



Universidad Carlos III de Madrid.

Escuela Politécnica Superior.

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**PROPUESTA DE UN PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN DE  
LA DEMANDA INDUSTRIAL EN LOS MERCADOS DE SERVICIOS DE AJUSTE DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO**

AUTOR: MIGUEL ÁNGEL PIÑAS GARCÍA

TUTOR: FERNANDO SOTO MARTOS



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

---



# Agradecimientos

*A Fernando Soto Martos, por darme la oportunidad de realizar este proyecto fin de carrera con él, y que sin su ayuda no habría podido realizar.*

*A mis amigos y familiares que me han apoyado durante todo el periodo de realización.*

*A todas las personas que de una forma u otra han contribuido a la realización de este proyecto.*



# Resumen

Desde la creación de Red eléctrica de España (REE) en “1985” seguido por la liberación del sector eléctrico en “1998 y posteriormente en “2003”, con la creación de los mercados de los servicios de ajustes del sistema eléctrico, el operador del sistema viene garantizando la seguridad del suministro, y la coordinación de la producción y el transporte de electricidad.

Debido a la continua penetración de las energías renovables no gestionables y a la incertidumbre de la demanda, entre otros motivos, la programación de la generación resultante del mercado diario de electricidad español dista mucho de la programación de la generación al final del día, lo cual tiene en consecuencia una mayor utilización de los servicios de ajustes y un encarecimiento del precio de la electricidad.

Hasta la fecha, los servicios de ajustes del sistema eléctrico español son presentados por los generadores, sin participación de la demanda, al contrario de lo que ocurre en otros sistemas eléctricos.

En el presente proyecto fin de carrera, basándose en los resultados obtenidos por Javier Barrero García y Francisco Manuel Jiménez Estepa en sus Trabajo Fin de Master (TFM), y Trabajo Fin de Grado (TFG) respectivamente se realiza una propuesta de procedimiento de operación para una posible participación de la demanda industrial en dichos servicios de ajustes.



# Índice general

<b>1. Capítulo 1</b> .....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
<b>1.1. Resumen</b> .....	1
<b>1.2. Planteamiento del problema</b> .....	1
<b>1.3. Objetivos</b> .....	1
<b>1.4. Estructura del proyecto</b> .....	1
<b>2. Capítulo 2</b> .....	2
SISTEMAS ELÉCTRICOS .....	2
<b>2.1. Historia de los sistemas eléctricos.</b> .....	2
<b>2.2. Sistemas eléctricos</b> .....	3
<b>2.2.1. ¿Qué es un sistema eléctrico?</b> .....	3
<b>2.2.2. Estructuras de un sistema eléctrico</b> .....	3
<b>2.3. Control de sistemas eléctricos.</b> .....	5
<b>2.3.1. El sistema eléctrico español [2].</b> .....	7
<b>2.3.2. El operador del sistema (“REE”).</b> .....	8
<b>3. Capítulo 3</b> .....	10
MERCADOS ELÉCTRICOS .....	10
<b>3.1. Actividades y agentes.</b> .....	10
<b>3.2. Mercados de energía eléctrica.</b> .....	11
<b>3.2.1. Mercados mayoristas de electricidad.</b> .....	11
<b>3.2.2. Mercados minoristas de energía.</b> .....	13
<b>3.2.3. Mercado de servicios de ajustes.</b> .....	14
<b>3.2.4. Mercado de derivados financieros.</b> .....	18
<b>3.3. Mercado Ibérico de energía eléctrica (MIBEL).</b> .....	18
<b>3.3.1. El operador del mercado (OMIE).</b> .....	18
<b>3.3.2. Mercado diario de electricidad.</b> .....	18
<b>3.3.3. Mercado intradiario de electricidad.</b> .....	20
<b>4. Capítulo 4</b> .....	23
SERVICIOS DE AJUSTES.....	23
<b>4.1. Mercados de servicios de ajustes del sistema.</b> .....	23



4.1.1.	La resolución de las restricciones técnicas por garantía de suministro, asegura la producción de fuentes de energía autóctonas. ....	24
4.1.2.	La resolución de restricciones técnicas resultantes de los mercados de producción, los contratos bilaterales físicos y aquellas que aparecen en tiempo real. ....	25
4.1.3.	Reserva de potencia adicional a subir. ....	29
4.1.4.	Regulación primaria. ....	31
4.1.5.	Regulación secundaria. ....	31
4.1.6.	Regulación terciaria. ....	34
4.1.7.	Control de tensión. ....	37
4.1.8.	Reposición del servicio. ....	39
4.1.9.	Gestión de desvíos. ....	39
5.	Capítulo 5. ....	43
	<b>DEMANDA INDUSTRIAL DE ELECTRICIDAD</b> .....	43
5.1.	Demanda eléctrica de España. ....	43
5.2.	Evolución de la demanda industrial a lo largo del tiempo. ....	44
5.3.	Demanda industrial. ....	46
5.3.1.	Industria cementera. ....	46
5.3.2.	Industria del papel. ....	47
5.3.3.	Industria Química. ....	49
5.3.4.	Industria Siderúrgica. ....	50
5.3.5.	Industria Metalúrgica. ....	52
5.3.6.	Industria de gases ideales. ....	53
6.	Capítulo 6. ....	55
	<b>PROCEDIMIENTO PROPUESTO DE OPERACIÓN.</b> .....	55
7.	Capítulo 7. ....	60
	<b>PRESUPUESTO</b> .....	60
7.1.	Presupuesto. ....	60
8.	Capítulo 8. ....	62
	<b>CONCLUSIONES.</b> .....	62
8.1.	Conclusiones técnicas. ....	62
8.2.	Conclusiones personales. ....	62
9.	Capítulo 9. ....	64
	<b>ANEXOS.</b> .....	64



# UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

---

<b>9.1. P.O que regulan los servicios de ajustes .....</b>	<b>64</b>
<b>9.2. Glosario de Términos.....</b>	<b>86</b>
<b>9.3. Cronograma.....</b>	<b>88</b>
<b>9.4. Referencias Bibliográficas.....</b>	<b>89</b>



# Índice de figuras.

<i>Figura 1: Elementos básicos de un sistema eléctrico. Fuente [1] .....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 2: Sistema eléctrico (español). Fuente REE [2].....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 3: Mecanismo de control en un sistema eléctrico. Fuente [1] .....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 4: Curva agregada de oferta y demanda. Fuente [6].....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 5: Precio diario horario del Mercado diario. Fuente [6] .....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 6: Precio horario de la sesión 1 del mercado intradiario. Fuente [6].....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 7: Flujograma de la obtención del PVP. Fuente [2].....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 8: Flujograma de la obtención del PDVP. Fuente [2].....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 9: Flujograma de asignación de reserva de regulación secundaria. Fuente [2] .....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 10: Flujograma de asignación reserve de regulación terciaria. Fuente REE [2].....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 11: Proceso de asignación en el Mercado de gestión de desvíos. Fuente REE [2] .....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 12: Demanda eléctrica de España. Fuente REE [2] .....</i>	<i>43</i>





# Índice de tablas

<i>Tabla 1: Precios medios de los servicios de ajustes. Fuente REE [2] .....</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 2: Energía gestionada en los servicios de ajustes. Fuente REE [2] .....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 3: Sesiones del Mercado intradiario. Fuente REE[2].....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 4: Índice de Red Eléctrica. Fuente REE [2].....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 5: Horas de dedicación al proyecto. ....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 6: Costes de realización del proyecto. ....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 7: Desglose de taras del proyecto fin de carrera. ....</i>	<i>88</i>



# Índice de gráficas

<i>Gráfica 1: Coste horario del proceso de solución de Restricciones por Garantía de Suministro (€). Fuente REE [2]</i> .....	25
<i>Gráfica 2: Fases de la resolución de restricciones técnicas del PDBF. Fuente [2]</i> .....	27
<i>Gráfica 3: Precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir. Fuente CNE [11]</i> .....	29
<i>Gráfica 4: Precio mensual de potencia adicional a subir. Fuente REE [2]</i> .....	31
<i>Gráfica 5: Obtención del precio marginal de la reserva de regulación secundaria. Fuente [2]</i> .....	33
<i>Gráfica 6: Potencia diaria a banda de secundaria por tecnología (Enero-Abril “2013”). Fuente CNE [22]</i> .....	34
<i>Gráfica 7: Asignación de energía terciaria. Fuente REE [2]</i> .....	36
<i>Gráfica 8: Precio medio de reserva de regulación terciaria a subir “2012”. Fuente ESIO [2]</i> .....	36
<i>Gráfica 9: Precio medio de reserva de regulación terciaria a bajar “2012”. Fuente ESIO [2]</i> .....	37
<i>Gráfica 10: Requisitos obligatorios de generación/absorción potencia reactiva para un nivel de tensión de 400 kV. Fuente REE [2]</i> .....	38
<i>Gráfica 11: Asignación de energía de gestión de desvíos. Fuente REE [2]</i> .....	41
<i>Gráfica 12: Precio medio mensual de desvíos generación-demanda a subir “2012”. Fuente ESIOS [2]</i> .....	42
<i>Gráfica 13: Evolución de la demanda interanual. Fuente CNE [11]</i> .....	44
<i>Gráfica 14: Demanda eléctrica de España de “2010” separada por sectores. Fuente [24]</i> .....	45
<i>Gráfica 15: Indicador de actividades industriales. Mensual. Fuente [24]</i> .....	45
<i>Gráfica 16: Consumo eléctrico de la industria cementera. Fuente [10]</i> .....	47
<i>Gráfica 17: Consumo semenal de la fábrica de papel. Fuente [10]</i> .....	48
<i>Gráfica 18: Consumo semanal de la una planta química. Fuente [10]</i> .....	50
<i>Gráfica 19: Consumo semenal de la industria siderúrgica. Fuente [11]</i> .....	51
<i>Gráfica 20: Consumo eléctrico semanal de la planta de Zinc. Fuente [11]</i> .....	53
<i>Gráfica 21: Consumo eléctrico semanal de industria de fraccionamiento del aire. Fuente [11]</i> .....	54
<i>Gráfica 22: Diagrama de Gantt del proyecto fin de carrera.</i> .....	88



# Índice de acrónimos

AC: Alternative Current.  
ARP: Access Responsible Party.  
CECOEL: Centro de control eléctrico.  
CNE: Comisión Nacional de Energía.  
DC: Direct current.  
DI: Demanda Industrial.  
ELIA: Belgium's electricity transmission system operator  
ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity.  
MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidad.  
ISO: Independent System Industrial.  
OM: Operador del Mercado.  
OMEL: Operador del Mercado Eléctrico.  
OMIE: Operador del Mercado Ibérico Español.  
OMIP: Operador del Mercado Ibérico Portugués.  
OS: Operador del Sistemas.  
PDBF: Programa Diario Base de Funcionamiento.  
PBF: Programa Base de Funcionamiento.  
PDVP: Programa Diario Viable Provisional.  
PVP: Programa Viable Provisional.  
PHO: Programa Horario Operativo.  
PO: Procedimiento de Operación.  
RAIPEE: Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.  
RCP: Regulación compartida peninsular.  
REE: Red Eléctrica de España.  
RTE: Réseau de Transport d'Electricité  
TSO: Transmission System Operation.  
UGH: Unidad de Gestión Hidráulica.  
UP: Unidad de programación.



*1. Capítulo 1*

# INTRODUCCIÓN

## **1.1. Resumen**

El presente proyecto fin de carrera trata del desarrollo de una propuesta de un procedimiento de operación sobre la posible participación de la demanda industrial en el mercado de servicios de ajustes.

## **1.2. Planteamiento del problema**

Debido al ajuste constante y en tiempo real del balance generación-demanda, existe un mercado denominado mercado de servicios de ajuste encargado de corregir las posibles desviaciones que puedan aparecer en el sistema eléctrico español. Se estudiará la viabilidad técnica (posibilidad de que la demanda industrial tenga capacidad de reaccionar ante las exigencias de la operación del sistema con el fin de participar en el mercado de servicios de ajustes).

## **1.3. Objetivos**

El objetivo principal del presente proyecto es la elaboración de una propuesta de procedimiento de operación para la posible participación de la demanda industrial en el mercado de los servicios de ajustes. En dicho documento se especificarán los requisitos a cumplir por la demanda industrial para prestar servicios de ajustes y los servicios actuales en los que podría participar.

## **1.4. Estructura del proyecto**

El presente proyecto está estructurado en ocho capítulos y un anexo. El primero es una introducción donde se plantea el problema y los objetivos del proyecto. El segundo es una breve explicación de los sistemas eléctricos. En el tercero se trata los mercados eléctricos que hay en España. En el capítulo cuatro se analizan y resumen los servicios de ajustes del sistema. En el quinto se da un repaso a la demanda industrial electrointensiva con potencial de participación en los servicios de ajustes. En el capítulo seis se muestra la propuesta de procedimiento de operación, núcleo principal del trabajo. El capítulo siete es el presupuesto del presente proyecto fin de carrera. En el capítulo ocho se muestran las conclusiones a las que se ha llegado tras la realización del mismo. En el anexo se muestran los procedimientos de operación en los que se basa la propuesta, un glosario de términos, el cronograma del proyecto y por último las referencias bibliográficas.



## 2. Capítulo 2

# SISTEMAS ELÉCTRICOS

### 2.1. Historia de los sistemas eléctricos.

Los sistemas eléctricos comenzaron a desarrollarse a finales de “1870” con el primer objetivo de alumbrar las calles y los hogares.

El primer sistema eléctrico completo (generación, líneas, fusibles y cargas) se construyó en New York en 1882 por Thomas Edison. Era de corriente continua (DC) con un alcance de “1,5 km” y prestaba servicio a “59” clientes a una tensión de “110 V”.

En “1889” se puso en funcionamiento el primer sistema eléctrico de corriente alterna (AC) tras el desarrollo en años anteriores del transformador y las líneas de transporte en AC. Fue construido por Westinghouse y William Stanley, la línea tenía una tensión de “4000 V” y una longitud de “21 km”.

Con los estudios, avances y desarrollos en “1888” de Nicola Tesla aparecieron los sistemas polifase en los sistemas AC haciéndose más interesantes que los sistemas DC. Westinghouse compró las patentes de Tesla y junto a él formaron las bases de los sistemas eléctricos actuales.

En la década de 1890 hubo una disputa conocido como la “guerra de las corrientes”, en la que se enfrentaron las opiniones de utilizar un tipo de sistema eléctrico u otro. Edison defendía la corriente continua frente a Westinghouse y Tesla que defendían la corriente alterna. Al final se desarrollaron más los sistemas de corriente alterna por las siguientes razones:

- Los niveles de tensión se pueden transformar fácilmente gracias a los transformadores inexistentes en la corriente continua.
- Los generadores y los motores de corriente alterna son más sencillos y baratos de construir.
- Por la disminución de las pérdidas en las líneas de transporte manteniendo una mayor calidad del suministro eléctrico.

Con el desarrollo de las válvulas de mercurio en la década de 1950 aparecen las líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC por sus siglas en inglés “High Voltage Direct Current”) las cuales volvieron a ser atractivas para ciertas aplicaciones.



Gracias al avance en electrónica de semiconductores en 1972 aparece el tiristor y con él nuevos campos de aplicación debido a su bajo coste de fabricación, como la unión de sistemas eléctricos que tienen diferentes frecuencias.

## 2.2. Sistemas eléctricos

### 2.2.1. ¿Qué es un sistema eléctrico?

Es el conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores.

*Los sistemas eléctricos están constituidos básicamente por los siguientes elementos:*

- Los centros o plantas de generación donde se produce la electricidad (centrales nucleares, hidroeléctricas, de ciclo combinado, parques eólicos, etc.),
- Las líneas de transporte de la energía eléctrica en muy alta tensión (MAT),
- Las estaciones transformadoras (subestaciones) que reducen la tensión de la línea (Alta tensión/Media tensión, Media tensión/Baja tensión),
- Las líneas de distribución de alta, media y baja tensión que llevan la electricidad hasta los puntos de consumo.
- Un centro de control eléctrico desde el que se gestiona y opera el sistema de generación y transporte de energía (operador del sistema).
- Los centros de consumo (industrial, servicios y residencial)

### 2.2.2. Estructuras de un sistema eléctrico

Un **sistema eléctrico** engloba el conjunto de medios y elementos para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

- Sistema de transporte: conecta la mayoría de las centrales de generación con la red de distribución, con los principales centros de carga en el sistema. Es la columna vertebral del sistema eléctrico y trabaja con muy altas tensiones (230 kV÷400kV en todos los sistemas eléctricos).
- Sistema de reparto o subtransporte: es el sistema que se encuentra entre el sistema de transporte y el sistema de distribución. También se denomina red de reparto. Los grandes consumidores de energía eléctrica como los que se indican en este PFC se conectan mayoritariamente directamente en este nivel del sistema. Las tensiones de trabajo de esta parte del sistema eléctrico suelen oscilar entre los “45 kV” y los “132 kV”. En España este subsistema forma parte de la red de distribución ( $U < 220 \text{ kV}$ ).

- Sistema de distribución: Sistema que distribuye y alimenta de energía eléctrica a los consumidores finales. Además de la red de reparto, comentada antes, existen otros niveles de tensión que suministran energía a las pequeñas industrias que se alimentan con valores de tensión comprendidas entre los “45”kV y los “5 kV”, y los de baja tensión ( $U < “1 \text{ kV}”$ ) que son los consumidores comerciales y residenciales con tensiones de “220 V” y “380 V”.

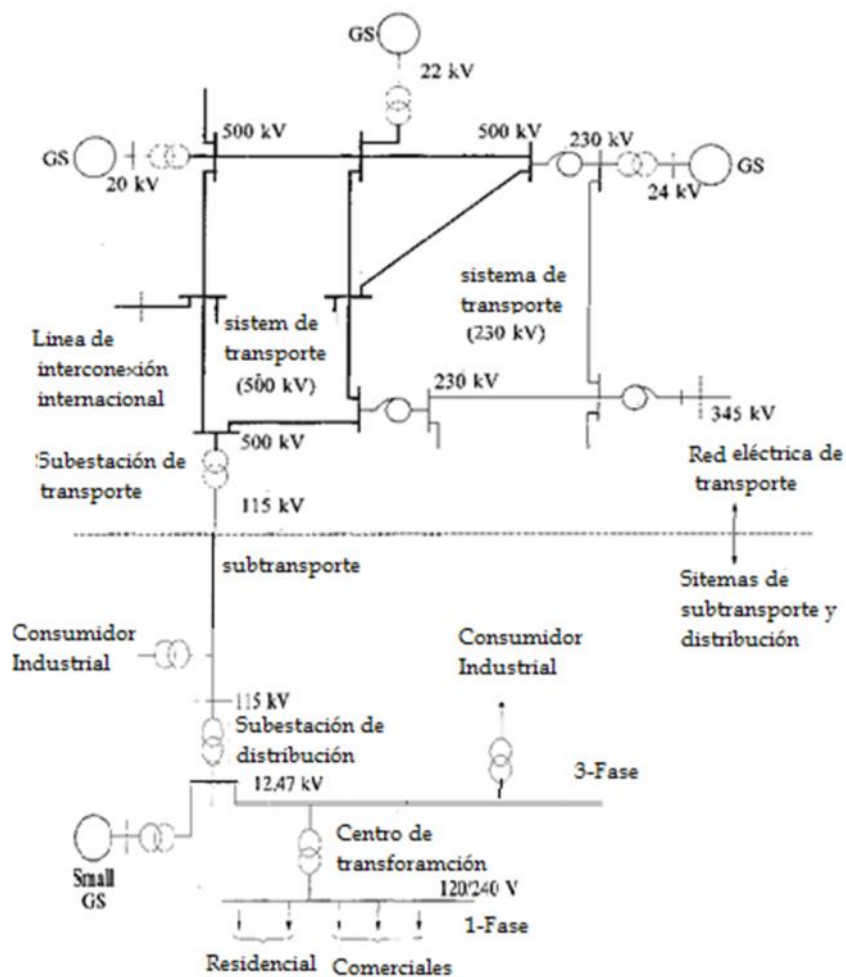


Figura 1: Elementos básicos de un sistema eléctrico. Fuente [1]



### 2.3. Control de sistemas eléctricos.

Todos los sistemas eléctricos cumplen con las siguientes características:

- Están compuestos por sistemas trifásicos de corriente alterna que operan a niveles de tensión determinadas.
- Su principal fuente de producción son los generadores síncronos.
- Transportan y distribuyen la energía eléctrica a través de sus redes algunas veces a grandes distancias.

E intentan conseguir los siguientes objetivos:

- Equilibrar constantemente la producción y la demanda de energía eléctrica.
- Minimizar los costes económicos y el impacto ambiental.
- Suministrar la energía con una determinada calidad, comprobada mediante los siguientes parámetros, que se definen en los procedimientos de operación y en la regulación del sector.
- Frecuencia: La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de unos límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos. Por ejemplo, algunos motores pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñados, y relojes y automatismos que miden el tiempo en función de la frecuencia de alimentación pueden adelantar o atrasar.
- Tensión: Las tensiones en los nudos deben permanecer dentro de unos límites establecidos. Tanto los equipos de las instalaciones eléctricas como los de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión, por lo que la operación de los mismos fuera de este rango puede afectar a su funcionamiento o dañarlos. Un buen nivel de tensión mejora la estabilidad del sistema y un reparto de tensiones inadecuado origina flujos de potencia reactiva que a su vez provocan pérdidas en las líneas por efecto Joule.
- Continuidad del suministro: La continuidad del suministro, se relaciona con el número y duración de las interrupciones del suministro de energía eléctrica a la distribución y a los consumidores directamente conectados de duración superior a tres minutos (interrupción larga).  
Las interrupciones pueden ser programadas o imprevistas. Las interrupciones pueden ser provocadas por algún problema en la generación, transporte o distribución.

Para ello, los sistemas eléctricos emplean diversos mecanismos de control repartidos en múltiples niveles jerárquicos: desde los menores automatismos en el seno de las unidades generadoras hasta las órdenes emitidas desde un centro de control centralizado. La figura 2 muestra el mapa del sistema eléctrico español.



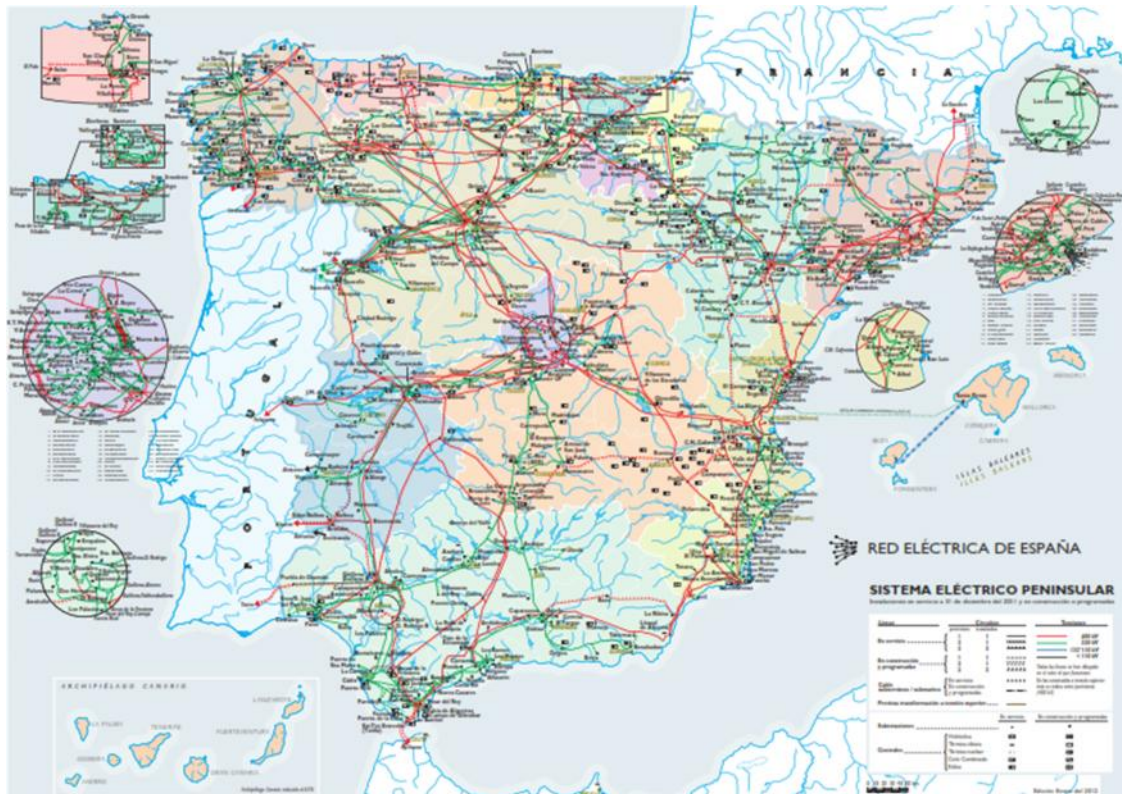


Figura 2: Sistema eléctrico (español). Fuente REE [2]

Los controles en cada unidad generadora regulan de forma independiente la tensión en los terminales del generador (a través del control de tensión y el sistema de excitación) y la potencia activa (a través del regulador de velocidad y de la fuente de energía primaria).

El control frecuencia-potencia del sistema eléctrico equilibra la potencia generada y la demandada, y regula el intercambio de energía con los sistemas eléctricos vecinos. Para ello, este control envía consignas de potencia a las distintas unidades generadoras.

Varios mecanismos repartidos por la red permiten controlar la tensión en los nudos, bien de forma automática o bien respondiendo a consignas enviadas desde un despacho centralizado. Algunos de estos mecanismos son, por ejemplo, los condensadores y reactancias, los compensadores estáticos (Static Var Compensator SVC y Static Compensator STATCOM), los transformadores con cambio de tomas (Under Load Tap Changer ULTC), los compensadores síncronos y los enlaces de corriente continua (High Voltage Direct Current HVDC).

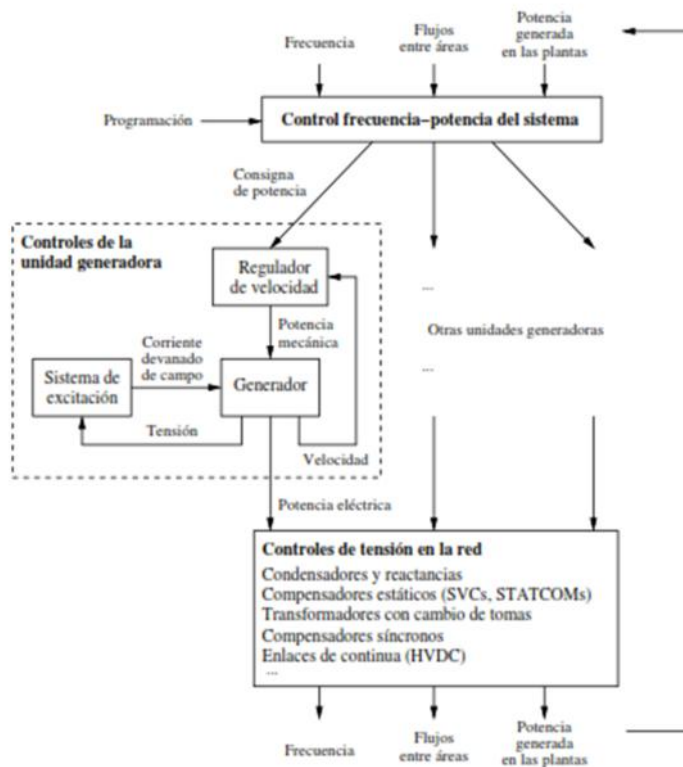


Figura 3: Mecanismo de control en un sistema eléctrico. Fuente [1]

Asimismo, el sistema precisa de una organización económica centralizada (operador de mercado) a quien encomienda el ejercicio de las funciones necesarias para realizar la gestión económica del sistema referida al eficaz desarrollo del mercado de electricidad. El operador del mercado es responsable de la gestión del sistema de oferta de compra y venta de energía eléctrica, así como de la realización de las liquidaciones y pagos y cobros correspondientes y, por consiguiente, incorporando los resultados de los mercados diario e intradiarios de electricidad (se verá en mayor detalle en el capítulo “3”). Por otro lado el operador del sistema es el encargado de gestionar técnica y económicamente los llamados mercados de servicios de ajuste.

### 2.3.1. El sistema eléctrico español [2]

Cuando se hace uso de cualquier dispositivo eléctrico (bombillas, lavadoras, microondas...) se pone en marcha un complejo sistema que empieza en las centrales, donde se produce la electricidad, se transforma en alta tensión (mediante los transformadores elevadores), se transporta a través de las instalaciones hasta los centros de distribución. Y finalmente se vuelve a transformar (en los centros de transformación) dicha energía eléctrica para adaptarse a las necesidades de suministro de cada tipo de consumo (industrial, domestico,...).

Pero para que este proceso funcione y la electricidad llegue hasta los hogares en el momento preciso en el que se hace uso de ella, se tiene que operar el sistema en tiempo real, todos los días del año, las 24 horas del día, y mantener



en constante equilibrio la generación y el consumo, incluidas las pérdidas. Esto es debido a que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades y, por esta razón, tiene que generarse en cada momento la cantidad precisa que se necesita.

El responsable de la operación del sistema eléctrico, con las funciones descritas en la Ley 54/1997 del 27 de Noviembre y los procedimientos de operación, es el operador del sistema, en España es “Red Eléctrica de España (REE)”.

### **2.3.2. El operador del sistema (“REE”)**

RED ELECTRICA DE ESPAÑA, a través de su Centro de Control Eléctrico (CECOEL), es el responsable de la operación del sistema eléctrico, que consiste en realizar las actividades necesarias para mantener el equilibrio instantáneo entre producción y consumo, y garantizar la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico, asegurando que la energía producida sea transportada hasta las redes de distribución con las máximas condiciones de calidad exigibles.

Para lograr el adecuado equilibrio entre generación y consumo es necesario hacer una buena previsión de la demanda de electricidad. El CECOEL prevé la cantidad de energía que va a ser necesaria en todo el sistema peninsular español y para ello, debe manejar innumerables datos que tienen en cuenta, desde las previsiones climatológicas, hasta los días en los que los grandes estadios de fútbol albergarán un partido, pasando por las fiestas patronales de cada región, las huelgas en la industria o los acontecimientos que tendrán encendidos miles de televisiones a la vez.

Con esta previsión, las centrales eléctricas preparan sus ofertas y programas de producción para cada una de las horas del día y así disponer de la energía necesaria para cubrir esa demanda. Posteriormente, Red Eléctrica, a través de su centro de control eléctrico (CECOEL), se encarga de mantener el equilibrio entre la producción programada y el consumo demandado en cada instante. Y, según varíe la demanda, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones, aumentando o disminuyendo la generación de energía.

Desde el CECOEL también se controla el transporte de la energía eléctrica, desde las turbinas de una central hasta los puntos de distribución de las diferentes compañías eléctricas que suministran energía a todos los consumidores, así como el flujo de energía que se realiza a través de los intercambios internacionales.



Las funciones principales del operador del sistema se indican a continuación [7]:

- a) Garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico así como la correcta coordinación del sistema de producción y transporte manteniendo en constante equilibrio la generación y el consumo en España, con sus funciones de coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la energía eléctrica. REE también tiene las funciones de operación del sistema en los sistemas insulares y extrapeninsulares.
- b) REE es también el gestor de la red de transporte y actúa como transportista único. Es por ello que debe garantizar el desarrollo y ampliación de las instalaciones, realizar su mantenimiento y mejora bajo criterios homogéneos y coherentes, gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español, proporcionar al gestor de cualquier otra red con la que esté interconectado información suficiente para garantizar un funcionamiento seguro y garantizar el acceso de terceros a la red en régimen de igualdad.

La función de Red Eléctrica, como operador del sistema, de garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico es esencial. Un dato que debemos conocer es que la energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades. Por lo que su producción debe igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea, lo que requiere un equilibrio constante. Y es precisamente garantizar ese equilibrio la función de REE, como operador del sistema.



### 3. Capítulo 3

## MERCADOS ELÉCTRICOS

### 3.1. Actividades y agentes.

Hasta 1997 el organismo encargado de la regulación y el control de los sistemas eléctricos era un servicio público prestado en condiciones de monopolio realizado por el gobierno, garantizando por un lado las condiciones de suministro y por otro la regulación de los precios para cubrir los costes del sistema.

Este organismo se encargaba de todas las actividades relativas al abastecimiento de energía eléctrica, estas actividades son:

- **Generación:** Actividad de la producción de la energía eléctrica en los generadores, incluyen la prestación de los **servicios de ajustes**.
- **Transporte:** Consiste en la transmisión de la energía eléctrica desde los puntos de generación a los de consumo, a altas tensiones.
- **Distribución:** Mediante esta actividad se suministra a los consumidores desde la red de transporte a tensiones menores a las de transporte.
- **Comercialización:** Venta de energía a los usuarios.
- **Coordinación:** Esta actividad se encarga de la regulación de la red (operación del sistema, optimización del sistema, planificación de la red, etc)

A partir de 1998 y para aumentar la eficiencia de los sistemas eléctricos se comenzaron a liberalizar ciertas actividades con el fin de introducir competencia entre ellos y se crea el Mercado de electricidad. Estas actividades liberalizadas se separan progresivamente de aquellos que son monopolios naturales en las cuales la competencia es imposible o no deseable.

Un sujeto no puede participar en actividades reguladas y liberalizadas a la vez por la ventaja que esto supone.

El transporte y la distribución son claramente monopolios naturales por lo que no puede haber competencias en ellas. No existe por lo tanto competencia entre ellas y sus ingresos están regulados por ley.

Las actividades de coordinación tampoco están liberalizadas y deben ser llevadas a cabo por organismos independientes. Estos organismos tienen dos aspectos claramente diferenciados: uno de ellos es la coordinación económica de operación del sistema (realizar al menor coste posible el funcionamiento del



sistema) y el otro es la coordinación técnica que garantiza la seguridad del funcionamiento del sistema.

Por lo que las actividades que quedan abiertas a la liberación y por tanto a la competencia en los mercados son la generación y la comercialización. En el mercado mayorista los generadores compiten por vender la energía a los comercializadores y en el minorista en donde los comercializadores buscan clientes a los que vende la energía que han conseguido en el mercado mayorista.

### **3.2. Mercados de energía eléctrica.**

Existen distintos tipos de mercados de energía eléctrica en los cuales se producen compraventas de la misma y de **servicios complementarios**.

Estos mercados a grandes rasgos son:

#### **3.2.1. Mercados mayoristas de electricidad.**

En estos mercados se negocia la energía eléctrica en grandes cantidades. En ellos la compraventa de energía se realiza de dos maneras bien diferenciadas: los consumidores pueden comprar la energía directamente a los generadores mediante contratos bilaterales o pueden ir ambos agentes a una bolsa de mercado donde vender o adquirir la energía. Ambos sistemas coexisten en todos los mercados de energía con diferentes proporciones. A modo de ejemplo en el mercado ibérico eléctrico (MIBEL) en diciembre de “2012” el “61%” de la energía se negoció en el pool mientras que el restante “39%” se hizo mediante contratos bilaterales [4]. En otros mercados como Powernext (mercado eléctrico centro europeo) se negoció en el pool solo un “22%” (en 2008) y en el Reino Unido alrededor de un “3%” (2008) [5].

Hay varios modelos de mercados de organización:

- Mercados con operador único y mercados con operador doble:

Los mercados con operador único (ISO- Independent System Operator en inglés) son aquellos en los cuales una sola entidad se encarga de gestión del mercado y de la red. Son mercados dados en Estados Unidos.

Los mercados con doble operador tienen dos entidades para la gestión económica del mercado y otro para la gestión técnica del sistema, denominados el operador de mercado y el operador del sistema respectivamente. El operador del mercado recibe las ofertas de venta de energía de los generadores y las ofertas de compra de los consumidores, con lo que obtiene el precio de la energía y la cantidad de energía a transmitir (la que venden los generadores y la que adquieren los consumidores). El operador del sistema se encarga de la gestión técnica del sistema, verificando que el programa de generación que ha sido casado en el mercado es técnicamente viable, realizando las correcciones necesarias para resolver las restricciones técnicas del sistema, así como el



seguimiento en tiempo real para que se cumplan las condiciones de seguridad y calidad del suministro.

Ambos sistemas organizativos tienen ventajas e inconvenientes, por ejemplo el sistema con doble operador puede ser menos eficiente ya que la existencia de contratos bilaterales puede reducir la liquidez del pool además este modelo exige una buena coordinación entre los operadores. Por otra parte este modelo descentralizado permite más iniciativa y fomenta la innovación de estos.

- Mercados continuos frente a mercados puntuales:

En cuanto a la organización temporal de los mercados existen también dos modelos básicos.

En los mercados continuos las ofertas se presentan hasta muy poco tiempo antes del tiempo real como ocurre por ejemplo en Reino Unido.

Los mercados puntuales (Spot markets) son mercados que se celebran en determinados momentos, una vez al día (mercado diario) o varias veces al día (mercado intradiario).

Ambos modelos tienen ventajas e inconvenientes: los mercados continuos poseen un mayor conocimiento de la situación antes de presentar la oferta pero por el contrario tienen menor liquidez, no pueden presentar ofertas complejas, etc.

- Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía, de “1” a “5” tramos, que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de venta o de adquisición de la que sean titulares. Estas ofertas simples expresan un precio y una cantidad de energía, siendo el precio creciente en cada tramo.
- Las ofertas de venta que incluyen condiciones complejas son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones complejas siguientes:
  - Gradiente de carga.
  - Ingresos mínimos.
  - Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta.
  - Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta.
  - Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta.
  - Energía máxima.



- Mercados diarios y mercados de ajustes:

Los mercados puntuales, descritos anteriormente, suelen celebrarse una vez al día para cubrir la demanda correspondiente al día siguiente y para corregir las desviaciones inesperadas se suelen celebrar mercados de ajustes.

Los mercados de ajustes pueden ser también mercados puntuales o continuos, los puntuales suelen celebrarse varias veces al día mientras que en los continuos las ofertas se presentan momentos antes de la corrección de la desviación correspondiente.

- Sistemas de precio marginal frente a pago según oferta:

En casi todos los mercados diarios de energía es frecuente que el precio de la misma tenga un valor único que reciben todos los generadores y pagan todos los compradores. Este valor viene dado por la oferta de venta más cara aceptada.

En otros mercados como los continuos el precio que recibe el generador y el precio que paga el consumidor dependen de la cantidad de energía transmitida entre ellos.

### **3.2.2. Mercados minoristas de energía.**

El suministro de electricidad consiste en la entrega de energía a clientes finales a cambio de una contraprestación económica. Esta actividad es ejercida por las empresas comercializadoras en régimen de competencia.

Estas empresas adquieren la energía en el mercado de producción en cualquiera de las formas de contratación (mercado diario, mercados a plazo u contratación bilateral) y la suministran a los clientes finales, que la han de destinar a su propio consumo. Esta adquisición de energía es el principal valor añadido de la actividad de comercialización. Para ello, la empresa suministradora ha de realizar una previsión de la forma de consumo del cliente (o segmento de cliente) y planificar la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación (a plazo, spot,...).

Para suministrar la energía, se hace uso de las redes de transporte y distribución, que son financiadas mediante la contratación y el pago de los peajes o tarifas de acceso. El acceso a las redes y los peajes o tarifas de acceso está regulado por la Administración de forma que se realiza en las mismas condiciones para todas las comercializadoras como se indicó anteriormente.





### 3.2.3. Mercado de servicios de ajustes.

#### 3.2.3.1. Definición.

Bajo el concepto de mercados de servicios de ajuste del sistema se agrupa un conjunto de mecanismos de carácter competitivo gestionados por el operador del sistema. Los servicios de ajuste comprenden las restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos generación-consumo.

Los servicios complementarios incluyen la regulación frecuencia-potencia (primaria, secundaria y terciaria), la gestión de desvíos de generación y consumo, el control de tensión de la red de transporte y la reposición del servicio.

En términos económicos, el conjunto de mercados de servicios de ajuste del sistema tiene por ahora una incidencia reducida en “2012”, alrededor de un 5% sobre el precio final del suministro eléctrico. Sin embargo, estos servicios, son vitales para garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. La liquidación de los servicios de ajuste y de la gestión de desvíos generación-consumo, desde el 24 de mayo de 2006, es realizada por el operador del sistema, junto con la liquidación de los desvíos respecto a programa y del término de garantía de potencia.

#### 3.2.3.2. Principales características.

El mercado de servicios de ajustes se encarga de equilibrar las variaciones entre la generación y la demanda, en tiempo real. Además se encarga de que los niveles de regulación tanto secundaria como terciaria sean los adecuados para mantener la seguridad del sistema.

La principal característica que tiene el mercado de servicio de ajuste es que su crecimiento está siendo relevante, debido a las instalaciones de energías renovables, y que en el futuro seguirá creciendo debido al incremento de éstas. El aumento del consumo de potencia de energías renovables por un lado hace caer el precio medio del mercado diario, mientras que por el contrario esto deriva en un incremento de la utilización de los servicios de ajuste y en un mayor coste de las primas a estos generadores.

El operador del sistema publica la información correspondiente a los requerimientos de reserva de regulación secundaria y terciaria y procede a la asignación de ofertas de regulación secundaria hasta alcanzar los requerimientos de reserva en todas y cada una de las horas.

Entre las sesiones del mercado intradiario pueden aparecer desajustes entre la generación y la demanda por lo que el operador del sistema recurre a la asignación de ofertas de regulación terciaria, o si el desvío es superior a “300MWh” el equilibrio de programas se establece antes de cada hora.



### 3.2.3.3. Agentes que participan en el mercado de servicios de ajustes.

En el mercado de servicios de ajustes participan el operador del sistema y los agentes proveedores de los distintos servicios de ajustes:

- Operador del sistema (OS): el OS emitirá las necesidades del sistema de regulación secundaria, terciaria, resolución de restricciones técnicas... con el fin de ajustar la generación-consumo producida por desvíos en el PBF.
- Agentes proveedores del servicio: los agentes proveedores presentarán sus ofertas para cubrir las necesidades del sistema.

La casación de las ofertas y demandas de cada uno de los servicios de ajustes dará como resultado el precio marginal de cada uno de ellos.

Las medias ponderadas de los precios de los distintos servicios de ajustes se pueden observar en la siguiente tabla. Están expresados anualmente y por servicio.

Tabla 1: Precios medios de los servicios de ajustes. Fuente REE [2]

	2011		2012		% 12/11	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restric garantía suministro <sup>(1)</sup>	83,07	-	90,38	-	8,80	-
Restricciones técnicas (PBF) <sup>(2)</sup>	94,13	58,38	129,94	54,88	38,04	-6,00
Reserva de potencia <sup>(3)</sup>	-	-	39,68	-	-	-
Banda de regulación secundaria <sup>(4)</sup>	15,84		28,08		77,34	
Regulación secundaria	51,58	33,32	50,98	32,86	-1,17	-1,39
Regulación terciaria	57,97	24,46	59,73	22,17	3,03	-9,35
Gestión de desvíos	54,30	29,83	60,24	27,39	10,95	-8,20
Restricciones en tiempo real	129,95	23,02	231,69	22,24	78,29	-3,39

(1) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones de garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010). (2) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PBF (P.O. 3.2). (3) Precio horario medio de reserva de potencia (€/MW). (4) Precio horario medio de la banda de regulación secundaria (€/MW).

En la tabla que se muestra a continuación se observa que la cantidad de energía intercambiada en el mercado de servicios de ajustes es una magnitud a tener en cuenta.

Tabla 2: Energía gestionada en los servicios de ajustes. Fuente REE [2]

Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh)						
	2011		2012		Δ% 12/11	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restric. garantía suministro <sup>(1)</sup>	12.773	-	12.008	-	-5,99	-
Restricciones técnicas (PBF) <sup>(2)</sup>	9.998	228	6.162	61	-38,36	-73,34
Reserva de potencia <sup>(3)</sup>	-	-	1.636	-	-	-
Banda de regulación secundaria <sup>(4)</sup>	716	526	709	522	-1,01	-0,77
Regulación secundaria	1.213	1.514	1.510	1.262	24,57	-16,64
Regulación terciaria	2.694	2.591	2.992	2.330	11,05	-10,08
Gestión de desvíos	1.775	2.046	2.658	1.232	49,80	-39,80
Restricciones en tiempo real	657	509	635	484	-3,72	-4,99

<sup>(1)</sup> Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones de garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010) <sup>(2)</sup> Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PBF (P.O. 3.2) <sup>(3)</sup> Reserva total anual (GWh) <sup>(4)</sup> Banda de potencia horaria media (MW).

#### 3.2.3.4. Capacidad de la industria para dar el servicio.

El presente proyecto, ha tomado como referencia los trabajos realizados por Javier Barrero García [20], y Francisco Jiménez Estepa [23] que confirman que **sí sería posible una participación de la demanda industrial en los servicios de ajustes de los sistemas eléctricos.**

Hoy día, a nivel nacional, la industria no participa en los servicios de ajuste. ENTSO-E, la Red Europea de Gestores de Transportes de electricidad, a la que pertenece REE está realizando iniciativas que van en esa línea. Una de las actividades en las que se centra ENTSO-E es el desarrollo de redes y códigos de red (llamados procedimientos de operación en España) para la conexión de la demanda (DCC), documento que define las funciones y las condiciones de la demanda industrial para ser parte activa del sistema eléctrico[21].

En realidad es una actividad que ya se realiza en diferentes países europeos. A continuación se va a explicar dichas actividades en cada país.

##### Reino Unido (UK)

National Grid (operador del sistema en Reino Unido) tiene definidos servicios de ajustes que la demanda industrial puede prestar para el sistema. Se citan a continuación:

- Respuesta de frecuencia.
- Regulación primaria (Fast Reserve).
- Regulación Secundaria (Short Term Operating Reserve(STOR)).
- Gestión de restricciones (Constraint Management).



## **Francia.**

R.T.E. (operador del sistema Francés) encargado del correcto funcionamiento de los servicios de ajustes, permitiendo transacciones comerciales entre los agentes del mercado entre los cuales se encuentra la demanda industrial.

En Francia cuando un agente se convierte en “Balance Responsible Entity (Entidad Responsable de Equilibrio)”, mediante la firma de un contrato bilateral, para la gestión de desvíos de un conjunto de instalaciones.

Cada “Balance Responsible Entity” debe cumplir:

- Poner en conocimiento de R.T.E (OS) las distintas instalaciones de inyección o absorción de energía en su perímetro de equilibrio.
- Debe compensar económicamente a R.T.E los desvíos negativos (inyección o extracción).

## **Bélgica.**

E.L.I.A (operador del sistema belga) es el encargado del correcto funcionamiento de los servicios de ajustes, equilibrando a los responsables en cada punto de acceso a la red.

En Bélgica a los participantes se los conoce como “Access Responsible Party (A.R.P)” se nombran por cada punto donde se realizan las inyecciones o extracciones de energía. Entre los cuales se encuentra la demanda industria.

Para convertirse en A.R.P, el solicitante debe firmar un contrato con E.L.I.A donde se establezcan los derechos y obligaciones de cada parte.

El cada vez mayor uso de las renovables introduce un mayor desequilibrio generación-consumo que hay que rectificar; y por otro a que muchas de las centrales que ofertan servicios de ajuste no lo hacen por no estar conectadas. En el caso de que la demanda industrial ofertase servicios de ajuste se produciría un doble beneficio: el primero y el más importante sería el beneficio económico que tendrían todas aquellas industrias que lo ofertaran y el otro sería la disminución del precio de mercado de los servicios de ajustes por el hecho de disponer de más ofertas y por lo tanto más competencia.



### **3.2.4. Mercado de derivados financieros.**

Estos mercados se utilizan como mecanismo para reducir el riesgo que puede haber en los mercados de energía eléctrica. No implican la entrega física de un producto. Los utilizan los especuladores para realizar arbitraje, esto es, aprovechar la diferencia de precios temporal y espacial entre mercados para obtener beneficios.

Se presenta a continuación el MIBEL.

### **3.3. Mercado Ibérico de energía eléctrica (MIBEL).**

#### **3.3.1. El operador del mercado (OMIE).**

En el presente apartado se va a realizar una breve explicación del funcionamiento del operador del mercado español.

OMIE desde el “1 de Julio de 2011” en cumplimiento con el convenio MIBEL realiza todas las funciones que realizaba OMEL.

OMIP es el homónimo de OMIE en Portugal.

#### **3.3.2. Mercado diario de electricidad.**

Cada día, OMIE opera la subasta para las 24 horas del día siguiente, entrando en primer lugar aquellas energías más baratas, seguidas de los distintos sistemas de producción hasta que se cubre la demanda proyectada. Por otra parte, los consumidores lanzan ofertas al mismo mercado, ofreciendo un precio por la energía que van a consumir.

En primer lugar acceden las nucleares, ya que al poseer una gran inercia térmica los parones y arranques serían muy costosos, por tanto les sale rentable esta forma de funcionar. Le siguen las energías renovables por normativa legal que promueve su desarrollo. Un ejemplo de éstas son los parques eólicos, porque sus costes variables son prácticamente nulos (no necesitan combustible) y por tanto siempre les es rentable vender energía. Las energías renovables de este modo, aunque tienen asegurado un precio regulado o una prima también está obligada a pasar por el mercado, y no marcan precio en el pool, produciendo el efecto de abaratar la subasta. Ambas fuentes energéticas, nucleares y renovables se ofrecen en el mercado a precio cero por los productores (es el modo de otorgarles prioridad). Les siguen en función de la demanda las energías más caras, el gas y el carbón. Así, la última en cubrir la demanda proyectada marca el precio marginal de la energía de ese día concreto, por lo que todas las demás fuentes son retribuidas también a este precio. Este precio marginal es fijado por el punto de intersección, que es la comparación entre las ofertas de venta de los

productores y las ofertas de compra de los consumidores. De esta manera, éste será el precio que recibirán todos los generadores que han casado sus ofertas de venta (es decir, por debajo del precio marginal resultante), y lo que tendrán que pagar los consumidores que hayan casado sus ofertas de adquisición (superiores al precio marginal). Este sistema tiene una peculiaridad, que todos los generadores cobran al precio marginal, que es el precio más alto de la casación.

En la figura “4” se presenta un ejemplo de una casación que realiza OMIE en el mercado diario para la hora 1 del día 13 de abril del 2013.

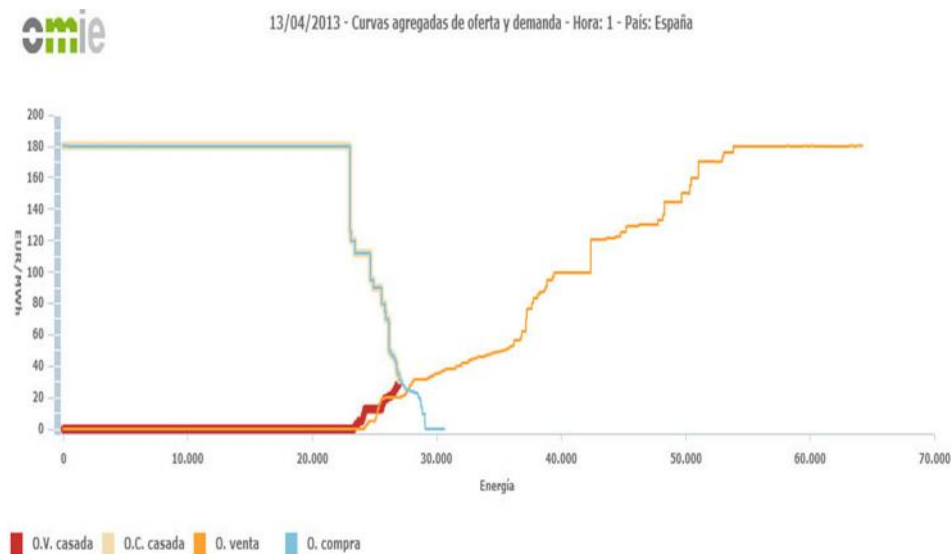


Figura 4: Curva agregada de oferta y demanda. Fuente [6]

Los generadores realizan ofertas de venta en el mercado (diario o intradiario) de sus unidades de producción (línea naranja) en €/MWh y los consumidores cualificados, las compañías comercializadoras, o cualquier sujeto de mercado activo realiza sus ofertas de compra (línea azul). El operador de mercado realiza la casación obteniéndose un precio de mercado (punto de intersección de las dos líneas). Debido a la existencia, en el mercado ibérico español de electricidad, de la posibilidad de realizar ofertas complejas (no divisibilidad de ofertas, ofertas que se ven afectadas por el arranque o la parada de alguna central,...) aparece la curva roja. Estas ofertas complejas encarecen el precio de la energía que es el precio final al que los generadores cobrarán la entrega de energía y al que los consumidores pagarán la adquisición de la misma.

Una vez calculada la primera casación, se añaden los contratos bilaterales (contratos suscritos entre un productor directamente con un consumidor, sin pasar por el mercado). Entonces hay que evaluar la viabilidad del programa, teniendo en cuenta las capacidades de las líneas de transporte, las conexiones

internacionales, y otros condicionantes. Después de un proceso de iteraciones se obtiene el “Programa Diario Viable Definitivo”, que es el programa completo de generación, consumo y transporte del día siguiente.

En la siguiente figura se ilustra un ejemplo de “Programa Diario Viable Definitivo” para el día 13 de abril del 2013.

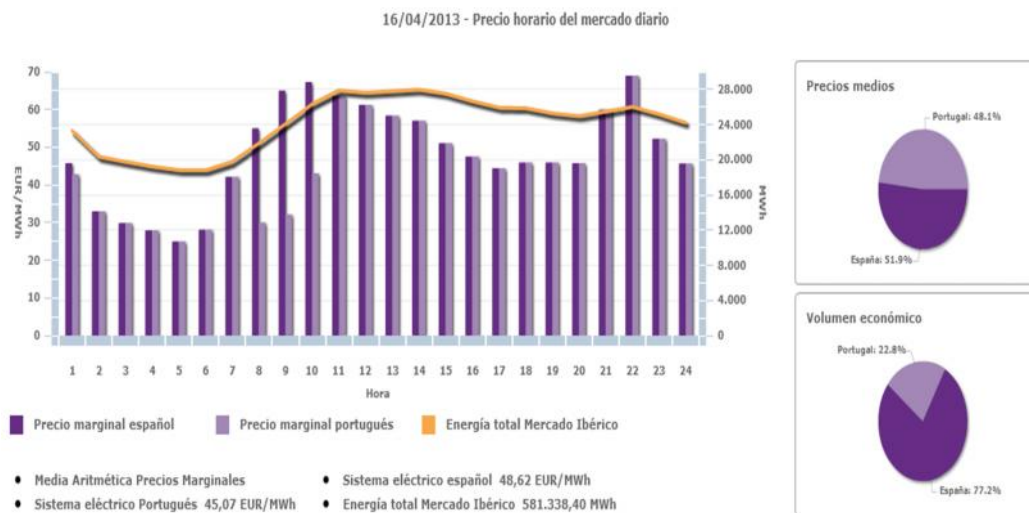


Figura 5: Precio diario horario del Mercado diario. Fuente [6]

Una vez cerrado el plazo de presentación de ofertas del mercado diario y realizada la casación correspondiente a cada hora, el operador del mercado publica los precios de mercado diario para cada hora, correspondientes a España y Portugal (lila oscuro y lila claro respectivamente) así como la energía total negociada en el mercado ibérico (línea naranja).

### 3.3.3. Mercado intradiario de electricidad.

Debido a restricciones técnicas que aparecen en el sistema y a los desvíos que ocurren entre la generación y la demanda, el operador de mercado utiliza el mercado intradiario para solventar estos problemas, que divide el día en seis sesiones de cuatro horas, donde los participantes pueden lanzar ofertas de venta y de compra. En cada una de ellas se producen nuevas casaciones, tantas como horizonte de programación tenga la sesión correspondiente (para la sesión 1 del mercado intradiario de la figura “6”, “28” casaciones). Tras cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema soluciona las restricciones técnicas que aparecían en el PVP dando lugar al programa horario final (PHF).

Como ejemplo de mercado intradiario se expone la figura “4” un ejemplo de mercado intradiario correspondiente con la primera sesión de este.

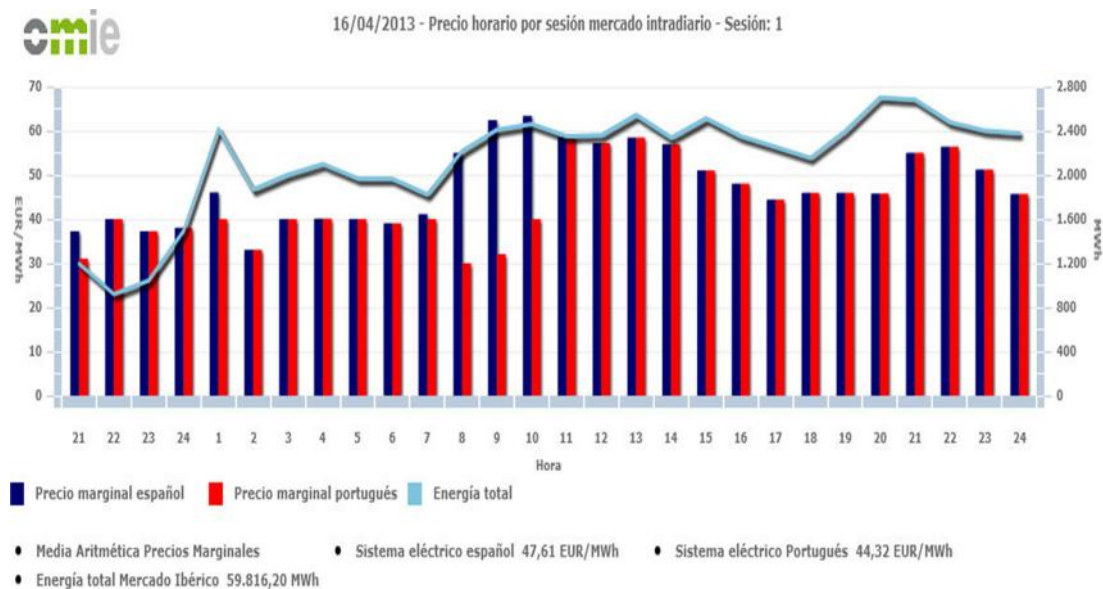


Figura 6: Precio horario de la sesión 1 del mercado intradiario. Fuente [6]

El horizonte de programación de la sesión “1” del mercado intradiario es de 28 horas desde las últimas “4” horas del día “D-1” hasta la última hora del día “D”. El operador del mercado obtiene los precios del mercado en España y Portugal (barras azul oscuro y rojas respectivamente) para las horas correspondientes al horizonte de programación de la sesión del mercado intradiario correspondiente. La tabla “2” muestra todos los datos de los mercados intradiarios (horarios de apertura y cierre, horizontes de programación,...).





Tabla 3: Sesiones del Mercado intradiario. Fuente REE[2]

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de Restricciones	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Análisis de Restricciones	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Sin embargo, todo esto aún no garantiza la igualdad entre producción y consumo. Para contrarrestar esto existen las bandas de regulación secundaria y terciaria. Las instalaciones participantes en estas regulaciones no participan en el mercado, y reciben una fuerte compensación por disponibilidad. Al final, el último programa es el “Programa Horario Operativo (PHO)”, y este es el que establece lo que se genera en cada instalación



#### 4. *Capítulo 4*

## SERVICIOS DE AJUSTES

### 4.1. Mercados de servicios de ajustes del sistema.

Bajo el concepto de mercado de servicios de ajustes del sistema se encuentran mecanismos competitivos gestionados por el operador del sistema.

Los mercados de servicios de ajuste gestionados por el Operador del Sistema tienen por finalidad adaptar, cuando así sea necesario, los programas de producción resultantes de las distintas plataformas de contratación de energía, para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica. Los servicios de ajuste del sistema permiten disponer también de las reservas de potencia activa y reactiva necesarias para asegurar la seguridad y la fiabilidad requeridas para la adecuada operación del sistema eléctrico.

El ámbito temporal de aplicación de los mercados de servicios de ajuste del sistema es:

Horizonte diario (resolución de restricciones técnicas y de restricciones por garantía de suministro en los programas diarios de producción, reserva de potencia adicional a subir y asignación de banda de regulación secundaria).

Horizonte intradiario (resolución de restricciones técnicas en el horizonte intradiario).

Tiempo real (uso en tiempo real de las energías de regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos, resolución de restricciones en tiempo real y variación de consignas de tensión en tiempo real).

Económicamente hablando el efecto del mercado de servicios de ajustes del sistema en el coste del suministro es reducido, aunque está aumentando en los últimos años, siendo estos servicios vitales para garantizar la seguridad y la calidad del suministro.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 134/2010 de 12 de febrero, y en el Artículo 13 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, los servicios de ajuste del sistema son:

#### 4.1.1. La resolución de las restricciones técnicas por garantía de suministro, asegura la producción de fuentes de energía autóctonas.

El proceso de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-3.10 Resolución de restricciones por garantía de suministro”, que se trata con más detalle en el anexo del presente proyecto.

Es la producción de unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utiliza fuentes de energía autóctonas teniendo en cuenta el límite máximo y las limitaciones por seguridad de los programas de entrega de energía.

La solución de restricciones por garantía de suministro se lleva a cabo con la modificación de determinados programas de entrega de energía para la inserción de producción térmica de carbón autóctono de centrales proveedores de este servicio.

El programa diario base de funcionamiento (PDBF) pasa por la resolución de las restricciones técnicas de garantía de suministro y posteriormente por la resolución de restricciones técnicas para obtener el programa diario viable provisional (PDVP)

Como resultado de este proceso y el posterior de solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF), se publica el programa diario viable provisional (PDVP) y las correspondientes limitaciones de programa por seguridad, limitaciones que han de ser respetadas en los siguientes mercados.

En la figura “5” se representa el Flujo de trabajo del proceso:

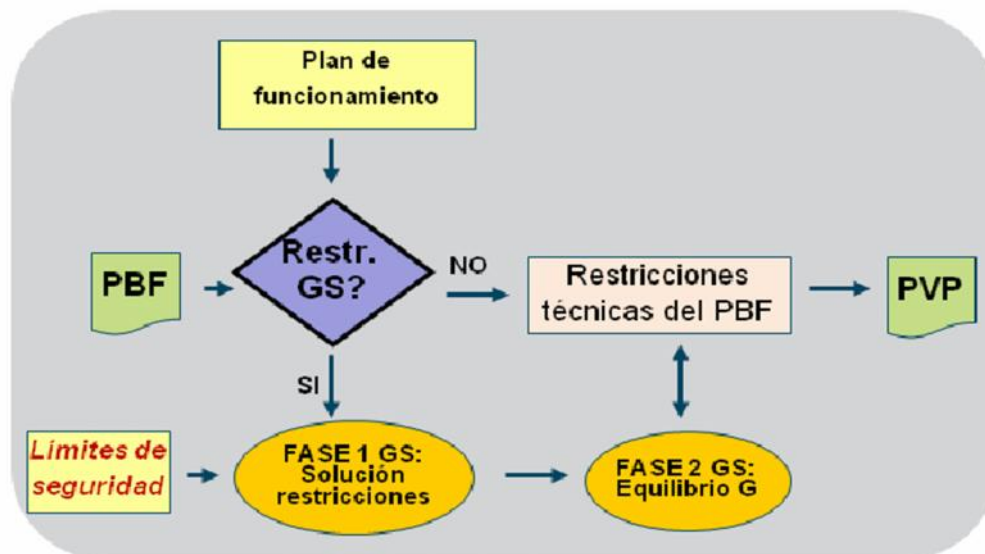


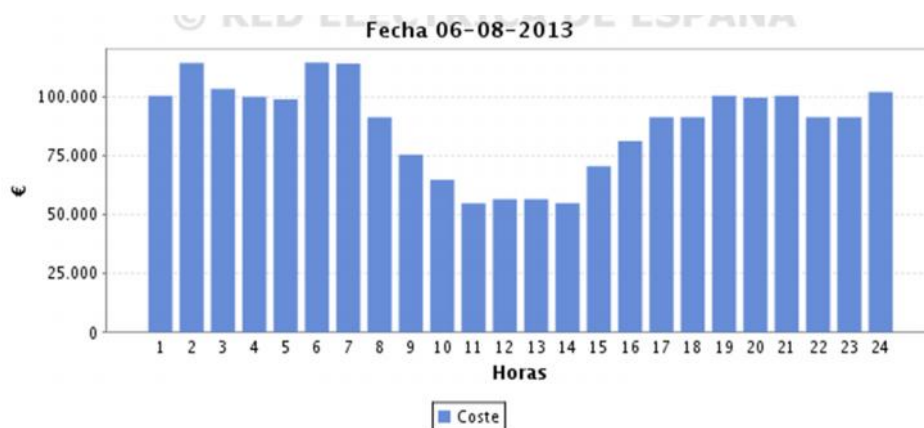
Figura 7: Flujo de trabajo de la obtención del PVP. Fuente [2]

En el Flujograma de la figura “5” se ve como una vez obtenido el programa diario base de funcionamiento (PBF) se comprueba si existen restricciones por garantía de suministro en caso afirmativo se realiza la Fase “1” del proceso en la cual se solucionan las restricciones técnicas debidas a la garantía de suministro en caso contrario se procederá a resolver las restricciones técnicas pasando tanto por un camino u otro por la Fase “2” correspondiente al equilibrio entre generación y demanda. Realizado esto se obtiene el programa viable provisional (PVP)

#### 4.1.1.1. Interés de la participación de la demanda industrial.

La resolución de restricciones por garantía de suministro es un servicio de ajuste en el cual la demanda industrial **no puede participar**, quedando el servicio para las centrales que usan carbones nacionales.

A modo de información en la siguiente gráfica se representa el coste del servicio para cada una de las horas del día “6” de Agosto del “2013”. Estos costes se verán reducidos los días en los que la aportación de renovables aumente disminuyendo la aportación de centrales térmicas que usen carbón autóctono.



Gráfica 1: Coste horario del proceso de solución de Restricciones por Garantía de Suministro (€). Fuente REE [2]

#### 4.1.2. La resolución de restricciones técnicas resultantes de los mercados de producción, los contratos bilaterales físicos y aquellas que aparecen en tiempo real.

El proceso de resolución de restricciones técnica está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-3.2 Resolución de restricciones técnicas” que se verá con mayor detalle en el anexo del presente proyecto.

Hay varios procesos dependiendo del horizonte temporal en el que se identifican y se resuelven las restricciones técnicas.



### 4.1.2.1. Solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

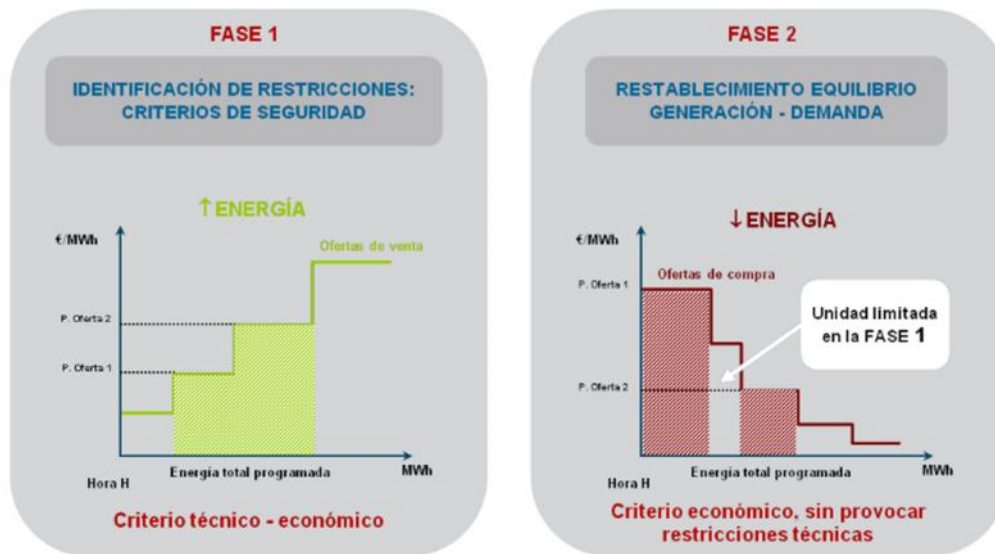
Una vez publicado el PDBF el operador del sistema comienza el proceso de análisis y solución de restricciones técnicas con el objetivo de suministrar energía eléctrica en las condiciones de calidad, seguridad y fiabilidad.

Además de las previsiones de eólica y solar, y las indisponibilidades de la red, el operador del sistema solicita a los sujetos de mercado, para la identificación y solución de las restricciones técnicas, la nominación de programa de las unidades de oferta de producción en Régimen Especial en unidades de programación así como la desagregación en unidades físicas de los programas de las unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica (UGH), grupos térmicos multieje, así como las potencias máximas de las centrales hidráulicas que las pueden mantener durante un periodo de “4” horas.

Las características de este proceso de resolución de restricciones técnicas son:

- Los proveedores son las unidades de generación y el bombeo
- Son ofertas de energía a subir y a bajar para la solución de restricciones técnicas. Así el operador del sistema podrá aplicar criterios de discriminación basados en ofertas de solución de restricciones técnicas para garantizar el mínimo coste para el sistema por el uso de este servicio.
- El proceso se divide en dos fases:
  - Fase I: Solución de restricciones técnicas mediante la aplicación de limitaciones de programas y con redespachos de energía a subir y/o a bajar.
  - Fase II: Con el objetivo de restablecer el equilibrio generación-demanda del programa PDBF y que se respeten las limitaciones establecidas en la fase I, el operador del sistema realizará reprogramaciones de las unidades de generación, de las transacciones internacionales y del consumo de bombeo.

En las siguientes gráficas “2” se puede ver las dos fases del proceso:



Gráfica 2: Fases de la resolución de restricciones técnicas del PDBF. Fuente [2]

La resolución de restricciones por garantía de suministro, vista en el apartado anterior, junto con el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, visto en este apartado, dan lugar al programa diario viable provisional (PDVP). En la siguiente figura se muestra un Flujograma que representa dicho solución.

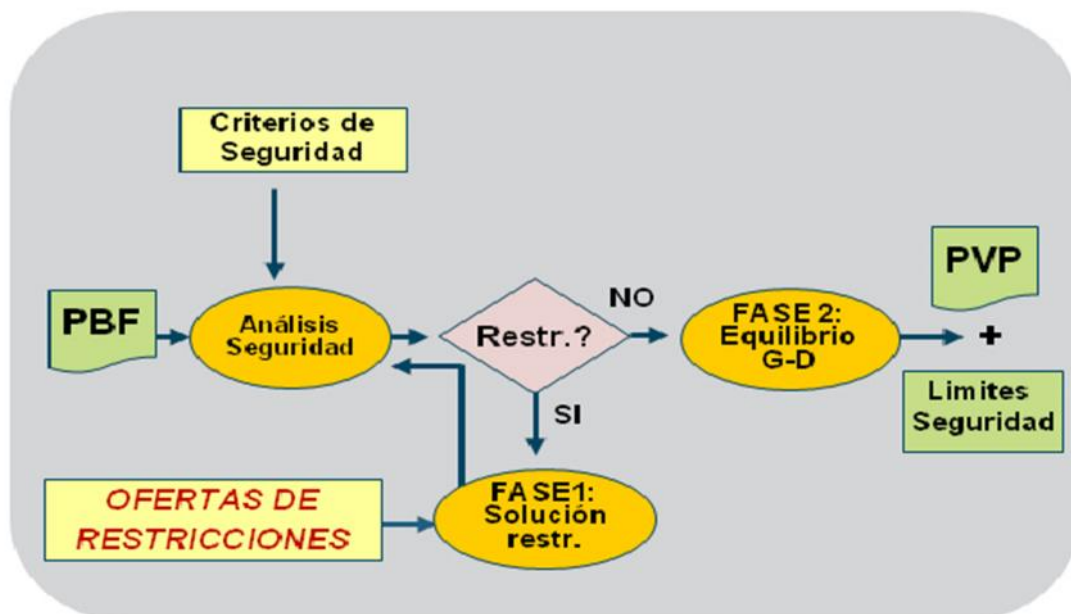


Figura 8: Flujograma de la obtención del PDVP. Fuente [2]



El Flujograma “6” guarda mucha similitud con el Flujograma “5” en el cual se explicaba el proceso de resolución de las restricciones que aparecen debido a la garantía de suministro. En el Flujograma “6” se observa cómo una vez obtenido el programa base de funcionamiento (PBF) se realiza un análisis de seguridad con unos ciertos criterios (tensiones admisibles, capacidad de las líneas de la red, capacidad de interconexión, etc.) una vez realizado el análisis se analiza la existencia de restricciones técnicas, en caso afirmativo se procede con la Fase “1” que a través de un mercado de ofertas se resuelven las restricciones técnicas que se hayan identificado; en caso contrario se procede con la Fase “2” directamente realizando el equilibrio entre la generación y la demanda dando finalmente el programa viable provisional (PVP) con unos límites de seguridad.

#### **4.1.2.2. Soluciones de restricciones técnicas tras el mercado intradiario.**

Finalizada cada una de las sesiones del mercado intradiario el operador del sistema realiza un nuevo análisis de seguridad analizando las modificaciones producidas por estos mercados así como los cambios que se puedan producir en la demanda o en las previsiones de las renovables (eólica y solar).

El operador del sistema, en caso de encontrar alguna restricción debida a estos mercados y que no cumpla con las condiciones de seguridad establecidas, procederá a retirar la oferta u ofertas que produzcan tal restricción.

El equilibrio generación-demanda será restablecido por el operador del sistema retirando las ofertas que producen las restricciones y adquiriendo otras ofertas que habían sido denegadas en esos mercados respetando la precedencia económica y sin producir nuevas restricciones.

El resultado de este proceso es el Programa Horario Final (PHF).

#### **4.1.2.3. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.**

Se analizará permanentemente el estado de seguridad real y prevista del sistema en todo el horizonte temporal de programación detectando las posibles restricciones técnicas que pueden aparecer en cada período, tarea que será realizada por el operador del sistema.

La solución de restricciones técnicas en tiempo real consiste en la limitación de programas y en redespachos de energía a subir o a bajar dependiendo de la necesidad que sean necesarios por motivos de seguridad del sistema.

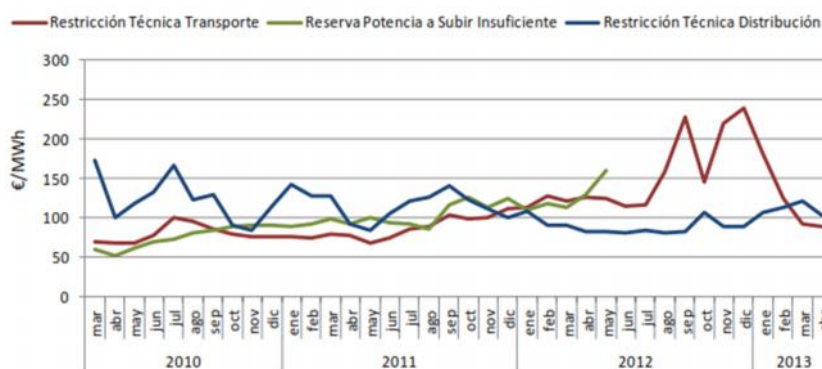
Debe quedar claro que en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real no se produce un proceso de sistemático de

reequilibrio generación-demanda sino que se resolverán mediante la utilización de energía de los servicios de regulación y balance del sistema.

#### 4.1.2.4. Interés de la participación de la demanda industrial.

Debido a la dependencia local y la variabilidad de las restricciones técnicas se llega a la conclusión de que en general la demanda industrial **no puede participar** en el servicio de ajuste de resolución de restricciones técnicas. No obstante, la industria localmente podría resolver alguna restricción puntual como la congestión de alguna línea pero no se tendrá en cuenta en el objetivo del presente proyecto por no poder generalizarse.

En la siguiente gráfica se muestran los precios de la resolución de restricciones técnicas, por año y detallado por meses.



Gráfica 3: Precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir. Fuente CNE [11]

#### Los servicios complementarios:

Los servicios complementarios son aquellos encargados de asegurar el suministro eléctrico en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

#### 4.1.3. Reserva de potencia adicional a subir.

El proceso de reserva de potencia adicional a subir está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-3.9 Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir” que se verá con mayor detalle en el anexo del presente proyecto.





Se trata de un mecanismo específico para aportar la reserva de potencia adicional a subir que pueda requerir el sistema, de forma adicional a la potencia asignada en el programa diario viable provisional (PDVP), para garantizar la seguridad del mencionado sistema eléctrico español.

Es el operador del sistema (OS) el encargado de determinar los valores de potencia adicional a subir, una vez conocido el programa diario viable provisional (PDVP), para cada uno de los períodos del horizonte diario de programación del día siguiente.

Para dicha determinación de valores, el operador del sistema (OS) procederá a la asignación de ofertas, que serán presentadas por los sujetos de mercados, hasta cubrir el requerimiento, estableciéndose en cada hora un precio marginal para la reserva de potencia adicional a subir asignada.

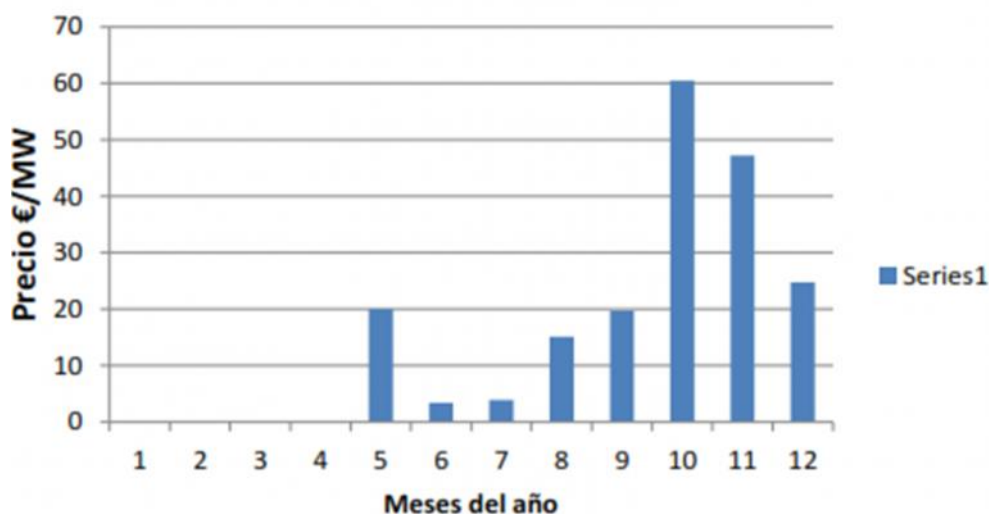
Los sujetos de mercado a los cuales se les haya asignado la provisión de potencia adicional a subir estarán obligados a participar en todas las sesiones del mercado intradiario para realizar un programa de venta de energía al menos igual al valor mínimo para garantizar la provisión de potencia adicional a subir al sistema.

Las unidades a las que se les haya asignado la provisión de este servicio estarán obligadas a ofertar en el mercado de gestión de desvíos generación-consumo, el aumento de su programa de producción hasta el valor total de la reserva de potencia contratada y que no haya sido programada previamente.

#### **4.1.3.1. Interés de la participación de la demanda industrial.**

La demanda industrial podría participar en el servicio de ajuste de reserva de potencia adicional a subir, pero al igual que la resolución de restricciones técnicas es un servicio puntual y variable por lo que se considera que la demanda industrial **no participaría en este servicio de ajuste.**

En la siguiente gráfica se representa el precio medio mensual correspondiente a la potencia adicional a subir del año “2012”.



Gráfica 4: Precio mensual de potencia adicional a subir. Fuente REE [2]

#### 4.1.4. Regulación primaria.

El proceso de resolución de regulación primaria está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-7.1 Servicio complementario de regulación primaria” que se verá con mayor detalle en el anexo del presente proyecto.

Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita.

Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo.

La regulación primaria es aportada por los reguladores de velocidad con los que están equipados los grupos generadores. Su horizonte temporal de actuación alcanza hasta los 30 segundos.

##### 4.1.4.1. Interés de la participación de la demanda industrial.

**Es imposible la participación de la demanda industrial en este servicio.**

#### 4.1.5. Regulación secundaria.

El proceso de regulación secundaria está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-7.2 Servicio complementario de regulación secundaria” que se verá con mayor detalle en el anexo del presente proyecto.

El servicio de regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado, con el fin de mantener el equilibrio entre la generación-demanda corrigiendo los desvíos

instantáneos. Su horizonte temporal se extiende desde los “30” segundos hasta los “15” minutos.

La prestación de este servicio se realiza mediante zonas de regulación, cada una está formada por una agrupación de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria y por otras unidades de generación.

Este servicio es retribuido por:

- Disponibilidad (banda de potencia)
- Utilización (Energía)

El operador de sistema (OS) publica diariamente las necesidades de reserva de regulación secundaria tanto a bajar como a subir para cada hora correspondiente a la programación del día siguiente.

Los proveedores del servicio envían sus ofertas de banda de regulación secundaria y el servicio es asignado (respetando los horarios establecidos) hasta cubrir las necesidades del sistema usando criterios de mínimo coste y respetando las limitaciones que por seguridad se han establecido en la solución de restricciones del programa diario base de funcionamiento (PDBF), produciendo esto un precio marginal para cada hora.

En las siguientes figuras se muestran esquemas del proceso de asignación de reserva de regulación secundaria:



Figura 9: Flujograma de asignación de reserva de regulación secundaria. Fuente [2]

En el Flujo de la figura “9” se representa el proceso seguido para la asignación de reserva de regulación secundaria. Una vez se obtiene el programa viable provisional (PVP) el operador del sistema abre un mercado en el cual se presentan las ofertas de regulación secundaria que con unos requerimientos y relaciones se realizan las asignaciones.

El precio marginal de la reserva de regulación secundaria se obtiene a partir de reglas de mercado:



Gráfica 5: Obtención del precio marginal de la reserva de regulación secundaria. Fuente [2]

La obtención del precio marginal se obtiene siguiendo las reglas del mercado ya descritas en el capítulo “3”. Se presentan ofertas se ordenan de menor a mayor, la cantidad de reserva de regulación secundaria necesaria marcará el precio marginal de esta en el sistema eléctrico.

En tiempo real, las zonas de regulación son comandadas por el Sistema de Regulación Compartida Peninsular (RCP) gestionado por el Operador del Sistema. El requerimiento de respuesta dinámica de cada zona de regulación es el correspondiente a una constante de tiempo de 100 segundos.

La regulación secundaria se realiza de forma automática por la RCP distribuyéndola entre las diferentes zonas de asignación basándose en la asignación de banda de regulación secundaria establecida por el operador del sistema el día anterior a través del correspondiente mercado.

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario

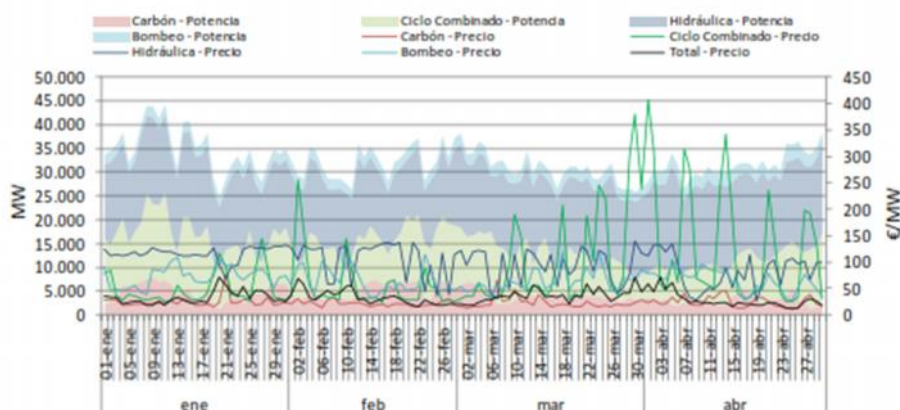
programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir este uso neto de energía de regulación secundaria.

#### 4.1.5.1. Interés de la participación de la demanda industrial.

La demanda industrial podría participar en el servicio de reserva de regulación secundaria, siempre que tenga procesos que puedan verse interrumpidos en un tiempo inferior a “15” minutos.

Del estudio de los procesos de la industria realizados en el trabajo fin de Master [23], y en los proyectos fin de carrera [9], [10] demuestran que es difícil la respuesta de la industria en un tiempo inferior a “15” minutos por lo que se considera que **la demanda industrial no participaría en este servicio de ajuste**.

En la siguiente gráfica se observa el precio desglosado por tecnología y la cantidad de energía producida entre los meses de enero y abril del “2013”.



Gráfica 6: Potencia diaria a banda de secundaria por tecnología (Enero-Abril “2013”). Fuente CNE [22]

#### 4.1.6. Regulación terciaria.

El proceso de regulación terciaria está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-7.3 Servicio complementario de regulación terciaria” que se verá con mayor detalle en el anexo del presente proyecto.

La reserva de regulación terciaria se define como la variación de potencia máxima que puede realizar una unidad de producción o de consumo de bombeo en un tiempo no superior a los “15” minutos y que puede mantenerse durante “2” horas.

La regulación terciaria tiene por objetivo restituir la reserva de regulación secundaria que haya sido usada y del ajuste de equilibrio generación-demanda en periodos inferiores o iguales a la hora. Es un servicio complementario de oferta

obligatoria para los proveedores del servicio, gestionado por leyes de mercado y asignado por criterios de mínimo coste y estableciéndose precios marginales horarios diferenciados para la reserva de regulación terciaria movilizada a subir y a bajar.

La reserva de regulación terciaria es aportada mediante la actuación manual, de subida o bajada de potencia, de las centrales de generación y/o de consumo de bombeo, respetando siempre la asignación del servicio, las posibles limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema y las posibles indisponibilidades de instalaciones de generación y/o de consumo de bombeo comunicadas al Operador del Sistema por el sujeto titular de las mismas.

Las siguientes figuras muestran el proceso de asignación de reserva de regulación terciaria:

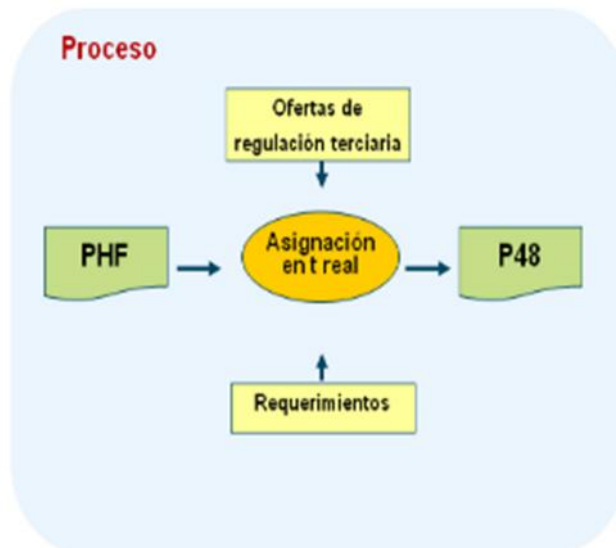


Figura 10: Flujograma de asignación reserva de regulación terciaria. Fuente REE [2]

En el Flujograma de la figura “10” se representa el esquema de la asignación de la reserva de regulación terciaria. Una vez obtenido el programa horario final (PHF) se presentan las ofertas de regulación terciaria por los proveedores del servicio y mediante los requerimientos y las reglas de mercado se realizan las asignaciones pertinentes obteniendo en programa “48” (P48).



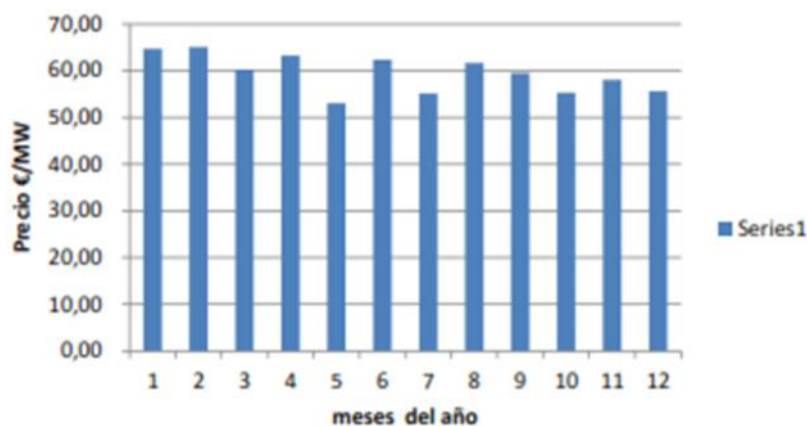
Gráfica 7: Asignación de energía terciaria. Fuente REE [2]

El precio marginal de la regulación terciaria sigue un proceso parecido al de la regulación secundaria, siendo el uso de esta última el que marca el precio marginal de la regulación terciaria, ya que la función de la regulación terciaria es restituir la regulación secundaria.

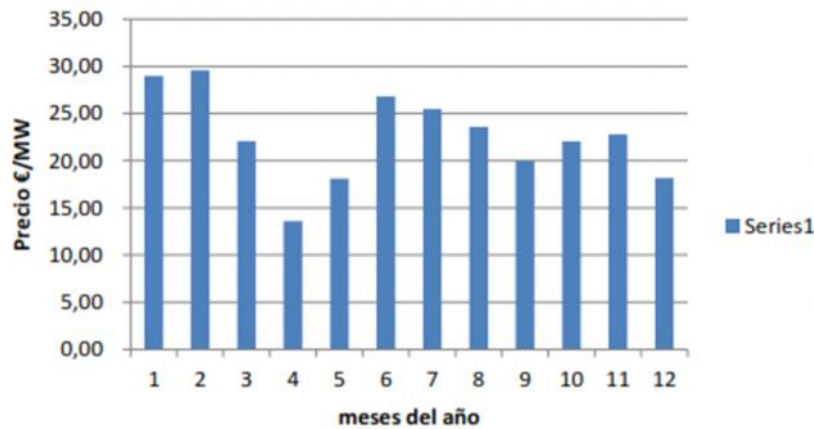
#### 4.1.6.1. Interés de la participación de la demanda industrial.

La demanda industrial **si podría participar en el servicio de reserva de regulación terciaria**, ya que dispone de procesos que podrán modificar sus consumos para tiempos superiores a “15” minutos.

En las siguientes gráficas se representan los precios correspondientes a la reserva de regulación terciaria (a subir y a bajar) de “2012”.



Gráfica 8: Precio medio de reserva de regulación terciaria a subir “2012”. Fuente ESIO [2]



Gráfica 9: Precio medio de reserva de regulación terciaria a bajar “2012”. Fuente ESIO [2]

Precios muy interesantes a la hora de obtener unos ingresos extras para la demanda industrial, siempre respetando su misión principal de satisfacer su cartera de pedidos, principal fuente de ingresos.

#### 4.1.7. Control de tensión.

El proceso de control de tensión está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-7.4 Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte” que se verá con mayor detalle en el anexo del presente proyecto.

El objetivo de este servicio es controlar la tensión en los nudos de la red de transporte, de manera que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, trabajando los generadores en sus tensiones de diseño y recibiendo los consumidores la energía con los niveles de calidad exigibles.

Los proveedores de este servicio complementario son:

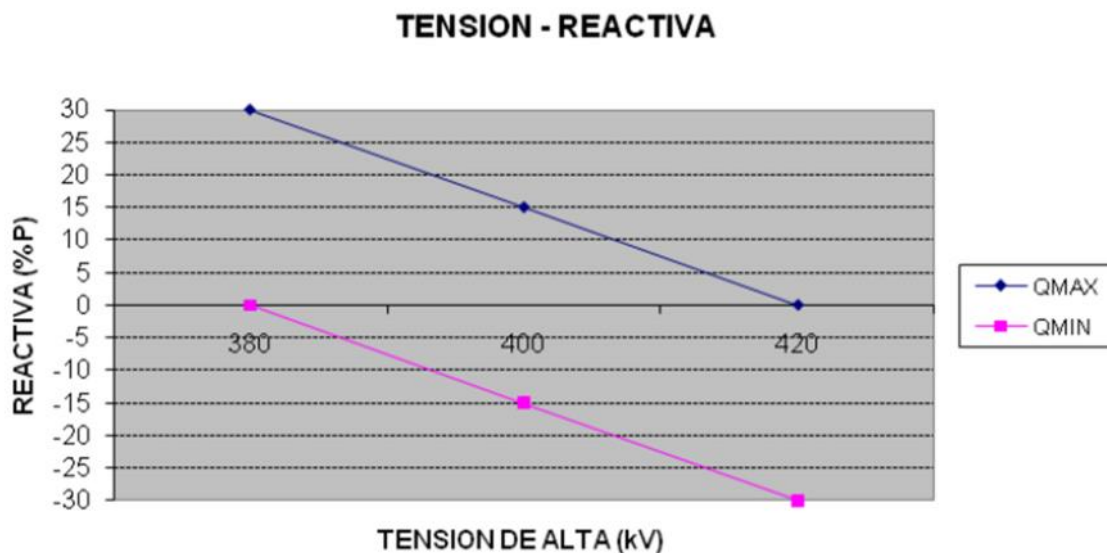
- Generadores de potencia neta no inferior a “30” MW con conexión directa o línea propia.
- Transportista único y distribuidores que gestionan elementos de red de transporte.
- Consumidores de potencia contratada no inferior a “15” MW como la demanda industrial.
- Gestores de las redes de distribución.

El operador del sistema programará los rangos de consignas de tensión que los proveedores del servicio deben cumplir en cada uno de los nudos del sistema.

En los casos en los que la tensión quede fuera de los rangos de consignas, un proveedor del servicio cumplirá con la prestación del servicio generando o absorbiendo, en la adecuada dirección, al menos un valor obligatorio que queda



definido en el Anexo “6” del P.O.7.4. En la siguiente gráfica se muestra los rangos de tensión que debe absorber o generar el proveedor del servicio.



Gráfica 10: Requisitos obligatorios de generación/absorción potencia reactiva para un nivel de tensión de 400 kV. Fuente REE [2]

De acuerdo con la gráfica anterior, si un generador tiene una consigna de tensión de “400” kV y la tensión real en su correspondiente nudo de alta es de “420” kV, para cumplir correctamente con el servicio deberá absorber en su nudo una potencia reactiva mínima equivalente al “30” % de su potencia activa nominal.

Las unidades de producción en Régimen Especial contribuyen también al servicio de control de tensión/potencia reactiva (independientemente de si están o no conectadas a la red de transporte) mediante el mantenimiento de unos determinados rangos de factor de potencia.

#### 4.1.7.1. Interés de la participación de la demanda industrial

Además de la participación de la demanda industrial en los servicios obligatorios y potestativos expuestos en la Resolución de “10” de Marzo en el procedimiento de operación 7.4: “servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”. En el presente proyecto fin de carrera se plantea la posibilidad de que la demanda industrial pueda desviarse de la posición de  $\cos(\varphi) = 1$  en ambas direcciones absorbiendo o inyectando reactiva en la red, por indicación del operador del sistema (OS). Esta prestación adicional y voluntaria del servicio debería ser compensada económicamente.



En la última década se han instalado en la red eléctrica una gran cantidad de instalaciones de generación en su mayoría renovable que en las horas del día en las que no tienen programación de generación se quedan conectadas a la red inyectando una potencia reactiva que incrementa las tensiones en los nudos correspondientes. Por ello se **propone la compensación a la demanda industrial por regular esta reactiva desviándose de su posición de referencia de  $\cos(\varphi) = 1$ . En estas circunstancias, dichos desvíos no serán considerados incumplimientos y estarán exentos de penalización.**

#### **4.1.8. Reposición del servicio.**

El proceso de reposición del servicio está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-6.1 Reposición del servicio” que se verá con mayor detalle en el anexo del presente proyecto.

Tiene por objeto facilitar la reposición del servicio en caso de una perturbación que provoque un corte de mercado de ámbito regional o incluso peninsular.

Se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores para arrancar sin alimentación exterior en un tiempo máximo determinado tras un cero de tensión general en la instalación, pudiendo además generar de forma estable durante el proceso de reposición del servicio. Este mercado no está desarrollado.

##### **4.1.8.1. Interés de la participación de la demanda industrial.**

**La demanda industrial no podría participar en este servicio.**

#### **4.1.9. Gestión de desvíos**

El proceso de gestión de desvíos está desarrollado en el procedimiento de operación “P.O-3.3 Gestión de desvíos generación-consumo” que se verá con mayor detalle en el anexo del presente proyecto.

Tiene por objeto resolver las desviaciones entre generación y consumo que aparecen con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. Este servicio de ajuste actúa como puente entre los mercados intradiarios y la regulación terciaria, dotando al operador del sistema de la provisión de un servicio gestionado mediante mecanismos de mercados y de mayor flexibilidad para solventar los desequilibrios entre generación y demanda, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas.

Con el fin de conseguirlo, antes de cada hora se evalúan los desvíos comunicados o previstos en el horizonte de tiempo existente hasta la próxima sesión del mercado intradiario y si se identifica un desvío de magnitud superior a

“300” MWh, el operador del sistema procederá a convocar un mercado de gestión de desvíos.

La asignación se basa en las ofertas de incremento o reducción de potencia de los proveedores del servicio presentada a dicho mercado por los sujetos del mercado (SM), atendiendo a los requerimientos que sean necesarios.

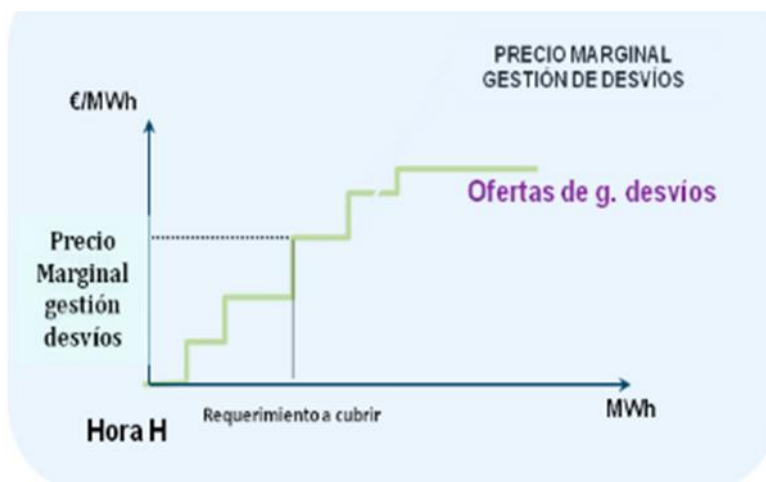
La valoración de las modificaciones de programa para la resolución de estos desvíos generación-consumo se realiza al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario, garantizando así la consideración de criterios de mínimo coste en la aplicación del servicio.

Las siguientes figuras muestran gráficamente el proceso:



Figura 11: Proceso de asignación en el Mercado de gestión de desvíos. Fuente REE [2]

En la figura “11” se representa el proceso de asignación en una sesión de mercado de gestión de desvíos: una vez obtenido el programa horario final se evalúan los requerimientos de desvíos que hay que cubrir tanto a subir como a bajar. Una vez presentadas las ofertas, mediante las normas de mercado se realizan las asignaciones correspondientes obteniendo con ello el P48



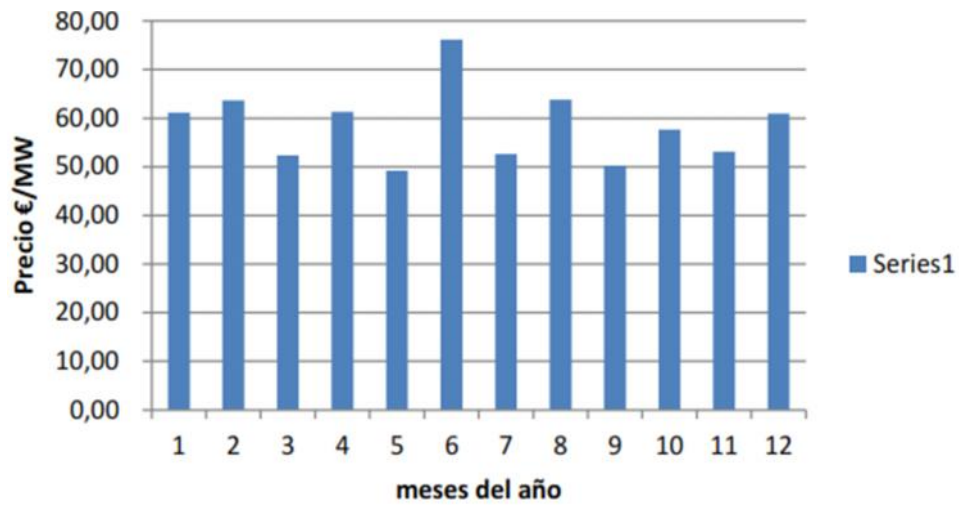
Gráfica 11: Asignación de energía de gestión de desvíos. Fuente REE [2]

En la gráfica “11” se muestra el mecanismo de asignación de energía de gestión de desvíos por el cual se obtiene el valor del precio marginal al cual se pagará el MWh de este servicio. Las normas para obtener dicho precio marginal son las mismas que para el resto de mercados.

#### 4.1.9.1. Interés de la participación de la demanda industrial.

La demanda industrial dispone de procesos que **podrían facilitar su participación en el servicio de gestión de desvíos** que se produzcan entre las sesiones del mercado intradiario, ofertando variaciones de consumo para conseguir el equilibrio necesario para cada hora.

En la siguiente gráfica se muestran los precios medios correspondientes a la gestión de desvíos del “2012”.



Gráfica 12: Precio medio mensual de desvíos generación-demanda a subir “2012”. Fuente ESIOS [2]

5. Capítulo 5

## DEMANDA INDUSTRIAL DE ELECTRICIDAD

### 5.1. Demanda eléctrica de España.

La demanda eléctrica de cualquier sistema es el reflejo de la actividad económica de un país, tanto es así que se recurre a la curva de demanda para analizar el desarrollo económico e industrial de dicho país.

El sistema eléctrico tiene las siguientes características: la imposibilidad de almacenamiento de la energía eléctrica en grandes cantidades por lo que se tiene que ajustar la producción de energía al consumo de la misma en tiempo real; y la variabilidad en el tiempo de la demanda eléctrica, depende de muchos factores lo que acarrea una dificultad a la hora de predecirla por lo que los gestores técnicos deben prever la energía requerida mediante el estudio de las variables que impactan en la curva de demanda para reducir la incertidumbre, estudio que queda fuera del objetivo del presente proyecto fin de carrera.

La demanda de energía eléctrica es requerida por los consumidores del sistema que se pueden agrupar en tres sectores importantes: residencial, servicios e industrial.

En la siguiente gráfica se representa la demanda eléctrica de España del día 17 de Julio del 2013.

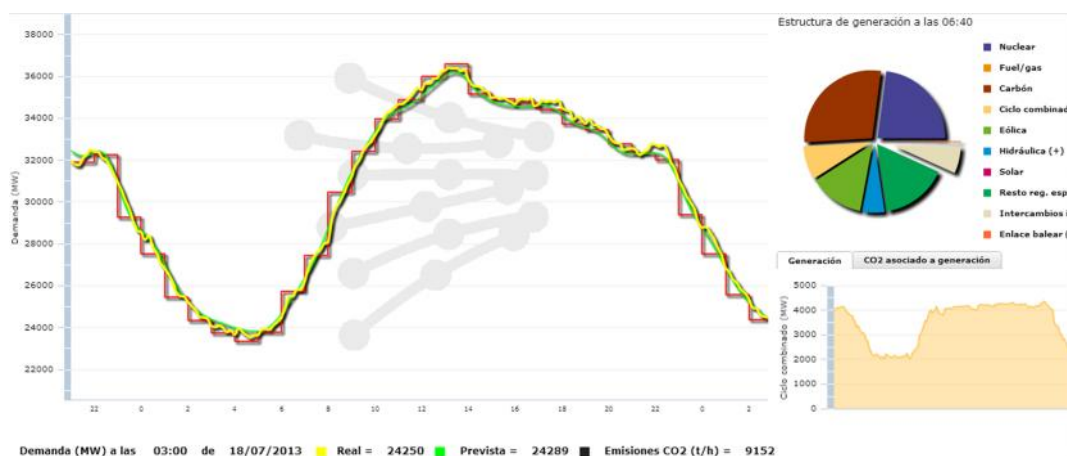
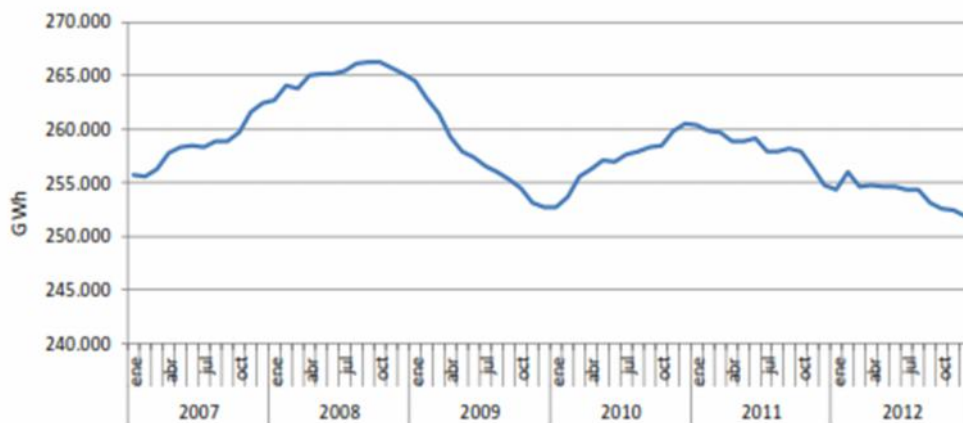


Figura 12: Demanda eléctrica de España. Fuente REE [2]

En la gráfica anterior se observa la demanda eléctrica del día “17” de Julio del “2013”. Se diferencian tres colores. El rojo representa la demanda programada estimada para cubrir la demanda que se produce. El verde indica la demanda prevista, el operador del sistema se encarga de realizar esta tarea basándose en métodos de predicciones de demanda que quedan fuera del estudio de este proyecto fin de carrea. El amarillo muestra la demanda real del día.

En la gráfica “13” se observa la evolución de la demanda industrial interanual y desglosada por meses de España. En ella se observa la caída que ha sufrido la demanda eléctrica desde “2007” hasta hoy debido a la crisis en la que está sumergido el país.



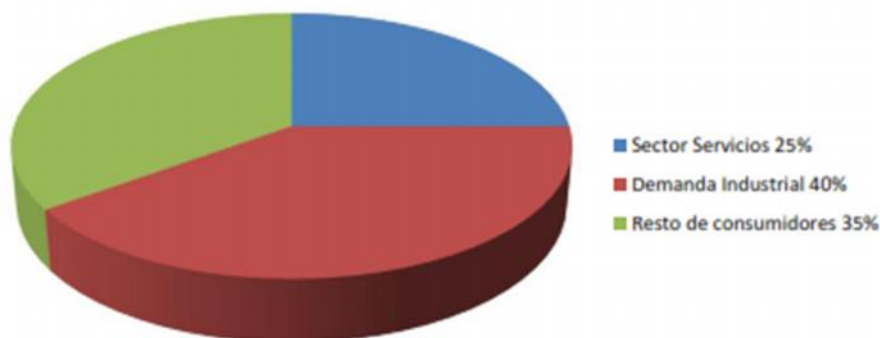
Gráfica 13: Evolución de la demanda interanual. Fuente CNE [11]

## 5.2. Evolución de la demanda industrial a lo largo del tiempo.

La demanda de la energía eléctrica peninsular correspondiente al año “2012” ha caído en torno a un “1,4%” respecto al año anterior. Resultado debido en parte a la caída en el consumo de la demanda industrial.

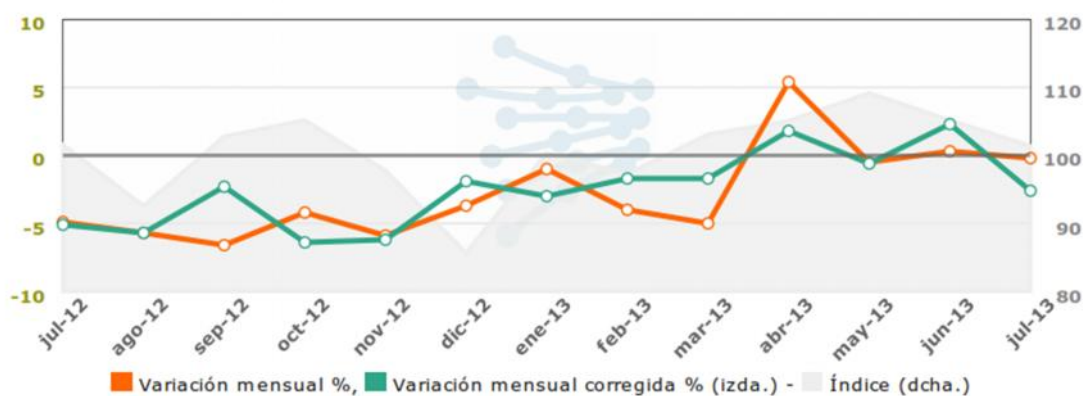
El IRE (índice de red eléctrica) [2] es el índice de consumo eléctrico de grandes consumidores que facilita información adelantada de la evolución del consumo eléctrico de las empresas que tienen un consumo eléctrico medio/alto entre las cuales se encuentran las industrias citadas en el presente proyecto. Estos consumidores serán aquellos que tengan contratada una potencia superior a “450 kW”.

En “2010”, último año con datos definitivos, el consumo medio del sector industrial represento el “40%” de la demanda total de distribución [24].



Gráfica 14: Demanda eléctrica de España de “2010” separada por sectores. Fuente [24]

En la gráfica “15” se representa el índice de consumo eléctrico de grandes consumidores:



Gráfica 15: Indicador de actividades industriales. Mensual. Fuente [24]

La información contenida en el gráfico es la siguiente: la línea naranja representa la variación mensual con respecto al mes del año anterior en “%”, se ve que salvo en los últimos cuatro meses las actividades industriales han caído con respecto al año anterior, la línea verde representa la variación mensual corregida en “%”.

En la tabla “4” se representan los últimos datos del IRE correspondientes al mes de Julio de “2013” y los valores acumulados de “365” días.



Tabla 4: Índice de Red Eléctrica. Fuente REE [2]



Se observa que el índice tanto en Julio como el acumulado ha caído con respecto al año anterior en todos los sectores.

### 5.3. Demanda industrial

Cuando se habla de demanda industrial, directamente se está hablando de consumo de energía eléctrica. Hoy en día sin la electricidad no sería posible la realización de la mayoría de los procesos industriales.

La demanda eléctrica varía con el tiempo, por lo que resulta difícil predecirla debido a que depende de muchos factores. Uno de esos factores es la demanda industrial, factor que se trata en este proyecto. El valor total de la demanda industrial, es el valor total de transacciones de energía eléctrica solicitadas por el mercado empresarial, que en la actualidad ronda los “100 TWh/año

En este capítulo se van a resumir los procesos de los grandes consumidores que forman una parte importante de la demanda industrial. Estos consumidores electro-intensivos son:

- Industria cementera.
- Industria del papel.
- Química.
- Metalurgia.
- Siderurgia.
- Gases industriales.

#### 5.3.1. Industria cementera.

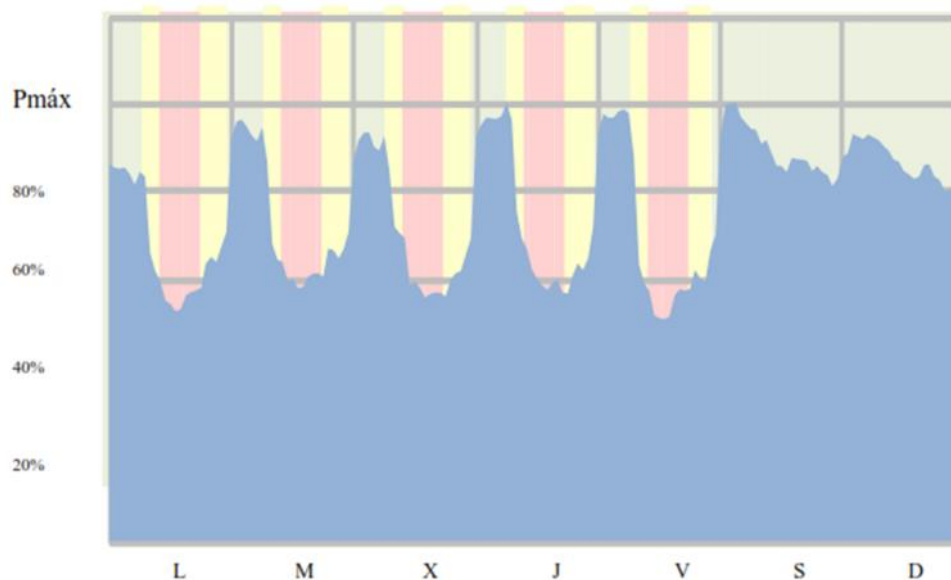
La industria cementera necesita de grandes cantidades de energía en todas sus formas, los procesos identificados como electro-intensivos son:

- Extracción y trituración.
- Dosificación y prehomogenización.
- Secado y molienda del crudo.
- Homogenización.

- Fabricación del clínquer.
- Molienda y ensillado.
- Expedición.

## Consumo de la energía eléctrica en la industria cementera.

La mayor parte del consumo en la fabricación del cemento se produce en los molinos. El funcionamiento de estos puede interrumpirse de manera que se molerá cuando el precio de la electricidad sea más barato, es decir, en las horas valle.



Gráfica 16: Consumo eléctrico de la industria cementera. Fuente [10]

En la gráfica se observa un comportamiento modular los días laborables, y más regular los fines de semana, coincidiendo con las horas más baratas de la electricidad. La industria cementera gracias a su comportamiento modular podría participar en el mercado de los servicios de ajustes.

### 5.3.2. Industria del papel.

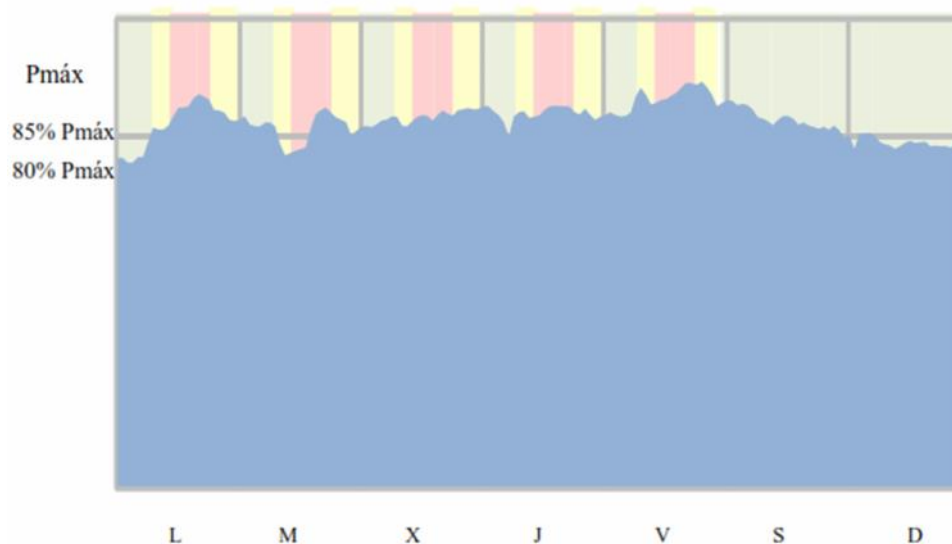
El papel es un material compuesto por celulosa que se transforma en pasta en procesos mecánicos o químicos. Dependiendo del proceso a que se someta, se da origen a distintos tipos de papel, como por ejemplo para escribir, dibujar, imprimir y envolver, entre otros.

La industria del papel necesita de grandes cantidades de energía en todas sus formas, los procesos identificados como electro-intensivos son:

- Obtención de materias primas.
- Elaboración de la pasta.
  - Pasta mecánica.
  - Pasta química.
- Blanqueo.
- Producción de papel y transformados.
- Aditivos.

## Consumo de energía en la fabricación del papel.

En el proceso de producción de papel, el consumo eléctrico es prácticamente continuo, con valores comprendidos entre el “80” y el “100”% de la potencia máxima demandada a lo largo de todo el año. Este sector suele utilizar cogeneración asociada al proceso productivo.



Gráfica 17: Consumo semanal de la fábrica de papel. Fuente [10]

Como se observa en la gráfica “16” el consumo semanal es bastante suave, no teniendo grandes variaciones entre los días laborables y los fines de semana. Por lo que la industria del papel no podría participar de manera eficiente en el mercado de servicios de ajustes.



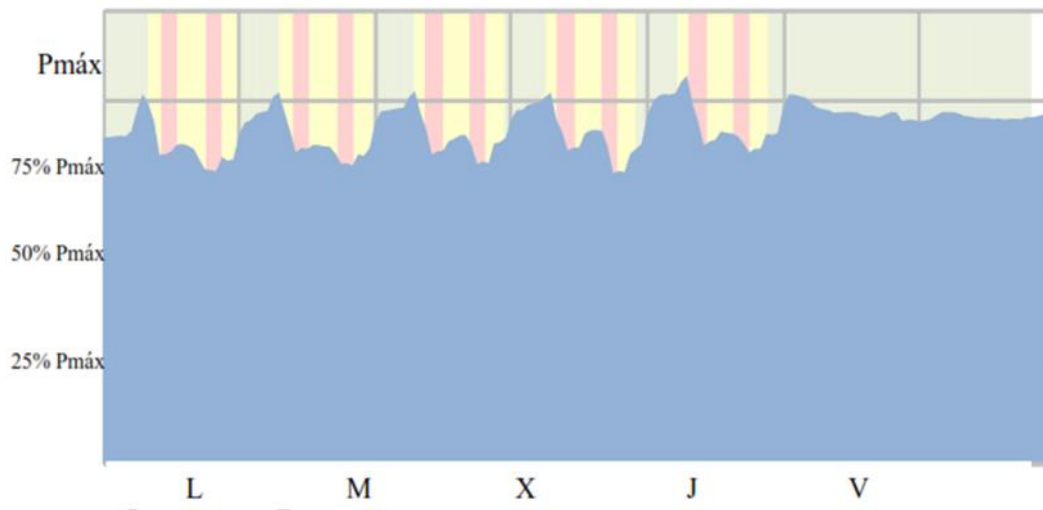
### 5.3.3. Industria Química.

El sector de la industria química engloba una gran cantidad de tipos de industrias, por lo que se hace preciso clasificarlas para su estudio. En el presente proyecto solo se va a mencionar la clasificación ya que su explicación queda fuera del alcance del mismo.

- Fabricación de productos químicos básicos:
  - Fabricación de gases industriales.
  - Fabricación de colorantes y pigmentos.
  - Fabricación de productos básicos de química inorgánica.
  - Fabricación de productos básicos de química orgánica.
  - Fabricación de productos químicos orgánicos de origen petroquímico.
  - Fabricación de otros productos básicos de química orgánica.
  - Fabricación de abonos y compuestos nitrogenados fertilizantes.
  - Fabricación de primeras materias plásticas.
  - Fabricación de caucho sintético de forma primaria.
  
- Fabricación de pesticidas y otros productos agrícolas.
- Fabricación de pinturas, barnices, y revestimientos similares; tintas de impresora y masillas:
  - Fabricación de pinturas, barnices y revestimientos similares.
  - Fabricación de tintas de impresora.
- Fabricación de productos farmacéuticos.
  - Fabricación de jabones, detergentes y otros artículos de limpieza y abrillantamiento.
  - Fabricación de perfumes y productos de belleza e higiene.
- Fabricación de otros productos químicos:
  - Fabricación de explosivos y artículos pirotécnicos.
  - Fabricación de explosivos.
  - Fabricación de artículos pirotécnicos.
  - Fabricación de colas y gelatinas.
  - Fabricación de aceites esenciales.
  - Fabricación de material fotográfico virgen y preparados químicos para fotografía.
  - Fabricación de soportes vírgenes para grabación.
  - Fabricación de otros productos químicos.
  - Tratamiento de aceites y grasas para usos industriales.
  - Fabricación de otros productos químicos.
- Fabricación de fibras artificiales y sintéticas.

## Consumo de energía en la fabricación Química

En los procesos de fabricación de una planta química el consumo eléctrico los fines de semana es prácticamente continuo, mientras que durante la semana presenta un comportamiento modular, con variaciones comprendidas entre el “60%” y el “100%” de la potencia máxima.



Gráfica 18: Consumo semanal de la una planta química. Fuente [10]

En la gráfica “17” se observa el consumo de una planta química modular durante la semana y continuo el fin de semana. La industria química debido a su comportamiento modular de consumo podría participar en la participación de los servicios de ajustes.

### 5.3.4. Industria Siderúrgica.

En el concepto siderurgia van integrados todos los procesos y técnicas para la obtención de hierro o sus principales aleaciones (Aceros y Fundiciones).

La industria Siderúrgica necesita de grandes cantidades de energía en todas sus formas, los procesos identificados como electro-intensivos son:

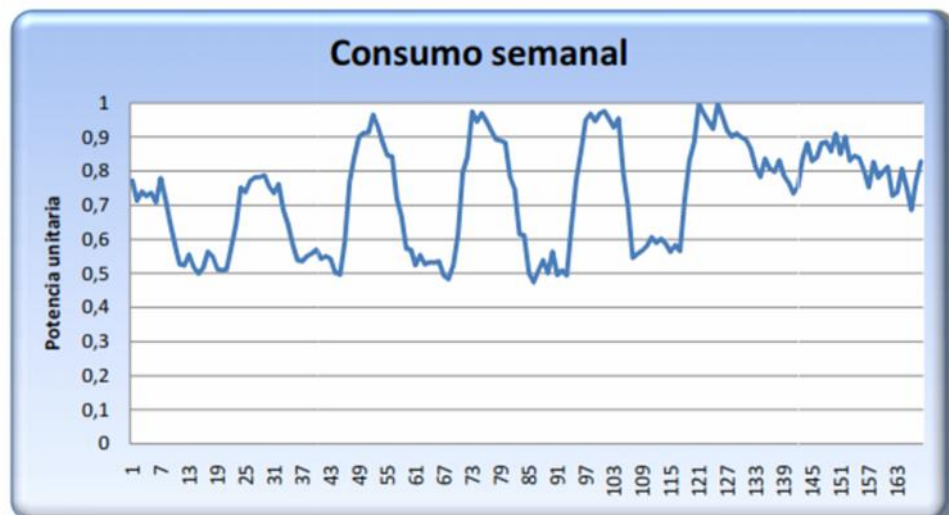
- Proceso integral.
  - Descarga, clasificación y almacenamiento de materias primas.
  - Transporte de arrabio.
- Proceso no integral.
  - Descarga, clasificación y almacenamiento de la chatarra.
  - Fusión en Hornos eléctricos.
  - Transporte del arrabio.

## Consumo de energía eléctrica en la industria siderúrgica.

En los procesos de la industria siderúrgica se consume una gran cantidad de energía diferenciando entre los dos tipos de plantas que hay:

- Planta integral: el consumo de energía eléctrica en una planta industrial se debe en su mayoría y a grandes rasgos en el transporte de los distintos materiales por las distintas fases del proceso (carros torpedo, cintas transportadoras, etc.); al alto horno (consumo apoyado por la combustión del coque); en el convertidor de acero (por el soplado del oxígeno); por la colada continua y la laminación.
- Planta no integral: la mayor parte de la energía eléctrica se consume por la fusión de las materias primas en los hornos eléctricos; en la carga de estas materias primas en los hornos (cintas transportadoras, carros, etc.); en la colada continua y en la laminación.

Debido al alto consumo eléctrico que producen las industrias siderúrgicas cuando realizan estos procesos, se verán favorecidas a producirlos en los períodos tarifarios más baratos, es decir, por las noches y los fines de semana.



Gráfica 19: Consumo semanal de la industria siderúrgica. Fuente [11]

En la gráfica del consumo semanal de la industria siderúrgica se observa un comportamiento modular coincidiendo los valores picos en los momentos en los cuales la electricidad es más barata.



### 5.3.5. Industria Metalúrgica.

Bajo el nombre de industria metalúrgica, se engloba a todos los procesos industriales que hay que seguir para la obtención de los materiales no férreos, como zinc, aluminio, cobre, cadmio, etc.

Como ejemplo representativo de la metalurgia, se indica en este documento la producción de zinc

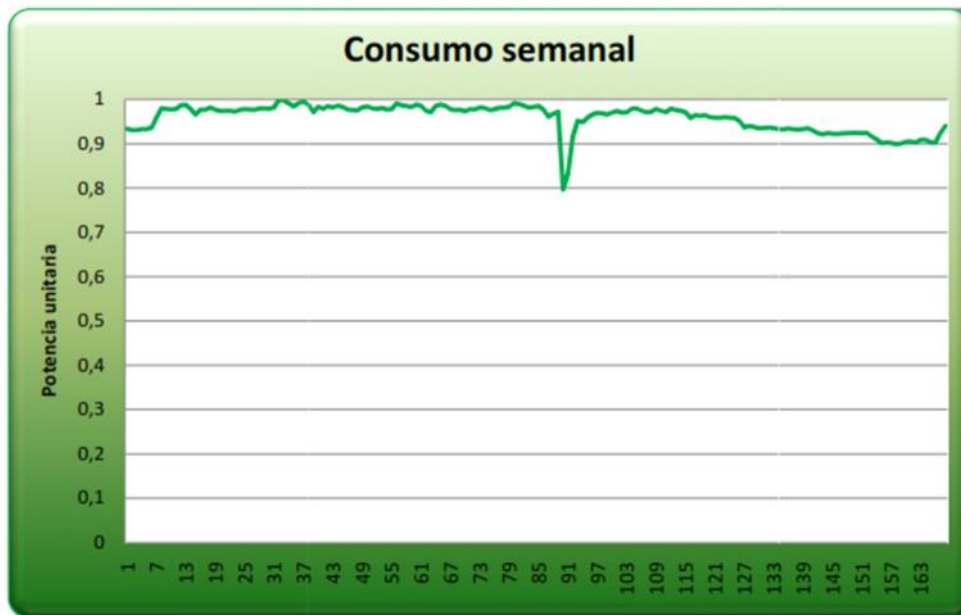
La industria obtención del Zinc necesita de grandes cantidades de energía en todas sus formas, los procesos identificados como electro-intensivos son:

- Recepción de concentrados de Sulfuro de Zinc.
- Tostado con Oxígeno y obtención de Ácido Sulfúrico.
- Lixivación.
  - Lixivación Neutra.
  - Lixivación Ácida.
  - La precipitación Jarosita.
- Purificación.
- Electrólisis
- Fusión de placas de Zinc.

Siendo estos dos últimos procesos los de mayor consumo eléctrico.

### **Consumo de energía en la metalurgia. Obtención del Zinc.**

La totalidad de sus procesos de producción consumen energía eléctrica, pero la mayor parte de este consumo se debe a la electrólisis a la que se somete la disolución de óxido de zinc en ácido sulfúrico, y a la fusión de zinc obtenido en hornos eléctricos.



Gráfica 20: Consumo eléctrico semanal de la planta de Zinc. Fuente [11]

El consumo semanal del Zinc es prácticamente constante produciéndose poca variación ella, tiene una ligera disminución el fin de semana debida al descenso de consumo del metal.

### 5.3.6. Industria de gases ideales.

El aire está formado por Oxígeno (“21%”), Nitrógeno (“78%”) y el resto (“1%”) de gases nobles como Argón, Kriptón, Xenón, Neón...

Estos gases tienen mucha utilidad en la industria por lo que es necesario separarlos y acondicionarlos para su uso. A esta tecnología se la conoce como fraccionamiento del aire.

La industria de gases necesita de grandes cantidades de energía en todas sus formas, los procesos identificados como electro-intensivos son:

- Toma del aire.
- Purificación previa.
- Compresión a altas temperaturas (“196 °C”).
- Refrigeración previa.
- Fraccionamiento.
- Toma de Argón y gases Nobles.
- Compresión.
- Llenados de depósitos.

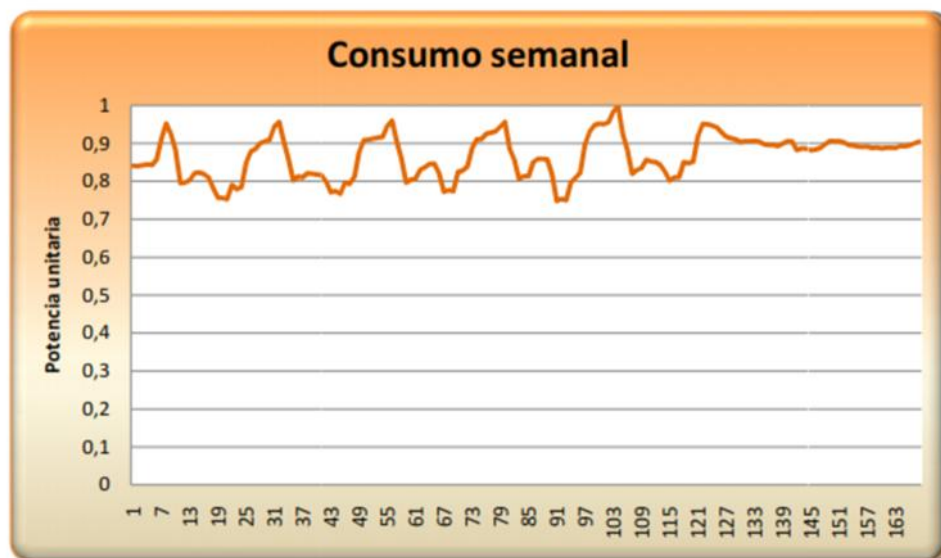


Los procesos que mayor consumo eléctrico producen son ambas compresiones aunque todos los procesos consumen electricidad.

## Consumo de energía en el proceso de fraccionamiento del aire.

En todas las fases del proceso de fraccionamiento del aire se consume energía eléctrica, pero la mayor parte de esta energía es consumida en las fases de compresión, refrigeración de los gases y en el acondicionamiento para la alimentación de los gasoductos.

El perfil de consumo de este tipo de industria es modular consumiendo más en las horas en las que la energía es barata, debido a su facilidad para el almacenamiento.



Gráfica 21: Consumo eléctrico semanal de industria de fraccionamiento del aire. Fuente [11]

En la gráfica del consumo semanal del fraccionamiento del aire se observa que su demanda pico coincide con las horas valle de lunes a viernes, mientras que los fines de semana el consumo se mantiene prácticamente constante.



**6. Capítulo 6**

## **PROCEDIMIENTO PROPUESTO**

### **PROCEDIMIENTO PROPUESTO DE OPERACIÓN.**

#### **Objeto**

El objeto de este “borrador” de procedimiento de operación es establecer el proceso por el cual la demanda industrial (siderurgia, metalurgia, gases industriales, cemento, química, papel, etc.) podría participar en el mercado de servicios de ajustes del sistema eléctrico.

#### **Ámbito de aplicación**

Este procedimiento de operación es de aplicación al operador del sistema (OS) y los sujetos del mercado (SM) titulares de industrias (demanda industrial).

#### **Definiciones**

**Control de tensión:** la demanda industrial controlará la tensión en el nudo en el que se conecta a través de la absorción o inyección de reactiva en ese punto mediante el uso de los dispositivos de compensación de reactiva de los que disponga (condensadores, reactancias, maquinas síncronas, compensadores dinámicos, etc.).

**Restricción técnica:** es cualquier circunstancia o incidencia derivada del sistema producción-transporte que por afectar a la seguridad, calidad y fiabilidad del suministro eléctrico requiere la modificación de los programas de energía.

**Regulación terciaria:** servicio complementario optativo y de oferta obligatoria gestionado y retribuido por mecanismos de mercado, tiene por objeto reponer la reserva de la regulación secundaria.

**Reserva de regulación terciaria:** variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede realizar la demanda industrial en un tiempo máximo de “15” minutos.



Unidad de producción equivalente: cantidad de potencia que deja de producirse por el uso de la demanda industrial en el mercado de servicios de ajustes.

## Proveedores del servicio

Los proveedores del servicio serán los consumidores industriales ya mencionados en el objeto del presente borrador de procedimiento de operación.

### Servicios de ajustes donde podría ser posible la participación de la demanda industrial

#### 1. Control de tensión.

Los consumidores cualificados no acogidos a tarifa (la demanda industrial entre ellos) están obligados a prestar unos requisitos.

- a) Período horario de punta: el consumo de potencia reactiva no podrá ser mayor que el “33” % del consumo de potencia activa ( $\text{Cos } \varphi < 0,95$  inductivo)
- b) Período horario de valle: no podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ( $\text{Cos } \varphi \geq 1$  inductivo)
- c) Período horario de llano: el consumo de potencia reactiva no podrá ser mayor al “33”% del consumo de potencia activa y no se podrá verter reactiva a la red ( $0,95$  inductivo  $< \text{Cos } \varphi < 1$  inductivo)

Además de los requisitos obligatorios la demanda industrial podría participar en las ofertas de recursos adicionales que serían remunerados:

- Los consumidores proveedores del servicio podrán presentar al operador del sistema (OS) ofertas de sus recursos adicionales disponible que excedan los requisitos mínimos exigibles.
- En cada oferta se indicará:
  - El mes o meses del año y el período horario a los que aplica.
  - El recurso de potencia reactiva (MVar) disponible (consumir o generar) en cada período horario.

En el presente proyecto fin de carrera se plantea que la demanda industrial pueda alejarse del  $\text{Cos } \varphi = 1$  sin ser penalizada, siguiendo instrucciones del operador del sistema (OS):

- Absorbiendo reactiva en horas valle “ $\text{Cos } \varphi > 1$ ”
- Inyectando reactiva en horas punta “ $\text{Cos } \varphi < 1$ ”

#### 2. Regulación Terciaria.



La demanda industrial podría participar en la reserva de regulación terciaria por lo que debe seguir los siguientes requisitos:

- Solicitud de la participación en la reserva de regulación terciaria.
- Integración en el centro de control.
- Comunicación con el operador del sistema
- Prestar el servicio con un valor de potencia superior a “X” MW
- Estar habilitado para participar en el servicio, pasando las pruebas de habilitación pertinentes

El operador del sistema publicará el valor de la reserva de regulación terciaria para los períodos horarios del día siguiente.

Una vez publicado el valor de la reserva, la demanda industrial presentará las ofertas de regulación terciaria de la siguiente manera:

- La demanda industrial pondrá a disposición del operador del sistema la información correspondiente de la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de producción equivalentes para este servicio a bajar o a subir dentro de los plazos fijados por el procedimiento de operación 3.1 por el que se regula la programación de la generación (P.O.3.1).
- La demanda industrial estará obligada a presentar ofertas de reserva de regulación terciaria cada día para todas los períodos de programación del día siguiente.
- La demanda industrial deberá presentar ofertas por su máximo de reserva de regulación terciaria a bajar o a subir en MW y un precio en €/MW.

Aumentando el consumo de la demanda industrial se consigue en la red una reserva de regulación terciaria a bajar ***actuación que tiene carácter de recompensa de la energía no producida equivalente.***

La demanda industrial tendrá que actualizar sus ofertas de reserva de regulación terciaria en cada hora del día ***si se produce:***

- Si parte de la regulación terciaria se usa en el mercado intradiario o en la gestión de desvíos.
- Si se produce una indisponibilidad del servicio en la demanda industrial (indisponibilidad de algún proceso, necesidad de usar esa cantidad de energía, etc.)
- Aportación de banda de regulación secundaria.
- Otras causas justificadas.

Las actualizaciones quedarán cerradas en el minuto “35” de la hora anterior.



### 3. Gestión de desvíos generación-consumo.

La demanda industrial podría participar en la resolución de desvíos generación-demanda que puedan producirse entre las horas de las sesiones del mercado intradiario.

Para la prestación del servicio la demanda industrial debe cumplir las siguientes especificaciones:

- Solicitud de participación en el proceso de resolución de los desvíos entre generación y demanda.
- Integración en un centro de control.
- Comunicación con el operador del sistema (OS), pudiendo este retirar cualquier habilitación previamente asignada cuando detecte un fallo técnico del servicio.
- La potencia ofertada en este servicio tiene que ser mayor a “X” MW.
- Estar habilitado para participar en el servicio, pasando las pruebas pertinentes.

**Definición del proceso:** la demanda industrial tendrá que comunicar al operador del sistema todas las indisponibilidades parciales y totales así como las modificaciones obligadas de programa debidamente justificadas que se produzcan en la absorción de energía de la red mayores a “X” MWh con respecto al valor programado explicitando también el tiempo del desvío.

El operador del sistema (OS) convocará el mercado de gestión de desvíos, en el caso de que se prevean desvíos superiores a “300” MW en cada período, en el cual la demanda industrial presentará sus ofertas de gestión de desvíos (a subir o a bajar).

El ámbito temporal del mercado de gestión de desvíos abarca desde la hora final de una sesión del mercado intradiario hasta la siguiente sesión del mercado intradiario.

**Presentación de ofertas:** una vez comunicado por el operador del sistema los requerimientos de energía para cubrir los desvíos, la demanda industrial dispondrá de “30” minutos para presentar sus ofertas para cubrir los desvíos.

Para cada unidad de programación se especificará la siguiente información:

Tipo de oferta (aumento o disminución de consumo en la industria)

Energía a subir (disminución de consumo en la industria):

Para el conjunto del horizonte:

- Energía total máxima en MWh



- Variación máxima de energía asignada MWh/h

Para cada período de programación se indicará:

- Número de bloque
- Energía MWh
- Precio de la energía ofertada €/MWh
- Código de indivisibilidad

Energía a bajar (aumento de consumo en la industria)

La misma información que en la energía a subir salvo que en lugar de a subir es a bajar y el precio ofertado corresponde al precio de recompra de dicha energía.

### **Asignación de ofertas**

El operador del sistema asignará las ofertas de cada uno de los procesos después de recibir el total de las ofertas para la solución de los servicios de ajustes correspondientes, la demanda industrial tendrá un tiempo (habrá que definirlo) para realizar las reclamaciones pertinentes en el caso de que se desestimen las ofertas presentadas.

### **Liquidación del servicio**

Este apartado quedará pendiente de estudio, que en el caso de desarrollo del procedimiento de operación será el operador del sistema (OS) el encargado de la realización de la liquidación del presente servicio.



7. Capítulo 7

## PRESUPUESTO

### 7.1. Presupuesto.

En el presente capítulo se realiza un presupuesto estimado del coste del proyecto atendiendo a dos grupos de conceptos. El primero serán los recursos humanos empleados en su realización (trabajo del autor, dedicación del tutor y desplazamientos para reuniones). En el segundo grupo se estimará el coste de los recursos materiales empleados para la realización del proyecto (máquinas, software, etc.).

**Recursos Humanos:** el desglose horario de las actividades del proyecto se muestra en tabla “5”:

Tabla 5: Horas de dedicación al proyecto.

Descripción	Medición (horas)
Investigación y búsqueda de información	300
Redacción	150
Reuniones con el tutor	20
Realización de presentación en Power Point	30
<b>Total</b>	<b>500</b>

Si fuese un proyecto profesional el precio según el mercado para consultores en régimen de autónomo sería de “35 €/hora” por lo que el coste de los recursos humanos asciende a:

$$coste = 35 \frac{\text{€}}{h} \cdot 500 h = 17.500 \text{ €}$$

**Recursos Materiales:** El proyecto se ha realizado usando software gratuito y con la conexión a internet de la universidad, por lo que suponen un coste “0” en el presupuesto.

El hardware usado para la realización ha sido un ordenador portátil con un coste de “500 €” con un tiempo de amortización de “3” años (“36” meses).

Por lo que su coste de amortización mensual será:

$$\begin{aligned} Coste_{Total} &= 500 \text{ €} \\ Duración_{pfc} &= 10 \text{ meses} \end{aligned}$$



$$C_{Amort} = \frac{C_{Total}}{Tiempo_{Amort}} \cdot Duración\ de\ pfc = 138,9\ €$$

El coste de los desplazamientos ha sido “0 €” al residir en Leganés, donde se han realizado las reuniones.

El coste total del proyecto se muestra en la tabla “6”:

*Tabla 6: Costes de realización del proyecto.*

<b>Descripción</b>	<b>Coste (Euros “€”)</b>
Recursos Humanos	17.500 €
Recursos materiales	138,9 €
<b>Total</b>	<b>17.638,9 €</b>





## 8. Capítulo 8

# CONCLUSIONES.

### 8.1. Conclusiones técnicas.

Con la realización del presente proyecto se ha llegado a las siguientes conclusiones:

Basándose en los trabajos realizados por Javier Barrero García [20] y Francisco Manuel Jiménez Estepa [23], se ha llegado a la conclusión de que la demanda industrial puede participar en el mercado de servicios de ajustes, cosa que ya se realiza en países europeos como Francia, Bélgica y Reino Unido, entre otros.

Del análisis realizado de los precios del mercado de servicios de ajustes expresados en la tabla “1” se concluye que dichos precios pueden ser atractivos para la demanda industrial a la hora de participar en el mercado de servicios de ajustes con el fin de obtener un pequeño beneficio extra.

Se han identificado los servicios de ajustes en los que puede participar la demanda industrial. Estos servicios serían **Control de Tensión, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos**, demostrando con ello la posibilidad de la realización de un procedimiento de operación, en caso de su participación.

Se ha desarrollado una propuesta de procedimiento de operación consiguiendo con ello el objetivo del proyecto fin de carrera.

### 8.2. Conclusiones personales.

La realización de este proyecto fin de carrera me ha permitido profundizar y ampliar mis conocimientos sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad existentes en España (mercado diario, intradiario, mercado de servicios de ajustes...).

He profundizado en el conocimiento de las actividades de Red Eléctrica de España (operador del sistema) y sus procedimientos de operación, de OMIE (operador del mercado), así como de los servicios de ajuste.



Con la realización de mi proyecto fin de carrera he perfeccionado la búsqueda de información, la elaboración de documentos técnicos y la necesaria coordinación con otros trabajos, utilizados de referencia.



## 9. Capítulo 9

# ANEXOS

## 9.1. P.O que regulan los servicios de ajustes

En este capítulo se van a exponer los procedimientos de operación aprobados por el BOE (Boletín Oficial del Estado) con los cuales se ha sintetizado gran parte del borrador de procedimiento de operación del que consta este proyecto.

De lo descrito en el capítulo “4” se puede decir que los sistemas de ajustes en los que puede participar la demanda industrial se pueden englobar en dos grupos:

- Calidad de suministro:
  - Control de tensión
  - Solución de restricciones técnicas, participación sólo puntual.
- Salvaguarda del sistema:
  - Regulación terciaria
  - Gestión de desvíos

### P.O-7.4 Servicio de control de tensión de la red de transporte. [12]

#### 1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el modo en el que los sujetos del sistema eléctrico español prestarán el servicio complementario de control de la tensión de la red de transporte.

#### 2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es aplicable al operador del sistema (OS), al operador del mercado (OM), a los transportistas, a los productores acogidos al régimen ordinario, distribuidores, consumidores cualificados no acogidos a tarifa conectados a la red de transporte y a los gestores de las redes de distribución.

#### 3. Definiciones.

Control de tensión: actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva, sobre los transformadores de cambiadores de tomas en carga... para mantener las tensiones en los nudos entre los márgenes especificados.



## 4. Proveedores del servicio.

- Generadores régimen ordinario con  $P > 30\text{MW}$ .
- Las empresas transportistas.
- Los consumidores cualificados no acogidos a tarifa con  $P_{cont}=15\text{MW}$
- Los gestores de redes de producción.

## 5. Funciones del operador del sistema.

Las funciones del operador del sistema en el procedimiento de operación de control de tensión serán las siguientes:

- Identificar puntos frontera y publicar las consignas de tensión a seguir.
- Asignar el servicio a los proveedores.
- Controlar y medir la prestación del servicio.
- Dar al operador del mercado la información para la liquidación del servicio.
- Dar la información al CNSE.
- Aplicar si es necesario los mecanismos excepcionales.

## 6. Prestaciones del servicio.

Las prestaciones de cada uno de los sujetos proveedores del servicio serán las siguientes:

- Generadores: Absorción o generación de Potencia reactiva, debe de tener un 15% de su Potencia activa y un  $\text{Cos}(\varphi = 0,989)$ .
- Transportistas: En su margen de actuación están obligados a controlar todo (reactancias, SVC,...).
- Consumidores proveedores del servicio (nosotros)
  - Punta: Consumo de potencia reactiva 33% Consumo de potencia activa  $\text{Cos}(\varphi \geq 0,95)$  inductivo.
  - Valle: No podrá existir entrega de Potencia reactiva a la red,  $\text{Cos}(\varphi \geq 1)$  inductivo.
  - Llano: El consumo de potencia reactiva 33% consumo de potencia activa ; no se podrá entregar reactiva a la red  $0,95 \leq \text{Cos}(\varphi) \leq 1$  (inductivo)
- Gestores de redes de distribución (GRD): tienen que cumplir obligatoriamente lo mismo que los consumidores proveedores del servicio.

Oferta de recursos adicionales:

- Generadores: Ofertan potencia reactiva por encima de un mínimo y ofertan compensación síncrona.
- Consumidores proveedores del servicio:



Podrán presentar al operador del sistema ofertas de sus recursos adicionales disponibles que excedan al mínimo obligatorio.

Indicando tiempo (mes o meses) y periodos (punta, valle,...)

7. Información que deberán facilitar los proveedores del servicio al operador del sistema.

Todos los servidores del servicio de regulación de tensión estarán obligados a facilitar la siguiente información al operador del sistema (OS):

- Generadores: (mínimo + ofertas): expresado mensualmente y de forma tabular, al menos 5 valores que van desde el mínimo técnico hasta el máximo neto.
  - 400kV: 11 Valores tanto de generación y absorción (380-420 kV) con un margen de  $\pm 4$ kV
  - 200kV: 11 Valores tanto de generación como de absorción (205-235kV)
  - Los generadores pueden participar también como compensadores síncronos.
- Transportistas: Base de datos estructurales del sistema eléctrico (BDESE)
- Consumidores proveedores del servicio (demanda industrial) y gestores de las redes de distribución deben facilitar:
  - Código del punto frontera.
  - Nombre y tensión (kV) de nudo de la red de transporte en el que está el punto frontera.
  - Potencia controlada
- Tipos de oferta:
  - Equivalente a una generación de reactiva:

Hora punta o llano: consumo de reactiva menor al 33% de la potencia activa consumida con un  $\cos(\varphi) \geq A_1$  siendo  $A_1 = 0,95$  inductivo.

Mínima entrega de reactiva con un  $\cos(\varphi) < A_2$  siendo  $A_2 < 1$  capacitivo

- Equivalente a una absorción de reactiva:

Hora valle o llano: Consumo de reactiva tiene que ser mayor que 0 y menor que el 33% de la potencia activa consumida con un  $\cos(\varphi) \leq B_1$  siendo  $0,95 < B_1 < 1$  inductivo.

En horas valle un consumo mínimo de reactiva mayor al 33% de la potencia activa consumida con un  $\cos \leq B_2$  siendo  $B_2 < 0,95$ .

Los proveedores del servicio deben mantener actualizada una base de datos para el operador del sistema.



### 8. Asignación de las ofertas de recursos adicionales.

La asignación de las ofertas de recursos adicionales se efectuarán con una periodicidad anual antes del “15” de diciembre de cada año a cada uno de los proveedores del servicio:

- Generadores: una para cada mes.
- Consumidores proveedores del servicio y GRD: se asignarán las ofertas de recursos adicionales por el impacto positivo de la disponibilidad para la seguridad del sistema.
- Explicación de la asignación detallada.

### 9. Determinación de las consignas de tensión y límites de consumo/entrega de potencia reactiva asignados en puntos frontera en el proceso de programación diaria.

El operador del sistema contará con todos los recursos obligatorios y adicionales para la regulación de tensión modificando el PDBF para dar el PDVP y mediante de un programa de flujo de cargas optimo obtendrá las consignas de tensión a seguir en los nudos de la red.

### 10. Medida y control del cumplimiento del servicio.

Telemidas del CECOEL:

- Generadores: se muestrean valores de PA y PR generada y absorbida en el nudo cada 5 min, su banda admisible es de  $\pm 2,5\text{kV}$
- Transportistas: Transformadores con cambiador de tomas en carga (CTC) y actuación en 10 min.
- Consumidores proveedores del servicio y los gestores de redes (GDR): muestreo cada 10 min de la potencia Activa y Reactiva generada o absorbida en los puntos frontera. El servicio será satisfactorio cuando las medidas cumplan la consigna en el menos un 75% de sus medidas en una hora (en caso contrario no se remunerará el servicio). Para que el servicio de control de tensión sea remunerado la energía consumida debe ser superior a 15 MWh.

### 11. Mecanismo excepcional de resolución.

El operador del sistema (OS) podrá adoptar las medidas necesarias para el control de tensión de la red de transporte, incluyendo instrucciones específicas a los proveedores del servicio para mantener la tensión en sus valores no críticos.

### 12. Retribución del servicio.

Se realizará con periodicidad mensual a los proveedores del servicio. Al quedar este punto fuera del objetivo de este proyecto no se plasmará en el mismo.



## 13. Incumplimientos.

Los incumplimientos son un tema de retribución por lo dicho en el apartado anterior queda fuera de estudio en el presente proyecto.

## 14. Coste del servicio.

El coste de servicio de control de tensión de la red de transporte se integrará como un coste más de producción organizado.

### P.O-3.2 Resolución de restricciones técnicas. [13]

#### 1. Objeto.

El objetivo de este procedimiento es establecer el proceso para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa diario base de funcionamiento (PDBF) y en los diferentes mercados intradiarios.

#### 2. Ámbito de aplicación.

Se aplica a los siguientes sujetos:

- Operador del sistema (OS).
- Sujetos de mercado (SM).

#### 3. Resolución de restricciones técnicas en el mercado diario.

- Se recibe del operador del mercado el proceso de casación y se obtiene el PDBF a las 10.30.
- 30 minutos después los análisis y las resoluciones de las restricciones técnicas.

#### **Desagregación:**

Separación de cada unidad de producción indicando todas sus características y procedencia.

#### **Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnica**

- Periodo para la recepción de ofertas: una vez haya salido el PDBF 30 minutos después quedará cerrada la recepción de ofertas.



Presentación de ofertas:

Unidades de venta de energía: Producción de régimen ordinario, especial gestionable no renovable y la importación.

Unidades de adquisición de energía:

-Oferta de venta obligatoria respecto a lo asignado en el PDBF (no participa la DI).

-Compra de energía opcional para el incremento respecto al PDBF (si puede participar la DI)

No se admiten unidades de programación genéricas.

Características de las ofertas:

Se indicará la siguiente información:

-Tipo de oferta (variación de consumo de DI).

-Para cada periodo de programación y respecto al PDBF:

-Energía a subir: número de bloque: bloques divisibles de precios crecientes de energía (MWh) y el precio de la energía ofertada.

-Energía a bajar: número de bloque: bloques divisibles de precios decrecientes de energía (MWh) y precio de la energía ofertada.

-Un código.

Unidades de venta de centrales térmicas:

-Ingresos por mantener acoplada la unidad una hora.

-Ingresos por unidad de energía producida.

-Ingresos por arranque en frío

-Ingresos por arranque en caliente

## **Proceso de resolución de las restricciones técnicas.**

### **Fase 1: modificación del PDBF**

Identificación de restricciones técnicas:

El operador del sistema identificará las restricciones técnicas mediante los mecanismos definidos para tal fin.

Restricción técnica (Definida en el apartado de servicios de ajustes)

Resolución de restricciones técnicas:





-Antes de la resolución de las RT peninsulares el operador del sistema descongestiona las interconexiones internacionales (la DI puede participar en dicha descongestión aumentando su demanda)

-Una vez realizadas las descongestiones el operador del sistema tendrá que mantener las condiciones de seguridad.

-Resolución por garantía de suministro.

Medios para la resolución de restricciones técnicas.

Modificaciones del PDBF mediante incrementos y reducciones de la energía.

Incremento de la energía programada en PDBF:

Utilizando ofertas de venta en el PDBF:

-Unidades de venta de energía, instalaciones de producción:

- UVT.
- Unidades de gestión hidráulica.
- Centrales reversibles de bombeo.
- Unidades de venta régimen especial gestionable no renovable.

-Unidades de venta de interconexiones.

Reducción de la energía programada en el PDBF:

Sin plantear ofertas de reducción se harán reducciones de potencia de generación.

- Productores:
  - UVT.
  - Unidad de generación hidráulica y centrales reversibles de bombeo
  - Unidad de venta de régimen especial gestionable/no gestionable renovable/no renovable.
- Interconexiones
- Unidades de adquisición de energía para consumo:
  - La demanda industrial puede participar aumentando su consumo en los periodos en los que sea necesaria una reducción de energía, (habrá que estudiar que procesos podrían demandar más energía y en qué cantidad así como el tiempo que podrían durar)
  - También se pueden realizar reducciones de sistemas vecinos a través de las interconexiones aumento la DI.

Selección y aplicación de los medios de resolución:

Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de energía en el PDBF:



Si hay varias soluciones se tomará la más económica y en el caso de que haya igualdad de coste el que provoque el menor movimiento del PDBF.

-Los principales proveedores de este servicio serán los productores (con ofertas que estarán  $P_{min,tec} < P < P_{max,tec}$ )

-La demanda industrial podrá participar en esta resolución de restricciones técnicas con la disminución de su consumo programado (hay que estudiar los procesos y ver cuánto y cuándo se puede variar)

Solución de restricciones técnicas mediante reducción de energía:

-Para la eliminación de unidades de energía ya asignadas en el PDBF se usará la regla prorrata para la asignación de estas unidades.

-La demanda industrial podrá participar en esta resolución de restricciones técnicas con el aumento de su consumo programado (estudiar los procesos)

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir

Se toman las siguientes actuaciones:

-Aplicar limitaciones a su mínimo técnico de laS UVT.

-Aplicar limitaciones del máximo de adquisición de bombeo.

-Para nuestro caso de estudio disminución de la producción industrial en las horas en las que ocurra dicha insuficiencia.

-Programa mínimo de interconexión.

-Arranque de centrales térmicas.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficientes reserva de potencia bajar

-Limitaciones en la producción.

-En nuestro caso con un incremento de la demanda industrial en las horas en las que ocurra dicha reserva.

Establecimientos de limitaciones por seguridad:

El operador del sistema establecerá limitaciones que aseguren la seguridad de la red. Tanto de las unidades de venta, la adquisición para bombeo y de las exportaciones. Tiene por objetivo evitar futuras restricciones técnicas.

-Mínimo de consumo (producción)



-Máximo de consumo (producción)

LPMI (Limite de programa mínimo límite inferior): En nuestro caso de estudio habrá que ver cuál es el límite mínimo dado por los procesos (menor potencia consumida posible en funcionamiento) y estudiar si al operador del sistema le interesa marcarlo.

LPMA (Limitación de programación máximo o límite superior): De la misma manera que el anterior.

Cuando existe una modificación debido a una unidad con programa obligado (UPO) y de unidad con programa limitado (UPL) dará asignaciones automáticas de limitaciones:

- a) UPO sobre unidad de venta  $\rightarrow\rightarrow\rightarrow$  LPMI que solo admitirá redespachos de energía a subir.
- b) UPO sobre consumo de bombeo  $\rightarrow\rightarrow\rightarrow$  LPMI que solo admitirá redespachos a subir (aplicable a la DI, con LPMA, la UPO será el máximo consumo de producción y bajando la demanda en la red subirá).
- c) UPL sobre unidad de venta de energía  $\rightarrow\rightarrow\rightarrow$  LPMA solo admitirá redespachos de energía a bajar.
- d) UPL  $\rightarrow\rightarrow\rightarrow$  LPMA que nos permitirán redespachos de energía a bajar (aplicable a la DI, con LPMI, la UPO será el mínimo consumo de producción y subiendo la demanda en la red bajará)

\*Respetando los límites de  $P_{max}$  a bajar y a subir.

Tratamiento de la resolución de restricciones técnicas en la red de distribución:

Las restricciones técnicas en la red de transportes deben ser solucionadas a través de la información que el gestor de la red de distribución intercambia con el operador del sistema, el cual detallará los problemas y la soluciones de dichas RT serán las que modifiquen lo menos posible el PDBF.

**Tratamiento de las congestiones identificadas en la evacuación de la generación:**

**Tratamiento del PDBF por congestiones vecinas:**

Este caso queda fuera de nuestro estudio ¿o podría la DI absorber dicha congestiones conociendo los procedimientos de operación del sistema vecino y estando como sujeto de mercado en dicho sistema?

**FASE 2: Reequilibrio generación-demanda.**

El objetivo es mantener en todo momento la generación = a la demanda.

Generación-Demanda:

Reducción parcial o total de programas de venta de energía (PVE): correspondientes a contratos bilaterales con entrega física



cuya demanda haya sido reducida en la fase 1. La demanda podrá participar con aquellos contratos bilaterales que tenga establecidos con la generación.

Disminución: 1ª fase, requerida en el programa de venta (D).

Reducción: parcial o total, reducción en la 1ª fase (R).

Con estas definiciones:

Si:  $D > R$  se anula el programa de venta; D-R produce un redespacho de energía a bajar igual a la diferencia.

Si:  $D \leq R$  se anula el programa de venta; no se produce redespacho de energía a bajar.

Reducción parcial o total de los programas de adquisición de energía correspondientes a un consumo de bombeo (nuestro caso es con DI) o exportación a través de interconexiones con contratos bilaterales:

Si  $D > R$  se anula la unidad de adquisición; esto genera un redespacho de energía a subir.

Si  $D \leq R$  se anula la unidad de adquisición; no se genera redespacho.

### **Obtención de un programa equilibrado generación-demanda.**

Para el equilibrio generación-demanda el operador del sistema asigna ofertas simples presentadas y aceptadas para la resolución de restricciones técnicas para el incremento o reducción del PDBF por los titulares de las siguientes unidades:

- a) Unidades de venta térmicas, de generación hidráulica y de régimen especial gestionable no renovable. (no podemos vender sin cogeneración en la demanda industrial por lo tanto queda fuera de nuestro estudio)
- b) Unidades de venta internacionales.
- c) No participan en este proceso unidades de venta francesas sin derechos de capacidad
- d) Unidades de adquisición para consumo de bombeo (en nuestro caso DI): selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda. El operador del sistema emite el PDBF se producen las resoluciones de restricciones técnicas y por garantía de suministro en la 1ª fase y se realiza el equilibrio generación-demanda.
  - (i) En caso de resolver un exceso de generación: modificación de programa: 1º unidades que estando obligadas a presentar ofertas de energía a bajar en RRT no lo haya hecho. (Posibilidad de participación de la D aumentando su producción)
  - (ii) En caso de resolver un déficit de generación: asignación de modificación de las unidades de energía a subir para RRT que no



hayan presentado las ofertas (posible disminución de la DI para el aumento)

## 1.1. Información al Operador del mercado y a los sujetos de mercado.

Información referente a esto en la pag 51 [13]

## 1.2. Solución de anomalías:

Información referente a esto en la pag 52 [13]

## 4. Resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario.

El operador del sistema comunicará el PVP y las limitaciones de seguridad a las unidades de programación

A lo largo del día, el operador del sistema modificará las limitaciones de seguridad e irá incorporando nuevas.

El operador del sistema informará al operador del mercado de las limitaciones antes de las sesiones del mercado intradiario.

Una vez fijado el precio del mercado diario, el operador del sistema recibirá ofertas de los sujetos de mercados.

### **Recepción y carga del resultado de la casación del mercado intradiario.**

El operador del sistema verificará que el programa resultante de la casación de ofertas sigue respetando la capacidad de intercambios así como las limitaciones por seguridad son respetadas o se aproximan lo suficiente a ellos, si no el operador del sistema devuelve el programa de casación al operador de mercado.

Si un programa que no presenta congestiones las presenta debido a su retraso en el tiempo produciendo restricciones técnicas, el operador del sistema procederá a solucionar estas restricciones técnicas en el proceso de resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario.

## 5. Resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

Modificaciones por criterios de seguridad:

El operador del sistema analizará permanentemente el estado de seguridad real a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones técnicas en él, resolviéndolas mediante un mercado de resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

## 6. Liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivados del proceso de resolución de restricciones está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.



## 7. Mecanismo excepcional de resolución.

El operador del sistema podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificándolas, en una situación excepcional.

### P.O-6.1 Reposición del servicio. [14]

#### 1. Objeto.

Establecer las medidas de operación que podrá adoptar Red Eléctrica de España (REE) y que deberán ejecutar los agentes afectados para garantizar la cobertura de la demanda.

#### 2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es aplicado por el operador del sistema (REE) y por las empresas de transporte, de distribución y de generación.

#### 3. Responsabilidades.

El operador del sistema (REE) es el responsable de la correcta aplicación de este procedimiento, para ello emitirá instrucciones que deben seguir las empresas de transporte, distribución y generación.

#### 4. Medidas de operación.

Ante situaciones de alerta o emergencia en la operación red eléctrica tomará las medidas que se indican en este procedimiento considerando las variables de control que determinan su aplicación.

A continuación se indican las medidas de operación:

#### **Situación de alerta de cobertura de la demanda a corto plazo.**

1. Solicitar posibilidad de realizar un incremento de desembalse en embalses cabeceras.
2. Reponer los de cargos en las redes de transporte y distribución.
3. Establecer las limitaciones precisas a los generadores y al bombeo.
4. Modelar la producción hidráulica.
5. Bombear en las centrales hidroeléctricas en las horas de menor demanda para luego turbinarla.
6. Interrumpir los programas de exportación.
7. Dar instrucciones a las empresas de distribución para coordinar las renovables.
8. Realizar las importaciones pertinentes.
9. Fijar los días tipo A para una mejor contribución a la garantía de suministro.
10. Aplicar interrumpibilidad a nivel nacional o zonal a los clientes acogidos a este tipo de tarifa.



11. Interrupción del bombeo para el trasvase Tajo-Segura para garantizar recursos hidráulicos.

**Situaciones de emergencia de cobertura de la demanda.**

1. Adoptar las medidas precisas para obtener operatividad en las subestaciones críticas, previamente identificadas por red eléctrica y posibilitar el arranque autónomo de centrales contempladas en los planes de reposición del servicio.
2. Solicitar energía de apoyo a los sistemas vecinos.
3. Si existe riesgo de colapso, red eléctrica podrá dar instrucciones para que los cambiadores de tomas en carga de los transformadores se bloqueen.
4. Deslastre de cargas selectivo.

- a. Selectivo: con los planes de deslastre de cargas las empresas de distribución realizarán el deslastre minimizando su impacto. Se considerarán bloques de carga de “50 MW” hasta cubrir el “20%” de la demanda.

Los deslastres de carga contendrán la siguiente información:

- Autonomía.
- Provincia.
- Municipio/comarca.
- Nudos de la red donde se abastecen las cargas..
- Potencia estimada deslastrada.
- Tipo de carga (rural, industrial...)

- b. Umbrales de deslastre: se usarán como variables la tensión en los nudos de “400 kV”, las sobrecargas graves en los equipos de la red de transporte y las insuficiencias para alimentar el consumo. Se producirá un deslastre si:

Tensión en los nudos pilotos de la red:

$$-\text{Gradiente máximo de tensión} \left( \frac{kV}{min} \right) \geq G_{m\acute{a}x} \quad \text{y}$$

si el modulo de la tensión (kV)  $\leq V_G$

$$-\text{Modulo de tensión (kV)} < V_{min}$$

Sobrecargas en los equipos de la red de transporte o distribución:

-Deslastres para no perder el equipo.

- c. En las cargas afectadas por el deslastre red eléctrica determinará:

-Los nudos de “400 kV” prioritarios.

-La potencia a deslastrar.

-La potencia deslastrada por empresa será función directa de su cuota de mercado en el último año.

-Hora de inicio y duración del deslastre.



- Las empresas de distribución elegirán los clientes deslastrados.
- Se deslastrará en orden cargas industriales, rurales, clientes domésticos, servicios públicos y zonas comerciales.
- d. Comunicación de las instrucciones de deslastes: red eléctrica comunicará con la mayor antelación posible a los centros de transformación las instrucciones de deslastre.
- e. Confirmación del deslastre: las empresas de distribución comunicarán a red eléctrica la ejecución de los deslastes.
- f. Normalización del suministro: cuando no sea previsible la existencia de sobrecargas o caídas de tensión en los equipos y nudos que pongan en peligro el suministro red eléctrica dará instrucciones para la reposición progresiva de las cargas deslastradas.
- g. Confirmación de la normalización del suministro: las empresas de distribución confirmarán a red eléctrica la vuelta a la normalidad del sistema una vez se haya producido este.
- h. Información emitida por red eléctrica: red eléctrica remitirá un informe al ministerio de economía y a la comisión nacional de energía (CNE) con los detalles del deslastre.

### **Mecanismo excepcional de resolución.**

Para afrontar situaciones no previstas en este procedimiento, red eléctrica bajo su criterio podrá adoptar las decisiones que estime oportunas.

### **P.O- 3.9 Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir. [15]**

#### 1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir, que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el (PVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico español.

#### 2. Ámbito de aplicación.

Se aplica al operador del sistema (OS) y los sujetos del mercado (SM) titulares de las instalaciones térmicas de régimen ordinario y de régimen especial de carácter gestionable.

#### 3. Definiciones.

Reserva de potencia a subir comprometida: se define la reserva comprometida como el valor de la reserva de potencia adicional a subir asignada a una unidad de





programación como resultado del proceso de contratación de reserva de potencia adicional a subir.

#### 4. Proveedores del servicio.

Sujetos titulares de unidades térmicas de programación de carácter ordinario y de régimen especial.

Habilitación de las unidades para la prestación del servicio: las instalaciones térmicas deben cumplir:

- Disponer de la inscripción del RAIPEE.
- Solicitud remitida a red eléctrica (OS) de participación en el servicio.
- Integración de la instalación de producción en un centro de control.
- Comunicación al operador del sistema (OS) de la información requerida por los proveedores del servicio así como cualquier variación de ella.
- Capacidad de oferta superior a los “10 MW”.
- Verificación del tiempo de arranque de la unidad, para que el OS pueda disponer de ella en el tiempo en el que se la precise.

El operador del sistema podrá rechazar cualquier unidad previamente adjudicada cuando detecte alguna falta de capacidad técnica para la prestación del servicio.

#### 5. Proceso de contratación de reserva de potencia adicional a subir.

Definición del proceso: tras el PVP el OS comunicará la necesidad de potencia adicional a subir para cada uno de los periodos del horizonte diario de programación.

Presentación de ofertas: una vez conocidos los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir, los sujetos del mercado (SM) dispondrán de “30” minutos para presentar sus ofertas. El valor mínimo de reserva será de “10” MW para un periodo.

Asignación de ofertas: el OS analizará todas las ofertas recibidas, limitará aquellas que produzcan una restricción técnica. Asignará las ofertas que produzcan el mínimo coste.

Comunicación de los resultados de la asignación: el OS comunicará a los sujetos del mercado proveedores del servicio el resultado del proceso de asignación antes de las “15:00” horas del día “D-1” para la programación del día D o transcurrida una hora después de la publicación del PVP.

Solución de anomalías y reclamaciones: una vez publicado el resultado de la asignación de reserva de potencia adicional a subir los sujetos de mercado proveedores del servicio podrán presentar reclamaciones en el tiempo fijado.

#### 6. Requisitos de la prestación del servicio.



Los sujetos del mercado deberán participar en todas las sesiones del mercado intradiario para cumplir con el servicio. Deberán comunicar al OS los desvíos que pudieran producirse aunque sea entre unidades del mismo sujeto con el fin de que el OS evalúe las nuevas modificaciones por si pudieran producir alguna restricción.

### 7. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio.

El OS analizará de forma continua el requerimiento de reserva de potencia a subir del sistema, y de encontrar alguna reducción de los requerimientos podrá a proceder a la reducción de las asignaciones. El OS comprobará el cumplimiento del requisito de reserva de potencia adicional a subir mediante la toma de Telemidas en tiempo real.

### 8. Liquidación del servicio.

Las asignaciones de reserva de potencia adicional a subir serán valoradas al precio marginal de las ofertas de potencia adicional a subir asignadas en cada periodo de programación. Al quedar este punto fuera del objetivo de este proyecto no se plasmará en el mismo.

### 9. Mecanismo excepcional de asignación.

Para afrontar situaciones no previstas en este procedimiento, red eléctrica bajo su criterio podrá adoptar las decisiones que estime oportunas.

## P.O-7.1 Regulación primaria. [16]

### 1. Objeto

El objetivo de este procedimiento es la determinación de las necesidades de regulación primaria del sistema eléctrico y su asignación a los generadores que presenten este servicio.

### 2. Ámbito de aplicación.

Se aplica al operador del sistema (OS) y las empresas productoras.

### 3. Definiciones.

Regulación primaria: servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido dado por los generadores. Corrige las desviaciones instantáneas que se producen entre generación y demanda.

### 4. Determinación del requerimiento de regulación primaria.

El OS establecerá antes del “31” de octubre de cada año los requerimientos de regulación primaria. Los generadores podrán variar su potencia en  $\pm 1,5$  % de su potencia nominal y deberán realizarlo en un tiempo entre “15 y 30” segundos para variaciones entre “100 y 200” mHz.



### 5. Obligatoriedad de la prestación del servicio.

Todas las unidades de producción deberán disponer de regulación primaria, y en caso de no disponer de ella tendrá que contratarla.

### 6. Comunicación de datos.

Las empresas de generación deberán declarar las características de los reguladores primarios así como su estatismo antes del “30” de noviembre de cada año.

### 7. Control de los cumplimientos de los requisitos.

Se comprobarán las declaraciones realizadas mediante auditorías e inspecciones técnicas.

## P.O-7.2 Regulación secundaria. [17]

### 1. Objetivo

El objeto es establecer el método de asignación de la reserva de regulación secundaria a las diferentes unidades de producción que presten este servicio y su control.

### 2. Ámbito de aplicación.

Se aplica al OS y las empresas productoras.

### 3. Definiciones.

Zona de regulación: Agrupación de unidades de programación que tiene capacidad de regular bajo un sistema de control automático de control.

### 4. Agentes con capacidad de ofertar.

Podrán ofertar aquellos agentes aprobados por el OS el cual les asignará capacidad técnica y operativa. El OS publicará anualmente antes del “30” de noviembre la lista de generadores habilitados y la zona de regulación a la que pertenecen. El OS podrá retirar la habilitación cuando detecte una falta de capacidad técnica.

### 5. Determinación de la reserva global necesaria.

El OS establecerá y comunicará cada día la reserva necesaria de regulación secundaria para cada periodo de programación del día siguiente, especificando si es a subir a bajar y sus valores máximos y mínimos.



### 6. Presentación de las ofertas.

Los generadores ofertarán para cada unidad de producción una banda de regulación, en MW, con su precio correspondiente para cada una de las horas del día siguiente en €/MW.

### 7. Asignación de la reserva de regulación.

El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor sobrecoste total. Para ello se tendrá en cuenta los siguientes criterios.

- En caso de igualdad de coste se repartirá de forma proporcional en función de la banda ofertada.
- Si una asignación produce una restricción se eliminará la asignación.

### 8. Valoración del servicio de regulación.

La valoración tendrá los siguientes conceptos:

Reserva de regulación asignada: la banda de regulación asignada a cada unidad de producción se valorará al precio de la última oferta que hay sido asignada de forma total o parcial.

Energía de regulación secundaria utilizada: se valorará al precio al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiese sido necesario programar en cada hora, a subir o a bajar, para sustituir a la energía de regulación secundaria utilizada.

### 9. Control de la repuesta de las zonas de regulación.

El control de la repuesta de regulación se realizará a nivel de zona, conforme al reglamento de la regulación secundaria. Los incumplimientos y la falta de calidad se penalizarán según el citado reglamento.

### 10. Mecanismos excepcionales de asignación.

En situaciones de emergencia o en ausencia de ofertas, el OS podrá adoptar las decisiones que estime oportunas para la utilización disponible en el sistema, justificándolas posteriormente a los agentes afectados y la CNSE.

### 11. Sistema de respaldo de la regulación secundaria.

En caso de que existan problemas en el regulador maestro que imposibiliten la correcta ejecución del programa de regulación, el OS procederá a transferir su control al sistema de respaldo. Este hecho será comunicado por el OS a las empresas productoras.

El cambio de regulador maestro implica que la empresa conectada al sistema de regulación deberá conmutar el de comunicaciones de recepción de señales al sistema de respaldo.



## P.O-7.3 Regulación terciaria. [18]

### 1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es describir el método para la determinación de la reserva necesaria de regulación terciaria del sistema eléctrico y su asignación a las distintas unidades de producción.

### 2. Ámbito de aplicación.

Aplica al OS y a los sujetos proveedores del servicio.

### 3. Definiciones.

Regulación terciaria: es un servicio de carácter potestativo y retribuido por mecanismos de mercado. Su objetivo es la restitución de la regulación secundaria.

Reserva terciaria: Variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de “15” minutos, y que puede mantenerse durante “2” horas.

### 4. Proveedores del servicio.

Habilitado por el operador del sistema los proveedores del servicio deben cumplir:

- Estar inscrito en la RAIPEE.
- Solicitud de la participación en el servicio de reserva de regulación terciaria.
- Integración en el centro de control.
- Comunicación con el operador del sistema OS y los proveedores.
- La potencia ofertada tiene que ser mayor de “10 MW”.
- El operador del sistema OS podrá retirar cualquier habilitación su posterior justificación.

### 5. Determinación y publicación de los requerimientos de reserva de regulación terciaria

El operador del sistema publicará el valor de la reserva de regulación terciaria necesaria para todos los periodos de programación del día siguiente.

### 6. Presentación de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos titulares pondrán a disposición del operador del sistema (OS) la información correspondiente de la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de producción para este servicio a bajar/subir dentro de los plazos fijados por la programación de la generación (P.O-3.1).

Los sujetos proveedores del servicio estarán obligados a presentar ofertas de reserva de regulación terciaria a subir o a bajar cada día para todos los periodos de programación del día siguiente.



Se deberán presentar ofertas por su máxima potencia para la reserva de regulación terciaria a subir o a bajar en “MW” y su correspondiente precio en “€/MW”.

**El precio de oferta por la asignación de reserva de regulación terciaria a bajar tiene carácter de recompensa de la energía no producida equivalente.**

### 7. Actualización de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos proveedores tendrán que actualizar sus ofertas de reserva de regulación terciaria en cada hora del día si se produce:

- Si se usa parte de regulación terciaria en el mercado intradiario o en gestión de desvíos.
- Indisponibilidad del servicio.
- Aportación de banda de regulación secundaria.
- Otras causas justificadas.

### 8. Asignación de ofertas de regulación terciaria.

Generalmente el operador del sistema OS asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste. En caso de que una asignación produzca una restricción técnica se retirará dicha asignación.

### 9. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas.

La solución de anomalías y reclamaciones se harán en los plazos correspondientes para ello.

### 10. Liquidación del servicio.

El tratamiento económico del servicio complementario de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

### 11. Control del cumplimiento del servicio asignado.

Mediante Telemedidas el OS comprobará el cumplimiento del requisito solicitado de regulación terciaria.

### 12. Mecanismo excepcional de asignación

Para afrontar situaciones no previstas en este procedimiento, red eléctrica bajo su criterio podrá adoptar las decisiones que estime oportunas.



## P.O-3.3 Gestión de desvíos generación-consumo. [19]

### 1. Objeto.

El objeto es establecer el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad a cada cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión.

### 2. Ámbito de aplicación.

Se aplica al operador del sistema (OS) sujetos proveedores del servicio.

### 3. Proveedores del servicio.

Los proveedores del servicio serán instalaciones de producción de régimen ordinario, de régimen especial de carácter gestionable y las instalaciones de consumo de bombeo.

Habilitación de unidades para la prestación del servicio:

- Inscripción en la sección del RAIPEE.
- Solicitar la participación.
- Integrar la instalación en un centro de control.
- Intercambiar información con el operador del sistema (OS).
- Potencia disponible para el servicio mayor a “10 MW”.
- Resultado satisfactorio en los intercambios de información con el operador del sistema así como de la aceptación de las unidades de producción.

Si el operador del sistema (OS) detecta alguna falta de capacidad o de calidad podrá retirar cualquier habilitación previamente asignada.

### 4. Procedimiento de resolución.

Definición del proceso: los sujetos titulares tendrán que comunicar al operador del sistema (OS) lo antes posible las indisponibilidades parciales o totales que afecten a sus unidades físicas, además de sus modificaciones obligadas. El operador del sistema (OS) realizará previsiones en la demanda y anotará los desvíos producidos en las interconexiones. El operador del sistema (OS) estimará los desvíos globales previstos hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario.

Presentación de ofertas: una vez publicado por el OS los requerimientos de energía a cubrir, los sujetos titulares dispondrán de “30” minutos para realizar sus ofertas.

Asignación de ofertas: el OS recibirá las ofertas y en caso de detectar alguna incompatibilidad se limitará la oferta. Las ofertas asignadas deben respetar los precios máximos establecidos.



Comunicación de los resultados de la asignación: el OS comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas a los sujetos titulares de cada unidad de programación asignada.

Soluciones de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas: los titulares de las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, mediante la aplicación de gestión de reclamaciones puestas a disposición por el OS.

Liquidación del servicio: El tratamiento económico de este servicio está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

### 5. Mecanismo excepcional de asignación

Para afrontar situaciones no previstas en este procedimiento, red eléctrica bajo su criterio podrá adoptar las decisiones que estime oportunas.





## 9.2. Glosario de Términos.

**Agente del Mercado:** Entidad que puede acudir como participante en el mercado eléctrico español, tanto para compra como venta de energía. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países, que tengan la habilitación de agentes externos.

**Asignación:** Compromiso de producción o consumo de energía resultado de un mercado.

**Banda de regulación:** Es la banda de potencia que el sistema dispone para la regulación, con el objeto de mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados.

**Congestión:** Situación en la que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacionales no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional solicitados por los sujetos del mercado a través de contratos bilaterales o como resultados del proceso de Separación de Mercados, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

**Consumos en bombeo:** Energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

**Consumidores:** Son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominan Consumidores Directos en Mercado.

**Consumidores cualificados:** Consumidor que puede elegir suministrador de energía eléctrica. Según el Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio. A partir del 1 de enero de 2003 tienen la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica. Con la entrada en vigor de la Ley 17/2007 de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, desaparece la figura de consumidor cualificado que queda integrado en el concepto de consumidor. De acuerdo, con la citada ley los consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado

**Contratos bilaterales:** Los productores, los autoproductores, los agentes externos, los distribuidores, los comercializadores, los consumidores o los representantes de cualquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica.

**Comercializadores:** son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a



otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 54/1997.

**Desvíos medidos a bajar:** Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

**Desvíos medidos a subir:** Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

**Gestión de desvíos:** El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo superiores a 300 MWh que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

**Horizonte diario:** Espacio límite de 24 horas para el que se elaboran las distintas programaciones horarias. Existe también el horizonte semanal, que contempla los siete días siguientes y el horizonte anual móvil, que considera los próximos 12 meses, con un desglose semanal.

**Precio Marginal:** Precio de la última oferta de venta que ha sido necesario asignar para cubrir la demanda en una convocatoria de mercado. Este precio es el que cobran todos los productores y el que pagan todos los consumidores que participan en dicha convocatoria.

**Unidad de producción:** Grupo térmico, central de bombeo puro, unidad de gestión de centrales hidráulicas o unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque, que vierte su energía a un mismo nudo de la red.

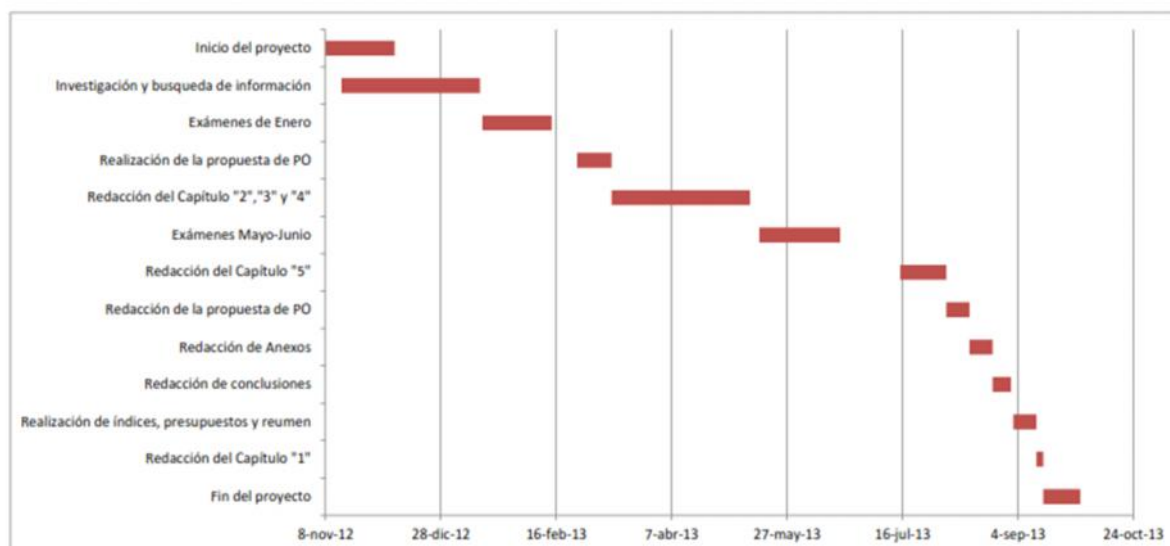
**Unidad de Programación (UP):** Elemento mínimo con capacidad de ofertar en un mercado.

### 9.3. Cronograma.

En este anexo se representa las tareas de las que se ha compuesto el proyecto fin carrera así como el diagrama de Gantt que representa gráficamente las duraciones de las tareas y el proyecto.

Tabla 7: Desglose de taras del proyecto fin de carrera.

Desglose del Proyecto Fin de Carrea				
ID	TAREA	COMIENZO	DURACION	FIN
		fecha	días	fecha
A	Inicio del proyecto	8-nov-12	30	8-dic-12
B	Investigación y búsqueda de información	15-nov-12	60	15-ene-13
E1	Exámenes de Enero	15-ene-13	30	15-feb-13
C	Realización de la propuesta de PO	25-feb-13	15	12-mar-13
D	Redacción del Capítulo "2","3" y "4"	12-mar-13	60	11-may-13
E2	Exámenes Mayo-Junio	15-may-13	35	29-jun-13
G	Redacción del Capítulo "5"	15-jul-13	20	4-ago-13
H	Redacción de la propuesta de PO	4-ago-13	10	14-ago-13
I	Redacción de Anexos	14-ago-13	10	24-ago-13
J	Redacción de conclusiones	24-ago-13	8	2-sep-13
K	Realización de índices, presupuestos y reumen	2-sep-13	10	12-sep-13
L	Redacción del Capítulo "1"	12-sep-13	3	15-sep-13
M	Fin del proyecto	15-sep-13	16	1-oct-13



Gráfica 22: Diagrama de Gantt del proyecto fin de carrera.



## 9.4. Referencias Bibliográficas.

- [1] P. Kundur “*Power system stability and control*”. Electric Power Research Institute, 1994.
- [2] Red eléctrica de España REE, <http://www.ree.es>
- [3] “Los Mercados Eléctricos y los Servicios de Ajustes del Sistema”, Alberto Carbajo, Director General de Operación REE.
- [4] Mercado Ibérico de la electricidad, <http://www.mibel.com/>
- [5] Apuntes “Regulación de sistemas eléctricos”, Julio Usaola García.
- [6] Operador del mercado (OMIE), <http://www.omie.es>
- [7] LEY DEL SECTOR ELECTRICICO: 5ª Edición 2008
- [8] SERVICIOS DE AJUSTES DE LA OPERACIÓN 2012. <http://www.ree.es>
- [9] PFC: “Consumo de energía eléctrica en el sector industrial: Metales, Siderurgia y gases industriales”; Carlos Javier Martínez de la Cruz.
- [10] PFC: “Consumo de energía eléctrica en el sector industrial: Cemento, Química y papel”; Javier Villanueva Regidor.
- [11] Comisión Nacional de Energía (CNE). “Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad”.
- [12] Resolución de “10” de Marzo de “2010” de la secretaria de estado de energía, Procedimiento de Operación del sistema 7.4 “Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”. BOE de “18” de Marzo de 2010.
- [13] Resolución de “24” de Julio de “2012” de la secretaria de estado de energía. Procedimiento de Operación del sistema 3.2 “Resolución de restricciones técnicas”. BOE de “10” de Agosto de “2012”.
- [14] Resolución de “31” de Octubre de “2002” de la secretaria de estado de energía. Procedimiento de Operación 6.1 “Reposición del servicio”. BOE de “13” de Noviembre de “2002”.
- [15] Resolución de “24” de Febrero de “2012” de la secretaria de estado de energía. Procedimiento de Operación 3.9 “Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir”. BOE de “10” de Marzo de “2012”.
- [16] Resolución de “30” de Julio de “1998” de la secretaria de estado de la energía. Procedimiento de Operación 7.1 “Servicio Complementario de Regulación primaria”. BOE “18” de Agosto de “1998”.
- [17] Resolución de “18” de Mayo de “2009” de la secretaria de estado de la energía. Procedimiento de Operación 7.2 “Regulación secundaria”. BOE de “18” de Mayo de “2009”.



- [18] **Resolución de “18” de Mayo de “2009” de la secretaría de estado de la energía.** Procedimiento de Operación 7.3 “Regulación terciaria”. **BOE de “18” de Mayo de “2009”.**
- [19] **Resolución de “18” de Mayo de “2009” de la secretaría de estado de la energía.** Procedimiento de Operación 3.3 “Gestión de desvíos generación-consumo”. **BOE de “28” de Mayo de “2009”**
- [20] **TFM: “Análisis de la posible participación de la demanda industrial en los servicios de ajuste del sistema eléctrico, industria química, siderúrgica y gases industriales”;** Javier Barrero García.
- [21] **ENTSO-E, “ENTSO-E Network Code on Demand Connection”,** 21 de Diciembre de 2012.
- [22] **CNE: “INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD”;** Marzo y Abril 2013
- [23] **TFG: “Potencial de participación de la demanda industrial en los mercados de servicios de ajustes del sistema eléctrico. Análisis por sectores productivos II”;** Francisco Manuel Jiménez Estepa.
- [24] **REE: “Nota metodológica de publicación del índice IRE de consumo eléctrico de grandes consumidores”;** Índice de Red Eléctrica (IRE). Febrero de 2012.