

E.T.S. de Ingeniería Industrial,
Informática y de Telecomunicación

Análisis del uso de predicción de producción fotovoltaica para entrar en el mercado de generación eléctrica



Grado en Ingeniería
en Tecnologías Industriales

Trabajo Fin de Grado

Autor: Susana Jorajuría Lázaro

Director: Dr. Miguel García Solano

Pamplona, 30 de junio de 2015

RESUMEN

Para participar en el mercado diario de electricidad, es necesario presentar un programa de producción con más de veinticuatro horas de antelación. Esto supone un problema para la integración en red de las energías renovables porque, al tratarse de recursos no gestionables, es necesario el uso de la predicción para programar la generación. Toda predicción va a tener implícito un error que se traducirá en desvíos respecto al programa del mercado.

Con el objetivo de lograr que las energías renovables puedan ser integradas en el sistema eléctrico de la misma manera que las convencionales, se ha elaborado un análisis sobre las posibles bonificaciones/penalizaciones debidas a los desvíos de producción en los que incurriría una central de este tipo. Para llevar a cabo esta tarea, en primer lugar, se ha realizado una revisión del funcionamiento del mercado eléctrico.

En segundo lugar, en este trabajo se ha estudiado el escenario económico que se encontraría una central fotovoltaica que acudiera al mercado diario teniendo en cuenta los costes de los desvíos. Para ello, se dispone de valores horarios de producción fotovoltaica correspondientes a dos años y valores de predicción de irradiancia obtenidos de una base de datos “libre” para ese mismo tiempo. Aplicando a los datos de predicción de irradiancia un modelo paramétrico de planta y otro no paramétrico, se han obtenido predicciones de producción, que pueden ser comparadas con la producción real para analizar el impacto económico correspondiente a los desvíos.

PALABRAS CLAVE:

- *Energías Renovables*
- *Fotovoltaica*
- *Mercado Eléctrico*
- *Coste de desvío*
- *Predicción de producción de energía*

ABSTRACT

It is necessary to present a production schedule with over twenty-four hours in advance to participate in the daily electricity market. This is a problem for integration of renewable energies into the grid due to the need of prediction to program the generation because they are unmanaged resources. There is an implicit error in all kinds of prediction that results in deviations from the market schedule.

With the aim of ensuring that renewable energies may be able to be integrated into the electric grid in the same manner as conventional, it has been made an analysis of potential bonuses/penalties due to production variances that might happen in a power plant of this kind. First, there has been made a review of the functioning of the electricity market to accomplish this task.

Secondly, in this paper, it has been studied the economic scenario that a photovoltaic plant would find if it went to the daily market given the costs of production variances. For this, hourly photovoltaic production values are available for a two-year period as well as irradiance prediction values obtained from a “free” database for the same time. Applying parametric and nonparametric models to irradiance prediction, there are obtained distinct predictions of energy production. This predictions can be compared with the actual production to study the economic impact corresponding to variances.

KEYWORDS:

- *Renewable Energies*
- *Photovoltaic*
- *Electricity Market*
- *Cost of variances*
- *Prediction of energy production*

ÍNDICE

RESUMEN	I
ABSTRACT	III
ÍNDICE	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
SIGLAS Y ACRÓNIMOS	XI
GLOSARIO.....	XIII
1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1 INTRODUCCIÓN	3
1.1.1 Energías renovables.....	3
1.1.2 Energía solar fotovoltaica	5
1.1.3 Predicción de producción solar fotovoltaica.....	6
1.2 OBJETIVO DEL PROYECTO.....	7
2 REVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	11
2.1 INTRODUCCIÓN	13
2.1.1 Red Eléctrica Española.....	13
2.1.2 Operador Del Mercado Ibérico Español.....	14
2.1.3 Mercado Ibérico De Electricidad	14
2.1.4 Marco regulatorio.....	17
2.1.4.1 Ley 54/1997.....	18
2.1.4.2 Real decreto 661/2007	18
2.1.4.3 Real decreto-ley 14/2010.....	20
2.1.4.4 Real decreto-ley 1/2012.....	21
2.1.4.5 Real decreto-ley 2/2013.....	21

2.1.4.6 Ley 24/2013.....	21
2.2 MERCADO DIARIO.....	22
2.3 MERCADOS A CORTO PLAZO	24
2.3.1 Mercado intradiario.....	24
2.3.2 Mercado de restricciones técnicas.....	26
2.3.3 Mercado de servicios de regulación.....	27
2.3.4 Mercado de gestión de desvíos.....	27
2.3.4.1 Introducción.....	28
2.3.4.2 Clasificación de los desvíos.....	29
2.3.4.3 Liquidación de los desvíos	31
3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS DESVÍOS EN UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA	35
3.1 INTRODUCCIÓN	37
3.1.1 Predicción de irradiancia a partir de una fuente “libre”: MeteoGalicía.....	37
3.1.2 Percentiles de predicción	38
3.1.3 Producción medida.....	39
3.1.4 Predicción paramétrica	39
3.1.4.1 Conversión a plano inclinado del panel fotovoltaico	40
3.1.4.2 Modelizado de la planta fotovoltaica.....	41
3.1.5 Predicción no paramétrica	43
3.2 PROGRAMACIÓN EN MATLAB®	44
3.2.1 Manejo de los datos iniciales.....	45
3.2.1.1 Manejo de los datos de producción	46
3.2.1.2 Manejo de los datos de mercado.....	48
3.2.1.3 Obtención de los datos de salida.....	49
3.2.2 Análisis de los datos resultantes.....	50
3.2.2.1 Elecciones posibles para el análisis	50
3.2.2.2 Datos de entrada de producción y mercado.....	50
3.2.2.3 Obtención de los percentiles de producción	51

3.2.2.4 Obtención de la energía producida en horario de mercado	51
3.2.2.5 Obtención resultados para los distintos escenarios.....	52
3.2.3 Análisis de los distintos escenarios.....	53
3.2.3.1 Escenarios posibles y resultados analizados.....	53
3.2.3.2 Obtención resultados	54
3.2.3.3 Comparación de resultados para distintos percentiles	55
3.3 RESULTADOS OBTENIDOS POR SIMULACION	55
3.3.1 Resultados análisis anuales.....	56
3.3.1.1 Un año concreto.....	56
3.3.1.2 Comparación entre años	59
3.3.2 Resultados análisis mensuales.....	60
4 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	67
4.1 CONCLUSIONES	69
4.1.1 Revisión del mercado eléctrico	69
4.1.2 Análisis económico de los desvíos en una central fotovoltaica	70
4.2 LÍNEAS FUTURAS	71
5 REFERENCIAS	73
ANEXO I. PROGRAMACIÓN MATLAB®	77
ANEXO I.1 MANEJO DE LOS DATOS.....	79
ANEXO I.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS.....	84
ANEXO I.3 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS	89
ANEXO II. TABLAS DE RESULTADOS	95
ANEXO II.1 ANÁLISIS 01/2013 – 12/2013	98
ANEXO II.2 ANÁLISIS 10/2012 – 09/2013	100
ANEXO II.3 ANÁLISIS 10/2013 – 09/2014	102
ANEXO II.4 ANÁLISIS 10/2012 – 09/2014	104
ANEXO II.5 ANÁLISIS MENSUAL	106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Dependencia energética, 2012	3
Figura 1.2. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular, 2012	4
Figura 1.3. Distribución horaria de la irradiancia solar en un día sin nubes	6
Figura 1.4. Producción de una central fotovoltaica dependiente de la claridad	7
Figura 2.1. Separación de funciones entre el operador del mercado y el operador del sistema	13
Figura 2.2. Secuencia temporal de mercados y procesos en MIBEL	14
Figura 2.3. Secuencia temporal detallada de los mercados gestionados por los operadores	17
Figura 2.4. Límite de horas equivalentes de funcionamiento para tecnologías fotovoltaicas	21
Figura 2.5. Procedimiento de casación simple del mercado diario	23
Figura 2.6. Horarios para las seis sesiones del mercado intradiario	25
Figura 2.7. Horizontes de programación para las seis sesiones del mercado intradiario	26
Figura 3.1. Percentiles de predicción fotovoltaica para el día 08-10-2012	38
Figura 3.2. Procesos en la obtención de la predicción de producción paramétrica	40
Figura 3.3. Procesos en la obtención de la predicción de producción no paramétrica	44
Figura 3.4. Predicción de producción para distintos percentiles (28 mayo 2013 – 12.00 h)	51
Figura 3.5. Producción de energía en el horario de mercado	52
Figura 3.6. Coste de los desvíos según el percentil de producción	59
Figura 3.7. Número de días sin dato para cada mes 10/12 – 09/14	61
Figura 3.8. Percentil óptimo para cada mes 10/12 – 09/14	62
Figura 3.9. Energía predicha y producida para cada mes 10/12 – 09/14	63
Figura 3.10. Error entre la energía predicha y producida para cada mes 10/12 – 09/14	63
Figura 3.11. Coste por desvíos para cada mes 10/12 – 09/14	64

Figura 3.12. Ganancia predicha y producida para cada mes 10/12 – 09/14	64
Figura 3.13. Porcentaje del coste de los desvíos respecto a la ganancia total para cada mes 10/12 – 09/14	65
Figura ANEXO II.1. Ganancia económica según percentiles 01/13 – 12/13	99
Figura ANEXO II.2. Ganancia económica según percentiles 10/12 – 09/13	101
Figura ANEXO II.3. Ganancia económica según percentiles 10/13 – 09/14	103
Figura ANEXO II.4. Ganancia económica según percentiles 10/12 – 09/14	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Clasificación de los distintos mercados del MIBEL	16
Tabla 2.2. Desvíos a favor o en contra del sistema	30
Tabla 2.3. Precios de mercado y coste de desvíos para las diez primeras horas del 01/01/2013	32
Tabla 2.4. Precio de los desvíos	33
Tabla 2.5. Costes de los desvíos	33
Tabla 3.1. Número de días sin información para distintos periodos de tiempo	47
Tabla 3.2. Comparación escenarios 01/13 – 12/13.....	56
Tabla 3.3. Comparación entre percentil paramétrico y no paramétrico	58
Tabla 3.4. Percentiles óptimos para los distintos casos.....	60
Tabla 3.5. Comparación entre percentil constante o variable según el mes.....	66
Tabla ANEXO II.1. Comparación escenarios 01/13 – 12/13.....	98
Tabla ANEXO II.2. Comparación respecto al escenario 1 (%) 01/13 – 12/13	99
Tabla ANEXO II.3. Comparación escenarios 10/12 – 09/13.....	100
Tabla ANEXO II.4. Comparación respecto al escenario 1 (%) 10/12 – 09/13	101
Tabla ANEXO II.5. Comparación escenarios 10/13 – 09/14.....	102
Tabla ANEXO II.6. Comparación respecto al escenario 1 (%) 10/13 – 09/14	103
Tabla ANEXO II.7. Comparación escenarios 10/12 – 09/14.....	104
Tabla ANEXO II.8. Comparación respecto al escenario 1 (%) 10/12 – 09/14	105
Tabla ANEXO II.9. Comparación escenarios (mensual) 10/12 – 03/13.....	107
Tabla ANEXO II.10. Comparación escenarios (mensual) 04/13 – 09/13.....	108
Tabla ANEXO II.11. Comparación escenarios (mensual) 10/13 – 03/14.....	109
Tabla ANEXO II.12. Comparación escenarios (mensual) 04/14 – 09/14.....	110

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

CDB: Coste del Desvío a Bajar

CDS: Coste del Desvío a Subir

D: Día del despacho de la energía

FV: Fotovoltaico

MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidad

NNBS: Necesidad Neta de Balance del Sistema

OMI: Operador del Mercado Ibérico

OMIE: Operador del Mercado Ibérico Español

OMIP: Operador del Mercado Ibérico Portugués

p50: percentil 50, paramétrico

PDB: Precio del Desvío a Bajar

PDS: Precio del Desvío a Subir

PMD: Precio Marginal Diario

PO: Procedimiento de Operación

q10: percentil 10, no paramétrico

q50: percentil 50, no paramétrico

q90: percentil 90, no paramétrico

REE: Red Eléctrica Española

UPM: Universidad Politécnica de Madrid

UPNA: Universidad Pública de Navarra

UTC: Coordinated Universal Time

WRF: Weather Research Forecast

GLOSARIO

Red Eléctrica Española^[0] define los siguientes conceptos, que se consideran necesarios conocer y que se utilizarán a lo largo del trabajo:

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

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

Desvíos medidos: diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

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.

Mercados de balance : son aquellos mercados de servicios de ajuste del sistema destinados al equilibrio entre generación y demanda (servicios de gestión de desvíos y energías de regulación terciaria y secundaria).

Mercado diario : Es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario : Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

Mercados de operación : Tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por Red Eléctrica, como responsable de la operación del sistema.

Operador del Mercado : Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Operador del Sistema : Sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. En el modelo actual español, el operador del sistema es también el gestor de la red de transporte.

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.

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

1.1.1 Energías renovables

Se pueden entender como energías renovables aquellas que se obtienen a partir de recursos naturales no agotables. Este amplio abanico abarcaría campos tan diversos como la energía solar, eólica, hidráulica o marina. También pueden considerarse energía renovable el biogás, la biomasa e, incluso, residuos de origen tanto urbano como industrial.

Como su propio nombre indica, una característica principal de ellas es su origen renovable, es decir, deben ser inagotables o repuestas a una velocidad mayor a la de su consumo. El sol es el responsable último de la existencia de todas las fuentes de origen renovable, ya sea de manera directa o indirecta.

El interés que aportan como recurso a la hora de producir electricidad en España, al igual que en el resto del mundo, se debe a las importantes ventajas que poseen. Por un lado, España presentaba en 2012 una fuerte dependencia energética situándose veinte puntos por encima de la media europea ^[1], como puede verse en la figura 1.1.

	%
Malta	100,4
Luxemburgo	97,4
Chipre	97,0
Irlanda	84,8
Italia	80,8
Lituania	80,3
Portugal	79,5
Bélgica	74,0
España	73,3
Grecia	65,6
Austria	63,6
Alemania	61,1
Eslovaquia	60,0
Letonia	56,4
Croacia	53,6
UE-28	53,3
Hungría	52,3
Eslovenia	51,6
Francia	48,1
Finlandia	45,5
Reino Unido	42,2
Bulgaria	36,1
Países Bajos	30,7
Polonia	30,7
Suecia	28,7
República Checa	25,2
Rumanía	22,7
Estonia	17,2
Dinamarca	-3,4

Figura 1.1. Dependencia energética, 2012

Fuente: Eurostat ^[2]

Gran parte de la dependencia se debe a la importación de petróleo, utilizado en automoción, y no a la producción de electricidad propiamente dicha. Sin embargo, teniendo en cuenta que para ese mismo año, 2012, una amplio porcentaje de la producción de electricidad dependió de la energía nuclear, del carbón y de los ciclos combinados se ve que existe una gran dependencia energética también para la electricidad. Esto se debe a que se utilizan recursos no nacionales que se deben importar.

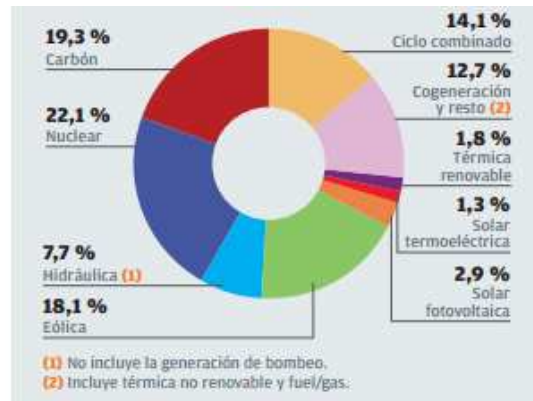


Figura 1.2. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular, 2012

Fuente: Red Eléctrica Española. Informe anual 2012 [3]

Es por ello que interesa promover el desarrollo de las energías renovables con el fin de conseguir reducir la dependencia energética exterior. Además, la política energética nacional debe buscar un desarrollo social y ambiental debido a los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto. Entre otros factores, se considera clave la reducción de gases de efecto invernadero y la producción de energía mediante recursos renovables, por lo que es importante fomentar el desarrollo de las energías renovables.

Sin embargo, el principal inconveniente de éstas es que no son gestionables, lo que puede producir problemas de disponibilidad. Esta característica de las energías renovables es fundamental para entender el propósito de este trabajo, ya que es la causa por la que se producen desvíos entre la programación en el mercado diario de electricidad y la producción real.

Al no poderse controlar la generación de electricidad y para acudir al mercado diario eléctrico, se debe recurrir a predicciones de producción. Éstas no son perfectas y conllevan un error, que se traduce en los citados desvíos que conllevarán costes económicos para la central productora.

En este trabajo, se analizarán, en concreto, los problemas asociados a los desvíos de la producción fotovoltaica.

1.1.2 Energía solar fotovoltaica

Como se ha señalado, el sol es el responsable último de todas las fuentes de energía renovable, pero también se puede aprovechar su energía de forma directa mediante el aprovechamiento de su radiación electromagnética.

La energía solar fotovoltaica es, actualmente, la fuente de energía solar más desarrollada. Además, pese a que en sus orígenes fue una tecnología muy cara, con el paso de los años y gracias a la economía de escala y los avances tecnológicos, ha ido abaratando costes de forma constante, llegando a ser una energía competitiva con respecto a las no renovables y alcanzando la paridad de red.

Esta forma de aprovechamiento consiste en la obtención directa de electricidad gracias a la incidencia de la radiación solar en un dispositivo semiconductor, normalmente silicio policristalino. La conversión a electricidad se basa en el efecto fotoeléctrico, es decir, que aprovecha la energía lumínica del sol, y se consigue mediante el uso de dispositivos conocidos como células fotovoltaicas, que se encuentran formados por dichos materiales semiconductores. Estas células se asocian entre ellas para obtener los paneles fotovoltaicos, capaces de suministrar tensión y corriente.

Como principales ventajas, cuenta con que:

- Es una energía renovable, por lo que aporta ventajas de carácter ambiental y promueve la independencia energética.
- El silicio, que es el elemento base de las células fotovoltaicas, es un material muy abundante.
- No tiene elementos móviles.
- Puede utilizarse en hogares para generar electricidad sin requerir un espacio excesivamente grande (1 kWp ocupa entre 10 y 15 m²).

Sin embargo, también presenta inconvenientes:

- No es gestionable: se traduce en desvíos de producción.
- A la noche no hay energía, por lo que podrían requerirse baterías.
- Para explotaciones conectadas a red, de mayor potencia, se necesitan amplias extensiones de terreno.
- Incertidumbre existente en el marco legislativo.

1.1.3 Predicción de producción solar fotovoltaica

La potencia que se puede conseguir con un panel fotovoltaico dependerá de la irradiancia perpendicular al plano de éste y la temperatura de la célula. Es por ello que, para poder predecir la producción de energía solar fotovoltaica con cierta antelación, será necesario conocer, entre otros, valores predichos de irradiancia horizontal y de temperatura ambiente, ya que son los que suelen estar disponibles en bases de datos “libres” y que, en un primer paso, se transformarán a los datos que realmente interesa utilizar.

La irradiancia es la potencia por unidad de superficie que se recibe desde el sol, y tras atravesar la atmósfera, se estima que su valor máximo es de $G = 1.000 \text{ W/m}^2$, que se da a las 12.00 h del mediodía. De esta manera, la distribución horaria de irradiancia solar, en un día claro sin nubes, quedaría como se muestra en la figura 1.3., estando el máximo en las doce del mediodía (hora solar) y formando una campana.

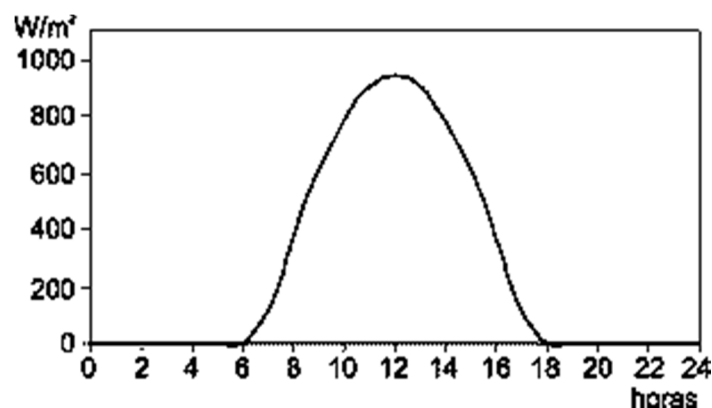


Figura 1.3. Distribución horaria de la irradiancia solar en un día sin nubes

Fuente: Antonio Sarmineto Sera^[4]

Como la potencia de los paneles fotovoltaicos depende fuertemente de la irradiancia, se obtiene que, en consecuencia, la curva de potencia de la central, quedaría de una forma muy similar. Es por ello que se puede decir que una predicción de irradiancia es, prácticamente, una predicción de potencia.

La irradiancia depende fuertemente de la nubosidad, por lo que en días totalmente nublados la curva de potencia tendría la forma acampanada, pero quedando achatada. Por otra parte, en días claros con nubes, se verían fuertes oscilaciones de potencia, haciendo perder la forma de campana a la curva, dependiendo del paso de las nubes ante el sol. Se muestra un ejemplo de estos tres posibles casos en la figura 1.4.

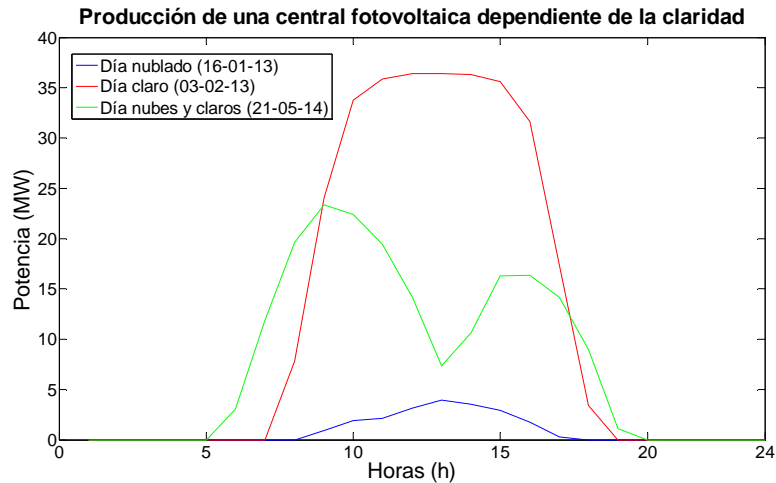


Figura 1.4. Producción de una central fotovoltaica dependiente de la claridad

Se puede concluir que la producción de potencia de una central fotovoltaica depende en gran medida de la irradiancia, por lo que se trata de una energía no gestionable. Por ello, mediante la predicción de irradiancia, se puede obtener una predicción de producción, que es necesaria para acudir al mercado eléctrico. Sin embargo, todo tipo de predicción, lleva asociado un error que deriva en desviaciones entre la producción real y la programación en el mercado.

1.2 OBJETIVO DEL PROYECTO

Para que el sistema eléctrico pueda mantenerse, debe existir un equilibrio entre la generación y la demanda. La curva de demanda a lo largo de un día se puede predecir de forma perfecta con antelación. Esto hace necesario conocer, de igual manera, la curva de generación, con el fin de igualarlas. Para casar la generación y la demanda, manteniendo el equilibrio, existe el mercado eléctrico de electricidad.

Las energías renovables no empezaron entrando al mercado eléctrico para vender la electricidad debido a su bajo índice de penetración y su naturaleza no gestionable. Por estas razones, han recibido un tratamiento especial y no se les exigía tanto como a las energías convencionales. Sin embargo, conforme aumenta su índice de penetración, parece lógico que se deba llegar a un punto en el que este tipo de energías llegue a asemejarse a las energías convencionales y participar, en las mismas condiciones, en el mercado eléctrico.

No obstante, para acudir al mercado, se debe presentar una oferta de programación el día anterior al despacho de la energía. Esto conlleva, en el caso concreto de la energía

solar, que se trata de una energía no gestionable, a requerir una buena capacidad de predicción de producción.

La producción de energía a base del recurso solar fotovoltaico depende, entre otros parámetros, de la irradiancia que recibe el panel fotovoltaico y de la temperatura de la célula. Si se consiguiera una predicción perfecta de estos valores, se podría predecir de forma muy exacta la producción de una central fotovoltaica. Sin embargo, el problema reside en que, con los medios de los que se dispone actualmente, es difícil lograr una predicción perfecta. Errores en parámetros como irradiancia y temperatura, se traducen en errores de predicción de producción, que derivan en desvíos del programa y, por tanto, pueden conllevar penalizaciones económicas. Al no poder controlar el recurso renovable, existe la incertidumbre de cómo afectarán los costes de los desvíos al acudir al mercado diario de electricidad.

Por esta razón, se establece el primer objetivo del presente trabajo, que consistirá en realizar un estudio del funcionamiento del mercado eléctrico, con el fin de analizar qué escenario se encontraría una central de energía solar fotovoltaica que acudiera al mercado eléctrico a vender su electricidad. Al tratarse de una energía no gestionable, principalmente interesará identificar cómo pueden afectar los desvíos entre programación y producción fotovoltaica.

De esta manera y conociendo el funcionamiento del mercado, se puede establecer el segundo objetivo del trabajo. Éste tratará de realizar un estudio de una central fotovoltaica real que, por cuestiones de confidencialidad, no se indica cuál es. Sin embargo, sí se señala que posee una potencia instalada de 45,78 MW, siendo éste un valor considerable. El objetivo del estudio consistirá en un análisis económico de los distintos escenarios que se encontraría dicha central fotovoltaica en el mercado eléctrico.

Como se ha indicado, lo que va a distinguir los distintos escenarios será el tipo de predicción con el que se acuda al mercado diario para realizar la programación ya que, según la predicción, los desvíos y, por tanto, los costes que estos llevan asociados, variarán. Con este fin, se podrá distinguir entre dos tipos de predicciones de producción: según un modelo paramétrico o uno no paramétrico. Además, también se podrá diferenciar entre seleccionar distintos percentiles de predicción.

De esta manera y para analizar cómo afectarían los costes económicos derivados de las desviaciones entre programación y producción real a una central fotovoltaica que acudiera al mercado eléctrico a vender la electricidad, se compararán las distintas predicciones de las que se disponga con el valor real de producción.

Para ello, se analizará un periodo de tiempo de dos años, desde octubre de 2012 hasta septiembre de 2014. Por otra parte, el estudio podrá realizarse para distintos rangos de tiempo que pueden abarcar desde un único mes, a un año o los dos años completos.

El resultado deseado de este segundo objetivo del trabajo será obtener con qué tipo de predicción se obtienen menores costes por desvíos. Esto es interesante para una central productora de electricidad ya que minimizar esos costes redundará en maximizar el beneficio económico de la misma.

2 REVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.1 INTRODUCCIÓN

En el mercado eléctrico español tienen lugar las transacciones para la compra y venta de energía eléctrica, existiendo una doble finalidad: realizar la gestión económica de manera eficaz para conseguir un intercambio de energía correcto entre generadores y consumidores y garantizar la estabilidad técnica del sistema eléctrico. Es por ello que existen dos sociedades mercantiles, de especial relevancia en el sector eléctrico, que se encargan de esas dos funciones y que se denominan, respectivamente, *operador del mercado* y *operador del sistema*. En España son responsabilidad de:

- Operador del sistema: Red Eléctrica Española (*REE*)
- Operador del mercado: Operador del Mercado Ibérico Español (*OMIE*)

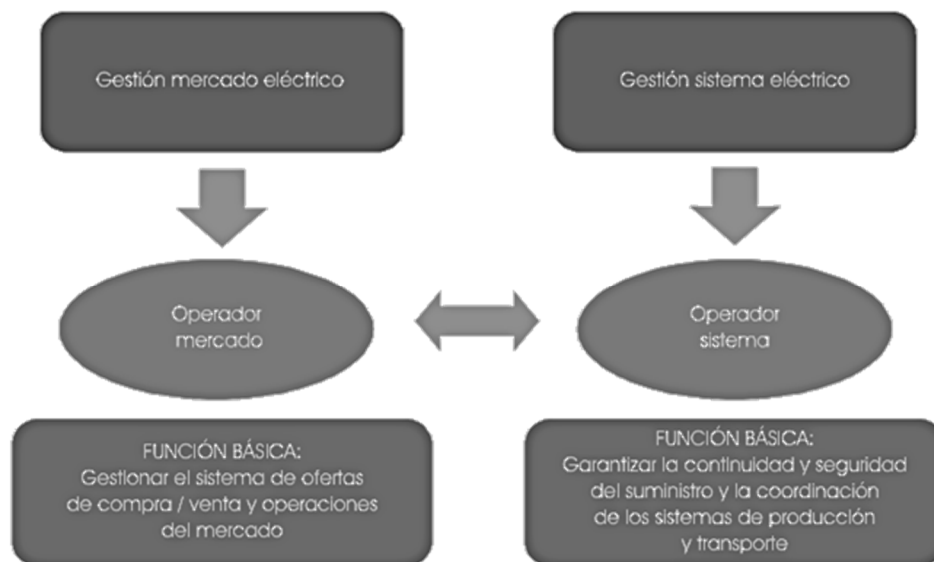


Figura 2.1. Separación de funciones entre el operador del mercado y el operador del sistema

Fuente: “Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema”. Carbajo, A. [5]

2.1.1 Red Eléctrica Española

REE fue fundada el 29 de enero de 1985 a partir de la entrada en vigor del *Real Decreto 91/1985, de 23 de enero, por el que se constituye la Sociedad estatal “Red Eléctrica de España”* [6], convirtiéndose en la primera empresa del mundo enteramente dedicada al transporte y operación del sistema eléctrico. Además, con la Ley 54/1997 se ratificaron las funciones de la compañía confirmando su papel como pieza clave en el funcionamiento del sistema eléctrico.

Se trata del operador del sistema eléctrico español y, por ello, su principal función es asegurar la continuidad del suministro eléctrico garantizando, en todo momento, el correcto funcionamiento del sistema. Por ello, es propietaria de la red eléctrica de alta tensión, siendo el único transportista español y encargándose de su gestión y desarrollo con el fin de maximizar su fiabilidad. De igual modo, es su responsabilidad asegurar la correcta coordinación entre los sistemas de producción y transporte.

2.1.2 Operador Del Mercado Ibérico Español

Es una empresa que pertenece al Operador del Mercado Ibérico (*OMI*), que se encuentra constituido por el OMI polo español y por el OMI polo portugués, OMIE y OMIP, respectivamente. OMIE es el operador del mercado español y, por ello, asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los distintos mercados que le corresponden. Está regulado por la Ley 24/2013.

2.1.3 Mercado Ibérico De Electricidad

El Mercado Ibérico de Electricidad (*MIBEL*) se compone de una serie de mercados que tienen lugar de manera secuencial en distintos tiempos determinados. La referencia a partir de la cual se puede identificar su horario, es el día en el que realmente se despacha la energía eléctrica, que se denomina *día del despacho (D)*.



Figura 2.2. Secuencia temporal de mercados y procesos en MIBEL

Fuente: OMIE [7]

Atendiendo a la diferencia de tiempo entre que tienen lugar dichos mercados y el día D, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Mercados a plazo: tienen lugar antes del día anterior al despacho de energía, es decir, hasta D-1. En ellos, se realizan contratos para la energía del día D con un amplio margen de antelación pudiendo llegar, incluso, a los meses. Entre ellos se cuentan:
 - Mercado de contratos bilaterales
 - Subastas de contratos a plazo
- Mercado diario: sucede el día anterior al despacho, en D-1. Se planifica la compraventa de energía eléctrica para todas las horas del día siguiente.
- Mercados a corto plazo: como su propio nombre indica, actúan con un horizonte más cercano, a partir de la finalización del mercado diario y durante el mismo día en el que se despacha la energía, día D. Sirven para solucionar los distintos inconvenientes de carácter técnico que puedan suceder a la hora de intercambiar la electricidad. Entre ellos se puede distinguir aquellos cuya finalidad es conseguir reserva de potencia y los que su objetivo final es la compraventa de energía en sí misma. Se distinguen:
 - Mercado de restricciones: reservas a subir y bajar.
 - Gestión de restricciones
 - Mercado de regulación: reserva de regulación secundaria y terciaria.
 - Mercados intradiarios
 - Gestión de desvíos

Estos mercados son responsabilidad de uno de los dos operadores del sector eléctrico. De esta manera, OMIE, como operador del mercado, se ocupa de los mercados a plazo y de los mercados diario e intradiario. Sin embargo, REE, como operador del sistema, se encarga del resto: son los conocidos como mercados de servicios complementarios o de ajustes, denominados así por encargarse de los aspectos necesarios para hacer viable, en cuanto a cuestiones técnicas, el funcionamiento del sistema.

Es decir, resuelven las restricciones técnicas del sistema, permitiendo solventar las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red, realizan la gestión de los servicios de regulación con el fin de garantizar la calidad y seguridad del suministro y se encargan de la gestión de los desvíos entre la programación y la producción o consumo solucionando, en tiempo casi real, los desajustes.

En la tabla 2.1. se resume la clasificación de los distintos mercados, señalando cuándo tienen lugar, qué es lo que se negocia en ellos y qué operador es el responsable.

SECUENCIA TEMPORAL	MERCADO	PRODUCTO	RESPONSABLE
MERCADOS A PLAZO Hasta D-1	Mercado de contratos bilaterales	Contratos	OMIE
	Subastas de contratos a plazo	Contratos	OMIE
MERCADO DIARIO D-1	Mercado diario	Energía	OMIE
MERCADOS A CORTO PLAZO D	Mercado intradiario	Energía	OMIE
	Mercado de restricciones	Reserva	REE
	Gestión de restricciones	Energía	REE
	Mercado de regulación	Reserva	REE
	Gestión de desvíos	Energía	REE

Tabla 2.1. Clasificación de los distintos mercados del MIBEL

En la figura 2.3. se muestra la secuencia de los distintos mercados de una manera más detallada, separando las actividades de los operadores del sistema (REE) y del mercado (OMIE). De igual manera, en verde se señala cuándo tiene lugar el mercado o la acción, mientras que en lila se muestra el horizonte de tiempo que abarca la programación determinada.

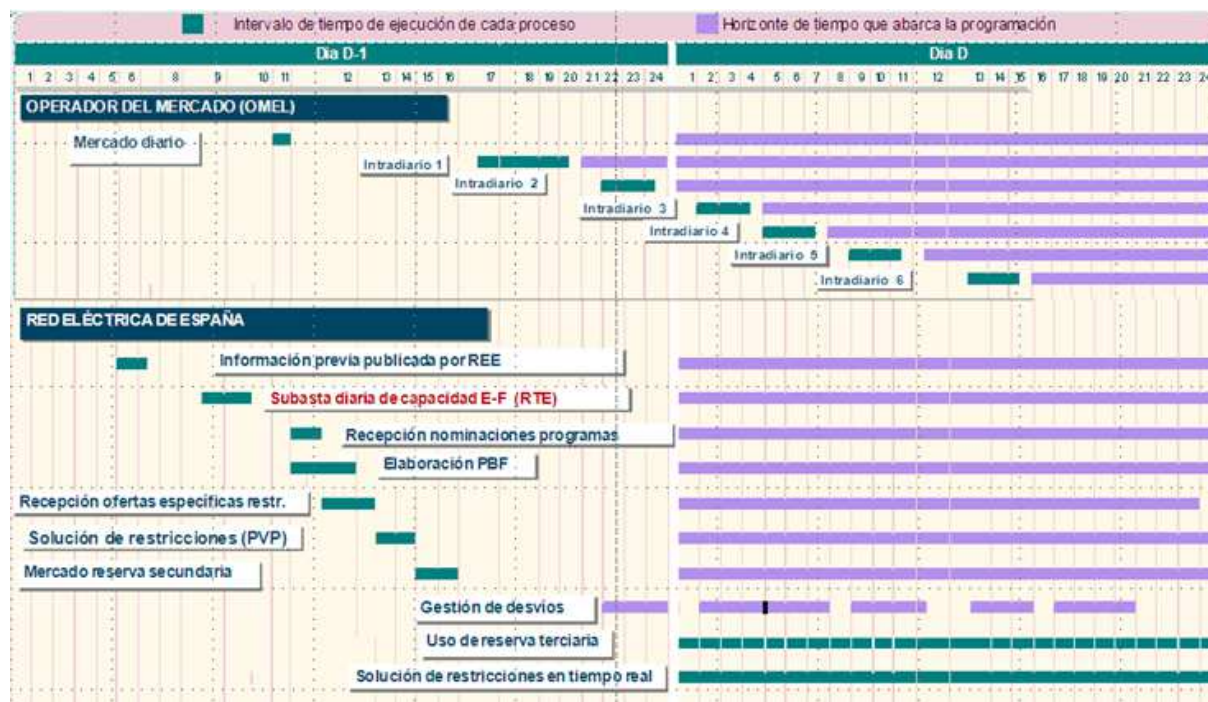


Figura 2.3. Secuencia temporal detallada de los mercados gestionados por los operadores

Fuente: “Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema”. Carbajo, A. ^[5]

2.1.4 Marco regulatorio

A la hora de estudiar el mercado eléctrico, pese a que el principal objetivo es indicar qué son los desvíos y cómo pueden afectar al beneficio económico de la producción de energía solar fotovoltaica, parece relevante señalar brevemente las diferentes regulaciones que más hayan podido influir en el estado actual del sector de las renovables, especialmente de la fotovoltaica.

El marco regulatorio del sector eléctrico español se puede caracterizar por los diversos cambios que ha sufrido en los últimos años provocando una inestabilidad legislativa.

En primer lugar, se nombran únicamente tres reales decretos relevantes:

- Real Decreto 661/2007: en el que se establecen primas para las diferentes tecnologías de carácter renovable, consiguiendo así, un marco adecuado para el desarrollo de las mismas experimentando el sector un amplio crecimiento.
- Real Decreto-ley 1/2012: en el que se suprimen los incentivos para la creación de nuevas centrales renovables, parando así su desarrollo.

- Real Decreto-ley 2/2013: que modifica el Real Decreto 661/2007 de manera que se suprimen todas las primas del extinto régimen especial.

A continuación se explican las características más importantes de ciertas leyes que han tenido una especial relevancia en el funcionamiento del sector eléctrico.

2.1.4.1 Ley 54/1997

A partir de la aprobación de la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico* ^[8], se produjo la liberación del sector eléctrico de forma que se generalizó el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. Es decir, la propiedad de las redes ya no garantizaba su uso exclusivo.

Por otra parte, para asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico se establecen las figuras de *operador del mercado* y *operador del sistema*, que serán los responsables de asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico, respectivamente.

También establece que el régimen especial puede estar formado por instalaciones de cogeneración u otras, siempre que ostenten un alto rendimiento energético; instalaciones que utilicen como energía primaria alguna energía renovable no consumible, biomasa o biocarburante e instalaciones cuya energía primaria sean residuos no renovables.

2.1.4.2 Real decreto 661/2007

Se estudia el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial* ^[9] pese a que, actualmente, este régimen se encuentre extinto. Sin embargo, se considera necesario entender qué englobaba ya que esas tecnologías son las que pueden acogerse a este Real Decreto.

Divide las instalaciones de producción de electricidad contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, es decir, aquellas que no superan una potencia instalada de 50 MW, en diversas categorías, grupos y subgrupos dependiendo de la energía primaria que utilice, de la tecnología de producción y de su eficiencia. De esta manera, la energía solar fotovoltaica queda denominada como b.1.1.

b) Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario. Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

1º Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Extracto del artículo 2.1 b) del Real Decreto 661/2007

En este Real Decreto se determina que las instalaciones incluidas en el régimen especial puedan incorporar al sistema eléctrico toda la energía eléctrica producida, siendo ésta la diferencia entre la energía eléctrica bruta generada por la planta y los consumos propios del sistema de generación.

También se proponen dos mecanismos de retribución para la energía eléctrica producida, entre los cuales puede elegir el titular de la instalación la opción de venta que más le convenga por periodos no inferiores a un año.

1. Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatiohora.

b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatiohora.

Extracto del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007

La *tarifa regulada* consiste en una cantidad fija única para todos los periodos de programación que se determina en función de varios factores, entre ellos, la clasificación a la que pertenece la instalación, la potencia instalada y la antigüedad de la misma.

Por otra parte, si se desea participar en el mercado eléctrico, al precio establecido se le sumará una *prima*, que puede variar dependiendo del precio del mercado con el fin de establecer un límite mínimo y máximo para la energía.

Cabe destacar que, tradicionalmente, la fotovoltaica se acogía a la opción de venta a) porque, pese a que el *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial* ^[10] (que quedó derogado por el Real Decreto 661/2007) contemplaba la opción de acudir al mercado para este tipo de energía, los productores de energía solar fotovoltaica escogían la tarifa regulada al resultar la venta, de esta forma, más rentable.

Las instalaciones acogidas a la opción a) realizan la venta de energía a través del sistema de oferta gestionado por el operador del mercado, realizando ofertas de venta de energía a precio cero en el mercado diario. La venta de energía se debe realizar con la mejor previsión posible con los datos disponibles o, en su defecto, con los perfiles de producción recogidos en el anexo XII de este Real Decreto. Sin embargo, cuando se producen desvíos, se generarán los derechos de cobro u obligaciones de pago correspondientes, ya que las únicas instalaciones exentas de los costes por desvíos serán aquellas que, habiéndose acogido a la opción a) de venta de energía, no superen una potencia instalada de 15 kW, porque no tienen la obligación de disponer de equipos de medida horaria.

2.1.4.3 Real decreto-ley 14/2010

Se trata del *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico* ^[11]. En él se limitan las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, de manera que se indica que las instalaciones fotovoltaicas tendrán derecho a recibir las primas que les correspondan hasta alcanzar el límite establecido. A estos efectos, las horas equivalentes se calculan como el cociente entre la producción neta anual (kWh) y la potencia nominal de la instalación (kW)

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Figura 2.4. Límite de horas equivalentes de funcionamiento para tecnologías fotovoltaicas

Fuente: Real Decreto-Ley 14/2010^[11]

2.1.4.4 Real decreto-ley 1/2012

En el *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*^[12], como su propio nombre indica, se eliminan los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

2.1.4.5 Real decreto-ley 2/2013

El *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*^[13] supone una modificación del Real Decreto 661/2007. Suprime las primas a las renovables e impone que, si se opta por vender la energía al mercado eléctrico con la opción b) del artículo 24.1, no se pueda acoger a un cambio en la opción elegida de venta.

2.1.4.6 Ley 24/2013

La Ley 54/1997 supuso el inicio de la liberación del sector eléctrico permitiendo la apertura de la red a terceros ya que, hasta entonces, la actividad del sector dependía de unas pocas empresas que tenían el monopolio. Tras el paso de los años, se han aprobado nuevas leyes, como las que se han comentado anteriormente, que iban modificando las condiciones del sector eléctrico al considerar que la Ley 54/1997 era insuficiente para garantizar el equilibrio financiero del sistema.

La inestabilidad económica se consideraba debida, entre otras cosas, a que el sistema de retribución de las actividades reguladas carecía de la flexibilidad necesaria para su adaptación a cambios relevantes y al déficit de tarifa.

De esta manera, se ha impedido garantizar un marco regulatorio estable adaptando la Ley 54/1997 mediante aprobaciones urgentes de diversos Decretos-Leyes. Esto ha conllevado una dispersión normativa que no es deseable en un sector económico tan relevante.

Es por ello que la nueva *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*^[14], es la encargada en la actualidad de regular la estructura y el funcionamiento del sector eléctrico.

2.2 MERCADO DIARIO

La finalidad del mercado diario consiste en realizar las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente, el día D, mediante la presentación de ofertas de compra y de venta de energía eléctrica por parte de los distintos agentes del mercado, siendo estos, entre otros, los productores y consumidores de energía.

Entre los vendedores se encuentran las centrales productoras y los agentes comercializadores que estén autorizados a ello. Todas las unidades de producción que se encuentren disponibles por no participar en ningún contrato bilateral físico, tienen la obligación de presentar ofertas para el mercado diario. La única excepción son aquellas que no superen una potencia instalada de 50 MW, que pueden presentar ofertas en aquellos periodos de programación que estimen oportunos. Por otra parte, los compradores que acuden al mercado de la electricidad son las comercializadoras, los consumidores directos y las comercializadoras de último recurso.

De esta forma, tanto vendedores como compradores presentan ofertas al operador del mercado, que las incluye en el procedimiento de casación, cuyo horizonte de programación comprende veinticuatro horas consecutivas (veintitrés o veinticinco en los días en los que tiene lugar el cambio de hora). Las ofertas económicas se realizan para cada uno de dichos periodos de programación y deben consistir en una cantidad de energía y el precio correspondiente a la misma; de manera opcional, pueden añadirse requisitos adicionales como condición de indivisibilidad, gradiente de carga, ingresos mínimos o parada programada. Las ofertas deben ser presentadas antes de la hora de cierre del mercado diario, que corresponde con las 12.00 h del día D-1, es decir, el día anterior al despacho de la energía.

Así comienza el proceso de casación, que puede ser simple o complejo, si tiene en cuenta los requisitos adicionales de las ofertas, para cada uno de los veinticuatro periodos de programación del día siguiente. En el procedimiento de casación simple se procede a

la ordenación de las ofertas de menor a mayor precio, en el caso de ofertas de venta y de mayor precio a menor si se trata de ofertas de compra de energía obteniéndose, como se puede observar en la figura 2.5., una curva creciente (azul) y otra decreciente (roja).

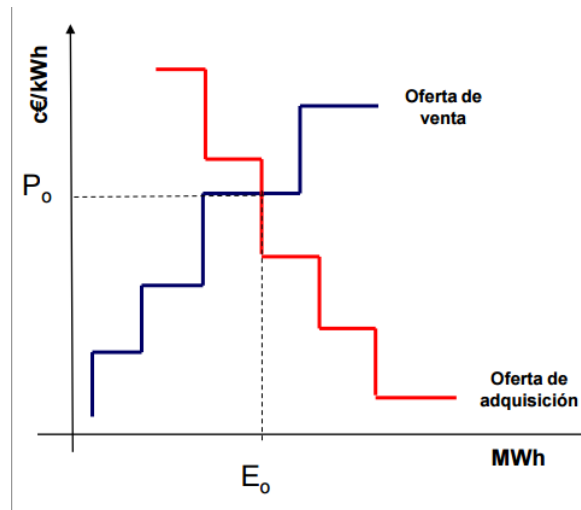


Figura 2.5. Procedimiento de casación simple del mercado diario

Fuente: “Mercado eléctrico y contexto”. Bravo Prada, M.A. [15]

El resultado de la casación para cada uno de los periodos horarios de programación, resulta del punto de corte entre ambas curvas, de forma que se obtiene un valor de energía casada (E_0), que es la energía que se deberá producir para cubrir la demanda, y un precio marginal (P_0) para la misma. Este precio será el mismo para toda la energía casada en esa hora, incluyendo aquellas ofertas de venta que se hubieran realizado a un precio inferior al del precio marginal resultante.

Debido a este proceso de casación, las energías que requieren vender la totalidad de su energía, como son la nuclear, hidráulica o eólica ofertan a un precio de 0 €/kWh. Así es más probable que su oferta entre dentro de la energía casada, pudiendo vender su producción siendo además posible que una energía más cara sea la que fije un precio marginal más elevado, al ser la última energía casada. Sin embargo, ha ocurrido en ocasiones que el precio marginal de ciertas horas sea de 0 €/kWh debiéndose a que la curva de oferta de venta se alarga en la zona de 0 €/kWh de manera que se produce la intersección con la curva de compra a ese precio. Este alargamiento puede deberse, entre otras causas, a un aumento de la energía hidráulica provocada por condiciones de elevada pluviometría.

2.3 MERCADOS A CORTO PLAZO

Los distintos mercados a corto plazo se pueden dividir, en primer lugar, en dos bloques dependiendo de qué operador sea el responsable del mismo: el mercado intradiario es operado por OMIE mientras que el resto conciernen a REE como operador del sistema.

El mercado intradiario corresponde al operador del mercado porque tiene una finalidad muy similar a la del mercado diario, sólo que abarca periodos de tiempo más cercanos al despacho y pretende servir como medio auxiliar para modificar los programas realizados el día anterior con el fin de minimizar lo máximo posible los desvíos.

Por otro lado, el resto de mercados sirven para que el operador del sistema, cumpliendo su función, sea capaz de asegurar un correcto funcionamiento del sistema eléctrico garantizando, al mismo tiempo, el suministro y solucionando los desajustes que puedan llegar a producirse de la forma más rápida y adecuada posible.

2.3.1 Mercado intradiario

El funcionamiento del mercado intradiario es muy similar al del mercado diario y, por ello, también es gestionado por el operador del mercado: tras recibir ofertas por parte de los agentes del sector eléctrico, éstas se ordenan dando lugar a un casamiento de energía y estableciendo un precio para esa hora del mercado intradiario. Sin embargo, se trata de un mercado de ajustes y, por ello, tiene lugar en un tiempo más cercano a la hora de despacho de la energía que el mercado diario. Por otra parte, no es obligatoria la presentación de ofertas.

Se puede entender que aporta una mayor flexibilidad al mercado, pues permite modificar el programa pactado en el mercado diario el día anterior. Se debe tener en cuenta que un requisito para poder participar en un intradiario a una hora concreta es haber casado una cantidad de energía en el mercado diario para la hora correspondiente.

Es lógico pensar que puede constituir una herramienta de especial importancia para las energías renovables, ya que uno de sus mayores problemas a la hora de participar en el mercado eléctrico es la incertidumbre en la predicción de producción debida a la incapacidad de garantizar el recurso necesario para la generación de electricidad. De esta manera, suponiendo que conforme aumenta la cercanía a la hora de despacho la predicción es más fiable, se podría acudir al mercado intradiario con el fin de corregir el programa para evitar futuros desvíos y las penalizaciones que estos conllevan.

Según el procedimiento de operación *PO 3.1. Programación de la generación* [16], existen seis mercados intradiarios que tienen lugar el día de despacho de la energía. Como se puede ver en la figura 2.6., sus actividades consisten en la apertura y cierre de la sesión para, posteriormente, proceder a la casación de las ofertas. Tras realizar las actuaciones necesarias, se da por válido el programa realizado y comienza el horizonte de programación de cada sesión del mercado intradiario. Como se puede ver, este horizonte disminuye conforme avanzan las horas del día de despacho, de manera que todos los horizontes finalizan con la última hora del día del despacho.

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a	Sesión 4. ^a	Sesión 5. ^a	Sesión 6. ^a
Apertura de sesión	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de nominaciones por UP y desagregaciones de programa	20:00	23:00	3:00	6:00	10:00	14:00
Análisis de restricciones. Recuadre tras restricciones	20:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación PHF	20:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	27 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
(Periodos horarios)	(22-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12-24)	(16-24)

Figura 2.6. Horarios para las seis sesiones del mercado intradiario

Fuente: Procedimiento de Operación 3.1. [16]

Pese a que sólo existen seis sesiones, cuando se desea analizar un único día de producción, se puede entender que se dispone de siete sesiones de mercados intradiarios para corregir los programas pactados. Esto se debe a que la sesión 1.^a comprende las veinticuatro horas del día de despacho, pero también las tres horas del día anterior, es decir, su horizonte de programación consta de un total de veintisiete horas. Es por ello que, como se muestra en la figura 2.7, en un día tienen lugar los seis mercados intradiarios correspondientes y las primeras horas de la sesión 1.^a del siguiente día.

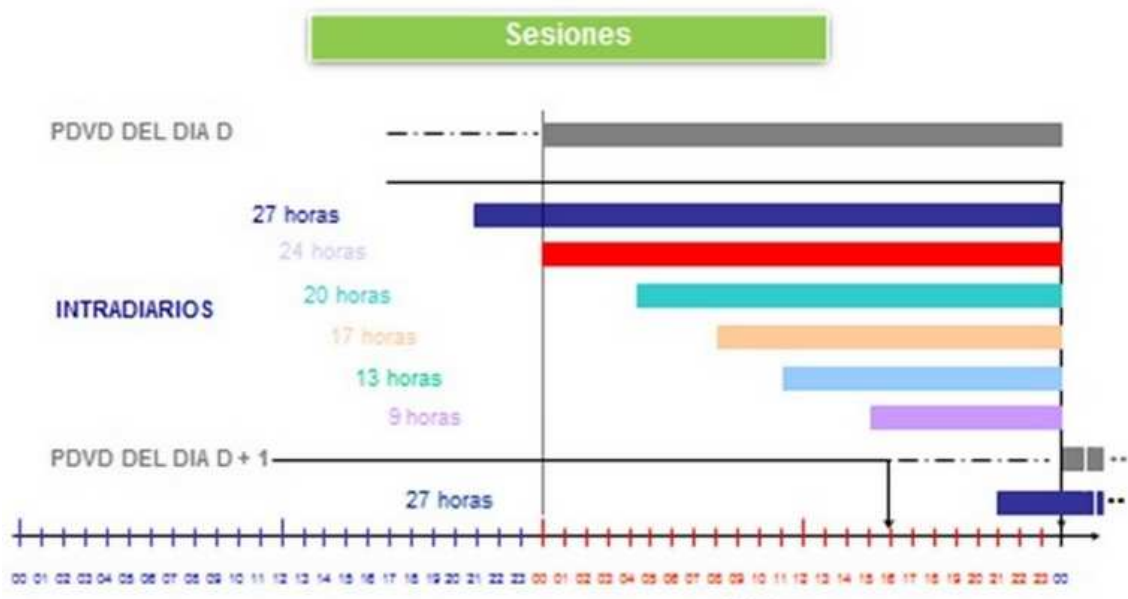


Figura 2.7. Horizontes de programación para las seis sesiones del mercado intradiario

Fuente: OMIE [7]

2.3.2 Mercado de restricciones técnicas

Una vez que se ha realizado en el mercado diario o en el intradiario la casación entre oferta y demanda y teniendo en cuenta los contratos bilaterales físicos, el operador del sistema realiza un análisis de restricciones técnicas de la red de transporte utilizando modelos de flujos de potencia y otros algoritmos que ponen a prueba, mediante simulaciones, que el sistema eléctrico pueda soportar ciertos fallos predefinidos.

La finalidad de este análisis es comprobar que sea viable el programa de generación y consumo que se ha obtenido mediante la casación para cada hora determinada. Por ello, si REE determina la incapacidad técnica de realizar el programa propuesto, por ejemplo, por un exceso de generación en una zona concreta, provocando una congestión de las líneas, se encarga de modificar el programa atendiendo a criterios de seguridad, evitando que se generen nuevas restricciones y, también, con criterios económicos. Estas actuaciones pueden conllevar un aumento del precio marginal para la hora en la que se ha detectado el problema.

A parte de las restricciones en los programas de los mercados diario e intradiario, REE también puede actuar en tiempo real, para lo que debe mantener una vigilancia continua sobre la seguridad del sistema. En estos casos, utiliza ofertas de regulación terciaria para solucionar los problemas.

2.3.3 Mercado de servicios de regulación

La regulación es controlada por REE para resolver los desequilibrios entre generación y demanda en tiempo real. Existen tres tipos de servicios complementarios, que se encuentran regulados por los procedimientos de operación *PO 7.1. Servicio complementario de regulación primaria* ^[17], *PO 7.2. Servicio complementario de regulación secundaria* ^[18] y *PO 7.3. Servicio complementario de regulación terciaria* ^[19]. Así pues, se puede distinguir entre:

- **Regulación primaria:** es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido. Es la primera que debe actuar, con el fin de corregir de manera automática los desequilibrios instantáneos entre producción y generación, que se traducen en un desequilibrio de frecuencia. Por ello, los reguladores de velocidad de las turbinas actúan de manera inmediata como respuesta a la variación de la frecuencia. Su horizonte de actuación alcanza hasta treinta segundos.
- **Regulación secundaria:** es de carácter potestativo, retribuido y gestionado por los mecanismos de mercado. Tiene una doble finalidad: anular los desvíos respecto a la programación y mantener la frecuencia del sistema en su valor de referencia. Su horizonte temporal se extiende desde los treinta segundos hasta los quince minutos. Se retribuye por dos conceptos: *disponibilidad*, es decir, ofrecer una banda de potencia por si se requiere su actuación, y *utilización*, por producir energía propiamente dicha para solucionar los desajustes.
- **Regulación terciaria:** su oferta es obligatoria para todas aquellas centrales que puedan prestar el servicio complementario y es retribuido. Su principal función consiste en restituir la reserva de regulación secundaria que pudiera haberse utilizado, para que quede liberada. Por lo tanto, la central debe ser capaz de actuar en un tiempo no superior a quince minutos y de mantener el servicio durante dos horas. Las centrales productoras sólo ven retribuida la regulación terciaria si requieren hacer uso de ella, no hay una retribución por disponibilidad.

2.3.4 Mercado de gestión de desvíos

Este apartado, al considerarse de mayor interés para la elaboración del trabajo, se analizará con mayor detalle que los anteriores.

2.3.4.1 Introducción

Las energías renovables proceden de fuentes naturales; en el caso de la fotovoltaica, el sol. Se trata de un recurso no gestionable, que no es controlable, cuya dependencia provoca una incertidumbre a la hora de asegurar la producción de una central. Como se ha explicado, el mercado diario tiene lugar con una antelación de más de veinticuatro horas a la hora en la que, realmente, se debe despachar la energía. Esto hace necesario conocer qué generación será capaz de suministrar la central de manera anticipada.

A partir de datos de irradiancia y de temperatura, se puede calcular la potencia que es capaz de generar un captador fotovoltaico con modelos matemáticos de manera relativamente sencilla y con muy bajo error. Sin embargo, la única manera de conocer estos valores con antelación es mediante la predicción. Esto implica que, si los datos predichos se alejan de la realidad, pueden generarse predicciones de generación de potencia, con las que se acude al mercado diario, muy distintas de la realidad. Estas diferencias se traducen en desvíos que pueden repercutir de forma negativa a los beneficios económicos de una central ya que pueden requerirse energías de balance para solucionar los desvíos y el coste de éstas se repercute a los productores que sean responsables de dichas desviaciones.

El mercado de gestión de desvíos es responsabilidad del operador del sistema puesto que su finalidad última es conseguir que exista, en todo momento, equilibrio en el sistema eléctrico. Como su propio nombre indica, se encarga de resolver los desvíos que puedan aparecer entre generación y consumo. Aunque esta definición podría aplicarse a los mercados anteriormente vistos, cabe señalar, sin embargo, que la gestión de desvíos tiene una finalidad de corrección más inmediata y, por ello, su horizonte de acción tiene lugar después del cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta que empieza el horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Es decir, debe resolver los desvíos que puedan aparecer mientras no exista la posibilidad de actuar mediante el mercado intradiario. Así se podría entender que, si se tendiera a sustituir las distintas sesiones del mercado intradiario por un mercado continuo, se podría llegar a suprimir el mercado de gestión de desvíos por completo. Uno de los principales objetivos de la utilización del mercado intradiario sería eliminar la necesidad de convocar al mercado de gestión de desvíos, para lo que se supone que se debe conseguir subsanar todas las diferencias de programación, que pueden deberse a errores en la previsión o a incidencias en las centrales generadoras.

Sin embargo, esto no es siempre posible y, para ello, existe el mercado de gestión de desvíos, pese a que no se convoca si el desvío no supera un valor neto de 300 MW. En el caso de no convocarse este mercado, el desvío se soluciona con energías de reserva de

regulación secundaria y terciaria. Es decir, se puede considerar que el mercado de gestión de desvíos es un nexo de unión entre las regulaciones secundaria y terciaria y los mercados intradiarios que dota a REE de mayor flexibilidad con el fin de no arriesgar la disponibilidad de reservas de regulación.

2.3.4.2 Clasificación de los desvíos

En primer lugar, se define qué es un *desvío*: se trata de la diferencia existente entre la energía programada en el mercado y la energía realmente producida o consumida y se calcula de manera horaria. Se pueden distinguir dos tipos de desvíos dependiendo de su sentido:

- Desvío medido a subir: la producción medida en barras de la central es mayor a la programada en el mercado o el consumo medido en barras de central es menor que el programado. Es decir, el sistema debe reducir la producción o aumentar el consumo de bombeo, se puede entender como que hay un exceso de energía no consumida en el sistema.
- Desvío medido a bajar: es justo lo contrario, la producción medida en barras de la central es menor a la programada en el mercado o el consumo medido en barras de central es mayor que el programado. Es decir, el sistema debe aumentar la producción o reducir el consumo de bombeo, se puede entender como que hay un déficit de energía para satisfacer la demanda.

Para que quede más claro, como el objetivo de este proyecto es analizar el funcionamiento de una central fotovoltaica productora de electricidad, de aquí en adelante se entenderá:

- Desvío medido a subir: la producción real es mayor a la que se había ofertado en el mercado diario. Por ello, el sistema mandará reducir la producción a las energías de balance para que el exceso producido en la central pueda consumirse, ya que alimentará las cargas que las energías de balance dejen de alimentar. Al producir más energía de la que se había programado, se genera un *derecho de cobro* por la nueva energía generada, que no se había pagado en el mercado diario.
- Desvío medido a bajar: no se ha conseguido producir todo lo que se había programado en el mercado. El sistema deberá aumentar la producción de las energías de balance, para generar aquella energía que la central no va a poder cubrir. Al producir menos energía de la que se había programado, se genera una *obligación de pago* por no haber generado lo que se había dicho en el mercado diario.

Por otra parte, en el sistema eléctrico español, el coste de los desvíos depende de otro factor, conocido como *necesidad neta de balance del sistema (NNBS)*. La NNBS analiza la diferencia entre la producción real y la programada, a nivel de sistema, para estudiar cómo se encuentra el balance del sistema eléctrico español. La finalidad es determinar si el desvío va acorde a la necesidad que presenta en determinada hora o no.

- $NNBS > 0$ → necesita mayor producción (producción neta < programa mercado)
- $NNBS < 0$ → necesita menor producción (producción neta > programa mercado)

Para explicar mejor el concepto, se supone un ejemplo en el que el sistema se encuentra en tal estado que la producción es mayor a la programada ($NNBS < 0$). En este caso, el sistema no recurrirá a energías de balance si hay un desvío que es a bajar, ya que eso implica que la central en concreto ha producido menos de lo que había programado y esto favorece a la NNBS, porque se compensa con otros desvíos a subir. De esta manera, se hace posible una nueva clasificación de los desvíos, dividiéndolos en dos grupos:

- Desvío a favor: como su propio nombre indica, es favorable a la necesidad neta del sistema. En el ejemplo anterior, un desvío medido a bajar (ha producido menos de lo que había programado) será, también, a favor, ya que ayuda a reducir el desvío neto del sistema.
- Desvío en contra: es justo el caso contrario. Continuando con el ejemplo, si el desvío fuese medido a subir (ha producido más de lo que había programado), será en contra del sistema porque está empeorando la NNBS al aumentar la diferencia entre producción y la programación.

		DESVIOS	
		A subir (mayor producción)	A bajar (menor producción)
NNBS	> 0 (necesita mayor producción)	Desvío a favor	Desvío en contra
	< 0 (necesita menor producción)	Desvío en contra	Desvío a favor

Tabla 2.2. Desvíos a favor o en contra del sistema

Como conclusión se puede señalar que, a pesar de utilizar los mercados intradiarios para minimizar lo máximo posible los desvíos, es muy difícil conseguir que el programa previsto de producción de energía eléctrica sea exactamente igual a la energía que realmente se produce en la hora determinada. Por ello, dependiendo del sentido del desvío, se generará un exceso o un déficit de energía produciendo desvíos a subir o a bajar, respectivamente. También es importante destacar que, dependiendo de la NNBS puede distinguirse entre desvíos a favor o en contra.

2.3.4.3 Liquidación de los desvíos

Como se ha indicado en apartados anteriores, es responsabilidad de REE utilizar energías de balance para solucionar los desajustes de la forma que sea necesaria. La utilización de dichas energías debe ser retribuida, repercutiendo el coste de las mismas al productor que sufra el desvío que deba corregirse. Al analizar el efecto que provocan los desvíos en el beneficio económico de una central, es importante distinguir entre dos aspectos: el precio del desvío y el coste del mismo.

- Precio del desvío: corresponde al precio de las energías de balance. Éste se obtiene de una manera muy similar a como se obtiene un precio marginal (*PMD*) tras el proceso de casación en cualquiera de las horas del mercado diario. El precio del desvío hace diferencias respecto al sentido del mismo, de manera que se obtienen precios diferentes si el desvío es a subir (*PDS*) o a bajar (*PDB*). Esto se debe a que, si REE detecta que hay necesidad de bajar la producción porque se ha producido un desvío neto a subir, convocará energías de balance para ese caso concreto, estableciendo un *PDS*, mientras que los desvíos a bajar tendrán el *PMD*.
- Coste del desvío: se entiende como la diferencia, en valor absoluto, entre el *PMD* y el precio del desvío. Lógicamente, se tiene en cuenta el sentido del desvío, de igual manera a como ocurre con el precio del desvío, obteniéndose un coste diferente si el desvío es a subir (*CDS*) o a bajar (*CDB*).

En la tabla 2.3. se ve un ejemplo de los precios y costes que se han señalado para un caso real. Así pues, se pueden observar las diez primeras horas del día 1 de enero de 2013 y cómo para cada hora se establece en el mercado diario un *PMD*, los precios de los desvíos (*PDB* y *PDS*) y los costes de los mismos (*CDB* y *CDS*).

FECHA	HORA	PMD (€/MWh)	PDB (€/MWh)	PDS (€/MWh)	CDB (€/MWh)	CDS (€/MWh)
01/01/2013	1	48,01	48,01	16,00	0,00	32,01
01/01/2013	2	45,00	45,00	17,08	0,00	27,92
01/01/2013	3	31,27	53,00	31,27	21,73	0,00
01/01/2013	4	21,00	53,95	21,00	32,95	0,00
01/01/2013	5	21,00	51,25	21,00	30,25	0,00
01/01/2013	6	21,00	50,78	21,00	29,78	0,00
01/01/2013	7	21,00	48,00	21,00	27,00	0,00
01/01/2013	8	21,00	46,46	21,00	25,46	0,00
01/01/2013	9	21,00	21,00	0,00	0,00	21,00
01/01/2013	10	21,00	21,00	0,00	0,00	21,00

Tabla 2.3. Precios de mercado y coste de desvíos para las diez primeras horas del 01/01/2013

Se puede analizar que, independientemente de si el desvío es a favor o en contra del sistema, se genera para la central un:

- Derecho de cobro: si el desvío es medido a subir, ya que se ha generado más energía de la que se le había pagado a la central en el mercado diario. La central tiene derecho a cobrar por el exceso de energía.
- Obligación de pago: si el desvío es medido a bajar, ya que se ha generado menos energía de la que se le había pagado a la central en el mercado diario. La central tiene obligación de pagar por aquella energía que no ha generado, que ya se le había pagado con su venta en el mercado diario.

Sin embargo, la cantidad que la central cobrará o pagará sí depende de la NNBS. En la tabla 2.4. se muestran los precios de los desvíos dependiendo de su sentido y de la NNBS. En ella se puede ver que cuando los desvíos son favorables al sistema (señalado con verde) el precio al que se cobrará el desvío a subir o se pagará el desvío a bajar será el PMD y esto es lo mejor que puede ocurrir para la central que ha sufrido un desvío. Sin embargo, para un desvío desfavorable al sistema (señalado con rojo) el precio es tal que repercutirá en un coste para la central, como se explicará más adelante.

PRECIO DE LOS DESVÍOS		DESVÍOS	
		A subir (mayor producción)	A bajar (menor producción)
NNBS	> 0 (necesita mayor producción)	PDS = PMD	PDB > PMD
	< 0 (necesita menor producción)	PDS < PMD	PDB = PMD

Tabla 2.4. Precio de los desvíos

En la tabla 2.5. se muestran los costes de los desvíos dependiendo del sentido de los mismos y de la NNBS. Como ya se ha explicado, si los desvíos son a favor del sistema, es el caso óptimo y se traduce en un coste nulo por el desvío: no se ha perdido ni dejado de ganar nada. Sin embargo, el coste de los desvíos contrarios al sistema se puede calcular como el valor absoluto de la diferencia entre el PMD y el precio correspondiente del desvío.

COSTE DE LOS DESVÍOS		DESVÍOS	
		A subir (mayor producción)	A bajar (menor producción)
NNBS	> 0 (necesita mayor producción)	0	PDB – PMD
	< 0 (necesita menor producción)	PMD – PDS	0

Tabla 2.5. Costes de los desvíos

Para resumir lo visto en este apartado, que queda reflejado en las tablas 2.2., 2.4., 2.5. de manera más gráfica, se explican los cuatro escenarios posibles:

- Desvío a subir y $NNBS > 0$: se trata de un desvío a favor del sistema y, en consecuencia, el precio del desvío es el mismo que el PMD. Por lo tanto, el coste del desvío es nulo, ya que se está cobrando la energía extra producida al mismo precio que se habría cobrado si se hubiera presentado en el momento correcto al mercado diario. El PMD es el máximo dinero que puede ganar un desvío a subir.
- Desvío a bajar y $NNBS < 0$: igualmente, se trata de un desvío a favor del sistema y, en consecuencia, el precio del desvío es el mismo que el PMD. Por lo tanto, el coste del desvío es nulo, ya que se paga la energía que no se ha producido al mismo precio que se había cobrado por generarla. Es decir, la diferencia es nula porque se paga exactamente lo mismo que se había cobrado, es como si no se hubiera programado en el mercado la venta de esa energía, por lo que no habría un desvío. Además, se debe tener en cuenta que el PMD es el mínimo precio que se puede pagar por un desvío a bajar, lo que es favorable.
- Desvío a subir y $NNBS < 0$: se trata de un desvío contrario al sistema en el que se ha producido más de lo que se había programado. Por ello, existe un derecho de cobro, pero el precio del desvío es tal que $PDS < PMD$. Esto se traduce en que se cobrará el exceso de energía generado a un precio inferior al que se podría haber conseguido si se hubiera acudido con toda la energía, de forma correcta, al mercado diario. El coste de este tipo de desvíos se puede entender como lo que no se ha ganado por no haber programado toda la energía generada en el mercado diario.
- Desvío a bajar y $NNBS > 0$: se trata de un desvío contrario al sistema en el que se ha generado menos energía de la que se había programado en el mercado diario. Por ello, se ha generado una obligación de pago de tal manera que $PDB > PMD$. Esto significa que se debe pagar por el déficit de energía un precio mayor del que se había recibido, previamente, por dicha energía. El coste de este tipo de desvíos se debe al extra que se debe pagar, que no procedía de lo que habían pagado por la programación del mercado diario.

3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS DESVÍOS EN UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA

3.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza un estudio acerca de una central fotovoltaica que, por cuestiones de confidencialidad no se indica cuál es. Sin embargo, como datos fundamentales para la realización del análisis se destaca que tiene una potencia nominal de 45,78 MW y que está situada a una latitud de 38,18° (Norte).

El tiempo de análisis comienza en octubre de 2012 y finaliza en septiembre de 2014. Con los datos disponibles para este periodo, se realizan evaluaciones con distintas resoluciones temporales y con distintos tiempos. Las resoluciones pueden ser mensuales, anuales o bianuales y puede tratarse de cualquiera de los veinticuatro meses, de un año continuo ficticio que empiece en cualquier día del año real o, también, se puede realizar un estudio de los dos años en conjunto.

El objetivo consiste en hallar resultados de ganancia económica para esta central participando en el mercado diario y ateniéndose a los costes derivados de los desvíos entre programación y producción. Esto se debe a que, al tratarse de una central de energía renovable no gestionable, existe una gran incertidumbre a la hora de acudir al mercado diario con una predicción de producción determinada. Se pretende analizar cómo pueden influir distintos tipos de predicciones con el fin de maximizar la ganancia por venta de energía en el mercado eléctrico.

Para poder comparar los distintos escenarios se requiere conocer la producción horaria real de la central y la predicción de producción con la que se hubiera acudido al mercado diario para programar la venta de energía de una hora concreta. Como ya se puede intuir, la mejor predicción será aquella que consiga asemejarse lo máximo posible a la producción real, puesto que se minimizarán los costes por desvíos. Se distinguirá entre predicciones paramétricas y no paramétricas y entre distintos percentiles.

A continuación, se explicará de dónde proceden los datos de los que se dispone, qué significan y qué modelos se pueden utilizar para conseguir, a partir de ellos, las predicciones de producción.

3.1.1 Predicción de irradiancia a partir de una fuente “libre”: Meteo-Galicia

Para realizar las predicciones de producción es necesario conocer ciertos parámetros predichos como pueden ser: irradiancia horizontal, temperatura ambiente, velocidad de viento, nubosidad... Todas las predicciones necesarias se extraen de la página web de

MeteoGalicia, que es de carácter público y da información de las predicciones horarias que se consideran necesarias.

Concretamente, los datos se extraen del *servidor THREDDS de MeteoGalicia* [20], que utiliza un modelo WRF (*Weather Research Forecast*). Este modelo se ejecuta dos veces al día, a las 00 UTC y a las 12 UTC dando previsiones horarias para las siguientes 96 y 84 horas, respectivamente.

Por ello, cada vez que se ejecuta interesa la información de las doce horas siguientes, de manera que se tiene siempre la mayor actualización posible.

3.1.2 Percentiles de predicción

A la hora de utilizar predicciones, es necesario conocer qué son los *percentiles* ya que en este trabajo se hablará de percentiles de irradiancia, temperatura y predicción de potencia. Los percentiles quieren indicar el porcentaje de probabilidad de que el valor real se encuentre por debajo del valor predicho.

En la figura 3.1. se muestra un ejemplo de percentiles de producción fotovoltaica. En ella, aparecen los valores predichos de potencia, con distintos percentiles, para las veinticuatro horas del día 8 de octubre de 2012. Como se puede observar, un percentil 10 siempre tendrá un valor inferior que el percentil 50 y éste será menor que el percentil 90.

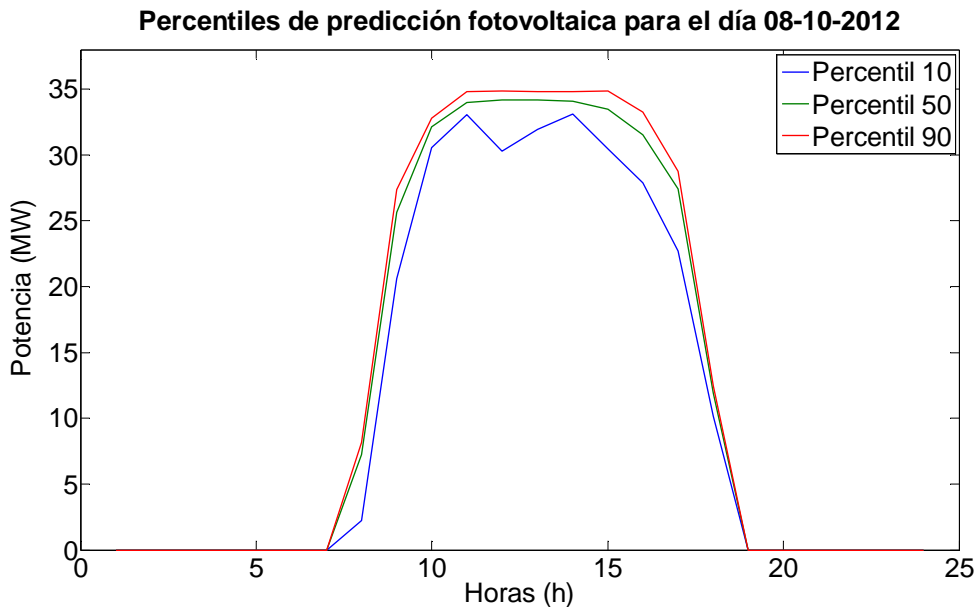


Figura 3.1. Percentiles de predicción fotovoltaica para el día 08-10-2012

Siguiendo con el ejemplo de los percentiles de producción fotovoltaica: un percentil 10 indicaría una probabilidad del 10 % de que la producción sea inferior a la predicha. Por lo tanto, se puede considerar muy conservativo si se escoge ese percentil para ir al mercado diario ya que hay un 90 % de posibilidades de que la producción sea mayor. Esto se puede traducir, como es lógico, en que los costes por desvíos a subir (se ha producido más de lo programado) sean bastante superiores a los costes por desvíos a bajar, porque es difícil producir menos de lo que dice el percentil 10.

Por el contrario, utilizando un percentil 90 para realizar el programa de producción, hay un 90 % de probabilidad de generar menos energía de la vendida. En consecuencia, en este caso, los mayores costes serán debidos a desvíos medidos a bajar. Finalmente, un percentil 50 se puede considerar lo menos arriesgado ya que existe un 50 % de posibilidades hacia ambos lados, por lo que se podría suponer que los costes de los desvíos serían similares en ambos sentidos.

3.1.3 Producción medida

Se dispone de datos horarios de producción real, en vatios, durante un periodo de dos años, desde el 1 de octubre de 2012 hasta el 30 de septiembre de 2014, para la central fotovoltaica que se quiere estudiar. Esto implicaría un total de 17.520 valores, sin embargo, se señala que para ciertas horas no se tiene dato debido a problemas de comunicación entre el aparato de medida y la central. Es por ello que, realmente, se obtiene un total de 14.424 valores, que supone un 82,33 % del total. Este porcentaje se considera válido para realizar un análisis considerando que es lo suficientemente representativo.

Los datos de producción medida serán aquellos con los que se compararán las distintas predicciones para calcular cuál hubiera sido el desvío y qué coste hubiera conllevado el mismo. De esta manera, se podrá calcular la ganancia económica final por la energía eléctrica vendida en el mercado.

3.1.4 Predicción paramétrica

Se utiliza un modelo paramétrico para calcular la producción de potencia que se basa en el modelo matemático de la central y utiliza ecuaciones para simular su comportamiento. En este caso, los datos necesarios de MeteoGalicia son la irradiancia en plano horizontal (G_0) y la temperatura ambiente (T_a). Estas predicciones han sido realizadas con un percentil 50, por lo que el resultado en potencia será, de la misma manera, un percentil 50 paramétrico.

La predicción de potencia se obtiene a partir de un modelo paramétrico elaborado con la bibliografía existente por el equipo de la UPNA. En un primer paso, se convierten estos valores en datos adecuados para la situación real, es decir, es necesario conocer la irradiancia en el plano inclinado del panel fotovoltaico (G) y la temperatura de la célula (T_c). Después, se introducen esos parámetros a un modelo matemático de la central, de manera que se obtiene cuál sería la potencia ($p50$) que se obtendría en bornes de la central con percentil 50.

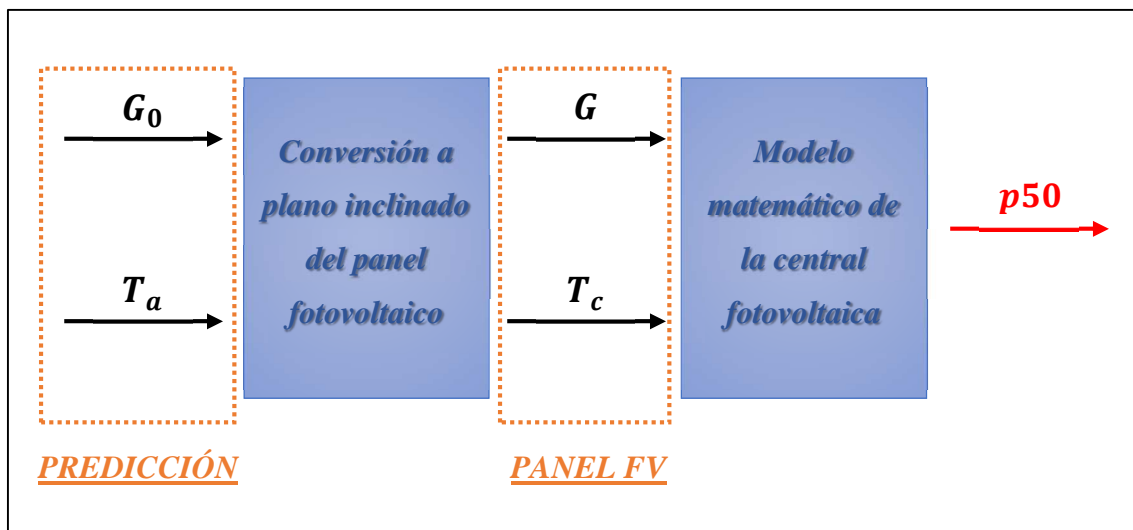


Figura 3.2. Procesos en la obtención de la predicción de producción paramétrica

3.1.4.1 Conversión a plano inclinado del panel fotovoltaico

A partir del valor de irradiancia horizontal se pueden obtener las componentes directa y difusa de la irradiancia global horizontal utilizando distintas correlaciones, como las de Orgill-Hollands. Con ello se realizan los siguientes cálculos: se obtiene la posición del sol, de la superficie del generador FV y el ángulo de incidencia; así se ve cuál sería la superficie sombreada del generador; se convierte la irradiancia a plano inclinado; se descuentan las pérdidas debidas al polvo, al ángulo de incidencia y las pérdidas por sombreado para, finalmente, realizar las correcciones asociadas al espectro de las radiaciones.

Convertir la temperatura ambiente a temperatura de la célula FV es muy sencillo y se consigue con la ecuación 1:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \cdot G \quad (ec 1)$$

siendo: T_c : temperatura de la célula ($^{\circ}C$)

T_a : temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

T_{ONC} : temperatura de operación nominal de la célula. Se puede obtener como la temperatura de la célula cuando se encuentra bajo las siguientes condiciones: $AM=1.5$, $G = 800^{\circ}\text{C}$ con incidencia normal, $T_a = 20^{\circ}\text{C}$ y velocidad de viento 1 m/s.

G : irradiancia (W/m^2)

3.1.4.2 Modelizado de la planta fotovoltaica

El panel FV está implementado en silicio cristalino, normalmente policristalino, y su máxima potencia de salida en continua (P_{DC}) se calcula con la ecuación 2:

$$P_{DC} = P^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot \frac{\eta}{\eta^*} \quad (\text{ec } 2)$$

siendo: P_{DC} : potencia de salida en continua del panel FV (W)

P^* : máxima potencia de salida que se consigue en condiciones estándar:
 $AM = 1.5$, $G^* = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$ y $T_c^* = 25^{\circ}\text{C}$ (W)

η : rendimiento en función de la irradiancia y la temperatura de la célula

η^* : rendimiento bajo las condiciones estándar: G^* y T_c^*

Suponiendo que la eficiencia depende únicamente de la temperatura, se obtendría la ecuación 3 con la que, a pesar de su simplicidad, se consiguen buenos resultados:

$$\frac{\eta}{\eta^*} = 1 + \gamma \cdot (T_c - T_c^*) \quad (\text{ec } 3)$$

siendo: γ : coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

La ecuación 4, más rigurosa, muestra la dependencia con la temperatura y la irradiancia, donde la dependencia con esta última se calcula según un modelo experimental:

$$\frac{\eta}{\eta^*} = [1 + \gamma \cdot (T_c - T_c^*)] \left[a + b \cdot \frac{G}{G^*} + c \cdot \ln \frac{\eta}{\eta^*} \right] \quad (\text{ec } 4)$$

siendo: a, b, c : parámetros dependientes de cada módulo FV

Sin embargo, normalmente no se conoce cómo varía la curva del rendimiento con la irradiancia y el único dato aportado por el fabricante es el rendimiento a $T_c = 25^{\circ}\text{C}$ y $G = 200 \text{ W}/\text{m}^2$ (η_{200}), porque se mide cuando se realizan pruebas de cualificación a los

módulos FV (IEC 2005). Utilizando este único punto y una aproximación que dé los valores $a = 1$ y $b = 0$, con la ecuación 5 se puede calcular el valor de c :

$$c \approx 0,621 \left[1 - \frac{\eta_{200}}{\eta^*} \right] \quad (\text{ec } 5)$$

Es decir, con los valores aproximados de a , b y c se puede recurrir a la ecuación 4 para calcular el ratio entre eficiencias, que se utilizará en la ecuación 2 para obtener P_{DC} .

Tras estos pasos, se puede simular una estructura estática y una con seguimiento azimutal (un eje). Éstas quedan definidas por parámetros geométricos como pueden ser la inclinación, la distancia entre diferentes estructuras, el máximo ángulo de rotación...

El *inversor* se caracteriza por su potencia nominal de salida (P_I) y tres parámetros experimentales (k_0, k_1, k_2) que se utilizan para calcular su rendimiento (η_I) mediante la ecuación 6:

$$\eta_I = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{p_{ac}}{p_{ac} + (k_0 + k_1 \cdot p_{ac} + k_2 \cdot p_{ac}^2)} \quad (\text{ec } 6)$$

$$p_{ac} = \frac{P_{AC}}{P_I} \quad (\text{ec } 7)$$

siendo: P_{DC} : potencia de la entrada DC (W)

P_{AC} : potencia de la salida AC del inversor, que se puede determinar mediante P_{DC} y los parámetros k_0 , k_1 y k_2 (W)

Los parámetros k_0 , k_1 y k_2 pueden ajustarse a partir de la curva de rendimiento dada por el fabricantes del inversor o mediante medidas experimentales.

Para finalizar, se debe tener en cuenta el *transformador y el cableado*. De esta manera, se puede calcular la eficiencia del transformador de baja a media tensión (η_T) mediante la ecuación 8:

$$\eta_T = \frac{P_{out}}{P_{AC}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{\text{pérdidas}}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{\text{núcleo}} + P_{cu}} \quad (\text{ec } 8)$$

$$P_{cu} = P_{cu,nom} \cdot \left(\frac{P_{out}}{P_T} \right)^2 \quad (\text{ec } 9)$$

siendo: P_{out} : potencia a la salida del transformador (W)

$P_{\text{núcleo}}$: pérdidas en el núcleo (W)

P_{cu} : pérdidas en el cobre (W)

$P_{cu,nom}$: pérdidas en el cobre cuando el transformador trabaja a P_T (W)

P_T : potencia nominal de salida (W)

Las pérdidas de potencia debidas al cableado en DC y AC se calculan mediante una ecuación análoga a la ecuación 9.

En resumen, a partir de datos de irradiancia en plano horizontal y de temperatura ambiente, con éste modelo se consigue una predicción de producción fotovoltaica paramétrica con un percentil 50: de aquí en adelante se denominará *p50*.

3.1.5 Predicción no paramétrica

El objetivo es obtener una predicción de producción horaria y un intervalo de probabilidad, de manera que se puedan obtener distintos percentiles de predicción de producción fotovoltaica.

El método utilizado es no paramétrico, se basa en el estado del arte actual y ha sido desarrollado por el equipo de la UPM. No utiliza el modelo de la planta como tal sino que consiste en un aprendizaje automático (*machine learning*).

El aprendizaje automático se basa en desarrollar técnicas que permitan a las computadoras aprender. A partir de datos no estructurados, proporcionados en forma de ejemplos, debe ser capaz de generalizar comportamientos de manera que, ante la entrada de un parámetro, sepa cuál debe ser la salida valiéndose de datos anteriores previamente observados y analizados.

De esta forma, como se muestra en el figura 3.3., el modelo coge predicciones de irradiancia solar, nubosidad, temperatura ambiente y velocidad del viento a través de la página web de Meteogalicia, como ya se había indicado. Esos parámetros entran al aprendizaje automático junto con datos acerca de la geometría solar. Además, utiliza como entrenadores para aprender (*trainers*) los resultados pasados de predicción y producción. Es así como, viendo qué ocurrió en el pasado, puede obtener resultados adecuados para los datos actuales. Finalmente, se obtiene una predicción de potencia media, que sería el percentil 50 y, también, los percentiles 10 y 90 gracias al intervalo de probabilidad que obtiene.

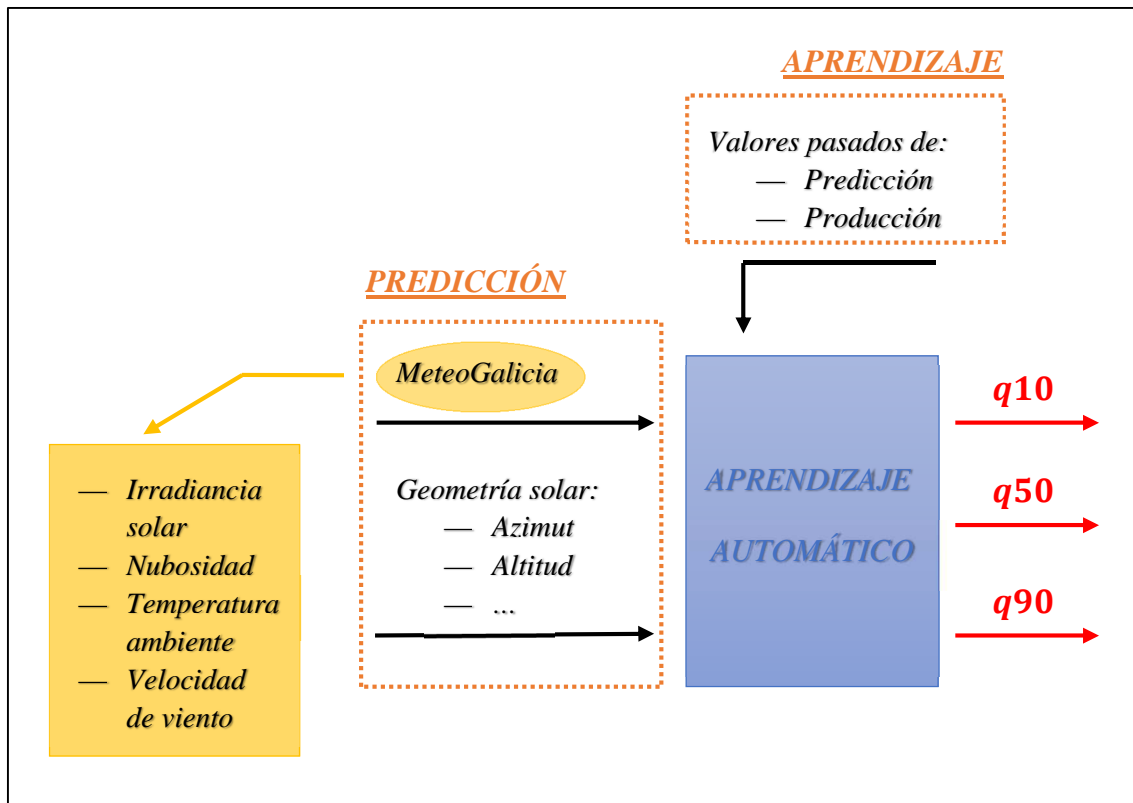


Figura 3.3. Procesos en la obtención de la predicción de producción no paramétrica

Como se puede ver, los resultados de aplicar este modelo son tres predicciones no paramétricas de producción para distintos percentiles: 10, 50 y 90. De aquí en adelante, y para poder distinguirlos del resultado del modelo paramétrico, se denominarán respectivamente como $q10$, $q50$ y $q90$.

3.2 PROGRAMACIÓN EN MATLAB®

En los apartados anteriores se ha analizado cómo conseguir los datos necesarios a partir de predicciones de irradiancias y temperaturas, entre otras variables. A continuación se resume qué información se tiene disponible para realizar el análisis:

- Producción horaria medida de la central fotovoltaica: Pmed (W)
- Producción horaria predicha con modelo paramétrico, percentil 50: p50 (W)
- Producción horaria predicha con modelo no paramétrico, percentil 10: q10 (W)
- Producción horaria predicha con modelo no paramétrico, percentil 50: q50 (W)
- Producción horaria predicha con modelo no paramétrico, percentil 90: q90 (W)

Por otra parte, para poder realizar el estudio económico, es necesario conocer las condiciones del mercado eléctrico, es decir, los precios y costes horarios que puedan afectar a la venta de electricidad en el mercado.

- Precio del mercado diario: PMD (€/MWh)
- Precio del desvío a bajar: PDB (€/MWh)
- Precio del desvío a subir: PDS (€/MWh)
- Coste del desvío a bajar: CDB (€/MWh)
- Coste del desvío a subir: CDS (€/MWh)

Como herramienta para llevar a cabo el análisis se utiliza MATLAB[®] por su facilidad para manejar un volumen amplio de datos. Así, en la programación se pueden distinguir dos niveles fundamentales:

- Primero: los parámetros de entrada son los datos brutos, que pueden contener ciertos errores o características que no los hacen adecuados para su utilización. Así pues, la primera fase consiste en el manejo de los datos de entrada, de manera que la salida sean estos corregidos.
- Segundo: a la entrada están los valores corregidos mediante la primera fase con el fin de poder tratarlos de la forma correcta para obtener resultados económicos de los beneficios o costes de la central, según los distintos tipos de predicciones.

Con este doble propósito se crean dos programas y una función que se adjuntan íntegros en el anexo I y de los que se explica brevemente los pasos que se han seguido y por qué han sido necesarios en los apartados 3.2.1 y 3.2.2.

3.2.1 Manejo de los datos iniciales

Para esta primera fase se ha creado un programa llamado "manejo_datos_iniciales.m". Como se ha explicado, a esta función entran los datos brutos de producción de dos años y los precios del mercado del año 2013, que se encuentran en dos documentos de Excel.

A la hora de realizar en análisis, se podrá elegir la resolución temporal deseada. Sin embargo, en este apartado se trabajarán con los datos completos. La salida de "manejo_datos_iniciales.m" estará formada por una pareja de documentos de Excel en los que se encontrará la información tratada de la manera adecuada, para poder utilizarlos en el siguiente programa. El objetivo es conseguir que, tanto la producción como los datos

de mercado, se representen en valores horarios desde octubre de 2012 hasta septiembre de 2014, es decir, deben existir 17.520 valores. Después, en el programa correspondiente al análisis, se podrá seleccionar la resolución de estudio conveniente.

3.2.1.1 Manejo de los datos de producción

En primer lugar, los valores de producción parten desde la hora 1 (00.00 → 01.00) del día 1 de octubre de 2012 hasta la hora 24 (23.00 → 00.00) del día 30 de septiembre de 2014 o, lo que es lo mismo, dos años, que corresponderían con 17.520 horas.

Sin embargo, el origen de los datos es diverso: uno ha sido medido y los otros calculados con un modelo paramétrico o no paramétrico. En los valores disponibles se observa una falta de datos para horas determinadas que pueden deberse, dependiendo de su origen, a errores de comunicación entre el equipo de medida y la central o a problemas en el cálculo matemático. A causa de esta disparidad de posibles problemas, se obtiene una dispersión en la falta de valores.

Por esta razón, se ha escogido ignorar todos aquellos días en los que no se disponga de algún dato horario con el fin de no distorsionar los resultados. Se considera que los días restantes, completamente válidos, son lo suficientemente representativos para un análisis global. En la tabla 3.1. se muestran los días sin información para análisis de distintas resoluciones temporales y el porcentaje que estos representan.

Como se puede ver, mes a mes hay resultados muy diversos. Por ejemplo, en mayo de 2013 sólo falta un único día (3,23 %) mientras que en enero de 2013 no se dispone de quince valores (48,39 %). Esto puede conllevar problemas en el análisis mensual, pues algunos meses pueden no ser representativos. Sin embargo, para periodos más extensos el porcentaje oscila entre el 11,78 % y el 24,93 %, por lo que se considera adecuado.

Así pues, se procede a buscar una homogeneidad en los datos, de manera que todas las producciones o predicciones de producción tengan información los mismos días, para poder comparar de una manera más correcta.

Además, como se ha señalado, cuando se carezca de algún dato horario, se despreciará todo el día completo.

Para finalizar, es importante señalar que los datos que se encuentran en este documento de Excel, están en hora solar.

TIEMPO QUE SE ANALIZA	NÚMERO DE DÍAS SIN DATO	PORCENTAJE RESPECTO AL DÍA TOTAL DE DATOS (%)
01/13 – 12/13	75	20,55
10/12 – 09/13	91	24,93
10/13 – 09/14	43	11,78
10/12 – 09/14	134	18,36
10/12	7	22,58
11/12	8	26,67
12/12	12	38,71
01/13	15	48,39
02/13	6	21,43
03/13	11	35,48
04/13	10	33,33
05/13	1	3,23
06/13	5	16,67
07/13	7	22,58
08/13	4	12,90
09/13	5	16,67
10/13	1	3,23
11/13	8	26,67
12/13	2	6,45
01/14	6	19,35
02/14	3	10,71
03/14	4	12,90
04/14	2	6,67
05/14	3	9,68
06/14	2	6,67
07/14	3	9,68
08/14	1	3,23
09/14	8	26,67

Tabla 3.1. Número de días sin información para distintos periodos de tiempo

3.2.1.2 Manejo de los datos de mercado

Es necesario conocer el PMD, ya que es el precio que afecta a la hora de ir al mercado diario con la predicción de producción. Además, como se van a tener en cuenta los costes producidos por los desvíos entre programación y producción, son necesarios los precios y costes de estos. Sin embargo, se presentan tres problemas.

En primer lugar, únicamente se tiene dato de un año del mercado eléctrico, el 2013, desde enero hasta diciembre. Como se ha señalado, el análisis se realizará desde octubre de 2012 hasta septiembre de 2014. Con este fin, se supone que el año 2013 es un año típico y, por tanto, se puede emplear en ambos años. Para ello, se distribuirá de la manera correcta para que el archivo de Excel empiece con datos de octubre y acabe en septiembre, teniendo, de la misma forma, un total de 17.520 valores (dos años).

El segundo problema que presentan los datos de mercado es que tiene dos cambios de hora, pues se encuentra en fecha civil. De esta manera, el día de adelanto de hora (a las 02.00 h son las 03.00 h) tiene, únicamente 23 horas. Igualmente, el día de retraso de hora (a las 03.00 h son las 02.00 h) consta de 25 horas. En el año 2013, estos hechos sucedieron:

- Día de 23 horas: 31 de marzo de 2013
- Día de 25 horas: 27 de octubre de 2013

Sin embargo, un día tiene 24 horas y en los datos de producción, al encontrarse en hora solar, no presentan cambio de hora. Así pues, se arregla el desajuste de tal manera que todos los días del año consten del número correcto de horas:

- Día de 23 horas: hay información del mercado para 23 horas cuando, realmente hay 24. Se puede entender como que hay que extender la información de la hora tres de manera que sea la misma de 02.00 h a 03.00 h y de 03.00 h a 04.00 h.
- Día de 25 horas: habiendo información del mercado de 25 horas, se puede entender que una de ellas realmente no existe. La información de mercado para la hora tres y cuatro corresponden al mismo periodo de tiempo: de 02.00 h a 03.00 h. Así pues, se puede suprimir una de ellas.

Además, se debe tener en cuenta que, al tratarse de energía fotovoltaica, no va a haber producción a la noche y estos cambios no afectarán en absoluto.

El tercer problema reside en que los datos que se disponen del mercado eléctrico están en hora oficial española y no en hora solar, lo que imposibilitaría poder comparar los

con los datos de producción. De esta manera, se debe proceder a realizar el cambio de hora oficial a hora solar mediante unas sencillas ecuaciones:

$$HS = HO - AO + ET + \frac{1}{15} \cdot (L_{huso} - L_{central}) \quad (ec 10)$$

siendo: HS : hora solar en la central (h)

HO : hora oficial (h)

AO : adelanto oficial (h)

ET : ecuación del tiempo (h)

L_{huso} : longitud del meridiano de la hora oficial ($^{\circ}$ oeste)

$L_{central}$: longitud de la central ($^{\circ}$ oeste)

$$ET = 0,165 \cdot \sin 2B - 0,126 \cdot \cos B - 0,025 \cdot \sin B \quad (ec 11)$$

$$B = \frac{360 \cdot (n - 81)}{364} \quad (ec 12)$$

siendo: B : variable dependiente de n ($^{\circ}$)

n : día del año

La hora oficial de España corresponde con la GTM + 1. Se ha decidido establecer como huso horario de referencia el de Greenwich ($L_{huso} = 0^{\circ}$), lo que conlleva un adelanto oficial $AO = 1$, constante para todo el año ya que se desprecia el cambio de hora.

3.2.1.3 Obtención de los datos de salida

Tras conseguir que los datos de entrada tengan la forma deseada, se guardan en dos documentos de Excel para poder utilizarlos en el siguiente programa. Las correcciones más destacadas que se han llevado a cabo se basan en convertir todos los datos a hora solar y homogeneizar la producción y las distintas predicciones de tal manera que se disponga de información para los mismos días.

3.2.2 Análisis de los datos resultantes

Para la segunda fase se ha creado un programa llamado "análisis_datos.m". Como se ha explicado, a esta función entran los datos obtenidos mediante el programa anterior, que ya han sido tratados para poder manejarlos de manera adecuada.

3.2.2.1 Elecciones posibles para el análisis

A partir de los datos de entrada, es posible elegir qué estudio se quiere llevar a cabo. Como elecciones globales posibles están:

- Rango temporal: es el tiempo que se desea analizar. Se distingue y se denominan:
 - 2013: un año; desde enero de 2013 hasta diciembre de 2013
 - 201213: un año; desde octubre de 2012 hasta septiembre de 2013
 - 201314: un año; desde octubre de 2013 hasta septiembre de 2014
 - 201214: dos años; desde octubre de 2012 hasta septiembre de 2014
 - 0: dos años; pero analizado mes a mes por separado (24 meses)
 - 1-24: se puede analizar cualquiera de los 24 meses de manera exclusiva. Para ello, el mes 1 corresponde a octubre de 2012 y el mes 24 a septiembre de 2014
- Barrido de percentiles: pese a disponer exclusivamente de tres percentiles no paramétricos, se puede realizar un barrido de distintos percentiles suponiendo, como aproximación, una relación lineal. De esta forma, se puede elegir si se desea o no hacer un barrido de percentiles, y si, así se quiere, un incremento para estudiar los percentiles desde 10 hasta 90.

3.2.2.2 Datos de entrada de producción y mercado

A partir de los documentos de Excel creados con el programa anterior, se consiguen los datos de entrada de este programa. Los precios de mercado se encuentran en €/MWh y las potencias de producción y predicción en MW. Además, es necesario conocer las horas solares de los precios de mercado (*HM*), es decir, conocer el precio de la energía para cada hora solar, ya que se utilizará en el apartado 3.2.2.4.

3.2.2.3 Obtención de los percentiles de producción

Si se desea, a partir de los percentiles no paramétricos q_{10} , q_{50} y q_{90} , se pueden obtener las predicciones de producción no paramétricas para otros percentiles intermedios suponiendo, como aproximación, un comportamiento lineal. Así pues, para un percentil entre 10 y 50 se interpola entre estos dos valores y para uno entre 50 y 90 entre estos últimos.

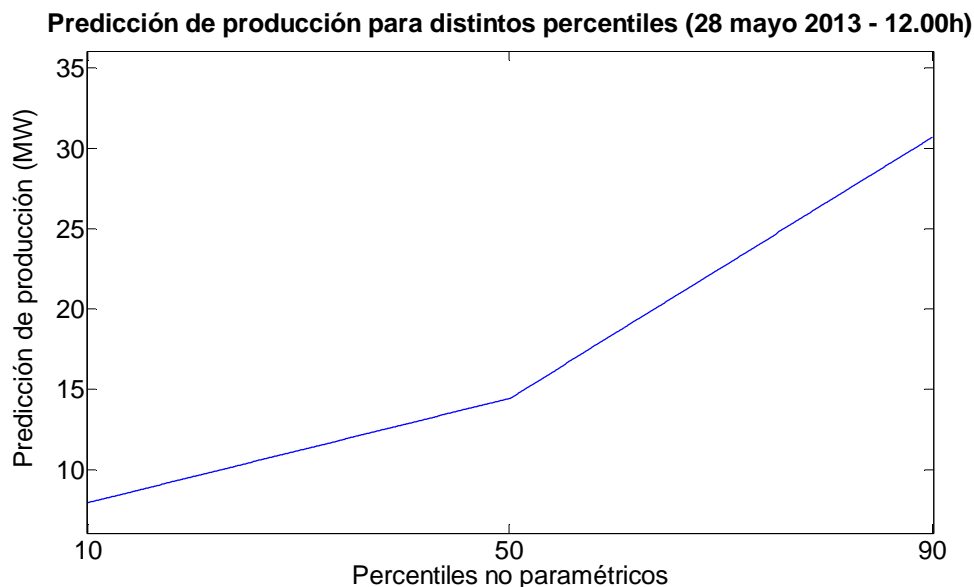


Figura 3.4. Predicción de producción para distintos percentiles (28 mayo 2013 – 12.00 h)

Como se puede apreciar, se trata de una aproximación para poder realizar un barrido de percentiles, ya que el valor de percentil 50 no se encuentra justo en la mitad entre el q_{10} y el q_{90} , por lo que se ve que no es realmente lineal.

3.2.2.4 Obtención de la energía producida en horario de mercado

Los precios del mercado diario están en €/MWh, lo que quiere decir que la venta es de energía. Al tener datos de potencia horaria, en principio, bastaría con multiplicar cada valor de potencia por una hora, así se pasaría de MW a MWh. Sin embargo, esto no se puede hacer de una forma tan sencilla porque los precios de mercado no están para horas solares exactas (por ejemplo, de 10 h a 11 h) sino que hay decimales (por ejemplo, de 10,7090 h a 11,7090 h).

Esto implica que se conoce el precio al que se paga la energía de 10,7090 h a 11,7090 h, pero se sabe la potencia producida de 10 h a 11 h y de 11 h a 12 h, como se

muestra en la figura 3.5. Por ello, se necesita calcular qué energía ha sido producida en el horario del mercado. Suponiendo que la producción es constante a lo largo de cada una de las horas, se puede calcular la energía producida en la hora h , que coincide con la hora del mercado diario h , según la ecuación 13.

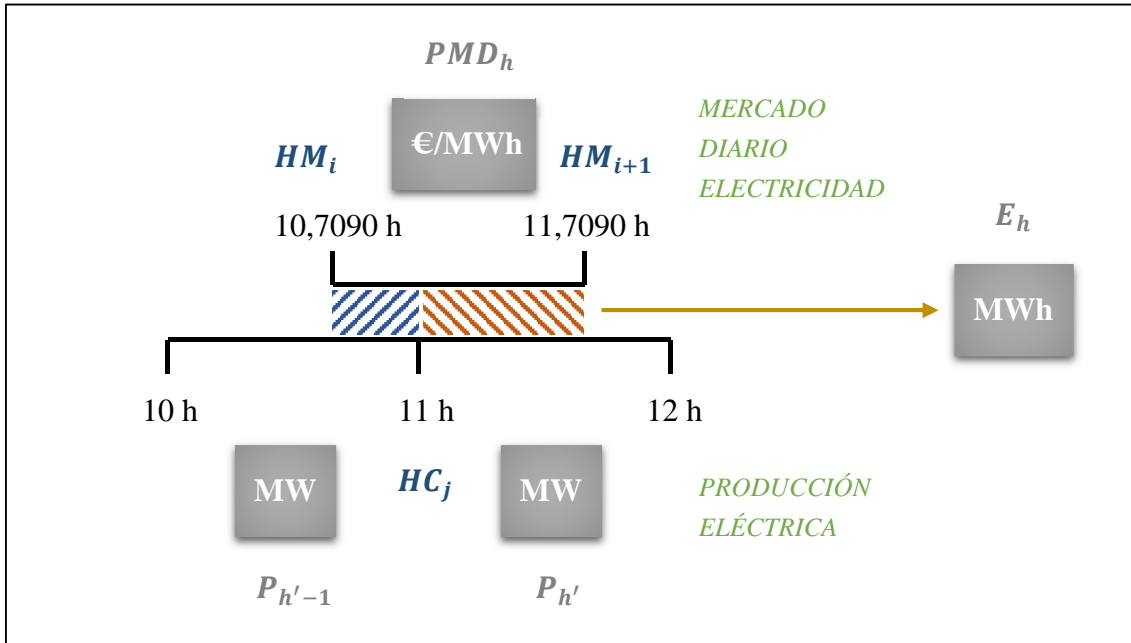


Figura 3.5. Producción de energía en el horario de mercado

$$E_h = (HC_j - HM_i) \cdot P_{h'-1} + (HM_{i+1} - HC_j) \cdot P_{h'} \quad (\text{ec 13})$$

siendo: E_h : energía en la hora del mercado diario (MWh)

P : producción de la central (MW)

HM : hora del mercado diario (h) (hora solar)

HC : hora de la central (h) (hora solar)

PMD : precio del mercado diario de electricidad (€/MWh)

3.2.2.5 Obtención resultados para los distintos escenarios

Tras el paso anterior, se dispone de la energía que se produce en cada hora del tiempo analizado y su correspondiente precio del mercado. Para facilitar la obtención de resultados, se ha creado la función "análisis_escenarios.m", a partir de la cual se obtienen los resultados que se estiman oportunos y que se indican en el apartado 3.2.3.

3.2.3 Análisis de los distintos escenarios

En primer lugar, se indica que los distintos escenarios que se analizan serían aquellos que podría encontrarse la central fotovoltaica a la hora de acudir al mercado diario de electricidad con distintas predicciones, teniendo en cuenta el coste de los desvíos. Como estos consisten en la diferencia entre la producción real y el programa de producción entregado el día anterior, es interesante ver cómo las predicciones alteran los escenarios. Para ello, se utiliza la función "análisis_escenarios.m".

3.2.3.1 Escenarios posibles y resultados analizados

En primer lugar, interesa explicar qué escenarios son los que se consideran en el análisis:

- Escenario 1: puede entenderse como una predicción perfecta, es decir, supone que se había programado en el mercado diario todo lo que realmente se ha generado, por lo que se cobra la energía producida al PMD, que siempre va a ser el máximo precio posible. Representa la máxima ganancia posible y, por tanto, se considera la referencia para comparar el resto de escenarios.
- Escenario 2: consiste en la utilización de predicción del modelo paramétrico, percentil 50, para acudir al mercado diario.
- Escenario 3: consiste en la utilización de predicción del modelo no paramétrico, percentil 10, para acudir al mercado diario.
- Escenario 4: consiste en la utilización de predicción del modelo no paramétrico, percentil 50, para acudir al mercado diario.
- Escenario 5: consiste en la utilización de predicción del modelo no paramétrico, percentil 90, para acudir al mercado diario.
- Escenarios adicionales: son necesarios si se decide hacer un barrido utilizando distintos percentiles para la predicción. Habrá un escenario extra por cada percentil adicional.

Por otra parte, la información que se considera interesante extraer de cada uno de los escenarios sería la siguiente:

- E_{T,Predicha}: energía total predicha (MWh)
- G_{T,Predicha}: ganancia total por energía predicha (miles de €)
- E_{D,Bajar}: desvío de la energía a bajar (MWh)

- Obligación pago: obligación de pago por energía a bajar (miles de €)
- CDB: coste desvío a bajar (miles de €)
- ED.Subir: desvío energía a subir (MWh)
- Derecho cobro: derecho de cobro por energía a subir (miles de €)
- CDS: coste desvío a subir (miles de €)
- ET.Producida: energía total producida (MWh)
- GT.Producida: ganancia total por energía producida (miles de €)
- CTD: costes totales por los desvíos (miles de €)

3.2.3.2 Obtención resultados

Como se puede intuir, el escenario 1 es el más básico ya que no tendrá en cuenta los desvíos al suponer una predicción perfecta. Por ello, los únicos resultados que interesan de éste son la energía total producida y la ganancia total conseguida por ésta (en ambos casos, coincidirían con el valor predicho).

Para el resto de los escenarios se seguirá un mismo procedimiento ya que la única diferencia entre ellos es la predicción utilizada:

En primer lugar, se analiza únicamente la predicción:

$$E_{T,predicha} = \sum_h E_{predicha,h} \quad (ec\ 14)$$

$$G_{T,predicha} = \sum_h E_{predicha,h} \cdot PMD_h \quad (ec\ 15)$$

En segundo lugar, se analizan los desvíos, tanto a subir como a bajar. Para ello, se calcula una variable denominada *diferencia*:

$$Diferencia_h = E_{predicha,h} - E_{producida,h} \quad (ec\ 16)$$

Así pues, se ha establecido como convenio que si diferencia es mayor que cero, significa que se ha producido menos de lo que se había programado y, por ello, ha tenido lugar un desvío a bajar. Al contrario, una diferencia negativa implicará un desvío a subir. Dependiendo del sentido del desvío, se le aplicará su precio y coste correspondiente. De manera simplificada, se sigue el siguiente procedimiento para los desvíos de ambos sentidos:

$$E_{desviada,bajar} = \sum_h \max(Diferencia_h, 0) \quad (ec 17)$$

$$Obligación\ pago = \sum_h \max(Diferencia_h, 0) \cdot PDB_h \quad (ec 18)$$

$$CDB = \sum_h \max(Diferencia_h, 0) \cdot CDB_h \quad (ec 19)$$

$$E_{desviada,subir} = \sum_h |\min(Diferencia_h, 0)| \quad (ec 20)$$

$$Derecho\ cobro = \sum_h |\min(Diferencia_h, 0)| \cdot PDS_h \quad (ec 21)$$

$$CDS = \sum_h |\min(Diferencia_h, 0)| \cdot CDS_h \quad (ec 22)$$

Finalmente, de manera global se puede obtener:

$$E_{T,producida} = E_{T,predicha} - E_{desviada,bajar} + E_{desviada,subir} \quad (ec 23)$$

$$G_{T,producida} = G_{T,predicha} - Obligación\ pago + Derecho\ cobro \quad (ec 24)$$

$$CTD = CDB + CDS \quad (ec 24)$$

3.2.3.3 Comparación de resultados para distintos percentiles

Una vez obtenidos todos los resultados anteriores, si se ha escogido hacer un barrido para distintos percentiles, se puede hacer una comparación para ver cuál es el óptimo. Para ello, se compara la ganancia total conseguida con la energía realmente producida, teniendo en cuenta el coste de los desvíos. Se escoge este valor, porque es el que interesa maximizar porque indica la ganancia real. Sería equivalente a buscar el mínimo coste provocado por los desvíos.

3.3 RESULTADOS OBTENIDOS POR SIMULACION

Con los programas indicados en el apartado 3.2., se analizan los datos disponibles. Los resultados íntegros que se obtienen se adjuntan en el anexo II.

Sin embargo, debido a su comportamiento similar, para explicar con más detalle, se divide el análisis en dos apartados: dependiendo de si el tiempo analizado es anual o bianual o si se ha realizado un estudio mes a mes; ya que es donde más diferencias se pueden encontrar.

3.3.1 Resultados análisis anuales

3.3.1.1 Un año concreto

En este apartado se incluyen los casos que aparecen en el anexo II en los apartados 1, 2 y 3 (un año) y en el 4 (dos años completos). Tienen características muy similares, por lo que se explica, como ejemplo, el caso correspondiente al año 2013 y, por ello, se muestra a continuación la tabla que también aparece en el anexo II.1.

	E – 1	E – 2	E – 3	E – 4	E – 5	E – 6 <i>p50,00</i>
ET,Predicha (MWh)		67.280,14	51.905,96	74.634,41	90.873,85	74.634,41
GT,Predicha (miles de €)		3.158,30	2.494,60	3.548,74	4.282,08	3.548,74
ED,Bajar (MWh)		6.270,31	1.484,75	8.375,24	19.618,33	8.375,24
Obligación pago (miles de €)		330,21	81,73	445,58	1.033,97	445,58
CDB (miles de €)		52,53	8,53	59,24	147,13	59,24
ED,Subir (MWh)		12.594,20	23.182,83	7.344,87	2.348,51	7.344,87
Derecho cobro (miles de €)		515,26	887,63	291,94	95,57	291,94
CDS (miles de €)		107,65	194,50	49,20	12,72	49,20
ET,Producida (MWh)	73.604,03	73.604,03	73.604,03	73.604,03	73.604,03	73.604,03
GT,Producida (miles de €)	3.503,53	3.343,35	3.300,50	3.395,09	3.343,69	3.395,09
CTD (miles de €)		160,18	203,04	108,44	159,85	108,44

Tabla 3.2. Comparación escenarios 01/13 – 12/13

En la tabla 3.2. se pueden distinguir cuatro bloques que consisten en: predicción, desvíos a bajar, desvíos a subir y resultados totales.

Como se puede observar, la energía total producida es, en todos los casos, exactamente la misma ya que todos los escenarios son el mismo caso, sólo que se utiliza una predicción diferente para ir al mercado diario. La ganancia total producida varía dependiendo de la predicción que se utilice, ya que le afectarán las obligaciones de pago y los derechos de cobro, es decir, los desvíos. Los costes totales asociados a los desvíos se pueden entender como el dinero total perdido a causa de las variaciones entre producción y predicción.

En apartados anteriores se ha explicado la diferencia entre los desvíos medidos a subir y a bajar, pero se recuerda que en un desvío medido a subir se ha producido más de lo programado y en uno medido a bajar se ha producido menos de lo programado. Por ello, al producir menos energía se genera una obligación de pago mientras que al generar más, se obtiene un derecho de cobro.

Como se había indicado, se ve cómo la ganancia conseguida en el escenario 1 es la máxima. Esto se debe a que no se ha producido ningún desvío, puesto que se supone un escenario de predicción perfecta y, por ello, no hay costes por desvíos que se traducen en una pérdida económica. Por lo tanto, se fija como referencia para el resto de los escenarios: el que más se acerque a ese beneficio, será el que utilice una mejor predicción.

El resto de los escenarios se pueden tratar de una forma similar, pues la única diferencia que existe entre ellos consiste en la predicción utilizada.

En primer lugar, se puede distinguir entre modelo paramétrico y no paramétrico, para lo que se analiza el percentil 50 de ambos modelos. Así se puede ver que en este caso, y en el resto ocurre exactamente lo mismo, como se puede ver en la tabla 3.3., que la ganancia es mayor en el caso de predicción no paramétrica, es decir, los costes debidos a los desvíos de producción son menores.

Efectivamente, esto se puede ver que se cumple en todos los casos analizados, siendo el coste de los desvíos siempre menor en el caso de utilizar una predicción no paramétrica de percentil 50, al menos comparándola con una predicción paramétrica de percentil 50.

		01/13-12/13	10/12-09/13	10/13-09/14	10/12-09/14
p50	ET,Producida (MWh)	73.604,03	68.514,34	79.928,83	148.443,17
	GT,Producida (miles de €)	3.343,35	3.036,66	3.553,13	6.589,78
	CTD (miles de €)	160,18	158,48	149,04	307,52
q50	ET,Producida (MWh)	73.604,03	68.514,34	79.928,83	148.443,17
	GT,Producida (miles de €)	3.395,09	3.092,16	3.591,28	6.683,44
	CTD (miles de €)	108,44	102,98	110,88	213,85

Tabla 3.3. Comparación entre percentil paramétrico y no paramétrico

Esto se puede traducir en que el modelo no paramétrico es más efectivo a la hora de la predicción. Puede considerarse lógico si se piensa que el modelo no paramétrico se basa en un aprendizaje automático y, por ello, es capaz de corregir errores. Supóngase el caso en el que se produce un error constante en la predicción de irradiancia y temperatura en la base de datos de la que se extraen estos valores, algo totalmente ajeno a este estudio. La predicción paramétrica coge los valores y, simplemente, con ellos calcula la potencia de salida, sin ser capaz de reparar en el error. Por otra parte, la predicción no paramétrica no se basa en modelos matemáticos de la planta, sino que es capaz de aprender mediante valores pasados. Así puede ser capaz de relacionar que para un valor de irradiancia y temperatura dados, realmente la central va a producir menos potencia, en vez del valor mayor que se obtendría con el modelo paramétrico.

Por otra parte, se pueden analizar las diferencias obtenidas con los distintos percentiles.

Un percentil 10 tiene un 10 % de probabilidad de conseguir ese valor o menor. Por ello es lógico ver que con ese escenario la energía predicha es la menor y, en consecuencia, también lo es la ganancia. En cuestión a los desvíos se observa que la energía medida a bajar es mucho menor que la energía medida a subir. Esto sucede porque un desvío medido a bajar es aquel en que se produce menos energía de la que se ha programado y es menos probable que esto ocurra con un percentil 10. Por el contrario, es muy fácil producir realmente más energía de la programada en el mercado, lo que conlleva unos mayores costes asociados a los desvíos a subir.

Lógicamente, en el percentil 90 ocurre justo lo contrario. Finalmente, en el percentil 50 se consigue un mayor equilibrio entre los costes debidos a los desvíos en ambos sentidos ya que hay un 50 % de probabilidades de conseguir un valor mayor o menor.

Como conclusión y como muestra la figura 3.6., al aumentar el percentil aumenta el coste del desvío a bajar y disminuye el de subir.

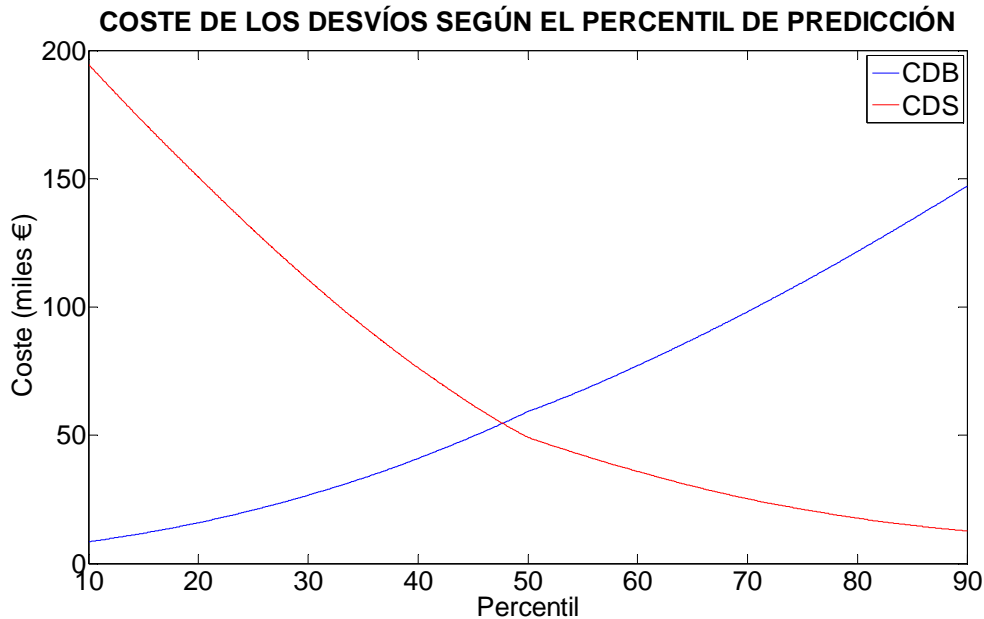


Figura 3.6. Coste de los desvíos según el percentil de producción

En este caso en concreto, 2013, se ha obtenido que el percentil óptimo es el 50, no paramétrico. Se puede observar que el percentil óptimo será para el que mayor ganancia se obtiene, que se traduce en menores costes por los desvíos y, lógicamente esto sucede cuando la predicción es lo más ajustada posible a la producción real.

3.3.1.2 Comparación entre años

Para resumir todos los datos obtenidos, se muestra en la tabla 3.4. los más interesantes y que se considera recomendable destacar:

	PERCENTIL ÓPTIMO	GANANCIA TOTAL (miles €)	DÍAS SIN DATO (%)	PERIODO
01/13 – 12/13	50	3.395,09	20,55	1 año
10/12 – 09/13	54,18	3.092,64	24,93	1 año
10/13 – 09/14	54,97	3.592,38	11,78	1 año
10/12 – 09/14	54,44	6.685,04	18,36	2 años

Tabla 3.4. Percentiles óptimos para los distintos casos

En cuanto a la ganancia, se pueden observar valores del mismo orden para los tres años calculados. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el porcentaje de días sin dato varía en gran medida, por lo que no se puede elegir ningún año como puramente representativo. Además, como es lógico, la ganancia obtenida para los dos años completos es la suma de los dos años por separado.

Comparando los resultados de los cuatro casos, se observa cómo el percentil óptimo ronda el 50. Es por ello que se considera interesante analizar mes a mes la evolución del percentil óptimo para descubrir si se ha obtenido ese resultado porque es recomendable utilizar ese percentil de manera constante durante todo el año o si, por el contrario, es más beneficioso ir variando el percentil de predicción mes a mes, pero al analizar el año completo se compensa dando lugar a un valor medio próximo al 50.

3.3.2 Resultados análisis mensuales

Los resultados conseguidos al realizar el análisis de manera mensual se pueden encontrar en el anexo II, en el apartado 5. A continuación, se representan los datos que se consideran más relevantes de manera gráfica.

En primer lugar se analiza el número de días en los que se carece de datos y se representa el porcentaje en la figura 3.7. De esta manera se puede observar que el mayor problema reside en los meses 12/12 y 01/13 ya que, en este último, se alcanza un valor casi del 50 %. Sin embargo, en el resto de los meses, el volumen de datos se puede considerar lo suficientemente bueno.

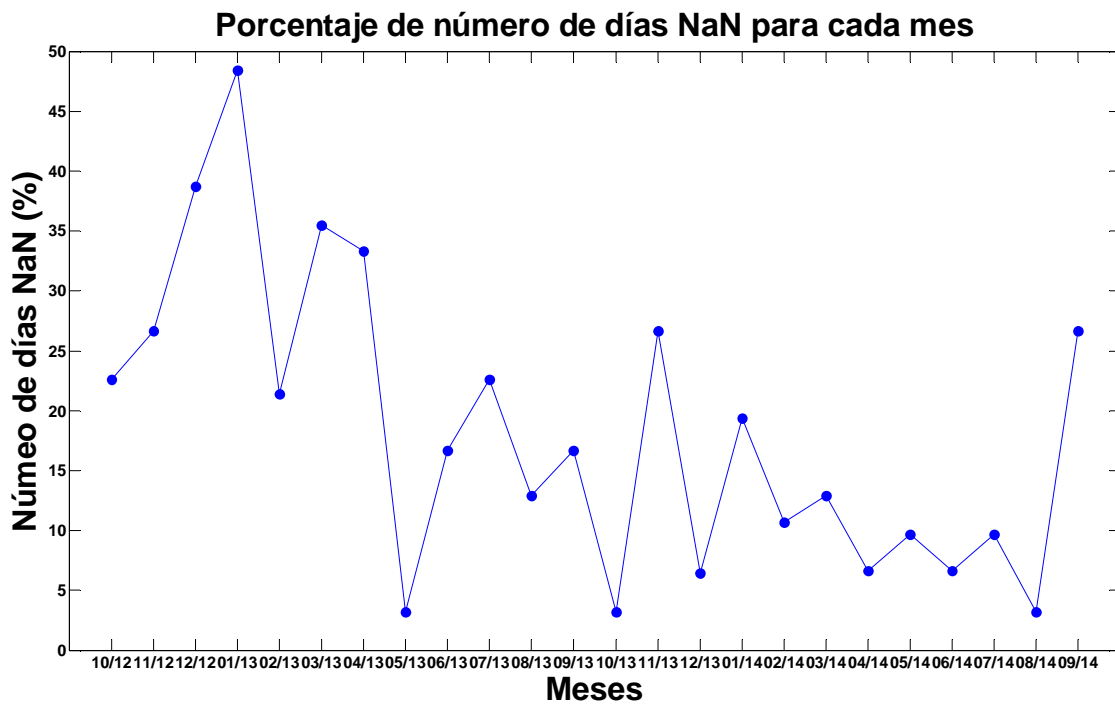


Figura 3.7. Número de días sin dato para cada mes 10/12 – 09/14

Como el objetivo principal del proyecto es analizar cómo debe ser la predicción para conseguir el mejor beneficio económico posible, se representan gráficamente los percentiles para los distintos meses en la figura 3.8.

Así se puede ver si para determinados meses es más eficiente un percentil mayor o menor que 50. Sí que se observa cómo el percentil óptimo es mayor en los dos meses de octubre, alcanzando casi el 90, mientras que en el resto de los meses, el valor óptimo es inferior.

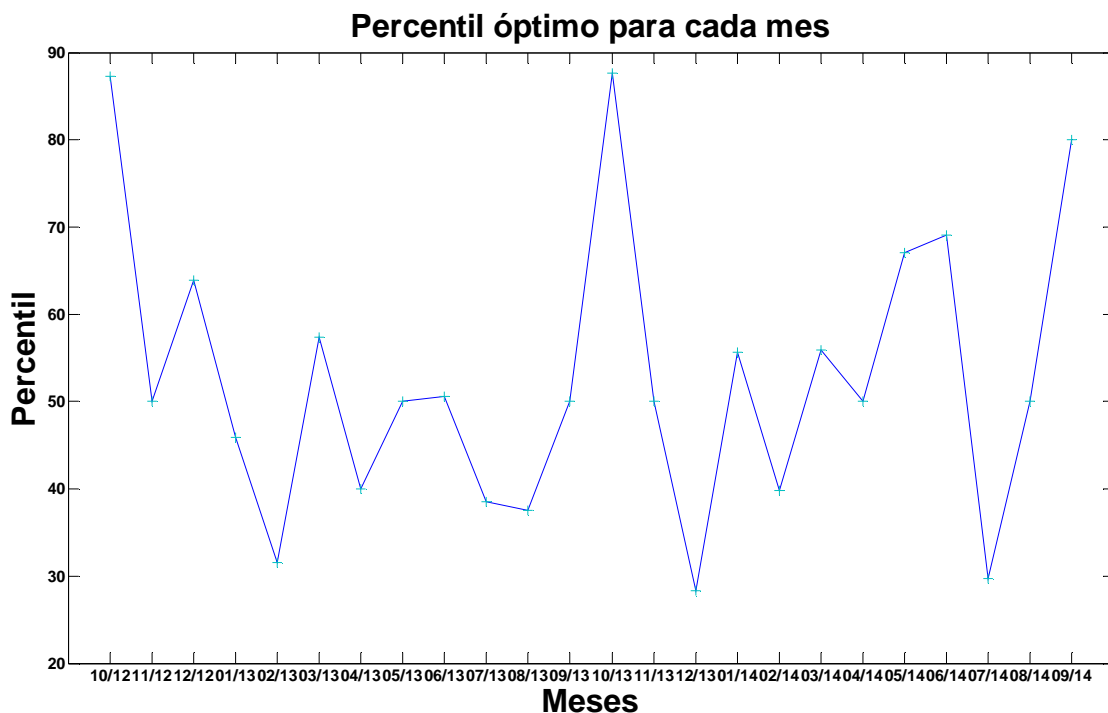


Figura 3.8. Percentil óptimo para cada mes 10/12 – 09/14

En la figura 3.9. se analiza la evolución de la energía predicha y producida. En primer lugar, se observa cómo se produce más energía en verano que en invierno, como es lógico debido a la irradiancia solar, haciendo que adopte una forma acampanada a lo largo del año.

Para percatarse realmente de lo que supone el error en la predicción, en la figura 3.10. se muestra el error en porcentaje. Éste ha sido definido como:

$$Error = 100 \cdot \frac{E_{producida} - E_{predicha}}{E_{producida}} \quad (ec\ 25)$$

Es así también cómo puede percibirse que el error es mayor, en ambos sentidos, en los meses de otoño e invierno, como por ejemplo, en el mes de octubre de 2013 que alcanza un valor casi del 30 %.

Por otra parte, en la figura 3.11. se muestran los costes por los desvíos. Se puede comprobar cómo cuanto mayor diferencia existe entre la energía programada y la conseguida realmente, es decir, cuanto mayor es el error, los costes de los desvíos aumentan.

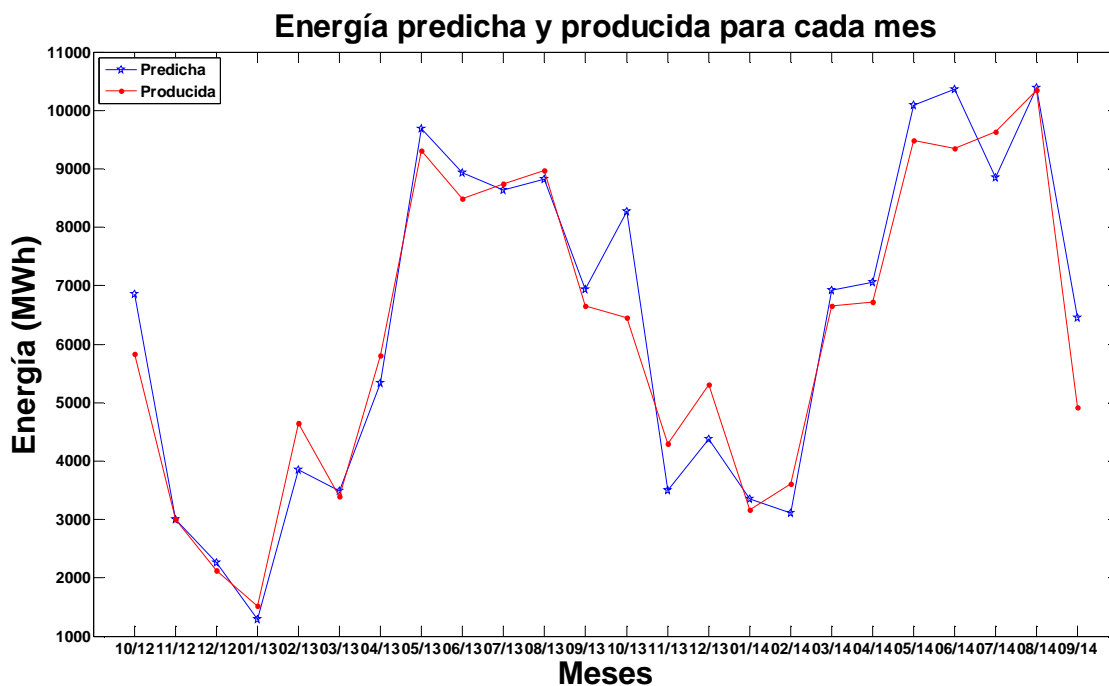


Figura 3.9. Energía predicha y producida para cada mes 10/12 – 09/14

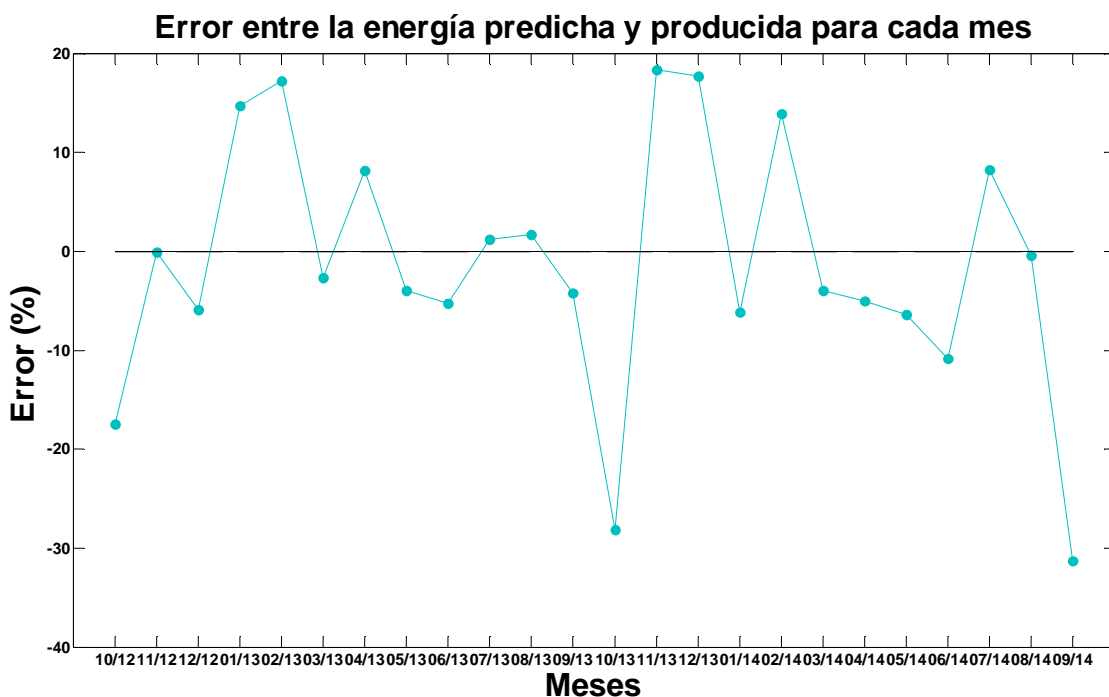


Figura 3.10. Error entre la energía predicha y producida para cada mes 10/12 – 09/14

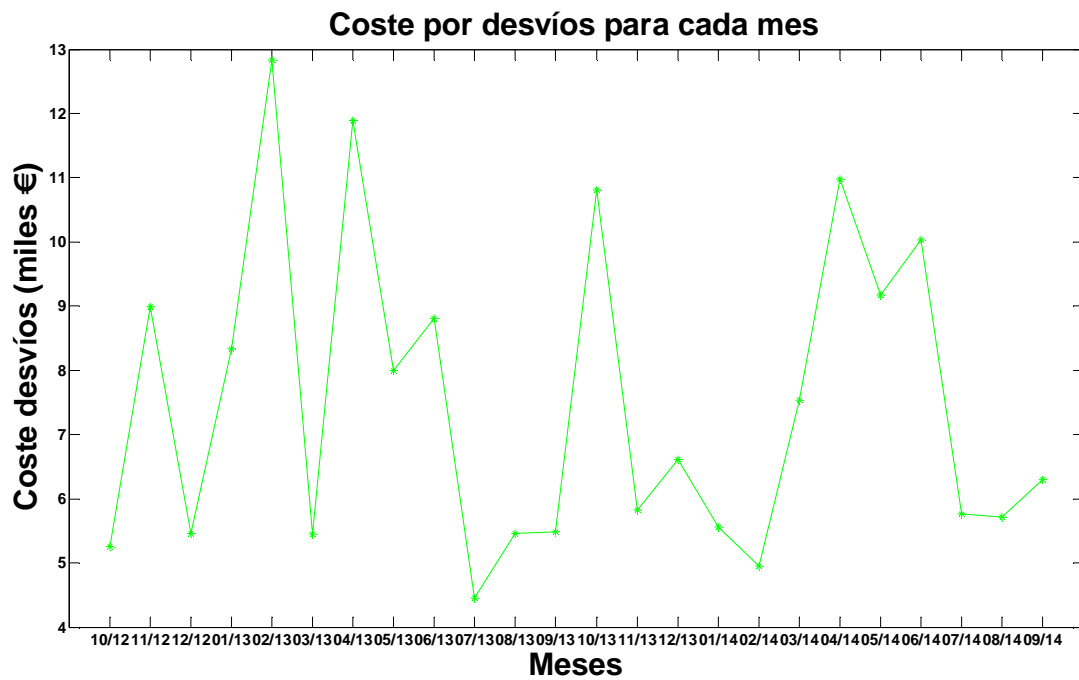


Figura 3.11. Coste por desvíos para cada mes 10/12 – 09/14

También se muestran las curvas de ganancia predicha y producida en la figura 3.12., que siguen una forma muy similar a las de energía.

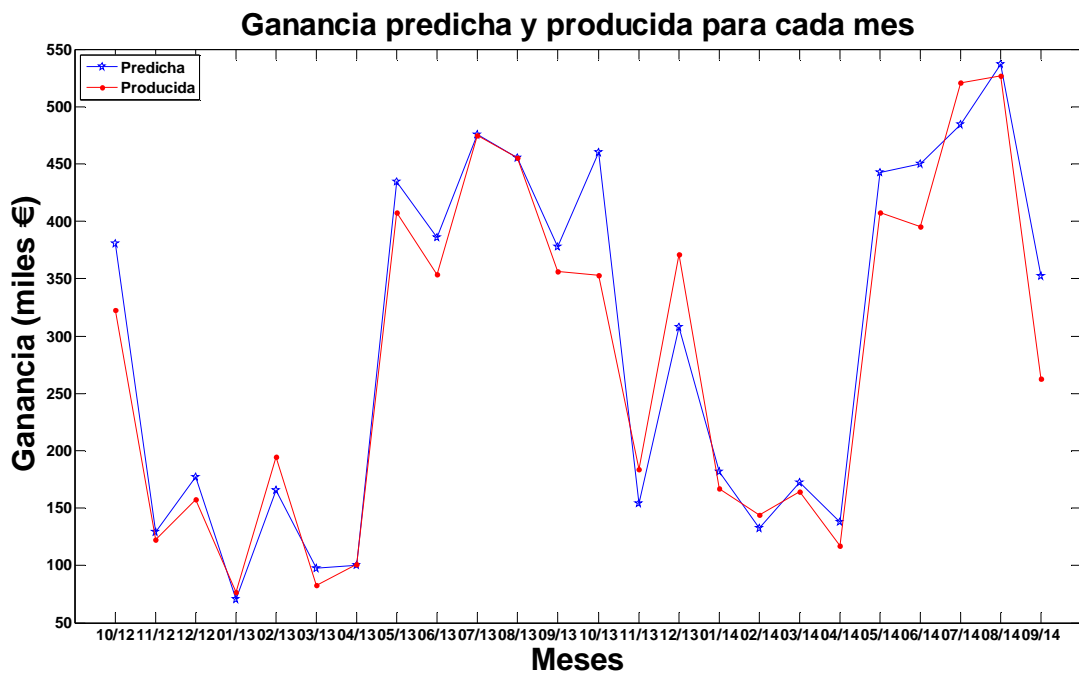


Figura 3.12. Ganancia predicha y producida para cada mes 10/12 – 09/14

Por otra parte, en la figura 3.13. se representa el porcentaje que supone el coste de los desvíos con respecto a la ganancia total de cada mes respectivo, para observar la influencia de éste sobre el beneficio total. De esta manera, se ha calculado como:

$$\text{Porcentaje} = 100 \cdot \frac{\text{Coste desvío}}{\text{Ganancia por energía producida}} \quad (\text{ec } 26)$$

Porcentaje del coste de los desvíos respecto a la ganancia total para cada mes

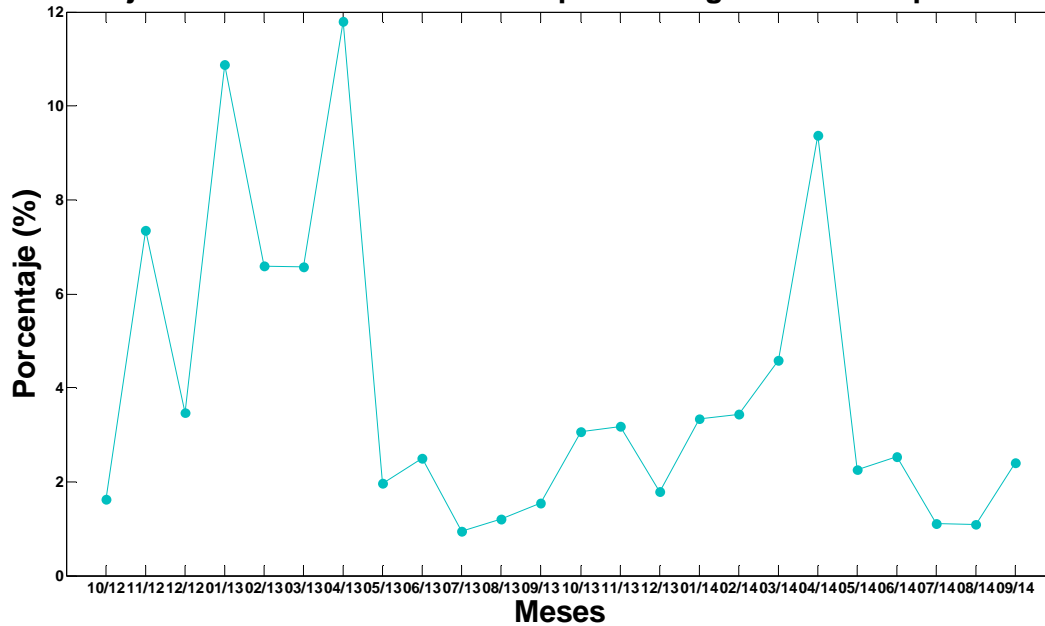


Figura 3.13. Porcentaje del coste de los desvíos respecto a la ganancia total para cada mes 10/12 – 09/14

Para finalizar se comprueba si realmente es más beneficioso fijar un percentil para cada mes o si, por el contrario, es preferible utilizar un percentil constante a lo largo del año. Para ello, se representan los resultados más significativos en la tabla 3.5.

En ella se compara el caso que se adjunta en el anexo II.4, es decir, el análisis conjunto de los dos años (en el que se supone un único percentil constante) con el caso que se adjunta en el anexo II.5, es decir, el análisis de los dos años, pero realizado mes a mes (por lo que hay un percentil óptimo mensual). Para poder comparar, se obtienen datos a nivel bianual.

En el análisis por meses, se obtienen los valores bianuales mediante la suma de los datos mensuales o como una media de estos (únicamente para el cálculo del percentil medio).

Efectivamente, se ve cómo la ganancia económica aumenta en el caso de buscar un percentil óptimo para cada mes.

	TOTAL 2 AÑOS Con un percentil para cada mes		TOTAL 2 AÑOS Con un percentil constante	
		%		%
ET,Predicha,1 (MWh)	148.443,17	100	148.443,17	100
GT,Predicha,1 (miles de €)	6.897,30	100	6.897,30	100
N^oNaN	134	18,36	134	18,36
Percentil medio	52,74		54,44	
ET,Predicha (MWh)	151.824,78	102,28	153.458,41	103,38
GT,Predicha (miles de €)	7.062,75	102,40	7.089,71	102,79
ED,Bajar (MWh)	19.138,93	12,89	19.084,95	12,86
Obligación pago (miles de €)	982,20	14,24	968,90	14,05
CDB (miles de €)	96,80	1,40	116,27	1,69
ED,Subir (MWh)	15.757,32	10,62	14.069,71	9,48
Derecho cobro (miles de €)	637,05	9,24	564,21	8,18
CDS (miles de €)	82,89	1,20	96,01	1,39
ET,Producida (MWh)	148.443,17	100,00	148.443,17	100,00
GT,Producida (miles de €)	6.717,60	97,39	6.685,02	96,92
CTD (miles de €)	179,70	2,61	212,28	3,08

Tabla 3.5. Comparación entre percentil constante o variable según el mes

4 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

4.1 CONCLUSIONES

Este trabajo ha analizado un escenario en el que las energías renovables, concretamente la fotovoltaica, deban acudir al mercado diario en las mismas condiciones que el resto de las energías convencionales.

Como la producción de potencia de una central fotovoltaica depende fuertemente de la irradiancia, se puede asegurar que se trata de una energía no gestionable. De esta manera, se sabe que, mediante la predicción de irradiancia, se puede obtener una predicción de producción de energía, que es necesaria para acudir al mercado eléctrico. Sin embargo, todo tipo de predicción, lleva asociado un error que deriva en desviaciones entre la producción real y la programación en el mercado, que pueden traducirse en pérdidas económicas.

De esta manera, este trabajo se ha llevado a cabo persiguiendo dos objetivos fundamentales. En primer lugar, se ha considerado necesario realizar una revisión del mercado eléctrico español con la finalidad de entender cómo su funcionamiento puede afectar a una central fotovoltaica. En particular, se ha estudiado el coste de los desvíos al ser de vital importancia para las energías renovables. En segundo lugar, se ha llevado a cabo un análisis económico de una central fotovoltaica real. Dado que el factor a estudiar es el coste de los desvíos, se ha hecho necesario utilizar distintas predicciones con el fin de obtener los desvíos en los que se incurriría, para lo que se ha tenido en cuenta la producción real.

4.1.1 Revisión del mercado eléctrico

El mercado eléctrico se divide en una serie de mercados controlados por el operador del sistema o por el del mercado. Entre ellos, se incluyen el mercado diario, el intradiario y el de gestión de desvíos.

En el mercado diario se establecen las transacciones para la compraventa de energía para el día siguiente. De esta manera, una central que quiera participar en este mercado, debe programar la producción con horas de antelación. Esto supone un especial problema para las energías renovables, entre ellas la fotovoltaica, debido a su condición de no gestionabilidad. Hace obligatorio el uso de predicción para realizar un programa de producción. Es así como pueden tener lugar en la central desvíos entre programación y producción real que pueden traducirse en pérdidas económicas. De estos desvíos, se encarga su correspondiente mercado.

Por otra parte, se encuentra el mercado intradiario. Éste tiene una finalidad similar a la del mercado diario pero tiene lugar con un horizonte temporal más cercano que el éste último. Supuestamente, la predicción de producción solar mejora conforme más cerca se sitúe de la hora real de despacho. De esta forma, se podría aprovechar la mejor predicción, para corregir, por adelantado, las variaciones y no incurrir en desvíos, evitando pagar los costes asociados de estos.

Como debe mantenerse el equilibrio entre la generación y el consumo, existe el mercado de gestión de desvíos, que debe solucionar en tiempo real los desajustes que se encuentren entre la programación en el mercado eléctrico y la producción real. Este mercado es responsabilidad de Red Eléctrica Española, como operador del sistema que es. REE se encarga de los desvíos utilizando, si es preciso, energías de balance. El coste de estas energías necesarias, puede recaer en las centrales productoras que hayan sufrido un desvío con respecto a su programación.

Se pueden observar distintas clasificación para los desvíos. En primer lugar, se distingue entre desvíos medidos a subir (la producción es mayor a la programada) y medidos a bajar (la producción es menor a la programada). Estos generan, automáticamente, un derecho de cobro o una obligación de pago, respectivamente. En segundo lugar, atendiendo a la necesidad neta del sistema, se pueden dividir entre desvíos a favor y en contra. El coste de los desvíos es nulo, es decir, no perjudican a la central productora, siempre y cuando sean a favor del sistema. En caso contrario, un desvío medido a subir, vende el excedente de energía a un precio menor que el que habría conseguido en el mercado diario de electricidad; mientras que, un desvío medido a bajar, debe pagar por el déficit de energía un precio superior al que había cobrado en el mercado diario por producirla. Se concluye que, para analizar el coste económico, se debe distinguir entre desvíos medidos a subir y a bajar.

4.1.2 Análisis económico de los desvíos en una central fotovoltaica

Como se ha señalado, la energía solar fotovoltaica es de carácter no gestionable y es difícil predecir lo que se va a producir con horas de antelación. Esto supone una desventaja a la hora de acudir al mercado diario de electricidad debido a los costes asociados a los desvíos entre la programación del mercado y la producción real.

Así pues, se puede considerar que, para maximizar los beneficios de una central de este tipo, se requiere lograr una predicción lo más perfecta posible con el objetivo de disminuir todo lo posible los costes asociados a los desvíos de producción.

Como la producción de una central fotovoltaica depende en gran medida de la irradiancia, se puede deducir que a través de una predicción de irradiancia, entre otros parámetros, se puede conseguir una predicción de producción para acudir al mercado diario eléctrico con más de veinticuatro horas de antelación.

De esta manera, se ha considerado necesario realizar un estudio económico de una central fotovoltaica que vendiera su electricidad en el mercado diario atendiendo a una variedad de predicciones, con el fin de decidir qué tipo de predicción maximizaría los beneficios.

Se han obtenido distintas predicciones de producción fotovoltaica mediante la utilización de modelos paramétricos y no paramétricos utilizando predicciones de irradiancia, temperatura... Además, se han analizado los costes económicos de los desvíos utilizando distintos percentiles de predicción de producción.

De esta manera, se ha llegado a la conclusión de que un modelo no paramétrico aporta mejores resultados que uno paramétrico, analizado esto para un mismo percentil.

Por otra parte, analizando un periodo extenso de uno o dos años completos, se ha obtenido que el percentil óptimo ronda un valor cercano al 50. Esto se debe a que, a lo largo de un año, la media óptima se aproxima a este valor. Sin embargo, habiendo realizado un análisis mes a mes, se ha llegado a la conclusión de que es preferible ir buscando un percentil óptimo para cada mes. Si bien la media queda cercana al 50, utilizando un percentil mensual variable, se consigue aumentar el beneficio económico a lo largo de los dos años.

4.2 LÍNEAS FUTURAS

En este trabajo se han utilizado predicciones no paramétricas de potencia para la realización del barrido de percentiles. Un objetivo futuro sería conseguir distintos percentiles de irradiancia y temperatura para, a partir del modelo paramétrico de la planta, obtener una serie de percentiles paramétricos. Así se podría comparar en mayor profundidad las diferencias entre ambos modelos.

Además, sería preferible obtener un amplio abanico de percentiles de producción reales, en vez de calcularlos según una interpolación lineal entre los percentiles 10, 50 y 90 ya que, probablemente, esto haya introducido algún error.

Por otra parte, debe señalarse que los datos de mercado son de un único año, pero se ha aplicado a los dos años suponiendo que el 2013 ha sido típico. Sería recomendable conseguir datos reales de los dos años completos.

Pese a que se ha observado cómo se obtienen mejores resultados económicos al utilizar un percentil para cada mes, únicamente con veinticuatro meses no es posible descubrir una tendencia clara. Es decir, no se puede asegurar qué tipo de percentil es más apropiado para cada mes dependiendo de la época del año. Por ello, sería apropiado realizar este mismo análisis para un número superior de meses.

Se ha señalado anteriormente que uno de los objetivos de las distintas sesiones del mercado intradiario consiste en facilitar la posibilidad de alterar el programa del mercado diario con un menor horizonte de programación. Esto puede ser interesante para la fotovoltaica ya que se supone que la predicción es más fiable cuanto menor tiempo se pretende adelantar. Así pues, sería interesante obtener distintas predicciones para la misma hora conforme se acerca la hora de despacho. Así se podría estudiar si la participación en el mercado intradiario es beneficiosa, perjudicial o no altera los resultados.

Finalmente, se podría implementar lo aquí analizado con datos procedentes de otras centrales fotovoltaicas para estudiar si se cumple un patrón común.

5 REFERENCIAS

- [0] Glosario. Red Eléctrica Española (REE)
<http://www.ree.es/es/glosario>
- [1] “España en cifras 2014”. Instituto Nacional de Estadística (INE)
http://www.ine.es/prodyser/espa_cifras/2014/index.html#2
- [2] Eurostat
<http://ec.europa.eu/eurostat>
- [3] “Informe anual 2012”. Red Eléctrica Española (REE)
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2012_v2.pdf
- [4] Antonio Sarmiento Sera
<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia22/HTML/articulo03.htm>
- [5] “Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema”. Carbajo, A.
<http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/55.pdf>
- [6] Real Decreto 91/1985, de 23 de enero
http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1985-1816
- [7] Operador Mercado Ibérico Español (OMIE)
<http://www.omie.es>
- [8] Ley 54/1997, de 27 de noviembre
http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340
- [9] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo
<http://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-10556>
- [10] Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo
http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2004-5562

[11] Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre

http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2010-19757

[12] Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero

<http://www.boe.es/boe/dias/2012/01/28/pdfs/BOE-A-2012-1310.pdf>

[13] Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero

http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-1117

[14] Ley 24/2013, de 26 de diciembre

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645

[15] “Mercado eléctrico y contexto”. Bravo Prada, M.A.

http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/ponencias-personal-CNE/MABravo_mercadoelectrico.pdf

[16] Procedimiento de operación PO 3.1.

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_PROOPE_20140508_Modificacion_POs_3.1_y_4.0_anulacion_POs4.1_y_4.2.pdf

[17] Procedimiento de operación PO 7.1.

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_30jul1998_b.pdf

[18] Procedimiento de operación PO 7.2.

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_18may2009.pdf

[19] Procedimiento de operación PO 7.3.

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_PROOPE_20140508_Modificacion_POs_7.3_14.4_y_14.6.pdf

[20] Servidor THREDDDS. MeteoGalicia

http://www.meteogalicia.es/web/modelos/threddsIndex.action?request_locale=es

ANEXO I. PROGRAMACIÓN MATLAB®

ANEXO I.1 MANEJO DE LOS DATOS

```
%% Fase 1: "manejo_datos_iniciales.m"
clc
clear all
close all

%% 0. DATOS GENERALES

% 0.A Datos tiempo año: horas, días,...
fecha_horas_solares_2013=(datenum('2013/01/01'): 1/24:(date
    num('2014/01/01')-1/24));

horas_1_dia=24;
dias_1_anio=365;
horas_1_anio=horas_1_dia*dias_1_anio;

dias_analisis=2*dias_1_anio;
horas_analisis=horas_1_dia*dias_analisis;

horas_dia_23_analisis=(repmat(0:horas_1_dia-1,1,dias_analisis));
primera_hora_dia=(1:24:horas_analisis+24)';

% 0.B Datos central
longitud_CENTRAL = +7.209178; %Está en dirección OESTE (OESTE es
    positivo)

%% 1. CORREGIR DATOS MERCADO

% 1.A Datos
[aux_mercado_inicial,~]=xlsread('PRECIOS_MERCADO_2013.xls');

% 1.B Identificar días en los que sucede cambio de hora
%     (verano-invierno)
disp(' ')
disp('*****CAMBIO DE HORA:')
for i=2:horas_1_anio
    if aux_mercado_inicial(i,1)==1
        if aux_mercado_inicial(i-1,1)==23
            casilla_cambiohora_23_h=(i-1)-20; %Para coger las 2h,
            que es cuando pasa a ser las 3h
            casilla_23_h=(i-1); %Casilla en la que está la hora 2
            fprintf('Día de 23 horas en la casilla %.f \n',casi
            lla_23_h)
            disp([' Sucedre en el día: ',datestr(fecha_horas_sola
            res_2013(casilla_23_h),'dd/mm/yyyy')])
            end
            if aux_mercado_inicial(i-1,1)==25
                casilla_cambiohora_25_h=(i-1)-21; %Para coger las 3h,
                que es cuando pasa a ser las 2h
                casilla_25_h=(i-1); %Casilla en la que está la hora 25
```

```

        fprintf('Día de 25 horas en la casilla %.f \n',casi ✓
lla_25_h)
        disp(['       Sucede en el día: ',datestr(fecha_horas_sola ✓
res_2013(casilla_25_h),'dd/mm/yyyy')])
        end
    end
end
disp(' ')

% 1.C Corregir datos por cambio de hora
%%% NOTA: Primero, añadir una hora al día con 23 h (que la info para
%%%       la hora 3 corresponda a las horas de 2 a 3 y de 3 a 4)
aux_mercado_inicial(casilla_cambiohora_23_h+1:horas_1_anio+1,:) = ✓
aux_mercado_inicial(casilla_cambiohora_23_h:horas_1_anio,:);
aux_mercado_inicial(casilla_cambiohora_23_h+1:casilla_23_h+1,1) = ✓
aux_mercado_inicial(casilla_cambiohora_23_h+1:casi ✓
lla_23_h+1,1)+1;

%%% NOTA: Segundo, quitar una hora al día con 25 h (que la info para
%%%       la hora 4 desaparezca) CUIDADO, al haber añadido antes una
%%%       hora (en "primero" está ahora todo desfasado una casilla)
aux_mercado_inicial(casilla_cambiohora_25_h+1:horas_1_anio,:)=aux_ ✓
mercado_inicial(casilla_cambiohora_25_h+2:horas_1_anio+1,:);
aux_mercado_inicial(casilla_cambiohora_25_h+1:casilla_25_h,1)=aux_ ✓
mercado_inicial(casilla_cambiohora_25_h+1:casilla_25_h,1)-1;

aux_mercado=aux_mercado_inicial(1:horas_1_anio,:);

clear aux_mercado_inicial
clear casilla_23_h
clear casilla_25_h
clear casilla_cambiohora_23_h
clear casilla_cambiohora_25_h

% 1.D Calcular hora solar
%En el excel no pone "hora oficial" sino la hora del día
%Sin embargo, la hora 1 corresponde a la hora de 00.00 --> 01.00
HO=aux_mercado(:,1)-1; %Hora Oficial --> de ESPAÑA

%España está en el GTM, sin embargo usa GTM + 1 (supone un adelanto
%de una hora con respecto a lo que debería ser) y en verano, se usa
%GTM + 2 (AO=2)
longitud_HUSO_HORARIO=0; %Meridiano de Greenwich

%%% NOTA: Teniendo en cuenta que se ha "arreglado manualmente" el
%%%       cambio de hora (se ha hecho que todos los días tengan 24h),
%%%       no va a haber diferencia entre el horario de verano y de
%%%       invierno. Para todo el año el adelanto oficial es de 1h
AO=1; %Adelanto Oficial (Horas)

HS=zeros(horas_1_anio,1);

for i=1:horas_1_anio

    %número de día y adelanto oficial correspondiente

```



```
num_dia=ceil(i/horas_1_dia);

%ecuación de tiempo
B=2*pi*(num_dia-81)/364; %Radianes
Ec_Tiempo=0.165*sin(2*B)-0.126*cos(B)-0.025*sin(B); %Horas

%corrección para pasar a HS (longitudes en ° --> 15°=1h)
HS(i)=HO(i)-AO+Ec_Tiempo+(longitud_HUSO_HORARIO-longitud_CEN
TRAL)/15;

if HS(i)<0
    HS(i)=HS(i)+horas_1_dia;
end

end

% 1.E Corregir horas --> HS en vez de hora del día (1-->24h)
aux_mercado(:,1)=HS;

clear AO
clear B
clear Ec_Tiempo
clear num_dia
clear HO
clear HS
clear longitud_HUSO_HORARIO longitud_CENTRAL

% 1.F Ordenar de manera que los datos empiecen el 1 de octubre y
% duplicar
num_dia_30_septiembre_2013=sum(eomday(2013,1:9));
pos_1_octubre_2013=num_dia_30_septiembre_2013*24+1;
aux_mercado_nuevo_orden=aux_mercado(pos_1_octubre_2013:ho
ras_1_anio,:);
aux_mercado_nuevo_orden(length(aux_mercado_nuevo_orden)+1:ho
ras_1_anio,:)=aux_mercado(1:pos_1_octubre_2013-1,:);
aux_mercado= repmat(aux_mercado_nuevo_orden,2,1);

clear num_dia_30_septiembre_2013
clear pos_1_octubre_2013
clear aux_mercado_nuevo_orden

% 1.G Corregir primer y último valor
%%% NOTA: Primer dato no sirve (es de septiembre, no octubre), para
%%% la última hora no hay dato: no hay problema porque para
%%% FV a esas horas (noche) no va a haber producción
aux_mercado(1:horas_analisis-1,:)=aux_mercado(2:horas_analisis,:);
aux_mercado(horas_analisis,:)=0; %Porque poner NaN da problemas

% 2. CORREGIR DATOS PRODUCCIÓN

% 2.A. Datos
aux_produccion_inicial=xlsread('DATOS_INICIALES_PRODUC
CIÓN_Pmed_p50_q10_q50_q90.xls');
dim_hora_buena=length(aux_produccion_inicial(:,1));
```

```

dim_hora_mala=length(aux_produccion_inicial(1:16873,4));

% 2.B. Corregir que faltan espacios en los datos de q10, q50, q90 con
% respecto a Pmed y p50. Corregir también últimos valores de los
% 2 años
espacios=0;
for i=2:dim_hora_buena
    if aux_produccion_inicial(i,4)-aux_produccion_inicial(i,1) > 0.0001 %se considera que son distintas
        aux_produccion_inicial(i+1:dim_hora_mala+espacios+1,4:7)=aux_produccion_inicial(i:dim_hora_mala+espacios,4:7);
        espacios=espacios+1;
        aux_produccion_inicial(i,4)=aux_produccion_inicial(i,1);
        aux_produccion_inicial(i,5:7)=NaN;
    end
    if isnan(aux_produccion_inicial(i,4))
        aux_produccion_inicial(i,4)=aux_produccion_inicial(i,1);
        aux_produccion_inicial(i,5:7)=NaN;
    end
end

% 2.C Si en Pmed y p50 hay un NaN, en q10, q50, q90 también
for i=1:dim_hora_buena
    if isnan(aux_produccion_inicial(i,2))
        if isfinite(aux_produccion_inicial(i,5))
            aux_produccion_inicial(i,5)=NaN;
            aux_produccion_inicial(i,6)=NaN;
            aux_produccion_inicial(i,7)=NaN;
        end
    end
end

% 2.D Si en q10, q50, q90 hay un NaN, en Pmed y p50 también, salvo si
% son horas de madrugada, sin producción
for i=1:dim_hora_buena
    if isnan(aux_produccion_inicial(i,5))
        if aux_produccion_inicial(i,2)==0
            aux_produccion_inicial(i,5)=0;
            aux_produccion_inicial(i,6)=0;
            aux_produccion_inicial(i,7)=0;
        else
            if isfinite(aux_produccion_inicial(i,2))
                aux_produccion_inicial(i,2)=NaN;
                aux_produccion_inicial(i,3)=NaN;
            end
        end
    end
end

produccion_aux=aux_produccion_inicial(2:17521,[2,3,5:7]); %W
produccion_aux=produccion_aux/1000000; %MW

% 2.E Corregir NaN's para que estén en un día entero
for i=1:dias_analisis
    aux_NaN = sum(isnan(produccion_aux(primer_hora_dia(i):primera_hora_dia(i+1)-1)));

```

```
if aux_NaN>0 && aux_NaN<=2
    produccion_aux(primer_hora_dia(i):primera_hora_dia(i)+1,:)=0;
end
if aux_NaN>3
    produccion_aux(primer_hora_dia(i):primera_hora_dia(i+1)-
1,:)=NaN;
end
end

disp(' ')
disp('*****DATOS:')
fprintf('Número de días que no hay dato (NaN): %.2f \n',
sum(isnan(produccion_aux(:,1)))/horas_1_dia)
fprintf('Representa un porcentaje de todo el periodo de los 2
años: %.2f \n', 100*(sum(isnan(produccion_aux(:,1))) / ho
ras_1_dia)/dias analisis)
disp(' ')

clear aux_NaN
clear primera_hora_dia

% 2.F Poner fila al principio y al final para evitar problemas con
% los NaN's en el excel
produccion_aux(17522,:)=2;
produccion_aux(2:17521,:)=produccion_aux(1:17520,:);
produccion_aux(1,:)=1;

%% 3. CREAR HOJAS DE EXCEL

xlswrite('PRECIOS MERCADO_oct2012_sep2014.xls', aux_mercado) %(€/MWh)
%%% NOTA: Columna 01: horas solares para precios mercado
%%% Columna 02: precio mercado diario
%%% Columna 03: precio mercado intradiario: sesión 1
%%% Columna 04: precio mercado intradiario: sesión 2
%%% Columna 05: precio mercado intradiario: sesión 3
%%% Columna 06: precio mercado intradiario: sesión 4
%%% Columna 07: precio mercado intradiario: sesión 5
%%% Columna 08: precio mercado intradiario: sesión 6
%%% Columna 09: precio mercado intradiario: sesión 7
%%% Columna 10: precio desvío a bajar
%%% Columna 11: precio desvío a subir
%%% Columna 12: coste desvío a bajar
%%% Columna 13: coste desvío a subir

xlswrite('DATOS_PRODUCCIÓN_Pmed_p50_q10_q50_q90.xls', produccion_ma
nipulada) %(MW)
%%% NOTA: Columna 01: producción medida
%%% Columna 02: predicción paramétrica: percentil 50
%%% Columna 03: predicción no paramétrica: percentil 10
%%% Columna 04: predicción no paramétrica: percentil 50
%%% Columna 05: predicción no paramétrica: percentil 90
```

ANEXO I.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS

```

%% Fase 2: " analisis_datos.m"
clc
clear all
close all

%% 0. ELECCIONES

% 0.A Elecciones para el análisis
% analisis=2013;           %análisis desde 01-2013 a 12-2013
% analisis=201213;       %análisis desde 10-2012 a 09-2013
% analisis=201314;       %análisis desde 10-2013 a 09-2014
% analisis=201214;       %análisis desde 10-2012 a 09-2014
% analisis=0;            %análisis dos años PERO --> 24 meses
analisis=1;              %desde 1 a 24 --> UN mes en concreto
                        %1 --> octubre 2012
                        %24 --> septiembre 2014

% 0.B Analizar para distintos percentiles --> barrido
hacer_percentiles=1;
incremento=0.1;
%hacer_percentiles=0;

%% 1. DATOS GENERALES

% 1.A Datos tiempo año: horas, días,...
fecha_horas_solares=(datenum('2012/10/01'):1/24:(date
    num('2014/10/01')-1/24))';

horas_1_dia=24;
dias_1_anio=365;
horas_1_anio=horas_1_dia*dias_1_anio;

dias_analisis=2*dias_1_anio;
horas_analisis=dias_analisis*horas_1_dia;
horas_dia_23_analisis=(repmat(0:horas_1_dia-1,1,dias_analisis))';

% 1.B Percentiles
if hacer_percentiles==1
    percentiles=10:incremento:90; %barrido
    clear incremento
else
    percentiles=[10,50,90]; %sin barrido, sólo 10, 50, 90
    clear incremento
end

%% 2. DATOS MERCADO (€/MWh)

[aux_mercado, ~] = xlsread('PRECIOS MERCADO_oct2012_sep2014.xls');
HS_mercado=aux_mercado(:,1);

```

```
%% 3. DATOS POTENCIA (MW)
```

```
[aux_potencias_central, ~] = xlsread('DATOS_PRODUC  
CIÓN_Pmed_p50_q10_q50_q90.xls');  
aux_potencias_central=aux_potencias_central(2:17521,:);
```

```
%% 4. AÑADIR PERCENTILES - PREDICCIÓN DE POTENCIA (MW)  
%% NOTA: interpolación lineal entre q10 y q50 ó q50 y q90
```

```
if hacer_percentiles==1
```

```
    aux_percentiles=aux_potencias_central;  
    aux_potencias_central=zeros(horas_analisis, 5+length(percenti  
les));  
    aux_potencias_central(:,1:5)=aux_percentiles;  
    clear aux_percentiles
```

```
    j=6;  
    for p=percentiles  
        switch p  
            case 10  
                aux_potencias_central(:,j)=aux_potencias_central(:,3);  
            case 50  
                aux_potencias_central(:,j)=aux_potencias_central(:,4);  
            case 90  
                aux_potencias_central(:,j)=aux_potencias_central(:,5);  
            otherwise  
                if p<50  
                    percentil_minimo=10;  
                    columna_perc_min=3;  
                    percentil_maximo=50;  
                    columna_perc_max=4;  
                else  
                    percentil_minimo=50;  
                    columna_perc_min=4;  
                    percentil_maximo=90;  
                    columna_perc_max=5;  
                end
```

```
                aux_potencias_central(:,j)= ( (p - percentil_minimo)  
* aux_potencias_central(:,columna_perc_max) - (p - percentil_  
maximo) * aux_potencias_central(:,columna_perc_min) ) / (per  
centil_maximo - percentil_minimo);
```

```
                end  
                j=j+1;  
            end  
        end
```

```
end
```

```
clear p  
clear percentil_minimo  
clear columna_perc_min
```

```

clear percentil_maximo
clear column_perc_max

%% RESULTADO: aux_potencias_central (MW)
%% con percentiles añadidos si es necesario

% 5. OBTENER ENERGÍA PRODUCIDA EN HORARIO MERCADO

%% NOTA: La potencia se encuentra en HS enteras, mientras que los
%% precios de mercado están en HS con decimales)
%% Calcular: energía producida en cada hora de mercado

dimensiones=size(aux_potencias_central);
aux_energia_central_horario_mercado=zeros(dimensiones);

i=1;
if isfinite(aux_potencias_central(i,1))
    aux_energia_central_horario_mercado(i,:)=(HS_mercado(i+1)- ho
        ras_dia_23_analisis(i))*aux_potencias_central(i,:);
else
    aux_energia_central_horario_mercado(i,:)=NaN;
end

for i=2:horas_analisis-1
    if isfinite(aux_potencias_central(i,1)) %que no mire los NaN
        if isfinite(aux_potencias_central(i-1,1))
            aux_energia_central_horario_mercado(i,:)=(ho
                ras_dia_23_analisis(i)-HS_mercado(i))*aux_potencias_central
                (i-1,:) + (HS_mercado(i+1)-horas_dia_23_analisis(i))*aux_po
                tencias_central(i,:);
            else
                aux_energia_central_horario_mercado(i,:)=0; %si el ante
                rior es un NaN, es justo las 0h-->0W
            end
        else
            aux_energia_central_horario_mercado(i,:)=NaN;
        end
    end

i=horas_analisis;
if isfinite(aux_potencias_central(i,1))
    aux_energia_central_horario_mercado(i,:)=(horas_dia_23_anali
        sis(i)-HS_mercado(i))*aux_potencias_central(i,:);
else
    aux_energia_central_horario_mercado(i,:)=NaN;
end

clear horas_dia_23_analisis HS_mercado

% 5.A Comprobar que el paso a energía con horario del mercado OK

EM_1=sum(max(aux_potencias_central(:,1)*1,0));
EM_2=sum(max(aux_energia_central_horario_mercado(:,1),0));

```

```
EP_P50_1=sum(max(aux_potencias_central(:,2)*1,0));
EP_P50_2=sum(max(aux_energia_central_horario_mercado(:,2),0));

EP_Q10_1=sum(max(aux_potencias_central(:,3)*1,0));
EP_Q10_2=sum(max(aux_energia_central_horario_mercado(:,3),0));

EP_Q50_1=sum(max(aux_potencias_central(:,4)*1,0));
EP_Q50_2=sum(max(aux_energia_central_horario_mercado(:,4),0));

EP_Q90_1=sum(max(aux_potencias_central(:,5)*1,0));
EP_Q90_2=sum(max(aux_energia_central_horario_mercado(:,5),0));

% 5.B Limpiar o mensaje de error
if EM_1-EM_2<5e-5 && EP_P50_1-EP_P50_2<5e-5 && EP_Q10_1-EP_Q10_2<
    5e-5 && EP_Q50_1-EP_Q50_2<5e-5 && EP_Q90_1-EP_Q90_2<5e-5
    clear aux_potencias_central
    clear EM_1 EM_2
    clear EP_P50_1 EP_P50_2
    clear EP_Q10_1 EP_Q10_2
    clear EP_Q50_1 EP_Q50_2
    clear EP_Q90_1 EP_Q90_2
else
    disp(' ')
    disp('!!!!!! ERROR !!!!!')
    disp(' ')
    return % parar ejecución si se produce un error
end

%% RESULTADO: aux_energia_central_horario_mercado (MWh)

% 6. OBTENER TABLA DE COMPARACIÓN Y REPRESENTAR RESULTADOS

if analisis ~= 0

    % 6.1.A EJECUTAR FUNCIÓN
    [TABLA_COMPARACION, aux_dias_NaN, percentil_optimo, percentil_
        parametrico, pos_max_ganancia, dias] = analisis_escenarios(
        analisis, hacer_percentiles, percentiles, aux_mercado
        ,aux_energia_central_horario_mercado);

    % 6.1.B TABLA PORCENTAJES dinero --> BASE: ESCENARIO 2
    TABLA_COMPARACION_PORCENTAJE([2 4 5 7 8 10 11],:)=100*TABLA_COM
        PARACION([2 4 5 7 8 10 11],:)/TABLA_COMPARACION(10,2);

    % 6.1.C TABLA PORCENTAJES corregir energía
    TABLA_COMPARACION_PORCENTAJE([1 3 6 9],:)=100*TABLA_COMPARACION
        ([1 3 6 9],:)/TABLA_COMPARACION(9,2);

    % 6.1.D MOSTRAR RESULTADOS

    if hacer_percentiles==1
```

```

    plot_euros_percentil(percentiles,TABLA_COMPARACION(10,6:len
    gth(percentiles)+5), analisis)
end

fprintf('Número de días sin información: %.2f\n', aux_dias_NaN)
fprintf('Que supone un porcentaje respecto al periodo a analiza
r: %.2f (por cien)\n', 100*aux_dias_NaN/dias)
fprintf('El percentil óptimo es el: %.2f\n', percentil_optimo)
if percentil_parametrico==1
    disp('que es el percentil paramétrico')
else
    disp('que NO es el percentil paramétrico')
end

else %se hace el análisis de los 24 meses (mes a mes)

meses=24;
TABLA_COMPLETA=zeros(16,meses);
for mes=1:meses

    % 6.2.A EJECUTAR FUNCIÓN
    [TABLA_COMPARACION, aux_dias_NaN, percentil_optimo, percen
    til_parametrico, pos_max_ganancia, dias] = analisis_escena
    rios(mes, hacer_percentiles, percentiles, aux_mercado
    ,aux_energia_central_horario_mercado);

    % 6.2.B GENERAR TABLA COMPLETA
    TABLA_COMPLETA(1,mes)=TABLA_COMPARACION(9,1); %energía pro
    ducida en ESCENARIO 1 (MWh)
    TABLA_COMPLETA(2,mes)=TABLA_COMPARACION(10,1); %energía pro
    ducida en ESCENARIO 1 (MWh)

    TABLA_COMPLETA(3,mes)=aux_dias_NaN; %días que no hay dato
    en ese mes
    TABLA_COMPLETA(4,mes)=100*aux_dias_NaN/dias; %porcentaje de
    días

    TABLA_COMPLETA(5,mes)=percentil_optimo; %percentil óptimo
    TABLA_COMPLETA(6,mes)=percentil_parametrico; %si es o no el
    percentil paramétrico

    if hacer_percentiles == 0 || pos_max_ganancia == 1 %coger
    escenario de percentil óptimo
        TABLA_COMPLETA(7:17,mes)=TABLA_COMPARACION(:,pos_max_
        ganancia+1);
    else
        TABLA_COMPLETA(7:17,mes)=TABLA_COMPARACION(:,pos_max_
        ganancia+4);
    end

end

% 6.2.C LIMPIAR

```



```
clear TABLA_COMPARACION

% 6.2.D MOSTRAR RESULTADOS
plot_meses(TABLA_COMPLETA(3,:),1) %días NaN
plot_meses(TABLA_COMPLETA(5,:),2) %percentiles

%%%%meses_eje_x=1:24;
%%%%matriz_aux=[meses_eje_x,TABLA_COMPLETA(6,:),meses_eje_x,
TABLA_COMPLETA(14,:)]
%%%%plot_meses_2(matriz_aux,1)
%%%%plot(1:24,TABLA_COMPLETA(7,:),1:24,TABLA_COMPLETA(15,:))

end
```

ANEXO I.3 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS

```
%% Función: "analisis_escenarios.m"

function [TABLA_COMPARACION, aux_dias_NaN, percentil_optimo, percentil_parametrico, pos_max_ganancia, dias] = analisis_escenarios(analisis, hacer_percentiles, percentiles, aux_mercado, aux_energia_central_horario_mercado)

%% 1. DATOS GENERALES

horas_1_dia=24;
dias_1_anio=365;
horas_1_anio=dias_1_anio*horas_1_dia;

dias_analisis=2*dias_1_anio;
horas_analisis=dias_analisis*horas_1_dia;

%% 2. PRIMERA Y ÚLTIMA CASILLA DE ANÁLISIS

switch analisis
case 201213
    primera_casilla_analisis=1;
    ultima_casilla_analisis=horas_1_anio;
case 2013
    primera_casilla_analisis=24*sum(eomday(2012,10:12))+1;
    ultima_casilla_analisis=primera_casilla_analisis+horas_1_anio-1;
case 201314
    primera_casilla_analisis=horas_1_anio+1;
    ultima_casilla_analisis=horas_analisis;
case 201214
    primera_casilla_analisis=1;
    ultima_casilla_analisis=horas_analisis;
otherwise
    if analisis == 1
```

```

mes= analisis+9;
anio=2012;
primera_casilla_analisis=1;
ultima_casilla_analisis=24*eomday(anio,mes);
else
  if analisis < 4
    mes= analisis+9;
    anio=2012;
    primera_casilla_analisis=24*sum(eomday(anio,10:mes-
1))+1;
    ultima_casilla_analisis=24*sum(eomday(anio,10:mes));
  else
    if analisis == 4
      mes= analisis-3;
      anio=2013;
      primera_casilla_analisis=24*sum(eomday(anio-
1,10:12))+1;
      ultima_casilla_analisis=primera_casilla_anali
sis+24*sum(eomday(anio,mes))-1;
    else
      if analisis < 16
        mes= analisis-3;
        anio=2013;
        primera_casilla_analisis=24*sum(eomday(
anio-1,10:12))+24*sum(eomday(anio,01:mes-1))+1;
        ultima_casilla_analisis=primera_casilla_ana
lisis+24*sum(eomday(anio,mes))-1;
      else
        if analisis == 16
          mes= analisis-15;
          anio=2014;
          primera_casilla_analisis=24*sum(eo
mday(anio-2,10:12))+24*sum(eomday(anio-1,1:12))+1;
          ultima_casilla_analisis=primera_casi
lla_analisis+24*sum(eomday(anio,mes))-1;
        else
          mes= analisis-15;
          anio=2014;
          primera_casilla_analisis=24*sum(eo
mday(anio-2,10:12))+24*sum(eomday(anio-1,1:12))+24*sum(eo
mday(anio,1:mes-1))+1;
          ultima_casilla_analisis=primera_casi
lla_analisis+24*sum(eomday(anio,mes))-1;
        end
      end
    end
  end
end
end

%% 3. SACAR DATOS NECESARIOS DEL MERCADO

%PM por precio mercado
PM_DIARIO_e_MWh=aux_mercado(:,2); %€/MWh

```

```
%PD por precio desvío
PD_BAJAR_e_MWh=aux_mercado(:,10); %€/MWh
%%% NOTA: HAS PRODUCIDO MENOS DE LO QUE HABÍAS DICHO
%%%      tienes que pagar
PD_SUBIR_e_MWh=aux_mercado(:,11); %€/MWh
%%% NOTA: HAS PRODUCIDO MÁS DE LO QUE HABÍAS DICHO
%%%      cobrarás algo más

%PSC por precio del sobrecoste
CD_BAJAR_e_MWh=aux_mercado(:,12); %€/MWh
CD_SUBIR_e_MWh=aux_mercado(:,13); %€/MWh

%% 4. SACAR DATOS NECESARIOS PRODUCCIÓN

produccion_medida_MWh_horario_mercado=aux_energia_central_horario_
mercado(:,1); %MWh

%% 5. COMPROBAR Nº DÍAS NaN

aux_dias_NaN=sum(isnan(aux_energia_central_horario_mercado(primera_
casilla_analisis:ultima_casilla_analisis,1)))/horas_1_dia;

%% 6. TABLA COMPARATIVA

if hacer_percentiles==1
    escenarios_tabla=5+length(percentiles);
else
    escenarios_tabla=5;
end

%%% COLUMNAS
%%% -----
%%% ESCENARIO 1: predicción perfecta o MD sin costes de desvíos
%%% ESCENARIO 2: predicción P50 --> paramétrica
%%% -----
%%% ESCENARIO 3: predicción Q10 --> no paramétrica
%%% ESCENARIO 4: predicción Q50 --> no paramétrica
%%% ESCENARIO 5: predicción Q90 --> no paramétrica
%%% -----
%%% ESCENARIOS i's: barrido predicciones no paramétricas q10 --> q90

resultados_tabla=11;

%%% FILAS para los distintos ESCENARIOS
%%% -----
%%% 1: energía total PREDICHA (MWh)
%%% 2: ganancia total predicha (miles de €)
%%% -----
%%% 3: desvío energía A BAJAR (MWh)
%%% 4: obligación de pago por energía a bajar (miles de €)
%%% 5: coste desvío a bajar (miles de €)
```

```

%%% -----
%%% 6: desvío energía A SUBIR (MWh)
%%% 7: derecho de cobro por energía a subir (miles de €)
%%% 8: coste desvío a subir (miles de €)
%%% -----
%%% 9: energía total PRODUCIDA (MWh)
%%% 10: ganancia total producida (miles de €)
%%% 11: costes totales por los desvíos (miles de €)

TABLA_COMPARACION=zeros(resultados_tabla,escenarios_tabla);

%% A. ESCENARIO 1: PREDICCIÓN PERFECTA
%Todo lo que has producido supones que lo habías predicho bien
%Es decir, a tiempo de participar en el mercado diario ya sabías
%qué ibas a producir al día siguiente

ESCENARIO1_euros_horas=produccion_medida_MWh_horario_mercado(primera_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis).*PM_DIA
RIO_e_MWh(primera_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis); %€
ESCENARIO1_euros_total=sum(max(ESCENARIO1_euros_horas,0)); %€ -- ignora los NaN, todos son positivos o NaN
ESCENARIO1_energia_total=sum(max(produccion_medida_MWh_horario_mercado(primera_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis),0));
%MWh -- ignora los NaN, todos son positivos o NaN

%Guardar datos en unidades correctas --> ESCENARIO 2
TABLA_COMPARACION(9,1)=ESCENARIO1_energia_total; %MWh
TABLA_COMPARACION(10,1)=ESCENARIO1_euros_total*1e-3; %miles €

%% C. ESCENARIOS 2,3,4,5 (+ BARRIDO PREDICCIONES, opcional)

for i=2:escenarios_tabla

    produccion_predicha=aux_energia_central_horario_mercado(primera_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis,i);
    ESCENARIOi_energia_total_predicha=sum(max(produccion_predicha,0));

    ESCENARIOi_euros_horas_predicha=produccion_predicha.*PM_DIA
    RIO_e_MWh(primera_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis);
    ESCENARIOi_euros_total_predicha=sum(max(0,ESCENARIOi_euros_horas_predicha));

    ESCENARIOi_diferencia_MWh_produccion_prediccion=produccion_predicha-produccion_medida_MWh_horario_mercado(primera_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis);

    %DESVÍOS A BAJAR: diferencia > 0
    % has producido menos de lo que habías predicho

    ESCENARIOi_desvio_energia_MWh_BAJAR=max(0,ESCENARIOi_diferencia_MWh_produccion_prediccion);
  
```

```
ESCENARIOi_desvio_total_energia_MWh_BAJAR=sum(ESCENARIOi_desvio_energia_MWh_BAJAR);

ESCENARIOi_obligacion_pago_BAJAR=sum(ESCENARIOi_desvio_energia_MWh_BAJAR.*PD_BAJAR_e_MWh(primer_a_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis));

ESCENARIOi_coste_BAJAR=sum(ESCENARIOi_desvio_energia_MWh_BAJAR.*CD_BAJAR_e_MWh(primer_a_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis));

%DESVÍOS A SUBIR: diferencia < 0
%                               has producido más de lo que habías predicho

ESCENARIOi_desvio_energia_MWh_SUBIR=abs(min(0,ESCENARIOi_diferencia_MWh_produccion_prediccion));

ESCENARIOi_desvio_total_energia_MWh_SUBIR=sum(ESCENARIOi_desvio_energia_MWh_SUBIR);

ESCENARIOi_derecho_cobro_SUBIR=sum(ESCENARIOi_desvio_energia_MWh_SUBIR.*PD_SUBIR_e_MWh(primer_a_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis));

ESCENARIOi_coste_SUBIR=sum(ESCENARIOi_desvio_energia_MWh_SUBIR.*CD_SUBIR_e_MWh(primer_a_casilla_analisis:ultima_casilla_analisis));

%TOTAL

ESCENARIOi_energia_total_producida=ESCENARIOi_energia_total_predicha-ESCENARIOi_desvio_total_energia_MWh_BAJAR+ESCENARIOi_desvio_total_energia_MWh_SUBIR;

ESCENARIOi_euros_total_producida=ESCENARIOi_euros_total_predicha-ESCENARIOi_obligacion_pago_BAJAR+ESCENARIOi_derecho_cobro_SUBIR;

ESCENARIOi_coste_DESVIOS=ESCENARIOi_coste_BAJAR+ESCENARIOi_coste_SUBIR;

%Guardar datos en unidades correctas--> ESCENARIO i
TABLA_COMPARACION(1,i)=ESCENARIOi_energia_total_predicha;
TABLA_COMPARACION(2,i)=ESCENARIOi_euros_total_predicha*1e-3;
TABLA_COMPARACION(3,i)=ESCENARIOi_desvio_total_energia_MWh_BAJAR;
TABLA_COMPARACION(4,i)=ESCENARIOi_obligacion_pago_BAJAR*1e-3;
TABLA_COMPARACION(5,i)=ESCENARIOi_coste_BAJAR*1e-3;
TABLA_COMPARACION(6,i)=ESCENARIOi_desvio_total_energia_MWh_SUBIR;
TABLA_COMPARACION(7,i)=ESCENARIOi_derecho_cobro_SUBIR*1e-3;
TABLA_COMPARACION(8,i)=ESCENARIOi_coste_SUBIR*1e-3;
TABLA_COMPARACION(9,i)=ESCENARIOi_energia_total_producida;
TABLA_COMPARACION(10,i)=ESCENARIOi_euros_total_producida*1e-3;
TABLA_COMPARACION(11,i)=ESCENARIOi_coste_DESVIOS*1e-3;

end
```

%% 7. COMPARACIÓN PERCENTILES

```
if hacer_percentiles==1
    [~, pos_max_ganancia]=max(TABLA_COMPARACION(10,[2,6:escenarios_
        tabla]));
else
    [~, pos_max_ganancia]=max(TABLA_COMPARACION(10,2:escenarios_ta
        bla));
end

if pos_max_ganancia==1 %sería el p50 paramétrico
    percentil_optimo=50;
    percentil_parametrico=1;
else
    percentil_optimo=percentiles(pos_max_ganancia-1);
    percentil_parametrico=0;
end
```

%% 8. NÚMERO DE DÍAS QUE SE ANALIZAN

```
dias=(ultima_casilla_analisis-primera_casilla_analisis+1)/24;
```

ANEXO II. TABLAS DE RESULTADOS

En este anexo se incluyen los resultados, tablas y gráficas para todos los análisis realizados. Como se ha indicado en apartados anteriores, se pueden estudiar periodos de distinta resolución. De esta manera, se han escogido cinco análisis que se detallan en el apartado 3.2.2.1. y que incluyen periodos de un único año, de dos o un estudio mes a mes.

Por otra parte, los resultados que se representan, son los que se explican en el apartado 3.2.3.1., que quedan resumidos en:

- $E_{T,Predicha}$: energía total predicha (MWh)
- $G_{T,Predicha}$: ganancia total por energía predicha (miles de €)
- $E_{D,Bajar}$: desvío de la energía a bajar (MWh)
- Obligación pago: obligación de pago por energía a bajar (miles de €)
- CDB: coste desvío a bajar (miles de €)
- $E_{D,Subir}$: desvío energía a subir (MWh)
- Derecho cobro: derecho de cobro por energía a subir (miles de €)
- CDS: coste desvío a subir (miles de €)
- $E_{T,Producida}$: energía total producida (MWh)
- $G_{T,Producida}$: ganancia total por energía producida (miles de €)
- CTD: costes totales por los desvíos (miles de €)

Finalmente, se analizan distintos escenarios descritos, de igual manera, en el apartado 3.2.3.1 y que son los siguientes:

- Escenario 1: predicción perfecta.; máxima ganancia posible, es la referencia.
- Escenario 2: predicción modelo paramétrico, percentil 50.
- Escenario 3: predicción modelo no paramétrico, percentil 10.
- Escenario 4: predicción modelo no paramétrico, percentil 50.
- Escenario 5: predicción modelo no paramétrico, percentil 90.
- Escenario 6: predicción modelo no paramétrico, percentil óptimo.

El último escenario se calcula obteniendo distintos percentiles, suponiendo una relación lineal, y analizando para cuál de ellos se maximiza la ganancia total.

Por otra parte, también se adjuntan tablas de comparación en porcentaje. En ella, se utilizan como referencia los valores del escenario 1 para cuestiones económicas o de energía, respectivamente.

ANEXO II.1 ANÁLISIS 01/2013 – 12/2013

Número de días sin información: 75,00

Que supone un porcentaje respecto al periodo a analizar: 20,55 (%)

El percentil óptimo es el: 50,00

que NO es el percentil paramétrico

	E - 1	E - 2	E - 3	E - 4	E - 5	E - 6 <i>p50,00</i>
ET,Predicha (MWh)		67.280,14	51.905,96	74.634,41	90.873,85	74.634,41
GT,Predicha (miles de €)		3.158,30	2.494,60	3.548,74	4.282,08	3.548,74
ED,Bajar (MWh)		6.270,31	1.484,75	8.375,24	19.618,33	8.375,24
Obligación pago (miles de €)		330,21	81,73	445,58	1.033,97	445,58
CDB (miles de €)		52,53	8,53	59,24	147,13	59,24
ED,Subir (MWh)		12.594,20	23.182,83	7.344,87	2.348,51	7.344,87
Derecho cobro (miles de €)		515,26	887,63	291,94	95,57	291,94
CDS (miles de €)		107,65	194,50	49,20	12,72	49,20
ET,Producida (MWh)	73.604,03	73.604,03	73.604,03	73.604,03	73.604,03	73.604,03
GT,Producida (miles de €)	3.503,53	3.343,35	3.300,50	3.395,09	3.343,69	3.395,09
CTD (miles de €)		160,18	203,04	108,44	159,85	108,44

Tabla ANEXO II.1. Comparación escenarios 01/13 – 12/13

(%)	E - 1	E - 2	E - 3	E - 4	E - 5	E - 6 p50
ET,Predicha (MWh)		91,41	70,52	101,40	123,46	101,40
GT,Predicha (miles de €)		90,15	71,20	101,29	122,22	101,29
ED,Bajar (MWh)		8,52	2,02	11,38	26,65	11,38
Obligación pago (miles de €)		9,43	2,33	12,72	29,51	12,72
CDB (miles de €)		1,50	0,24	1,69	4,20	1,69
ED,Subir (MWh)		17,11	31,50	9,98	3,19	9,98
Derecho cobro (miles de €)		14,71	25,34	8,33	2,73	8,33
CDS (miles de €)		3,07	5,55	1,40	0,36	1,40
ET,Producida (MWh)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
GT,Producida (miles de €)	100,00	95,43	94,20	96,90	95,44	96,90
CTD (miles de €)		4,57	5,80	3,10	4,56	3,10

Tabla ANEXO II.2. Comparación respecto al escenario 1 (%) 01/13 – 12/13

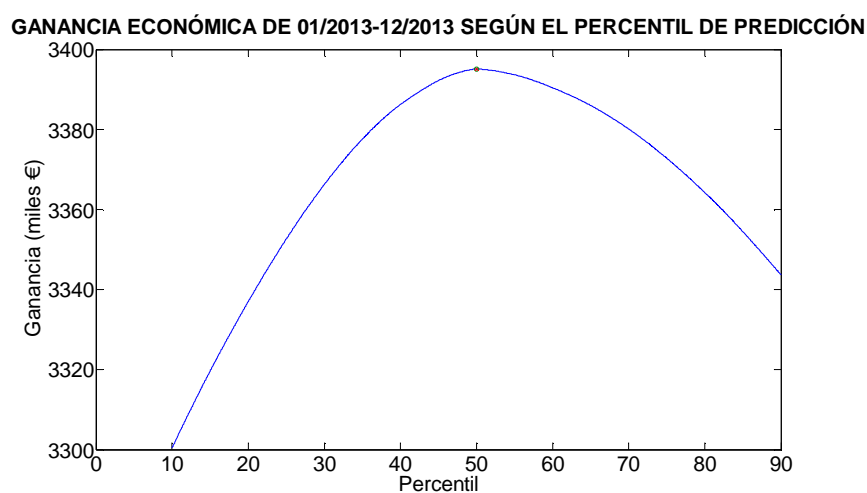


Figura ANEXO II.1. Ganancia económica según percentiles 01/13 – 12/13

ANEXO II.2 ANÁLISIS 10/2012 – 09/2013

Número de días sin información: 91,00

Que supone un porcentaje respecto al periodo a analizar: 24,93 (por cien)

El percentil óptimo es el: 54,15

que NO es el percentil paramétrico

	E - 1	E - 2	E - 3	E - 4	E - 5	E - 6 <i>p54,15</i>
ET,Predicha (MWh)		62.307,87	47.290,18	69.075,86	85.545,54	70.784,59
GT,Predicha (miles de €)		2.867,50	2.216,11	3.221,06	3.979,06	3.299,70
ED,Bajar (MWh)		5.724,43	1.480,88	7.861,81	19.229,78	8.747,01
Obligación pago (miles de €)		298,70	81,33	417,78	1.014,98	464,51
CDB (miles de €)		46,27	7,96	48,72	129,67	55,05
ED,Subir (MWh)		11.930,90	22.705,04	7.300,29	2.198,57	6.476,76
Derecho cobro (miles de €)		467,85	858,47	288,88	89,65	257,45
CDS (miles de €)		112,21	193,92	54,25	11,73	47,45
ET,Producida (MWh)	68.514,34	68.514,34	68.514,34	68.514,34	68.514,34	68.514,34
GT,Producida (miles de €)	3.195,13	3.036,66	2.993,26	3.092,16	3.053,73	3.092,64
CTD (miles de €)		158,48	201,88	102,98	141,40	102,49

Tabla ANEXO II.3. Comparación escenarios 10/12 – 09/13

(%)	E - 1	E - 2	E - 3	E - 4	E - 5	E - 6 <i>p54,15</i>
ET,Predicha (MWh)		90,94	69,02	100,82	124,86	103,31
GT,Predicha (miles de €)		89,75	69,36	100,81	124,53	103,27
ED,Bajar (MWh)		8,36	2,16	11,47	28,07	12,77
Obligación pago (miles de €)		9,35	2,55	13,08	31,77	14,54
CDB (miles de €)		1,45	0,25	1,52	4,06	1,72
ED,Subir (MWh)		17,41	33,14	10,66	3,21	9,45
Derecho cobro (miles de €)		14,64	26,87	9,04	2,81	8,06
CDS (miles de €)		3,51	6,07	1,70	0,37	1,48
ET,Producida (MWh)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
GT,Producida (miles de €)	100,00	95,04	93,68	96,78	95,57	96,79
CTD (miles de €)		4,96	6,32	3,22	4,43	3,21

Tabla ANEXO II.4. Comparación respecto al escenario 1 (%) 10/12 – 09/13

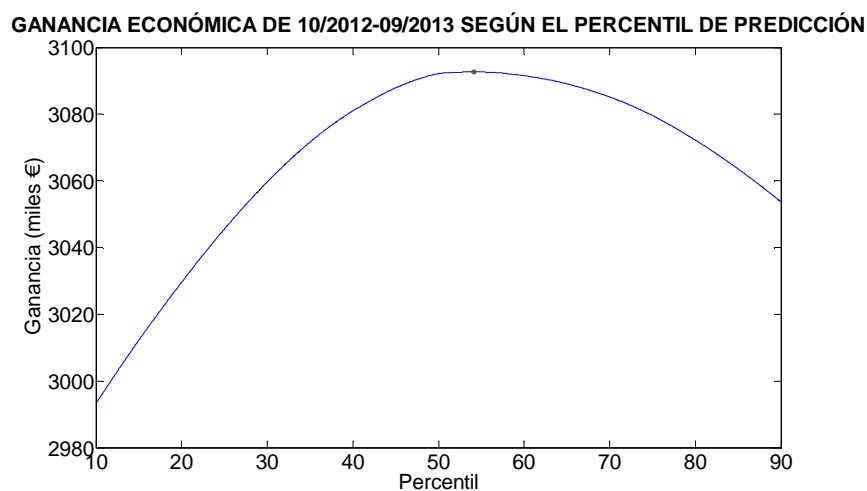


Figura ANEXO II.2. Ganancia económica según percentiles 10/12 – 09/13

ANEXO II.3 ANÁLISIS 10/2013 – 09/2014

Número de días sin información: 43,00

Que supone un porcentaje respecto al periodo a analizar: 11,78 (por cien)

El percentil óptimo es el: 54,95

que NO es el percentil paramétrico

	E – 1	E – 2	E – 3	E – 4	E – 5	E – 6 <i>p54,95</i>
ET,Predicha (MWh)		72.253,62	53.319,02	80.352,12	100.522,71	82.848,23
GT,Predicha (miles de €)		3.250,78	2.470,12	3.685,48	4.592,60	3.797,74
ED,Bajar (MWh)		6.997,58	1.585,28	9.166,33	22.998,48	10.430,27
Obligación pago (miles de €)		315,92	76,47	447,31	1.140,87	508,70
CDB (miles de €)		41,76	7,37	53,63	142,35	61,80
ED,Subir (MWh)		14.672,79	28.195,10	8.743,04	2.404,60	7.510,87
Derecho cobro (miles de €)		618,26	1.079,25	353,11	95,24	303,34
CDS (miles de €)		107,28	221,90	57,25	12,85	47,98
ET,Producida (MWh)	79.928,83	79.928,83	79.928,83	79.928,83	79.928,83	79.928,83
GT,Producida (miles de €)	3.702,16	3.553,13	3.472,90	3.591,28	3.546,96	3.592,38
CTD (miles de €)		149,04	229,27	110,88	155,20	109,78

Tabla ANEXO II.5. Comparación escenarios 10/13 – 09/14

(%)	E - 1	E - 2	E - 3	E - 4	E - 5	E - 6 <i>p54,95</i>
ET,Predicha (MWh)		90,40	66,71	100,53	125,77	103,65
GT,Predicha (miles de €)		87,81	66,72	99,55	124,05	102,58
ED,Bajar (MWh)		8,75	1,98	11,47	28,77	13,05
Obligación pago (miles de €)		8,53	2,07	12,08	30,82	13,74
CDB (miles de €)		1,13	0,20	1,45	3,84	1,67
ED,Subir (MWh)		18,36	35,28	10,94	3,01	9,40
Derecho cobro (miles de €)		16,70	29,15	9,54	2,57	8,19
CDS (miles de €)		2,90	5,99	1,55	0,35	1,30
ET,Producida (MWh)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
GT,Producida (miles de €)	100,00	95,97	93,81	97,01	95,81	97,03
CTD (miles de €)		4,03	6,19	2,99	4,19	2,97

Tabla ANEXO II.6. Comparación respecto al escenario 1 (%) 10/13 – 09/14

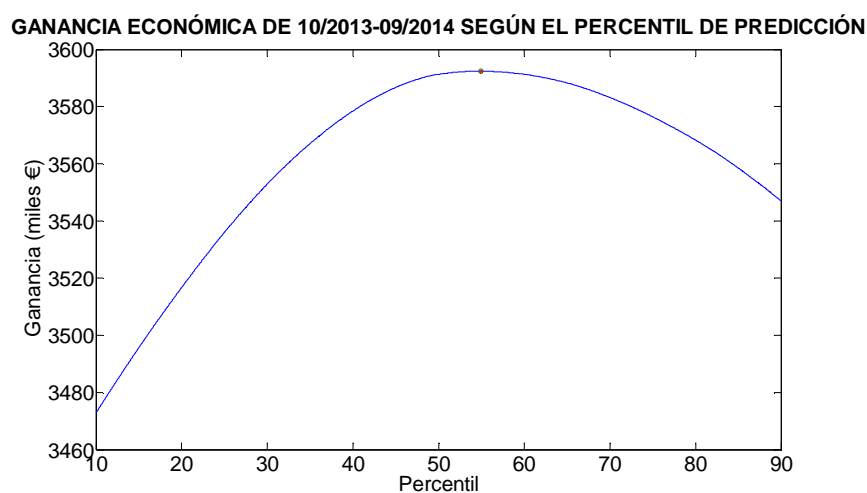


Figura ANEXO II.3. Ganancia económica según percentiles 10/13 – 09/14

ANEXO II.4 ANÁLISIS 10/2012 – 09/2014

Número de días sin información: 134,00

Que supone un porcentaje respecto al periodo a analizar: 18,36 (por cien)

El percentil óptimo es el: 54,40

que NO es el percentil paramétrico

	E – 1	E – 2	E – 3	E – 4	E – 5	E – 6 <i>p54,40</i>
ET,Predicha (MWh)		134.561,48	100.609,20	149.427,98	186.068,25	153.458,41
GT,Predicha (miles de €)		6.118,29	4.686,23	6.906,54	8.571,65	7.089,71
ED,Bajar (MWh)		12.722,00	3.066,16	17.028,14	42.228,25	19.084,95
Obligación pago (miles de €)		614,62	157,80	865,09	2.155,84	968,90
CDB (miles de €)		88,03	15,33	102,36	272,02	116,27
ED,Subir (MWh)		26.603,69	50.900,14	16.043,33	4.603,17	14.069,71
Derecho cobro (miles de €)		1.086,11	1.937,72	641,99	184,88	564,21
CDS (miles de €)		219,49	415,81	111,50	24,58	96,01
ET,Producida (MWh)	148.443,17	148.443,17	148.443,17	148.443,17	148.443,17	148.443,17
GT,Producida (miles de €)	6.897,30	6.589,78	6.466,15	6.683,44	6.600,69	6.685,02
CTD (miles de €)		307,52	431,14	213,85	296,60	212,28

Tabla ANEXO II.7. Comparación escenarios 10/12 – 09/14

(%)	E - 1	E - 2	E - 3	E - 4	E - 5	E - 6 <i>p54,40</i>
ET,Predicha (MWh)		90,65	67,78	100,66	125,35	103,38
GT,Predicha (miles de €)		88,71	67,94	100,13	124,28	102,79
ED,Bajar (MWh)		8,57	2,07	11,47	28,45	12,86
Obligación pago (miles de €)		8,91	2,29	12,54	31,26	14,05
CDB (miles de €)		1,28	0,22	1,48	3,94	1,69
ED,Subir (MWh)		17,92	34,29	10,81	3,10	9,48
Derecho cobro (miles de €)		15,75	28,09	9,31	2,68	8,18
CDS (miles de €)		3,18	6,03	1,62	0,36	1,39
ET,Producida (MWh)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
GT,Producida (miles de €)	100,00	95,54	93,75	96,90	95,70	96,92
CTD (miles de €)		4,46	6,25	3,10	4,30	3,08

Tabla ANEXO II.8. Comparación respecto al escenario 1 (%) 10/12 – 09/14

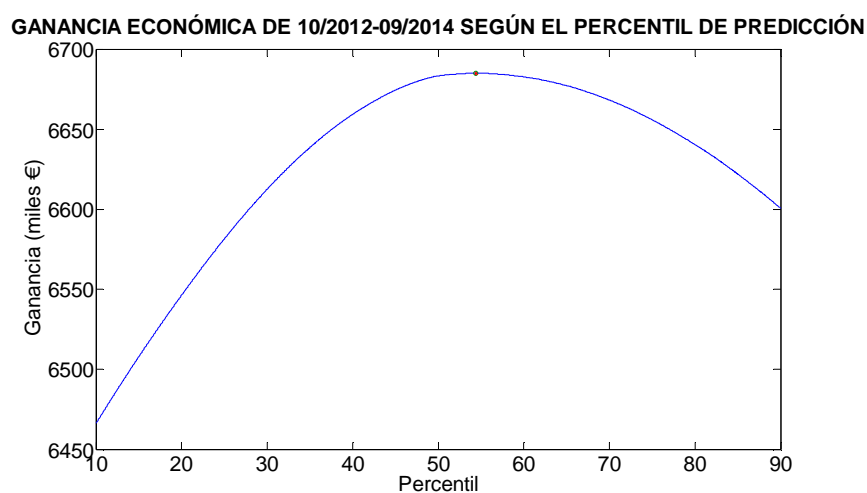


Figura ANEXO II.4. Ganancia económica según percentiles 10/12 – 09/14

ANEXO II.5 ANÁLISIS MENSUAL

Este análisis consiste en evaluar mes a mes, de manera que se hace un barrido de percentiles para mostrar únicamente los resultados correspondientes al percentil óptimo. Por ello, en la tabla de comparación se incluirán otros datos que se consideran interesantes, como son:

- Resultados del escenario 1: $E_{T,Producida,1}$ y $G_{T,Producida,1}$.
- Número de días sin dato: N°_{NaN} y $\%_{NaN}$ (con respecto al total analizado).
- Percentil óptimo: $p_{\text{ópt}}$ y si es el paramétrico o no.

Además, en este caso no se representan las veinticuatro gráficas de las ganancias económicas totales para los distintos percentiles, porque ya se señala directamente el percentil óptimo.

	10/12	11/12	12/12	01/13	02/13	03/13
ET,Predicha,1 (MWh)	5.835,98	2.999,61	2.129,26	1.513,62	4.650,96	3.391,07
GT,Predicha,1 (miles de €)	328,11	131,31	162,80	85,03	207,41	88,43
NºNaN	7	8	12	15	6	11
%NaN	22,58	26,67	38,71	48,39	21,43	35,48
pópt	87,30	50,00	63,90	45,90	31,50	57,35
Paramétrico	No	No	No	No	No	No
ET,Predicha (MWh)	6.855,30	3.001,88	2.255,10	1.290,47	3.851,85	3.483,35
GT,Predicha (miles de €)	380,76	129,50	177,06	70,53	165,29	97,83
ED,Bajar (MWh)	1.180,58	531,82	572,24	204,85	503,07	705,43
Obligación pago (miles de €)	65,39	24,86	52,32	12,79	27,95	29,73
CDB (miles de €)	4,10	3,80	3,90	3,00	5,99	2,61
ED,Subir (MWh)	161,25	529,55	446,40	428,00	1.302,18	613,15
Derecho cobro (miles de €)	7,47	17,67	32,61	18,96	57,24	14,88
CDS (miles de €)	1,16	5,19	1,56	5,34	6,84	2,84
ET,Producida (MWh)	5.835,98	2.999,61	2.129,26	1.513,62	4.650,96	3.391,07
GT,Producida (miles de €)	322,85	122,31	157,34	76,69	194,58	82,98
CTD (miles de €)	5,26	8,99	5,46	8,34	12,83	5,45

Tabla ANEXO II.9. Comparación escenarios (mensual) 10/12 – 03/13

	04/13	05/13	06/13	07/13	08/13	09/13
ET,Predicha,1 (MWh)	5.805,81	9.313,31	8.490,12	8.746,73	8.978,05	6.659,82
GT,Predicha,1 (miles de €)	112,74	415,22	362,32	479,50	460,55	361,73
NºNaN	10	1	5	7	4	5
%NaN	33,33	3,23	16,67	22,58	12,90	16,67
pópt	40,00	50,00	50,55	38,50	37,50	50,00
Paramétrico	No	No	No	No	No	No
ET,Predicha (MWh)	5.330,97	9.683,18	8.937,16	8.639,56	8.827,72	6.943,08
GT,Predicha (miles de €)	100,38	434,72	385,60	475,45	455,62	377,81
ED,Bajar (MWh)	373,50	1.183,09	867,86	423,58	577,63	730,32
Obligación pago (miles de €)	10,59	58,28	44,11	24,90	32,95	42,40
CDB (miles de €)	5,07	4,16	4,26	1,97	2,59	2,27
ED,Subir (MWh)	848,35	813,23	420,81	530,75	727,96	447,05
Derecho cobro (miles de €)	11,07	30,78	12,02	24,49	32,42	20,84
CDS (miles de €)	6,82	3,84	4,55	2,49	2,87	3,21
ET,Producida (MWh)	5.805,81	9.313,31	8.490,12	8.746,73	8.978,05	6.659,82
GT,Producida (miles de €)	100,85	407,22	353,51	475,04	455,09	356,25
CTD (miles de €)	11,89	8,00	8,81	4,46	5,46	5,48

Tabla ANEXO II.10. Comparación escenarios (mensual) 04/13 – 09/13

	10/13	11/13	12/13	01/14	02/14	03/14
ET,Predicha,1 (MWh)	6.454,14	4.291,13	5.309,27	3.160,72	3.606,74	6.655,71
GT,Predicha,1 (miles de €)	363,62	189,27	377,71	172,17	148,93	172,01
NºNaN	1	8	2	6	3	4
%NaN	3,23	26,67	6,45	19,35	10,71	12,90
pópt	87,70	50,00	28,35	55,65	39,85	55,90
Paramétrico	No	Sí	No	No	No	No
ET,Predicha (MWh)	8.270,85	3.504,19	4.370,41	3.355,41	3.105,55	6.922,53
GT,Predicha (miles de €)	459,88	153,87	307,59	182,04	132,46	172,39
ED,Bajar (MWh)	2.035,29	348,20	178,72	702,80	408,26	961,03
Obligación pago (miles de €)	117,61	17,89	12,12	40,60	22,54	27,06
CDB (miles de €)	8,77	3,44	2,69	3,02	2,32	4,69
ED,Subir (MWh)	218,58	1.135,14	1.117,58	508,11	909,45	694,21
Derecho cobro (miles de €)	10,54	47,46	75,62	25,18	34,06	19,14
CDS (miles de €)	2,04	2,39	3,92	2,54	2,63	2,85
ET,Producida (MWh)	6.454,14	4.291,13	5.309,27	3.160,72	3.606,74	6.655,71
GT,Producida (miles de €)	352,81	183,44	371,10	166,61	143,98	164,47
CTD (miles de €)	10,81	5,83	6,61	5,56	4,96	7,54

Tabla ANEXO II.11. Comparación escenarios (mensual) 10/13 – 03/14

	04/14	05/14	06/14	07/14	08/14	09/14
ET,Predicha,1 (MWh)	6.718,72	9.489,18	9.351,37	9.635,62	10.344,41	4.911,83
GT,Predicha,1 (miles de €)	128,11	416,86	405,25	526,49	532,60	269,14
NºNaN	2	3	2	3	1	8
%NaN	6,67	9,68	6,67	9,68	3,23	26,67
pópt	50,00	67,05	69,10	29,75	50,00	80,00
Paramétrico	Sí	No	No	No	No	No
ET,Predicha (MWh)	7.056,33	10.095,34	10.363,92	8.843,67	10.386,45	6.450,51
GT,Predicha (miles de €)	137,97	442,72	449,74	484,15	536,99	352,41
ED,Bajar (MWh)	1.234,30	1.079,12	1.429,79	416,14	726,75	1.764,56
Obligación pago (miles de €)	34,36	53,16	66,22	24,45	39,97	99,95
CDB (miles de €)	7,00	6,40	5,37	2,18	2,97	4,23
ED,Subir (MWh)	896,69	472,96	417,24	1.208,09	684,71	225,88
Derecho cobro (miles de €)	13,52	18,12	11,70	61,02	29,87	10,38
CDS (miles de €)	3,98	2,78	4,66	3,59	2,75	2,06
ET,Producida (MWh)	6.718,72	9.489,18	9.351,37	9.635,62	10.344,41	4.911,83
GT,Producida (miles de €)	117,13	407,68	395,21	520,73	526,89	262,84
CTD (miles de €)	10,98	9,18	10,03	5,77	5,71	6,29

Tabla ANEXO II.12. Comparación escenarios (mensual) 04/14 – 09/14