



**Universidad
Europea**

**ESTIMACION DEL COSTE DE LOS DESVIOS
EN EL MERCADO ELECTRICO PENINSULAR**

**UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO
ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL**

CURSO ACADÉMICO 2022-2023



**Universidad
Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO

ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
ESTIMACION DEL COSTE DE LOS DESVÍOS
EN EL MERCADO ELÉCTRICO PENINSULAR**

Alumno: ELENA GONZALEZ ROMERO

Director: CONSUELO GOMEZ PULIDO

JULIO 2023

Trabajo Fin de Máster:
*Estimación del coste de los desvíos en el mercado eléctrico
peninsular*
Elena González Romero



TÍTULO: Estimación del coste de los desvíos en el sistema eléctrico peninsular

AUTOR: Elena González Romero

DIRECTOR DEL PROYECTO: Consuelo Gómez Pulido

FECHA: 14 de Julio de 2023

“La vida no es fácil para ninguno de nosotros pero, ¿qué hay de eso? Debemos tener constancia y sobre todo confianza en nosotros mismos. Debemos creer que estamos dotados para algo y que esto debe ser alcanzado”

Marie Curie

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría dedicar unas palabras a quienes me han apoyado en este camino y a cuantos me han acompañado en este largo e intenso trayecto para conseguir finalmente mi objetivo.

A mi madre, a mi padre y a mi hermana, que me apoyaron desde el principio. Porque ellos me enseñaron el valor del esfuerzo y de la disciplina cuando uno lucha por sus sueños. Se alegraron en cada victoria como si fueran suyas propias y me acompañaron en cada bache enseñándome a levantarme.

A Guille, por ser mi brújula desde que nos conocimos, por esa paciencia infinita que tanto me enseña cada día y por haber confiado en mí incluso cuando yo no lo hacía.

A mis amigos de Madrid y Extremadura, a cada uno de ellos que me impulsaron y me dieron las fuerzas necesarias para llegar a donde me encuentro hoy.

Y por último, a Fernando, y a la familia de Próxima Energía, por la dedicación de todo su tiempo y esfuerzo. Por la comprensión que han tenido siempre hacia mí y por ese cariño del que siempre voy a estar agradecida.

A todos vosotros, gracias.

RESUMEN

El mercado eléctrico peninsular se compone básicamente de los mercados donde se negocia económicamente la energía y de los mercados que mantienen el equilibrio físico en las redes y aseguran la continuidad del suministro. Cuando la energía económicamente acordada difiere de la realmente consumida o generada, aparece un desvío, conocido como el mercado de los desvíos, en el cual se va a profundizar en este Trabajo.

De este modo, el objetivo principal de este Trabajo Fin de Máster es comprender el mercado de los desvíos y el lugar que ocupan dentro del mercado eléctrico peninsular, para más adelante poder estudiar cómo se establecen sus precios, y consecuentemente poder predecirlos.

Para ello, ha sido necesario previamente sumergirse en las raíces de los Procedimientos de Operación, siendo estas las Resoluciones publicadas en el BOE, donde aparece toda la regulación del mercado eléctrico peninsular. Una vez conocido como están compuestos los precios, se ha estudiado las variables que pueden afectarlos a través de ajustes lineales.

Posteriormente, se ha realizado un modelo de predicción de precio de desvíos a bajar y otro modelo para los desvíos a subir utilizando modelos de regresión lineal múltiple y pudiendo estudiar los estadísticos para analizar que variables afectan a cada uno de ellos. De esta forma, se han obtenido modelos muy precisos con coeficiente de correlación cercanos a 0.98, y se ha comparado con los precios reales para comprobar la exactitud de los modelos.

Palabras clave: mercado eléctrico, energía, precios, predicción.

ABSTRACT

The peninsular electricity market is basically made up of markets where energy is economically negotiated according to supply and demand, and markets which maintain the physical balance in the networks and ensure the continuity of supply. When the energy economically agreed differs from the actually consumed or generated one, a deviation appears, known as the deviation market, which will be discussed with more detail in this Thesis.

Thus, the main objective of this work is to understand the deviations market and their place within the peninsular electricity market, in order to study how their prices are fixed, and consequently to be able to predict them.

To get there, It has been necessary to dive into Operating Procedures, being those the Resolutions published in BOE, where all regulation of the peninsular electricity market is published. Once known how prices are composed of, the variables that could affect them have been studied with linear adjustments.

Subsequently, a deviation price prediction model has been made in both ways using multiple linear regression models and studying the statistics obtained in order to analyze which variables are more relevant. This way, very accurate models with correlation coefficient close to 0.98 have been obtained, and compared with the real prices to check the accuracy of the models.

Key words: electricity market, energy, prices, forecast.

Índice

RESUMEN	IX
ABSTRACT	XI
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2. Objetivos del trabajo.....	2
1.3. Estructura del Trabajo.....	3
Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE.	5
2.1. Historia de la electricidad.	5
2.2. Marco normativo: la liberalización del mercado eléctrico español.	5
2.3. El sistema eléctrico actual en España.	6
2.4. Estructura de los mercados eléctricos en España.....	8
2.4.1. Mercados de abastecimiento.	8
2.4.2. Mercados de servicios de ajuste.	17
2.5. Secuencia de los Mercados Eléctricos.	24
2.6. Desvíos generación-demanda.	26
Capítulo 3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE PRECIO DE LOS DESVÍOS. 28	
3.1. Desvío total del sistema.	28
3.2. Precio de los desvíos.....	33
3.2.1. Precio único de desvíos.	34
3.2.2. Precio dual de desvíos.	36
3.2.3. Valor de la activación evitada.	36
3.3.4. Cálculo del precio de desvíos.....	36
Capítulo 4. MODELO DE PREDICCIÓN DEL PRECIO DE LOS DESVÍOS.	45
4.1. Modelo estadístico de predicción.	45
4.2. Variables a considerar.....	46
4.3. Modelo de predicción.	70
Capítulo 5. LIQUIDACION DEL PRECIO DE LOS DESVÍOS.	75
5.1. Anotación del desvío por BRP.....	75
5.2. Precio final de la demanda.....	77

Capítulo 6. ENTORNO SOCIOECONOMICO Y AMBIENTAL.....	81
6.1. Impacto socioeconómico.	81
6.2 Impacto medioambiental.....	81
6.3 Planificación y presupuesto final del Trabajo.....	82
Capítulo 7. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO	87
7.1. Conclusiones del Trabajo.....	87
7.2. Trabajo futuro.	88

Índice de Figuras

Ilustración 1: Mix eléctrico desde 2007 hasta 2022. Fuente: OMIE.	1
Ilustración 2: El sistema eléctrico español. Fuente: MIWEnergía.	7
Ilustración 3: Mercado de futuros regulado por OMIP. Fuente: OMIP.	10
Ilustración 4: Curva de oferta de generación. Fuente: Energía y Sociedad.....	13
Ilustración 5: Oferta de compra de la demanda en el mercado diario. Fuente: Energía y Sociedad.	14
Ilustración 6: casación entre la oferta y la demanda del precio del mercado diario. Fuente: Energía y Sociedad.	15
Ilustración 7: Horario de sesión y casación de los mercados intradiarios. Fuente: OMIE.	16
Ilustración 8: Centro de control eléctrico de REE. Fuente: REE.	21
Ilustración 9: Secuencia de mercados en el mercado eléctrico español.	26
Ilustración 10: Proceso de compensación de Desequilibrios (IN). Fuente: Energy Community [30]	31
Ilustración 11: Estimación del precio de desvío a subir en función de la producción renovable.	48
Ilustración 12: Estimación del precio de desvío a bajar en función de la producción renovable	48
Ilustración 13: Producción eólica, solar y térmica en 2022 en la península.....	49
Ilustración 14: Estimación del precio de desvío a subir en función del producible hidráulico.....	52
Ilustración 15: Estimación del precio de desvío a bajar en función del producible hidráulico.....	52
Ilustración 16: Estimación del precio de desvío a bajar en función de la producción nuclear.	55
Ilustración 17: Estimación del precio de desvío a bajar en función de la producción nuclear.	56
Ilustración 18: Estimación del precio de desvío a subir en función del coste de ciclo combinado de turbina de gas.	58
Ilustración 19: Estimación del precio de desvío a bajar en función del coste de ciclo combinado de turbina de gas.	58
Ilustración 20: Producción de electricidad en MWh según el tipo de tecnología el día 04/10/2022. Fuente: OMIE.....	60
Ilustración 21: Precio del mercado diario el día 04/10/2022.....	60
Ilustración 22: Estimación del precio de desvío a subir en función del hueco térmico utilizado.	61
Ilustración 23: Estimación del precio de desvío a bajar en función del hueco térmico utilizado.	62

Ilustración 24: Estimación del precio de desvío a subir en función del precio del mercado diario.	63
Ilustración 25: Estimación del precio de desvío a bajar en función del precio del mercado diario.	64
Ilustración 26: Demanda real, prevista y programada. Fuente: REE	65
Ilustración 27: Estimación del precio de desvío a subir en función de la demanda.	67
Ilustración 28: Estimación del precio de desvío a bajar en función de la demanda.	68
Ilustración 29: Estimación del precio de desvío a subir en función de las interconexiones con Francia.	69
Ilustración 30: Estimación del precio de desvío a bajar en función de las interconexiones con Francia.	70
Ilustración 31: Modelo de predicción de precios a subir.	72
Ilustración 32: Modelo de predicción de precios a bajar.	72
Ilustración 33: Diagrama de Gantt. Fuente propia.	84

Índice de Tablas

Tabla 1: Calculo del Desvío Total del Sistema. Fuente propia	31
Tabla 2: Reproducción de las energías RR para el 01/04/2022.....	37
Tabla 3: Reproducción de las energías FRR a subir y bajar para el 01/04/2022.....	38
Tabla 4: Determinación si el precio es único o dual en función de las energías FRR para el 01/04/2022.....	39
Tabla 5: precios horarios de las energías RR, secundaria y terciaria.	40
Tabla 6: Obtención de los términos PBALBAJ y PBALSUB para el 01/04/2022.....	41
Tabla 7: Resumen de variables de las que depende el precio de los desvíos	42
Tabla 8: Reproducción del precio de los desvíos para el día 01/04/2022.	43
Tabla 9: Modelo de regresión entre las energías de origen renovable y el precio de desvío a subir y a bajar.	47
Tabla 10: Modelo de regresión entre el producible hidráulico y el precio de desvío a subir y a bajar.	50
Tabla 11: Modelo de regresión entre la producción hidráulica y el precio de desvío a subir y a bajar.	51
Tabla 12: Reservas hidráulicas según Red Eléctrica Española por meses desde 1991 hasta 2003.....	53
Tabla 13: Modelo de regresión entre la producción nuclear y el precio de desvío a subir y a bajar.	54
Tabla 14: Modelo de regresión entre el Spark Spread y el precio de desvío a subir y a bajar	57
Tabla 15: Modelo de regresión entre el hueco térmico y el precio de desvío a subir y a bajar	61
Tabla 16: Modelo de regresión entre el precio del mercado diario y el precio de desvío a subir y a bajar.	62
Tabla 17: Modelo de regresión entre la demanda y el precio de desvío a subir y a bajar.	65
Tabla 18: Modelo de regresión entre la diferencia de la demanda y el precio de desvío a subir y a bajar.	66
Tabla 19: Modelo de regresión entre la demanda y el precio de desvío a subir y a bajar	69
Tabla 20: Modelo de regresión obtenido para el precio de desvío a subir y precio de desvío a bajar.....	71
Tabla 21: Ejemplo de cálculo de liquidación de desvío. Fuente: propia.....	76
Tabla 22: Componente final del precio horario de la demanda.....	79
Tabla 23: Distribución temporal del Trabajo.	82
Tabla 24: Presupuesto de recursos físicos.....	85
Tabla 25: Presupuesto de recursos humanos.....	85

Tabla 26: Presupuesto de otros conceptos.....	85
Tabla 27: Presupuesto total de este Trabajo Fin de Master.....	86

ACRONIMOS

aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
AGC	Control automático de generación
CCGT	Ciclo combinado de turbina de gas
CECOEL	Centro de control eléctrico
CECRE	Centro de control de energías renovables
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y Competencia
DTS	Desvío total del sistema
FCR	Regulación primaria
GRT	Gestores de la red de transporte
IN	Imbalance Netting
ISH	Metodología de cálculo de precio de desvíos
LSE	Ley del Sector Eléctrico
MER	Mecanismo Excepcional de Regulación
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
OM	Operador del Mercado
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
OMIP	Operador de Mercado Ibérico (Polo-Portugués)

OS	Operador del Sistema
OTC	Over the counter
PDBF	Programa Diario Base de Funcionamiento
PO	Procedimiento de Operación
Pool	mercado mayorista de electricidad
RCP	Regulación compartida Peninsular
REE	Red Eléctrica de España
RR	Reserva de sustitución, por sus siglas en inglés, o también energía de balance
SDAC	Mercado Diario
TSO	Operador del Sistema

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.

1.1 Planteamiento del problema.

Con la escalada de precios tanto en el mercado eléctrico de España como en el resto de Europa en los últimos años, el tema de la electricidad ha cobrado un gran protagonismo tanto para quienes tienen que pagar la factura de luz cada mes como para las comercializadoras que representan a sus clientes de generación y consumo. A ello se le suman las continuas reformas por parte de la legislación, con el objetivo de proteger al pequeño consumidor, por lo que dota de relevancia también para la prensa actual.

Con el auge de las energías de origen renovable, impulsadas desde Bruselas, ha cambiado y continúa en pleno cambio, la estructura del conjunto eléctrico en la península ibérica desde los últimos años, cobrando de gran importancia la cantidad de electricidad consumida por parte de tecnologías limpias.

A continuación, se muestra una ilustración con la energía generada según el tipo de tecnología, es decir, el mix eléctrico desde 2007 hasta el año 2022:

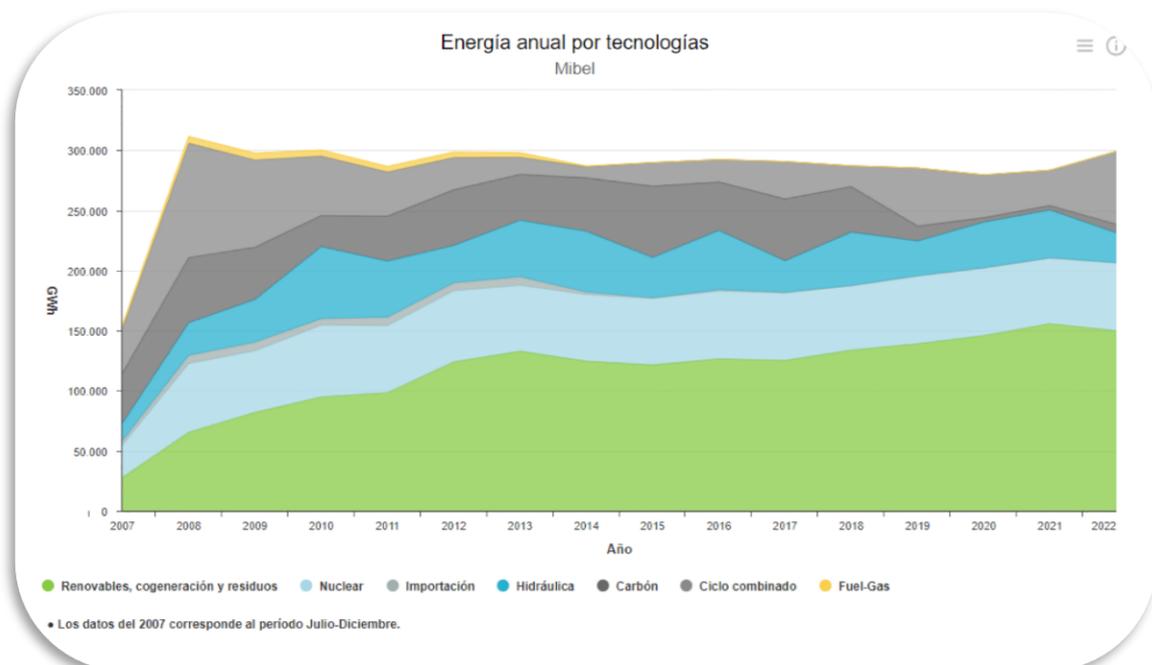


Ilustración 1: Mix eléctrico desde 2007 hasta 2022. Fuente: OMIE.

Esta producción de energía de casi el 50% de origen renovable hoy en día, entre otros, ocasiona en gran medida incertidumbre a la hora de estimar la generación de electricidad para el día siguiente. Puesto que la energía que se programa en el mercado eléctrico tiene la mayoría de programación el horizonte temporal del día siguiente, resulta imprescindible una estimación de la producción de energía para ser vendida con mayor exactitud en los mercados eléctricos.

Sin embargo, siempre va a aparecer una diferencia entre la energía programada para el día siguiente y la realmente generada o consumida, por lo que aparece el fenómeno de “desvíos”.

Los desvíos hasta el año pasado habían sido una penalización que debían pagar las comercializadoras por el hecho de no generar lo realmente acordado o no consumir la demanda lo realmente estimado. Pero, desde del 1 de abril de 2022, que se produjo una reforma en la legislación, los precios de los desvíos podrían ser tanto negativos como positivos, pasando a poder ser una obligación de pago o un derecho de cobro según el sentido del desvío del sistema.

Este cambio de metodología de precio de los desvíos produjo un incentivo para las comercializadoras, pues resulta de gran interés conocer el sentido en el que se va a producir un derecho de cobro en el sistema, ya que desvío se va a producir siempre inevitablemente.

El desajuste entre la energía programada y la realmente medida puede originar considerables problemas económicos para las empresas y es por ello por lo que en este Trabajo se decide, realizar por primera vez para la empresa “Próxima Energía”, el análisis de un modelo de predicción de precio de los desvíos. Esta empresa ha autorizado el trabajo de análisis para este Trabajo, poniendo a su disposición los conocimientos y las herramientas con el fin de predecir el precio de los desvíos.

1.2. Objetivos del trabajo.

El objetivo general del presente Trabajo es conocer y comprender el precio de los desvíos en el mercado eléctrico peninsular, operado por el Operador del Sistema, “Red Eléctrica Española” para finalmente poder predecirlos evaluando diversos estadísticos de la regresión lineal múltiple.

Previamente, ha sido necesario una investigación del funcionamiento del mercado eléctrico peninsular, y para ello ha resultado ser esencial el estudio y la comprensión de los Procedimientos de Operación publicados por Red Eléctrica. Estos Procedimientos son Resoluciones de publicaciones del BOE por el cual se encuentra regulado el mercado eléctrico español. En ellos, aparece la regulación desde los criterios de funcionamiento y

seguridad del sistema eléctrico, como la regulación de cada uno de los mercados de sistema hasta la programación, hasta la parte de gestión del sistema eléctrico peninsular y no peninsulares [1]

Una vez comprendido el mercado eléctrico y como se relacionan los numerosos mercados entre sí, se ha centrado el estudio en los desvíos, analizando en qué lugar se encuentran dentro del mercado eléctrico peninsular.

Posteriormente, siguiendo los Procedimientos de Operación, se ha desarrollado el origen de estos precios y comprendido como se forman y cual son su expresión, entendiendo previamente que es la necesidad del sistema y qué variables dependen de él.

La pieza clave de este Trabajo Fin de Máster reside en el modelo de predicción de precio de los desvíos llevando a cabo un modelo para el desvío a subir y otro para el desvío a bajar. Para ello ha resultado de gran interés el estudio de las posibles variables que dependen del precio de los desvíos analizando los estadísticos de correlaciones lineales para más tarde obtener los dos modelos de predicción lo más precisos posibles.

Con el fin de comprobar la bondad de los modelos, se han comparado ambos con la publicación de precios de desvíos obtenidos en 2022 y observando la aproximación entre los precios estimados generados por el modelo y los precios reales obtenidos.

1.3. Estructura del Trabajo.

Este Trabajo consta de siete capítulos:

- **Capítulo 1:** Motivación y objetivos del Trabajo
- **Capítulo 2:** Estado del arte. Se profundiza en el mercado eléctrico, y se explica el lugar en el que ocupa los desvíos en el mercado eléctrico peninsular.
- **Capítulo 3:** Metodología cálculo del precio de los desvíos, en el que se desarrolla la expresión del desvío del sistema y como se forman los precios de los desvíos.
- **Capítulo 4:** Modelo de predicción de precio de los desvíos, en el que a partir del estudio de las variables que influyen en los desvíos se desarrolla un modelo de predicción en cada sentido.
- **Capítulo 5:** Liquidación del precio de los desvíos en el que se estudia cómo es la liquidación a nivel de empresa y a nivel de pequeño consumidor de los desvíos.
- **Capítulo 6:** Impacto socioeconómico y medioambiente donde se valora el Trabajo a nivel sociocultural y medioambiental y se realiza un presupuesto total.

- **Capítulo 7:** Conclusiones y futuras líneas de trabajo en el que se explica la conclusión final del Trabajo y las posibles vías de trabajo futuro.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE.

2.1. Historia de la electricidad.

La electricidad es un fenómeno físico que se produce cuando los electrones están en movimiento a través de un material conductor y debido a una diferencia de potencial eléctrico. Este fenómeno descubierto por Faraday en el siglo XIX, tiene numerosos beneficios, destacando la mejora de nivel de nuestro día a día, el fácil transporte de ella y el desarrollo tecnológico y científico que ha permitido llegar hasta donde nos encontramos en nuestra actualidad. Sin embargo, también tiene desventajas como por ejemplo el problema de almacenamiento, que obliga a la generación a producir en tiempo real y el costo de producirla.

El camino que debe recorrer la electricidad parte de las plantas de generación y a través de las redes de alta tensión es transportada hasta los puntos de consumo. Este camino físico, que será explicado más adelante, resulta más o menos coherente. Sin embargo, el camino económico que debe seguir la electricidad resulta un poco más complejo debido a la imposibilidad de almacenamiento de la energía eléctrica en grandes cantidades, característica fundamental en la obtención de precios en el mercado eléctrico pues su gestión implica que se tenga que realizar en tiempo real, igualando generación y consumo [2].

Además, el suministro de electricidad se considera un servicio esencial, según la Ley 54/97 [3], pues resulta completamente inconcebible el hecho de llegar a casa y que al pulsar el interruptor la luz, ésta no se encienda, por ejemplo, peculiaridad que también afecta directamente a los mercados eléctricos ya que implica una sobrecapacidad de generación respecto a la demanda.

2.2. Marco normativo: la liberalización del mercado eléctrico español.

El primer acontecimiento donde el mercado eléctrico español empieza a liberarse sucede en el año 1988, con la empresa española en aquel entonces Endesa, la cual decide salir a bolsa en Nueva York. En ese momento, el mercado eléctrico español comienza a ser un poco más transparente y a publicar los costes e ingresos del sector en España.

Además, otro hito fundamental por el que el mercado español empieza su liberalización fue la creación de un organismo regulador independiente entre el año 1995 y 2013, la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, el cual más tarde se llamaría como se conoce actualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (CNMC) [4].

Por lo tanto, hasta el año 1988 el sector eléctrico estaba concentrado en empresas caracterizadas por una importante estructura vertical, pero fue con la aprobación de la Ley 54/1997 [3], de 24 de noviembre, cuando se liberalizó el sector y supuso una nueva reorganización donde las actividades que antes estaban agrupadas pasaban a formar ser actividades independientes.

En 1997 comienza el proceso de liberalización, impulsado desde Bruselas, donde Europa exigía a España un mercado eléctrico competitivo, que hasta entonces había estado intervenido por el Estado Español, recogidas en la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996 [5].

La ley 54/1997 sufrió posteriormente diversas modificaciones en virtud de la Ley 53/2002 de 30 de diciembre, de la Ley 24/2005 de 18 de noviembre y de la Ley 17/2007 de 4 de julio. Esta, ha sido derogada mediante la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013 aprobada en diciembre de 2013 que, no obstante, mantiene la estructura básica del sector.

Por consiguiente, la liberalización se trató de una transformación progresiva que empezó en 1997 y no fue hasta el año 2013 con sucesivas derogaciones de diversas leyes cuando se finalizó el proceso de Liberalización del Sector Eléctrico (LSE).

Esta actual LSE, impulsa la competencia eficiente a través de la separación de actividades entre liberadas y reguladas, de tal forma que un mismo sujeto no puede tener ambas actividades a la vez. Por lo tanto, tras la liberalización, aparecieron cuatro actividades independientes (generación, transporte, distribución y comercialización) agrupándose de la siguiente manera:

- **Actividades liberalizadas:** generación y comercialización.
Dejan de estar sometidas a la regulación estatal por lo que tienen derecho a la libre instalación en un régimen de libre competencia y también cualquier consumidor queda a la libre elección de elegir el suministrador de energía.
- **Actividades reguladas:** transporte y distribución.
Para obtener la mayor eficiencia en el mercado, quedan en régimen de monopolio, bajo regulación y con una retribución indexada a un sistema de incentivos.
Se liberaliza el acceso de terceros a las redes mediante un coste de peaje.

2.3. El sistema eléctrico actual en España.

En el Sistema Eléctrico actual en España, como se ha mencionado anteriormente, se tienen cuatro actividades separadas:

- **Generación:** representa todas aquellas plantas de producción de energía eléctrica, que mediante un combustible generan electricidad. La generación puede ser de

tipo renovable (parques fotovoltaicos, eólicos, centrales hidroeléctricas) o puede obtenerse a partir de combustibles no inagotables (plantas de ciclo combinado con gas o de carbón).

Debido a la disponibilidad de la materia prima, y a otras consideraciones económicas, ambientales y sociales, dan lugar a que la ubicación de las plantas de generación se encuentra normalmente alejados de los puntos mayores de consumo. Es por ello la necesidad de redes eléctricas que transporten la energía hasta estos puntos de demanda [6].

El funcionamiento de esta actividad no regulada permite la libre instalación generación y su funcionamiento se basa en un mercado mayorista que será explicado más adelante.

- **Transporte:** formada por las subestaciones de transformación que reducen la tensión de generación para evitar pérdidas por el efecto de Joule y las redes que interconexionan estos centros productores a las zonas consumidoras.
- **Distribución:** Una vez transportada la energía eléctrica a los puntos de consumo, las redes eléctricas de distribución suministran y aproximan la electricidad a diferentes niveles de tensión. La gran mayoría suelen ser redes aéreas hasta que atraviesan los núcleos urbanos, que en ese caso se canalizan por su seguridad. La actividad de redes, es decir transporte y distribución, quedan reguladas y sometida al principio de libre acceso de terceros a la red [6].
- **Comercialización:** representa la actividad de venta de energía a la demanda según la energía consumida. Esta actividad queda libre en el mercado de tal manera que cualquier consumidor puede elegir su empresa de facturación de energía.

A continuación, se muestra un esquema del camino que recorre la electricidad desde que se genera, llamado productores, hasta que se consume, llamado consumidor:

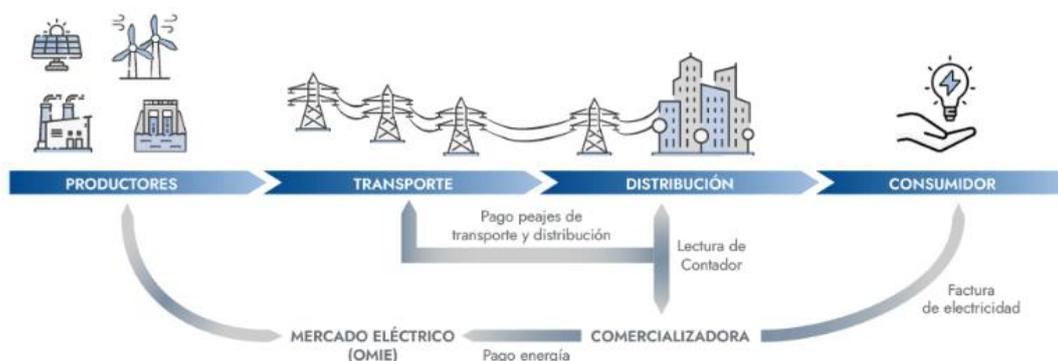


Ilustración 2: El sistema eléctrico español. Fuente: MIWEnergía.

2.4. Estructura de los mercados eléctricos en España.

Los mercados eléctricos son las transacciones económicas y físicas que se realizan de compra y venta de electricidad para garantizar la seguridad de suministro.

Principalmente se dividen en dos grandes grupos: los mercados de abastecimiento y los mercados de servicios de ajuste.

Los mercados de abastecimiento son aquellos en los que la electricidad es comprada como necesidad energética, garantizando un suministro estable al consumidor final y proporcionando una base financiera segura para los generadores de energía eléctrica.

Los mercados de servicios de ajuste, por otro lado, son los que garantizan la seguridad, estabilidad y confiabilidad del sistema.

2.4.1. Mercados de abastecimiento.

Como se ha mencionado anteriormente, los mercados de abastecimiento son aquellos mercados en los que se negocia la energía eléctrica con el objetivo de consumirla. Son por tanto los que mayores transacciones de electricidad conllevan. A su vez, los mercados de abastecimiento se dividen en dos grandes grupos: mercados mayoristas y mercados minoristas.

Los mercados mayoristas son aquellos mercados en los que a través de subastas o contratos bilaterales se compra y vende la energía eléctrica entre generadores y empresas comercializadoras. En cambio, los mercados minoristas son aquellos que se enfocan en la venta de energía a los consumidores finales [6].

En este Trabajo, nos centraremos en los mercados mayoristas, pues es donde se encuentra el mercado de los desvíos.

Los mercados mayoristas son un conjunto de mercados, que, en colaboración con España y Portugal, crean en 2001 el Mercado ibérico de la Electricidad (MIBEL). En este conjunto de mercados, se negocia tanto la parte física como la financiera de la electricidad y permite que cualquier consumidor la península ibérica puede adquirir su energía de cualquier productor o comercializador que actúe en España o Portugal ya que operan bajo la libre competencia. Con la unificación de los dos países para el mercado mayorista, se crea un único precio de referencia para toda la península ibérica permitiendo a todos los participantes acceder al mercado en condiciones de igualdad y derecho de obligaciones [6].

A su vez, los mercados de MIBEL se vuelven a subdividir en dos grupos:

- **Mercados organizados:** se trata de contratos estandarizados, es decir, las condiciones quedan claramente establecidas. Están formados por los mercados de futuros gestionados por el Operador de Mercado Regulado (OMIP) y por el mercado diario, los mercados intradiarios de subastas y el mercado intradiario continuo gestionado estos por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) [7].
- **Mercados no organizados** o también llamados mercados *over the counter* (OTC): son aquellos en que los contratos de intercambio de electricidad se realizan a través de contratos bilaterales, cuyos contratos no estandarizados se lleva a cabo a través de transacciones gestionados por un tercer personaje, los brókers. Pueden ser contratos físicos o financieros. Un mercado no organizado, puede ser, por ejemplo, el mercado de garantías de origen.

Puesto que el mercado de precio de los desvíos en el cual se centra el Trabajo está relacionado con mercados organizados, será estos lo que se expliquen a continuación.

Mercados organizados: mercado de futuros.

El mercado de futuros, regulado por OMIP como se ha mencionado anteriormente, se encarga de la cobertura de riesgos en el mercado. Esto es, debido a la volatilidad que tiene los precios en el sector de la energía, el mercado de futuros nos ofrece seguridad y confianza para lo que pueda pasar en un futuro cercano o no tan cercano [8]. Puesto que está organizado, existen procedimientos de participación explícitos y conocidos por todos los participantes, que deben firmar contratos de adhesión a las Reglas de Mercado aprobadas por la entidad que gestiona el mismo [6].

A continuación, se muestra el precio al que cotiza la electricidad para el año 2024 a día 21/05/2023 (seleccionado en color verde):

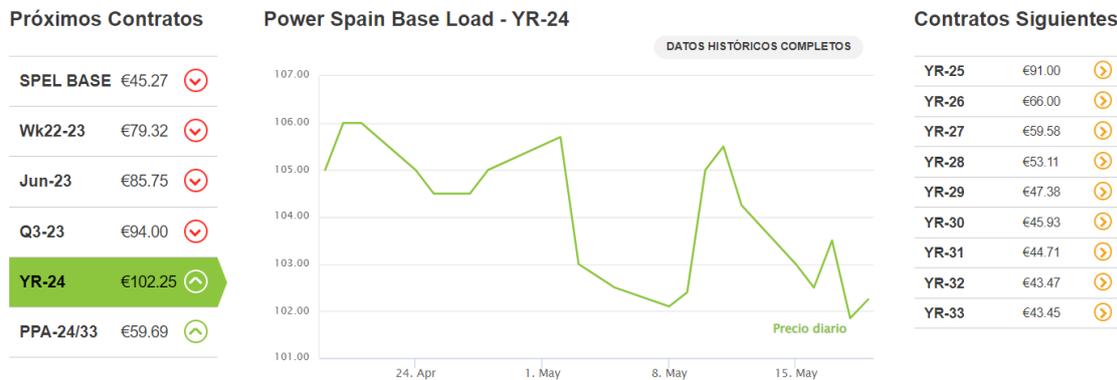


Ilustración 3: Mercado de futuros regulado por OMIP. Fuente: OMIP.

Se puede apreciar de la anterior ilustración una gráfica central que indica el precio de cotización del mercado diario futuro a día de hoy, y a los lados aparecen los elementos a los que se desean cotizar. Por ejemplo, en la ilustración en cuestión, en la parte de la columna izquierda esta seleccionado en verde “YR-24”, es decir, el año 2024, y en la parte central aparece una gráfica indicando a cuanto cotiza 2024 a día de hoy, suponiendo que se está mirando el día 21/05/2023, y además aparece el histórico de a cuanto a cotizado 2024 los días anteriores. Si queremos saber a cuanto cotiza el mes de junio de 2023, simplemente en la parte de la izquierda se seleccionaría “Jun-23”, o por si lo contrario se quisiera observar cómo están las cotizaciones del precio del diario para 2028, sería “YR-28” en la parte de la derecha el seleccionado y nueva grafica central se mostraría con las cotizaciones que a día de hoy se espera tener para 2028. Es lógico que a medida que nos vamos acercando a la fecha de vencimiento del contrato, en este caso, a medida que nos acercamos al año 2024, el precio vaya disminuyendo debido a la pérdida de valor acelerada [9].

Mercados organizados: mercados de OMIE.

Por otro lado, dentro también de mercados organizados, existen los mercados con transacciones físicas de electricidad. Estos mercados, como se ha mencionado anteriormente, son: el mercado diario, los mercados intradiarios de subastas y el mercado intradiario continuo.

El mercado, que por excelencia sirve de referencia al resto de los mercados españoles de electricidad, es el mercado diario, regulado por OMIE y en el que se realizan los mayores volúmenes de intercambio de electricidad.

El mercado diario, también llamado acoplamiento único diario (SDAC, por sus siglas en ingles) [7], se trata de una transacción en el que los productores ofertan la energía para

que los consumidores la compren durante las veinticuatro horas del día siguiente, es decir, el plazo máximo de oferta para la compra y venta de electricidad es a las 12:00 CET del día anterior, durante todos los días del año, programando para cada una de las veinticuatro horas del día después. Por ejemplo, hoy día 21/05/2023 antes de las 12:00 horas del mediodía se oferta toda la energía de venta y toda la energía de compra que se estima que se va a generar o consumir el día siguiente, es decir, el 22/05/2023 desde las 00:00 horas hasta las 23:59 horas, y así para todos los días del año.

Este mercado, que lleva acoplado a Europa desde 2014, sigue el modelo acordado entre todos los países miembros y aprobado por todos los mercados europeos para la fijación de precios de la electricidad [7].

A continuación, se explica el proceso de fijación de precio en el mercado de referencia según la normativa europea.

A través del algoritmo Euphemia, aplicado por todos los países de la Unión Europea, todos los productores ofertan toda su energía que no esté acordada en los contratos bilaterales a OMIE. Este algoritmo las recibe y ordena las ofertas con precio ascendente, creando de esta manera la llamada *curva de oferta*, de la que se muestra la ilustración más adelante. En esta curva, las tecnologías de generación de energía ofertan su precio de venta en función del coste de oportunidad, y no en función de sus costes de producción [6].

Cabe destacar que el coste de oportunidad no es el precio en el que fue adquirido el combustible ni los costes variables de la energía, sino coste al que les supone generar esa electricidad, es decir, como se define en economía, es el coste de producción más el coste de renunciar a unos ingresos por el hecho de producir [10].

Es importante tener en cuenta que los costes fijos de producir de las centrales son recuperados de otras maneras, por ejemplo, incentivos o pagos por capacidad, es decir, ayudas por parte de la demanda por el hecho de participar en el mercado. Los costes variables en una central térmica, por ejemplo, sería el precio del combustible y el precio de oportunidad en la central térmica sería el precio al que el generador está dispuesto a vender su energía, es decir, al de revender el combustible si el generador no quisiera producir [11].

Para la mejor comprensión, se explica a continuación el coste según la tecnología de generar esa electricidad ya que son muy diferentes:

- **Coste de oportunidad muy bajo:** a este grupo pertenecen aquellas tecnologías que deben verter a red la generación eléctrica con poca o sin ninguna posibilidad alguna de poder elegir cuando producir electricidad o sin poder revender el combustible.

Se trata, por tanto, de las centrales fotovoltaicas, pues deben aprovechar las horas de sol cuando sea de día y no esté nublado, por ejemplo, o centrales de parques eólicos que deben aprovechar el viento sin posibilidad de elegir cuando producir. Se trata también de centrales con tecnologías de hidráulica fluyentes, pues son aquellas que no les queda más remedio que turbinar el agua de la lluvia cuando sea temporada de precipitaciones y quedándole la única opción de producir cuando estas condiciones les sean favorables.

Además, las centrales nucleares también se encuentran en este grupo pues estas no tienen posibilidad de realizar paradas en muy cortos periodos de tiempo y no pueden elegir cuando ofertar con estrategias.

En resumen, se trata de tecnologías que no tienen posibilidad de modificar la generación ya sea por la disponibilidad de las materias primas o porque la tecnología no permite realizar cambios en cortos periodos de tiempo.

- **Coste de oportunidad medio:** son aquellas tecnologías que resultan más competitivas en el mercado. Ejemplos de este grupo son las centrales de ciclo combinado y carbón. Estas tecnologías sí que tienen la posibilidad de parar o no y aprovechar la materia prima otro día en la que la cotización del gas o del carbón sea menor. Ofertaran a mayor precio cuando sea necesario satisfacer la demanda y no sea cubierto por la parte renovable, entonces en función de sus intereses y del precio de la materia prima, realizan su oferta.
- **Coste de oportunidad alto:** son las que optan por producir energía siendo la mejor alternativa a la que se renuncia al tomar una decisión. En este grupo están las tecnologías de centrales de punta (fuelóleo) y las centrales hidráulicas de bombeo pues gracias al embalse pueden decidir cuándo turbinar el agua según el precio del mercado diario o incluso bombear cuando este más barato y volverla a almacenar [10].

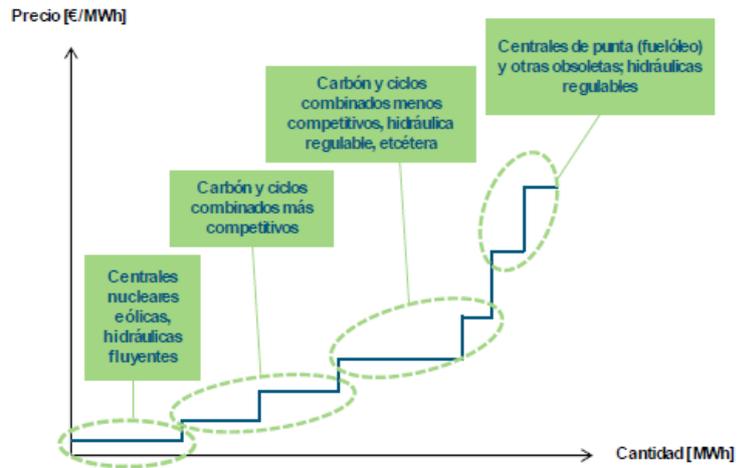


Ilustración 4: Curva de oferta de generación. Fuente: *Energía y Sociedad*.

En la anterior ilustración se adjunta un esquema del orden en el que aparece el precio de la oferta de las centrales de generación. Las tecnologías más baratas serán las que no puedan elegir cuando producir, como se ha mencionado anteriormente, y a partir de ahí irá aumentando el precio de la oferta hasta satisfacer a la demanda.

Además, cada una de las ofertas de producción de electricidad pueden ser simples o incorporar condiciones complejas [7]. En el caso de que sean simples, la oferta lleva a cabo una expresión de un volumen de energía y un precio. En cambio, en el caso de que sean complejas, pueden incorporar las siguientes condiciones:

- **Gradiente de carga:** limita la energía máxima a la que está dispuesto el productor a casar en función de la hora anterior y la próxima. Esto se realiza cuando la tecnología necesita un periodo de arranque.
- **Ingresos mínimos:** permite ofertar con precio en todos los periodos del día siguiente, pero respetando que no case el día completo en el caso de que el precio en algún periodo no supere un precio limite al que le sale rentable al generador producir.
- **Condición de parada programada:** permite que, si la oferta no casa debido a la condición de ingresos mínimos, ésta realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas [7]. Esta oferta se suele hacer cuando interesa hacer algunos mantenimientos sin declarar ninguna condición de indisponibilidad de la central.

En cuanto a la demanda, *la curva de consumo* de energía se ordena de manera decreciente clasificándose en función de su demanda y del fin para el que utilizan la energía. Se agrupan, por lo tanto, en grandes consumidores industriales, consumidores de tamaño medio como el sector servicios, y pequeño consumidor como es el caso de los domésticos [6].

La demanda depende principalmente de tres factores fundamentales:

- **Del tipo de día:** si es laborable, o fin de semana.
- **De las condiciones climatológicas:** estacionalidad, temperatura, nubosidad, inercia térmica.
- **Actividad económica:** crecimiento económico, por ejemplo.

En el caso de la curva de consumo, se agrupan también en bloques resumiéndolos en dos grupos:

- **Ofertas de compra a precio máximo:** son aquellas comercializadoras que necesitan asegurarse la entrada en el mercado ya que tienen que suministrar la electricidad a sus clientes. Que se oferte al mayor precio no se refiere que ese precio sea el que van a pagar la electricidad, sino que no le queda más remedio que entrar en la casación con el precio al que salga en el mercado sin posibilidad de poder ofertar un precio competitivo.
- **Oferta de compra a menor precio:** son aquellas centrales de bombeo que solo les interesa entrar en el mercado cuando el precio del mercado diario les resulte rentable. También pueden aparecer en este grupo algunos consumidores industriales [6].

Seguidamente se muestra en la gráfica la curva de la demanda o también llamada de consumo, indicando como se comporta:

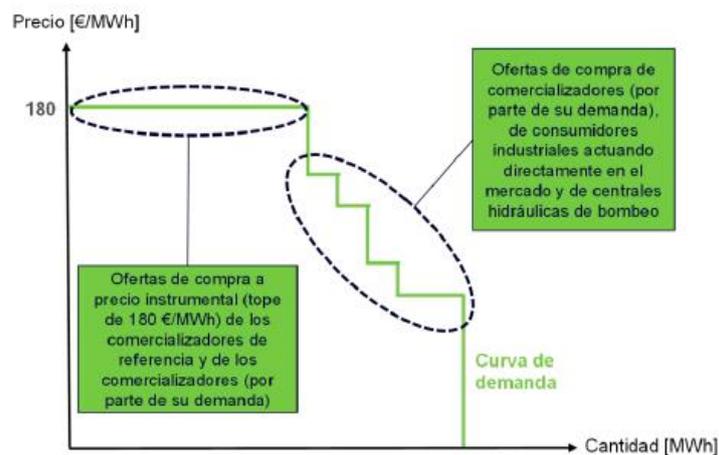


Ilustración 5: Oferta de compra de la demanda en el mercado diario. Fuente: Energía y Sociedad.

Una vez que OMIE tiene organizada las curvas de oferta y demanda, éste las une y en el punto donde corten ambas curvas se obtiene *la casación del precio del mercado diario*. Este punto de encuentro, o punto de casación [12] será el precio del mercado diario a una hora h del día D .

Esta casación, está sometido a precio marginalista, es decir, el precio de casación lo determina la última tecnología que ha sido necesaria que entre en el mercado para cubrir toda la demanda [6].

Es importante destacar que este tipo de subasta hace que las tecnologías sean lo mas eficientes posibles para entrar en la casación y consecuentemente menos contaminante para el planeta. Esto quiere decir que si disminuyen la central los costes fijos y su tecnología es mas eficaz, puede ofertar a precios menores asegurándose la casación, ya que si ofertan un precio por encima de la casación del mercado no podrán generar.

El precio del mercado diario varía constantemente. Así pues, en los días en la que la demanda es muy baja y las temperaturas empiezan a ser favorables, por ejemplo, en el mes de marzo que aún no se encienden los sistemas de aire acondicionado, pero la radiación solar comienza a ser considerable, aparecen horas en el que el precio del mercado diario o también llamado pool eléctrico es a 0 €/MWh.

De la misma manera, aquellas épocas en la que la demanda es muy alta y además es temporada de precio alto de combustibles, por ejemplo, en invierno, temporada en el que se encienden los sistemas de calefacción y además el precio del gas está más elevado debido a que su precio tiene el efecto de la estacionalidad, entre otros muchos factores, es donde el precio del pool aparece más elevado.

Por lo tanto, para cada hora del día siguiente, se obtiene un precio como resultado de casación de la oferta de venta y la oferta de compra:

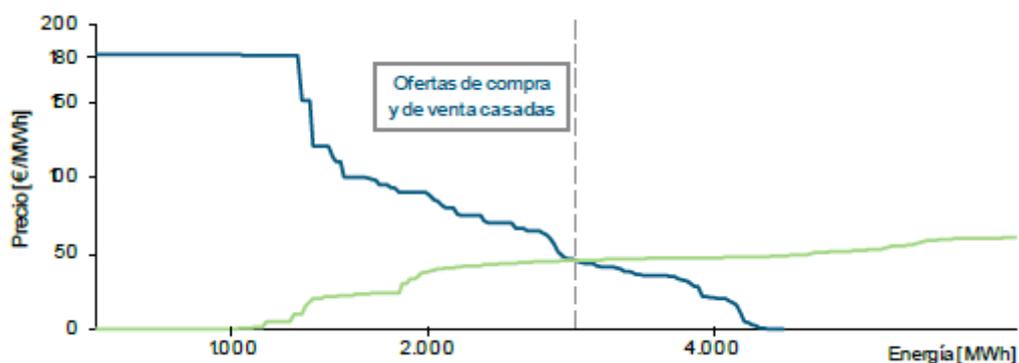


Ilustración 6: casación entre la oferta y la demanda del precio del mercado diario. Fuente: Energía y Sociedad.

Se puede ver en la anterior imagen, como la curva de generación en color verde, aumenta de precio y la curva de la demanda descienden hasta el punto donde casan, en una hora h para un día D cualquiera.

Debido a que el proceso de casación del mercado está acoplado a Europa, el mercado diario español comparte umbrales de precios de las ofertas siendo el límite de precio máximo de oferta +4000 €/MWh y límite precio mínimo de oferta -500 €/MWh [7].

El hecho de que se pueda ofertar en la venta precios negativos tiene sentido en aquellos días en el que el precio del pool sale a 0 €/MWh y una central de generación poco competitiva desee entrar en la casación. Al ser un precio menor el de la oferta que el precio marginalista, esta oferta entraría en el mercado con el precio de casación (0 €/MWh). Este precio de mercado diario, que, entre otros cobros, es el que obtienen las plantas de generación, supondría un derecho de cobro negativo, pero que, junto con los incentivos, y otros mercados en el que participan los productores, no supondría una liquidación final negativa.

Para el caso de los mercados intradiarios, dentro del mercado organizado gestionado también por OMIE, la casación de ofertas se realiza de la misma manera que el mercado diario para las seis sesiones que lo componen. Se trata entonces de seis sesiones en el que intervienen 7 intradiarios (mercado intradiario 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7, o también 2a) en el que su objetivo es realizar modificaciones de compra y venta de energía respecto a la casación del mercado diario entre el día de antes y el mismo día de entrega de energía, según las modificaciones de la previsión de producción y demanda.

Cada mercado intradiario tiene una hora de apertura y cierre de mercado donde se deben presentar las ofertas de compra y venta, y un horario de programación para las horas de previsión de las ofertas. Se resume fácilmente en la siguiente ilustración:

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Ilustración 7: Horario de sesión y casación de los mercados intradiarios. Fuente: OMIE.

El último mercado organizado gestionado por OMIE que falta por describir es el mercado intradiario continuo, o también llamado acoplamiento único intradiario (SIDC, por sus siglas en inglés) [7], que al igual que en los mercados intradiarios, trata de ajustar los programas de oferta de compra y venta de energía cuando las sesiones de los mercados intradiarios no se encuentren abiertas.

“El propósito de este mercado es facilitar el comercio de energía entre las distintas zonas de Europa de manera continua y aumentar la eficiencia global de las transacciones en los mercados intradiarios en toda Europa” según OMIE [7], esto es, aparte de la ventaja de poder realizar transacciones cuando los mercados intradiarios se encuentren cerrados,

también tiene el provecho de que las transacciones se realizan en toda Europa, por lo que se pueden encontrar alguna que otra oportunidad de ofertas. También programa para el D+1 y D como en los mercados intradiarios.

2.4.2. Mercados de servicios de ajuste.

Debido a que la electricidad no es posible almacenarla en grandes cantidades, como se ha comentado anteriormente, es necesario la operación de mercados que aseguren que la generación de electricidad sea consumida por la demanda, es decir, igualar producción y consumo en tiempo real [13].

El encargado de operar y gestionar los mercados de servicios de ajuste es el Operador del Sistema (OS) que en el sistema eléctrico península es Red Eléctrica de España (REE).

El OS elabora previsiones de la demanda, a corto, medio y largo plazo, previsiones de producción eólica y solar, y además dispone de información de las indisponibilidades de las centrales de generación para el día el que se programa la oferta. Una vez que se produce la casación del mercado diario, el operador del mercado (OM), en la península ibérica, OMIE, pasa la información al operador del sistema (OS), en el que cruzando los datos realizan cálculos de carga de redes, entre otros, para validar que la casación en el mercado económico (OMIE) es posible en el mercado físico.

Los servicios de ajuste del sistema se dividen en: *servicios de restricciones técnicas, mercado de servicios complementarios y mercado de energías de balance* [13].

Todos los mercados gestionados por el OS son asignados en periodos cuarto-horarios, es decir, en periodos de 15 minutos, desde el 24 de mayo de 2022 [14]. La explicación de que los mercados operados por el OS sean cuarto horarios son varios, destacando que en periodos más pequeños es posible controlar mejor las anomalías del sistema, ya que por ejemplo si surge una indisponibilidad no programada de una unidad de generación de mucha potencia, es necesario que el OS vuelva a equilibrar las cargas en la red, por lo que en cuestión de periodos cuarto-horarios podría regularse con servicios de ajuste la producción de otra central de generación ubicada en la zona, asegurando la seguridad de suministro.

Además, se pretende acoplar nuestro sistema eléctrico en 2024 a los mercados europeos que operan en cuarto horario, es por ello el cambio de periodos de asignación de horarios a cuarto horarios [14].

En cuanto a los mercados de abastecimiento, todos operan en periodos horarios, puesto que estos mercados son meramente económicos. Aunque también OMIE tiene previsto para el segundo semestre 2024 y como fecha máxima el 1 de Enero de 2025, cambiar las

programaciones a periodos cuarto horarios ya que por ejemplo, el mercado continuo, opera con agentes europeos.

Servicios de ajuste: Restricciones técnicas

Las restricciones técnicas son el conjunto de mercados, gestionados por el OS, que tienen como objetivo limitar o modificar el programa casado en los mercados de OMIE a las unidades de generación de electricidad. Este mercado aparece cuando a criterio del OS, detecten cualquier incidencia que pueda afectar a la seguridad del suministro eléctrico [15].

Las restricciones técnicas se deben normalmente a sobrecargas de líneas y problemas de tensión en los nudos de las redes de transporte. Concretamente, según el Procedimiento de Operación 3.2 de Restricciones Técnicas ([15]), el mercado de restricciones técnicas puede deberse a:

- Problemas debido a condiciones de seguridad en redes de transporte y/o distribución.
- Que no exista la suficiente reserva de potencia ofertada por las plantas de generación.
- Que no exista suficiente reserva de capacidad para el control de tensión que realiza REE o que la que exista sea insuficiente.

En el caso de que se produjera el incumplimiento de algunas de las condiciones mencionadas anteriormente, se daría el caso de una restricción técnica.

La solución de restricciones técnicas son aquellas medidas que modifican los programas casados en OMIE por la parte de generación ya que los mercados de abastecimiento están guiados exclusivamente por criterios económicos sin tener en cuenta criterios físicos de ningún tipo [16].

Por lo tanto, para hacer viable los resultados de casación de OMIE se establecen diferentes tipos de solución de restricciones técnicas:

- **Proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF):**
 - ❖ **Fase 1:** Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad. Son aquellas soluciones en el que en el programa casado en OMIE, el PDBF, no pueden ser viables, estableciendo las limitaciones a las plantas de generación [15]. El programa modificado puede ser tanto de subir como de bajar, cuando previamente no haya sido posible realizar cambios topológicos en la

electrónica de potencia (cambio de tomas de los transformadores, conmutación de reactancias y condensadores, modificaciones en el ajuste de los equipos de control de tensión...).

- ❖ **Fase 2:** Reequilibrio de generación-demanda. Una vez que se modificó el programa PDBF, se vuelven a actualizar las previsiones de demanda, de indisponibilidades, de producción eólica y solar, y evaluar la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales. En el caso en el que el OS identifique posibles problemas de seguridad, respetando la solución de restricciones en fase 1, podrá hacer nuevas modificaciones en el programa. A diferencia de la fase 1, las centrales de generación (unidades de venta) y las de bombeo (unidades de consumo) [15], podrán presentar volúmenes de energía y precio al que están dispuestos a entrar en el mercado de fase 2 para equilibrar la energía de generación y demanda. En el caso de que sea necesario, el OS asignará las modificaciones ofertadas, intentando que tenga el menor impacto económico posible y respetando las limitaciones en todo caso en fase 1. El precio resultante no es el precio ofertado, al igual que en la casación del mercado diario, el precio será el mínimo valorando el volumen de energía asignada y el precio marginal resultante del mercado diario [15].
- **Proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real:** el OS analiza el estado de las redes en todo momento, y aunque tiene la posibilidad de abarcar toda la programación del día, este mercado realiza las modificaciones en aquellos periodos en los que no se pueda utilizar los mercados intradiarios.

Servicios de ajuste: Mercados de servicios complementarios.

Los mercados de servicios complementarios denominado comúnmente en el sector de mercados eléctricos, o como el procedimiento de operación indica, servicios de balance o mercados de establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia [17], están formados por la regulación primaria, secundaria y terciaria.

Regulación Primaria:

La reserva de regulación primaria aparece cuando existen desequilibrios entre la demanda y la generación y es necesario en muy poco tiempo estabilizar la frecuencia del sistema. También llamadas, según la normativa europea Entso-e, reservas para la contención de la frecuencia (FCR, por sus siglas en inglés) [18].

Según la normativa [19], para desvíos menores a 100 mHz, la activación de la reserva deberá activarse al menos la mitad de la orden en 15 segundos de respuesta, completándose antes de los transcurridos 30 segundos. En el caso que los desvíos sean mayores que a 100 mHz, la regulación primaria deberá ser mínimo lineal.

Este servicio, sin carácter de remuneración adicional, es obligatorio para las centrales de generación que, mediante un regulador de velocidad, modifican la producción de la potencia que vierten a red.

Regulación Secundaria:

El servicio de regulación secundaria, conocido en la nomenclatura ENTSO-E como *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR, por su siglas en inglés) [18], se trata de un servicio gestionado por el OS, de carácter potestativo, que tiene la finalidad de equilibrar la generación- demanda en tiempo real.

Este servicio es automático e identifica los posibles desvíos entre la generación y demanda en los intercambios internacionales en tiempo real con las desviaciones de frecuencia en el sistema (50 Hz). El periodo de actuación es cuarto horario, es decir, no deberá demorarse la actuación más allá de los 30 segundos y tiene la capacidad de mantenerse hasta los 15 minutos que dura el periodo cuarto horario dentro de una hora [20].

La regulación secundaria está habilitada solo para unidades de generación con potencia de más de 10 MW y se liquida por zonas de regulación. Es decir, las asignaciones de energía de secundaria se realizan a una o más unidades en conjunto, y no por unidades habilitadas individuales.

Estas zonas de regulación se dedican en conjunto a dar respuestas al regulador maestro del OS (RCP, Regulación Compartida Peninsular) quien manda la señal de actuación de regulación de secundaria.

El RCP, se divide en centros de controles para mayor seguridad, el Centro de Control de Red (CECORE) y el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) quien gobierna la parte térmica y el Centro de Control de Régimen Especial (CECRE) para la parte renovable [21].



Ilustración 8: Centro de control eléctrico de REE. Fuente: REE.

La zona de regulación a la que es enviada la señal de secundaria por el OS, debe ser capaz de dar respuesta a las ordenes con un software de Control Automático de Generación (AGC).

La normativa actual indica que los requisitos técnicos para constituir una zona de regulación son: el cumplimiento de las condiciones técnicas impuesta por el procedimiento de operación 7.2 ([20]), que las unidades de generación estén habilitadas y que el tamaño de la zona sea mínimo de 10 MW por unidad. Puesto que el PO 7.2 no añade nada más, un mismo sujeto puede constituir varias zonas de regulación dividiéndolas según su ubicación o tipo de tecnología, por ejemplo.

En cuanto al mercado, cada día el OS realiza sus previsiones de reserva de regulación de secundaria, es decir, calcula el valor máximo de variación de potencia que las zonas pueden realizar, tanto de subida como de bajada para el día siguiente y convoca el mercado después del mercado diario y de restricciones en fase 1 [6].

A continuación, las unidades de generación de manera voluntaria ofertan la potencia disponible que pueden subir y bajar y precio dispuesto a pagar, y el OS asigna una banda de secundaria al mínimo coste, siendo este el coste marginal de la casación.

Cabe destacar, según el procedimiento de operación 7.2 ([20]), que cada zona debe respetar las condiciones de reserva impuestas por el OS, ya que de otro modo estas serán retiradas de la casación. El OS ordena las ofertas de menor coste hasta el mayor precio y el proceso termina cuando el sumatorio de las bandas de energía ofertadas se encuentran dentro del intervalo de $\pm 10\%$ de la reserva requerida. La última oferta en ser asignada será la que para ese periodo cuarto horario marque el precio marginal de la casación [22].

Una vez asignada la banda, el día siguiente, la planta de generación debe responder a las indicaciones de subida y bajada de potencia, teniendo en cuenta cuando se ofertó el día anterior que la producción de electricidad de la planta parte de un punto de funcionamiento, y desde ahí, debe ser capaz de subir y bajar automáticamente, según los requerimientos del OS durante un periodo, como se ha mencionado anteriormente, de 15 minutos.

Las centrales de generación recibirán un derecho de cobro o una obligación de pago en función de la energía que hayan dado durante la regulación del mercado de secundaria.

Regulación Terciaria:

El servicio de regulación terciaria, conocido en la nomenclatura ENTSO-E como *Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR, por sus siglas en inglés) [18], se trata de un servicio gestionado por el OS, de carácter potestativo pero que una vez habilitado es obligatorio la oferta diaria y que tiene la finalidad de equilibrar la generación- demanda en tiempo real restituyendo la reserva de regulación secundaria usada.

La activación del servicio de ajuste de la regulación terciaria debe ser en un tiempo igual o inferior a 15 minutos, teniendo la posibilidad de mantenerse durante 15 minutos (periodo cuarto horario) o incluso hasta 30 minutos según el tipo de terciaria [23]. Es decir, el OS avisa al sujeto de liquidación mínimo 15 minutos antes, y manualmente, la potencia debe darse entre unos 15 y 30 minutos, según las órdenes del OS.

Igual que en el servicio de regulación de secundaria, el servicio de regulación terciaria solo está permitido para las plantas de generación de energía eléctrica superior a una potencia de 10 MW (y plantas de generación de bombeo), ya que para estar habilitado en terciaria debes estar habilitado previamente en secundaria, según el PO 7.3 [23].

A diferencia con la regulación secundaria, la regulación terciaria no se liquida por zonas, sino individualmente por unidad de producción a la que se le asigna la potencia de subir o bajar.

En cuanto al mercado, REE realiza sus previsiones de regulación terciaria y define una reserva de potencia a subir y a bajar, a nivel del sistema eléctrico peninsular español. Los sujetos de liquidación presentan su oferta para el día siguiente programando todas las horas, presentando cada una unidad la potencia máxima a subir y mínima a bajar, y con el precio de energía a la que están dispuestos entrar en el mercado.

Al igual que en secundaria, REE ordena las ofertas en orden ascendente de precio. La última oferta en ser asignada para que cumpla los requisitos de la reserva de terciaria será la que marque el precio marginal [23].

Existen tres tipos de asignación de terciaria. La primera, la asignación directa, cuya notificación de regulación se puede dar en cualquier momento. La duración de la orden puede llegar a ser incluso hasta de 30 minutos, según evalúe los motivos de seguridad el OS. La asignación programada, el segundo tipo de terciaria, es aquella en la que la asignación ha sido notificada antes del periodo cuarto horario en el que se indica la actuación, es decir, con una antelación de 15 minutos. Y, por último, el mecanismo excepcional de resolución (orden MER), aquella que es activada por motivos de emergencia, cuando no sea posible ninguna de las dos asignaciones de terciaria anteriores. En este último caso, el OS deberá dar explicaciones a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) los motivos por los que ha sido activado [23].

Cabe mencionar que al conjunto de las energías secundaria (aFRR) y energías terciaria (mFRR), la normativa europea lo denomina FRR, terminología muy usada para el cálculo de precio de los desvíos.

Servicios de ajuste: Mercado de Energía de Balance de tipo Replacement Reserve.

El mercado de energía de balance, producto Replacement Reserve (RR, por su siglas en inglés) [18], se trata de un mercado europeo en el que a partir de una plataforma europea, los sujetos ofertan reservas de energía para resolver los desvíos entre la demanda y la generación casi en tiempo real, ya que su periodo de programación es 30 minutos antes de la actuación.

Esta reserva RR mantienen la cantidad de energía adecuada de las reservas de recuperación de frecuencia (regulación secundaria y terciaria) [13], y, según la normativa actual de las condiciones relativas al balance [24], está permitido la oferta por parte de unidades con mínimo 1 MW de potencia en caso de generación (independientemente de su tecnología), de instalaciones de demanda o de instalaciones de almacenamiento.

La duración de la actuación del producto RR es cuarto horario, siendo el mínimo un periodo cuarto horario (15 minutos) y máximo un periodo completo (60 minutos). Aunque la duración es cuarto horario, puesto que se trata de energías de intercambio transfronterizo, la liquidación es horaria, para un mejor acoplamiento a los mercados europeos [18].

El mercado de energías de balance del producto estándar RR funciona de la siguiente manera: las instalaciones de generación, de demanda o de almacenamiento envían las ofertas de energía de balance RR a cada operador de su país, en el caso de la península ibérica es el OS, concretamente REE, como se mencionó en los apartados anteriores. A continuación, el OS envía a la plataforma europea las ofertas válidas de producto RR y la plataforma europea le devuelve la información al OS con las ofertas activadas y los

precios resultantes. Posteriormente, el OS comunica a los proveedores del producto los datos de las ofertas de energía [25].

Al igual que con el resto de los mercados del OS, el precio resultante en cada periodo cuarto horario será el precio marginal [25]. A la hora de realizar la liquidación, como se hará de forma horaria, se calculará el promedio de los cuatro periodos cuarto-horarios dentro de un periodo horario de programación.

2.5. Secuencia de los Mercados Eléctricos.

Previamente de resumir la secuencia de los mercados de abastecimiento y de servicio de ajuste, se aclaran el tipo de programas que se obtiene en las diferentes casaciones [26]:

- **Programa Diario Base de Casación (PDBC)**, es el resultado puramente económico de la casación del mercado diario.
- **Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)**, en el cual aparecen el programa de energía del mercado diario desglosado por periodos de programación de todas las unidades ofertantes.
- **Programa Diario Viable Provisional (PDVP)**, es el programa de casación horaria PDBF incorporando las restricciones técnicas del OS.
- **Programa Intradivario Base de Casación Incremental (PIBCI)**. Es un programa diferente para cada sesión de los mercados intradiarios que incorporan el programa, con desglose horario, de la casación del mercado intradiario que corresponda. Solo contiene incrementos (+) y decrementos (-) de la posición respecto al programa.
- **Programa Intradivario Base de Casación Acumulado (PIBCA)** es el programa con desglose horario, pero contiene el programa final en ese mercado intradiario.
- **Elaboración de los Programas Finales (PHF/PHFC)**. Al igual que el PIBCI y que el PIBCA, se tiene un PHF para cada sesión de mercado intradiario. Así, el PHF1 corresponde el programa final para la sesión del mercado intradiario 1, el PHF2 para la sesión 2, y así. Contiene el PIBCA al terminar cada intradiario
- **Elaboración de los Programas Operativos (P48)** y su cierre son aquellos que incorporan los mercados de ajuste del OS.

A continuación, se resume la secuencia de los principales mercados de electricidad en la península ibérica.

El día anterior al despacho de energía, ante de las 10:15 horas, el OS debe haber recibido toda la energía por parte de los contratos bilaterales internacionales o internos.

A las 10:30 horas, el OS publica en su página web las previsiones generación eólica y solar, y las previsiones de demanda. Además, publica información de las indisponibilidades declaradas por parte de las centrales de generación, la situación de las redes de transporte y la previsión de capacidad de intercambio de redes [26]. Además, a las 10:30 horas, el OS publica la nominación de las ofertas recibidas de los contratos bilaterales.

Antes de las 12:00 horas del día anterior, todos los agentes deben haber presentado sus ofertas para el mercado diario de la energía no comprometida en los contratos bilaterales. Tras la casación del mercado diario a las 12:45 horas y antes de las 13:00 horas, existe la posibilidad de volver a enviar ofertas de contratos bilaterales. También en este periodo, se debe ofertar las restricciones técnicas en fase 2 y comunicar, en caso de tecnología hidráulica, las potencias máximas y mínimas que pueden ofrecer en un periodo de 4 o 12 horas, por motivos de seguridad.

Con esta información, pasadas las 13:00 horas (normalmente sobre las 13:10 horas), el OM elabora el PDBF, pero no será hasta las 14:40 horas cuando se identifique las restricciones técnicas en fase 1 y el OM publique el PDVD.

A continuación, aparecen la sucesión de mercados intradiarios con sesiones que abren desde 14:00 horas la primera, desde el día anterior hasta el día D del despacho, originando el PHF de cada una de las sesiones.

Además, cada mañana antes de las 14:45 horas del día anterior, el OS publicará los requerimientos de la banda de secundaria a cumplir por los sujetos y estos deberán ofertar con volumen y precio antes de las 16:00 horas [26]. Media hora más tarde, a las 16:30 horas, el OS publica las asignaciones por zonas de regulación a cumplir para el día siguiente.

En cuanto a la reserva de terciaria, el OS publicará el día antes previo a las 21:00 horas, los requerimientos de la reserva de la terciaria para los sujetos quienes deberán ofertar antes de las 23:00 horas del día anterior al despacho [26].

Puesto que el mercado de energía de balance se asigna hasta 30 minutos antes del despacho y, junto con las restricciones técnicas en tiempo real y los mercados intradiarios que se elaboran hasta el mismo día de entrega de energía, el programa final P48 CIERRE no se obtiene hasta una vez entregada la energía.

A continuación se muestra mediante la ilustración un esquema de lo anterior resumido:



Ilustración 9: Secuencia de mercados en el mercado eléctrico español.

2.6. Desvíos generación-demanda.

Cada día, según lo anteriormente mencionado, todos los agentes tanto por parte de la generación eléctrica como por parte de la demanda ofertan sus programas de compra y venta en el mercado eléctrico según sus previsiones. Sin embargo, aun con la modificación de los programas en los servicios de ajuste, es casi imposible que la energía programada coincida con la energía real consumida o generada. Esta diferencia de energía es lo que se le conoce como desvío de producción eléctrica respecto de la generación o desvíos de la demanda, respecto del consumo [27].

Por lo tanto, exactamente nos referimos a los desvíos de producción eléctrica como a la diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado:

Ecuación 1: Cálculo del desvío de producción eléctrica. Fuente: PO 14.4 [28].

$$DSV_{h,up} = MED_{h,up} - PHO_{h,up}$$

Donde:

$DSV_{h,up}$ = Desvío de la unidad de programación up en la hora h

$MED_{h,up}$ = Medida en barras de central de la unidad de programación up en la hora h

$PHO_{h,up}$ = Programa horario operativo (P48) de la unidad de programación up en la hora h. Este programa es la diferencia del PHF menos las restricciones en tiempo real aplicado por el OS.

Para entender el precio de desvío a subir o a bajar, objeto de este Trabajo, es necesario explicar previamente el concepto de balance de sistema.

La necesidad de balance de sistema se refiere a la activación de servicios de ajuste y mercados complementarios que el OS ha considerado necesario activar para ajustar los programas casados en OMIE con la previsión del OS [28].

La necesidad de balance de sistema, o también conocido como el desvío total del sistema [28], según su signo puede ser:

- **Desvío a subir** cuando el signo de la necesidad de balance es positivo
- **Desvío a bajar** cuando el signo de la necesidad de balance es negativo
- **Nulo**: cuando no ha habido necesidad neta del sistema

Si el desvío total ha salido a subir en una hora h, ello indica que en esa hora había menos energía generada por parte de la producción que la prevista, o también en esa hora había mayor demanda. Por lo tanto, el OS ha tenido que solicitar mayor generación a las unidades de producción o menor consumo a la demanda en esa hora h para garantizar la seguridad del sistema [6].

En caso contrario, si el desvío total del sistema ha salido negativo en una hora h, significa que en el sistema había mayor producción que demanda, por lo que el OS ha solicitado menor generación o mayor consumo en ese periodo de tiempo [6].

Al acabar el día de despacho de electricidad, entra en juego las liquidaciones de desvíos, en el que aparecen los precios de desvíos a subir y a bajar. Estos precios repercuten en función de las necesidades del sistema en un periodo de tiempo, por lo que, en función de esta necesidad, puede aparecer un derecho de cobro o una obligación de pago.

Lo mismo ocurre en el caso de los desvíos a bajar. En este caso el sistema pide menor generación o mayor demanda, por lo que cuando van a favor del sistema cobran la energía desviada a precio marginal [6].

Capítulo 3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE PRECIO DE LOS DESVÍOS.

Una vez conocida la estructura básica de los mercados eléctricos y el lugar en el que ocupa el mercado de desvíos en él, se procede a desarrollar el origen de los precios de este mercado.

Para el cálculo de los precios de los desvíos se ha seguido la estructura que aparece en el *Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, siendo Resolución de 17-03-2022, BOE 29/03/22 y Resolución de 23-02-2023, BOE 06/03/23 [28].

Se debe tener en cuenta que estos precios no son el resultado de las subastas marginales como consecuencia de las ofertas que programan los agentes, sino que son un cálculo que tiene en cuenta los mercados más relevantes que gestiona el Operador del Sistema como se explicará a continuación.

Puesto que el mercado de los desvíos aparece debido a la diferencia entre la programación de los agentes y la medida, previamente a explicar el desarrollo de los precios es necesario conocer el origen del desvío total del sistema.

3.1. Desvío total del sistema.

Como se mencionó en el capítulo anterior, el desvío total del sistema (DTS) es la energía necesaria que ha considerado el OS activar respecto a las previsiones con lo programado.

Por tanto, este desvío total representa la energía total que los agentes del sistema no programaron en su previsión, y que fue necesario considerarla. El signo de este desvío representa el sentido en el que no se programó la suficiente energía.

Según el PO 14.4, el desvío total del sistema se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 2: Desvío total del sistema. Fuente: PO 14.4.

$$\begin{aligned} DTS = & -[\Sigma u ((\Sigma q ERRSu + \Sigma q ERRBu) + (\Sigma q ERRSCFu + \Sigma q ERRBCFu) \\ & + (\Sigma q ETERDSu + \Sigma q ETERDBu) + (\Sigma q ETERPSu + \Sigma q ETERPBu) \\ & + (\Sigma q ETERMERSu + \Sigma q ETERMERBu)) \\ & + \Sigma z ((\Sigma q ESECSz + \Sigma q ESECBz)) \\ & + \Sigma i ((\Sigma q EIITBi + \Sigma q EEITBi) + (\Sigma q EIINi + \Sigma q EEINi))] \end{aligned}$$

Donde:

ERRSu = Energía activada a subir del producto RR a la unidad u (MWh).

ERRBu = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad u (MWh).

ERRSCFu = Energía activada a subir del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión (MWh).

ERRBCFu = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión (MWh).

ETERDSu = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u (MWh).

ETERDBu = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u (MWh).

ETERPBu = Energía terciaria programada asignada a bajar a la unidad u (MWh).

ETERPSu = Energía terciaria programada asignada a subir a la unidad u (MWh).

ETERMERSu = Energía terciaria asignada por MER a subir a la unidad u (MWh).

ETERMERBu = Energía terciaria asignada por MER a bajar a la unidad u (MWh).

ESECSz = Energía de regulación secundaria a subir por la zona de regulación z (MWh).

ESECBz = Energía de regulación secundaria a bajar por la zona de regulación z (MWh).

EIITBi = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR en la interconexión i (MWh).

EEITBi = Energía de exportación correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR en la interconexión i (MWh).

EIINi = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión (MWh).

EEINi = Energía de exportación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión i (MWh).

Para la obtención de todas las energías anteriormente mencionadas ha sido necesario una búsqueda exhausta, hasta por fin encontrar los ficheros de liquidaciones que publica Red Eléctrica de España en la web <https://www.esios.ree.es>.

Dependiendo de la fecha de publicación de cada fichero, estos se podrán encontrar en periodos cuarto-horarios (cada 15 minutos) para aquellas publicaciones más recientes o periodos horarios para las liquidaciones finales. El nombre suele ser mismo de ambos ficheros, exceptuando que en el nombre para los cuarto horarios suele incorporar las letras “qh”.

Los ficheros en periodo horario utilizados para calcular el desvío total del sistema se nombran a continuación:

Para las energías de reserva de sustitución de tipo activación en situación ordinaria y por activación por control de flujo, tanto a subir como a bajar, se ha extraído la información de los ficheros *enRRsub* y *enRRbaj*.

En cuanto a la energía terciaria, existe un fichero en el que se obtiene la energía conjunta de la terciaria directa, programara y MER, para facilitar los cálculos. Tanto a subir como a bajar, estos ficheros son: *entersub* y *enterbaj*.

Los archivos, a subir y a bajar, de la energía de regulación de secundaria utilizada son *ensecsub* y *ensecbaj*.

Para las energías de intercambio transfronterizo, en el sentido importación a subir y exportación a bajar, son *enitans* y *enitranb*.

Y finalmente, para las energías de compensación de desequilibrios IN, a subir y a bajar, se han utilizado los ficheros *enINsub* y *enINbaj*.

Las energías de intercambio transfronterizo son aquellas transacciones de energía que se han utilizado en las interconexiones, tanto de importación como de exportación. Pueden englobar tanto los mercados de OMIE (concretamente el mercado continuo) como los mercados de servicios de ajuste. También tiene que ver con la energía intercambiada en los contratos bilaterales [7].

Por otro lado, las energías de compensación de desequilibrios o *Imbalance Netting* (IN, por sus siglas en inglés) son las transacciones que se realizan en las interconexiones a través del modelo de compensación de desequilibrios con el objetivo de no activar dos reservas de sustitución a la vez en sentido opuesto. Es decir, se trata principalmente de la comunicación de los operadores del sistema en las interconexiones (TSO) para equilibrar las frecuencias en las líneas de sentido opuesto en dos países diferentes [29].

Seguidamente, se muestra un esquema de dos operadores de sistemas (TSO A, TSO B), y como en tiempo real si un operador pide a subir en un mercado de secundaria por ejemplo, se equilibra con otro que necesita bajar:

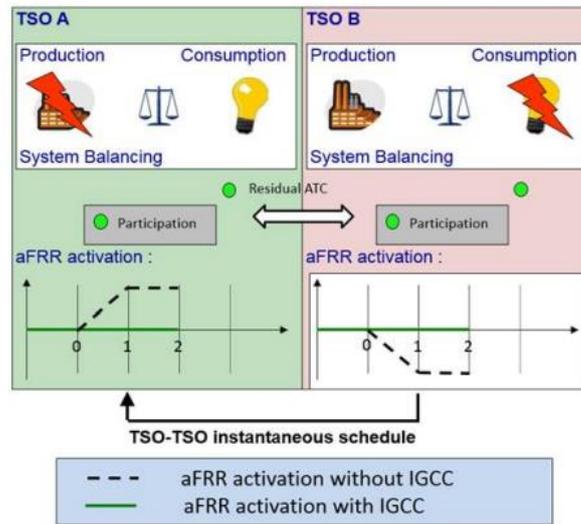


Ilustración 10: Proceso de compensación de Desequilibrios (IN). Fuente: Energy Community [30]

A continuación, a modo de ejemplo, se presenta una tabla con el cálculo del desvío total del sistema para el día 01/04/2022 en los 24 periodos del día:

Tabla 1: Calculo del Desvío Total del Sistema. Fuente propia

Fecha	hora	RR sub (MWh)	RR bajar (MWh)	Sec sub (MWh)	Sec bajar (MWh)	Terc sub (MWh)	Terc bajar (MWh)	IN sub (MWh)	IN bajar (MWh)	Transf sub (MWh)	Transf bajar (MWh)	DTS (MWh)
01/04/2022	1	28.0	28.0	4.551	261.248	678.5	63.8	96.507	6.93	0	0	-447.6
01/04/2022	2	100.0	0	11.136	257.689	0	123.2	38.733	16.875	500	0	-252.1
01/04/2022	3	120.0	0	188.149	101.956	0	72.8	67.847	7.488	230	0	-423.8
01/04/2022	4	77.0	77.0	580.454	5.252	0	0	37.565	13.538	0	0	-599.2
01/04/2022	5	60.0	80.0	538.881	3.143	181.7	0	79.984	21.106	20	0	-776.3
01/04/2022	6	60.0	81.0	519.052	2.452	0	819	44.976	27.545	0	379	685.0
01/04/2022	7	323.0	8.0	659.52	3.013	370.1	294.5	166.418	5.716	35	0	-1242.8
01/04/2022	8	350.0	0	134.338	31.441	955.8	0	11.904	6.408	0	0	-1414.2
01/04/2022	9	332.0	3.0	94.896	87.484	1056.6	0	0.742	103.243	0	0	-1290.5
01/04/2022	10	1285.0	0	1.594	968.203	760.3	90.5	27.416	20.83	0	91	-903.8
01/04/2022	11	1016.0	0	0.363	572.626	251.8	673.6	49.361	5.292	502	0	-568.0
01/04/2022	12	772.0	0	173.573	72.855	204	0	110.342	68.293	79	0	-1197.8
01/04/2022	13	1111.0	0	35.203	206.637	0	0	14.291	68.792	75	0	-960.1
01/04/2022	14	513.0	14.0	167.615	51.699	0	0	23.375	14.715	0	0	-623.6
01/04/2022	15	597.0	3.0	19.078	255.855	0	241.3	65.907	12.957	0	0	-168.9

01/04/2022	16	91.0	91.0	355.859	2.658	0	0	97.198	1.062	0	0	-449.3
01/04/2022	17	425.0	0.0	0	556.058	0	0	26.472	21.852	125	0	1.4
01/04/2022	18	353.0	7.0	5.774	815.577	0	275.9	56.604	6.112	254	0	435.2
01/04/2022	19	32.0	32.0	22.147	81.176	0	611.4	234.272	3.571	200	0	239.7
01/04/2022	20	0	824.0	915.262	14.807	386.8	201.3	321.216	3.053	0	682	101.9
01/04/2022	21	0	623.0	469.377	45.68	566.9	0	195.531	1.077	0	377	-185.1
01/04/2022	22	419.0	19.0	184.444	100.183	565	0	31.763	3.428	0	200	-877.6
01/04/2022	23	613.0	13.0	391.705	27.876	0	0	34.782	8.511	0	250	-740.1
01/04/2022	24	393.0	27.0	181.198	32.808	483.4	0	54.709	5.446	150	0	-1197.1

Así, el desvío para el día 01/04/2022 en la hora 1, el desvío total sería:

Ecuación 3: Cálculo del desvío total del sistema para el día 01/04/2022, periodo 1.

$$\begin{aligned}
 DTS &= -(+RRSub - RRBajar + SecSub - SecBajar + TercSub - TercBajar \\
 &\quad + INSub - INBajar + TransfSub - TransfBajar) \\
 &= -(+28 - 28 + 4.551 - 261.248 + 678.5 - 63.8 + 96.507 - 6.93 \\
 &\quad + 0 - 0) = -447.6 \text{ MWh}
 \end{aligned}$$

Debido a que el desvío total del sistema para el día 01/04/2022 en la hora 1 ha salido con signo negativo, indica que la necesidad del desvío de sistema ha sido de energía de balance a subir en esa hora.

Cabe destacar que el desvío total del sistema se calcula en periodos horarios, por lo que si la información disponible de las energías de su suma (concretamente el producto RR, la energía secundaria, la energía terciaria, los intercambios transfronterizos y la compensación de desequilibrios) se encuentran en periodos cuarto-horarios, estos deben pasarse a periodos horarios. Para ello, debe considerarse que las energías en un periodo horario son el resultado de la suma de los cuatro cuarto horarios que tiene el periodo en cuestión.

Como se mencionó en la introducción, los mercados gestionados por el OS se realizan en asignaciones cuarto-horarias desde mayo de 2022. Por lo que la publicación de la información más reciente se encuentra en periodos de 15 minutos. Más tarde, con los sucesivos cierres de liquidaciones y con la mejor medida obtenida de consumo y generación, los ficheros lo publican en periodos horarios.

3.2. Precio de los desvíos.

La metodología de cálculo de precio de los desvíos hasta el 01/04/2022 era un proceso de cálculo con la normativa vigente de 2006, la cual tenía como referencia el precio del mercado diario a favor. Esta metodología no tenía en cuenta el uso de los servicios de ajuste independientemente del sentido del sistema, por lo cual era una metodología que necesitaba ser actualizada [31].

Básicamente consistía en que, si el desvío total del sistema salía a subir, es decir con signo positivo, todas las unidades de producción que habían generado de más energía o consumidores que habían producido de menos que su programa, cobraban la energía desviada ya que estaban a favor del sistema, a precio del mercado diario. Aquellas centrales de generación que produjeron de menos en esa hora iban en contra de las necesidades del sistema, por lo que cobraban esa energía a un precio menor que la del mercado diario. En el caso de la demanda que hubiera consumido de más, pagaba la energía desviada [6]

Pero, el 1 de abril de 2022 se instaura un precio único además del existente precio dual, y una nueva metodología de cálculo de precio de desvíos dual. Esta metodología, denomina *Metodología para la armonización de las principales características de la liquidación del desvío* (ISH, por sus siglas en inglés) indica que el precio podrá ser dual o un precio único dependiendo de las energías de reservas de sustitución activadas [32]. De esta manera, el OS pretende incentivar a los agentes a que ayuden al sistema a regular los desvíos con los mercados que operan en tiempo real (mercado continuo o mercados intradiarios). Además, ISH añade el concepto de valoración activada que será explicada más adelante.

Otra peculiaridad del cálculo de precio de los desvíos es que actualmente la liquidación es horaria, como será explicada más detalladamente en el capítulo 5. Lo que ocurre con la publicación de la información de REE es que las energías activadas de balance pueden ser cuarto horarias, puesto que ya se encuentran en formato europeo, y por ello, los precios de sus mercados también pueden serlo. La publicación de energías y sus precios serán horarias cuando consten de liquidaciones de cierres, es decir, pasados al menos los 8 meses. Con menos anterioridad, lo más probable es que las energías y los precios de los mercados de balance se encuentren en periodos de 15 minutos, es decir, cuarto horarios.

Según el Procedimiento de Operación 14.4 [28], el precio de los desvíos será único, es decir, será el mismo precio de desvío a subir como el del desvío a bajar en los siguientes casos:

- Cuando la suma de cantidad de energía (MWh) de energías de secundaria y terciaria, es decir, FRR, sea cero tanto a subir como a bajar, o en ambos sentidos.

- Cuando la cantidad de energía FRR (MWh) se haya activado en los dos sentidos, pero la relación de FRR en ambos sentidos sea menor de un 2%.

El precio de los desvíos será dual, es decir, el precio de desvíos a subir será diferente al precio de desvíos a bajar cuando FRR se haya activado en ambos sentidos y la relación entre ellos supere el 2%.

3.2.1. Precio único de desvíos.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, estamos en el caso de un único precio de desvíos cuando no se han activado energías FRR a subir o a bajar o ambos, o cuando se han activado en ambos sentidos, pero la relación entre ellas no supera el 2%.

El cálculo del precio de desvío único será:

- a) Caso en el que exista solamente energías activadas en el periodo horario a *subir* de energías RR y FRR:

Ecuación 4: PDSV cuando RR y FRR a subir solamente. Fuente: PO 14.4.

$$PDSV = PBALSUB$$

Siendo PDSV = el precio de desvío único para ambos sentidos.

Según el procedimiento de operación 14.4 [28], el término PBALSUB se calcula como precio medio ponderado de las energías RR y FRR a subir, es decir:

Ecuación 5: Cálculo PBALSUB

$$PBALSUB = \frac{(E(RR)s * P(RR)) + (E(Sec)s * P(Sec)s) + (E(Terc)s * P(Terc)s)}{E(RR)s + E(Sec)s + E(Terc)s}$$

Siendo:

- E** la Energía (MWh)
- P** el precio (€/MWh)
- s** el sentido a subir

Cabe destacar el el precio de RR no tiene sentido, pues es un precio único en el mercado del producto RR, aunque si siente sentido de asignación su energía.

- b) Caso en el que exista solamente energías activadas en el periodo horario a *bajar* de energías RR y FRR:

Ecuación 6: PDSV cuando RR y FRR a bajar solamente. Fuente: PO 14.4.

$$PDSV = PBALBAJ$$

Según el procedimiento de operación 14.4 [28], el término PBALBAJ se calcula como precio medio ponderado de las energías RR y FRR a bajar, es decir:

Ecuación 7: Calculo de PBALBAJ

$$PBALBAJ = \frac{(E(RR)b * P(RR)) + (E(Sec)b * P(Sec)b) + (E(Terc)b * P(Terc)b)}{E(RR)b + E(Sec)b + E(Terc)b}$$

Siendo:

E la Energía (MWh)

P el precio (€/MWh)

b el sentido a bajar

- c) Caso de que se hayan activado energías RR y FRR en un solo sentido, pero estas sean contrarias o caso de que no sean contrarias, pero no superen el 2% de relación, en este caso será el signo del desvío total del sistema quien indique el precio del desvío:

- Si el desvío total del sistema es negativo, significa que fue necesario en esa hora aumentar la producción de electricidad, por lo que el desvío será calculado como la valoración a subir:

Ecuación 8: PDSV cuando RR y FRR en ambos sentidos, pero menos del 2%. Sentido DTS negativo. Fuente: PO 14.4.

$$PDSV = PBALSUB$$

- Si el desvío total del sistema es positivo, significa que fue necesario en esa hora disminuir la producción de electricidad, por lo que el desvío será calculado como la valoración a bajar:

Ecuación 9: PDSV cuando RR y FRR en ambos sentidos, pero menos del 2%. Sentido DTS positivo. Fuente: PO 14.4.

$$PDSV = PBALBAJ$$

- d) Si no se ha activado ninguna energía RR ni FRR en ningún sentido, estaríamos en el caso del valor de la activación evitada, la cual será explicada más adelante.

3.2.2. Precio dual de desvíos.

En el caso de que se hayan activado las energías RR y FRR y la relación sea de un 2% o más, se obtiene un precio de desvíos a subir y un precio de desvíos a bajar, calculados como:

- Precio de desvío a subir (PDSVs):

Ecuación 10: Precio de desvío a subir cuando es precio dual.

$$PDSVs = PBALBAJ$$

- Precio de desvío a bajar (PDSVb):

Ecuación 11: Precio de desvío a bajar cuando es precio dual.

$$PDSVb = PBALSUB$$

3.2.3. Valor de la activación evitada.

El valor de la activación evitada se calcula cuando no se ha activado ninguna energía RR ni FRR en ningún sentido.

Este precio corresponderá con el promedio de precio más barato entre los ofertados por los agentes españoles en el sentido de subir y el precio más caro entre los ofertados a bajar [28]. En este caso se obtendría un precio único como resultado de la media aritmética anterior.

La explicación a esta media aritmética a parte de la sencillez de cálculo es que las energías FRR aun no proyectan el impacto de desvío y además es el sistema de cálculo que se sigue en Europa [33].

3.3.4. Cálculo del precio de desvíos.

A continuación, se muestra el proceso de cálculo de precios para un día, el 01/04/2022, y durante los 24 periodos del día. Se ha elegido este día puesto que es el primero en estar

implantada la metodología ISH, por lo que es el mismo proceso de cálculo que como se calcula hoy en día.

Para empezar, se calcula las energías de producto RR neto, es decir, la suma del producto RR más las energías intercambiadas en las interconexiones, también denominada esta suma como RR saldo según el PO 14.4.

A su vez RR saldo se divide en RR saldo a subir para las energías RR saldo positivas y siendo RR bajar para las negativas de RR saldo, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2: Reproducción de las energías RR para el 01/04/2022.

Fecha	Hora	RR sub (MWh)	RR bajar (MWh)	Transf sub (MWh)	Transf bajar (MWh)	RR saldo (MWh)	RR saldo subir (MWh)	RR saldo bajar (MWh)
01/04/2022	1	28	28	0	0	0	0	0
01/04/2022	2	100	0	500	0	600	600	0
01/04/2022	3	120	0	230	0	350	350	0
01/04/2022	4	77	77	0	0	0	0	0
01/04/2022	5	60	80	20	0	0	0	0
01/04/2022	6	60	81	0	379	-400	0	-400
01/04/2022	7	323	8	35	0	350	350	0
01/04/2022	8	350	0	0	0	350	350	0
01/04/2022	9	332	3	0	0	329	329	0
01/04/2022	10	1285	0	0	91	1194	1194	0
01/04/2022	11	1016	0	502	0	1518	1518	0
01/04/2022	12	772	0	79	0	851	851	0
01/04/2022	13	1111	0	75	0	1186	1186	0
01/04/2022	14	513	14	0	0	499	499	0
01/04/2022	15	597	3	0	0	594	594	0
01/04/2022	16	91	91	0	0	0	0	0
01/04/2022	17	425	0	125	0	550	550	0
01/04/2022	18	353	7	254	0	600	600	0
01/04/2022	19	32	32	200	0	200	200	0
01/04/2022	20	0	824	0	682	-1506	0	-1506
01/04/2022	21	0	623	0	377	-1000	0	-1000
01/04/2022	22	419	19	0	200	200	200	0
01/04/2022	23	613	13	0	250	350	350	0
01/04/2022	24	393	27	150	0	516	516	0

Así, por ejemplo, para el periodo 2 del día 01/04/2022:

$$\begin{aligned}
 RR \text{ saldo} &= +RRsub - RRbaj + Transf \text{ sub} - Transf \text{ baj} \\
 &= +100 - 0 + 500 - 0 = 600 \text{ MWh}
 \end{aligned}$$

Estos 600 MWh activados en el sistema en el periodo 2 corresponden a la energía RR subir por ser positivos.

El siguiente paso en el cálculo del precio de los desvíos es el cálculo de las energías FRR, crucial en el precio de los desvíos pues de ellas depende que sea un único precio de desvíos a subir y a bajar, o un precio diferente, como se comentará más adelante.

Las energías FRR a subir se han calculado como la suma de la energía secundaria a subir más la energía terciaria a subir. Del mismo modo, las energías FRR a bajar se han calculado como las energías secundaria y terciaria a bajar.

Tabla 3: Reproducción de las energías FRR a subir y bajar para el 01/04/2022.

Fecha	hora	Secundaria subir (MWh)	Secundaria bajar (MWh)	Terciaria subir (MWh)	Terciaria bajar (MWh)	FRR subir	FRR bajar
01/04/2022	1	4.551	261.248	678.5	63.8	683.051	325.048
01/04/2022	2	11.136	257.689	0	123.2	11.136	380.889
01/04/2022	3	188.149	101.956	0	72.8	188.149	174.756
01/04/2022	4	580.454	5.252	0	0	580.454	5.252
01/04/2022	5	538.881	3.143	181.7	0	720.581	3.143
01/04/2022	6	519.052	2.452	0	819	519.052	821.452
01/04/2022	7	659.52	3.013	370.1	294.5	1029.62	297.513
01/04/2022	8	134.338	31.441	955.8	0	1090.138	31.441
01/04/2022	9	94.896	87.484	1056.6	0	1151.496	87.484
01/04/2022	10	1.594	968.203	760.3	90.5	761.894	1058.703
01/04/2022	11	0.363	572.626	251.8	673.6	252.163	1246.226
01/04/2022	12	173.573	72.855	204	0	377.573	72.855
01/04/2022	13	35.203	206.637	0	0	35.203	206.637
01/04/2022	14	167.615	51.699	0	0	167.615	51.699
01/04/2022	15	19.078	255.855	0	241.3	19.078	497.155
01/04/2022	16	355.859	2.658	0	0	355.859	2.658
01/04/2022	17	0	556.058	0	0	0	556.058
01/04/2022	18	5.774	815.577	0	275.9	5.774	1091.477
01/04/2022	19	22.147	81.176	0	611.4	22.147	692.576
01/04/2022	20	915.262	14.807	386.8	201.3	1302.062	216.107
01/04/2022	21	469.377	45.68	566.9	0	1036.277	45.68
01/04/2022	22	184.444	100.183	565	0	749.444	100.183
01/04/2022	23	391.705	27.876	0	0	391.705	27.876
01/04/2022	24	181.198	32.808	483.4	0	664.598	32.808

Una vez calculadas las energías RR y FRR, equivalente al cálculo que se realiza en el resto de los mercados eléctricos de Europa, se determina si el precio será único o dual en función de la relación entre ambos sentidos de FRR en sentido minoritario. En sentido

minoritario quiere decir que se dividen FRR menor (a subir o a bajar) entre el FRR mayor (a subir o a bajar). A continuación, se muestra la tabla con el día 01/04/2022, siguiendo el ejemplo:

Tabla 4: Determinación si el precio es único o dual en función de las energías FRR para el 01/04/2022.

Fecha	Hora	FRR subir (MWh)	FRR bajar (MWh)	FRR minoritario /FRR mayoritario	UNICO/DUAL
01/04/2022	1	683.051	325.048	48%	DUAL
01/04/2022	2	11.136	380.889	3%	DUAL
01/04/2022	3	188.149	174.756	93%	DUAL
01/04/2022	4	580.454	5.252	1%	UNICO
01/04/2022	5	720.581	3.143	0%	UNICO
01/04/2022	6	519.052	821.452	63%	DUAL
01/04/2022	7	1029.62	297.513	29%	DUAL
01/04/2022	8	1090.138	31.441	3%	DUAL
01/04/2022	9	1151.496	87.484	8%	DUAL
01/04/2022	10	761.894	1058.703	72%	DUAL
01/04/2022	11	252.163	1246.226	20%	DUAL
01/04/2022	12	377.573	72.855	19%	DUAL
01/04/2022	13	35.203	206.637	17%	DUAL
01/04/2022	14	167.615	51.699	31%	DUAL
01/04/2022	15	19.078	497.155	4%	DUAL
01/04/2022	16	355.859	2.658	1%	UNICO
01/04/2022	17	0	556.058	0%	UNICO
01/04/2022	18	5.774	1091.477	1%	UNICO
01/04/2022	19	22.147	692.576	3%	DUAL
01/04/2022	20	1302.062	216.107	17%	DUAL
01/04/2022	21	1036.277	45.68	4%	DUAL
01/04/2022	22	749.444	100.183	13%	DUAL
01/04/2022	23	391.705	27.876	7%	DUAL
01/04/2022	24	664.598	32.808	5%	DUAL

Así, por ejemplo, para el periodo 4 del día en cuestión:

$$FRR_{\text{minoritario}} / FRR_{\text{mayoritario}} = \frac{5.3 \text{ MWh}}{580.5 \text{ MWh}} = 0.905 < 2, \text{ por lo tanto, precio unico}$$

Una vez determinado si para un periodo el precio es único, es decir, el mismo precio a subir de desvío que a bajar, o si, por el contrario, el precio de desvío a subir es diferente al precio de desvío a bajar, se calcula con los precios de las energías RR y FRR, el precio PBALBAJ y PBALSUB definidos anteriormente.

Como se mencionó anteriormente, el precio de las energías puede que esté publicado en periodos de 15 minutos, puesto que así son asignadas las energías. Pero, es necesario que tanto los precios como las energías se encuentren en periodos horarios, puesto que los precios de desvíos y sus liquidaciones son horarias.

Siguiendo el PO14.4, el precio del producto RR horario es igual al promedio de los cuatro precios cuarto-horarios dentro de ese periodo horario. Del mismo modo se calculan los precios horarios de secundaria y terciaria.

Así, se obtienen para el día 01/04/2022, lo siguientes precios:

Tabla 5: precios horarios de las energías RR, secundaria y terciaria.

Fecha	hora	precio RR (€/MWh)	precio secundaria subir (€/MWh)	precio secundaria bajar (€/MWh)	precio terciaria subir (€/MWh)	precio terciaria bajar (€/MWh)
01/04/2022	1	195	297.18	193.4	297.18	194.85
01/04/2022	2	262.61	0	165	0	165.65
01/04/2022	3	230.1	235.5	165.7	0	171.01
01/04/2022	4	191.44	262.61	210	0	0
01/04/2022	5	179.76	263.4	183.01	235	0
01/04/2022	6	180.36	262.82	164.8	0	164.9
01/04/2022	7	225.28	300	192.61	290.51	192.82
01/04/2022	8	290.51	315.48	225	308.72	0
01/04/2022	9	289.72	306	226	302.91	0
01/04/2022	10	300.2	316.25	210.1	315.48	230.41
01/04/2022	11	290.51	298.51	145.3	297.9	154.8
01/04/2022	12	262.61	264.12	190.61	263.4	0
01/04/2022	13	264.12	264.12	192.4	0	0
01/04/2022	14	226.2	229.8	200.13	0	0
01/04/2022	15	227.9	188.29	159.9	0	165.1
01/04/2022	16	194.39	228.7	200.1	0	0
01/04/2022	17	226.2	0	165.1	0	0
01/04/2022	18	227.27	184.44	150	0	165.6
01/04/2022	19	194.91	194.91	165	0	165.1
01/04/2022	20	165	297.9	144.8	265	150
01/04/2022	21	224	300.35	260.11	300.05	0

01/04/2022	22	310	319.32	285.11	319.22	0
01/04/2022	23	299.9	300	280.1	0	0
01/04/2022	24	278.03	302.91	236.68	302.3	0

Siguiendo las formulas de PBALBAJ y PABLSUB, se calculan los precios medios ponderados y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6: Obtención de los términos PBALBAJ y PBALSUB para el 01/04/2022.

Fecha	hora	PBALBAJ	PBALSUB
01/04/2022	1	297.18	193.68
01/04/2022	2	257.82	165.21
01/04/2022	3	231.99	167.91
01/04/2022	4	262.61	210.00
01/04/2022	5	256.24	183.01
01/04/2022	6	262.82	169.96
01/04/2022	7	278.50	192.82
01/04/2022	8	304.92	225.00
01/04/2022	9	300.18	226.00
01/04/2022	10	306.15	211.84
01/04/2022	11	291.56	150.43
01/04/2022	12	262.95	190.61
01/04/2022	13	264.12	192.40
01/04/2022	14	227.11	200.13
01/04/2022	15	226.67	162.42
01/04/2022	16	228.70	200.10
01/04/2022	17	226.20	165.10
01/04/2022	18	226.86	153.94
01/04/2022	19	194.91	165.09
01/04/2022	20	288.13	163.07
01/04/2022	21	300.19	225.58
01/04/2022	22	317.30	285.11
01/04/2022	23	299.95	280.10
01/04/2022	24	291.79	236.68

Por ejemplo, para el periodo 1, el cálculo del PBALBAJ y PBALSUB ha sido el siguiente:

$$\begin{aligned}
 PBALBAJ &= \\
 &= \frac{(E(RR)b * P(RR)) + (E(Sec)b * P(Sec)b) + (E(Terc)b * P(Terc)b)}{E(RR)b + E(Sec)b + E(Terc)b} \\
 &= \frac{(0 \text{ MWh} * 195 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}) + (4.551 \text{ MWh} * 297.18 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}) + (678.5 \text{ MWh} * 297.18 \frac{\text{€}}{\text{MWh}})}{0 \text{ MWh} + 4.551 \text{ MWh} + 678.5 \text{ MWh}} \\
 &= 297.18 \text{ €}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 PBALSUB &= \\
 &= \frac{(E(RR)s * P(RR)) + (E(Sec)s * P(Sec)s) + (E(Terc)s * P(Terc)s)}{E(RR)s + E(Sec)s + E(Terc)s} \\
 &= \frac{(0 \text{ MWh} * 195 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}) + (261.248 \text{ MWh} * 193.4 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}) + (63.8 \text{ MWh} * 194.85 \frac{\text{€}}{\text{MWh}})}{0 \text{ MWh} + 261.284 \text{ MWh} + 63.8 \text{ MWh}} \\
 &= 193.68 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Una vez obtenidos las medias ponderadas PBALBAJ y PBALSUB, simplemente tenemos que seguir los casos explicados anteriormente del apartado “Precio único de desvíos” y “Precio dual de desvíos”.

Por lo tanto, en función del porcentaje FRR minoritario / FRR mayoritario, se obtiene si es único o dual, y en el caso de que sea único y estén activadas las energías RR y FRR, depende del sentido del sistema.

A continuación, se muestra resumida las variables de las que dependen:

Tabla 7: Resumen de variables de las que depende el precio de los desvíos

Fecha	Hora	RR saldo subir (MWh)	RR saldo bajar (MWh)	FRR subir (MWh)	FRR bajar (MWh)	FRR m /FRR M	U/D	DTS (MWh)	PBALSUB (€/MWh)	PBALBAJ (€/MWh)
01/04/2022	1	0	0	683.05	325.05	48%	DUAL	-447.58	297.18	193.68
01/04/2022	2	600	0	11.14	380.89	3%	DUAL	-252.11	257.82	165.21
01/04/2022	3	350	0	188.15	174.76	93%	DUAL	-423.75	231.99	167.91
01/04/2022	4	0	0	580.45	5.25	1%	UNICO	-599.23	262.61	210.00
01/04/2022	5	0	0	720.58	3.14	0%	UNICO	-776.32	256.24	183.01
01/04/2022	6	0	-400	519.05	821.45	63%	DUAL	684.97	262.82	169.96
01/04/2022	7	350	0	1029.62	297.51	29%	DUAL	-1242.81	278.50	192.82

01/04/2022	8	350	0	1090.14	31.44	3%	DUAL	- 1414.19	304.92	225.00
01/04/2022	9	329	0	1151.50	87.48	8%	DUAL	- 1290.51	300.18	226.00
01/04/2022	10	1194	0	761.89	1058.70	72%	DUAL	-903.78	306.15	211.84
01/04/2022	11	1518	0	252.16	1246.23	20%	DUAL	-568.01	291.56	150.43
01/04/2022	12	851	0	377.57	72.86	19%	DUAL	- 1197.77	262.95	190.61
01/04/2022	13	1186	0	35.20	206.64	17%	DUAL	-960.07	264.12	192.40
01/04/2022	14	499	0	167.62	51.70	31%	DUAL	-623.58	227.11	200.13
01/04/2022	15	594	0	19.08	497.16	4%	DUAL	-168.87	226.67	162.42
01/04/2022	16	0	0	355.86	2.66	1%	UNICO	-449.34	228.70	200.10
01/04/2022	17	550	0	0.00	556.06	0%	UNICO	1.44	226.20	165.10
01/04/2022	18	600	0	5.77	1091.48	1%	UNICO	435.21	226.86	153.94
01/04/2022	19	200	0	22.15	692.58	3%	DUAL	239.73	194.91	165.09
01/04/2022	20	0	-1506	1302.06	216.11	17%	DUAL	101.88	288.13	163.07
01/04/2022	21	0	-1000	1036.28	45.68	4%	DUAL	-185.05	300.19	225.58
01/04/2022	22	200	0	749.44	100.18	13%	DUAL	-877.60	317.30	285.11
01/04/2022	23	350	0	391.71	27.88	7%	DUAL	-740.10	299.95	280.10
01/04/2022	24	516	0	664.60	32.81	5%	DUAL	- 1197.05	291.79	236.68

Aplicando los apartados de precio único o dual, se obtiene los siguientes precios de desvíos para el día 01/04/2022:

Tabla 8: Reproducción del precio de los desvíos para el día 01/04/2022.

Fecha	Hora	PRECIO DUAL DESVIO A SUBIR (€/MWh)	PRECIO DUAL DESVIO A BAJAR (€/MWh)	PRECIO UNICO DESVIO (€/MWh)
01/04/2022	1	193.68	297.18	
01/04/2022	2	165.21	257.82	
01/04/2022	3	167.91	231.99	
01/04/2022	4			262.61
01/04/2022	5			256.24
01/04/2022	6	169.96	262.82	
01/04/2022	7	192.82	278.50	
01/04/2022	8	225.00	304.92	
01/04/2022	9	226.00	300.18	
01/04/2022	10	211.84	306.15	
01/04/2022	11	150.43	291.56	
01/04/2022	12	190.61	262.95	
01/04/2022	13	192.40	264.12	

01/04/2022	14	200.13	227.11	
01/04/2022	15	162.42	226.67	
01/04/2022	16			228.70
01/04/2022	17			165.10
01/04/2022	18			153.94
01/04/2022	19	165.09	194.91	
01/04/2022	20	163.07	288.13	
01/04/2022	21	225.58	300.19	
01/04/2022	22	285.11	317.30	
01/04/2022	23	280.10	299.95	
01/04/2022	24	236.68	291.79	

Por ejemplo, de la tabla anterior, para el periodo 1 se está en el caso de que el FRR minoritario / FRR mayoritario es mayor que 2, por lo que se obtiene un precio dual. Según el PO14.4, en este caso, el precio de desvíos a subir coincide con PBALBAJ.

Por otro lado, en el caso del periodo 16, FRR minoritario / FRR mayoritario es menor que 2, concretamente 1%. En este caso tenemos el mismo precio a subir que a bajar de desvíos y dado que FRR se han activado (aunque RR no) pero se encuentran en ambos sentidos, a subir y a bajar, estamos en el caso c) del precio único de desvíos, en el que el precio del desvío depende del signo del desvío del sistema. En este caso, puesto que el desvío del sistema es negativo, el precio de desvío a subir y el precio de desvío a bajar será igual a PBALSUB, es decir, 228.7 €/MWh.

Capítulo 4. MODELO DE PREDICCIÓN DEL PRECIO DE LOS DESVÍOS.

4.1. Modelo estadístico de predicción.

Para realizar un modelo predictivo del precio de los desvíos del mercado eléctrico peninsular se ha elegido el modelo de regresión lineal puesto que es una de las mejores técnicas matemáticas que permite correlacionar variables dependientes o independientes [34].

Puesto que el precio de los desvíos depende de más de una variable, el modelo de predicción de precios utilizado en el Trabajo para el análisis será el de regresión lineal múltiple el cual permite relacionar una variable dependiente (Y) con un conjunto de variables independientes (x_1, x_2, \dots, x_k) [35].

La forma matemática del modelo será:

$$Y = a + b_1 * x_1 + b_2 * x_2 + \dots + b_k * x_k$$

Ecuación 12: Modelo de regresión lineal múltiple.

Donde:

Y = variable dependiente que se pretende predecir

x_1, x_2, \dots, x_k = variables independientes

a, b_1 , b_2 = parámetros que se pretende estimar con el modelo

Se debe tener en cuenta que, para llegar al modelo de predicción de precios definitivo, se ha probado previamente con numerosos análisis de multitud de variables, relacionándolas unas con otras y realizando análisis previos hasta llegar al mejor modelo.

Para poder realizar el descarte de los modelos predictivos previos, se han ido evaluando los parámetros estadísticos con el software Excel que indicaban la bondad de la correlación.

Los parámetros evaluados más importantes se nombran a continuación:

- **Estadístico t o también t de student:** indica si una variable es redundante [35]. Como situación conservadora, se ha fijado el valor de 2 o mayor en valor absoluto para considerar por válida la variable en el modelo [36].

- **Coefficiente de correlación múltiple (múltiple R^2):** mide la intensidad de relación de las variables independientes con la variable dependiente [35]. Se ha considerado por válido los modelos obtenidos con un R^2 mayor que 0.96.
- **Error típico de predicción o error estándar:** se refiere a las variaciones que a veces son inevitables. Este estadístico es importante puesto que es importante predecir los días con mayores sobrecostes.
- **Análisis de varianza:** de los cuales de los más importante es el factor F, el cual indica que este valor se deba al azar. Para el modelo conservador, si la significancia es menor que 0.05, indica que las dos variables están relacionadas [35].
- **Análisis de residuos:** estiman los errores en la predicción del modelo [35], por lo que sus análisis resultan de gran importancia para saber en qué puntos se están cometiendo mayores errores.

4.2. Variables a considerar.

En el momento de investigar qué variables podrían afectar a la formación de precio de desvíos, se ha tenido en cuenta las tecnologías que intervienen en la formación de precios del mercado diario, que, aunque si bien es cierto la formación de precio de desvíos es diferente a la formación de precios del mercado diario, éste último resulta de referencia para el resto de los mercados eléctricos.

Por ello, a continuación, se muestra las variables que se han considerado en el modelo de precio de desvíos a subir y a bajar y se adjunta en el apartado “ANEXOS” el resto de información para cada una de las variables estudiadas.

4.2.1. Producción energía de origen renovable.

Resulta lógico que la generación de electricidad de origen renovable tenga efecto en la formación de precios de casi todos los mercados eléctricos ya que tiene un fuerte impacto en el precio de referencia, como se mencionó anteriormente, el mercado diario.

Básicamente se puede interpretar como el hecho de que la generación renovable afecta al precio de los desvíos debido a la incertidumbre que estas tecnologías tienen a la hora de

programar su energía para el día siguiente. Ya que dependen tanto de la situación meteorológica, el desvío de estas unidades entre la energía estimada y la energía generada real va a ser mayor que en otras tecnologías [31].

Para evaluar la influencia que tiene estas tecnologías, se ha relacionado la producción de energía solar, eólica y térmica generada durante el año 2022 con el precio de desvíos a subir y a bajar publicados en el año 2022.

La generación renovable se ha obtenido de los ficheros de liquidación publicados en la página web de red eléctrica ([Bienvenido | ESIOS electricidad · datos · transparencia \(ree.es\)](https://www.ree.es/)), del fichero *baprodem* situado dentro del fichero *liquicomun*. El fichero *baprodem* muestra la producción de las centrales eléctricas dentro de un periodo de tiempo dividido por tecnologías en GWh.

A continuación, se muestra los estadísticos obtenidos al realizar los modelos de regresión de las energías renovables en relación con el precio a subir y a bajar. Se recuerda, que el resto de información se encuentra en el apartado de Anexos.

Tabla 9: Modelo de regresión entre las energías de origen renovable y el precio de desvío a subir y a bajar.

Estadísticas de la regresión	Desvío a subir	Desvío a bajar
Coefficiente de correlación múltiple	0.9348	0.9467
Coefficiente de determinación R²	0.8738	0.8962
R² ajustado	0.8737	0.8960
Error típico	56.1275	65.8020
Observaciones	8760	8760

El coeficiente de correlación múltiple o también llamado coeficiente de Pearson (r) de la tabla anterior está muy cerca del 1, lo cual indica que las variables están correlacionadas. Consecuentemente, el coeficiente de determinación (R^2) también es muy alto, lo que indica que ambas variables son dependientes del precio de los desvíos.

Seguidamente se muestra las gráficas de los modelos obtenidos para el precio de desvíos a subir y a bajar:

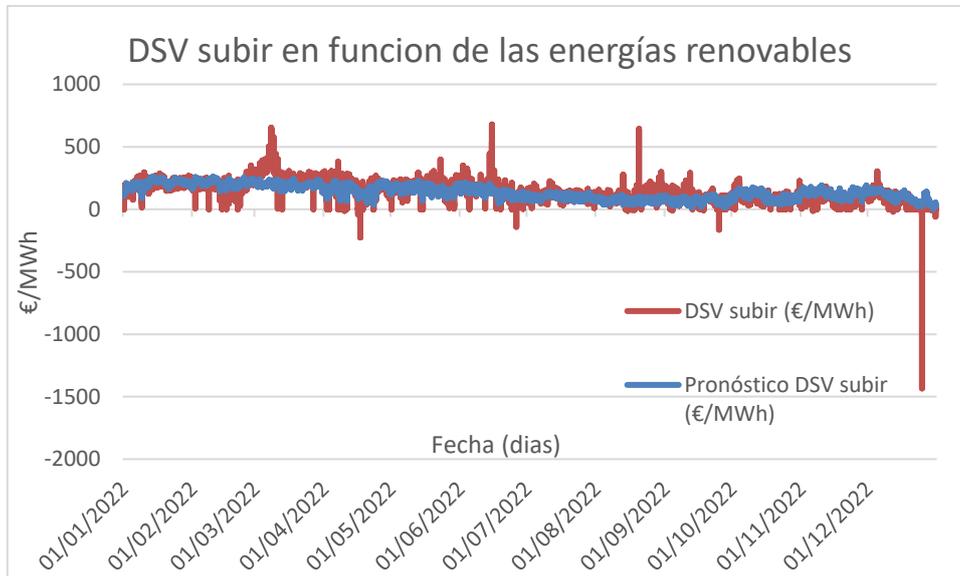


Ilustración 11: Estimación del precio de desvío a subir en función de la producción renovable.

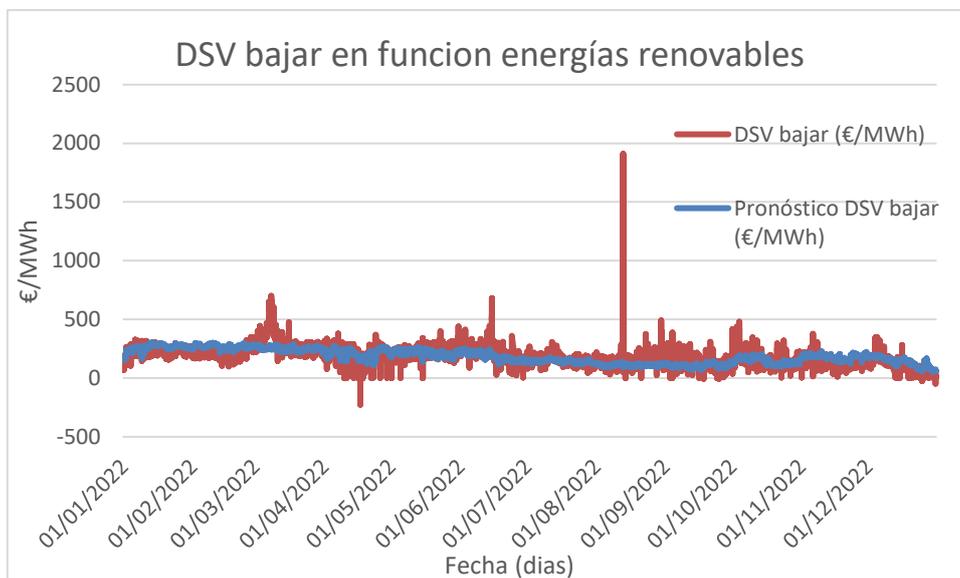


Ilustración 12: Estimación del precio de desvío a bajar en función de la producción renovable

En las dos anteriores ilustraciones, en color granate (“DSV bajar”) representa el precio de desvío real publicado por red eléctrica durante 2022 y en color azul (“Pronóstico DSV bajar”) el modelo de la regresión múltiple en función de la generación renovable.

Ignorando la forma real que tiene el precio de desvíos a subir y a bajar, ya que será analizada más adelante en el modelo final obtenido, se puede apreciar que la generación de energía solar, eólica y térmica tiene una relación importante, pero no es la única variable de la que depende el precio de los desvíos. Aun así, el modelo tanto a subir como a bajar tiene una estimación aproximada de lo que ha sido el precio a subir y a bajar real.

Para tener en cuenta el porqué de las oscilaciones de los precios de los desvíos deberemos tener en cuenta como oscilan también las variables de las que dependen. A continuación, se muestra una gráfica con la producción de energía eólica, solar y térmica:

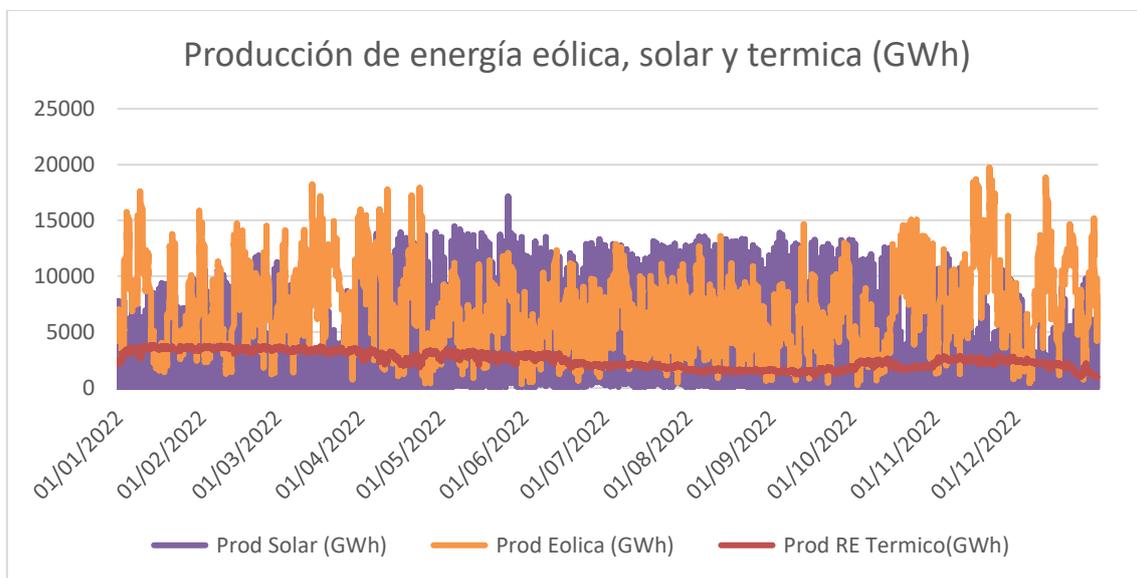


Ilustración 13: Producción eólica, solar y térmica en 2022 en la península.

De la anterior gráfica se puede apreciar como la producción de energía solar en España y Portugal, tiene sus máximos en los meses más soleados, y es menor en los meses fríos de invierno.

Además, cabe destacar que, a mediados del mes de marzo de 2022, en la península ibérica, hubo una tormenta de arena procedente del Sáhara debido a la borrasca Celia, momento en el cual aumentaron las partículas en suspensión unido de fuertes vientos. Como consecuencia redujo la producción solar desde aproximadamente 70 GWh diarios a casi 15 GWh por día durante al menos 12 días [31]. Este efecto se pudo apreciar en la subida del precio del mercado diario, al no poder está cubierta la demanda en gran parte por la generación de energía solar, energía de bajo coste, y tener que recurrir a otras tecnologías de mayor precio, por lo que consecuentemente, también afectó a la subida del precio de los desvíos en ambos sentidos.

La generación térmica de origen renovable no se vio afectada, ya que aquí entran tanto las tecnologías solares térmicas (menor capacidad instalada en relación con la fotovoltaica), como energías que aprovechan combustibles de origen renovable para producir electricidad mediante ciclos térmicos, por ejemplo, la biomasa.

Por otro lado, la generación de energía eólica se vio aumentada por la borrasca Celia como se puede comprobar en la gráfica anterior, pero sus máximos durante el año 2022, fue en torno al mes de noviembre. A diferencia de la generación solar que depende de las horas de luz durante el día, la generación eólica suele ser constante, siendo un poco menor en las primeras horas de la mañana

4.2.2. Producción de energía de origen hidráulica.

La energía hidráulica también entra en el pool, pero con mayor juego en la subasta marginalista. Como se mencionó en la introducción a mercados eléctricos, la energía hidráulica tiene un mayor coste de oportunidad que otras energías de origen renovable, como por ejemplo la energía eólica o solar ya que al estar el agua embalsada y tener la disponibilidad de bombas, pueden turbinar o bombear hacia el embalse de nuevo en función de sus intereses. De hecho, es esta tecnología, junto con las centrales de gas, quien marca la mayoría de las veces el precio de la subasta del pool [37].

Por este motivo, no se ha tenido en cuenta la producción de energía hidráulica durante el año 2022 en sí como se ha hecho con la energía eólica, solar y térmica, sino que se ha tenido en cuenta en el precio de los desvíos su producible hidráulico, es decir, la capacidad máxima que las centrales hidráulicas pueden producir electricidad, que de alguna manera representa mejor su coste de oportunidad [38].

Para obtener los datos de agua embalsada, y, por lo tanto, de energía disponible de origen hidráulico, durante el año 2022, se ha accedido a la base de datos pública de la Sociedad Española de Presas y Embalses ([SEPREM - Sociedad Española de Presas y Embalses](#)).

A continuación, se muestra las estadísticas de regresión que se han realizado para el precio de desvíos a subir y a bajar con el producible hidráulico y con la producción hidráulica:

Tabla 10: Modelo de regresión entre el producible hidráulico y el precio de desvío a subir y a bajar.

Estadísticas de la regresión Producible hidráulico	DSV sub	DSV bajar
Coefficiente de correlación múltiple	0.8779	0.9238
Coefficiente de determinación R²	0.7708	0.8534

R² ajustado	0.7707	0.8533
Error típico	75.6406	78.1862
Observaciones	8760	8760

Tabla 11: Modelo de regresión entre la producción hidráulica y el precio de desvío a subir y a bajar.

<i>Estadísticas de la regresión Producción hidráulica</i>	DSV sub	DSV bajar
Coefficiente de correlación múltiple	0.8497	0.8812
Coefficiente de determinación R²	0.7220	0.7765
R² ajustado	0.7218	0.7764
Error típico	83.3102	96.5360
Observaciones	8760	8760

Como se puede apreciar de las dos anteriores tablas, con un mayor coeficiente de correlación, y R², tanto a subir como a bajar y como a bajar, se obtiene un mayor estadístico en el producible hidráulico.

Además, puesto que primeramente el modelo se ha realizado con la información a pasada (ya que se ha relacionado con variables de 2022), para predecir el modelo a futuro (predecir el precio de desvío), la variable que se tiene disponible es el producible hidráulico, y no la producción.

Seguidamente, se muestra el modelo obtenido solo relacionando el producible hidráulico con el precio de los desvíos:

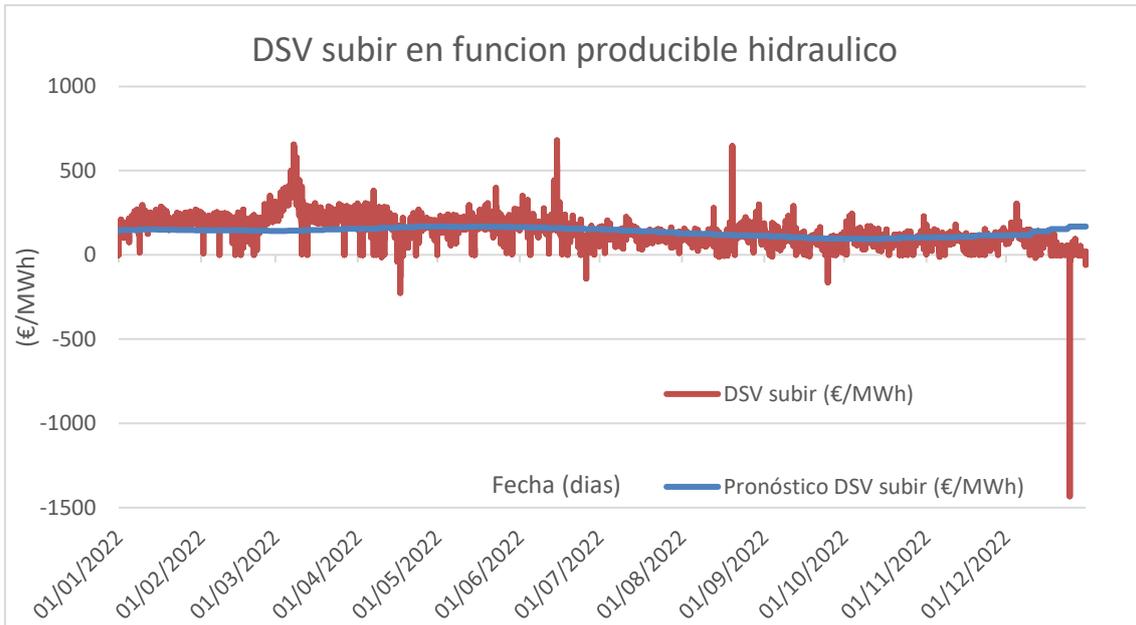


Ilustración 14: Estimación del precio de desvío a subir en función del producible hidráulico.

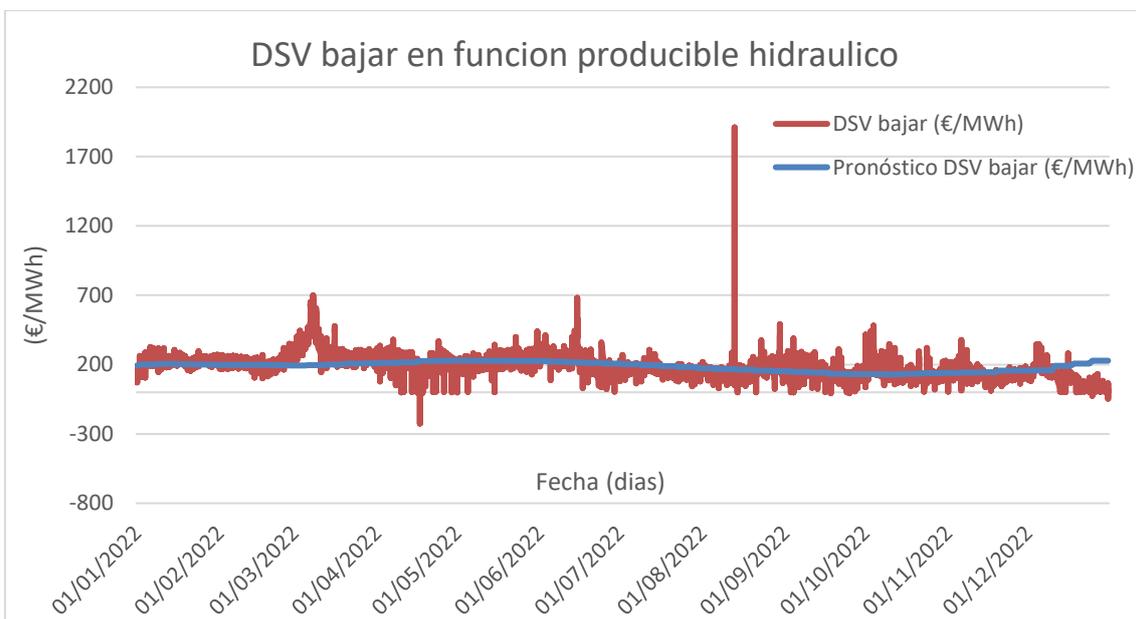


Ilustración 15: Estimación del precio de desvío a bajar en función del producible hidráulico.

De las dos anteriores ilustraciones se puede apreciar que, aunque el producible hidráulico tiene bastante relación con el precio real publicado de los desvíos en ambos sentidos, no es una única variable suficiente para predecirlos.

A continuación, se muestra una tabla donde se ha resumido la información de las reservas hidrológicas totales (GWh) según la base de datos de Red Eléctrica Española [39] desde el año 1991 hasta los datos disponibles de 2023, organizado por meses (desde el mes 1 correspondiente a enero hasta el mes 12 correspondiente a diciembre).

Tabla 12: Reservas hidráulicas según Red Eléctrica Española por meses desde 1991 hasta 2003.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
1991	3271	2052	6102	3148	2248	1517	687	424	468	1032	2067	1389	2033.8
1992	1114	750	794	2830	1559	1820	943	535	803	1941	2163	3205	1538.1
1993	1454	893	1753	1500	2944	2170	715	365	839	4033	2665	2490	1818.4
1994	4933	2916	2717	1596	3626	1648	600	314	555	1287	2220	1466	1989.8
1995	3542	3193	2772	1046	1429	1018	619	300	577	575	1713	4656	1786.7
1996	9095	5099	3462	3741	3943	2035	933	674	691	956	2252	6205	3257.2
1997	7043	3343	2003	1412	2051	2431	1219	800	740	1015	5810	7496	2946.9
1998	4936	3496	2044	4239	4014	2634	702	543	912	1391	704	1066	2223.4
1999	1694	1305	2113	1803	2843	1235	434	405	1010	2717	2222	2669	1704.2
2000	1760	1178	888	4457	4383	1526	467	258	401	778	3573	6932	2216.8
2001	7901	4937	7585	3378	2972	1362	748	337	393	1197	786	592	2682.3
2002	1231	1411	2141	1701	1738	1228	497	320	629	1382	3220	6065	1796.9
2003	6336	4196	4361	3925	2911	1315	521	268	704	1717	3864	4643	2896.8
2004	3732	2486	2702	2806	2977	1718	732	444	634	1347	1768	1672	1918.2
2005	1547	1057	1508	2177	1828	839	184	93	232	901	1487	1859	1142.7
2006	1514	1260	4146	2571	1357	703	431	328	517	2637	4920	4044	2035.7
2007	1683	3734	2997	2854	2884	1803	436	195	345	724	559	548	1563.5
2008	1383	919	1218	4076	3644	2684	727	185	358	544	1414	2426	1631.5
2009	2994	3855	2643	1906	2128	1200	410	202	267	638	1897	4815	1912.9
2010	6610	5217	6081	4089	3312	2979	1150	346	442	978	2470	4495	3180.8
2011	5690	3520	4252	3663	2663	1518	682	470	494	631	2459	1687	2310.8
2012	1195	1140	960	2349	3408	1319	536	265	390	1172	2083	3194	1500.9
2013	4966	4236	8078	6636	3930	2840	1597	833	743	1810	2549	2756	3414.5
2014	6687	6793	5083	5373	2581	1940	1243	765	963	1892	3394	3557	3355.9
2015	2629	4293	4141	2941	2629	1518	585	655	887	1515	2009	1338	2095
2016	6024	4889	4603	6105	5483	2112	915	367	470	729	1592	1378	2888.9
2017	1124	3802	2667	1546	1990	1074	557	253	287	411	528	1734	1331.1
2018	2709	2607	8485	6916	3721	3498	1397	1174	802	900	2542	2650	3116.8
2019	2026	3278	2258	2475	2276	1072	415	358	428	1014	4113	6283	2166.3
2020	4481	2928	3743	4423	3345	1582	632	305	592	1960	2402	4203	2549.7
2021	4397	7420	3199	1899	1974	1484	538	263	586	661	1202	3260	2240.3
2022	2437	994	2168	2456	1890	667	212	132	345	853	2111	5186	1620.9
2023	5856	2039	2456	1203									2888.5
Total	3757.4	3067.8	3397.7	3128.5	2833.8	1702.8	702	411.75	578.2	1291.	2336.2	3311	2221.6

De la anterior tabla, se puede apreciar que, si se compara los totales según los meses durante todos los años, en los meses de invierno y primavera se encuentra los valores más altos de reservas de agua y por lo tanto, los más húmedos, mientras que los cálidos pertenecen a los meses de verano.

Además, se aprecia que el año 2022 fue un año especialmente seco si se compara con el resto de los años de los que disponemos de información. Es interesante saber que cuando existen fuertes lluvias, los productores de energía hidráulica no tienen más remedio que turbinar y por lo tanto no tienen tanta oportunidad de ofrecer precios competitivos en el mercado diario. En cambio, en años donde la sequía resulta importante, las centrales hidráulicas con agua embalsada tienen la oportunidad de entrar en el pool solo cuando sea necesario cubrir la demanda, pudiendo, si lo disponen, de bombear el agua de nuevo al embalse cuando los precios sean más baratos [40].

4.2.3. Producción nuclear.

Actualmente en España existen cinco centrales nucleares generando electricidad, aunque dos de ellas disponen de dos reactores independientes, por lo que se podría considerar siete centrales nucleares activas en España con una potencia instalada total de 7,34 GW [41].

La energía que suministran aporta seguridad al suministro, pues son energías que se consideran como carga base (producción continua durante todas las horas del día) y ofertan al mínimo precio en el mercado diario por no poder realizar paradas en pequeños plazos de tiempo [6].

Sin embargo, su indisponibilidad, que suele ser programada, aporta falta de generación en el mix eléctrico teniendo que ser sustituido a veces por otras tecnologías de mayor coste.

Puesto que la generación de electricidad de las centrales nucleares es máxima durante las veinticuatro horas del día, es una cantidad de energía estimada que no varía a no ser que exista algún disparo de la central no programado. Es por ello, que su producción depende del precio de los desvíos como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 13: Modelo de regresión entre la producción nuclear y el precio de desvío a subir y a bajar.

Estadísticas de la regresión	DSV sub	DSV bajar
Coefficiente de correlación múltiple	0.8574	0.9093
Coefficiente de determinación R²	0.7351	0.8268
R² ajustado	0.7350	0.8267
Error típico	81.3203	84.9875

Observaciones	8760	8760
----------------------	------	------

Aunque aparentemente puede parecer que el precio de los desvíos a bajar tiene mayor relación que con los desvíos a subir, el modelo indica que no es significativa la variación. Sin embargo, conviene señalar que efectivamente la generación nuclear si se ha tenido en cuenta en el modelo de precio de los desvíos.

A continuación, se muestra la relación entre la producción nuclear y el precio de desvíos a subir y a bajar:

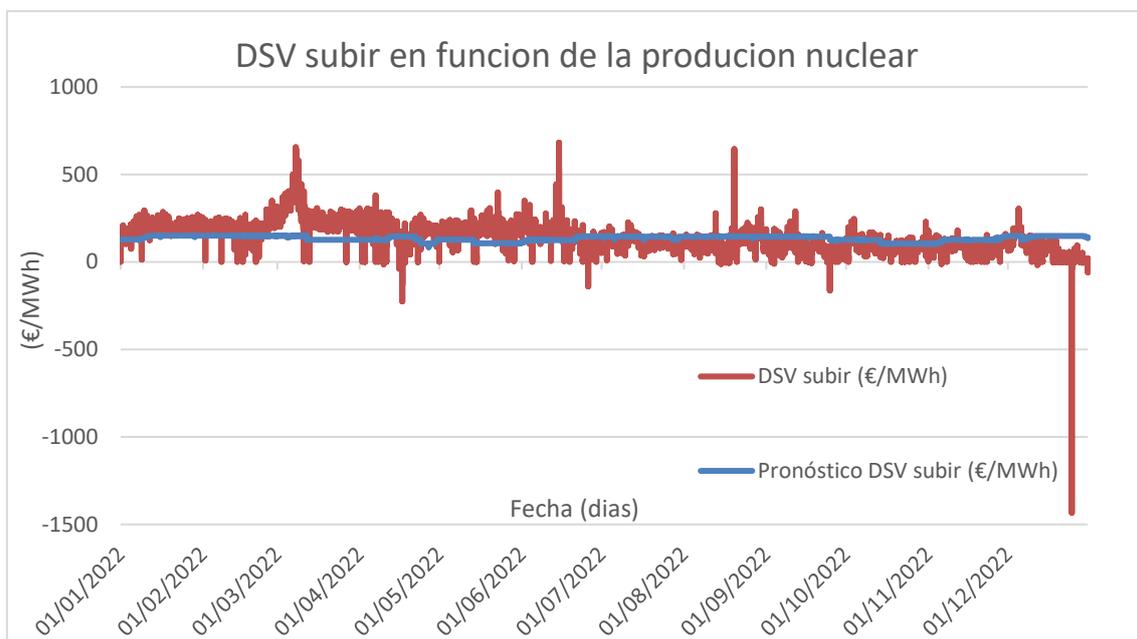


Ilustración 16: Estimación del precio de desvío a bajar en función de la producción nuclear.

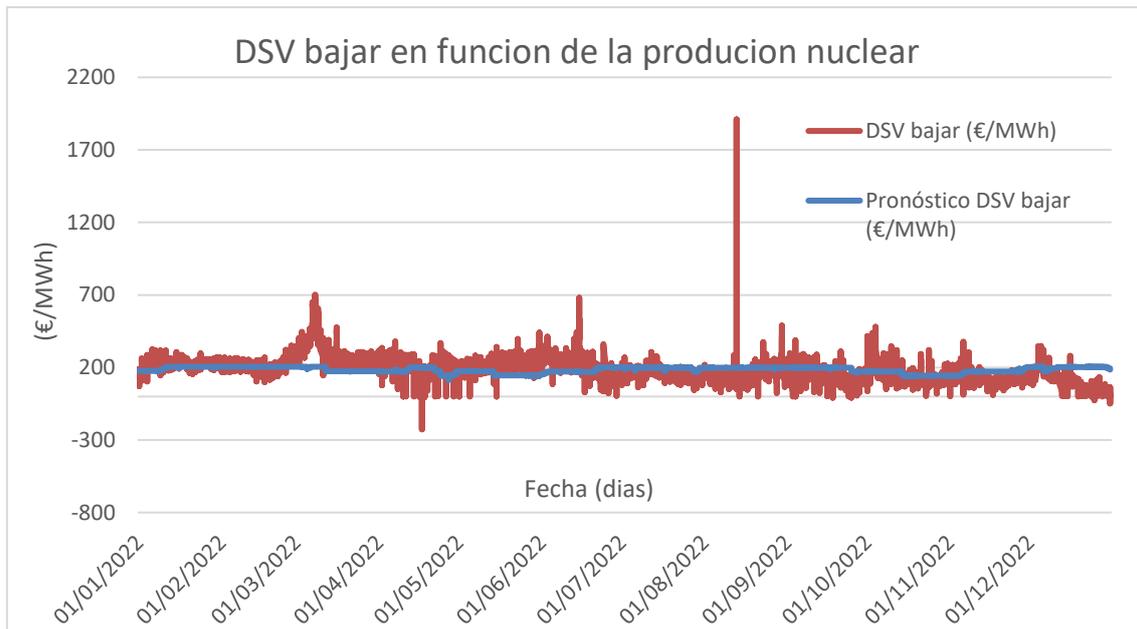


Ilustración 17: Estimación del precio de desvío a bajar en función de la producción nuclear.

Se puede comprobar gráficamente que el precio de los desvíos, tanto a subir como a bajar, dependen de más variables, incluyendo la generación nuclear.

4.2.4. Producción de centrales de gas y carbón.

Aparte de la generación de origen renovable y nuclear, se ha decidido estudiar si la producción de centrales con combustible de gas y de carbón también tiene influencia en el precio de los desvíos.

Aunque la variable está compuesta por gas y por carbón, tendrá más peso la producción de gas puesto que la potencia actual instalada en España de centrales que utilizan como combustible gas natural supera los 26 GW actualmente, mientras que centrales que utilizan el carbón no alcanza los 3,5 GW [42].

En un principio parece lógico que esta variable tenga que ver con el precio de los desvíos, por una parte, porque concretamente los ciclos combinados de gas junto con las centrales hidráulicas son quienes fijan el precio en el pool, como se mencionó anteriormente. Y, por otro lado, son un tipo de tecnología que pueden dar respuesta rápida a las irregularidades del sistema, es decir, entrar en la regulación secundaria, terciaria y reserva de sustitución, mercados de los que depende el precio de los desvíos.

Sin embargo, puesto que parece que estas tecnologías tienen bastante influencia con el precio de los desvíos, no se ha decidido tener en cuenta la generación eléctrica de ellas, sino el beneficio económico que obtienen este tipo de centrales por entrar en las subastas de los mercados. Así, aparece el término “Spark Spread”, que representa el beneficio que obtienen las centrales de gas y de carbón por producir electricidad [43]. Este beneficio se calcula mediante la siguiente expresión:

Ecuación 13: Expresión del Spark Spread.

$$Spark\ Spread = \frac{\text{€ gas natural}}{\eta_{gas}} + (\text{€ CO}_2 * \eta_{carbon})$$

Donde:

€ gas natural, € CO₂ = representa el precio del gas natural y del CO₂ (€/MWh y €/tn CO₂ equivalente)

η_{gas} y η_{carbon} = rendimiento de las centrales de gas (se ha tomado de media 52.5%) y rendimiento de las centrales de carbón (se ha tomado el valor de media de 40%)

Así, para obtener el precio del gas natural, se ha buscado en la página web de MIBGAS (<https://www.mibgas.es/>), y para el carbón de la web de SENDECO2 (<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>).

En el apartado Anexo se adjunta los estadísticos obtenidos para la producción de gas y carbón, en el que se demuestra que tiene mayor relación el precio de los desvíos con el spark spread, y el resto de las variables para más información.

Se adjunta a continuación los estadísticos obtenidos cuando se relaciona el precio de los desvíos con el Spark Spread, y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 14: Modelo de regresión entre el Spark Spread y el precio de desvío a subir y a bajar

<i>Estadísticas de la regresión</i>	DSV sub	DSV baj
Coefficiente de correlación múltiple	0.8666	0.9191
Coefficiente de determinación R²	0.7510	0.8447
R² ajustado	0.7509	0.8446
Error típico	78.8363	80.4648
Observaciones	8760	8760

Se confirma, por lo tanto, la relación entre el precio de los desvíos y el beneficio económico de las centrales de gas y carbón. Se aprecia más fácilmente en las siguientes ilustraciones:

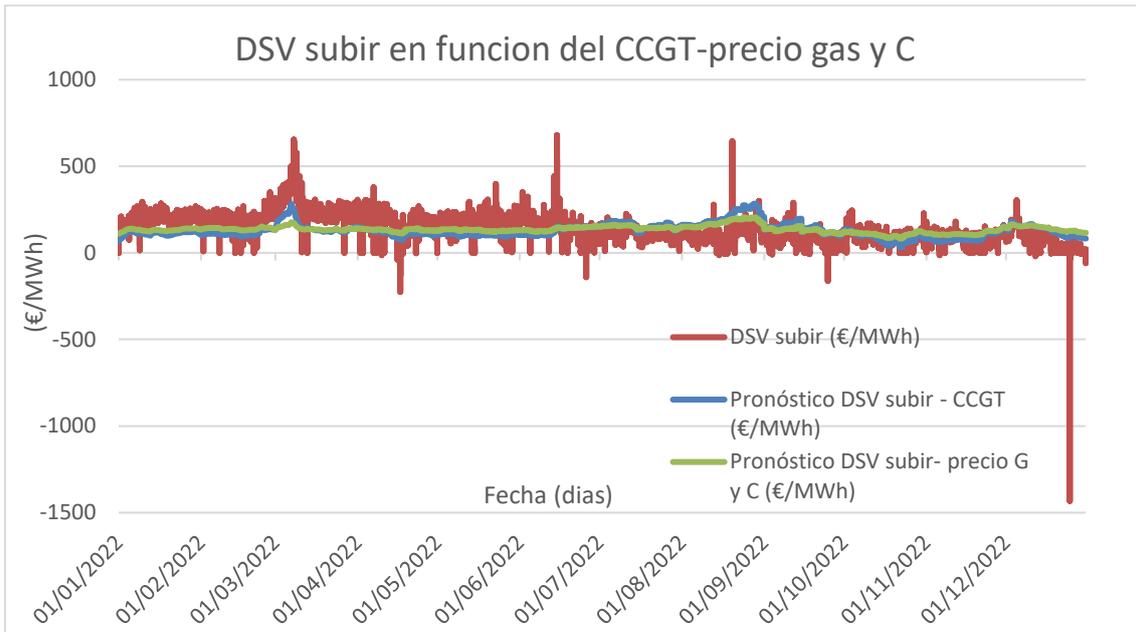


Ilustración 18: Estimación del precio de desvío a subir en función del coste de ciclo combinado de turbina de gas.

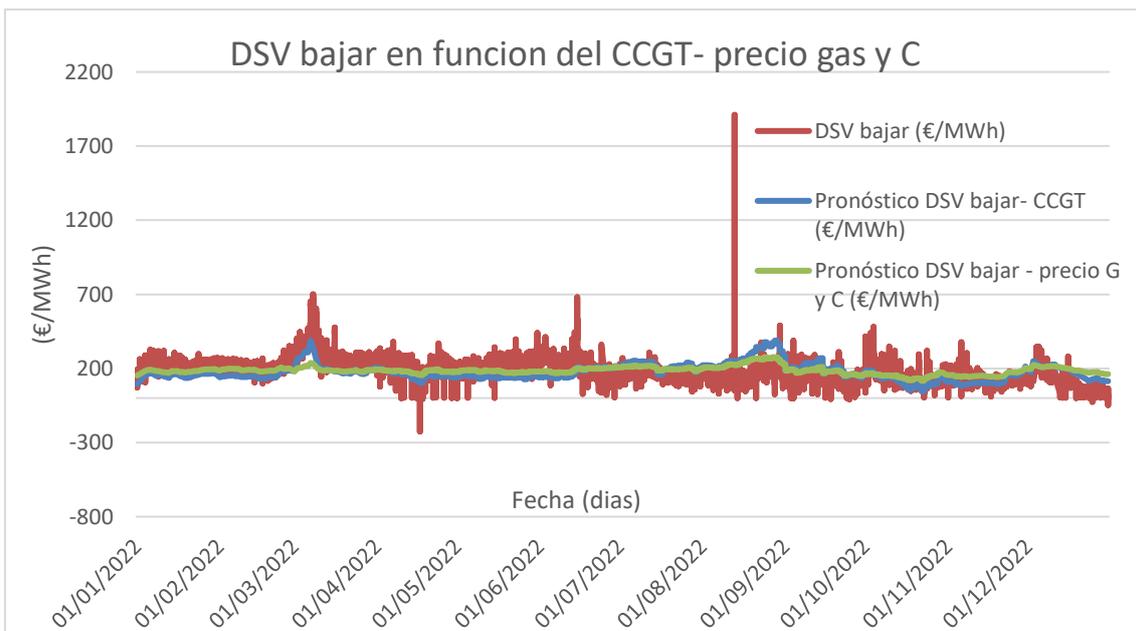


Ilustración 19: Estimación del precio de desvío a bajar en función del coste de ciclo combinado de turbina de gas.

De las dos anteriores gráficas, se dibuja en color azul el Spark Spread, o coste de ciclo combinado de turbina de gas (CCGT), y en color verde el precio del gas y el precio del carbón sin tener en cuenta los rendimientos. Se aprecia que se aproxima al precio de los desvíos más la gráfica azul, es decir, el margen económico de las centrales de gas y carbón.

4.2.5. Hueco térmico.

Se define hueco térmico como la parte de la demanda que no es cubierta en el mercado eléctrico con las energías renovables y nuclear y que, por lo tanto, es necesario la utilización de otras tecnologías más caras como son el gas o el carbón para satisfacer la demanda [6].

Para saber qué tecnologías exactamente son las que representa el hueco térmico se ha obtenido la información del BOE, el cual indica que el régimen especial son aquellas centrales de cogeneración que utilicen energía primaria, renovable no consumible y no hidráulicas, centrales de biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas [44]. Por lo tanto, se ha considerado hueco térmico como la suma de la producción de carbón, ciclo combinado de gas, cogeneración, fuel-gas, y consumo de bombeo.

Es importante el hueco térmico, sobre todo en el precio del mercado diario, pues se puede ver perfectamente en un día soleado como la producción de energía renovable disminuye el precio del mercado diario, y, por consiguiente, también el sobre coste de los desvíos.

Por ejemplo, para el día 04/10/2022, la producción de electricidad en función de la tecnología fue la siguiente:

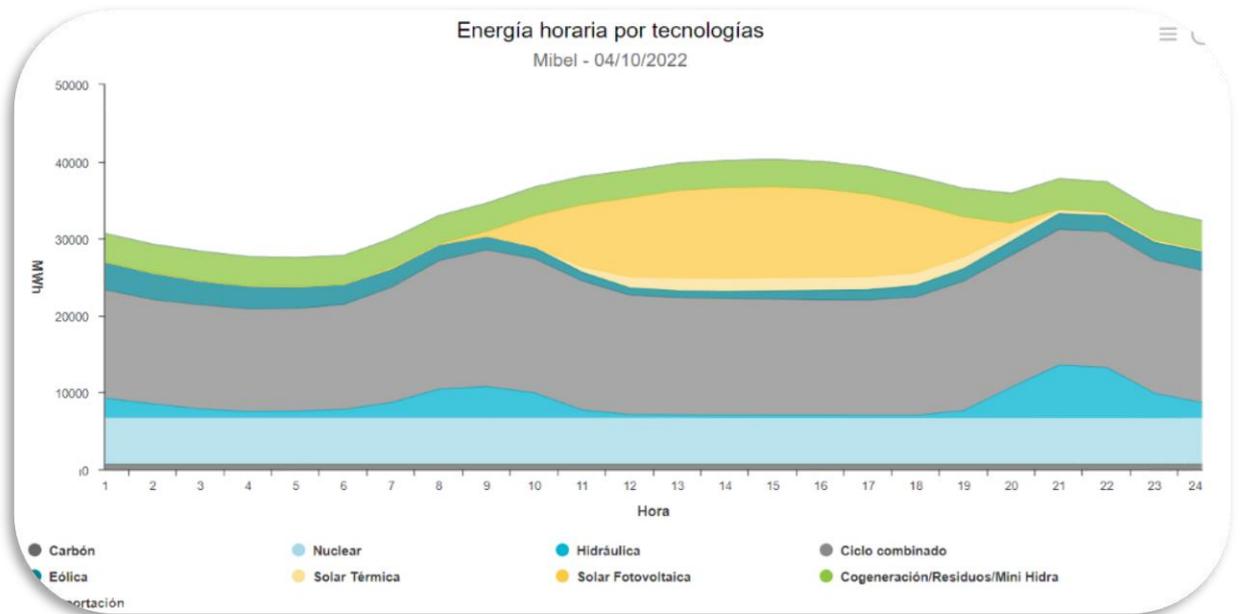


Ilustración 20: Producción de electricidad en MWh según el tipo de tecnología el día 04/10/2022. Fuente: OMIE.

Se puede apreciar en la anterior ilustración como la producción fotovoltaica fue la que mayor energía en MWh generó en las horas centrales del día.

Así mismo, el precio publicado por OMIE para el mismo día fue el siguiente:



Ilustración 21: Precio del mercado diario el día 04/10/2022.

Se puede apreciar de las dos anteriores ilustraciones, como en las horas de mayor producción de energía fotovoltaica, el precio del mercado diario disminuyó.

A continuación, se muestra los estadísticos obtenidos del modelo de regresión con el hueco térmico:

Tabla 15: Modelo de regresión entre el hueco térmico y el precio de desvío a subir y a bajar

<i>Estadísticas de la regresión</i>	DSV sub	DSV bajar
Coefficiente de correlación múltiple	0.7896	0.8469
Coefficiente de determinación R²	0.6234	0.7172
R² ajustado	0.6233	0.7171
Error típico	96.9520	108.5826
Observaciones	8760	8760

Parece que no solo se debe tener en cuenta el beneficio de las centrales de gas y carbón en el precio de los desvíos, sino la utilización de energías no renovables cuando la demanda no es satisfecha solo con energías limpias, pues son las que darán respuesta a los desequilibrios del sistema cuando la energía programada sea diferente a producida.

A continuación, se muestra los gráficos del precio obtenido en 2022 a subir y a bajar y el hueco térmico utilizado:

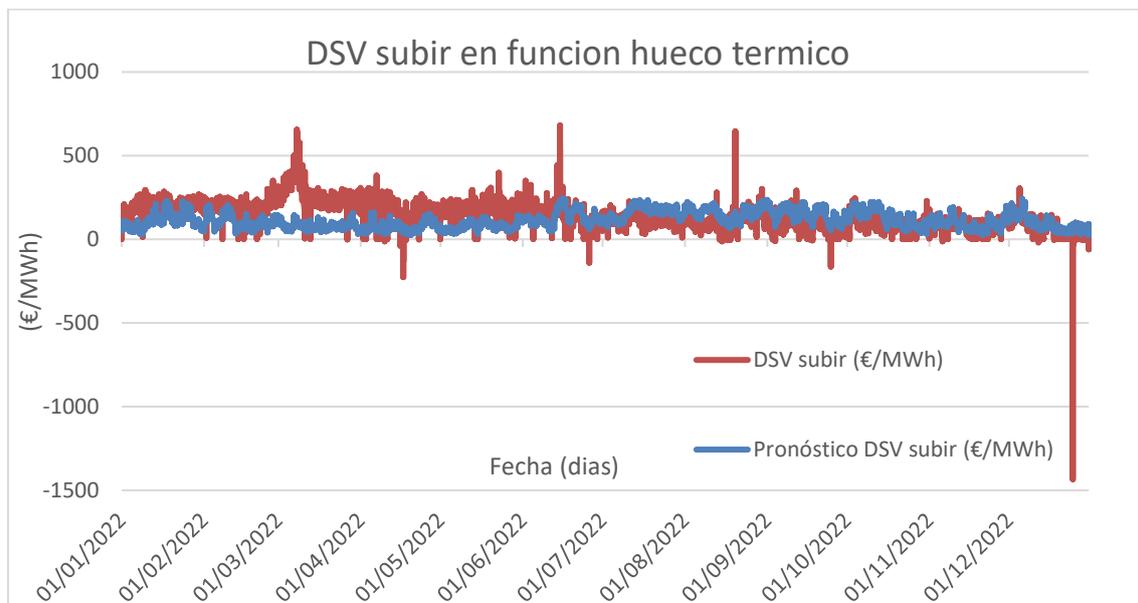


Ilustración 22: Estimación del precio de desvío a subir en función del hueco térmico utilizado.

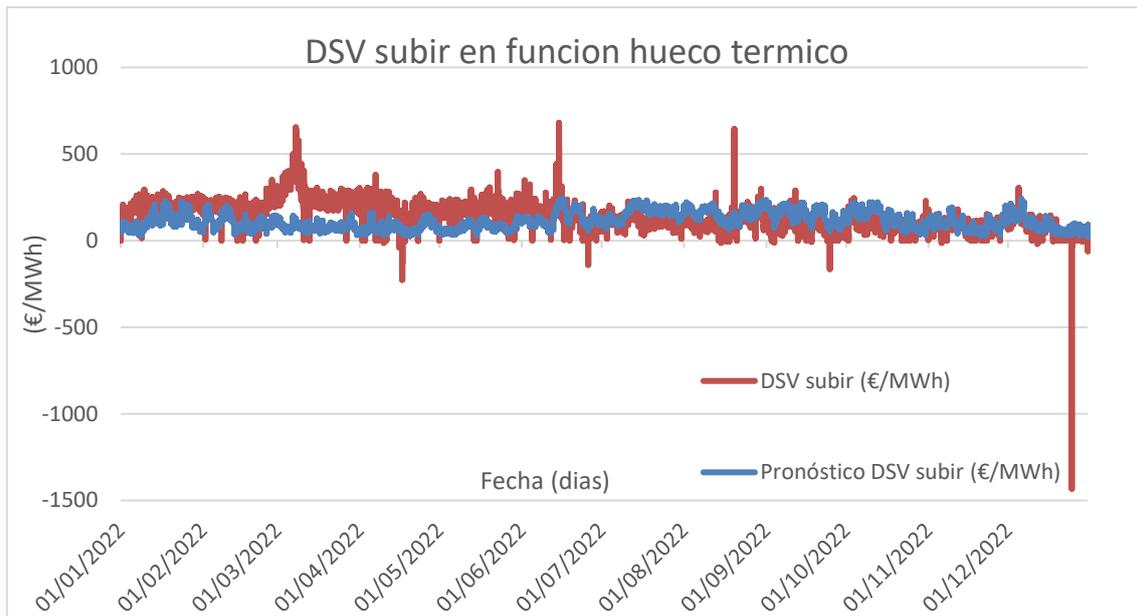


Ilustración 23: Estimación del precio de desvío a bajar en función del hueco térmico utilizado.

De la anterior gráfica se puede comprobar como existe una relación entre el precio de los desvíos a subir y a bajar con el obtenido a través del modelo del hueco térmico.

4.2.6. Precio del mercado diario.

En apartados anteriores, se explicó que los desvíos aparecen cuando existe una diferencia entre la energía programada y la energía generada o consumida, según desde el lado que se mire.

Puesto que el mercado diario es el que mayor transacción de energía lleva a cabo en el mercado eléctrico [7], resulta razonable estudiar esta variable en el cual es donde los agentes mayor cantidad programan de la energía eléctrica.

Este mismo análisis es el que nos indican los números, pues el precio del mercado diario tiene una alta relación con el precio de los desvíos, según se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 16: Modelo de regresión entre el precio del mercado diario y el precio de desvío a subir y a bajar.

Estadísticas de la regresión	DSV sub	DSV bajar
Coefficiente de correlación múltiple	0.9628	0.9741
Coefficiente de determinación R ²	0.9270	0.9489

R² ajustado	0.9269	0.9487
Error típico	42.6843	46.1787
Observaciones	8760	8760

Se obtienen una alta correlación entre el precio del mercado diario y el precio del desvío a subir, por un lado, y el precio de desvío a bajar por otro.

Gráficamente se puede apreciar mejor esta correlación en las siguientes ilustraciones:

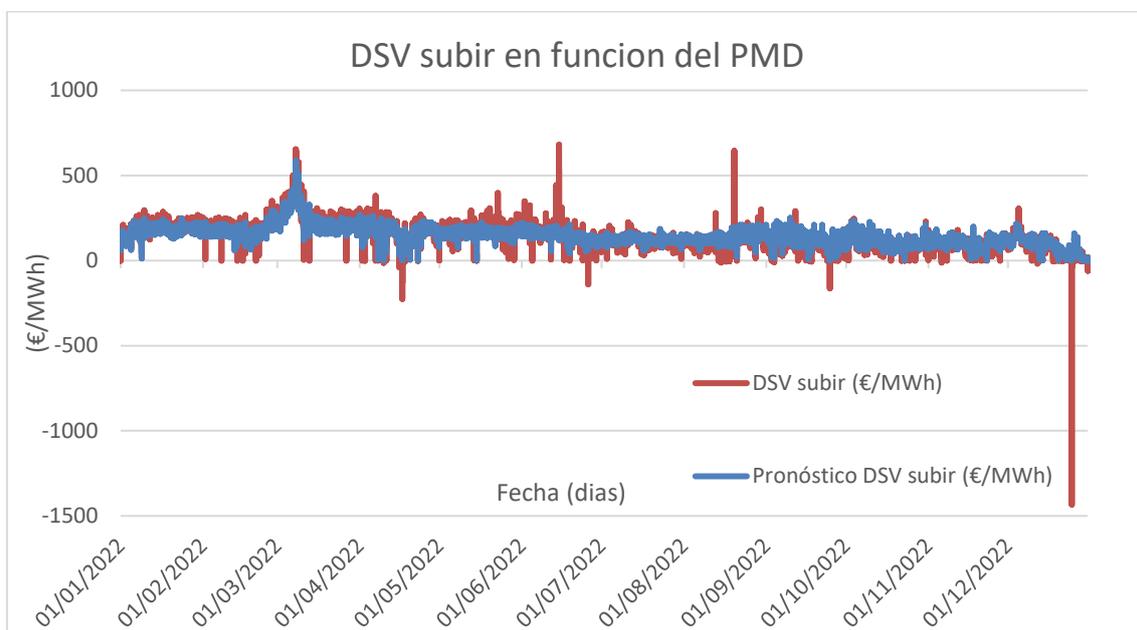


Ilustración 24: Estimación del precio de desvío a subir en función del precio del mercado diario.

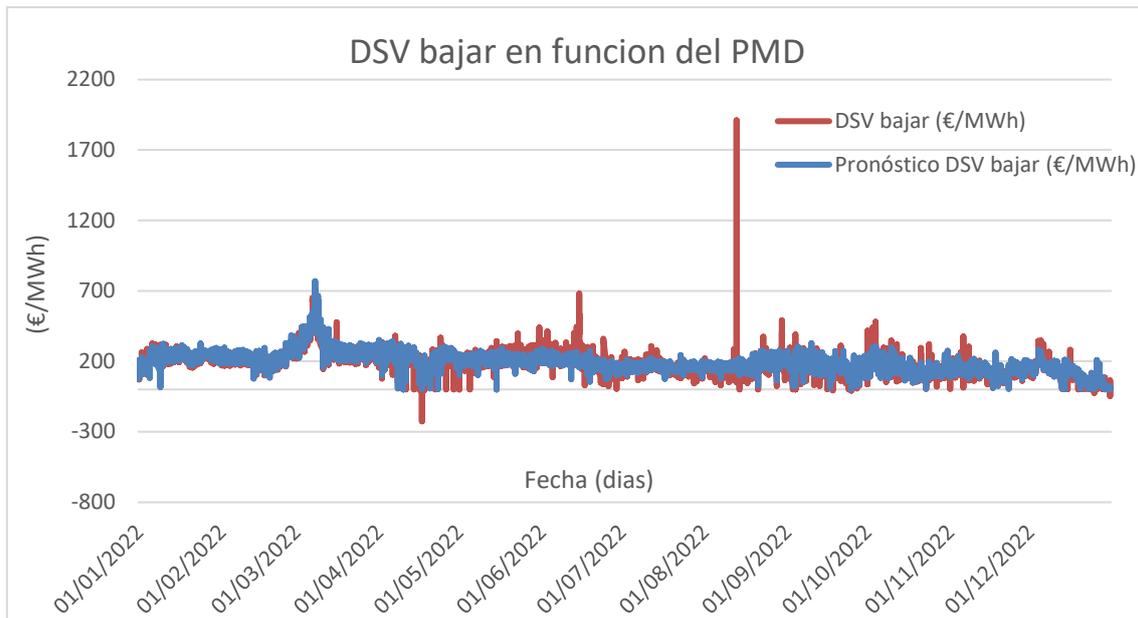


Ilustración 25: Estimación del precio de desvío a bajar en función del precio del mercado diario.

De las dos anteriores gráficas se puede apreciar la estrecha relación entre el precio del mercado diario y el precio de los desvíos en ambos sentidos.

Un apunte que puede llamar la atención y que será explicada más adelante, son los picos que algunos días año aparecen tanto en el desvío de subir como de bajar. Afortunadamente para los consumidores, no tiene que ver a priori del precio del mercado diario, sino que resultan de ser cuando ha habido mucha diferencia entre la cantidad de energía programada y la estimada, por lo que ha sido necesario recurrir a servicios de ajuste para satisfacer completamente la demanda.

4.2.7. Demanda real, prevista y programada.

El desvío producido en el sistema, como se ha visto anteriormente, puede ser visto desde la parte de generación como también desde la parte de demanda ya que esta debe consumir lo más exacto a lo que los agentes programaron en los mercados.

Si bien es cierto que el desvío es producido por la diferencia entre la energía acordada y la energía medida, estas medidas no son obtenidas por parte de los contadores hasta días, incluso meses más tarde. Es por ello, que Red Eléctrica Española realiza una estimación de lo que va a ser esa medida, es decir, de lo que la demanda va a consumir realmente, y así poder publicar unos precios en los avances de liquidaciones. De este modo, a medida que se vayan obteniendo las medidas de consumo, se publicarán sucesivos cierres de

liquidaciones en el que el precio de los desvíos irá variando (aunque esta diferencia suele ser pequeña).

Red eléctrica publica en su página web y lo actualiza cada pocos minutos, la demanda real, es decir, la energía que están consumiendo en tiempo real la demanda, la demanda prevista, o también la energía que red eléctrica estima que va a ser consumida debido a variables meteorológicas o tipos de laboralidad, entre otras, y por último, la demanda programada, o también la energía comprada en los mercados de OMIE.

Se puede apreciar a continuación las tres demandas en la web de REE (<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacional/total>) :



Ilustración 26: Demanda real, prevista y programada. Fuente: REE

Se puede apreciar de la anterior gráfica como la demanda programada, de color rojo, esta escalonada, pues las transacciones económicas de energía se realizan por paquetes o bloques de energía en cada hora. También se aprecia la estimación de red eléctrica, de color verde, que tiene una tendencia más suave, y por último la demanda real, en amarillo, más irregular pues representa la realidad.

Es, por tanto, según la definición de desvíos, que la diferencia entre la demanda programada y la real tenga estrecha relación con el precio de los desvíos.

Al relacionar el precio de los desvíos con la demanda real, prevista y programada publicados en 2022, se obtienen los siguientes estadísticos:

Tabla 17: Modelo de regresión entre la demanda y el precio de desvío a subir y a bajar.

Estadísticas de la regresión	DSV sub	DSV bajar
------------------------------	---------	-----------

Coefficiente de correlación múltiple	0.8679	0.9197
Coefficiente de determinación R²	0.7532	0.8459
R² ajustado	0.7531	0.8458
Error típico	78.4939	80.1675
Observaciones	8760	8760

Se confirma que existe una relación entre el precio de los desvíos y la demanda.

Pero analizando detenidamente, la demanda real es una variable que no puedo introducir en un modelo de predicción a futuro, pues como muy tarde se tiene la información en presente, no en futuro.

En cambio, la demanda prevista y la demanda programada si que se tiene a futuro. Estas dos variables son las que se introducirán en el modelo de predicción final. Pero, en vez de introducir la demanda prevista por REE y la demanda programada en OMIE, se ha comprobado después de numerosos intentos, que no es en si las variables independientes las que dependen del precio de los desvíos sino su diferencia.

Es decir, la diferencia entre la demanda prevista y la demanda programada es la que representa el coste de los desvíos. Esto es así por la propia definición de desvíos, a falta de medidas, REE se fía de su previsión, en función de la energía que sobra o que hace falta de la energía programada para llegar a la energía prevista, REE convoca los mercados de energía de balance y servicios de ajuste.

A continuación, se muestra los estadísticos para la relación entre desvíos a subir y a bajar y la diferencia entre energía prevista y programada:

Tabla 18: Modelo de regresión entre la diferencia de la demanda y el precio de desvío a subir y a bajar.

Estadísticas de la regresión	DSV SUBIR	DSV BAJAR
Coefficiente de correlación múltiple	0.6631	0.7105
Coefficiente de determinación R²	0.4396	0.5048
R² ajustado	0.4395	0.5046
Error típico	118.2706	143.7017
Observaciones	8760	8760

Si bien es cierto que la diferencia de la demanda prevista y programada tiene menor correlación con el precio de los desvíos, es congruente pues es la demanda real la que indica exactamente la necesidad del uso de servicios de ajuste y por ello, el desvío del sistema.

Pero como se ha mencionado anteriormente, la demanda real no es una variable que a priori se pueda introducir en el modelo por no obtenerse esa información a futura, por lo que se introducirán en el modelo final la diferencia entre la demanda prevista y la programada.

Seguidamente se muestra gráficamente los modelos obtenidos entre la diferencia de la demanda y el precio de los desvíos obtenidos en 2022 a subir y a bajar:

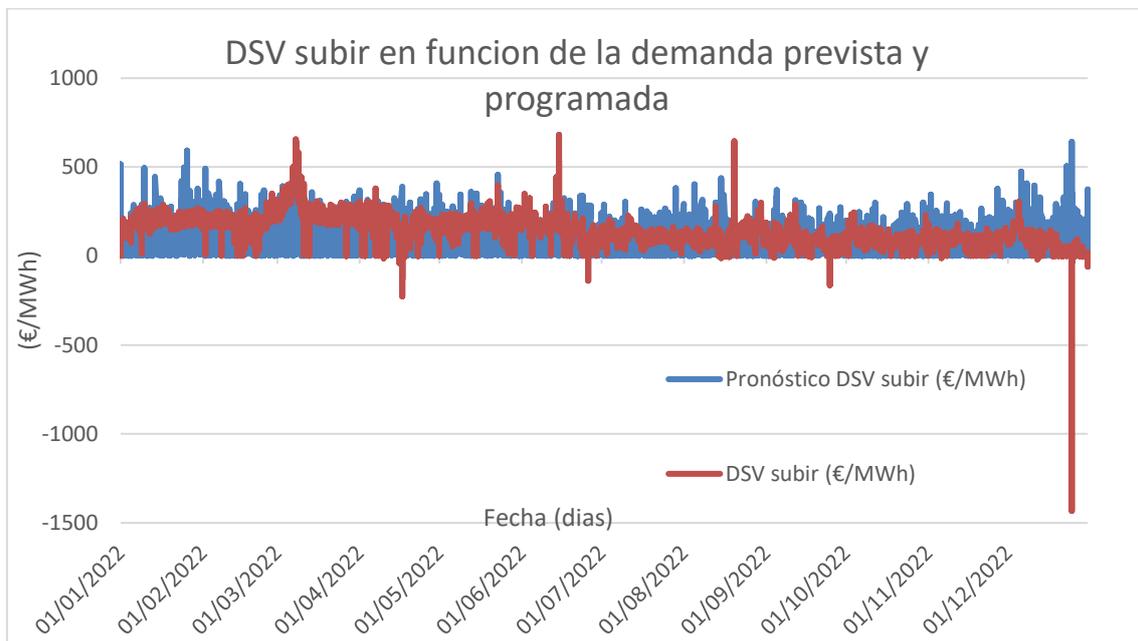


Ilustración 27: Estimación del precio de desvío a subir en función de la demanda.

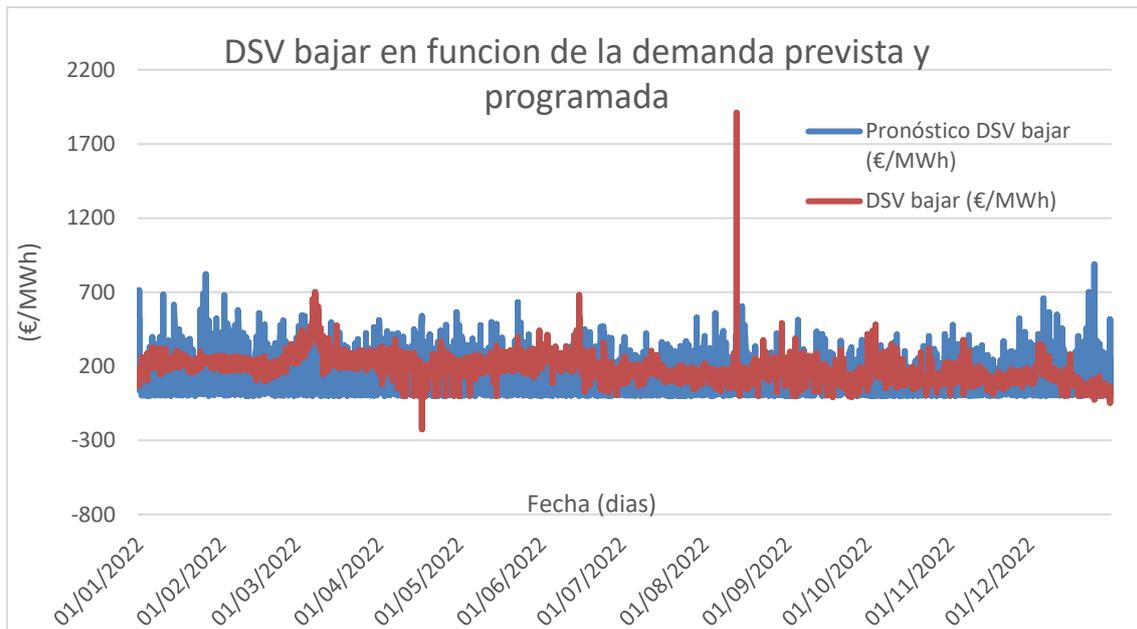


Ilustración 28: Estimación del precio de desvío a bajar en función de la demanda.

Gráficamente se puede comprobar que existe cierta relación entre la diferencia de la demanda y el precio de los desvíos a subir y a bajar, y ciertos picos de los precios de los desvíos se deben a las mayores diferencias entre la demanda.

4.2.8. Interconexiones con la frontera de la península.

La cantidad de energía intercambiada en las fronteras de la península se incorpora por un lado en la demanda programada, ya que, por ejemplo, el mercado continuo, es un mercado donde directamente se compra y vende paquetes de energía en Europa, y por otro lado, tiene relación con las energías de balance, que también depende de su activación en un función de las necesidades de otros sistemas.

Para el modelo, se ha tenido en cuenta las transacciones con Francia por simplificar, pues es el país con quien mayores acciones de compraventa realiza la península y por tanto, con quien mayor relación tiene el mercado peninsular.

Es interesante saber que si, por ejemplo, existe indisponibilidades de varias centrales nucleares en Francia, y se está plena ola de frío, como ocurrió el 04/04/2022, para satisfacer la demanda se convoca a los servicios de ajuste en las interconexiones, por lo que el precio de los desvíos se ve directamente afectado [45].

Se relaciona el precio de los desvíos con las importaciones y exportaciones a Francia y se obtiene los siguientes estadísticos:

Tabla 19: Modelo de regresión entre la demanda y el precio de desvío a subir y a bajar

Estadísticas de la regresión	DSV sub	DSV bajar
Coefficiente de correlación múltiple	0.4932	0.6799
Coefficiente de determinación R²	0.2433	0.4623
R² ajustado	0.2432	0.4622
Error típico	137.4389	149.7362
Observaciones	8760	8760

Es cierto que las interconexiones con Francia no es la variable que más relacionada está con el precio de los desvíos, aun así, resulta interesante tenerlo en cuenta para el modelo final del precio de los desvíos.

A continuación, se puede apreciar como el precio de desvíos a bajar tiene mayor relación con las interconexiones que el precio de desvío a subir, es decir, las importaciones resultan más significas que las exportaciones a Francia. Una de las causas puede ser que la demanda en España en 2022 haya sido mayor, o que el mercado eléctrico haya tenido un precio menor que el peninsular y por ello haya habido mayor importación.

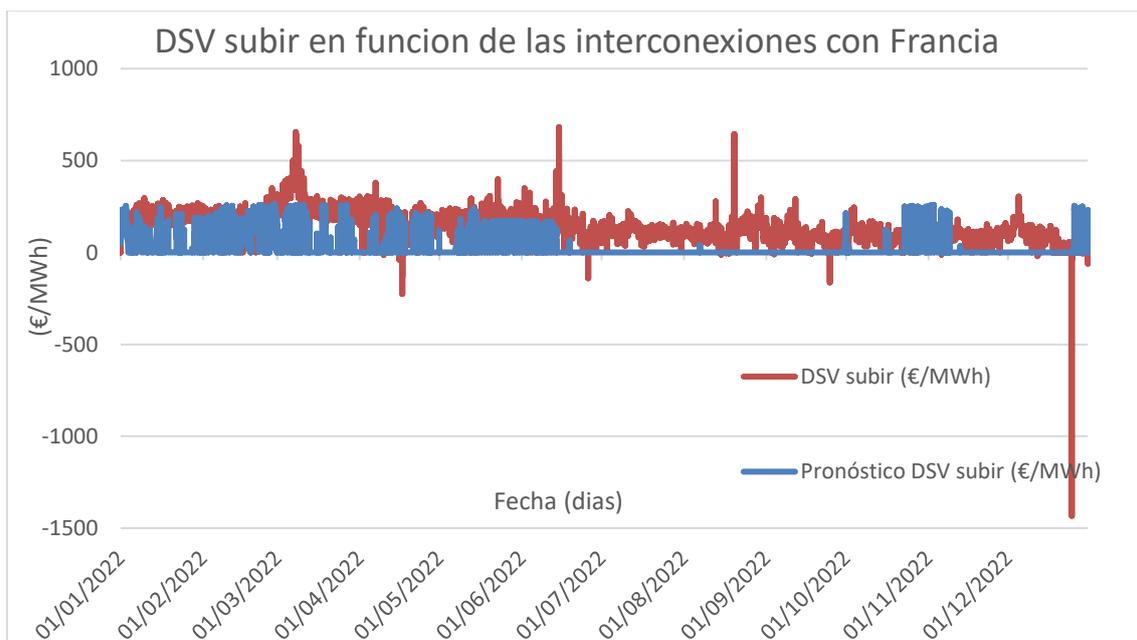


Ilustración 29: Estimación del precio de desvío a subir en función de las interconexiones con Francia.

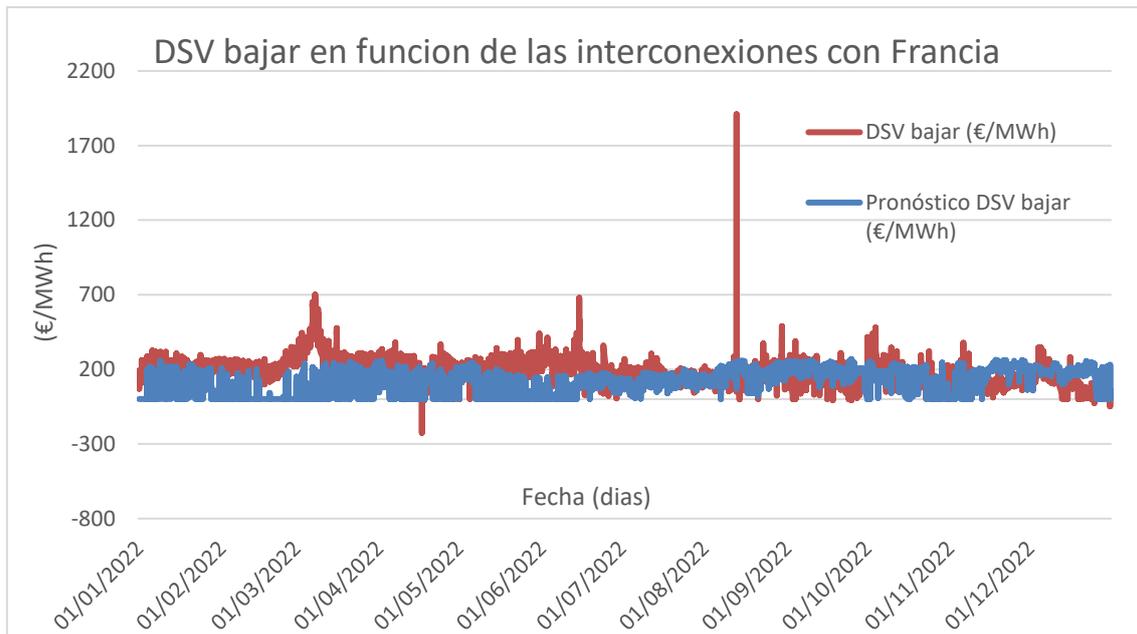


Ilustración 30: Estimación del precio de desvío a bajar en función de las interconexiones con Francia.

De las ilustraciones anteriores se puede comprobar como las exportaciones, es decir, los desvíos a bajar, tienen cierta correlación con el precio de los desvíos. En cuanto a importaciones, es decir, desvíos a subir, se puede comprobar que el mercado eléctrico peninsular no tuvo grandes cantidades de MWh de importación, aun así existe cierta correlación.

4.3. Modelo de predicción.

Para la realización del modelo de predicción de desvíos se ha relacionado las variables anteriormente descritas y se ha realizado un modelo de regresión múltiple con el precio de desvíos a subir y otro modelo con el precio de desvíos a bajar.

Si bien es cierto que el precio de los desvíos es una media ponderada de las energías de balance, no se ha realizado un modelo que dependa del mercado de reservas de sustitución, secundaria y terciaria, puesto que estos precios son publicados el día después al despacho de la energía, y las ofertas se realizan para el día siguiente, con lo cual habría dos días de diferencia y este retraso puede llegar a ser muy significativo con la volatilidad del mercado.

Es por ello por lo que en el modelo de predicción de desvíos se intenta tener en cuenta las variables de las que dependen estas energías de balance, y el mercado diario, el cual es el excelente de referencia en los mercados eléctricos.

Para la información del modelo, se ha tenido en cuenta toda la información de variables del año 2022, de forma que se obtendrán unos coeficientes que se utilizarán para la predicción de precios para la subasta del día de mañana, ya que como se mencionó anteriormente, la subasta se celebra un día antes del despacho de la energía. Es decir, se obtiene un modelo con la información de pasado, del año 2022, para obtener los coeficientes y transformar las variables a futuro y poder predecir el precio del día de mañana.

En el modelo final de predicción de precios se ha tenido en cuenta la variable del precio del mercado diario, por ser el mercado de referencia, la diferencia entre la demanda prevista y programada, por esta la definición de desvío, la producción nuclear, la producción renovable, el coste CCGT que indica el margen de beneficio de las centrales de gas y carbón, el producible hidráulico que representa la capacidad de las hidráulicas de producir energía, las transacciones en la frontera con Francia, y por último, el hueco térmico.

A continuación, se muestra los estadísticos de los dos modelos obtenidos de predicción de precios de desvíos, a subir y a bajar, en relación con la información publicada para el año 2022, aunque para más información se adjunta en el apartado Anexo:

Tabla 20: Modelo de regresión obtenido para el precio de desvío a subir y precio de desvío a bajar.

Estadísticas de la regresión	DSV SUBIR	DSV BAJAR
Coefficiente de correlación múltiple	0.9766	0.9675
Coefficiente de determinación R²	0.9537	0.9361
R² ajustado	0.9535	0.9359
Error típico	43.9711	39.9592
Observaciones	8760	8760

De la anterior gráfica se puede comprobar como los coeficientes son próximos a 1, por lo que se puede considerar válido tanto el modelo del precio de desvío a subir como el modelo del precio de desvío a bajar.

A continuación, se muestra gráficamente el precio de desvíos real obtenido en color azul, en ambos sentidos, y los modelos obtenidos en color granate con las variables anteriormente explicadas:

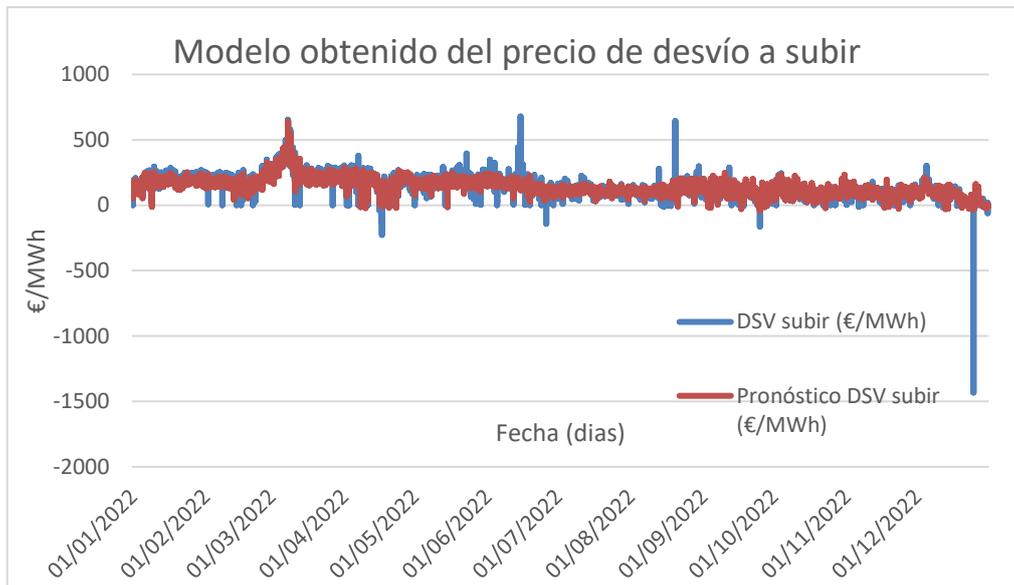


Ilustración 31: Modelo de predicción de precios a subir.

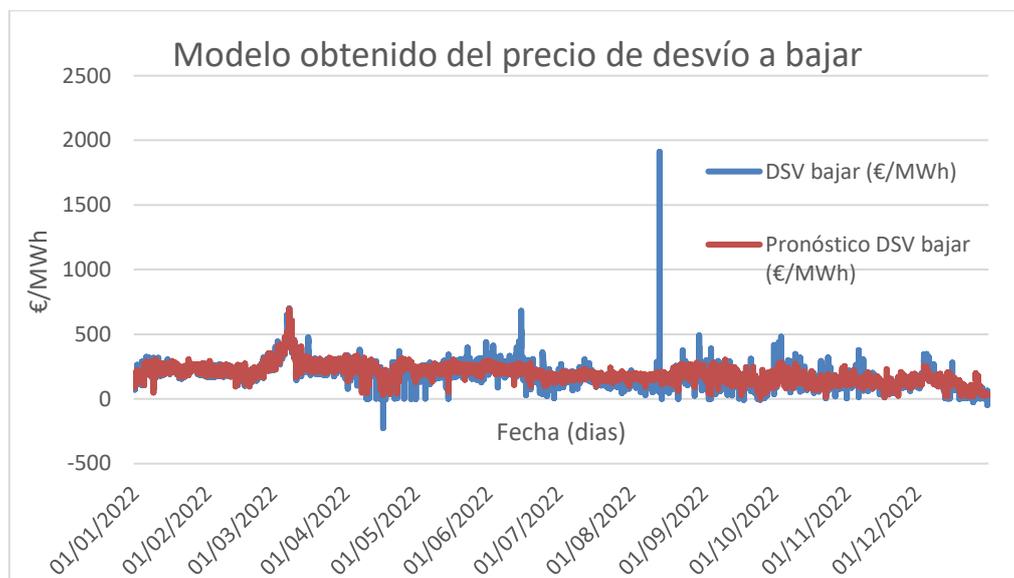


Ilustración 32: Modelo de predicción de precios a bajar.

Se puede apreciar de los dos modelos obtenidos la proximidad de la previsión del modelo (pronóstico DSV) y los desvíos reales publicados por REE (DSV).

Además, se observa como a mediados de marzo, el precio de desvío a subir y a bajar se vio afectado por la borrasca Celia, y como ambos modelos son perfectamente capaces de predecir el precio que hubo del desvío a bajar y desvío a subir.

Cabe destacar los días festivos, en los que el precio de desvío en algún sentido tiende a dispararse. Por ejemplo, el 25 de diciembre de 2022 el precio del desvío fue próximo a -1500 €/MWh, y de igual manera el puente del 15 de agosto en el sentido a bajar, rozando los 2000 €/MWh. En estos días festivos, la diferencia entre la energía programada y la energía real consumida suele ser bastante diferente, ya que la demanda en los días festivos no tiene un patrón de comportamiento, como si lo puede tener un día laboral.

Las expresiones obtenidas de los modelos para la predicción de precios en cada sentido se exponen a continuación:

Ecuación 14: Modelo de predicción de precios a subir.

Precio a subir

$$\begin{aligned} &= PMD * 0.94018 - (Dem Prev - Dem Prog) * 0.01296 \\ &- Prod Nuclear * 0.00796 - Prod renov * 0.00052 + CCGT \\ &* 0.01912 + Prod hidraulico * 4.24642 + Importacion Francia \\ &* 0.00421 - Hueco térmico * 0.00053 \end{aligned}$$

Ecuación 15: Modelo de predicción de precios a bajar.

Precio a bajar

$$\begin{aligned} &= PMD * 0.94293 + (Dem Prev - Dem Prog) * 0.0143 \\ &- Prod Nuclear * 0.01062 + Prod renov * 0.00084 + CCGT \\ &* 0.07847 + Prod hidraulico * 6.92919 - Exportacion Francia \\ &* 0.00209 + Hueco térmico * 0.00143 \end{aligned}$$

Donde:

- **Precio a subir** y **precio a bajar** están en €/MWh
- **PMD** es el precio del mercado diario, en €/MWh
- **(Dem prev – Dem prog)** es la diferencia entre la demanda prevista y la programada, en MW
- **Prod Nuclear** es la producción nuclear, en MW
- **CCGT** o también el Spark Spread, en €/MWh
- **Prod Hidraulico** es el producible hidráulico en hm³
- **Importacion Francia** y **Exportacion Francia** es la energía intercambiada en la frontera con Francia, en MWh
- **Hueco térmico** en MWh

Con estas dos expresiones obtenidas, un modelo de predicción de precios para el sentido a subir y otro modelo de predicción de precios para el sentido a bajar, se puede predecir

el precio actual de los desvíos para el día de mañana, ya que toda la información de las variables es pública, y se encuentra donde anteriormente se ha ido mencionando en cada una de las variables de los apartados anteriores.

Capítulo 5. LIQUIDACION DEL PRECIO DE LOS DESVÍOS.

Hace tiempo que se viene exigiendo desde Europa la implementación de un mercado eléctrico interconectado en su totalidad por todos sus países miembros. Así, poco a poco, se realizan continuamente acuerdos y medidas para unificarlo y que a su vez garanticen la seguridad del suministro del sistema como objetivo primordial. Entre otras, algunas medidas que se vienen acordando son, por ejemplo, la implementación de plataformas comunes para los países miembros de las energías de balance, métodos de fijación de precios estándar y la implementación de la liquidación de desvíos en periodos de 15 minutos [32].

Actualmente la liquidación del precio de los desvíos se realiza en periodos horarios, por ello el precio del desvío publicado por REE aparece por horas, pero se prevé que para octubre de 2023 y como fecha límite el 1 de enero de 2025, que el periodo de liquidación de desvíos se realice en periodos cuarto-horarios [32].

Como se mencionó en el capítulo anterior, el nuevo método de aplicación de desvíos, ISH, fue instaurada el pasado 1 de abril de 2022, en el cual fijaba:

- Un cálculo del ajuste del desvío para el cálculo de la liquidación de los desvíos de cada BRP (Sujetos de liquidación responsable de balance, por sus siglas en inglés), es decir, de cada responsable financiero de los desvíos que liquida con su Operador del Sistema [46].
- Definición e implementación del valor de la activación evitada.
- Uso de precio único dentro de un periodo de liquidación.
- Metodología del cálculo del precio del desvío dual.

5.1. Anotación del desvío por BRP.

La manera en la que se solventa el precio de los desvíos, como establece el PO 14.4 ([28]), es de manera horaria.

Las anotaciones registradas serán la suma del desvío producido de todas las medidas de generación más la demanda más intercambios internacionales del BRP [47]. Esto quiere decir que los desvíos en un sentido de la generación o demanda pueden ser compensados con los desvíos de restos de unidades de generación o demanda en un mismo periodo siempre y cuando sea el mismo sujeto de liquidación.

El cálculo del desvío de cada sujeto será:

Ecuación 16: Liquidación del DSV (BRP)

$$DSV (BRP) = Volumen asignado (BRP) - Ajuste desvío (BRP) - Posición (BRP)$$

Donde:

- **DSV (BRP)** es el desvío total a liquidar del BRP (MWh)
- **Volumen asignado (BRP)** es la cantidad de energía medida en barras de central total, es decir, la suma de todas las medidas de las unidades de generación o consumo del BRP (MWh)
- **Ajuste desvío (BRP)** es la suma de energías de balance por unidad y zona de regulación asignadas al BRP y las restricciones técnicas en tiempo real (ERTR) (MWh), es decir:

Ecuación 17: Ajuste del desvío en MWh

$$Ajuste desvío (BRP) = \sum u EB (u, brp) + \sum z EB (z, brp) + \sum u ERTR (u, brp)$$

- **Posición (BRP)** es la energía programada de cada unidad de generación y consumo del BRP, es decir, es el programa horario final más los cambios que se realizan entre BRP, en MWh, es decir:

Ecuación 18: Posición del BRP en MWh

$$Posición (BRP) = \sum u PHFC (u, brp) + \sum u IT (u, brp)$$

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo liquidaría un sujeto, con valores totalmente aleatorios:

Tabla 21: Ejemplo de cálculo de liquidación de desvío. Fuente: propia.

BRP	POS + AJUSTE (MWh)	VOLUMEN (MWh)	DESVÍO (MWh)
UP PRODUCCION	15	14.2	-0.8
UP COMERCIALIZACION	-13	-12.52	0.48
TOTAL POR BRP	2	1.68	-0.32

La posición y el ajuste del desvío se encuentra publicado en la página web de esios ([Bienvenido | ESIOS electricidad · datos · transparencia \(ree.es\)](#)), pero el volumen es la energía medida propia por cada BRP.

Si, para ese periodo y ese día en concreto de ejemplo, el precio de desvío a bajar ha salido a 120€/MWh, por ejemplo, el importe a pagar por el BRP será:

Ecuación 19: Ejemplo de importe de BRP.

$$\begin{aligned} \text{Importe BRP} &= \text{DESVIO} * \text{PRECIO DESVIO} = -0.32 \text{ MWh} * 120 \text{ €/Mwh} \\ &= 38.4 \text{ €} \end{aligned}$$

El BRP debería pagar por su desvío 38.4€.

5.2. Precio final de la demanda.

En este apartado se analizará en qué parte el desvío es pagado por la demanda y cuál es su impacto en la factura de un consumidor.

La Comisión Nacional de Mercados y Competencia, publica en su página web la plantilla con el criterio de cálculo del precio que paga el consumidor [48]. A continuación se describe la formula del precio final de la energía que es pagada en la factura, para una agregación k de unidades de demanda y para una hora h (PFM_{k,h}):

Ecuación 20: Precio final de la demanda.

$$\begin{aligned} \text{PFM}_{kh} &= \text{PMD}_h + \frac{(\text{IMMI}_{kh} - (\text{ENMI}_{kh} * \text{PMD}_h))}{\text{ENMBCK}_{kh}} + \frac{\text{IMMA}_{kh}}{\text{ENMBCK}_{kh}} \\ &+ \frac{\text{IMCRT}_{kh}}{\text{ENMBCK}_{kh}} + \frac{\text{IMCB}_{kh} + \text{ENDVD}_{kh} * \text{CCBBRPh}}{\text{ENMBCK}_{kh}} \\ &+ \frac{\text{IMOTR}_{kh}}{\text{ENMBCK}_{kh}} + \frac{\text{ENDVD}_{kh} * \text{CDVBRPh}}{\text{ENMBCK}_{kh}} + \frac{\text{IMPC}_{kh}}{\text{ENMBCK}_{kh}} \\ &+ \frac{\text{IMINT}_{kh}}{\text{ENMBCK}_{kh}} + \frac{\text{IMRRTT}_{kh} - \text{ENRTT}_{kh} * \text{PMD}_h}{\text{ENMBCK}_{kh}} + \frac{\text{IMCAP}_{kh}}{\text{ENMBCK}_{kh}} \\ &+ \frac{\text{IMSAJ}_{kh} - \text{ENSAJ}_{kh} * \text{PMD}_h}{\text{ENMBCK}_{kh}} \end{aligned}$$

Donde:

- **PMD_h** es el precio del mercado diario en la hora h
- **IMMI_{kh}** es el importe (energía por precio) de valorar los mercados intradiarios y continuo en la hora h
- **ENMI_{kh}** es la suma de las energías negociadas en los mercados intradiarios y continuo en la hora h
- **IMMA_{kh}** es el valor del mecanismo de ajuste aplicado en el Real Decreto-ley 10/2022 aplicado a todas las unidades de la agregación k en la hora h
- **IMCRT_{kh}** es el importe que paga la demanda por la financiación de las restricciones técnicas a las unidades k en una hora h
- **IMCB_{kh}** es el importe que paga la demanda por la financiación del coste de provision de capacidad de balance o de servicios de no frecuencia (banda secundaria y respuesta activa de la demanda)
- **ENDVD_{kh}** es la energía correspondiente al desvío neto en valor absoluto de las unidades de la agregación k en la hora h
- **CCBBR_{Ph}** es el coste que repercute a cada BRP por la capacidad de balance en la hora h
- **IMOTR_{kh}** es el importe, es decir, energía por precio en la hora h de las unidades k para la financiación de otros servicios: intercambios de apoyo entre sistemas, desvíos entre sistemas, saldo de la liquidación de energías posteriores al PHF, saldo de la liquidación del servicio de ajuste de control de factor de potencia, fallo de unidades de programación genéricas y saldo de la liquidación de energía de subastas de renovables [48].
- **CDVBR_{Ph}** es el coste medio del desvío de todos los BRP del mercado e la hora h. A su vez, este término se define por la siguiente expresión:

Ecuación 21: coste medio del desvío en el precio final de la energía.

$$CDVBRPh = \frac{ENDV_{brp,h} * PMD_h - IMDV_{brp,h}}{ABS (ENDV)_{brp,h}}$$

Donde:

- **ENDV_{brp,h}** es el desvío neto de los BRP en la hora h
 - **IMDV_{brp,h}** es el importe liquidado a los BRP del mercado por los desvíos en la hora h
 - **ABS (ENDV)_{brp,h}** es la suma del desvío en valor absoluto de cada brp del mercado en la hora h
- **IMPC_{kh}** es el importe que paga la demanda por la financiación de los pagos de capacidad de las unidades k en la hora h
 - **IMINT_{kh}** es el importe que paga la demanda por la financiación de servicios de interrumpibilidad de las unidades k en la hora h

- **IMRRTTkh** es el importe que reciben las unidades k en la hora h por participar en el proceso de restricciones técnicas
- **ENRRTTkh** es la suma de las energías programadas de las unidades k en la hora h por su participación en el proceso de resolución de restricciones técnicas
- **IMCAPkh** es el importe que reciben las unidades k en la hora h por la provisión de capacidad de balance o de no frecuencia (banda de secundaria y respuesta activa de la demanda)
- **IMSAJkh** es el importe que reciben las unidades de agregación k en la hora h por los servicios de balance o de no frecuencia
- **ENSAJkh** es la suma de energías gestionadas en los servicios de balance o de no frecuencia por las unidades de agregación k en la hora h
- **ENMBCKkh** es la energía medida en barras de central de todas las unidades k en una hora h el cual se define mediante la siguiente expresión:

Ecuación 22: Energía medida en barras de central para el precio final de la energía

$$ENMBCKkh = ENMDkh + ENBILkh + ENMIkh + ENSAJkh + ENRRTTkh + ENDVD kh$$

Donde:

- ENMDkh es la energía negociada en el mercado diario de las unidades k en la hora h
- ENBILkh es la energía negociada mediante contratación bilateral

Para ilustrar la anterior expresión y poder identificar el peso que tiene los desvíos en la demanda, se ha buscado en la página web de red eléctrica (<https://www.esios.ree.es>), en el cual publica el precio final de la energía para cada día. Como ejemplo, se tomará el día 01/04/2022 en la hora 7, siguiendo con el mismo día de ejemplo del Trabajo:

Tabla 22: Componente final del precio horario de la demanda.

COMPONENTE	€/MWh
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE BANDA SECUNDARIA	2.17
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE CONTROL FACTOR POTENCIA	-0.09
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE DESVÍOS MEDIDOS	1.06
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE INCUMPLIMIENTO ENERGÍA DE BALANCE	-0.15
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE MECANISMO DE AJUSTE RD-L 10/2022	0
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE MERCADO DIARIO	272.58

PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE MERCADO INTRADIARIO	-0.06
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE PAGO DE CAPACIDAD	0
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR	0
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE RESTRICCIONES PBF	1.66
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE RESTRICCIONES INTRADIARIO	0
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE RESTRICCIONES TIEMPO REAL	1.36
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE SALDO P.O.14.6	-0.58
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE SALDO DE DESVÍOS	-0.35
PRECIO MEDIO HORARIO COMPONENTE SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD	0
PRECIO MEDIO HORARIO FINAL SUMA DE COMPONENTE	277.6

Se puede apreciar que el precio de los desvíos no es tan significativo en la demanda, ya que el precio que pagó el consumidor fue del orden de 277.6 €/MWh, y el desvío representó a penas un 1% del coste.

Capítulo 6. ENTORNO SOCIOECONOMICO Y AMBIENTAL.

6.1. Impacto socioeconómico.

Anteriormente en el Capítulo 2 fue mencionado la importancia de la electricidad, y si bien esto es cierto pues la energía eléctrica es considerada indispensable para la vida de una persona en la actualidad.

Esta nos ha permitido desarrollarnos tecnológicamente y alcanzar un nivel de comodidad mayor hasta tal punto que resultaría impensable vivir sin ella hoy en día.

Tener un conocimiento sólido del mercado eléctrico peninsular y concretamente, del mercado de los desvíos, resulta fundamental para reducir el impacto socioeconómico de la electricidad.

De esta forma, prediciendo el precio de los desvíos y por lo tanto adelantándose a la necesidad del sistema, contribuye a un ahorro de energía ya que las centrales de producción generarán la electricidad exactamente necesaria para ser consumida por la demanda, y no habría energía excedentaria cuando no fuese necesaria. Esto se consigue debido a la penalización o al incentivo del desvío gestionado por el Operador del Sistema.

Así, si el modelo de predicción del precio del desvío de este Trabajo fuese llevado a cabo por todas las empresas que gestionan la producción en la península, a generación estaría en equilibrio con la demanda, por lo que el segmento de desvío repercutido a la demanda mediante la factura de la luz sería disminuido. Como se estudió en el Capítulo 5, si la componente del desvío disminuye hasta alcanzar 0 €/ MWh, el precio de la factura de la luz sería menor.

6.2 Impacto medioambiental.

Resulta evidente que la relación entre energía e impacto medioambiental es directa y es por ello el conocimiento en este Trabajo.

Empezando desde la generación de electricidad, se debe tener en cuenta primeramente que dependiendo del tipo de tecnología que genere la energía, el impacto puede ser mayor o menor. Esto se debe a centrales de producción de electricidad que utilizan como combustibles fuentes no renovables y consecuentemente generan al año toneladas de emisiones de CO₂ que repercuten en fenómenos bien conocidos hoy en día como son el

calentamiento global, la lluvia ácida y la contaminación atmosférica, entre muchos otros. Otras tecnologías que no producen emisiones de CO₂ pero que tienen un gran impacto en el medioambiente son aquellas que producen residuos radiactivos que perduran por muchos años y o que su generación puede producir posibles fugas o accidentes radiactivos.

Con el uso de energías que tengan un impacto notablemente menor para el ecosistema hace que el precio del mercado diario sea menor, como se analizó en el Capítulo 4 ya que debido a la eficiencia de su tecnología el coste de oportunidad es mínimo. Además, como el precio del mercado diario es una variable de la que depende el precio de los desvíos, estos también se verían disminuidos con el uso de tecnologías renovables.

6.3 Planificación y presupuesto final del Trabajo.

En diciembre de 2022 se planteó a la empresa Próxima Energía la realización de un modelo de predicción de precio de los desvíos para el Trabajo fin de Master en la Universidad Europea de Madrid cursado por la autora.

Tras una previa reunión con la tutora para proponerle la idea, y de la que aceptó sin dudar, se empezaron a llevar a cabo una serie de tareas para obtener el modelo de desvíos.

En esta sección se va a indicar la distribución temporal de las diferentes tareas realizadas para llevar a cabo este Trabajo, con la duración, y las fechas en las que empezaron y acabaron cada una de ellas. A continuación, se muestra en la tabla lo anteriormente descrito:

Tabla 23: Distribución temporal del Trabajo.

TAREA	Duracion (días)	Fecha inicio	Fecha fin
TFM	163	01/02/2023	14/07/2023
Lectura PO	28	01/02/2023	01/03/2023
Desarrollo precio desvio	30	01/03/2023	31/03/2023
Desarrollo modelo desvio	45	31/03/2023	15/05/2023
Liquidacion	3	15/05/2023	18/05/2023
Redaccion memoria	74	01/05/2023	14/07/2023

Cabe señalar que “Lectura de PO” corresponde a la lectura de los Procedimientos de Operación, incluyendo toda la normativa vigente de los mercados eléctricos peninsulares.

A continuación, se muestra un Diagrama de Gantt que representa visualmente la distribución temporal de las tareas llevadas a cabo para este Trabajo:



Ilustración 33: Diagrama de Gantt. Fuente propia.

Además, se explica seguidamente el coste económico que ha llevado la realización de este Trabajo Fin de Máster.

Cabe señalar que para el presupuesto se ha dividido en tres partes, un primer presupuesto que engloba los recursos físicos que han sido necesarios para llevar al cabo el modelo, un segundo presupuesto que implica las horas trabajadas por el autor y la tutora y un tercer presupuesto que tiene en cuenta el sueldo del autor así como otros importes . A continuación, se muestran los tres presupuestos resumido en tablas:

Tabla 24: Presupuesto de recursos físicos.

Concepto	Descripción	Cantidad (unidades)	Coste unitario(€)	Importe (€)
Ordenador personal	Lenovo i7	1	250	250
Licencia Microsft	Mediante la UEM	1	0	0
Material papelería	Cuadernos, bolígrafos	1	20	20
Impresión y encuadernación Trabajo	-	1	90	90
TOTAL				360

Tabla 25: Presupuesto de recursos humanos.

Concepto	Tiempo (horas)	Coste unitario (€/h)	Importe (€)
Investigación y Documentación	60	12	720
Desarrollo precio y modelos	60	12	720
Estudio liquidaicon	4	12	48
Redacción memoria	180	12	2160
Tutorías	15	32	480
TOTAL	314		4128

Tabla 26: Presupuesto de otros conceptos.

Otros conceptos	Descripción	Importe (€)
Empleo de Analista de mercado	Con un sueldo de 35000 €, se pondera a 6 meses	17500
Matricula UEM	Solo el TFM	500
Internet y consumo eléctrico	Contrato de internet y factura de luz estimado a 6 meses	540
Total		18540

Sumando los tres presupuestos, se obtiene un presupuesto total que sería el que ha sido necesario para llevar a cabo el modelo de predicción de precios de los desvíos. A continuación, se muestra en la siguiente tabla el importe:

Tabla 27: Presupuesto total de este Trabajo Fin de Master.

Conceptos	Coste (€)
Recursos físicos	360
Recursos humanos	4128
Otros	18540
TOTAL	23028

Capítulo 7. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

7.1. Conclusiones del Trabajo.

De acuerdo con el objetivo del presente Trabajo Fin de Master, se ha estudiado y examinado el precio de los desvíos en el mercado eléctrico operado por Red Eléctrica Española.

Antes de nada, ha sido necesario una previa investigación del mercado eléctrico peninsular y para ello, se ha adentrado en las tripas, estudiando y comprendiendo, de los Procedimientos de Operación publicados por Red Eléctrica como resultado de las Resoluciones publicadas por el BOE que regulan el mercado eléctrico. Gracias a esto, se ha podido tener una visión general del mercado eléctrico y como están conectados entre sí.

Una vez conocido el ámbito en el que se desenvuelven el mercado de los desvíos dentro del mercado eléctrico peninsular, se ha desarrollado el origen de los precios de este mercado, siguiendo y entiendo el Procedimiento de Operación correspondiente. Además, se ha estudiado la necesidad de balance del sistema de los desvíos, analizando que variables dependen de él para saber cómo se compone.

Asimismo, se ha analizado las variables que afectan al precio de los desvíos, pudiendo realizar un modelo de predicción de precios mediante una regresión lineal múltiple. Este tipo de predicción ha sido capaz de ser a la vez un buen predictor y ha posibilitado el análisis de cómo afecta cada variable a los modelos de precio de los desvíos. El poder estudiar los estadísticos de cada variable ha permitido que tengamos un mejor modelo de precio de desvío para subir y otro para desvío a bajar.

El modelo implementado ha servido de gran utilidad para los agentes de mercado de la comercializadora de Próxima Energía, el cual ha tenido resultados muy positivos a la hora de programar la energía en los mercados de OMIE. Del mismo modo, ha favorecido al sistema, pudiendo predecir en que momentos del día de mañana iba a haber un mayor desajuste en la energía programada del sistema, asegurando la seguridad del suministro.

Por último, el estudio de la liquidación de los desvíos ha servido de gran utilidad para ver en qué posición de liquidación se encuentra los precios en el mercado y de qué manera afecta tanto a la demanda, como a las empresas que representan a sus clientes de generación y consumo.

7.2. Trabajo futuro.

Debido a la volatilidad de los precios de los desvíos, sobre todo a partir de la nueva metodología de precios instaurada el 01/04/2022, el campo de estudio de predicción de estos precios que pueden estudiarse son los siguientes, y a la autora de este Trabajo Fin de Master le gustaría seguir desarrollando en el campo cuando las condiciones lo permitan:

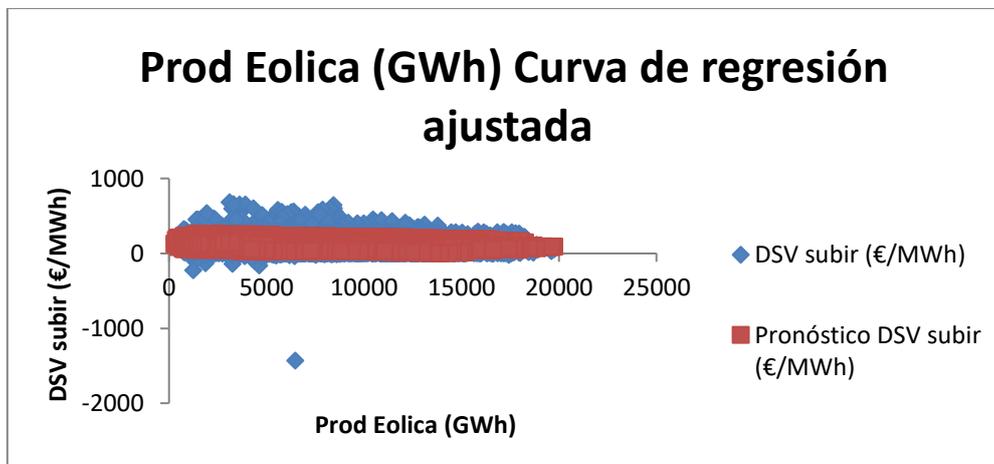
1. Realizar un modelo de predicción de desvíos a subir y otro a bajar en función del tipo de día, separando los días laborables, los sábados y los festivos, ya que se ha visto que en los días de festivos nacionales el precio de desvíos a subir y a bajar se disparaban durante el año 2022.
2. Analizar un modelo de predicción que dependa del tipo de hora dentro de un día, ya que es posible que los días en los que existe mayor producción de renovables y el precio del mercado diario sale a 0 €/MWh sea necesario mayor uso de los servicios de ajuste del sistema, y por consiguiente, el precio de desvío se pueda alterar.
3. Implantar, de la misma manera, modelo de precio de desvíos según los meses o estaciones del año, ya que muchas de las variables de las que se compone el modelo, por ejemplo, el precio del gas, son estacionales.
4. Integración en el modelo de más variables, por ejemplo, climatología, ya que como se ha comprobado con la borrasca Celia ocurrida en 2022, los fuertes vientos, la reducción inesperada de radiación o las fuertes lluvias pueden alterar en la estimación de la energía, y, por lo tanto, en el precio de los desvíos.
5. Alimentar los modelos con más información histórica de las variables, ya que cuanto más datos, más próximo será la predicción a los precios reales de los desvíos.
6. Realizar dos modelos diferentes para el precio de desvíos a subir y dos modelos diferentes para el precio de desvíos a bajar, uno que tenga toda la información hasta el 01/04/2022 y otro a partir del 01/04/2022 ya que a partir de ese día se implementa la metodología ISH y el precio de los desvíos se ven afectados.
7. Tener en cuenta en el modelo la potencia instalada de energía renovables en 2022 y como cambia en 2023.
8. Llevar a cabo modelos de predicción realizando un estudio de las variables que afectan al precio del mercado diario y a las energías de balance, a subir y a bajar, y realizar la media ponderada. De esta manera se obtendrían cuatro modelos de predicción para un sentido en concreto, y luego se haría el precio ponderado para poder predecir el precio del día siguiente. Lo mismo para el otro sentido.

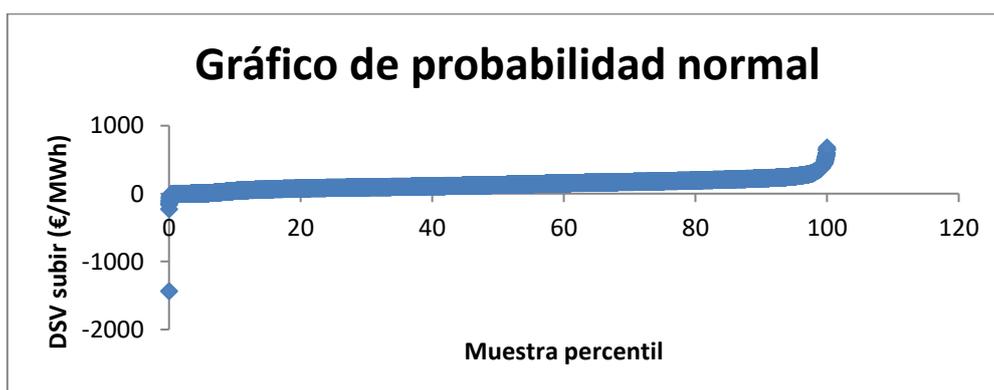
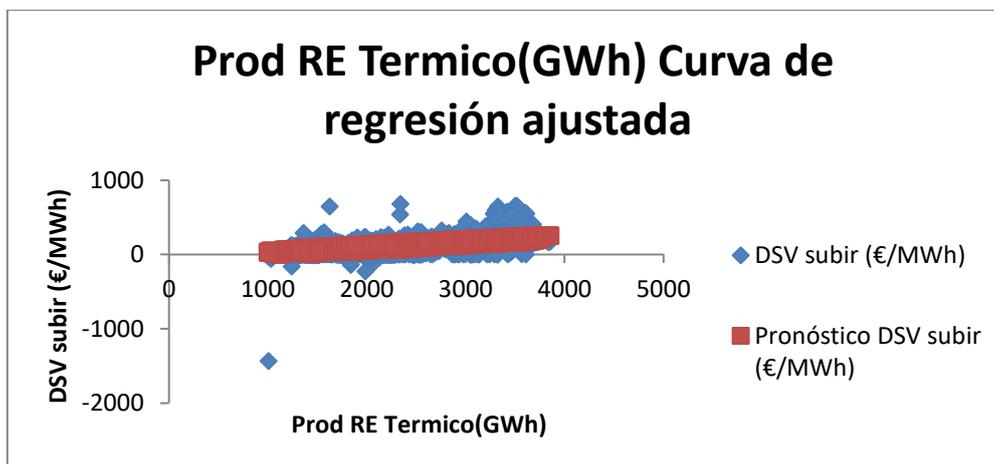
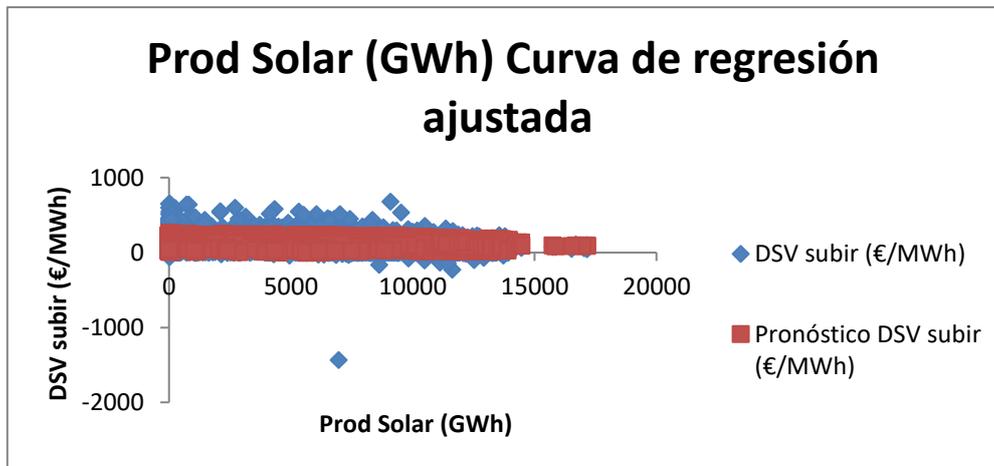
ANEXO

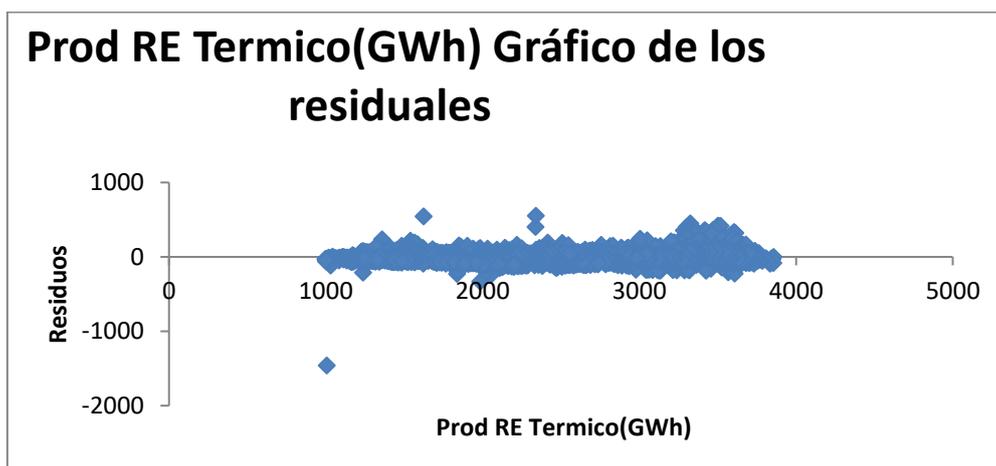
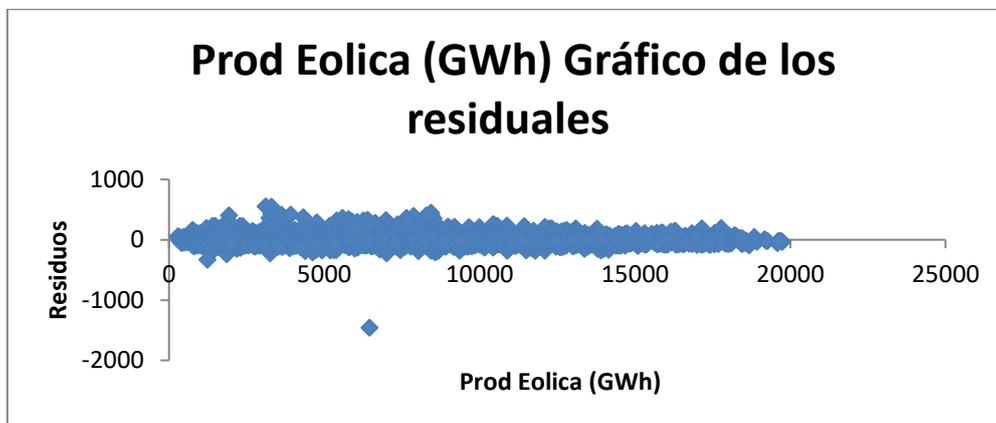
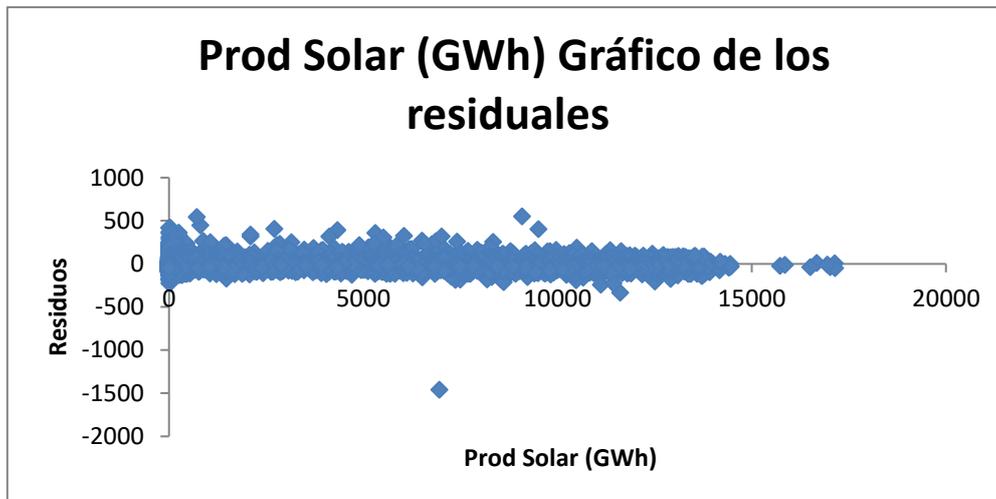
Desvío a subir en función de la producción renovable

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	3	191057250	63685750	20215.8213	0
Residuos	8757	27587111.3	3150.29249		
Total	8760	218644361			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0.00000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Prod Eolica (GWh)	-0.00447	0.00015	-30.79228	0.00000	- 0.00476	- 0.00419	- 0.00476	- 0.00419
Prod Solar (GWh)	-0.00258	0.00013	-20.27348	0.00000	- 0.00283	- 0.00233	- 0.00283	- 0.00233
Prod RE Termico(GWh)	0.07087	0.00047	151.38157	0.00000	0.06995	0.07178	0.06995	0.07178



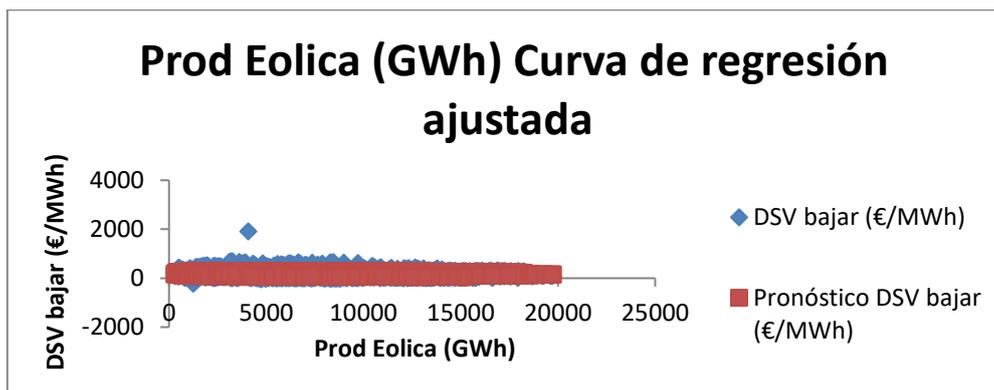


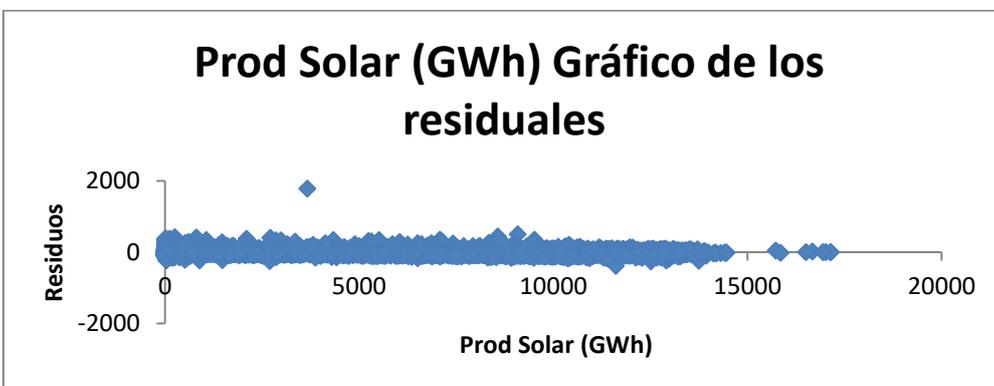
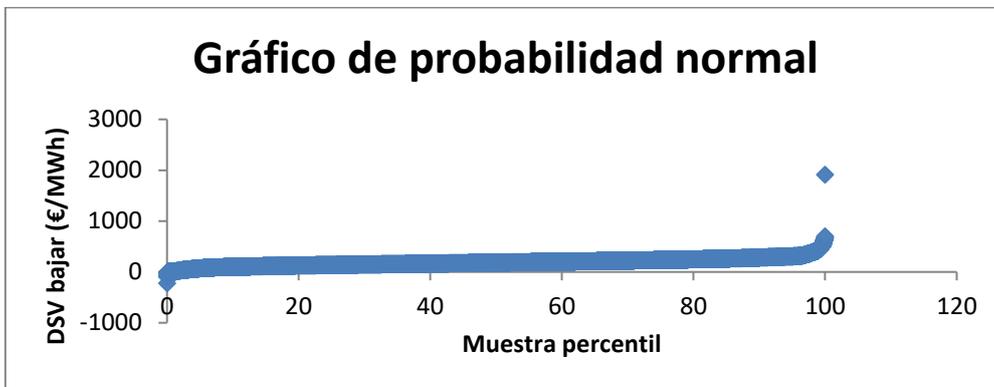
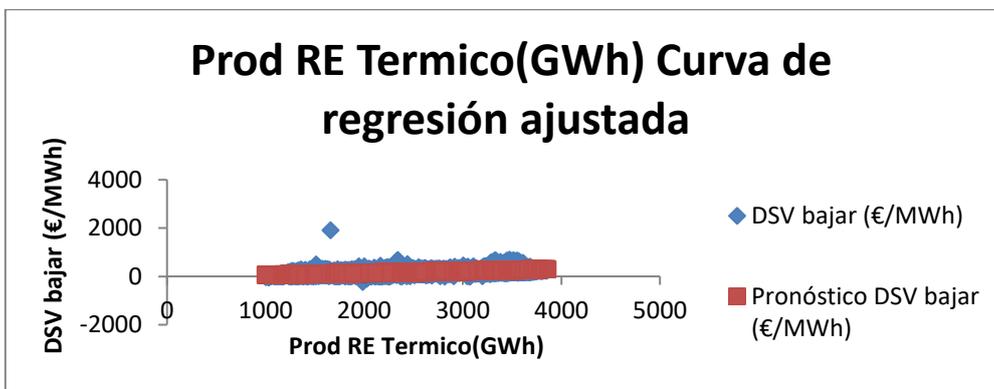
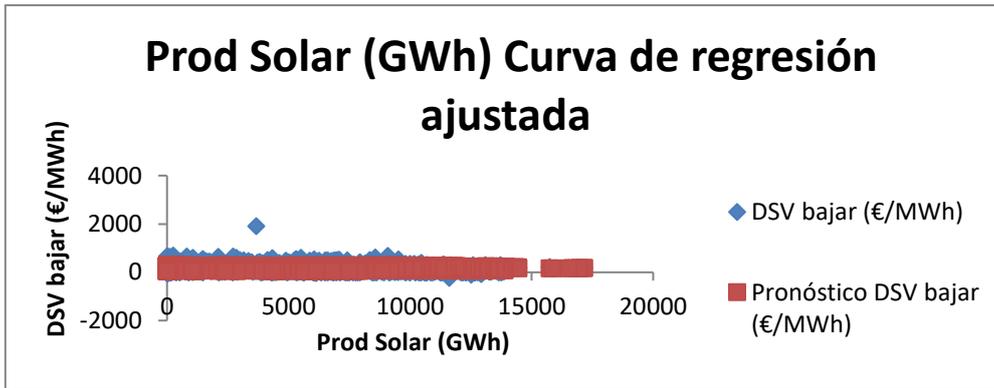


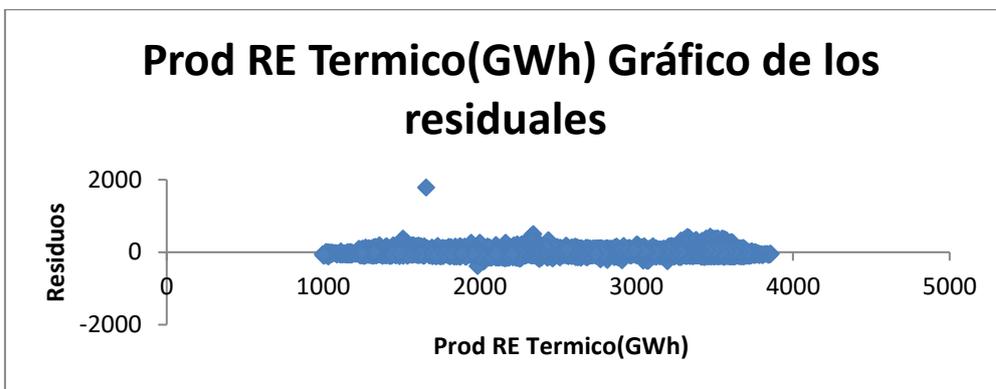
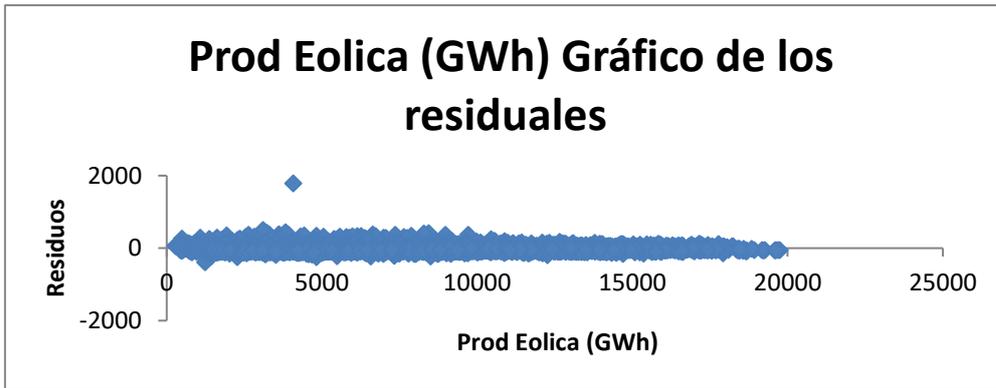
Desvío a bajar en función de la producción renovable

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	3	327311555	109103852	25197.7636	0
Residuos	8757	37916953.4	4329.90219		
Total	8760	365228509			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Prod Eolica (GWh)	-0.002401	0.000170	-14.104323	0.000000	-0.002735	0.002067	-0.002735	0.002067
Prod Solar (GWh)	-0.000128	0.000149	-0.856760	0.391601	-0.000420	0.000165	-0.000420	0.000165
Prod RE Termico(GWh)	0.080672	0.000549	146.989832	0.000000	0.079596	0.081748	0.079596	0.081748





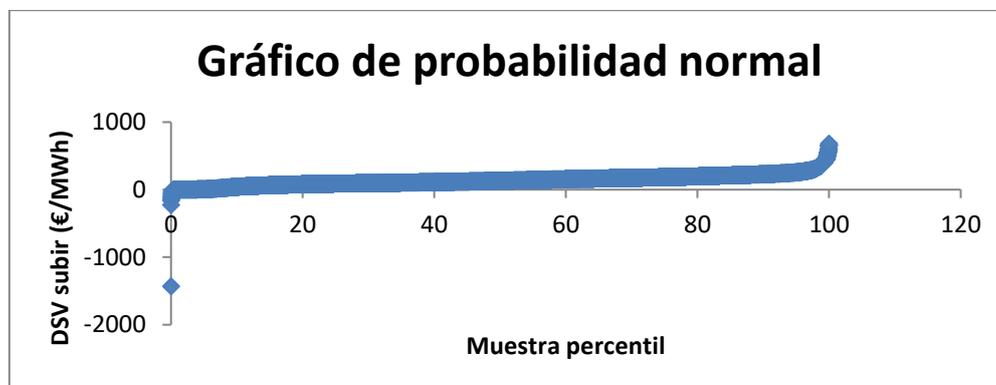
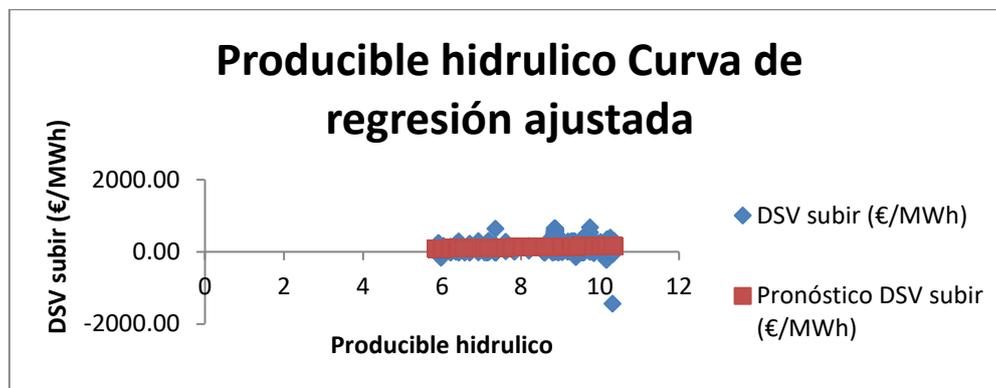


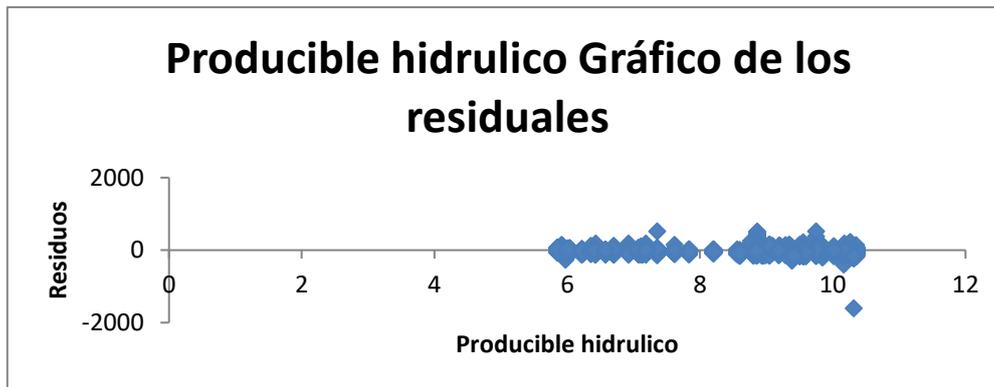
Desvío a subir en función de la energía de origen hidráulica

Producible hidráulico

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	168529787	168529787	29455.5513	0
Residuos	8759	50114574.1	5721.49493		
Total	8760	218644361			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0.00000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Producible hidrulico	16.23634	0.09460	171.62620	0.00000	16.05090	16.42178	16.05090	16.42178

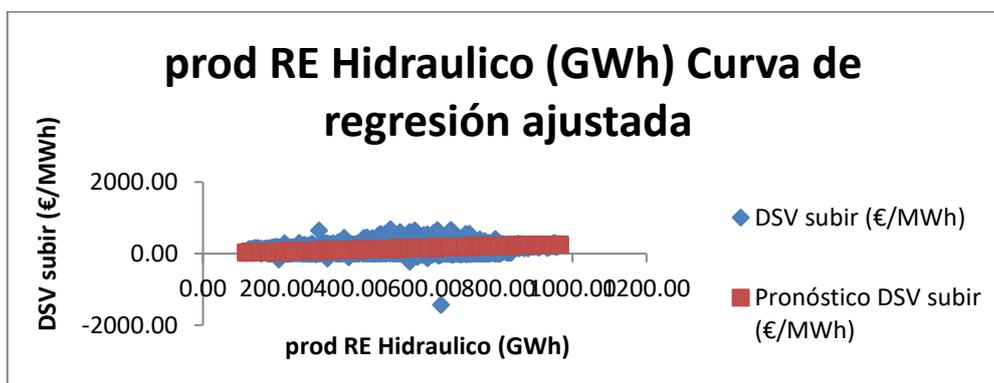


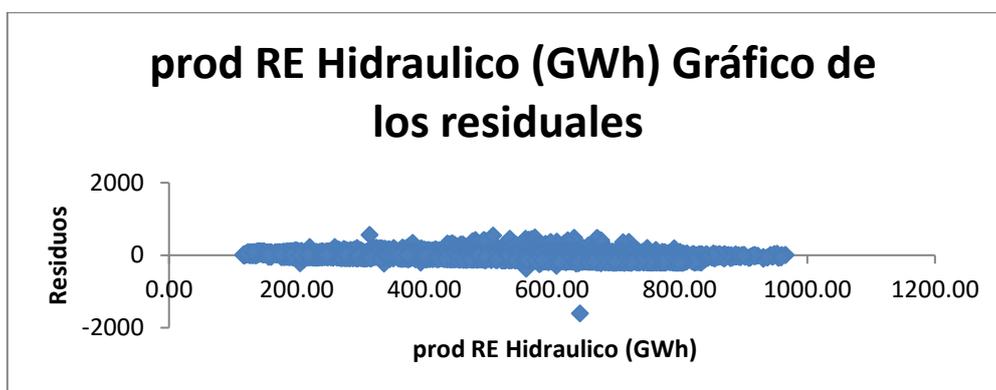
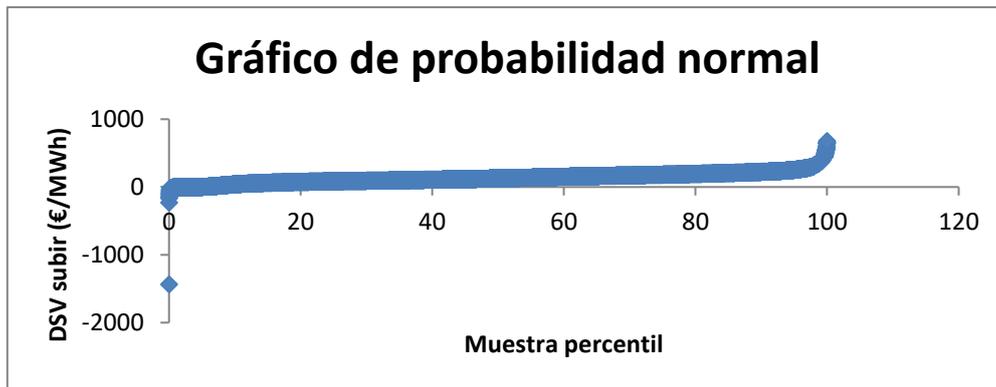


Producción hidráulica

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	157851798	157851798	22743.3065	0
Residuos	8759	60792563.2	6940.58263		
Total	8760	218644361			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
prod RE Hidraulico (GWh)	0.265360	0.001760	150.808841	0.000000	0.261911	0.268809	0.261911	0.268809



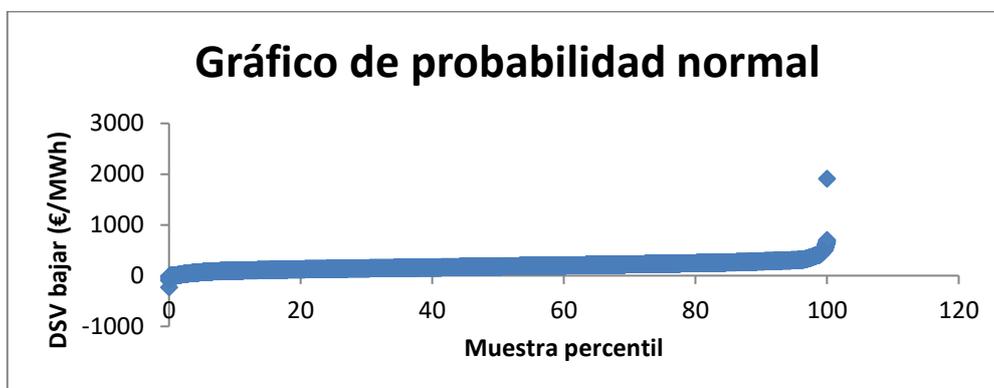
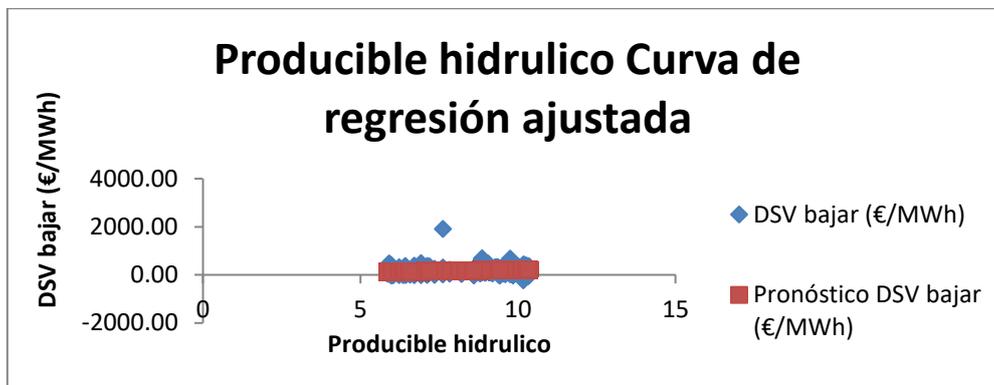


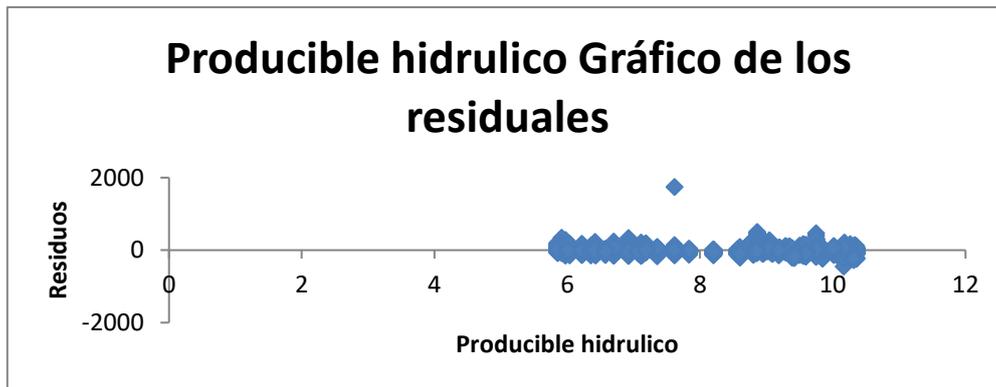
Desvío a bajar en función de la energía de origen hidráulica

Producible hidráulico

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	311683965	311683965.4	50986.3317	0
Residuos	8759	53544543.4	6113.088645		
Total	8760	365228509			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Producible hidrulico	22.08040	0.09779	225.80153	0.00000	21.88872	22.27209	21.88872	22.27209

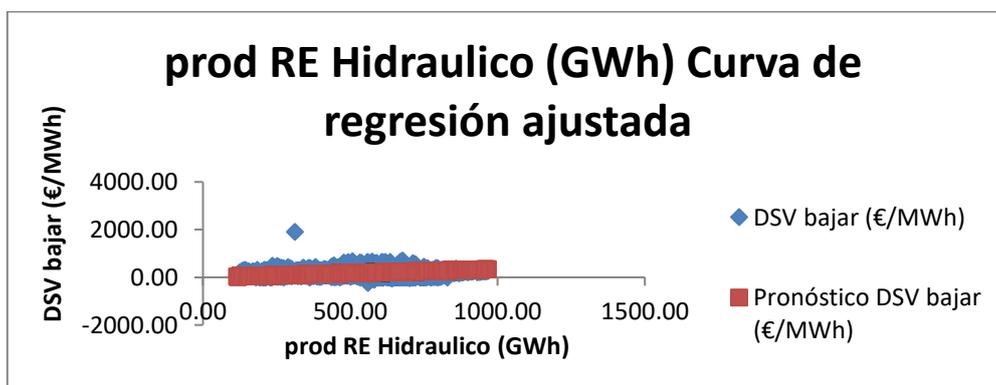


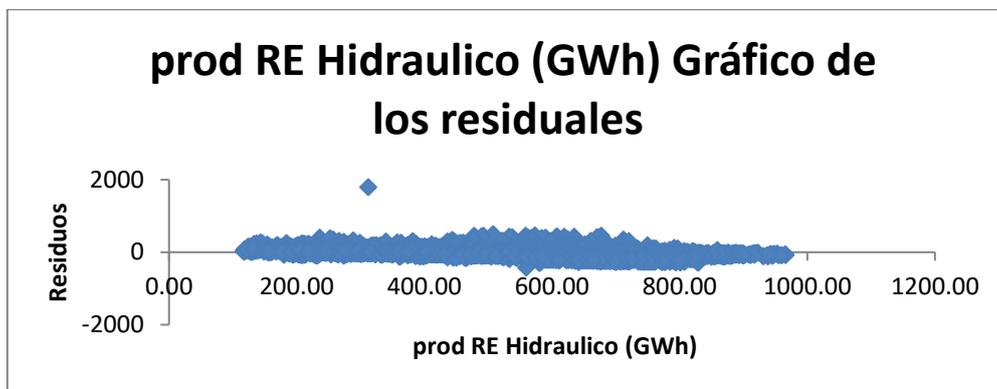
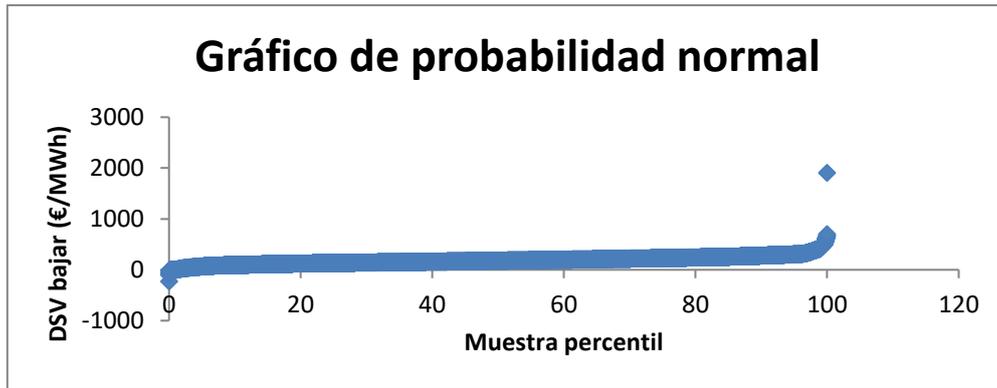


Producción hidráulica

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	283601690	283601690	30431.9982	0
Residuos	8759	81626818.8	9319.19383		
Total	8760	365228509			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
prod RE Hidraulico (GWh)	0.355685	0.002039	174.447695	0.000000	0.351688	0.359682	0.351688	0.359682

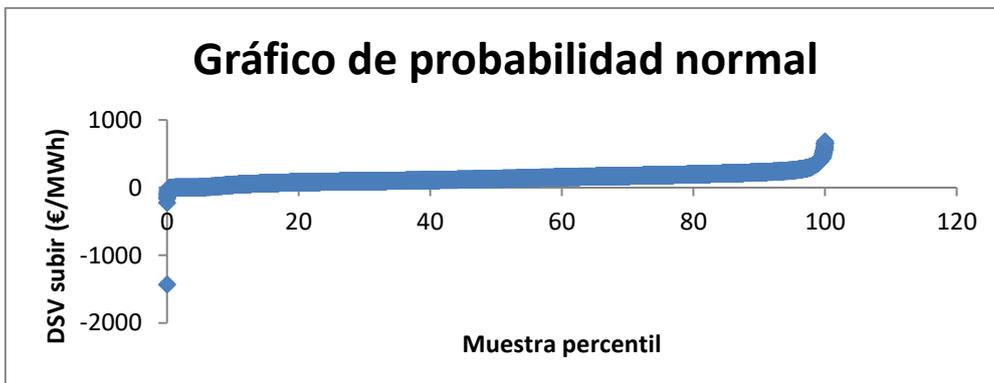
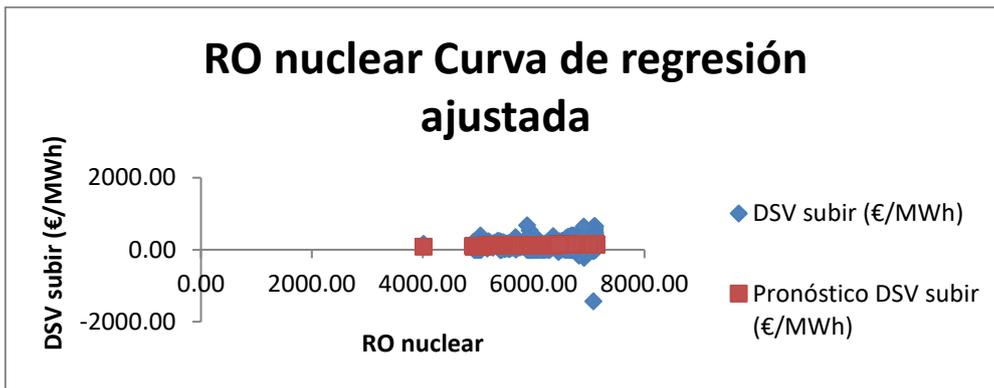




Desvío a subir en función de la producción nuclear

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	160721166	160721166	24303.8504	0
Residuos	8759	57923195.9	6612.99188		
Total	8760	218644361			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
RO nuclear	0.021069	0.000135	155.896922	0.000000	0.020804	0.021334	0.020804	0.021334

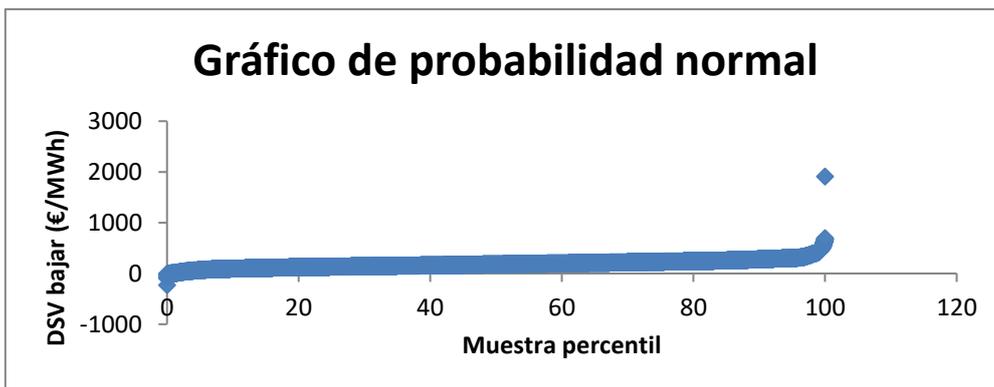
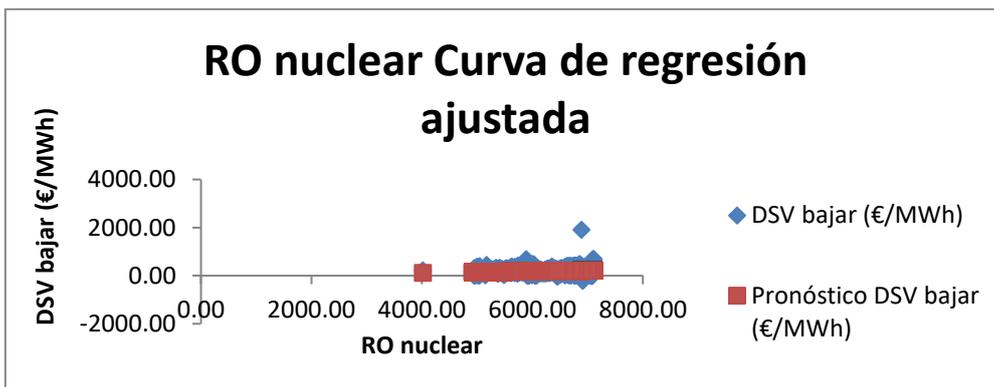


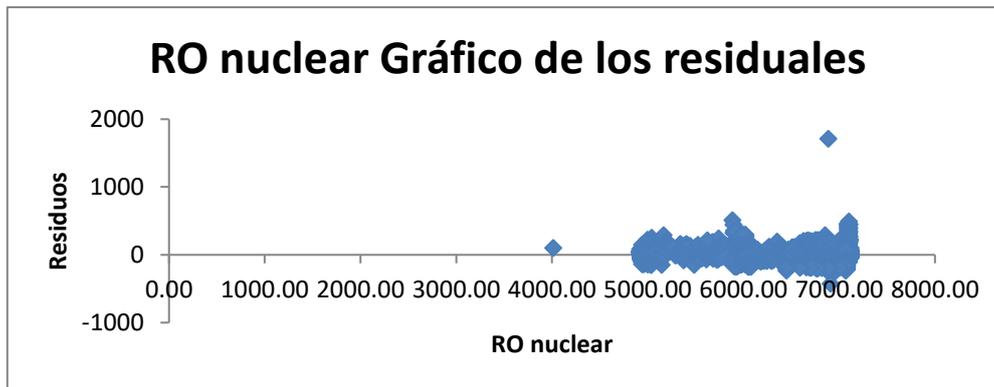


Desvío a bajar en función de la producción nuclear

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	301963331	301963331	41806.5182	0
Residuos	8759	63265178	7222.87681		
Total	8760	365228509			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
RO nuclear	0.028880	0.000141	204.466423	0.000000	0.028603	0.029156	0.028603	0.029156



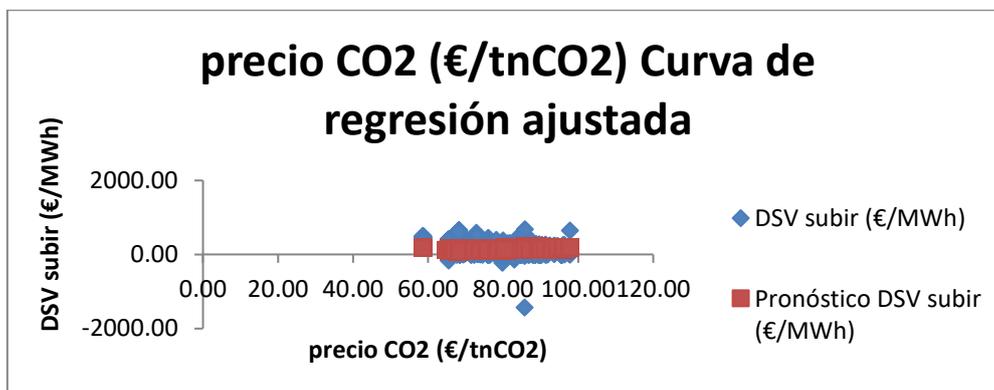
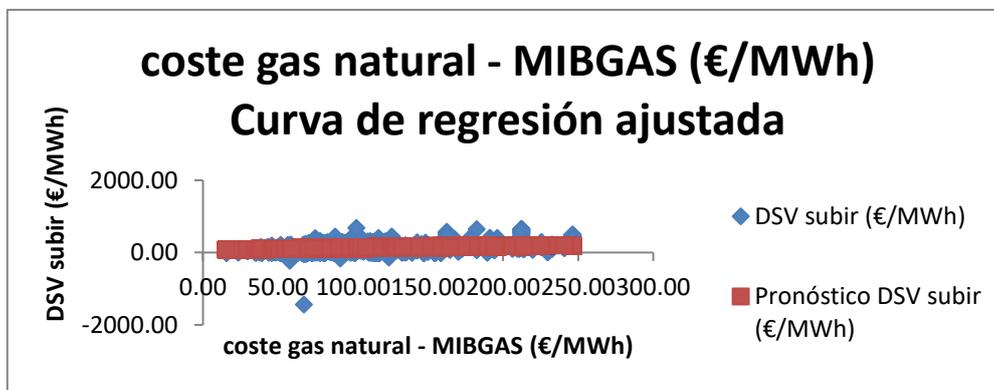


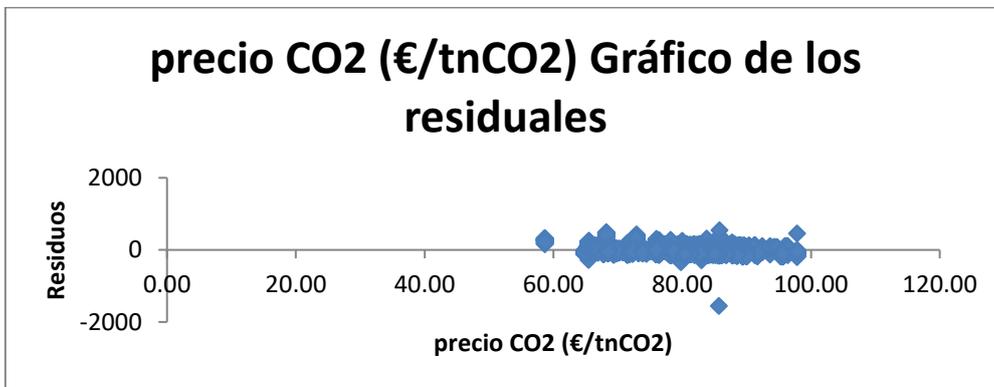
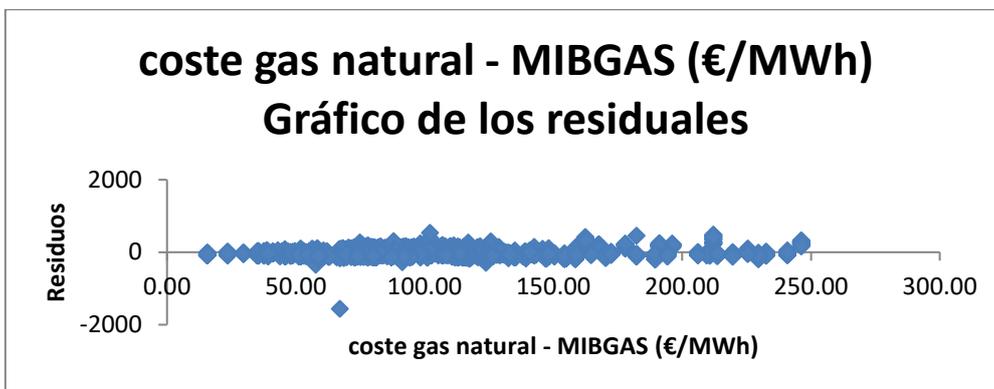
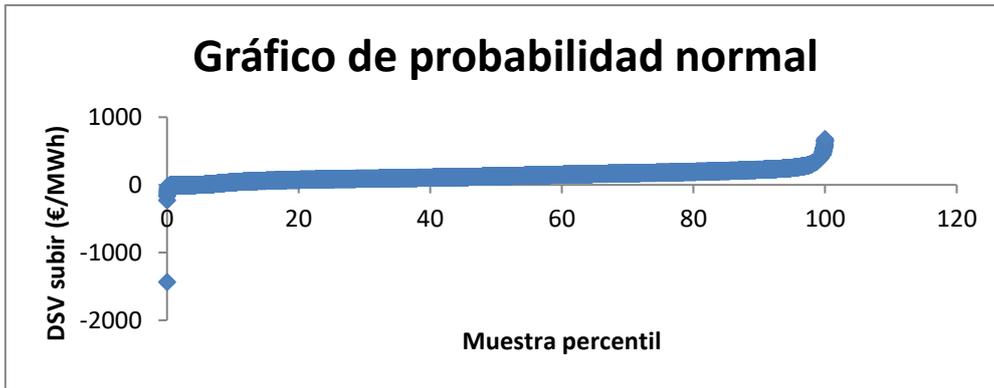
Desvío a subir en función de las centrales de gas y carbón

Precio gas y precio CO2

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	164211953	82105976.5	13210.5884	0
Residuos	8758	54432408.5	6215.16425		
Total	8760	218644361			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
coste gas natural - MIBGAS (€/MWh)	0.453725	0.021950	20.670575	0.000000	0.410697	0.496753	0.410697	0.496753
precio CO2 (€/tnCO2)	1.115234	0.028825	38.689658	0.000000	1.058730	1.171738	1.058730	1.171738



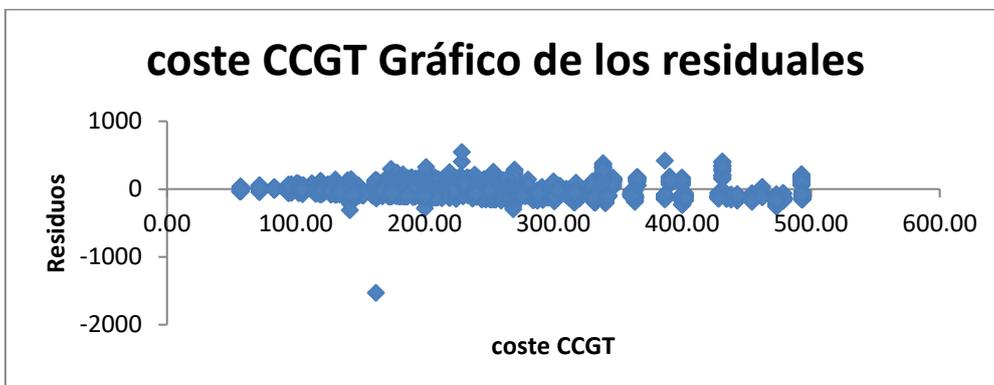
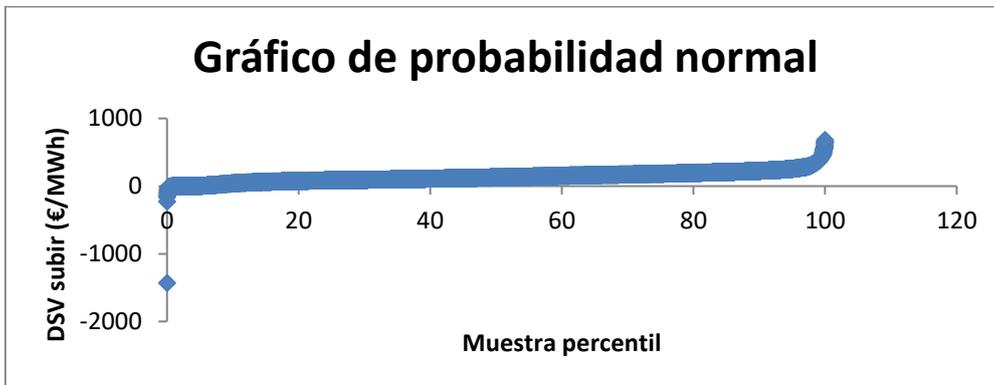
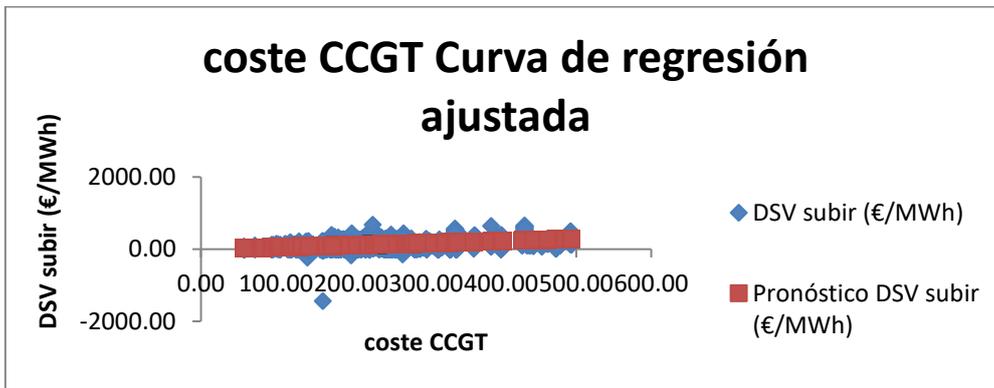


Spark Spread

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	158334635	158334635	22995.5123	0
Residuos	8759	60309726.9	6885.45803		

Total	8760	218644361			
--------------	------	-----------	--	--	--

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	0.000000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
coste CCGT	0.574830	0.003791	151.642713	0.000000	0.567400	0.582261	0.567400	0.582261

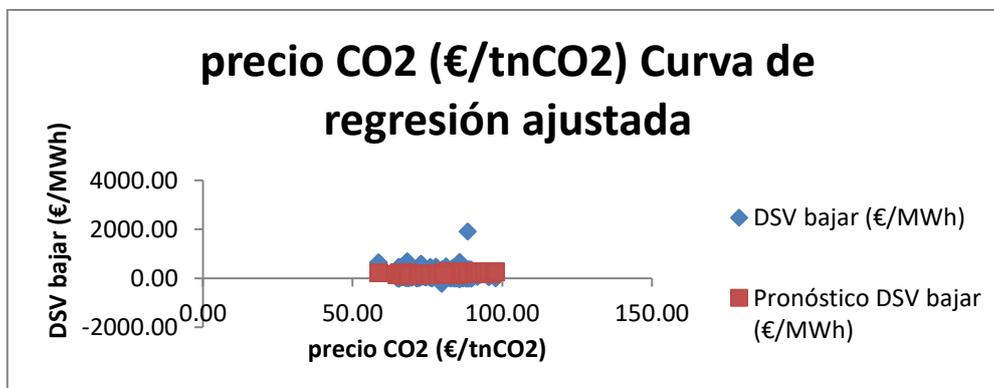
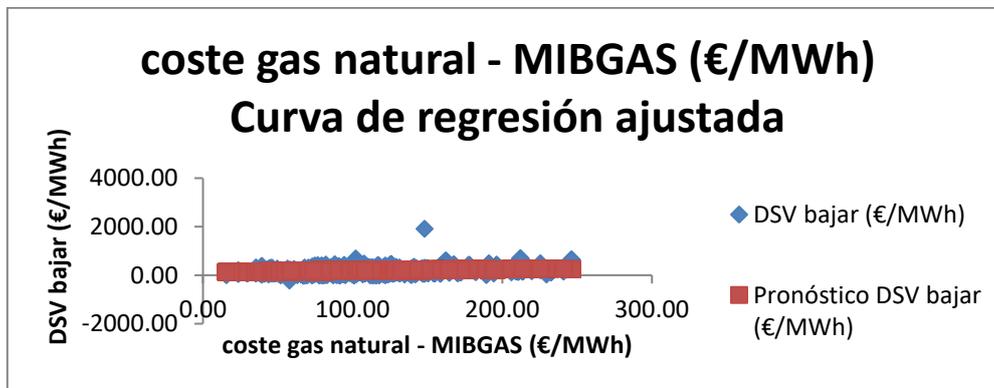


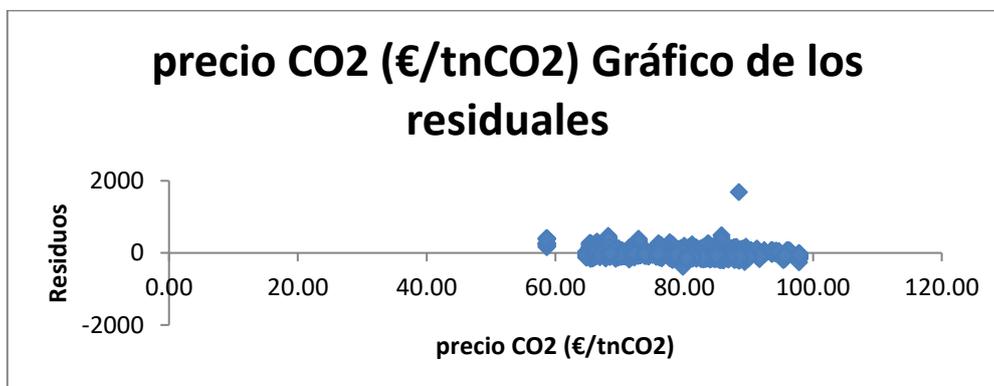
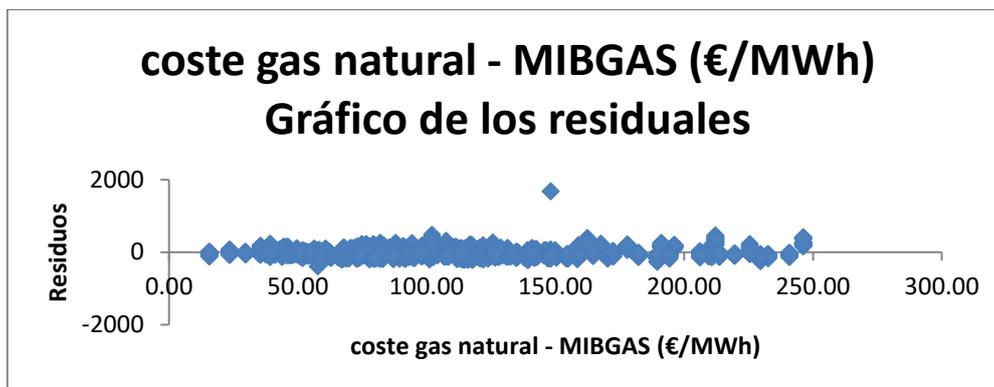
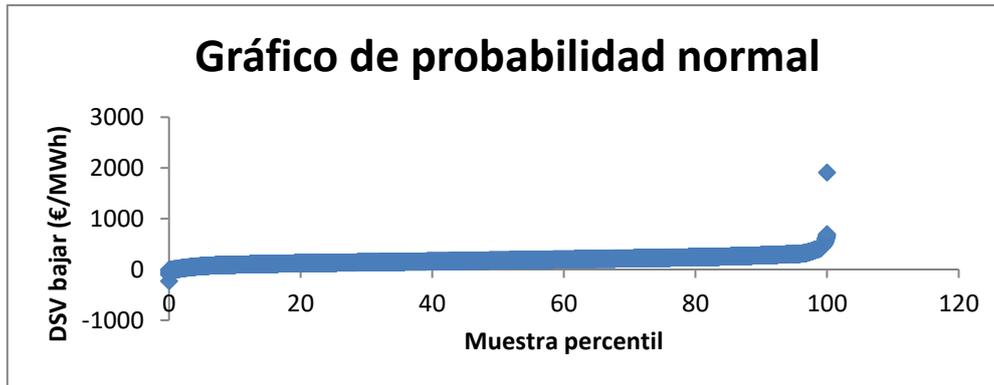
Desvío a bajar en función de las centrales de gas y carbón

Precio gas y precio CO2

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	308524102	154262051	23825.7859	0
Residuos	8758	56704406.4	6474.58397		
Total	8760	365228509			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
coste gas natural - MIBGAS (€/MWh)	0.58728	0.02240	26.21334	0.00000	0.54336	0.63119	0.54336	0.63119
precio CO2 (€/tnCO2)	1.57314	0.02942	53.47082	0.00000	1.51547	1.63081	1.51547	1.63081

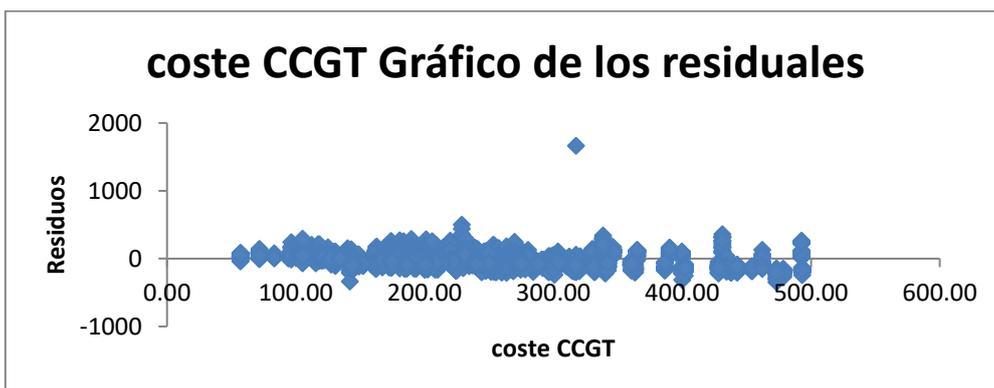
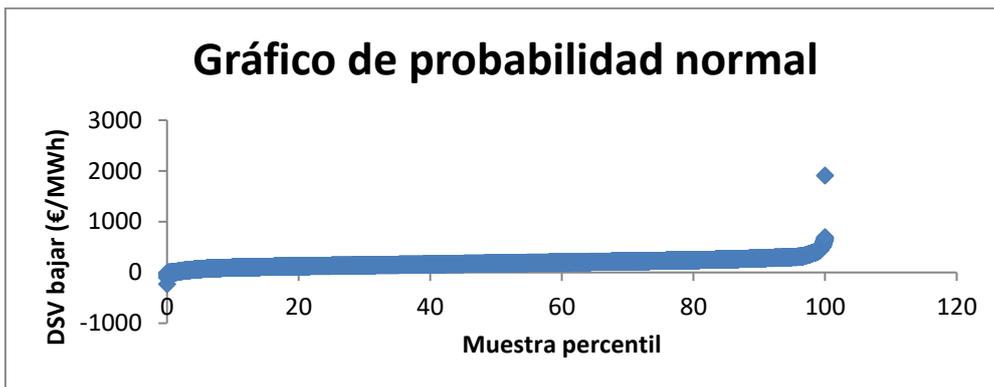
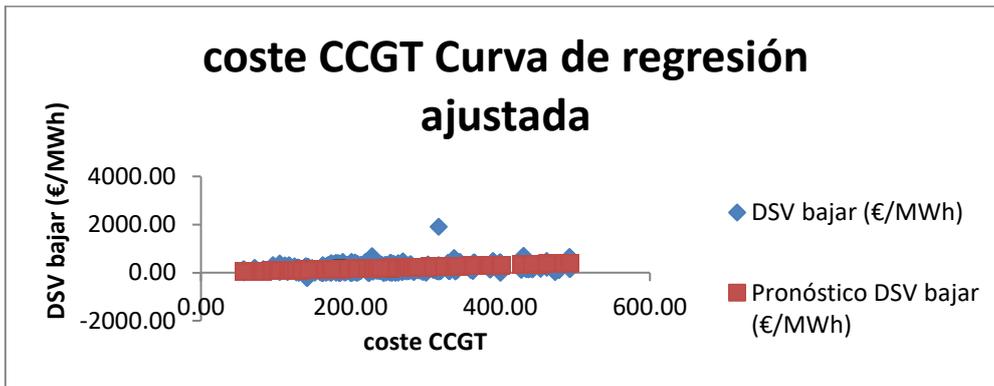




Spark Spread

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	296648824	296648824	37887.9991	0
Residuos	8759	68579685.1	7829.62497		
Total	8760	365228509			

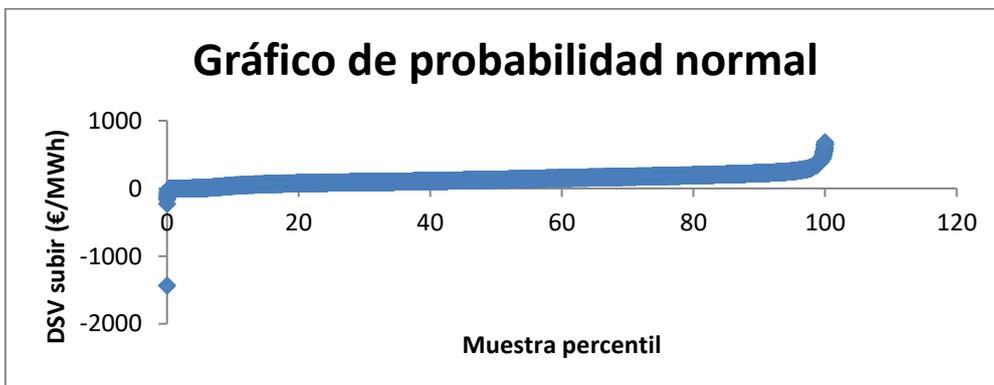
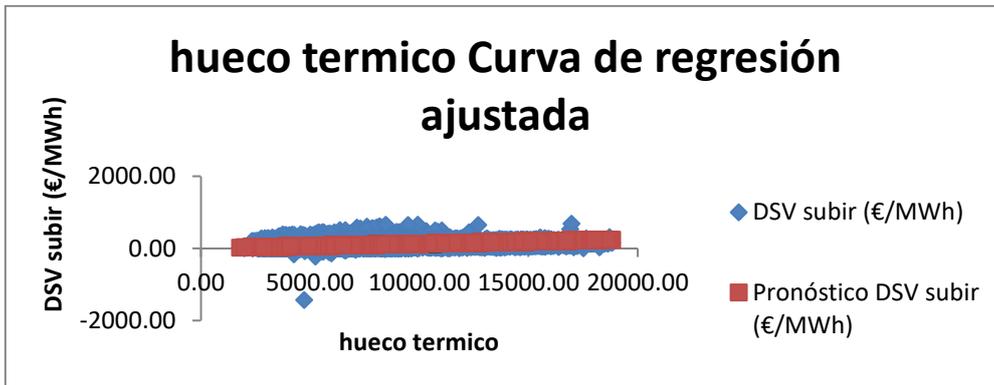
	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
coste CCGT	0.786816	0.004042	194.648399	0.000000	0.778892	0.794739	0.778892	0.794739

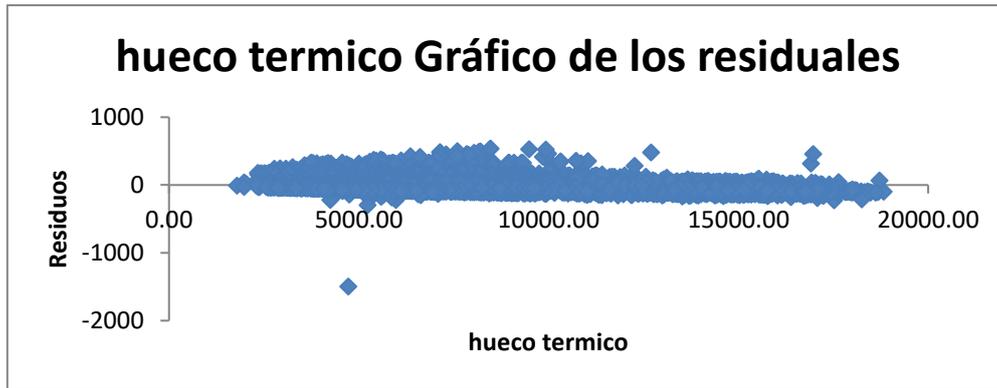


Desvío a subir en función del hueco térmico

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	136312395	136312395	14501.7826	0
Residuos	8759	82331966	9399.69928		
Total	8760	218644361			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
hueco termico	0.012971	0.000108	120.423347	0.000000	0.012760	0.013182	0.012760	0.013182

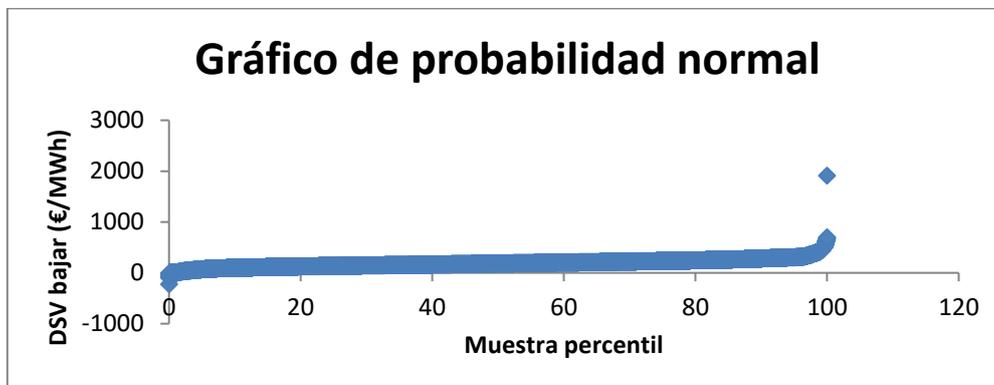
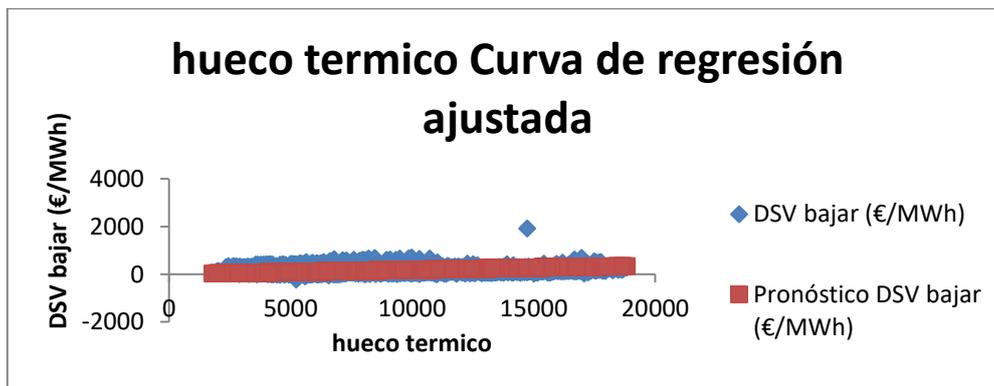


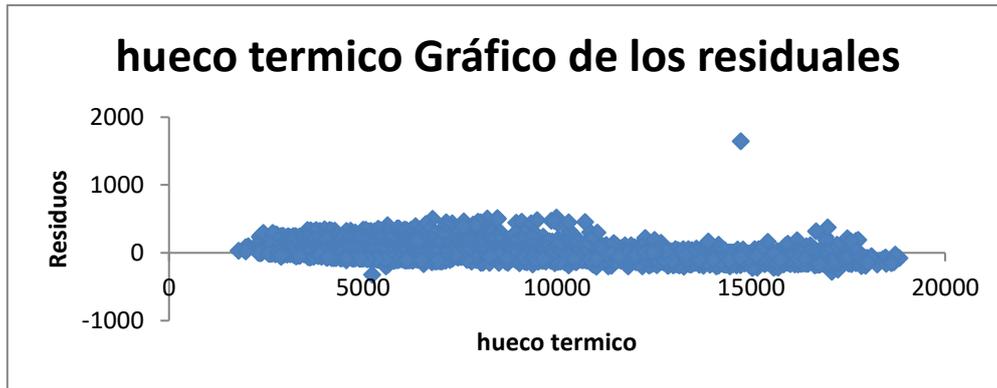


Desvío a bajar en función del hueco térmico

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	261958390	261958390	22218.3684	0
Residuos	8759	103270118	11790.1722		
Total	8760	365228509			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0.000000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
hueco termico	0.017982	0.000121	149.058272	0.000000	0.017745	0.018218	0.017745	0.018218

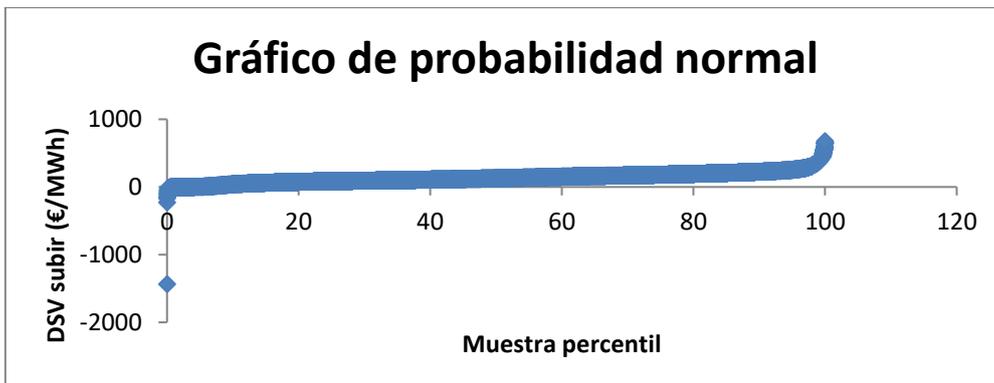
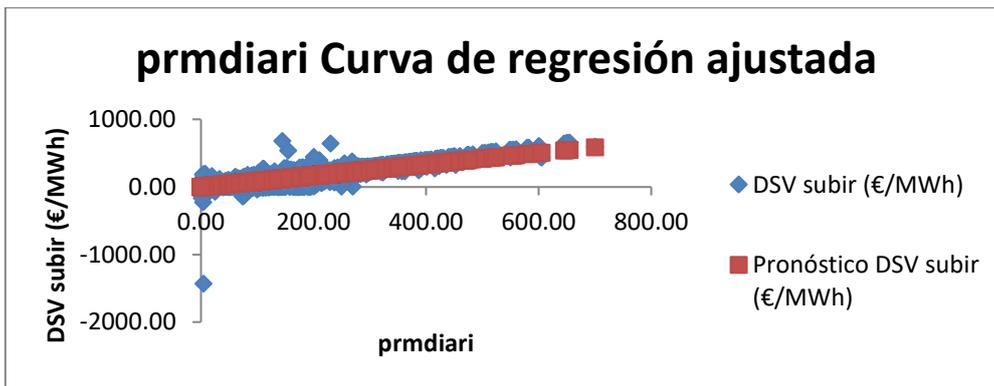


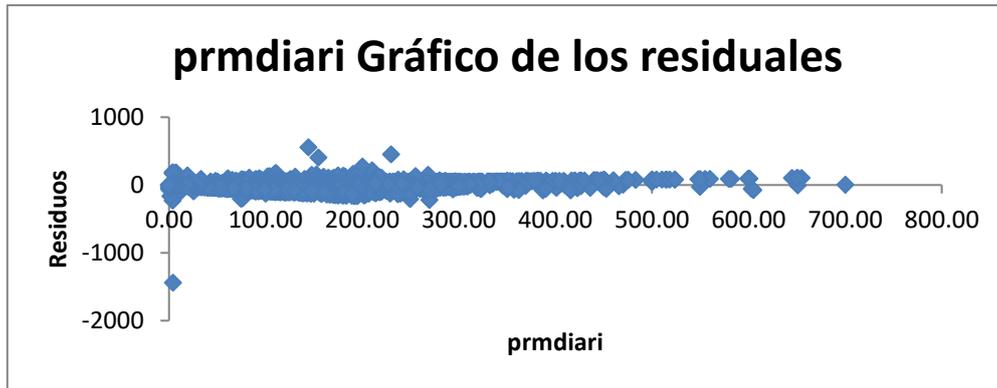


Desvío a subir en función del precio del mercado diario

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	202685919	202685919	111246.822	0
Residuos	8759	15958442.1	1821.94795		
Total	8760	218644361			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
prmdiari	0.838803	0.002515	333.536838	0.000000	0.833873	0.843733	0.833873	0.843733

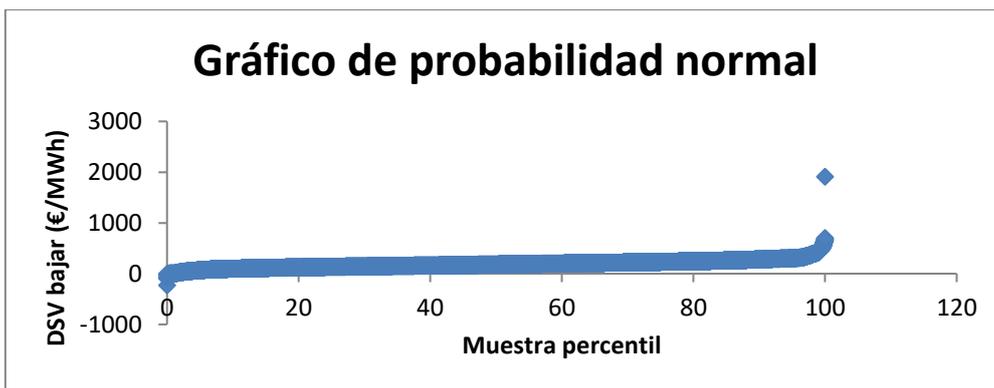
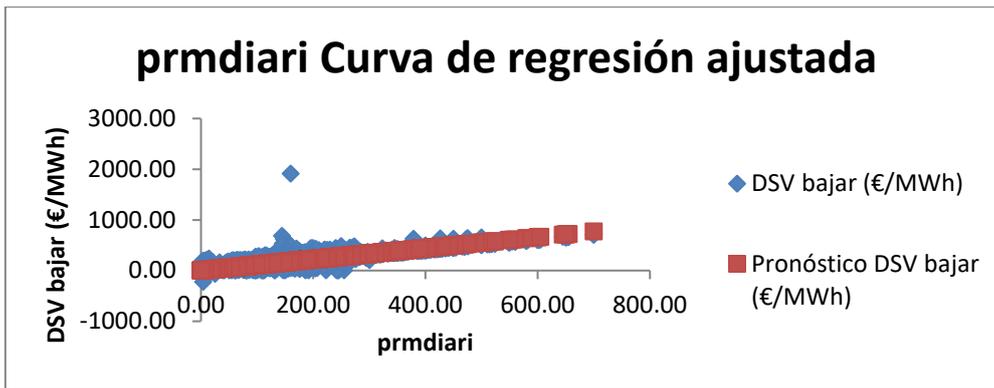


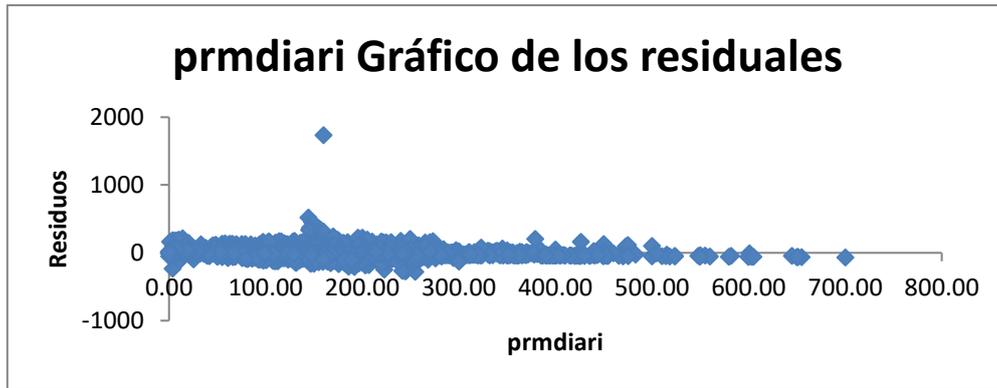


Desvío a bajar en función del precio del mercado diario

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	346550154	346550154	162510.717	0
Residuos	8759	18678354.6	2132.4757		
Total	8760	365228509			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
prmdiari	1.096810	0.002721	403.126180	0.000000	1.091476	1.102143	1.091476	1.102143



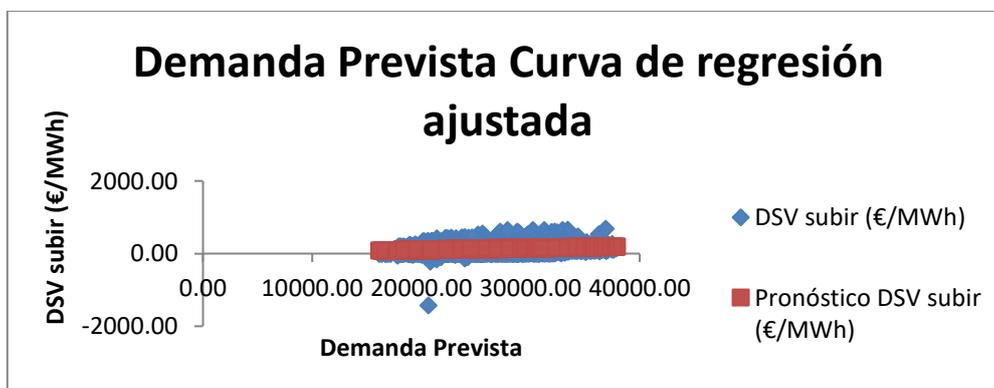
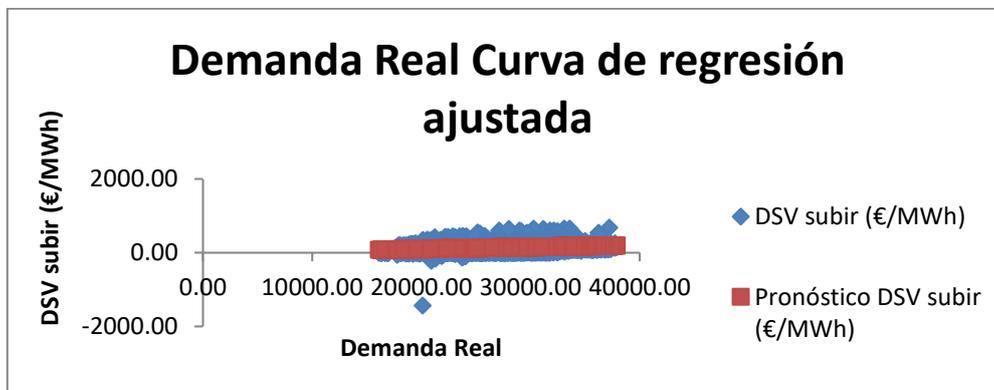


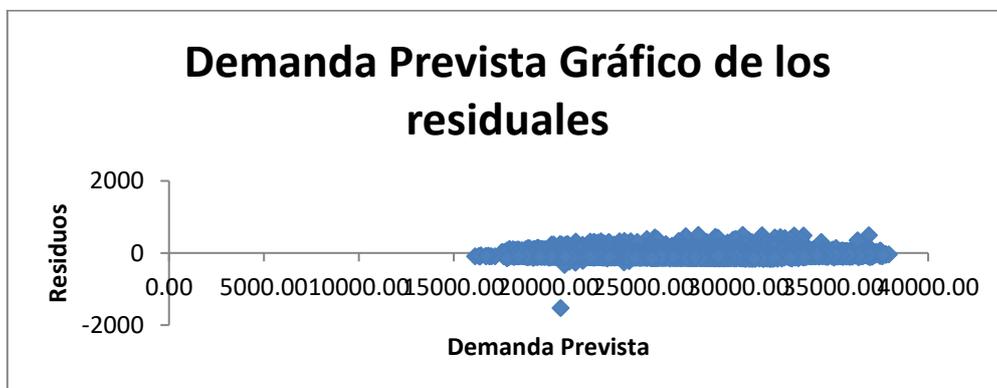
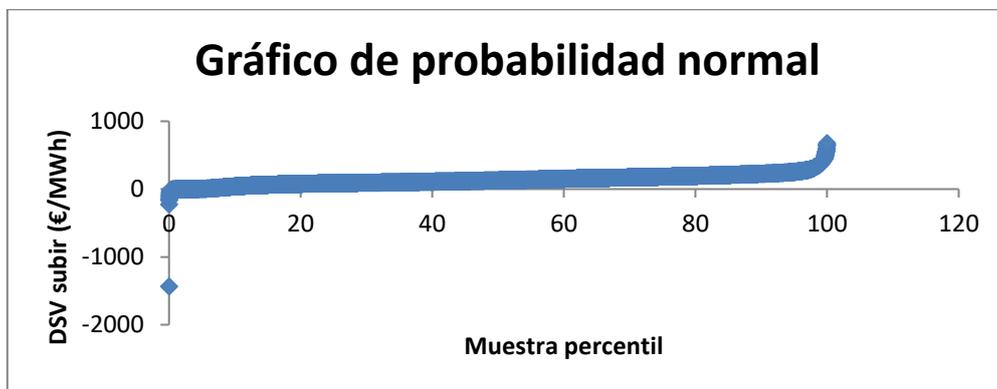
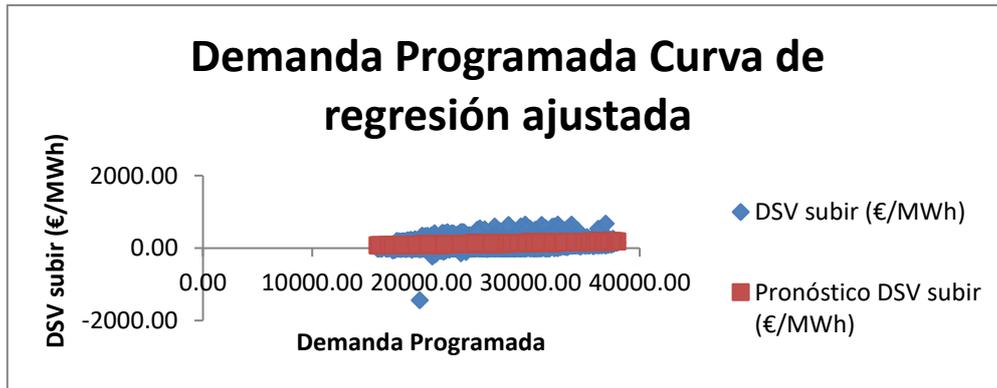
Desvío a subir en función de la demanda

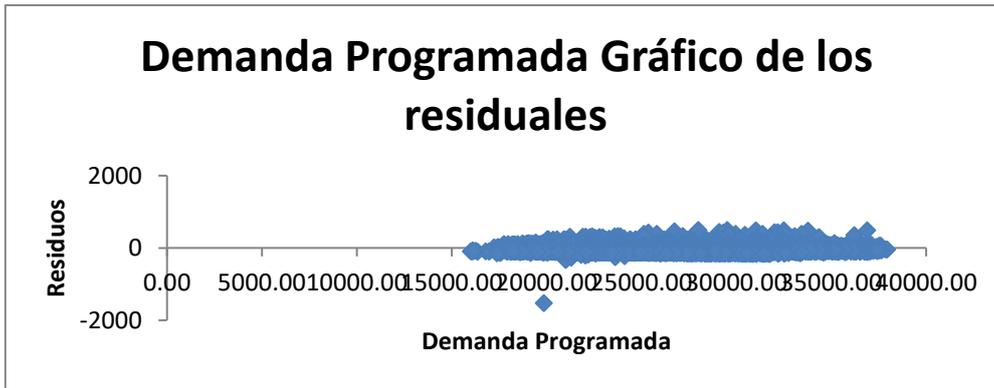
Demanda real, prevista y programada

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	3	164689962	54896654.1	8909.93152	0
Residuos	8757	53954399	6161.288		
Total	8760	218644361			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Demanda Real	0.011273	0.005429	2.076573	0.037870	0.000632	0.021915	0.000632	0.021915
Demanda Prevista	-0.015729	0.004488	-3.504331	0.000460	-	-	-	-
Demanda Programada	0.009481	0.004305	2.202293	0.027671	0.001042	0.017919	0.001042	0.017919





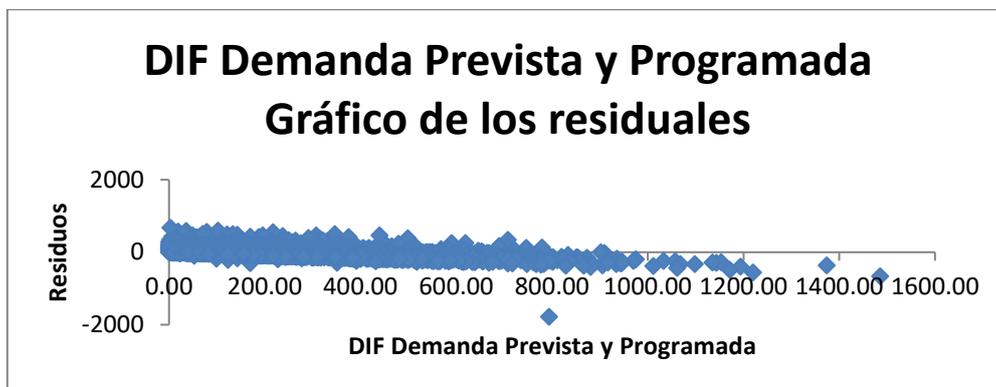
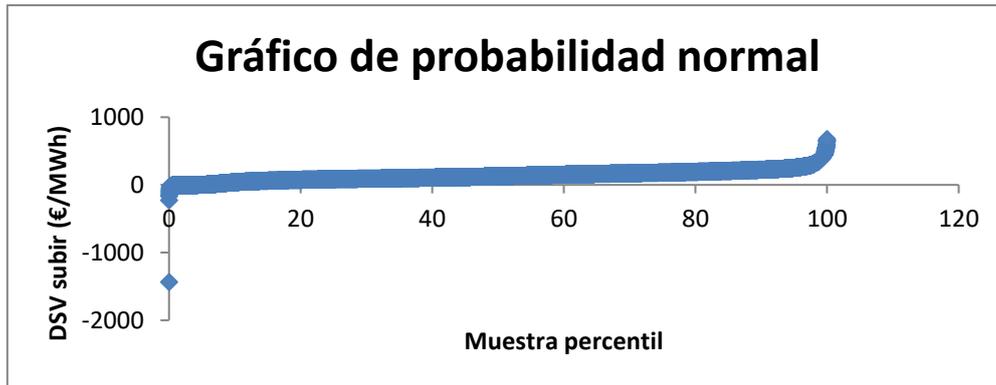


Diferencia entre demanda prevista y demanda programada

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	96124043.1	96124043.1	6871.92544	0
Residuos	8759	122520318	13987.9345		
Total	8760	218644361			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
DIF Demanda Prevista y Programada	0.431759	0.005208	82.897077	0.000000	0.421550	0.441969	0.421550	0.441969



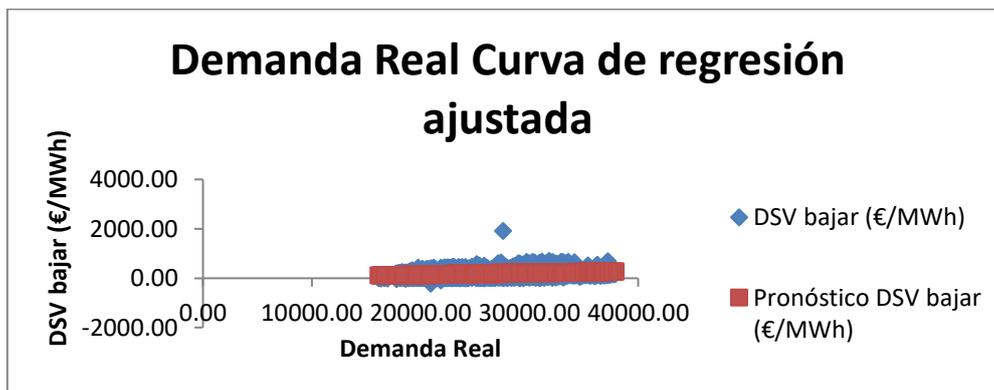


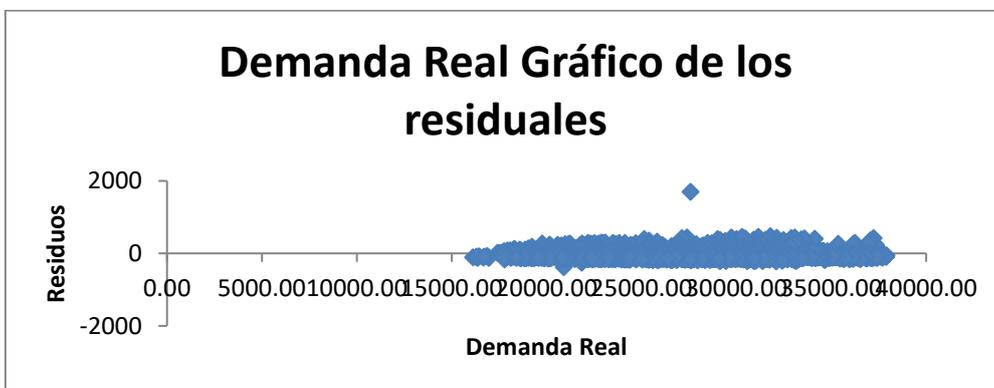
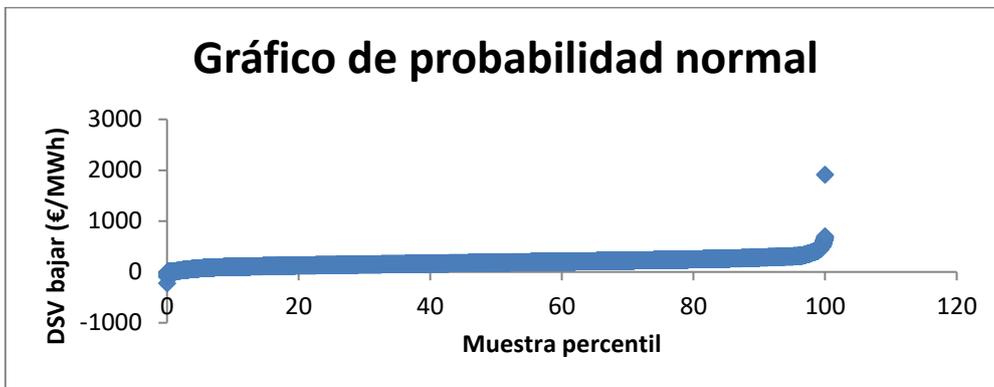
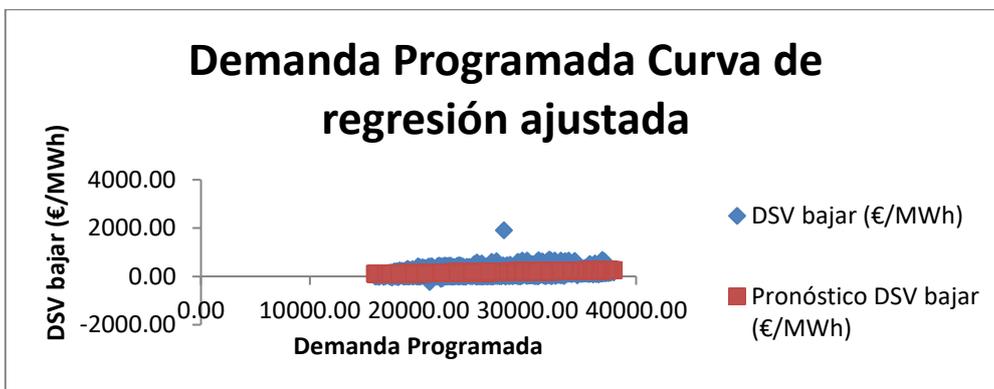
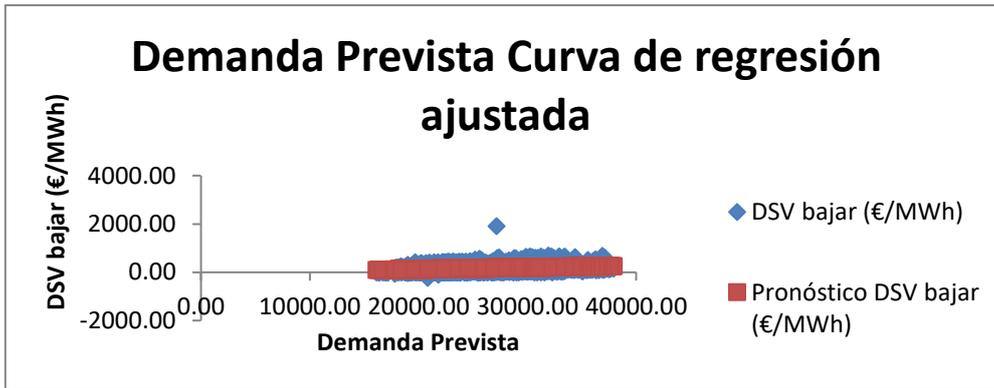
Desvío a bajar en función de la demanda

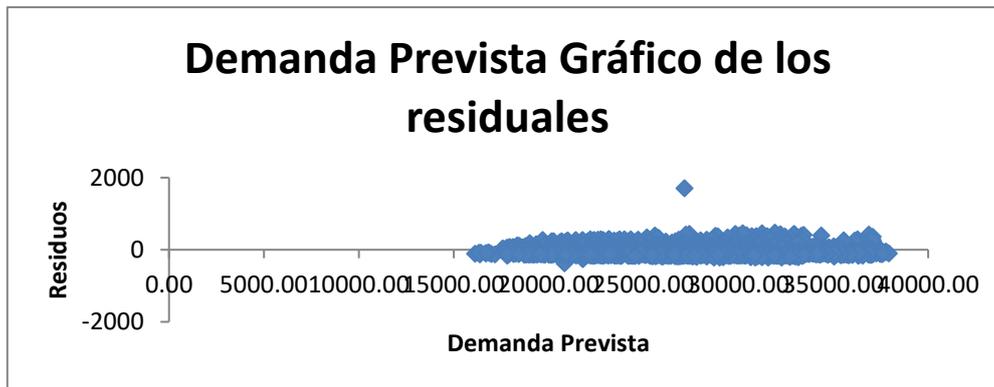
Demanda real, prevista y programada

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	3	308948833	102982944	16023.9309	0
Residuos	8757	56279676.2	6426.82154		
Total	8760	365228509			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Demanda Real	0.003045	0.005545	0.549253	0.582846	- 0.007823	0.013914	- 0.007823	0.013914
Demanda Prevista	-0.021526	0.004584	-4.695738	0.000003	- 0.030511	- 0.012540	- 0.030511	- 0.012540
Demanda Programada	0.025362	0.004397	5.768401	0.000000	0.016743	0.033980	0.016743	0.033980



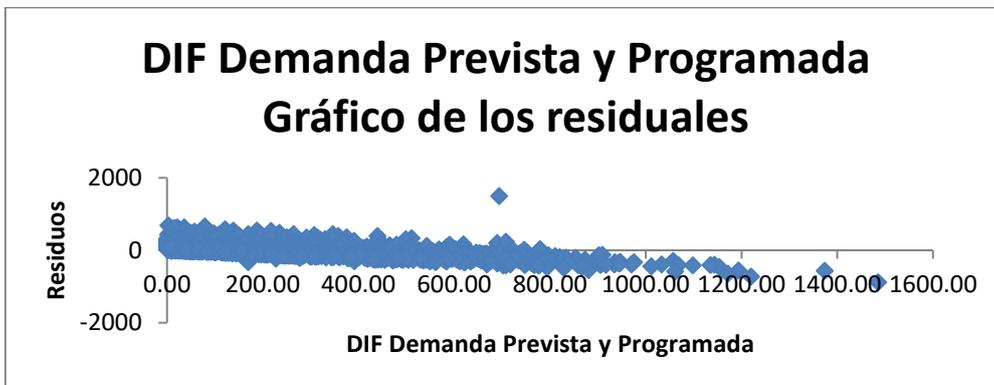
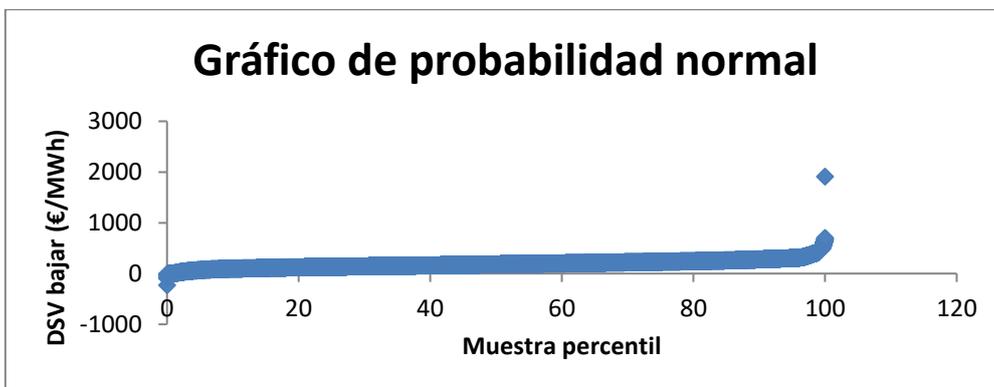
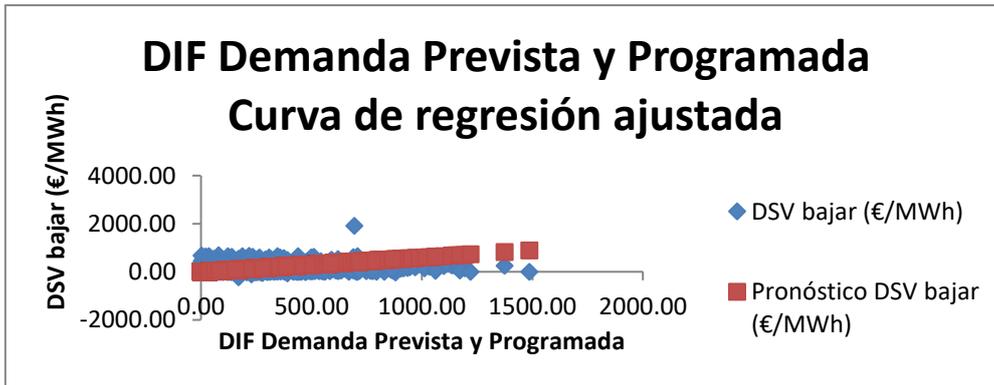




Diferencia entre demanda prevista y demanda programada

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	184353681	184353681	8927.46605	0
Residuos	8759	180874828	20650.1688		
Total	8760	365228509			

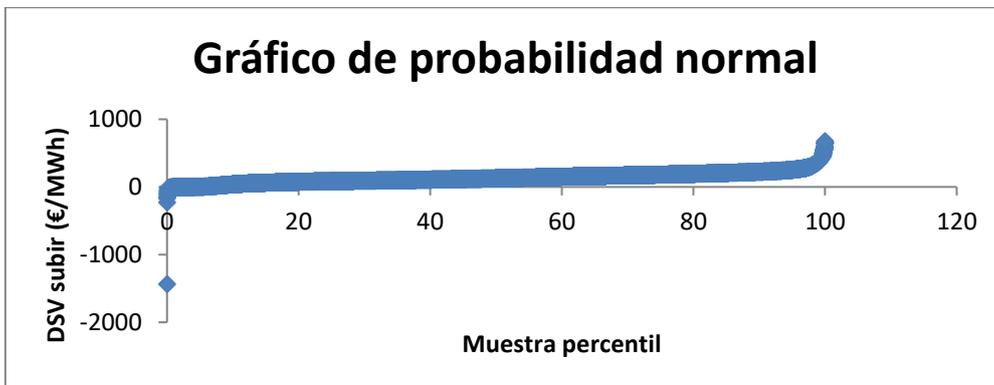
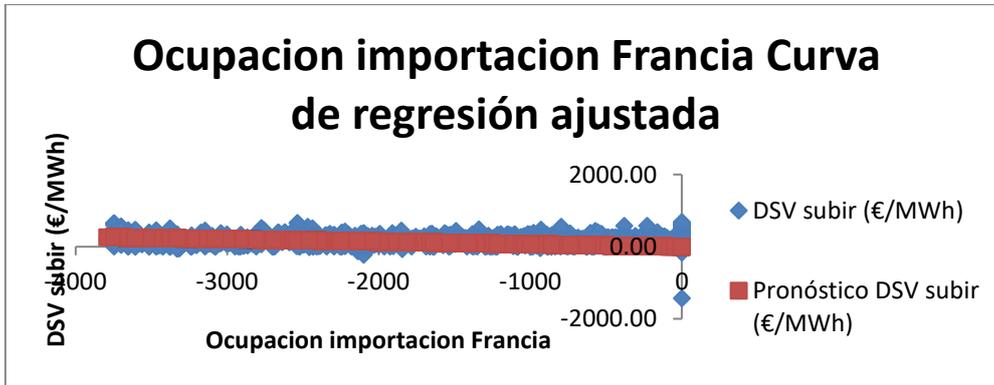
	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
DIF Demanda Prevista y Programada	0.597932	0.006328	94.485269	0.000000	0.585527	0.610337	0.585527	0.610337

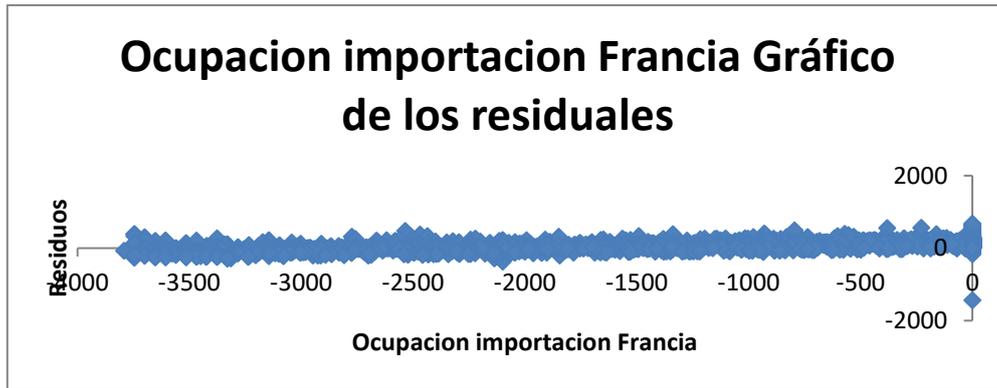


Desvío a subir en función de las interconexiones a Francia

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	53191604.3	53191604.3	2815.94136	0
Residuos	8759	165452757	18889.4574		
Total	8760	218644361			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Ocupacion importacion Francia	-0.06938	0.00131	-53.06544	0.00000	-0.07194	0.06682	-0.07194	0.06682

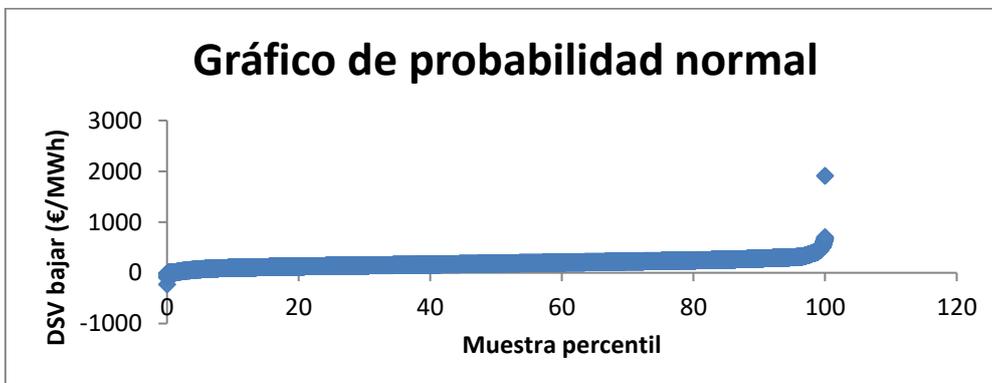
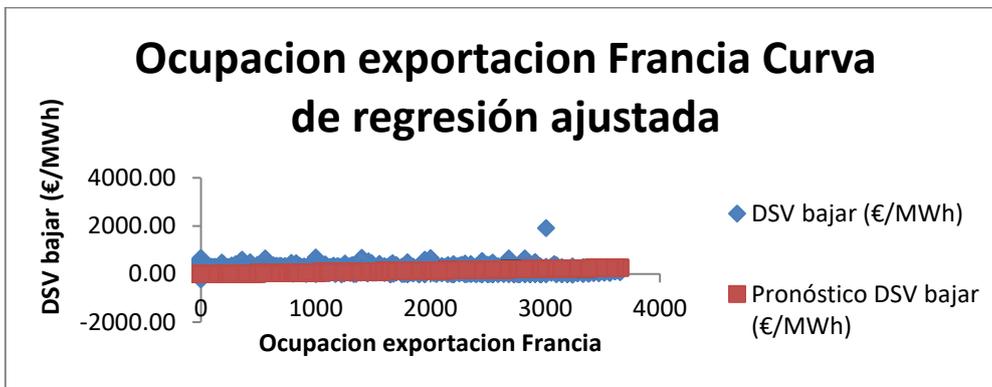




Desvío a bajar en función de las interconexiones a Francia

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	168843614	168843614	7530.62607	0
Residuos	8759	196384895	22420.9265		
Total	8760	365228509			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Ocupacion exportacion Francia	0.073474	0.000847	86.779180	0.000000	0.071814	0.075134	0.071814	0.075134





BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. E. Española, «Procedimientos de Operación,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>.
- [2] S. F. Munguía, «Como funciona el mercado eléctrico y por qué, a pesar de que el precio a veces llegue a cero, apenas va a repercutir en nuestra factura,» 8 Enero 2021.
- [3] J. d. Estado, ««BOE» núm. 285,» 28 Noviembre 1997. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/pdf/1997/BOE-A-1997-25340-consolidado.pdf>.
- [4] E. & TIC, «Historia del Mercado,» [En línea]. Available: <https://energytic.es/historia-del-mercado/>.
- [5] A. e. B. O. d. Estado, «Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/doue/1997/027/L00020-00029.pdf>.
- [6] E. y. sociedad, Manual de la Energía. Electricidad., 2022.
- [7] OMIE, «Funcionamiento del Mercado Diario».
- [8] P. Energía, «OMIP: Qué es, funciones, diferencias con OMIE y más,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.plena-energia.com/post/omip>.
- [9] G. m. trading, «Opciones financieras,» [En línea]. Available: <https://www.enbolsa.net/opciones-financieras/>.
- [10] E. Collado, «Los precios del Mercado Eléctrico, el coste de los terrenos de las instalaciones fotovoltaicas y los costes de oportunidad,» [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/eduardo-collado/los-precios-del-mercado-electrico-el-coste-20150518>.
- [11] g. d. s. GSE, «OMIE, ¿como se determina el precio de la luz?,» [En línea]. Available: <https://gestionservicios.com/blog/omie-como-se-determina-el-precio-de-la-luz>.
- [12] P. Energía, «Subastas de energía: Cómo funcionan y su sistema marginalista,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.plena-energia.com/post/subastas-energia>.

- [13] REE, «Equilibrio constante entre generación y consumo,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>.
- [14] REE, «Red Eléctrica adaptará la programación de la operación del sistema peninsular a periodos de 15 minutos,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/05/red-electrica-adaptara-la-programacion-de-la-operacion-sistema-peninsular-periodo-15-minutos>.
- [15] BOE, «Procedimiento de Operación 3.2 Restricciones técnicas. Resolución de 17-03-2022, BOE 29/03/22,» [En línea]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimientos Operacion/BOE-A-2022-4969.pdf.
- [16] J. M. Crespo, «RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA PROGRAMACIÓN DIARIA DE LA GENERACIÓN MEDIANTE DESCOMPOSICIÓN DE BENDERS,» Leganes, Junio de 2004.
- [17] BOE, «P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia. Resolución de 17-03-2022, BOE 29/03/22.».
- [18] Entso-e, «The proposal of all Transmission System Operators performing the reserve replacement for the implementation framework for the exchange of balancing energy from Replacement Reserves in accordance with Article 19 of Commission Regulation (EU) 2017/2195,» 21 February 2018. [En línea]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/EBGL_A19.1_180221_RR%20Implementation%20Framework_Public%20consultation.pdf.
- [19] BOE, «P.O. 7.1 Servicio complementario de regulación primaria. Resolución de 30-7-1998, BOE 18/08/98 .».
- [20] BOE, «P.O. 7.2 Regulación secundaria. Resolución de 17-03-2022, BOE 29/03/22.».
- [21] R. E. d. España, «Operación del Sistema Eléctrico. Centro de Control Eléctrico,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/centro-de-control-electrico>.
- [22] L. Larrosa, «Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español,» 2020.
- [23] BOE, «P.O. 7.3 Regulación terciaria. Resolución de 17-03-2022, BOE 29/03/22.».
- [24] BOE, «Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los

- proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance».
- [25] BOE, «P.O. 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) (anteriormente Gestión de desvíos). Resolución de 17-03-2022, BOE 29/03/22.».
- [26] BOE, «P.O. 3.1 Proceso de programación. Resolución de 17-03-2022, BOE 29/03/22.».
- [27] A. P. Ruilope, «Desvíos en el sistema eléctrico: La visión del consumidor,» [En línea]. Available: <https://www.magnuscmd.com/es/desvios-en-el-sistema-electrico-la-vision-del-consumidor/>.
- [28] BOE, «P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema. Resolución de 17-03-2022, BOE 29/03/22. Resolución de 23-02-2023, BOE 06/03/23.».
- [29] E. U. A. f. t. C. o. E. Regulators, «Implementation Framework for a European platform for the imbalance netting process in accordance with the article 22 of Comission Regulation (EU) 2017/2195 of November 2017 establishing a guideline on electricity balancing,» 2022.
- [30] E. Community, «Final Report: Models of regional cooperation for balancing energy – Imbalance netting (Task 3),» 2019.
- [31] M. f. Energy, «Los costes de desvío de las energías renovables,» 2022.
- [32] REE, «Solicitud de aplicación de precio dual de desvío (Artículo 11 de la Metodología ISH),» 2022.
- [33] CNMC, «MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICA EL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 14.4 PARA LA ADAPTACIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS A LA METODOLOGÍA ISH APROBADA MEDIANTE DECISIÓN Nº 18/2020 DE LA AGENCIA ACER».
- [34] F. J. B. Lopez, «Bioestadística, Universidad de Malaga,» [En línea]. Available: <https://www.bioestadistica.uma.es/baron/apuntes/ficheros/cap06.pdf>.
- [35] María-José Rodríguez-Jaume, Rafael Mora Catalá, «Repositorio Institucional de la Universidad de Alicante,» Septiembre 2001. [En línea]. Available: <http://rua.ua.es/dspace/handle/10045/8143>.

- [36] S. E. F. o. Osteopaths. [En línea]. Available: <https://www.scientific-european-federation-osteopaths.org/wp-content/uploads/2019/01/Prueba-t-de-Student.pdf>.
- [37] E. P. d. I. Energía, «El gas le marca el paso a la hidráulica, la tecnología que más veces fija el precio del 'pool',» [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-gas-le-marca-el-paso-a-la-hidraulica-la-tecnologia-que-mas-veces-fija-el-precio-del-pool/>.
- [38] C. N. d. M. y. Competencia, «Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad,» 2012.
- [39] R. E. Española, «Reservas Hidroeléctricas,» [En línea]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/agua/reservas-hidroelectricas-agua>.
- [40] D. p. E. y. P. Eusitrade, «¿Cómo afecta la sequía a la producción de energía eléctrica?,» 2017. [En línea]. Available: <https://eusitrade.com/blog/como-afecta-la-sequia-a-la-produccion-de-energia-electrica>.
- [41] G. d. España, «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico,» [En línea]. Available: [https://energia.gob.es/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx#:~:text=En%20Espa%C3%B1a%20se%20encuentran%20en,%2C77%20Megavatios%20\(MW\)..](https://energia.gob.es/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx#:~:text=En%20Espa%C3%B1a%20se%20encuentran%20en,%2C77%20Megavatios%20(MW)..)
- [42] R. E. Española, «POTENCIA INSTALADA (MW) | SISTEMA ELÉCTRICO:Nacional,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.
- [43] X.-. Trader, «Spark Spreads,» [En línea]. Available: <https://www.x-trader.net/spark-spreads/>.
- [44] BOE, «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,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2012/BOE-A-2012-1310-consolidado.pdf>.
- [45] G. I. Técnica, « FRANCIA ALCANZA LOS 3.000€/MWH EL LUNES 4 DE ABRIL,» 06 04 2022. [En línea]. Available: <https://www.gtkingenieria.es/blogs/news/francia>.
- [46] REE, «P.O. 10.6 Agregaciones de puntos de medida. Resolución de 8 de agosto de 2022, BOE 16/08/2022.,» [En línea]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimientos Operacion/BOE-A-2022-13771-PO-10-6.pdf.

- [47] REE, «Propuesta de modificación de procedimiento de operación 14.4 para su adaptación a la Metodología ISH,» 2021. [En línea]. Available:
https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/3_DCOOR_DE_005_21_Inf_just_REE_prop_PO_14.4_adap_Precio_Desv%C3%ADo.pdf.
- [48] CNMC, «PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LOS CRITERIOS DE CÁLCULO DEL PRECIO FINAL MEDIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO,» 2022. [En línea]. Available:
https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_INF_DE_049_22_Resolucion_criterio_precio_final_audiencia.pdf.