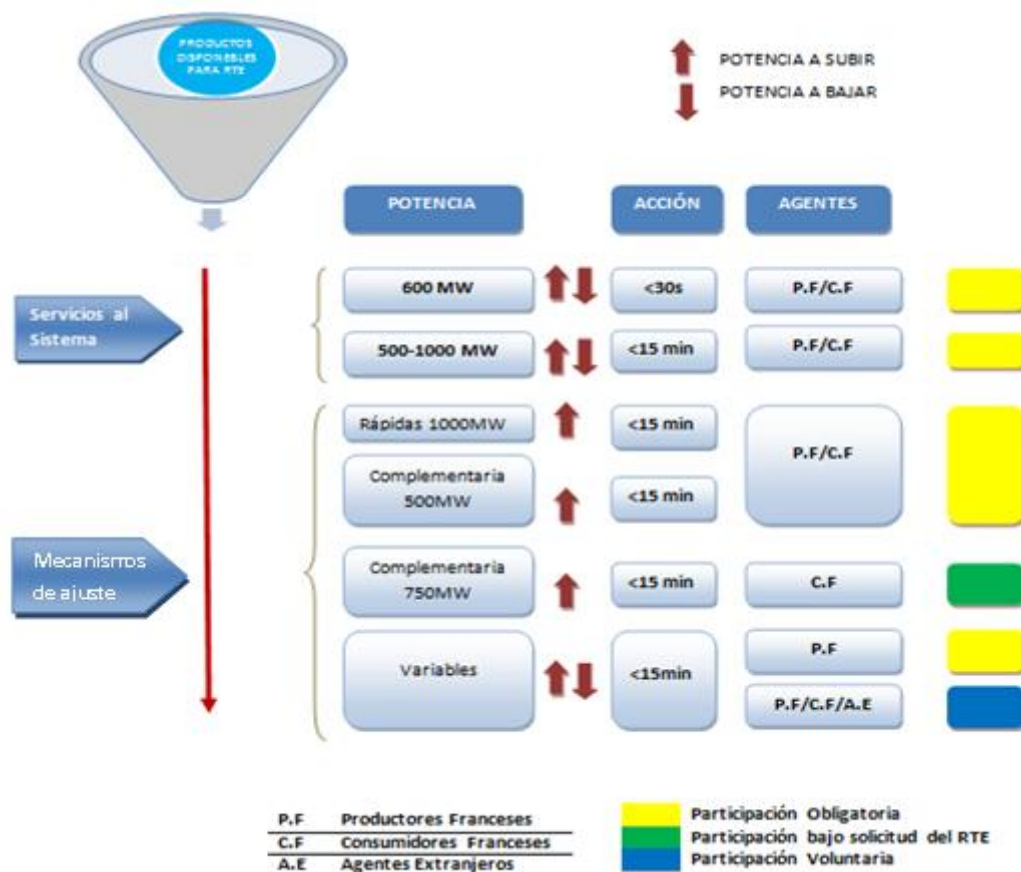


Ilustración 6-3 Servicios de ajustes al sistema francés. (Elaboración propia).

6.4. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

L'effacement (la cancelación) consiste en reducir, bajo solicitud exterior, toda o parte del consumo físico de una entidad industrial.

Por ejemplo:

1. Sustitución de una fuente de energía por otro.
2. Poner en marcha la autoconsumo.
3. Parar todo o parte del proceso: ventiladores, bombas, hornos, etc...
4. Funcionar al mínimo técnico: en las fábricas con procesos de electrólisis.

Para las industrias “*l'effacement*” puede ser un instrumento para reducir las facturas de electricidad y puede constituir una fuente de ingresos para la empresa.

Sin un compromiso (contrato) de parte de la empresa, ésta sólo puede revender la energía eléctrica que debería haber consumido de forma directa o indirecta en el mercado. Al no estar sujeta a un contrato, sólo tiene valor la electricidad vendida.

Por otra parte, si se tiene un compromiso relacionado con la disponibilidad de la empresa a “*l’effacement*”, esto es recompensado además con una prima fija. En este contrato se establece la potencia a bajar (reduciendo el consumo), el período en que se produce esta solicitud y la duración. La prima fija depende de la potencia contratada, y del compromiso que se acuerde. Aquí se valora la capacidad de “*l’effacement*” (MW) y la energía revendida (MWh).

Las industrias que quieran dar valor a su potencial de “*l’effacement*” estas pueden recurrir a su suministradora, contactar directamente con RTE o hacer parte de los servicios de un agregador que ofrece el servicio de “*l’effacement*” unificando los servicios de varios consumidores industriales.

Los mecanismos propuestos por RTE

1. Valorización de la energía sin un compromiso de disponibilidad:

NEBEF (Notification d’Échange de Blocs d’Effacement) : permite revender la electricidad en el mercado eléctrico. La industria se compromete un día antes a realizar “*l’effacement*” al día siguiente. Así consigue vender la electricidad correspondiente en el mercado. La electricidad revendida es facturada por el suministrador como si la hubiera consumido.

Mecanismo de ajuste/ reserva terciaria: permite revender, durante el día, la electricidad a RTE por necesidades de gestión de red. Se presenta una oferta de “*l’effacement*” que RTE puede seleccionar en caso de necesidad.

Participación en los Servicios del Sistema: los consumidores pueden ofrecer servicios al sistema si su proceso lo permite. Es un contrato muy vinculante porque el consumo se adapta en cada instante a las necesidades del sistema eléctrico.

2. Valorización de la capacidad con un compromiso de disponibilidad:

Llamada de oferta a “*l’effacement*”, la entidad ya está avisada, en general el día antes, de que podría haber una solicitud de interrumpibilidad para el día siguiente.

Llamada de oferta de “Reservas Rápidas” / “Reservas Complementarias”: la entidad debe bajar su consumo en 9min, 13min (RR) o 30min (RC).

Llamada de ofertas de interrumpibilidad: solamente pueden ofrecer el servicio las entidades que pueden reducir su consumo de al menos 40 MW tras la señal de RTE. Después de la activación la entidad debe reducir su consumo de manera instantánea.

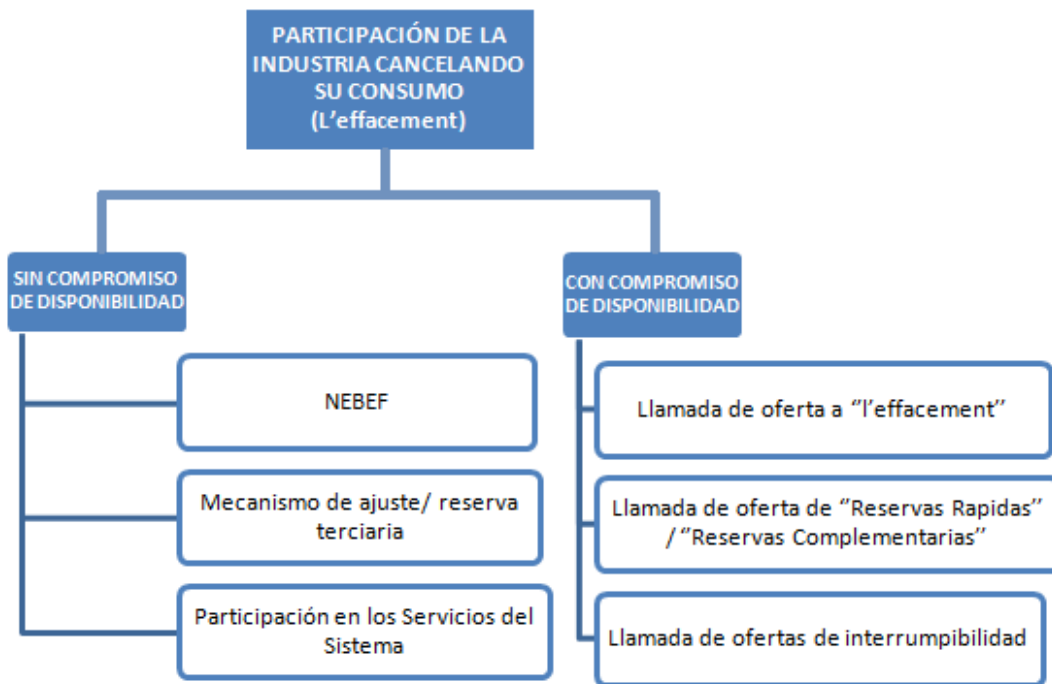


Ilustración 6-4 Servicios que puede ofrecer la demanda industrial. (Elaboración propia).

7. PROYECTO INDUSTRE

El proyecto IndustRE nace como respuesta a dos problemas prioritarios en la agenda de las políticas energéticas europeas:

- 1) La integración de la electricidad procedente de energías renovables variables (no gestionables) en el sistema eléctrico europeo de manera eficaz.
- 2) El crecimiento de los costes de la electricidad y sus consecuencias en la competitividad de las industrias europeas.

Para resolver estas cuestiones IndustRE realiza un estudio de todos los agentes implicados para encontrar un punto de encuentro entre los diversos intereses de cada sector.

IndustRE identifica la demanda flexible de la industria como una oportunidad para la integración de las Energías Renovables Variables (VRE) y reducir los costes eléctricos de la industria. El potencial de la demanda flexible de la industria puede hacer del sistema eléctrico un sistema más competitivo integrando de manera eficaz las energías renovables al mercado, y en definitiva dar un paso hacia un futuro sin carbón.

Las industrias europeas implicadas en el proyecto son las electro-intensivas. Principalmente la industria química, metales no-ferrosos, acero, refrigeración, tratamiento de agua y la industria de papel, incorporada recientemente. La importancia de esta industria reside en que estos sectores juntos suponen el 10% del total de la energía eléctrica consumida en Europa, es concreto, 302 TWh/año. Lo que les convierte en actores indispensables para la evolución del sistema eléctrico.

IndustRE desarrolla modelos de negocio y de regulación que relacionan de manera directa las industrias y el sector energético de las renovables para incentivar y desarrollar situaciones beneficiosas para ambos sectores.

Más allá de los modelos presentados, tiene como objetivo desarrollar las herramientas prácticas para un impacto inmediato en el sistema eléctrico en 2020. Una vez puestas en marcha estas herramientas, se estima un estudio de la repercusión y los avances legislativos en 2030.

El proyecto se aplica a todos los países europeos, en particular está enfocado para Bélgica, Francia, Alemania, Italia, España y UK. La elección de estos países se debe a que

representan más del 65% de la población europea y aproximadamente un 80% de la potencia instalada correspondiente a las energías eólica y fotovoltaica.

El proyecto IndustRE está financiado por el programa de investigación e innovación de la Unión Europea llamado Horizon 2020. Este programa es un instrumento de financiación para asegurar la competitividad y el crecimiento económico en la UE. La financiación concedida al proyecto IndustRE asciende a **1.897.227,5 €**.



Ilustración 7-1 Logo de IndustRE (www.industre.eu).

7.1. PARTICIPANTES

Detrás del proyecto se encuentran empresas e instituciones de diferentes sectores. Representantes de los diferentes organismos colaboran para realizar el análisis de los agentes implicados en el proyecto y la implementación de éste.

La internacionalidad del equipo de IndustRE y su diversidad en áreas competitivas permite una visión real de los intereses de los diferentes sectores. A su vez, permite un análisis especializado de los mercados y la legislación de los países estudiados.

Miembros del equipo de IndustRE:



WIP es una empresa alemana que da servicios de consultaría y de expertos para mejorar las sostenibilidad del sistema energético y optimizar la energía consumida. Hace de puente entre la investigación y la implementación de sistemas de energía renovable para obtener la máxima eficiencia. Sus representantes han colaborado especialmente para el desarrollo de los nuevos modelos de negocio para integrar las energías renovables variables y las industrias al mercado eléctrico.

(Colaboradores: Thomas Maidonis, Stephanie Betz, Michael Papapetrou).



IIT (Instituto de Investigación Tecnológica) es un Instituto Universitario **español** que tiene como objetivo la investigación y formación participante en proyectos de interés para la Industria y la Administración. Tienen una especial participación en el análisis de las barreras existentes en el mercado eléctrico para el desarrollo de los nuevos modelos de negocios. *(Colaboradores: Mercedes Vallés, Tomás Gómez and Pablo Frías, Antonio Malpica).*



ECI (European Copper Institute) es un organismo inglés que representa la industria del cobre en Europa desde 1998. Representan desde productores de cobre hasta compañías que explotan productos y tecnología novedosa basada en el cobre. Se encargan de demostrar los beneficios de la tecnología basadas en el cobre, dirigir las industrias bajo principios de salud humana y ciencia del medio ambiente, investigación para maximizar la eficiencia, el coste efectivo dentro de la legislación, etc. *(Colaboradores: Tomas Jezdinsky, Fernando Nuño, Fulvio Fontini).*



SER (*Società Energie Rinnovabili S.P.A.*) es una empresa italiana en participación entre Iberdrola renovables (ES) y Api nova energia (IT). SER ha construido y operado 245 MW de parques eólicos en el sur de Italia. Participa en cooperación con la EU en proyectos dirigidos a la integración de la energía renovable a través de los consumidores intensivos y las redes inteligentes. (Colaboradores : Valerio Cascio).



VITO (Vlaamse Instelling Voor Technologisch Onderzoek n.v.) es una organización independiente dirigida a la investigación y la tecnología que busca dar soluciones para los desafíos sociales actuales. Sus áreas de investigación son la tecnología limpia y el desarrollo sostenible. Dan soluciones novedosas a las compañías para ganar una ventaja competitiva, también asesora a industria y gobiernos. (Colaboradores: Annelies Delnooz).



Imperial College es una universidad de origen científico con gran reconocimiento internacional en enseñanza e investigación. Su gran participación se basa en el análisis de la legislación y del mercado eléctrico. (Colaboradores: Dimitrios Papadaskalopoulos, Christos Vasilakos Konstantinidis).



SCMgroup es una empresa italiana que se encarga de diseñar, producir y distribuir maquinaria, componentes industriales y pieza de fundición de hierro. (Colaboración: Stefano Cucchetti).



BBH (Becker Büttner Held) es una asociación de abogados, asesores fiscales y auditores que dan servicios de consultoría de energía, compañías y sus clientes, entre otros servicios. (Colaboracion: and Jana Nysten, Dörte Fouquet).

7.2 OBJETIVOS

IndustRE quiere ayudar a los operadores de energías renovables variables (no gestionables) a estar preparados para la transición del sistema eléctrico, identificando la manera más eficiente de aprovechar su oportunidad.

Su principal objetivo es crear situaciones beneficiosas tanto para la industria europea como para los productores de energías renovables. La integración de las energías renovables en el mercado y el sistema eléctrico se puede conseguir gracias a la flexibilidad de la demanda eléctrica industrial. La participación activa de la demanda es fundamental para estos modelos y se puede dar de diferentes formas:

- 1) Procesos con características específicas como es el almacenamiento directo o indirecto de energía.
- 2) Almacenamiento de productos WIP.
- 3) Sobrecapacidad de la producción instalada.

La identificación de las oportunidades de la industria dentro del sistema eléctrico es fundamental para promover la participación de ésta y buscar su beneficio propio dentro del beneficio global. Para llevar a cabo estas ideas se necesita un plan a seguir que trace el camino hacia un proyecto viable y dibuje un futuro que resuelva las necesidades actuales. Alrededor de esta idea se desarrolla el proyecto procediendo con las siguientes pautas:

- 1) Desarrollo de los modelos de negocio que aportan beneficios para las partes involucradas.
- 2) Establecer la regulación recomendada para el desarrollo de los modelos propuestos.
- 3) Desarrollo de las herramientas necesarias para promover la implementación de los modelos presentados.

- 4) Cuantificar el beneficio para todos los implicados y los avances tanto legislativos como en el mercado eléctrico.
- 5) Promover la acción de las industrias y los operadores de las plantas de energía renovable.

7.3 PERFIL DE LOS PRINCIPALES GRUPOS DE INTERÉS

El desafío de crear nuevos modelos de negocio que sean viables y representen una realidad en un futuro próximo, lleva a la necesidad de identificar qué agentes están implicados de forma directa. La base de los modelos de negocio gira en torno a estos tres grupos de interés:

1. Consumidores Industriales de electricidad

El objetivo del proyecto es que las industrias salten la barrera de consumidores pasivos y se conviertan en consumidores activos manejando su fuerte demanda según su interés. Las industrias más relevantes para el proyecto son las que están conectadas a la red de media y alta tensión, con una conexión a la red de MW y un consumo anual del rango de GWh.

Las industrias candidatas a participar en los modelos de negocio deben identificar en sus procesos una demanda flexible en potencia. Es decir, capacidad para reducir y/o aumentar su consumo eléctrico respondiendo a señales externas (por ejemplo, el operador de sistema, la red, los suministradores, etc.). El incremento/reducción de la energía consumida no implica que el consumo de la industria disminuya o aumente en su totalidad sino que implica una redistribución de los periodos en los que se consume la energía. Esta flexibilidad en el proyecto se llama Flexible Industrial Demand (FID).

Para que la industria tenga un interés en cambiar su funcionamiento respondiendo a las necesidades del sistema eléctrico debe identificar situaciones beneficiosas para su entidad. Este interés se da en forma de retribuciones, es decir, recibir una remuneración por la flexibilidad de su demanda. Si las industrias ven en su demanda flexible una fuente de ingresos y de ahorro, buscarán potenciar esta flexibilidad como un capital de inversión. Por ejemplo, se podría potenciar invirtiendo en almacenamiento de energía o unidades CHP (cogeneración).

IndustRE aporta modelos para cualquier industria que pueda vender su flexibilidad, y más en concreto en las industrias de los siguientes sectores:

- a) Química
- b) Metales no ferrosos
- c) Acero
- d) Refrigeración
- e) Tratamientos de agua
- f) Papel

2. Operadores de energía renovable variable (VRE)

El proyecto está elaborado para integrar las plantas que funcionan con energía renovable variable, como puede ser la fotovoltaica y la eólica. En general, los operadores de estas plantas generan lo máximo posible gracias a apoyos gubernamentales que les da prioridad para acceder a la red y a tarifas fijas.

Actualmente, estas ayudas se están reduciendo dejando a las VRE expuestas ante los precios del mercado, soportando solas la responsabilidad de sus desvíos. Para hacer frente a estas condiciones desfavorables, deberían considerar vender su energía eléctrica de forma directa a través de contratos bilateral a grandes consumidores.

El proyecto de IndustRE da importancia tanto a plantas pequeñas como a las más grandes, y engloba no sólo la energía solar y eólica sino también la energía mareomotriz en la medida que va creciendo.

3. Consumidores industriales con una generación eléctrica renovable in-situ.

Es un punto de especial interés para el proyecto, y se refiere a las unidades de generación instaladas en la zona del usuario flexible. En estas circunstancias hay muchas más opciones de compartir los beneficios entre la industria y los operadores de VRE.

La generación in-situ aplicada al sector industrial, consiste en suministrar electricidad a las industrias sin utilizar las redes públicas. Esto permite eludir los costes asociados a las redes y da la posibilidad de beneficiarse de los bonos de carbono. La planta de VRE podría ser tanto del consumidor como de un tercero.

7.4 ESTRATEGIAS UTILIZADAS

Tras el análisis de los grupos de interés y las situaciones en las que se pueden beneficiar tanto la industria como los operadores VRE, se presentan los modelos de negocio que

concretizan de qué forma podrían aprovechar sus características para tener un papel más importante en el sistema eléctrico y beneficiarse de ellas. Estos modelos de negocio hacen referencia a un conjunto de estrategias que ayudan a aprovechar las oportunidades y capacidades de la demanda flexible para obtener beneficios económicos. Por ejemplo, como ya se ha mencionado, la flexibilidad de las industrias puede dar servicios al sistema eléctrico respondiendo a señales externas. También podrían obtener ingresos ofreciendo servicios a agentes del sistema eléctrico, incluso combinar los dos mecanismos. Algunos de estos servicios existen, y su remuneración cambia de país a país, mientras que hay otros que ni siquiera existen en el mercado.

Los modelos propuestos no sólo se basan en el funcionamiento de la demanda industrial, sino que también es importante el rol de las VRE. Éstos permiten combinar las decisiones sobre las estrategias a seguir que incluyan contratos con generadores de VRE o la instalación de unidades in-situ.

Los modelos que se describen a continuación ayudarían a las industrias a activar su demanda flexible, pero dependerá de los beneficios obtenidos. Si los beneficios son interesantes, las industrias podrían decidir además de activar su flexibilidad potenciarla invirtiendo en ella. Por ejemplo, invirtiendo en almacenamiento de energía y unidades de cogeneración. Los costes en los que incurrirían las industrias ya sea para activar su flexibilidad como para aumentarla, dependerá del tipo de industria y de cada caso es importante comparar los costes de la flexibilidad y los beneficios obtenidos tras su implementación según los modelos propuestos. Este estudio está aún en proceso en IndustRE.

Para saber en detalle las estrategias que subyacen los modelos de negocios consultar:

ANEXO II: ¿QUÉ ESTRATEGIAS SIGUEN LOS MODELOS DE NEGOCIO?

7.5 MODELOS DE NEGOCIO

Los siguientes modelos se plantean desde el punto de vista de las industrias, y se buscan las situaciones en que éstas puedan sacar provecho de su flexibilidad. También es importante saber qué impacto tendrá esto en el sistema eléctrico y en particular para los operadores de VRE.

7.5.1. Modelo A: Reducción de las facturas de electricidad

La reducción de los coste de la electricidad es fundamental para el buen funcionamiento del mercado, y para conseguirlo se apuesta por cambiar el consumo industrial trasladándolo a periodos en que la electricidad es más barata. Esta idea es básica para buscar los beneficios de las principales partes interesadas. Cambiando el consumo a periodos de bajo coste, las industrias podrían reducir sus facturas.

Este sistema traería grandes beneficios en sistemas o regiones en las que las capacidades de la red están cerca de los límites. En estas circunstancias la demanda flexible podría aportar beneficios de manera indirecta a las plantas de VRE, permitiendo su integración en el sistema a pesar de su carácter variable. Por otro lado, el sistema eléctrico también se puede beneficiar de la flexibilidad del FID para reducir el pico de demanda, por ejemplo esto contribuye de forma indirecta al equilibrio del sistema y reducir las presiones de crecimiento de la capacidad de generación en el futuro.

Una vez identificados los problemas y los intereses de cada grupo de interés, se procede a presentar los modelos de negocio que plantea IndustRE para la evolución del sistema eléctrico.

A.1 Los consumidores, adaptan su programa de producción a periodos en los que el consumo tiene un precio más bajo, por ejemplo por la noche.

A.2 Los actuales cambios dinámicos en el sistema eléctrico hacen que los periodos de bajo coste no puedan ser tan previsibles, por lo que los programas fijos como del modelo A.1 queda un poco obsoleto y toman importancia otras opciones. Estas opciones son las que integran señales de los suministradores a los consumidores indicando los periodos de precios altos, medios y bajos.

A.2.1 La respuesta a las señales permite a los consumidores industriales poder adaptar su consumo minimizando su factura de electricidad, sin que ello afecte a su producción.

A.2.2 Otro caso a considerar, es aquél en que el suministrador es también un operador de VRE. Esto es interesante puesto que puede beneficiarse de la flexibilidad de la demanda industrial para equilibrar su programa de generación.

Un ejemplo sería establecer con una generación VRE off-site, un contrato bilateral a largo plazo que permita crear una situación de estabilidad entre suministrador y consumidor. Así se evita la exposición a los precios del mercado.

A2.3 En el caso de tener una generación VRE in-situ, aumentan las posibilidades de aprovechamiento de este apartado. Mediante el cambio de consumo de electricidad a periodos en que la energía generada por la VRE in-situ sea disponible. De esta forma, el consumidor será capaz de cubrir su demanda con generación propia. Esto permitiría la reducción en costes de electricidad y evitar estar bajo las tarifas cuyos precios cambian en cada instante, siempre que lo permita la regulación. Por otra parte, también existe la opción de verter la electricidad generada en la red obteniendo una retribución a cambio. Esta retribución estaría basada en acuerdos con los suministradores tal y como sucede con el balance neto (net-metering).

A.3 Este modelo de negocio se basa en obtener la electricidad del mercado mayorista ya sea directamente o a través de un agregador. Es un caso similar al A2.1, con la salvedad de que hay más oportunidades de beneficiarse de las fluctuaciones de los precios. Así pues, las industrias podrían participar en el mercado mayorista vendiendo su exceso de energía generada y utilizar su flexibilidad para aumentar sus ingresos. Esta situación es especialmente ventajosa para los sistemas con VRE in-situ.

A.4 Como consecuencia de la flexibilidad se puede obtener un pico de demanda más bajo, lo que llevaría a requerimientos de red más bajos y reducir los costes asociados a la red. Cuando fuera necesario la industria (haciendo uso de la flexibilidad) cedería parte de su capacidad lo que podría implicar una reducción en su capacidad de producción. La forma de evitar esta reducción de capacidad productiva sería con una generación de VRE u otro tipo de generación que permita reducir el pico de demanda eléctrica al mismo tiempo que se mantiene la máxima capacidad de producción en la industria.

7.5.2. Modelo B: Ofrecer servicios al sistema eléctrico

La industria también puede ofrecer su demanda flexible al sistema eléctrico en forma de servicios. Así, contribuiría a la reducción de costes de mantenimiento de las condiciones de la red en términos de calidad y seguridad. Como consecuencia se podrían posponer las inversiones en redes de transporte y distribución. También aportaría beneficios una reduciendo una reducción de las tarifas de red.

B.1 Dentro de los servicios a la red, la demanda flexible podría contribuir al control de la frecuencia. Esto lo realiza reservando parte de su capacidad, y se ofrece ya sea de forma directa o a través de un agregador. El detalle de cómo funciona este servicio varía de país a país. Entre los parámetros que varían están la capacidad mínima que se puede ofrecer, la duración del servicio, las retribuciones, las condiciones para ofrecer una activación automática, etc. Estas reservas están gestionadas por el operador del sistema y pueden ofrecerse a través de mercados. En general, existen los mercados de reserva primaria, secundaria y terciaria.

B.2 La activación de los servicios al sistema se realiza a través de señales enviadas por el responsable de equilibrio BRP, de forma directa a los consumidores industriales o a través de un agregador. Las señales activan la flexibilidad del consumidor industrial con el objetivo de contribuir al equilibrio del responsable de equilibrio.

B.3 En la mayoría de los países analizados aun no se han establecido ningún mercado donde los consumidores industriales puedan ofrecer sus servicios. Otros impactos o servicios que se pueden ofrecer son:

- Posponer la inversión en generación y en la red. (inversión en la capacidad de los mercados).
- Control de la congestión de la red.
- Control de la potencia reactiva.
- Servicios que incluyen la reducción del pico de demanda, el control de potencia activa y reactiva, el mantenimiento de la tensión y la contribución a la seguridad de la red de distribución.

7.5.3. Conclusiones

Los servicios que puede ofrecer la demanda flexible son amplios y variados. Es importante crear las circunstancias en que estos servicios puedan llevarse a cabo donde la industria tenga ingresos a cambio. Esto favorecería a que las industrias invirtieran en maximizar su flexibilidad, por ejemplo, o través de almacenamiento de energía, cogeneración. Obviamente las inversiones sólo se realizarían en caso de que los ingresos esperados de están fueran suficientes para que tengan sentido y sean justificadas. IndustRE tiene como objetivo apoyar a las partes interesadas a tomar las mejores decisiones analizando sus oportunidades

7.6 REGULACIÓN ACTUAL Y VIABILIDAD DE LOS MODELOS DE NEGOCIO

Ante los modelos expuestos es importante analizar el contexto que les circunda. Una base importante para los modelos de mercado y su viabilidad es la regulación. Sin una regulación adecuada los modelos de mercado no son viables. Se necesita tener una evolución en la legislación para permitir la evolución de los sistemas eléctricos y su mercado. Por ello es importante realizar un análisis de la regulación actual en los países más representativos y trazar el camino hacia una legislación evolucionada y que abarque los casos expuestos.

La regulación que interesa es la que afecta directamente a la viabilidad de los modelos de negocio, es decir, a la demanda flexible y a las energías renovables variables. En concreto la relacionada con:

- a) Tarifas y precios finales de electricidad para la industria
- b) Mercado mayorista: participación de la demanda flexible y las VRE.
- c) Red y servicios al sistema: responsabilidad y posibles servicios de VRE Y FID.

7.6.1 La importancia del las VRE y la FID en la estructura de generación y demanda

Para entender cuál es la importancia de la flexibilidad del sistema eléctrico a través de la demanda industrial y las plantas de VRE, hay que analizar la estructura de generación y su capacidad. La clasificación de los consumidores en grupos según su actividad, tamaño y la tensión de conexión es necesaria para saber qué grupo de FID hay en cada país. Tanto la estructura de la generación y la clasificación de consumidores nos da una idea del potencial impacto y la viabilidad que podrían tener los modelos de mercado propuestos.

El sistema eléctrico europeo está formado por interconexiones regionales y sistemas nacionales con combinaciones de generación diferentes. Esto hace que incluso habiendo Normas Europeas en común, la práctica difiere de un estado a otro. Como consecuencia, las inversiones previstas son diferentes y en especial aquellas dirigidas a las energías renovables, su desarrollo en el mercado y su integración.

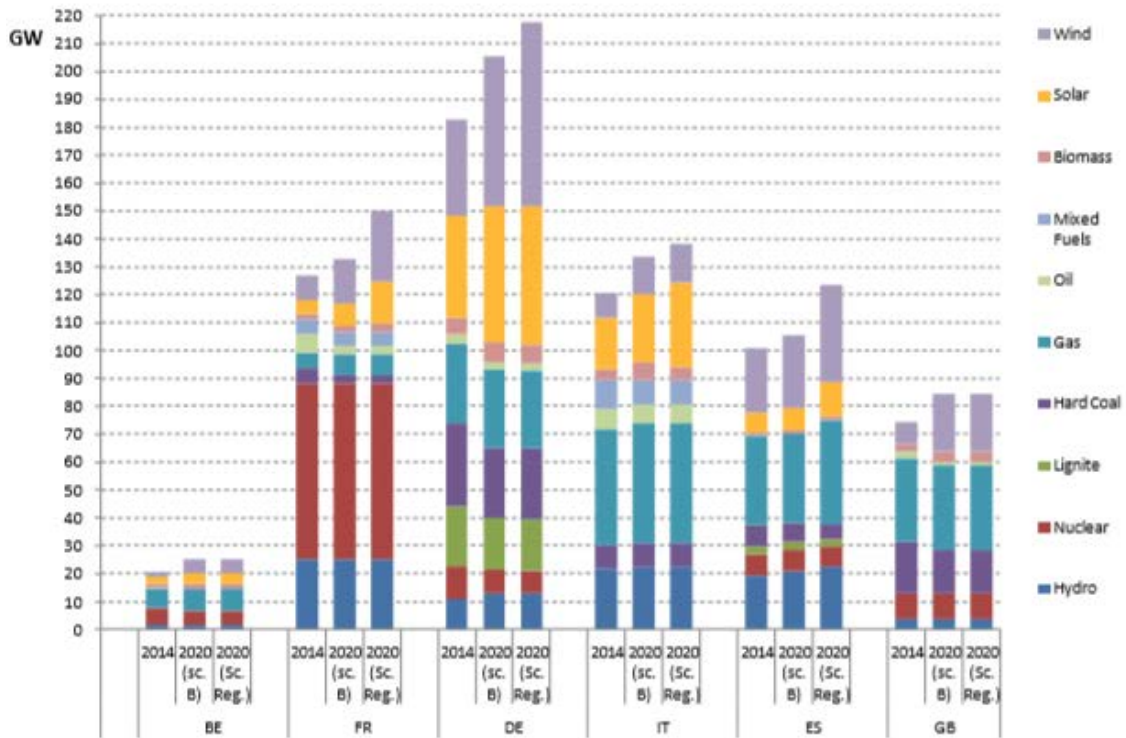


Ilustración 7-2 La gráfica muestra la composición de generación en cada país y la cantidad generada (GW), tanto actual como la estimada en 2020.

Conocer la estructura es fundamental para analizar hasta qué punto es viable el proyecto en determinados países. Por ejemplo, en Francia se observa que es fuertemente dependiente de la energía nuclear, y en menor medida de la hidráulica, lo que hace que su pico no sea muy flexible a pesar de que tener sobrecapacidad. Esto es importante, ya que la necesidad de una demanda flexible es cada vez más sólida debido a la penetración de las RES. La energía nuclear y las plantas de carbón no tienen la flexibilidad para compensar el funcionamiento variable e impredecible de las energías renovables.

Por otra parte, es imprescindible analizar las industrias de cada país, fundamental para los modelos de negocio.

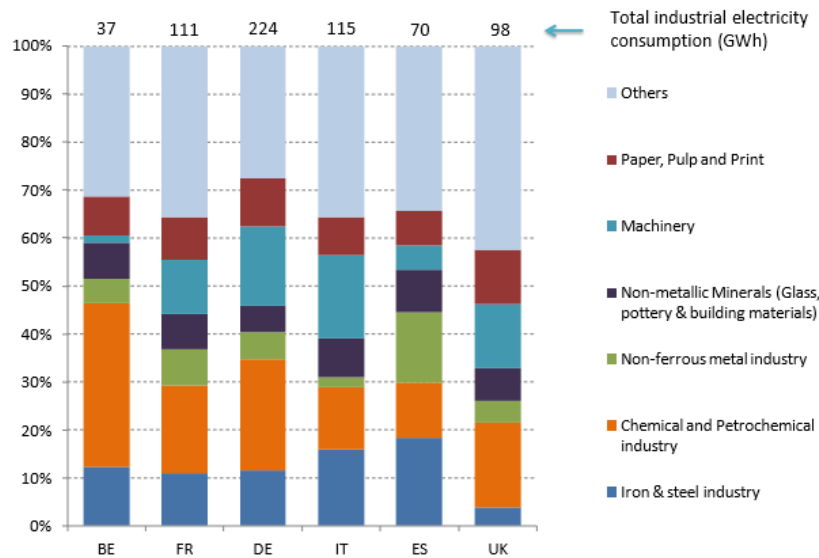


Ilustración 7-3 Porcentaje del consumo industrial total en cada país de las industrias estudiadas en el proyecto.

La mayor parte del consumo industrial lo conforma, la industria del papel, la maquinaria, la química, acero y metales, minerales no metálicos, metal no ferroso. (Recuperado de IndustRE: Regulatory and Market Framework Analysis).

7.6.2 Variables fundamentales para la viabilidad del modelo A

1. Precios de la electricidad para el consumidor industrial.

Para los negocios de tipo A, el precio pagado por los consumidores industriales es fundamental para analizar su viabilidad. Los precios son las señales que rigen el patrón de consumo de las industrias, y pueden ser de dos tipos:

- Los precios variables de la energía en el mercado.
- Tarifas de acceso a la red y otros gastos regulados.

En este sentido es importante fijarse tanto en las partes del precio debida a las tarifas reguladas como en todos los componentes. Muchas veces a los consumidores industriales se les aplican tarifas más complejas basadas en periodos de diferenciación para incentivar la reducción del pico de demanda. También se les aplica costes regulados más bajos que los pequeños consumidores o a consumidores industriales, a través de descuentos o excepciones en las tarifas reguladas.

Es imprescindible distinguir las componentes más relevantes de las facturas de los grandes consumidores industriales para saber qué modelo de negocio es más viable. Por

ejemplo, si en el precio final tiene un gran peso la compra de energía en el mercado, tienen más sentido los modelos A.1 Y A.3, debido a que dependen directamente del precio de la energía. Si en cambio, el precio final depende en gran medida de las tarifas reguladas de red, el modelo más adecuado sería el A.4. Este modelo ayudaría a reducir los precios si se mandasen señales que avisen de los precios de red e incentiven la reducción de picos.

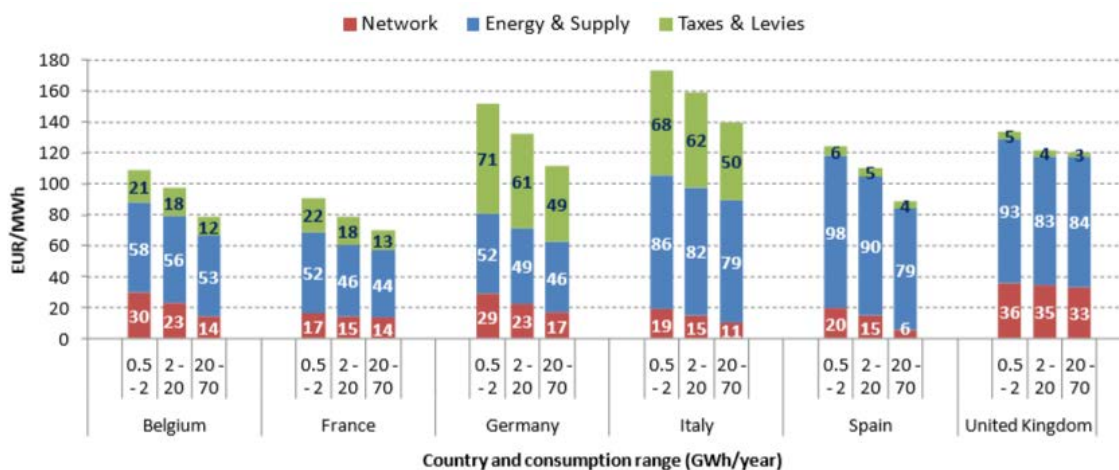


Ilustración 7-4 Composición de los precios finales de la electricidad para cada tipo de consumidores industriales en GWh por año (Recuperado de: Eurostat).

Tipos de consumidores: [0.5-2]GWh, [2-20]GWh, [20-70]GWh.

En la gráfica se observan las componentes que conforman los precios para las industrias. Las componentes del precio de la electricidad se dividen en, el precio de la energía, el precio por las tarifas de acceso a la red, y los impuestos. A su vez, en cada país se realiza una distinción dependiendo de la magnitud del consumo. Se observa que el precio decrece a medida que el consumo es más alto.

El caso más extremo es Alemania que tiene un precio de energía más bajo de Europa pero por otro lado los precios finales son elevados. En España, el coste de la energía parece muy elevado debido a que dentro este precio se incluyen tarifas de red que dependen del volumen consumido y otros costes regulados que no tienen relación con la red.

También es importante destacar otras variables cruciales para la viabilidad del modelo A. Estos son:

2. Las tarifas de red y los precios regulados en cada país.
3. Los incentivos en los países para el autoconsumo.

4. Los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista: situación en el mercado de VRE y la FID.

(El trabajo TFG se centra más en el modelo de tipo B, por lo que no viene explicado en detalle cómo influyen estas variables)

7.6.3 Variables fundamentales para la viabilidad del modelo B

Este trabajo (TFG) se centra en los modelos de tipo B expuestos por IndustRE. Estos modelos se basan en los servicios que pueden dar las industrias al sistema eléctrico. Gracias a esta interacción entre sistema eléctrico y las industrias se crea una situación favorable para las dos partes e indirectamente para las energías renovables variables. Por una parte el sistema eléctrico adquiere flexibilidad, ayudando a la integración de las energías renovables y por otra las industrias ven en este sistema una fuente de ingresos. Esto propicia la evolución del sistema gracias a un funcionamiento más eficiente.

Una vez cerrado el mercado, la responsabilidad de planificar la generación y el despacho de electricidad se transfiere al operador de sistema, que se encarga de mantener la seguridad del sistema y la calidad de suministro.

Cada operador de sistema opera en una región o zona de la que es responsable. Para poder mantener el equilibrio hace uso de los diferentes usuarios de red de los que adquiere servicios complementarios o adicionales. El operador de sistema contrata con antelación a usuarios seleccionados y cualificados para suministrar los servicios requeridos.

Estos servicios complementarios generalmente consisten en reservas de potencia, ya sea activa o reactiva, para equilibrar la potencia y controlar la tensión. Como ya se ha visto en el sistema Español y Francés, las reservas de potencia activa se usan para el control de frecuencia y equilibrio del sistema, es decir, el balance instantáneo entre generación y demanda, entre otras necesidades del sistema. Estas reservas pueden ser contratadas y activas por el operador del sistema a cambio de una remuneración. Esta remuneración puede ser tanto por la disponibilidad del sistema como por su activación. Estos servicios también podrían estar disponibles sin retribución. Otro servicio es el de emergencia, este implica un ajuste en la generación o una interrupción de la demanda.

Los modelos de tipo B están directamente relacionados con la posibilidad de que la demanda industrial flexible, ya sea sola o combinada con las VRE, de al operador de

sistema unos servicios más flexibles. Es importante identificar las responsabilidades que tienen los participantes, al igual que las posibilidades de serlo en cada país.

Las variables que determinan la viabilidad de este modelo de negocio son los servicios que pueden ofrecer las VRE y la demanda industrial flexible. La participación de estos viene determinada por el funcionamiento del mercado y la legislación de cada país. Se analizará de forma específica cómo afectan estas variables en España y Francia.

Para entender mejor qué variables son determinantes para la viabilidad de estos modelos de negocio, se va a enumerar las principales puntos clave:

Servicios de ajuste

La participación en las reservas de capacidad y los mercados de equilibrio da muchas oportunidades para el desarrollo de la demanda activa. Por tanto las estrategias de mercado de tipo B, se basan en la flexibilidad que pueden ofrecer la FID incrementando y reduciendo su demanda de acuerdo con la frecuencia de los sistemas y las señales enviadas por el Operador del Sistema (OS) . Así, el valor de estos servicios está en la capacidad que se tenga de su disponibilidad y la velocidad a la que se responde a las señales. Estos modelos de negocio requieren una respuesta rápida por parte de la FID. Los intervalos para llevar a cabo el aumento o reducción de capacidad deben estar alrededor de los segundos o los pocos minutos. También deben tener una estructura de comunicación eficaz.

En Europa, los productos para dar equilibrio al sistema y las condiciones de estos establecidas por el TSO son diferentes dependiendo de las necesidades de cada país. Aun así los servicios al sistema en los diferentes países están en general evolucionando y cambiando para permitir la participación de la demanda activa. Pero el acceso estricto debido a las condiciones para poder ofertar capacidad y energía impide a grandes consumidores formar parte de los servicios al sistema.

Actualmente, en los países analizados se puede concluir con que Bélgica, Francia y UK tiene una legislación que permite la participación práctica a algunos de estos servicios. Por otro lado, en Italia y España no se permite a la demanda ofrecer servicios de ajuste.

Servicios de ajuste bilaterales

Esta estrategia consiste en que los FID tengan un acuerdo de compromiso con generadores de VRE que a su vez son BRP. De esta forma las plantas de VRE pueden equilibrar su

programa de generación. El VRE que asuma el papel de BRP tendría la posibilidad de interactuar de forma bilateral con uno o más FID para compensar parte del desequilibrio de su generación en su zona de acción. Por su parte la FID podría beneficiarse de una remuneración o bajada de precios a cambio de responder a las señales enviadas por el BRP.

Hay varias cuestiones importantes que analizar:

1. La viabilidad en esta categoría estaría sujeta a las responsabilidades que pueden llevar a cabo los agentes del mercado, y en particular los generadores de VRE. Si este tipo de generadores fueran responsables de equilibrio, estarían incentivadas a reducir estos desajustes con ayuda de la demanda flexible.
→ En general, los generadores VRE están cada vez más interesados en ser responsables de equilibrio por lo que estas estrategias de negocio van ganando interés para las VRE.
2. Otra cuestión importante son los precios de los desajustes:
 - a) Si hay sólo un precio para los desequilibrios, no sería necesario la agregación de generación y demanda, y la demanda podría participar de manera individual o con otro FID como responsable de sistema sin necesidad de añadir una gran generación y/o unidades de demanda, desequilibrios en diferentes direcciones pueden ser compensados con un precio similar. Por tanto, la agregación no representa grandes ventajas, por lo que el FID podría participar de forma individual o con otros FID como BSP (Balancing Service Provider) como en las demás estrategias.
 - b) Si hay dos precios para los desequilibrios, cuando el desequilibrio del BRP es contrario a las necesidades de red, hay una multa extra en el precio que representa los costes de los procesos de equilibrio. Por tanto, hay un incentivo adicional para evitar cualquier tipo de desequilibrio. En este caso, la posibilidad de agregar un gran número de demanda y/o unidades de generación dentro del perímetro BRP representa una gran ventaja porque aumenta la posibilidad de disminuir los desequilibrios, haciendo atractivo a este modelo.
3. Es importante el nivel de agregación permitido, sobre todo para el caso de precios duales en los mecanismos de ajuste. Si no hay posibilidad de agregar demanda y

generación para hacer frente a los desequilibrios, esta estrategia de mercado no es posible.

4. Los acuerdos de desvíos del equilibrio y precios de los mecanismos de ajuste:
 - Los acuerdos de desequilibrio afectan a las normas aplicadas para determinar los volúmenes de desequilibrio de la BRP.
 - Las normas sobre los acuerdos de desequilibrio también afectan a la agregación permitida en el programa del BRP, y por tanto para determinar los desequilibrios individuales del BRPs. Los BRPs podrían tener que equilibrar producción y consumo ya sea de forma separada o de forma combinada. Si la producción y el consumo son equilibrados de forma separada, la sobre-estimación o infra-estimación de uno de ellos no puede ser compensada con la sobre estimación del otro.

Otros servicio

El FID podría tener la posibilidad de participar en los servicios para la mejora de la fiabilidad y seguridad del sistema que no sea el control de la frecuencia:

a) Mecanismos de remuneración por capacidad puestos en marcha por el TSO

Los mecanismos de remuneración existen para asegurar los sistemas de generación-demanda adecuado para medio y largo plazo. El FID puede participar en estos mecanismos a través de un sistema de subasta, comprometiéndose a reducir su demanda durante los periodos en los que el sistema se acerca a sus límites. A cambio de este compromiso de capacidad reciben una retribución.

Por su parte el operador de sistema se beneficia al adquirir una capacidad adicional menos cara que la capacidad que podrían ofrecer los generadores.

Cada vez hay más países miembros de la Unión Europea que están tomando medidas para mejorar la seguridad del suministro introduciendo mecanismos de capacidad. La Comisión Europea tiene en marcha una consulta a todos los Estados Miembro sobre las medidas que se han tomado concernientes a los mecanismos de capacidad, o las que se esperan tomar en un futuro próximo.

b) Mecanismos de interrumpibilidad gestionados por el TSO

A través de los mecanismos de interrumpibilidad, el TSO dispone de capacidad para la interrupción de cargas para llevar a cabo diferentes operaciones, como es la gestión de la cogestión de red, situaciones de emergencia, etc. Ante estas situaciones la demanda industrial flexible intensiva con un perfil relativamente plano puede comprometerse a reducir su demanda de potencia activa cuando lo requiera el TSO. A cambio de este servicio se espera una remuneración por la capacidad disponible y la energía efectiva interrumpida. La asignación de estos servicios y la determinación de los incentivos se realizan generalmente a través de subastas que aseguran la competitividad. El FID que ofrece estos servicios no requiere de una bajada veloz y suelen ser advertidos con antelación sobre el cambio de carga requerida. Este servicio está disponible durante un tiempo máximo previamente fijado y hasta un máximo de horas por año.

Algunos de estos mecanismos de interrumpibilidad existen en los países analizados, la mayoría dirigidos a grandes consumidores, por lo que esta estrategia de negocio es aplicable en todos.

c) Servicios complementarios para los operadores de red de distribución

La FID puede contribuir a incrementar la fiabilidad y seguridad en las redes de distribución ofreciendo servicios directamente a los DSOs operadores del sistema de distribución. DSOs haría uso de estos recursos ofrecidos por la FID como puede ser la reducción de potencia, potencia reactiva, control de tensión, aliviar la congestión y los problemas de tensión.

En general, los mecanismos de este tipo de servicios complementarios a la distribución no se han implementado en Europa, sólo algunos están en prueba con un programa piloto.

La inexistencia de procedimientos y legislación que acompañe o apoye estos procedimientos hace que las barreras para la viabilidad de esta estrategia de negocio sean difíciles de superar.

MODELOS DE NEGOCIO	BE	FR	DE	IT	ES	UK
A.1 Tarifas con diferenciación horaria	●	●	●	●	●	●
A.2.1 Modificar el consumo por horario	●	●	●	●	●	●
A.2.2 Suministradores que posean plantas VRE equilibran su programa de generación con FID/Contratos bilaterales directos entre VRE y FID	●	●	●	●	●	●
A.2.3 Posibilidad de compensar la demanda con VRE in-situ	●	●	●	●	●	●
A.3 Gestión del perfil de consumo del FID respondiendo a los precios del mercado mayorista. En caso de VRE in-situ, venta del excedente de energía.	●	●	●	●	●	●
A.4 Reducción de los costes de res reduciendo el pico de demanda. En caso de VRE in-situ, compensar la demanda con auto generación.	●	●	●	●	●	●
B.1 Oferta de reserva de capacidad del FID, de forma directo o a través de un agregador.	●	●	●	●	●	●
B.2 Equilibrio de generación-demanda de un BRP a través de señales al FID.	●	●	●	●	●	●
B.3 Otros servicios al sistema (por ejemplo: interrumpibilidad, servicios al DSOs)	●	●	●	●	●	●

Ilustración 7-5 Viabilidad de los modelos de negocio en los diferentes países (Información recuperada de IndustRE).

7.7 PROPUESTAS Y VALORACIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS

Para la elaboración del proyecto ha sido fundamental la consulta a los grupos de interés a los que afectan los objetivos de IndustRE. No se puede trazar un camino real hacia los objetivos de integración de las energías renovables variables y la participación activa de la demanda industrial en el sector eléctrico sin consultar a los principales grupos de interés. El desarrollo del sistema eléctrico sólo se puede realizar con la cooperación de los agentes involucrados para tener un sistema competitivo y flexible, y para ello se necesitan tener presentes los intereses de todos los grupos.

La consulta a los grupos ha sido fundamental para poder realizar un análisis de cada país, del funcionamiento actual de éstos y de los grupos que participan en él. Con la finalidad de desarrollar modelos de negocio que reflejen los intereses de las partes activas, haciendo de éstos, modelos viables en un futuro muy próximo.

Una vez desarrollados los modelos de negocio, se decidió realizar una consulta de estos a los principales grupos de interés:

- La industria electro-intensiva.
- Sector de generación con energías renovables.
- Operadores de red.
- Otros agentes de mercado: reguladores, agregadores, comercializadores, BRPs, etc.

- Institutos de investigación, universidades, consultorías, etc.

La consulta se centra en dos objetivos:

- 1) Identificar el punto de vista de los diferentes grupos sobre la viabilidad de los modelos de mercado dentro de la legislación y mercado actual.
- 2) Recolectar propuestas sobre los cambios necesarios en el mercado actual y la legislación para ayudar a la implementación de los modelos.

En general algunos modelos de mercado parece que ya se están llevando a cabo, sobre todo aquellos que hacen referencia a la interacción entre la FID y VRE, mientras los modelos basados en servicios al sistema eléctrico son más difíciles de analizar debido a que dependen de una normativa específica. En general se han obtenido muchos puntos de encuentro entre las valoraciones de los grupos de expertos. La consulta se ha llevado a cabo a través de varios medios:

7.7.1 Cuestionario online enviado a 500 organismos individuales

Las barreras principales a los modelos propuestos tienen diferentes orígenes: barreras técnicas, actitudes y conductas, precios/ remuneración no atractivas o barreras legales.

Los grupos consultados reflejan necesidades importantes que hay que considerar a la hora de realizar la legislación recomendada, y también hay un fuerte deseo de armonizar las acciones y los planes hacia un horizonte común.

Se estima que con las entidades consultadas y otros múltiples canales, la encuesta ha llegado a más de 500 organizaciones individuales.

Las respuestas eran anónimas por lo que se puede decir con certeza que los diferentes tipos de organizaciones en cada país haya realizado el cuestionario, pero se puede confirmar que se ha recolectado comentarios de todos los países y grupos de interés.

La valoración sobre la viabilidad de los diferentes modelos de mercado muestra diferencias significativas entre los países sondeados, al igual que diferencias en la legislación y el mercado.

7.7.2 Workshop organizado en Bruselas

El Workshop fue organizado como parte del cuestionario de IndustRE Project el 27 de octubre de 2015 en Bruselas. El público estaba compuesto de unos 40 expertos de grupos

importantes de interés, como es la industria, la generación VRE, agregadores, operadores de red, reguladores, etc.

La parte principal del Workshop estaba representada por diferentes organizaciones implicadas en el proyecto. Se realizó una discusión interactiva, en la que los expertos dieron sus valoraciones sobre la viabilidad de los diferentes modelos de mercado, presentaron su punto de vista sobre las actuales barreras y los cambios necesarios para una futura legislación recomendada.

En general, la mayoría de los representantes confirmaron que la flexibilidad del sistema industrial tiene un gran potencial. En particular los representantes de la industria intensiva afirman ser a reacios a invertir en la flexibilidad de su demanda porque el mercado y la legislación aún están lejos de la ideal para ello.

Por otro lado, se discutió sobre la competitividad de los precios de las energías renovables, pero es indiscutible que la descarbonización de la economía en la UE va a continuar, por lo que va a ser necesaria la integración de las energías renovables variables en la red.

Por su parte los representantes de la Comisión Europea confirmaron que a finales del 2016 entraría en vigor un paquete de legislación en relación con el mercado eléctrico. El objetivo es apoyar e incentivar la demanda flexible industrial.

GRUPOS DE INTERÉS PARTICIPANTES	
<i>Bornas Cayuela, Damian</i>	<i>INEA</i>
<i>Cantu, Matteo</i>	<i>Enel</i>
<i>Caroff, Pierre</i>	<i>ENGIE</i>
<i>Cesson, Christophe</i>	<i>HACER</i>
<i>Corbetta, Giorgio</i>	<i>EWEA</i>
<i>Dam, Henrik</i>	<i>European Comission</i>
<i>Dewachter, Bruno</i>	<i>ECI</i>
<i>Dossche, Luc</i>	<i>REstore</i>
<i>Dufour, Manon</i>	<i>E3G</i>
<i>Lanfranconi, Cristian</i>	<i>CEER</i>
<i>Mandatova, Pavle</i>	<i>EURELECTRIC</i>
<i>Miccinilli, Massimo</i>	<i>European Aluminium</i>
<i>Muruais, Rafael</i>	<i>ACER</i>
<i>Parker-Hedderman, Aoife</i>	<i>Commission for Energy Regulation</i>
<i>Rega, Nicola</i>	<i>CEPI</i>
<i>Roesch, Alexandra</i>	<i>SolarPower Europe</i>
<i>Schell, Peter</i>	<i>REstore</i>
<i>Tudoroiu-Lakavice, Alexandra</i>	<i>COGEN Europe</i>
<i>Van den Bosch, Sven</i>	<i>Eandis</i>
<i>Vandevenne, Alain</i>	<i>Energy Pool</i>
<i>Weiker, Christine</i>	<i>ECSLA</i>

Ilustración 7-6 Grupos de interés que participantes en el Workshop. (Recuperada de IndustRE).

7.7.3 Llamadas telefónicas a grupos de interés seleccionados

Se han llevado a cabo largas deliberaciones sobre los modelos de negocio y su viabilidad a través de llamadas telefónicas a grupos seleccionados para ampliar las respuestas.

El objetivo principal era identificar las principales barreras de los modelos para la viabilidad del proyecto, explorar las ideas para un potencial cambio en la legislación y en el mercado de los países analizados. Además se podían abordar puntos del cuestionario que se trataban de forma abierta de manera más específica.

Las afirmaciones más relevantes de los grupos fueron:

- La mayoría de los encuestados estaban de acuerdo con que una gran parte de los modelos expuestos eran técnicamente viables, y expresaron la necesidad de un modelo de mercado más claro.
- Los consumidores industriales ven un conflicto entre utilizar su flexibilidad para reducir costes y la eficiencia general. Esto lleva a cuestionar la viabilidad y remuneración de algunos modelos.
- Los consumidores industriales estarían más receptivos ante modelos de mercado que utilizan la flexibilidad de la demanda industrial, si existiera un término medio

entre condiciones estables y precios. La situación política debería garantizar estructuras para al menos 2-3 años sucesivos, así la industria podría modificar sus procesos de fabricación sin correr el riesgo de que después de la implementación una nueva estructura de mercado y nueva legislación cambie todas las normas.

- Los actuales requerimientos técnicos, las normas para participar y hacer ofertas, las condiciones para ofrecer los servicios al sistema requieren de una alta dedicación y conocimiento. En muchas organizaciones industriales los conocimientos en estos campos son limitados. Por ello, los requerimientos de acceso para las industrias, los productos y esquemas de remuneración disponibles deberían ser más fáciles de entender y transparente para que las industrias identifiquen sus oportunidades.
- El acceso al mercado de capacidad para las FID parece atractivo y abierto en muchos países. En aquellos en los que aún no se ha establecido, se está desarrollando.
- El papel de los agregadores independientes, que no son necesariamente BRPs está bajo debate debido a que algunos encuestados consideran que son un medio para facilitar y apoyar la aplicación de servicios de reserva y mercados de equilibrio. Así mismo, consideran que los mecanismos de equilibrio deberían ser más flexibles y abiertos a la idea de combinar generación y demanda.
- Es de esperar que las ideas y propuestas que promueven mercados más abiertos sean impulsadas principalmente por la Comisión Europea, y no de forma voluntaria por los TSOs y los gobiernos de los países.

7.8 REGULACIÓN Y POLÍTICAS RECOMENDADAS

Tras el desarrollo de los modelos de negocio propuestos y la deliberación de éstos con los principales grupos de interés, se han identificado las principales barreras para su implementación. Es importante que los modelos propuestos tengan una viabilidad real y para ello es necesario que el contexto tanto legislativo como de mercado evolucione para propiciar e incrementar la aplicación de estos modelos.

Una vez identificadas las barreras y los intereses de los grupos parece necesario exponer una lista de medidas que permitan romper los impedimentos existentes para llevar a las industrias a una postura activa en el sistema eléctrico, y crear situaciones de beneficio mutuo entre industria y energías renovables variables.

Algunas de estas medidas recomendadas se presentan a continuación:

1. Asegurar que los grandes consumidores industriales tengan acceso directo al mercado mayorista de electricidad.
2. Asegurar que las tarifas de costes de red estén directamente relacionadas con los gastos de red, es decir, que cada usuario pague por los costes actuales en los que se incurren. La finalidad de esta propuesta es impulsar a los usuarios de red a emplear su flexibilidad para hacer un uso más efectivo de la capacidad de la red.
3. Se recomienda que las tarifas de red tengan un componente fijo relacionado con la conexión a la red y un componente TOU (tiempo de uso) dependiente de la componente de capacidad (€/kW) que refleje la contribución al pico de utilización de red. Contrariamente a las tarifas basadas en componentes relacionadas con el volumen de energía, éstas últimas deberían ser evitadas.
4. Los costes regulados que no tienen relación directa con el uso de las redes eléctricas deberían estar separados de modo que no distorsionen la visión de los precios del mercado eléctrico y los costes de uso de red.
5. Abrir los mercados de equilibrio y los mercados de reserva de capacidad a la participación de la demanda.
6. En aquellos países en los que ya sea posible la participación de la demanda en los mercados de reserva de capacidad y de equilibrio, asegurar que las condiciones técnicas impuestas no sean injustas y supongan barreras a una participación al mismo nivel que la generación. Para facilitar la integración de los consumidores en estos mercados se realizan una serie de recomendaciones específicas:
 - Reducir las ofertas mínimas requeridas.
 - Permitir la participación a los consumidores agregados.
 - Separar por un lado la adquisición de reservas de capacidad y la energía para el equilibrio.
 - Eliminar las restricciones que hacen que los servicios al sistema de aumento y reducción de carga sean un único producto y que sea simétrico. En su lugar, realizar la separación de los productos de subida de los de bajada de carga, eliminando la simetría.
 - Permitir mecanismos centralizados o procedimientos normalizados para facilitar los ajustes financieros entre los agentes que participan, especialmente el ajuste a

través de la respuesta activa de la demanda realizada entre los agregadores y los BRPs/suministradores.

7. Requerir poco a poco a los generadores de VRE ser responsables de sus propios desequilibrios en la generación.
8. Evolucionar hacia un sistema de precio único de desequilibrio, para conseguir que los precios de los desequilibrios reflejen los costes de los desequilibrios actuales. Al igual que desarrollar incentivos para valorar la flexibilidad.
9. En el caso de que los precios de desequilibrios continúen a ser duales (es decir, que dentro del precio también exista una penalización en representación de los gastos de desequilibrio) se debería permitir que las diferentes unidades de consumo y generación se pudieran agregar para compensar los desequilibrios dentro del perímetro de un BRP.
10. Si ya se llevan a cabo mecanismos de remuneración por capacidad, permitir la participación de los consumidores en dicho mecanismo, en igualdad de condiciones que la generación.
11. Introducir en los mecanismos de interrumpibilidad ya existentes instrumentos de mercado más dinámicos y competitivos, de acuerdo con los procesos de las reservas de capacidad y servicios de ajuste.
12. Apostar por el autoconsumo con VRE in situ y dejar de lado los procedimientos de balance neto, permitiendo al autoconsumo tener unas tarifas de red adecuadas. Las tarifas de red deberían enviar señales dando una visión de lo que hay detrás de las aparatos de medida y avisar de la contribución que se está haciendo a la red en tiempo real.
13. Cambiar la legislación para permitir que los operadores de las redes de distribución (DSO) puedan incluir en su gestión de soluciones de red y en el mercado de estos servicios, los servicios locales que puede ofrecer la demanda industrial flexible (FID) . Estos servicios son por ejemplo, reducción de potencia, potencia reactiva, control de la tensión, alivio de las cogestiones de red, problemas de tensión, y a largo plazo evitar la inversión en reforzar la red.
14. Impulsar la armonización de los mecanismos de flexibilidad por toda la UE de acuerdo con las recomendaciones anteriormente expuestas y buenas prácticas identificadas en los diferentes países.

8. VIABILIDAD DE LAS PROPUESTAS DEL PROYECTO INDUSTRE EN ESPAÑA Y FRANCIA

El proyecto IndustRE se centra en los países que representan el mayor consumo y generación de electricidad de toda Europa. Entre estos países están Francia y España. Son dos países vecinos cuyo sistema eléctrico es diferente como ya se ha expuesto con anterioridad. Francia tiene una fuerte generación nuclear, lo que hace que su electricidad producida sea más estable y barata. Esto no impide que sus servicios de ajuste estén mucho más desarrollados que en España. En España los servicios al sistema que presta la demanda industrial son prácticamente nulos, mientras que en Francia son múltiples y está siendo una de las pioneras junto al sistema británico en desarrollar servicios en los que participa la industria en las mismas condiciones que la generación. A continuación se analiza la viabilidad de los modelos propuestos en los dos países y la situación tanto actual como en un futuro con respecto a la evolución del sistema propuesto por IndustRE.

8.1. SITUACIÓN ACTUAL QUE AFECTA A LA VIABILIDAD DE LOS MODELOS PROPUESTOS

8.1.1. Esquemas que sostienen a las VRE

1) Francia

En Francia las energías renovables están impulsadas a través del balance neto. Cada tecnología tiene una retribución diferente dependiendo de la inversión y de los costes de operación. Las entidades que entran dentro de estos esquemas de retribución son instalaciones de energía renovable que tienen una capacidad máxima instalada de 12 MW o que estén localizadas en un área de desarrollo eólico. Las plantas de cogeneración con capacidad de más de 2 MW también pueden beneficiarse de las retribuciones.

Además, los mecanismos de regulación como impuestos para la estimulación o reducción de IVA en instalaciones fotovoltaicas en edificios se realizan para incentivar la inversión en generación con energía renovable. Los operadores de estas plantas podrían recibir una prima según las cantidades de electricidad exportada y las ayudas dependientes de los objetivos nacionales de energía eléctrica.

Los costes en los que se incurren debido a la estructura de ayudas, se asignan a los consumidores finales. Estos sufragan el balance neto de la generación de las RES. Los

consumidores finales están obligados a pagar en la factura de electricidad los costes adicionales por el subsidio a las renovables.

2) España

El principal sistema de ayudas a las fuentes de energía clasificadas como ‘‘Régimen Especial’’, entre las que se encuentran las energías renovables, era un sistema de precios regulado que fue abolido en 2013. Este sistema conllevó a un rápido desarrollo de una elevada capacidad instalada de energías renovables, poniendo en peligro la sostenibilidad financiera del sistema. La imposibilidad de cubrir los gastos en lo que incurría el Estado para dar estos incentivos hacía que este sistema fuera insostenible tal y como se diseñó.

La regulación de estos precios fue eliminada por el Real Decreto-Ley 9/2013 con el objetivo de contener el gasto público. El Real Decreto realizado que fijaba la remuneración de la generación renovable, cogeneración y residuos, fue redefinido más tarde en RD 413/2014, de 6 de junio de 2014. Estos esquemas específicos no están técnicamente definidos como sistemas de ayudas pero sí como una remuneración complementaria que permite a las tecnologías renovables competir con las tecnologías tradicionales en el mercado. Se establece que los operadores de energías renovables serán compensados en base a la capacidad instalada y el tipo de tecnología utilizada en caso de que los ingresos esperados de su participación en el mercado no cubrieran un beneficio a un nivel razonable. Este beneficio razonable se estima basándose en una buena gestión de las instalaciones, para así dar a los operadores de RES un ratio de ingresos equivalente. Es decir, las plantas reciben una retribución asociada a una buena gestión teórica de una instalación estándar (Los parámetros de esta remuneración estándar está aprobada según la Orden IET/1045/201443).

8.1.2. Acceso a las redes

1) Francia

El uso de las redes por las RES está sujeto a la legislación general de energía. No hay una legislación especial para la electricidad procedente del RES.

En relación a la conexión a la red, los operadores están obligados a hacerse cargo de los costes directos relacionados con la conexión de la electricidad de las plantas de generación. Los operadores de las redes están obligados a garantizar el acceso a estas sin

discriminación hacia ningún operador. La electricidad procedente de las RES no tiene ninguna prioridad.

Los operadores de red podrían cortar la electricidad procedente de generadores de RES bajo circunstancias de máxima carga o sobrecarga. Los acuerdos de conexión especifican la información de la interrupción de las unidades de generación.

2) España

Los operadores de plantas renovables tienen prioridad en el acceso, conexión y utilización de las redes. La suspensión de las ayudas de Régimen Especial, no afecta a la prioridad de acceso a las redes.

Si la conexión de las plantas de energías renovables a la red requiere una cierta inversión para reforzar y extender la red, los operadores de las plantas están obligados a cargar con ambos costes, es decir, pagar las conexiones y la extensión.

Actualmente se ha regulado el autoconsumo habiendo dos tipos. Aquellos que tengan una potencia instalada menor a 100kW es decir los correspondientes al tipo I¹ pueden verter hacia la red la energía excedente pero no reciben ningún tipo de retribución por ella. Por otro lado, el autoconsumo de tipo II no tiene límite para la potencia instalada, y sí hay una retribución a cambio. Ambos tipos al estar conectados a la red pagan los impuestos de acceso a la red o peaje. Cuyo precio es horario. Al igual que todos los demás costes regulados.

El DSO no tiene permitido tener acuerdos comerciales con los generadores. El TSO puede realizarlos a través de los procesos de servicios complementarios.

8.1.3. Participación y responsabilidad de las VRE en los mecanismos de ajuste

1) Francia

La participación en las reservas primarias y secundarias es obligatoria para los generadores convencionales y reciben una retribución por estos servicios. El TSO francés, RTE, gestiona los mecanismos de equilibrio en Francia, mediante llamadas de oferta de forma transparente y permanente. En principio, la participación está abierta a todos (generadores competitivos y ciertos consumidores) que ofrecen reservas de

¹ Las modalidades de autoconsumo están descritas en el BOE (sábado 10 de octubre de 2015) en la Sec.1. página 94880.

potencia en tiempo real que pueden ser utilizadas para equilibrar en los dos sentidos. Los operadores de energías renovables no pueden ofrecer estos servicios.

2) España

Los operadores de RES en España ya no tienen prioridad en el despacho de electricidad en los mercados, es decir, prioridad ante las energías convencionales, pero generalmente ofrecen su energía a precios nulos o muy bajos por lo que son despachadas, siempre y cuando la estabilidad y seguridad pueda ser mantenida (EC, 2012). – Ley 24/2013 art. 26.2. Sus ingresos dependen de los precios del mercado además de los sistemas de ayudas.

Durante el tiempo que ha estado en vigor el Régimen Especial, los operadores de energías renovables no podían ofrecer servicios de equilibrio. Además el TSO español ha propuesto recientemente la modificación de las normas actuales de operación que regula los mecanismos de ajuste, que permiten la participación de los RES en los mercados de ajustes de acuerdo con la legislación de la UE.

Otra propuesta es la supresión de las condiciones de oferta mínima, permitiendo a los operadores de renovables ofrecer un mínimo de reserva de 5MW (hoy en día son 10MW). La aprobación de estas condiciones llevaría a los operadores de VRE que deseen participar en los servicios complementarios para el equilibrio, pasar un test técnico. Actualmente, estas propuestas aún se están discutiendo, y tienen como objetivo determinar las condiciones que deben cumplir las renovables que deseen participar en los servicios complementarios.

Además, ante ofertas a precios similares, se le daría prioridad a las renovables.

8.1.4. Participación de la demanda en la gestión de congestión de red y servicios de emergencia

1) Francia

Desde 2003, los consumidores pueden ofrecer su capacidad en los mecanismos de ajuste. Estos mecanismos consisten en cancelar o posponer su consumo de acuerdo a la señal recibida. Los consumidores industriales y los agregadores de cargas distribuidas pueden participar en estos mecanismos. El TSO gestiona los servicios de equilibrio a través de diferentes llamadas de oferta, donde los consumidores industriales o las cargas distribuidas se suscriben a las ofertas. Los que dan estos servicios se comprometen a

ofrecer su flexibilidad y ceder o mover su consumo si el TSO lo requiriese, siendo remunerado por ello. En 2014, la capacidad disponible a través de la cesión de cargas aumentó a los 1.200MW.

Hay diferentes programas relacionados con la participación de la demanda, descritas en los mecanismos de ajuste francés. “Les appel d’offres effacement” permiten a RTE disponer de capacidad de demanda en dos horas. La interrumpibilidad para grandes consumidores se implementa para reducir la electricidad demanda en 5 segundos.

Además, el NEBEF (Notification d’Echange de Blocs d’Effacement) es un mecanismo que establece la reducción de la demanda por parte de los consumidores finales y terceras partes en el mercado del D-1. El TSO está desarrollando medidas para abrir el mercado de ajustes a la participación de la demanda.

2) España

En España, el TSO (REE) gestiona la congestión de red justo después del cierre de mercado del D-1, y justo antes de los mercados de ajustes, para poder resolver las inviabilidades del programa del despacho, especialmente aquellas debidas a las congestiones de red. Este procedimiento consiste en volver a despachar las unidades de generación basados en criterios económicos y técnicos.

Por otra parte, el TSO cuenta con unos servicios de emergencia para cubrir situaciones críticas que amenazan el sistema. Entre ellos resaltar el servicio de interrumpibilidad, que pueden dar los grandes consumidores industriales. El TSO activa este servicio ordenando al consumidor bajar su potencia al valor preestablecido. La asignación del servicio de interrumpibilidad se realiza a través de un sistema de subasta regulado por **el Orden IET/2013/201361**. Las condiciones principales para participar son:

- Los consumidores que ofrecen este sistema se comprometen a consumir más del 50% de su consumo anual en hora valle.
- Estos consumidores necesitan tener un mecanismo automático para ceder su carga instalada para cuando la frecuencia del sistema caiga bajo algunos límites establecidos por el TSO.
- El servicio está remunerado por disponibilidad de capacidad, de acuerdo con los resultados de la subasta, y la energía efectiva interrumpida. La remuneración de la

energía interrumpida está basada en el precio de referencia calculado cada trimestre y publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

- La asignación de los servicios se realiza a través de subastas anuales de bloques de productos de 90MW, con una alta disponibilidad, y bloques de productos de 5MW, 3.000MW en total. Estos bloques pueden comprender unas 240 horas al año (5MW producto), con un máximo de 40 horas por semana, y 360 horas al año (90MW producto) con un máximo de 60 horas por semana.
- Tras la solicitud de activación, ésta se lleva a cabo por diferentes procedimientos y diferentes tiempos. Activando el servicio, el TSO demanda al consumidor ceder la potencia contratada, pudiendo seguir consumiendo ciertos valores de potencia activa establecidos en el contrato. La máxima duración del servicio es de una hora por cada activación.

8.2. VIABILIDAD DE LOS MODELOS DE NEGOCIO DE INDUSTRIE

8.2.1. Modelos de tipo A

1) Francia

● **A.1** Las tarifas horarias es una opción más bien limitada para grandes consumidores con un consumo plano. Estos consumidores han dejado de estar bajo una tarifa regulada en el 2015, dando la posibilidad a los suministradores de ofrecer diferenciación horaria. A pesar de haber abolido las tarifas reguladas, los consumidores aún se pueden beneficiar de los precios fijos de ARENH. Por tanto, la posibilidad de mover el consumo en función de los precios horarios, por ahora, está en desventaja frente a la estabilidad de los precios de ARENH.

A.2 Las señales de los suministradores para indicar los precios dinámicos es posible pero es una opción limitada.

● **A.2.1** Mover el consumo en respuesta a señales: el mercado minorista está siendo liberalizado en Francia, por lo que los consumidores industriales pueden firmar contratos con precios dinámicos con cualquier suministrados. A pesar de esto, esta opción no se suele dar en Francia, por la misma razón que el A.1.

● **A.2.2** Los suministradores que tengan plantas de VRE pueden beneficiarse de la FID equilibrando su programa de generación. Esto es posible, mediante un contrato bilateral de venta de energía entre la VRE y la FID.

Debido al balance neto, el sistema de ayudas sigue presente en Francia. Los suministradores que poseen VRE están incentivados para vender su producción de energía renovable en el mercado mayorista de electricidad. En dicho mercado, tienen una prioridad para vender su electricidad, en vez de adquirir un contrato bilateral con la FID, incluso sabiendo que sería posible establecer estos contratos.

- **A.2.3** La energía renovable in situ y la posibilidad de compensar la demanda con autogeneración, o incluso con balance neto.

El autoconsumo está permitido en Francia, sin impuestos adicionales. Por lo tanto, un usuario flexible podría adaptar su perfil de consumo a su propia previsión de generación de la RES, para así reducir el coste de la energía. Por otro lado, el exceso de generación podría ser volcado a la red con una retribución bajo ciertas circunstancias con el sistema de balance neto.

- **A.3** Manejar el consumo en respuesta a los precios del mercado mayorista de electricidad accediendo directamente al mercado a través de un suministrador o un agregador. Con generación in situ, el exceso de energía podría ser vendido en el mercado.

Las industrias electro-intensivas pueden beneficiarse de los precios regulados de energía que no tienen diferenciación horaria en los precios. Estos incentivan a quienes tienen un perfil de consumo plano. La FID podría aprovechar estos precios con el objetivo de comprar una gran cantidad de energía al precio del ARENH.

Parece que compensar la demanda con autoconsumo podría ser posible pero debido a los bajos precios en Francia, esta práctica está desincentivada.

- **A.4** Reducir los costes de la red reduciendo el pico de demanda con VRE in situ, el pico de demanda podría ser compensado con autoconsumo.

Las tarifas de transporte para los grandes consumidores, consumidores de alta tensión, están compuestas por, un coste por capacidad y un coste por volumen de energía. El coste por volumen está sujeto a la diferenciación horaria de energía. A pesar de que exista diferenciación horaria en el coste por volumen de energía consumida, no se puede considerar como un incentivo para reducir el pico de demanda. Debido a que este coste corresponde a una pequeña parte del precio final de electricidad para este grupo de

consumidores. Las pequeñas industrias podrían esperar mayores beneficios adaptando su consumo con el objetivo de reducir los costes por transporte.

2) España

- **A.1** Las tarifas horarias, por ejemplo, consumo por la noche, podrían ser un modelo viable. Las llamadas tarifas de acceso, las cuales engloban los costes de red y otros gastos regulados, tienen diferenciación horaria. Esta diferenciación se establece en 6 periodos para los consumidores de alta tensión. El mercado minorista está completamente liberalizado para grandes consumidores y suministradores lo que da la posibilidad de establecer contratos con coste horario.

A.2 Las señales de precios dinámicos de los suministradores son en general viables, con algunas restricciones relacionadas con la integración de las VRE in situ.

- **A.2.1** El cambio de consumo en las FID respondiendo a señales es posible, dado que los grandes consumidores pueden acordar precios dinámicos contratados con los suministradores.

- **A.2.2** Aquel suministrador que posea una planta VRE no puede beneficiarse de la FID para equilibrar su programa de producción. Esto es debido a que el mercado mayorista de electricidad y los mercados de ajustes están separados en generación y consumo. Por tanto no se puede compensar la generación con el consumo, sino que deben ir separadas.

Como alternativa, se pueden realizar acuerdos bilaterales directos de venta de energía entre FID y VRE. Este sistema es posible pero no es usual.

- **A.2.3** La generación de energía renovable in situ es posible pero la posibilidad de compensar la demanda con autogeneración no está permitida. En principio, las inyecciones y consumos son medidos y recompensados, o cobrados, de forma separada.

- **A.3** El manejo del consumo en respuesta a los precios del mercado mayorista accediendo directamente al mercado a través de un suministrador o agregador es posible. Los suministradores especializados en grandes consumidores podrían utilizar componente de precios fijos para cubrir los costes de gestión.

Con una VRE in situ, el exceso de energía vendida no se realizaría accediendo directamente al mercado sino que toda la energía inyectada se mediría separada del consumo y estaría sujeta al esquema de remuneración de las renovables.

● **A.4** Reducción de los costes de red bajando el pico de demanda con VRE in situ. Con este modelo el pico de demanda podría compensarse con autoconsumo. Este modelo solo es parcialmente posible. Las tarifas de acceso son horarias e incluye un coste por capacidad pero su valor es relativamente bajo para los consumidores industriales. Además, incluso si la potencia contratada fuera bajada para reducir la capacidad, no se podría hacer con auto-consumo desde una VRE propia.

<i>A. Reducción de la facturas modificando el perfil de consumo</i>	FR	ES
<i>A.1 Tarifas con diferenciación horaria</i>	●	●
<i>A.2.1 Modificar el consumo por horario</i>	●	●
<i>A.2.2 Suministradores que posean plantas VRE equilibran su programa de generación con FID/Contratos bilaterales directos entre VRE y FID</i>	●	●
<i>A.2.3 Posibilidad de compensar la demanda con VRE in-situ</i>	●	●
<i>A.3 Gestión del perfil de consumo del FID respondiendo a los precios del mercado mayorista. En caso de VRE in-situ, venta del excedente de energía.</i>	●	●
<i>A.4 Reducción de los costes de res reduciendo el pico de demanda. En caso de VRE in-situ, compensar la demanda con auto generación.</i>	●	●

Ilustración 8-1 Viabilidad de los modelos de tipo A en España y Francia (Información de IndustRE).

● → Representa la existencia de barreras importantes que no posibilitan la viabilidad del modelo.

● → El modelo está incentivado o es atractivo para los grupos de interés.

● → El modelo es compatible con la legislación y el mercado.

8.2.2. Modelos de tipo B

1) Francia

Los grandes consumidores industriales participan en los mecanismos de ajuste desde 2003, y recientemente se ha abierto su participación también a los servicios complementarios, no solo de los consumidores sino también de la agregación de consumidores a través de una tercera parte.

En particular, los siguientes servicios complementarios son en principio accesibles para la demanda en cada categoría de reserva:

- FCR: Regulación primaria de la frecuencia. Réglage Primaire de la Fréquence)
- FRR: Regulación secundaria de la frecuencia Réglage Primaire de la Fréquence)y reservas rápidas (Réserves Rapides).
- RR: Servicios complementarios (Réserves Complémentaires) de reserva y la llamada de ofertas para interrumpibilidad (Appel d'Offres d'Effacement)

Además, se han ajustado y modificado los requerimientos de participación de los programas para adecuarse más a la demanda. La oferta mínima es de 1MW para la regulación primaria y secundaria , 10 MW Servicios Rápidos, y ambos tipos de RR. La participación de la demanda en el control de primaria y secundaria se basa en contratos bilaterales y están limitadas a consumidores certificados y cargas agregadas desde 2014.

- **B.1** Ofrecer reservas de capacidad, ya sea de forma directa o a través de un agregador. Ceder la carga es posible en Francia y su importancia ha aumentado en los últimos años. El TSO ofrece servicios de equilibrio a través de diferentes llamadas de oferta, en los que los consumidores industriales y las cargas distribuidas ceden su capacidad.

- **B.2** Modelo en el que la FID responde a señales del BRP, que trata de equilibrar su programa de generación-demanda., es posible en Francia.

Bajo el sistema de Responsable de equilibrio operando en Francia, cada generación conectada a la red pública de transmisión o distribución y cada consumidor es responsable de los desequilibrios entre inyección y extracción de electricidad con la que operan. De otra forma, podría establecer un contrato con el BR, que se haría responsable de los desequilibrios o pediría a su suministrador que lo hiciera. Cada BR define su propio perímetro y declarando su un programa al TSO y al DSO.

Cada periodo de media hora, RTE calcula los desequilibrios del BR como la diferencia entre el total inyectado y el total extraído de energía dentro su perímetro de equilibrio, así, es posible agregar y compensar los desequilibrios de generación con desequilibrios de consumo.

Un precio dual se aplica en Francia. El precio de los desequilibrios calculados para cada periodo viene dado por:

- El valor del desequilibrio de BR en dirección del desequilibrio del sistema
- El valor del desequilibrio de BR en dirección del equilibrio del sistema.
- Utilizando una media ponderada del precio de la subida o bajada activada de la oferta de equilibrio, ajustada con un factor k , que es periódicamente aprobado con el CRE

● **B.3** Ofrecer otros servicios al sistema del FID es posible. Las cargas pueden formar parte de la capacidad del mercado a través de procesos de certificación contribuyendo a reducir o posponer la inversión en nuevas plantas de generación. Los programas de interrumpibilidad están vigentes y gestionados por el TSO.

2) España

Parecido a lo que sucede en Italia, actualmente en España, la demanda no tiene acceso al mercado de ajustes o servicios complementarios. El control de la frecuencia primaria es obligatorio para los generadores pero no está remunerado, mientras que el secundario y el terciario son servicios remunerados pero no abiertos a la participación de la demanda. En estas circunstancias, la demanda agregada no tiene permitido participar en ningún servicio. Así, esta estrategia de negocio no se aplica en la regulación española.

● **B.1** La participación en la capacidad reservada para el FID, ya sea directamente o a través de un agregador no es posible. Por ahora los consumidores no tienen permiso dar ningún tipo de servicio de ajuste.

● **B.2** Modelo en el que la FID responde a señales del BRP, que trata de equilibrar su programa de generación-demanda.

En España, el encargado de mantener el equilibrio debe ser capaz de compensar los desequilibrios de la generación convencional, la de Régimen Especial y la demanda, de forma separada. Para ello existe un sistema de precios dual.

Recientemente, se han hecho sugerencias para corregir y modificar el proceso de operación del TSO. Éstas consisten en no diferenciar entre la generación convencional y la generación con VRE, pero seguiría la diferenciación entre generación y demanda. La

FID puede ayudar al equilibrio del sistema, pero sin interactuar con los desajuste de generación.

- **B.3** Otros servicios al sistema. Los grandes consumidores pueden dar servicios de interrumpibilidad al TSO para situaciones de emergencia. No hay un mercado específico de otros servicios al TSO o al DSO donde los consumidores puedan participar.

<i>B. Ofrecer servicios al Sistema Eléctrico</i>	<i>FR</i>	<i>ES</i>
<i>B.1 Oferta de reserva de capacidad del FID, de forma directo o a través de un agregador.</i>	●	●
<i>B.2 Equilibrio de generación-demanda de un BRP a través de señales al FID.</i>	●	●
<i>B.3 Otros servicios al sistema (por ejemplo: interrumpibilidad, servicios al DSOs)</i>	●	●

Ilustración 8-2 Viabilidad de los modelos de negocio B en España y Francia.

- → *Representa la existencia de barreras importantes que no posibilitan la viabilidad del modelo.*
- → *El modelo está incentivado o es atractivo para los grupos de interés.*
- → *El modelo es compatible con la legislación y el mercado.*

9. GLOSARIO

B

Balance neto (net-metering)

Es un mecanismo de gestión de la electricidad de manera que la energía generada por el cliente pueda compensar de manera instantánea o diferida su curva de demanda.

Bonos de carbono

Los bonos de carbono son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones al medio ambiente. El sistema ofrece incentivos económicos.

C

Contrato de Adhesión

Contrato redactado sólo por una parte, por lo que la otra sólo puede aceptar o rechazar las condiciones.

D

Documentation technique de Référence (DTR)

Proporciona las prácticas precisas de explotación y utilización de la red de transporte.

E

Entidad de Reserva

Es un agregado de puestos de consumo (bajo un contrato establecido) o grupos de producción que proporcionan reservas.

Entidades de ajuste

Unidad básica de ajuste apta para responder a las solicitudes de RTE de consumir o producir de la red una cantidad establecida de electricidad durante un tiempo establecido.

Entidades de Programación

Unidad correspondiente a uno o varios grupos de generación.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

Es una asociación de operadores de sistema de redes de transporte de electricidad.

L

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Se trata de una cantidad de electricidad de origen nuclear cedida por la principal suministradora

de electricidad en Francia (EDF) a sus competidores a un precio fijo.

O

OMIE (Operador de Mercado Ibérico de Energía, Polo Español)

Gestiona los mercados diarios e intradiarios en la Península Ibérica.

P

Perímetro de Ajuste

Conjunto de entidades de ajuste según lo establecida en el Artículo 4.2.

Perímetro de Reserva

Conjunto de entidades de reserva de un Responsable de Reserva.

Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF):

Es el programa de ventas y adquisiciones de energía en el sistema español, dividido en periodos.

Programa Diario Viable Definitivo (PVD)

Es el programa diario de las asignaciones de reserva de regulación secundaria por horas.

R

Réseau de l'intelligence électrique (RTE)

Operador del sistema eléctrico francés. Se encarga de gestionar el transporte de electricidad, el mantenimiento y la seguridad del sistema.

Responsable de Reserva

Persona moral que firma un contrato con RTE para participar en la regulación de la frecuencia.

V

VRE in-situ

Generación de energía renovable variable en el lugar de consumo.

VRE off-site

Generación de energía renovable variable fuera del lugar de consumo.

W

Workshop

Evento en el que se imparte un tema determinado de manera intensiva.

10. CRONOGRAMA

La realización del Trabajo Fin de Grado ha tenido una duración de aproximadamente 360 horas comprendidas entre Enero y Junio de 2016. En la siguiente gráfica se identifican las principales actividades desarrolladas durante el trabajo y su duración.

En general, se han desarrollado varios capítulos en paralelo para ir comparando el estudio de los sistemas francés y español con los avances del proyecto IndustRE. A lo largo de los meses se ha ido actualizando el proyecto y se han ido incorporando las nuevas propuestas y estudios al Trabajo de Fin de Grado.

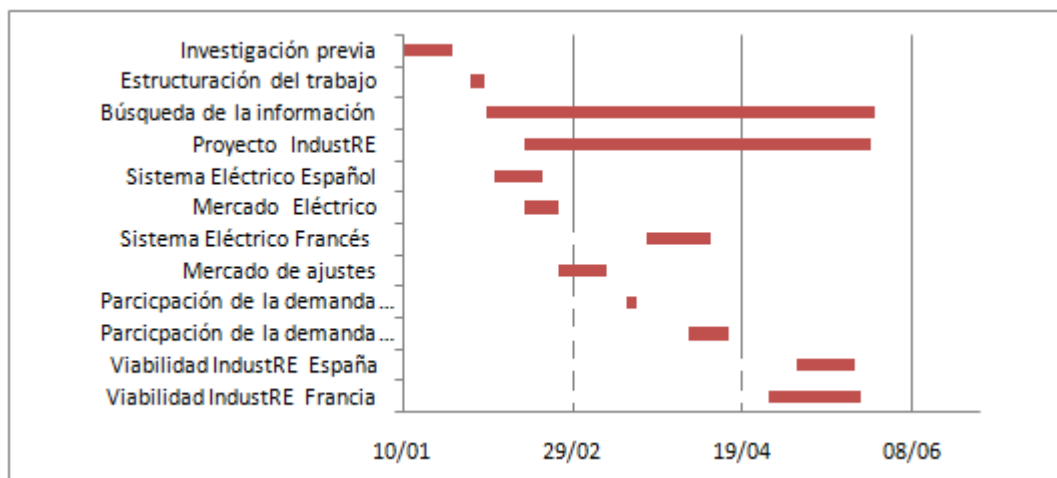


Ilustración 9.10-1: Diagrama de Gantt de la elaboración de los diversos temas del proyecto (Elaboración propia).

Las 360 horas empleadas en el proyecto se han dividido en su gran mayoría en el análisis de la información para relacionarla con el proyecto, y la búsqueda de información detallada.

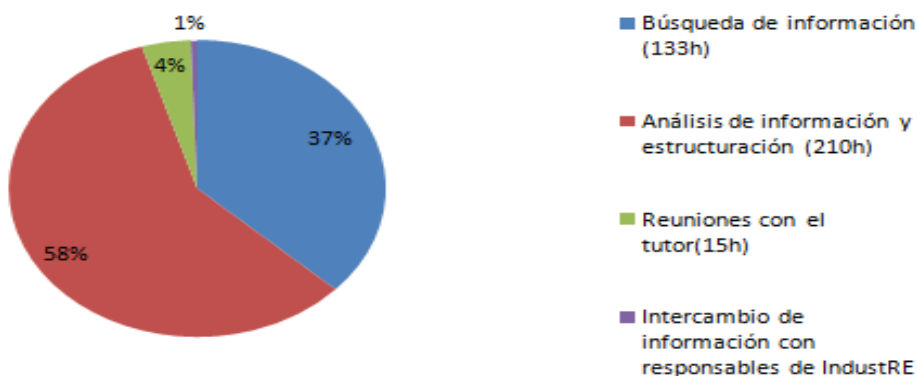


Ilustración 10-2 Porcentaje de dedicación a las tareas realizadas.

11. PRESUPUESTO

El presupuesto del TFG se ha calculado como se indica a continuación. Se basa en las horas dedicadas al proyecto y las herramientas utilizadas durante su desarrollo.

- Las horas dedicadas al proyecto son un total de 360 h durante 5 meses. Considerando los honorarios de 15€/hora:

$$P = 360 \text{ horas} \cdot 15 \text{ [€/hora]} = 5.400 \text{ €}$$

- Las amortizaciones de los equipos utilizados, en este caso el ordenador portátil de 600€.

$$CA = \frac{C_{total}}{Vida \text{ útil}} \times Duración \text{ del TFG}$$

$$CA = \frac{600\text{€}}{30 \text{ meses}} \times 5 \text{ meses} = 100\text{€}$$

- Se ha incurrido en otros gastos como la tarifa de internet de 20€/mes y la factura de luz durante los cinco meses, con un gasto medio de 15 €/mes.

Concepto	Coste (€)
<i>Honorarios</i>	5.400
<i>Coste del material</i>	100
<i>Conexión a internet</i>	100
<i>Factura de luz</i>	75
<i>Total</i>	5.675
<i>Total+ IVA (21%)</i>	6.866,75

- **El presupuesto total del TFG es de 6.866,75 €.**

12. CONCLUSIONES

Los modelos de negocio expuestos por IndustRE y el análisis de la viabilidad de los mismos convergen en las siguientes conclusiones:

La evolución del Sistema Eléctrico Europeo hacia un sistema eficiente y con gran penetración de las energías renovables, requiere contar con una herramienta adicional, la demanda industrial flexible.

La demanda industrial flexible está adquiriendo un papel cada vez más activo en el seno del sistema eléctrico. Pero aun así, su participación sigue siendo insuficiente y poco incentivada. El proyecto IndustRE encuentra modelos y estrategias que aúnan los beneficios tanto de la industria como del conjunto del sistema eléctrico, y en especial las energías renovables variables (eólica, fotovoltaica). IndustRE considera necesario movilizar la estructura legislativa para impulsar estos modelos.

Los objetivos planteados al inicio del TFG han sido completados con éxito a excepción del último debido a que el proyecto IndustRE sigue en desarrollo y aún no ha sido abordado.

<i>Identificar la actual participación de la demanda industrial en el sistema eléctrico español y francés.</i>	✓
<i>Exponer las propuestas y objetivos del proyecto IndustRE. Analizar las propuestas centradas en la participación de la demanda industrial flexible en los servicios de ajuste del Sistema Eléctrico.</i>	✓
<i>Analizar la viabilidad de las propuestas del proyecto IndustRE en los sistemas eléctricos español y francés.</i>	✓
<i>Identificar los cambios necesarios en la legislación y el mercado para permitir la viabilidad de los modelos propuestos por IndustRE.</i>	✓
<i>Cuantificar los beneficios obtenidos por los grupos de interés, y los avances legislativos.</i>	X

Personalmente el proyecto de IndustRE ha sido un gran instrumento para entender las necesidades actuales del sistema eléctrico y visualizar la dirección hacia la que está evolucionando. Aún falta mucho por hacer en el ámbito de la participación de la demanda

industrial y es necesario transmitir que este modelo de funcionamiento no es utópico sino necesario y cada vez más real. Mi objetivo al inicio del trabajo era sumergirme en el mundo del sector eléctrico y energético debido a mi creciente interés en este último año. Puedo decir, que mi interés ha aumentado gracias a que me he sentido partícipe de un proyecto que busca el cambio hacia un modelo mejor y en el que creo realmente. Ha sido una experiencia enriquecedora tanto en la parte de la investigación como en las sesiones orientativas con el tutor.

13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ACTU ENVIRONNEMENT. (2015). *Conjuguer les consommations industrielles avec la production d'énergies renouvelables, c'est possible*.
- [2] BOE. *Resolución de 18 de diciembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía: "P.O. 3.3 Gestión de desvíos"*.
- [3] BOE. *ORDEN de 7 de marzo de 2000 por la que se corrigen errores de la Orden de 4 de octubre de 1999: "P.O. 7.4 Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte"*.
- [4] BOE. *Resolución de 18 de diciembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía: "P.O. 3.2 Restricciones técnicas"*.
- [5] BOE. *Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía: "P.O. 7.2 Regulación secundaria"*.
- [6] BOE. *Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía: "P.O. 7.3 Regulación terciaria"*.
- [7] BOE. *Resolución de 30 de julio de 1998 de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales: "P.O. 7.1 Servicio complementario de regulación primaria"*.
- [8] IndustRE. (2015). *Main variations of business models for Flexible Industrial Demand combined with Variable Renewable Energy*.
- [9] IndustRE. (2015). *Regulatory and Market Framework Analysis*.
- [10] IndustRE. (2016). *Stakeholder Consultation Process*.
- [11] IndustRE. (2016). *Stakeholder Consultation Process*.
- [12] IndustRE. (2015). *Using the flexibility potential in energy intensive industries to facilitate further grid integration of variable renewable energy sources*.
- [13] Instituto Europeo del Cobre. (2016). *El proyecto europeo IndustRE apuesta por la optimización del consumo de energías renovables en la industria*.
- [14] Ministerio de Industria, Energía y Turismo www.minetur.gob.es
- [15] OMIE. *Obtenido de www.omie.es*

[16] REE. *Boletín mensual. Abril 2016.*

[17] REE. *El Sistema Eléctrico Español Avance 2015.*

[18] REE. *Interconexiones internacionales. Obtenido de www.ree.es*

[19] REE. *Operador del sistema Español. Obtenido de www.ree.es*

[20] REE. *Servicios de ajuste de la operación del sistema. Avance 2014.*

[21] www.energiaysociedad.es

[22] REE. *Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de energía en Europa.(2012)*

14. ANEXOS

14.1. ANEXO I: MECANISMO DE AJUSTE

14.1.1. Activación de la reserva terciaria o mecanismo de ajuste

A diferencia de las reservas primarias y secundarias donde la activación es automática, la activación de la reserva terciaria se hace manualmente, es decir, por llamada telefónica. Se utiliza para completar la reserva secundaria si ésta se agota o no es suficiente para hacer frente al desequilibrio. También permite sustituir las reservas primarias y secundarias o anticipar un desequilibrio que está por venir.

La selección de la propuesta de ajuste entre todas las disponibles se realiza en dos tiempos:

1. Primero RTE selecciona las ofertas que pueden responder a las necesidades técnicas.
2. RTE activa las ofertas de ajuste siguiendo el criterio económico establecido en el artículo **L.312-12 du code de l'énergie**.

14.1.2. Procedimiento del mecanismo de ajuste

Por cada una de las Entidades de Ajuste (EDA) dentro del Perímetro de Ajuste, el agente de ajuste puede presentar, diariamente, una oferta a subir y/o una oferta a bajar por cada franja de precios.

Todas las ofertas de ajuste contienen características base, asociadas a un precio por Franjas de Precios, detallados en el artículo 4.3.1.3 y el artículo 4.3.1.1.2.

En caso de una oferta a subir, el precio será utilizado para establecer la remuneración dada por RTE al agente de ajuste en compensación de una activación de oferta. El precio de oferta a subir debe ser superior a cero.

El precio de oferta de una oferta a bajar puede ser nulo, positivo o negativo. En el caso de una oferta a bajar con un precio positivo o nulo, el precio de oferta será utilizado para establecer la compensación económica del actor de ajuste a RTE por la activación de la oferta. En el caso de una oferta a bajar negativa, el valor absoluto del precio de oferta se utiliza para establecer la remuneración ejecutada por RTE al Agente de Ajuste en compensación por la activación de la oferta.

Se pueden distinguir dos tipos de ofertas:

1. Las ofertas a subir: implica un incremento de la producción, una disminución del consumo o una importación.
2. Las ofertas a bajar: implica una disminución de la producción, un incremento del consumo o una exportación.

Para una Entidad de Ajuste (EDA), una oferta se describe sistemáticamente por:

1. Un sentido de ajuste (a bajar/a subir).
2. Un periodo de validación.
3. Un precio normalmente diferente para cada franja horaria.

Para los grupos de producción, se realiza informando a RTE del programa de producción con antelación (a las 16h del D1).

Todos los agentes que presentan ofertas para el mecanismo de ajuste tienen la libertad de elegir el precio de activación de la oferta.

14.2. ANEXO II: ¿QUÉ ESTRATEGIAS SIGUEN LOS MODELOS DE NEGOCIO?

Un modelo de negocio puede seguir varias estrategias en relación a su consumo de electricidad y de dónde la obtiene. Estas estrategias tienen como objetivo ahorrar dinero y si es posible tener ingresos. La siguiente clasificación de las estrategias se ha hecho en base a los resultados de combinar fuentes de ingresos y fuentes de ahorros con los instrumentos que tienen los consumidores para llevarlas a cabo:

14.2.1. Fuentes de ingresos y ahorro

Las posibilidades que tienen los grandes consumidores industriales para comprar energía eléctrica de forma competitiva son:

- a) Comprando energía eléctrica directamente en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con generadores. Además deben pagar las tarifas de uso de red, y otros costes regulados e impuestos de acuerdo con la regulación y de nivel de tensión y potencia consumida.
- b) Firmar un contrato con un suministrador. Este cobraría la energía consumida. Normalmente, el suministrador también les cobra por los impuestos y los costes regulados. Esto dependerá de las condiciones establecidas en el contrato y la ley.

El FID (Flexible Industrial Demand) también puede participar en los diferentes servicios del sistema que gestiona el operador (ofreciendo su flexibilidad de consumo), de forma directa o a través de un agregador. Esto sólo en caso de que se permitiera la participación.

Como consecuencia de las diferentes maneras de adquirir la energía eléctrica y los servicios al sistema eléctrico se plantean los caminos para ahorrar u obtener una remuneración:

1.1 Ahorrar interrumpiendo el consumo de electricidad, hay dos opciones :

- Interrumpir debido al coste de la energía eléctrica.
- Interrumpir el consumo o moderar el consumo en relación a los costes regulados y las tarifas de red.

1.2 Recibir una remuneración ofreciendo flexibilidad al sistema a través de la demanda flexible industrial.

14.2.2. Instrumentos de los consumidores industriales

Los consumidores industriales disponen de diversos instrumentos para sacar beneficio de los sistemas y aprovechar sus oportunidades.

- 2.1 Su principal instrumento es la flexibilidad de su consumo. Utilizar esta flexibilidad para adaptar el consumo respondiendo a señales externas.
- 2.2 Estableciendo contratos bilaterales con generadores de VRE, o cualquier tipo de generador. En este caso se pueden hacer acuerdos con condiciones favorables en relación con el suministro de energía o flexibilidad.
- 2.3 El FID podría instalar, en su propio local unidades de generación VRE de las que podría beneficiarse a través de diferentes procedimientos de autoconsumo. Las unidades pueden ser propias o de una tercera parte.

14.2.3. Las estrategias flexibles de negocio

Tras descubrir los medios para poder ahorrar dinero y obtener beneficios de la red, e identificar instrumentos que tiene la demanda para conseguirlo, nacen las estrategias a seguir por la demanda para conseguir aprovechar su potencial y oportunidad tanto en el mercado eléctrico como en el sistema eléctrico.

14.3. Reducir los costes de la energía

- a) Respondiendo a los precios del suministrador

La FID podría estar expuesta a las variaciones de los precios que ofrecen los suministradores. Para hacer frente a estos precios, puede hacer uso de su flexibilidad para adaptar su consumo y así desplazar su consumo a periodos en que la energía eléctrica sea más barata.

- b) Respuesta a los precios del mercado:

En este caso, la industria tendría acceso directo al mercado mayorista y podría modificar su consumo dependiendo de los precios diarios de la electricidad.

- c) Suministrador de electricidad a largo plazo:

Esta estrategia incluye cualquier contrato que se establezca entre los generadores de VRE y las FID que implique un suministro a largo plazo. Este tipo de contratos podría beneficiar también a los generadores reduciendo los riesgos e incertidumbre que se da en su naturaleza. También ayudaría a reducir los riesgos a los que están expuestos en el

mercado debido a los precios dinámicos de este. Este tipo de contratos son una manera de tener ingresos estables y asegurar la recuperación de la inversión.

Por otro lado, a las FID les interesaría realizar este tipo de contratos para evitar los precios dinámicos del mercado. Es una situación económica más estable y predecible, y tienen la posibilidad de adquirir precios más bajos que los del mercado. En cambio, una vez establecido este contrato también debe asumir la variabilidad de la generación VRE adaptando su consumo. Puede adaptarlo mediante energía almacenada o simplemente cambiando el consumo. Si no quiere adaptar su consumo existe la posibilidad de que la energía que no pueda suministrar el generador contratado sea comprada en el mercado. Esta compra la efectuará el suministrador o la industria, y también se deberán pagar los costes de servicios de ajustes.

Esta alternativa también incluiría el caso en que la industria decidiera invertir en una generación VRE in-situ, o incluso conceder la inversión a un tercero.

14.4. Reducir los costes de red y otros costes regulados

- a) Respuesta a las tarifas de red con discriminación horaria.

La FID podría beneficiarse de su demanda flexible para reducir sus costes de red. Esto depende de cómo estén estructuradas las tarifas de acceso a la red. En general es posible si la tarifa incluye costes durante el pico de demanda, o por capacidad instalada, o en caso de que haya una diferenciación horaria en estos costes, para así penalizar el consumo durante las horas de pico.

- b) Respuesta a las tarifas con generación VRE in-situ.

La FID podría beneficiarse de una instalación de generación in situ para reducir su demanda neta y poder así pagar menos por costes regulados ya sean de red o de otro tipo. Esto se produciría si estos costes están sujetos al volumen de consumo (€/kWh).

14.5. Ofrecer servicios de flexibilidad al sistema eléctrico

- a) Servicios de ajuste.

La FID puede hacer uso de su consumo flexible para ofrecer reservas de capacidad, ya sea directamente o a través de un agregador. Consiste en ofrecer un control de la frecuencia y equilibrio general al Operador del Sistema.

b) Servicios de ajuste bilaterales.

La FID puede ofrecer su consumo respondiendo a señales procedentes de un generador VRE que a su vez sea BRP (Responsable de Perímetro de Equilibrio). Esto permite que la FID equilibre su programa de generación dentro de su perímetro.

c) Otros servicios

Estos hacen referencia a servicios tales como la participación en mecanismos de oferta de capacidad retribuida, de interrumpibilidad, u otros servicios complementarios a los operadores de las redes de distribución.