

# Proyecto Fin de Máster

## Ingeniería Industrial

### Análisis de los Desvíos en el Sistema Eléctrico Ibérico y sus Implicaciones Económicas

Autor: Carlos Rodríguez Manzanares

Tutor: Jesús Manuel Riquelme Santos

**Departamento de Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2017





Proyecto de Fin de Máster  
Ingeniería Industrial

# Análisis de los Desvíos en el Sistema Eléctrico Ibérico y sus Implicaciones Económicas

Autor:

Carlos Rodríguez Manzanares

Tutor:

Jesús Manuel Riquelme Santos

Catedrático de Universidad

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



## ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS .....	7
ÍNDICE DE TABLAS .....	11
RESUMEN .....	12
1. INTRODUCCIÓN .....	13
1.1. DESVÍOS GENERACIÓN-CONSUMO .....	13
2. MERCADO DE PRODUCCIÓN .....	15
2.1. MERCADO DIARIO .....	15
2.2. RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS .....	15
2.3. MERCADO INTRADIARIO .....	16
2.4. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS .....	17
2.4.1. RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR .....	17
2.4.2. REGULACIÓN SECUNDARIA .....	18
2.4.3. REGULACIÓN TERCIARIA .....	18
2.5. GESTIÓN DE DESVÍOS .....	18
3. CÁLCULO Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS GENERACIÓN-DEMANDA .....	20
3.1. CÁLCULO DEL DESVÍO .....	20
3.2. NECESIDAD NETA DE BALANCE DEL SISTEMA .....	21
3.3. PRECIO DE LOS DESVÍOS .....	21
3.3.1. PRECIO DEL DESVÍO A SUBIR .....	21
3.3.2. PRECIO DEL DESVÍO A BAJAR .....	23
3.4. LIQUIDACIÓN DE DESVÍOS: DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO .....	24
3.4.1. DERECHOS DE COBRO .....	24
3.4.1.1. DESVÍO A FAVOR DEL SISTEMA .....	25
3.4.1.2. DESVÍO EN CONTRA DEL SISTEMA .....	26
3.4.2. OBLIGACIÓN DE PAGO .....	26
3.4.2.1. DESVÍO A FAVOR DEL SISTEMA .....	27
3.4.2.2. DESVÍO EN CONTRA DEL SISTEMA .....	28
3.5. EJEMPLO PRÁCTICO .....	29
4. ANÁLISIS DE LOS DESVÍOS GENERACIÓN-DEMANDA .....	30
4.1. OBTENCIÓN DE DATOS .....	30
4.2. VARIABLES OBTENIDAS DE ESIOS .....	32
4.2.1. VOLUMEN NETO DE LOS DESVÍOS GENERACIÓN-DEMANDA .....	32

4.2.2.	PRECIO DE COBRO DESVÍOS A SUBIR.....	33
4.2.3.	PRECIO DE PAGO DESVÍOS A BAJAR .....	33
4.2.4.	PRECIO MERCADO SPOT DIARIO ESPAÑA.....	34
4.2.5.	DEMANDA REAL .....	35
4.2.6.	GENERACIÓN MEDIDA EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTÁICA.....	35
4.2.7.	GENERACIÓN PROGRAMADA PHF EÓLICA.....	36
4.3.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS .....	36
4.3.1.	AÑO 2014 .....	37
4.3.1.1.	PRECIO DE LOS DESVÍOS .....	37
4.3.1.2.	DESVÍO DEL SISTEMA.....	41
4.3.1.3.	DESVÍO DE LA DEMANDA.....	50
4.3.1.4.	DESVÍO EÓLICO .....	57
4.3.1.5.	DESVÍO FOTOVOLTAICO.....	65
4.3.2.	COMPARACIÓN DE 2014,2015 Y 2016 .....	68
4.3.2.1.	RESUMEN ANUAL .....	68
4.3.2.2.	COMPARATIVA DE PRECIOS, DEMANDA Y GENERACIÓN.....	70
4.4.	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS .....	81
5.	SIMULADOR.....	83
5.1.	CENTRAL EÓLICA .....	83
5.2.	CENTRAL FOTOVOLTAICA .....	87
6.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS.....	91
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	92
	<i>Anexo</i> .....	93

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 4.1</b> - Interfaz Página Web ESIOS.....	30
<b>Figura 4.2</b> - Visualización y Descarga de Datos .....	31
<b>Figura 4.3</b> - Fichero Descargado de ESIOS.....	32
<b>Figura 4.4</b> - Volumen Neto de Desvíos en MWh para 2014, 2015 y 2016 .....	33
<b>Figura 4.5</b> - Precio de Desvíos a Subir, a Bajar y de Mercado Diario en €/MWh .....	34
<b>Figura 4.6</b> - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Subir, a Bajar y del Mercado Diario en €/MWh 2014 .....	37
<b>Figura 4.7</b> - Precio de los Desvíos a Bajar Anuales y Tendencia en €/MWh 2014.....	38
<b>Figura 4.8</b> - Precio de los Desvíos a Subir Anuales y Tendencia en €/MWh 2014.....	38
<b>Figura 4.9</b> - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Bajar en €/MWh 2014 .....	39
<b>Figura 4.10</b> - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Subir en €/MWh 2014 .....	39
<b>Figura 4.11</b> - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Bajar para Enero-Diciembre en €/MWh 2014 .....	39
<b>Figura 4.12</b> - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Subir para Enero-Diciembre en €/MWh 2014 .....	40
<b>Figura 4.13</b> - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Bajar para Julio-Agosto en €/MWh 2014 .....	40
<b>Figura 4.14</b> - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Subir para Julio-Agosto en €/MWh 2014 .....	40
<b>Figura 4.15</b> - Aumento de la Producción de los Mecanismos de Regulación Anual y Tendencia en MW 2014 .....	41
<b>Figura 4.16</b> – Energía mensual producida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014 ..	42
<b>Figura 4.17</b> - Disminución de la Producción de los Mecanismos de Regulación Anual y Tendencia en MW 2014 .....	42
<b>Figura 4.18</b> - Energía mensual Disminuida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014 ..	43
<b>Figura 4.19</b> - Sobrecostes Mensuales del Aumento de Producción de los Mecanismos de Regulación en € 2014.....	44
<b>Figura 4.20</b> - Sobrecostes Mensuales de la Disminución de Producción de los Mecanismos de Regulación en € 2014.....	44
<b>Figura 4.21</b> - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014 .....	45
<b>Figura 4.22</b> - Sobrecoste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación en € 2014.....	46
<b>Figura 4.23</b> - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014 .....	46
<b>Figura 4.24</b> - Sobrecoste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación en € 2014 .....	47
<b>Figura 4.25</b> - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh Enero-Diciembre 2014 .....	48
<b>Figura 4.26</b> - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh Enero-Diciembre 2014 .....	48
<b>Figura 4.27</b> - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh Julio-Agosto 2014 .....	49

<b>Figura 4.28</b> - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh Julio-Agosto 2014 .....	49
<b>Figura 4.29</b> - Evolución anual de la demanda y tendencia en MW 2014.....	50
<b>Figura 4.30</b> - Distribución Anual del Consumo Energético Peninsular en MWh .....	51
<b>Figura 4.31</b> - Evolución Anual de los Desvíos a Bajar de la Demanda y Tendencia en MW 2014 .....	51
<b>Figura 4.32</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Demanda en MWh 2014.....	52
<b>Figura 4.33</b> - Evolución Anual de los Desvíos a Subir de la Demanda y Tendencia en MW 2014 .....	52
<b>Figura 4.34</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh 2014.....	53
<b>Figura 4.35</b> - Demanda Media Horaria en MWh 2014.....	54
<b>Figura 4.36</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda en MWh 2014 .....	54
<b>Figura 4.37</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh 2014 .....	55
<b>Figura 4.38</b> - Demanda Media Horaria en MWh Julio-Agosto 2014.....	55
<b>Figura 4.39</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda en MWh Julio-Agosto 2014.....	56
<b>Figura 4.40</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh Julio-Agosto 2014.....	56
<b>Figura 4.41</b> - Evolución Anual de la Generación Eólica y Tendencia en MW 2014.....	57
<b>Figura 4.42</b> - Distribución Anual de la Generación Eólica Peninsular en MWh 2014 .....	58
<b>Figura 4.43</b> - Evolución Anual de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica y Tendencia en MW 2014 .....	58
<b>Figura 4.44</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica Peninsular en MWh 2014.....	59
<b>Figura 4.45</b> - Evolución Anual de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica y Tendencia en MW 2014.....	59
<b>Figura 4.46</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica Peninsular en MWh 2014.....	60
<b>Figura 4.47</b> - Generación Eólica Media Horaria en MWh 2014.....	61
<b>Figura 4.48</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en MWh 2014 .....	61
<b>Figura 4.49</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en € 2014 ...	62
<b>Figura 4.50</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh 2014 .....	62
<b>Figura 4.51</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en € 2014 ...	63
<b>Figura 4.52</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en MWh Julio-Agosto 2014 .....	64
<b>Figura 4.53</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh Julio-Agosto 2014 .....	64
<b>Figura 4.54</b> - Evolución Anual de la Generación Fotovoltaica y Tendencia en MW 2014 .....	65
<b>Figura 4.55</b> - Distribución Anual de la Generación Fotovoltaica Peninsular en MWh 2014 .....	65
<b>Figura 4.56</b> - Generación Fotovoltaica Media Horaria en MWh 2014.....	66
<b>Figura 4.57</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica en MWh 2014.....	67



<b>Figura 4.58</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica en MWh 2014.....	67
<b>Figura 4.59</b> - Precios Medios Horarios Estacionales de los Desvíos a Bajar en €/MWh para 2014,2015 y 2016 .....	71
Figura 4.60 - Precios Medios Horarios de los Desvíos a Bajar y a Subir en €/MWh para 2014,2015 y 2016 .....	71
<b>Figura 4.61</b> - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014,2015 y 2016 .....	72
<b>Figura 4.62</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda en MWh 2014,2015 y 2016.....	72
<b>Figura 4.63</b> - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014,2015 y 2016 .....	73
<b>Figura 4.64</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh 2014,2015 y 2016.....	73
<b>Figura 4.65</b> - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016.....	74
<b>Figura 4.66</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016.....	75
<b>Figura 4.67</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016.....	75
<b>Figura 4.68</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica en MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016 .....	76
<b>Figura 4.69</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en MWh 2014,2015 y 2016 .....	76
<b>Figura 4.70</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh 2014,2015 y 2016 .....	77
<b>Figura 4.71</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en MWh segunda mitad de 2014 con 2015 y 2016 completos .....	77
<b>Figura 4.72</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh segunda mitad de 2014 con 2015 y 2016 completos .....	78
<b>Figura 4.73</b> - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014,2015 2016 y 2017 .....	79
<b>Figura 4.74</b> - Sobrecoste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación en € 2014,2015 2016 y 2017 .....	79
<b>Figura 4.75</b> - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014,2015 2016 y 2017 .....	80
<b>Figura 4.76</b> - Sobrecoste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación en € 2014,2015 2016 y 2017 .....	80
<b>Figura 5.1</b> - Factores de Optimización de las Ofertas para Generación Eólica.....	84
<b>Figura 5.2</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Central Eólica en MWh .....	84
<b>Figura 5.3</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Central Eólica en MWh.....	85
<b>Figura 5.4</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar Modificados de la Central Eólica en MWh .....	85
<b>Figura 5.5</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir Modificados de la Central Eólica en MWh .....	86

<b>Figura 5.6</b> - Factores de Optimización de las Ofertas para Generación Fotovoltaica .....	87
<b>Figura 5.7</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Central Fotovoltaica en MWh .88	
<b>Figura 5.8</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Central Fotovoltaica en MWh .88	
<b>Figura 5.9</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar Modificados de la Central Fotovoltaica en MWh.....	89
<b>Figura 5.10</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir Modificados de la Central Fotovoltaica en MWh.....	89

## **ÍNDICE DE TABLAS**

<b>Tabla 2.1</b> - Sesiones de Mercado Intradiario.....	17
<b>Tabla 4.1</b> - Energía Desviada y Sobrecostos Globales del Sistema .....	68
<b>Tabla 4.2</b> - Energía de los Desvíos y Pérdidas Asociadas a la Demanda .....	69
<b>Tabla 4.3</b> - Energía de los Desvíos y Pérdidas Asociadas a la Generación Eólica .....	69
<b>Tabla 4.4</b> - Energía de los Desvíos y Pérdidas Asociadas a la Generación Fotovoltaica .....	70
<b>Tabla 5.1</b> - Resultados de la Simulación para la Central Fotovoltaica con Factores que Optimizan cada Año.....	90
<b>Tabla 5.2</b> - Resultados de la Simulación para la Central Fotovoltaica con Factores que Optimizan a 2014.....	90

## RESUMEN

Es sabido que en todo sistema eléctrico y en concreto en el Sistema Eléctrico Peninsular, el cual será el sistema a estudiar en este texto, se producen desvíos generación-demanda, los cuales tienen unos efectos e implicaciones económicas.

El objetivo del presente proyecto será el de analizar estos desvíos y sus repercusiones económicas. Para ello se deberá, en primer lugar, conocer cómo se organiza y establece la cobertura de la demanda española. Una vez se tiene conocimiento de la estructura, los mecanismos de funcionamiento del sistema y de quienes son los distintos participantes, se explicará cómo se valoran y liquidan los desvíos. Por último, se procederá a realizar los diferentes análisis de los desvíos contando con datos de diferentes variables eléctricas para cada hora de los años 2014, 2015 y 2016, obtenidos de la página de Red Eléctrica de España <https://www.esios.ree.es> (Sistemas de Información del Operador del Sistema).

## **1. INTRODUCCIÓN**

Un problema que concierne a los sistemas eléctricos actuales es que, debido a la naturaleza de la energía eléctrica, estos no cuentan tecnológicamente con la posibilidad de almacenar esta energía en grandes cantidades. Esto sumado a que para el correcto funcionamiento y equilibrio del sistema, la generación y la demanda han de ser la misma, exige que la producción en las centrales de generación se iguale al consumo de forma precisa e instantánea. Esto obliga a que exista un control de la generación en tiempo real y que se necesiten de mecanismos de regulación y ajuste para adecuar la generación a las continuas variaciones de demanda. De aquí en adelante se dará por hecho que el control solamente se efectúa sobre la generación y no sobre la demanda, aunque actualmente se esté hablando cada vez más de control activo de la demanda, es algo que no está lo suficientemente desarrollado en España como para tenerlo en cuenta en este estudio.

### **1.1. DESVÍOS GENERACIÓN-CONSUMO**

Un desvío generación-consumo es una diferencia existente entre la producción de energía eléctrica por parte de las centrales generadoras y la demanda real existente por parte de los consumidores produciendo ello un desequilibrio en el sistema. Esta energía eléctrica intercambiada entre generadores y consumidores es en su mayoría, resultado de las operaciones de compraventa que se llevan a cabo en el Mercado Diario (una sesión) e Intradía (seis sesiones). Cada sesión maneja un horizonte temporal distinto pero todas tienen en común que realizan sus acuerdos de intercambio como mínimo algunas horas antes de producirse el intercambio real. El ente regulador de este mercado eléctrico será el Operador del Mercado, que en el caso español será OMIE (Operador del Mercado Ibérico, polo Español).

Por lo tanto, unidades de generación y de consumo son ambas posibles focos de desvíos si no se ajustan a los programas de generación y consumo acordados tras las distintas sesiones del mercado eléctrico. En el caso de la generación, los incumplimientos de programa pueden ser ocasionados por fallos eléctricos, indisponibilidad de alguna unidad o por errores en la previsión de generación renovable que haya hecho casar en mercado una cantidad de energía distinta a la que finalmente se puede generar. En el caso de la demanda, se puede incumplir el programa por su continuo carácter variable o por fallos en la previsión del consumo.

Para la resolución de estos desvíos y poder adecuar la generación al consumo se debe recurrir a los denominados Mercados de Servicio de Ajuste y Balance. Estos mercados están formados por diferentes servicios los cuales son: la Resolución de Restricciones Técnicas, los Servicios Complementarios (Reserva de Potencia a Subir, Regulación Secundaria y Regulación Terciaria) y la Gestión de Desvíos. Al igual que los Mercados Diario e Intradía que están gestionados y regulados por el Operador del Mercado, los Mercados de Servicio de Ajuste y Balance están gestionados por el Operador del Sistema, haciendo uso para ello de los Procedimientos de Operación en los cuales se recoge información referente a la operación del sistema y más

concretamente sobre los mecanismos de funcionamiento y procedimientos a seguir en la gestión de estos mercados. En el caso español el Operador del Sistema es REE (Red Eléctrica de España).

Para llegar a comprender el lugar que ocupan los desvíos en el proceso de generación-consumo hay que entender el mercado de producción y su funcionamiento. Por lo tanto, a continuación se comenzará una descripción más profunda de las distintas partes que forman este mercado de producción, en las que se compra y se vende energía, en cada una de ella con un propósito, precio o estrategia diferente.

## **2. MERCADO DE PRODUCCIÓN**

El mercado de producción de energía eléctrica está compuesto por el Mercado Diario, las diferentes sesiones de Intradía y los Servicios de Ajuste y Balance. Cada una de las sesiones que componen estos mercados y servicios tienen un horizonte temporal, un funcionamiento y una finalidad distinta. Estas se suceden de manera secuencial empezando por el Mercado Diario y acabando por la Gestión de Desvíos.

### **2.1. MERCADO DIARIO**

El Mercado Diario, gestionado por el Operador del Mercado y como parte integrante de los mercados de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los sujetos de mercado. Sujeto de Mercado es todo aquel que acuda a mercado como unidad de programación, ya sea para comprar o vender energía.

En el Mercado Diario se da lugar a la programación donde se organiza la mayor parte de la generación y se trata del primer paso para entrar a subastar energía si no se tienen en cuenta mercados a plazos, contratos bilaterales o mercados no organizados.

Para la gestión de este mercado, el Operador del Mercado abrirá un periodo de recepción de ofertas de generación y consumo por parte de los distintos sujetos de mercado. Una vez se cierre este periodo, alrededor de las 12:00 horas del día previo a la programación, el Operador del Mercado se encargará de realizar la casación de energía, valiéndose para ello del algoritmo EUPHEMIA y generando un precio de la energía igual al precio marginal ofertado por la última unidad de generación casada. Así se dará lugar a la formación del Programa Base de Casación (PBC), el cual será el primero de los programas y le será comunicado al Operador del Sistema antes de las 13:00 horas y que irá sufriendo modificaciones a medida que se le vayan añadiendo los resultados del resto de mercados y servicios posteriores.

### **2.2. RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS**

Se trata del primero de los Servicios de Ajuste y Balance gestionados por el Operador del Sistema. Una vez que el Operador del Mercado ha realizado la casación provisional resultante del Mercado Diario, este pasa el resultado al Operador del Sistema, el cual, antes de las 14:00 horas incorporará los contratos bilaterales de energía formándose así el Programa Base de Funcionamiento (PBF). Una vez hecho esto, el Operador del Sistema realizará un análisis de seguridad para cada uno de los periodos del día siguiente, detectando posibles contingencias tales como congestiones en algunos puntos de la red, déficits de generación, excesos, etc. Tras

lo cual el Operador del Sistema tendrá que reestructurar el programa de generación lanzando ofertas de aumento o disminución de la generación y la demanda. Los distintos sujetos de mercado pueden decidir a qué precio quieren entrar en esta subasta y las distintas ofertas irán entrando en la casación en orden de menor coste a mayor coste hasta cubrir los requerimientos, tal como sucedía en la casación del Mercado Diario. Tras esto se habrá formado la Programación Diaria Viable Provisional (PDVP), cuyo resultado se le comunicará al Operador del Mercado antes de las 16:00 horas y que contiene la programación final resultante del Mercado Diario para las 24 horas del día siguiente.

Existe también el mecanismo de Resolución de Restricciones Técnicas en Tiempo Real, derivado del mecanismo convencional descrito. Mediante este servicio, el Operador del Sistema se encontrará en continua vigilancia del sistema eléctrico detectando posibles anomalías o problemas técnicos en tiempo real. Frente a estos problemas se tratará en primer lugar de hacer uso de los mecanismos de regulación previamente asignados y en caso de que no exista esa posibilidad por falta o agotamiento de la reserva, el Operador del Sistema podrá valerse del Mecanismo Excepcional de Resolución. La utilización de este mecanismo está reservada para los casos en los que por motivo de urgencia, ausencia de ofertas suficientes, indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no se garantice la estabilidad del sistema, con lo que el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de programación que considere oportunas para resolver el problema en cuestión, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que dé lugar la prestación de dicho servicio. Este Mecanismo Excepcional de Resolución será extensible al resto de servicios de ajuste ofrecidos por el Operador del Sistema.

### **2.3. MERCADO INTRADIARIO**

El Mercado Intradiario, gestionado por el Operador del Mercado, lo constituyen seis sesiones de subasta de energía posteriores a la casación del Mercado Diario. A este mercado pueden acudir los sujetos que participaron en la subasta diaria con el objetivo de comprar o vender energía que no consiguieron casar en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) o para hacer reajustes de generación en períodos más cercanos al tiempo real donde se puede tener mejor conocimiento de la posible demanda y de las previsiones de generación de renovables.

El proceso de casación se realiza del mismo modo que en el Mercado Diario, en el que se establecen unos horarios de recepción de ofertas, se realiza una casación y el resultado es comunicado al Operador del Sistema para que vuelva a realizar un nuevo proceso de Resolución de Restricciones Técnicas. Una vez hecho esto, se habrá generado el Programa Horario Final (PHF) el cual será definitivo en las horas posteriores hasta que se convoque la siguiente sesión del Mercado Intradiario, con lo que al constar de 6 sesiones, se generarán 6 Programas Horarios Finales cada día.



El Mercado Intradiario será la herramienta de subasta de energía gestionada por el Operador del Mercado más cercana al tiempo real. El resto de servicios de ajuste y balance que se gestionen a posteriori de cada sesión del Mercado Intradiario, serán responsabilidad del Operador del Sistema. A continuación se presenta una tabla mostrando como se estructuran en el tiempo las distintas etapas de cada sesión del Mercado Intradiario.

	Sesión1	Sesión2	Sesión3	Sesión4	Sesión5	Sesión6
Apertura de sesión	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Restricciones técnicas	20:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación PHF	20:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	27 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
Períodos horarios	22*-24	1-24	5-24	8-24	12-24	16-24

\*Referida a la hora 22 del día D-1

*Tabla 2.1 - Sesiones de Mercado Intradiario*

## **2.4. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

Los Servicios Complementarios forman parte de los Servicios de Ajuste y Balance gestionados por el Operador del Sistema y están constituidos por tres mecanismos distintos, los cuales son la Reserva de Potencia Adicional a Subir, la Regulación Secundaria y la Regulación Terciaria.

### **2.4.1. RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR**

Es un Servicio Complementario de carácter potestativo, gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado y que tiene por objetivo el dotar al sistema eléctrico del necesario nivel de reserva de potencia a subir por motivos de seguridad.

Tras la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), el Operador del Sistema especificará los requerimientos de Reserva de Potencia Adicional a Subir para cada hora del día posterior teniendo en consideración la reserva de potencia disponible para cada una de estas horas del horizonte diario. Una vez fijados los requerimientos, se iniciará el período de lanzamiento de ofertas tras el cual se realizará la casación dando lugar, antes de las 17:00 horas, a la asignación de reserva de potencia a subir.

### **2.4.2. REGULACIÓN SECUNDARIA**

Es un Servicio Complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control “España”, y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.

Paralelamente a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), alrededor de las 16:00 horas, se fijarán los requerimientos de Regulación Secundaria para cada hora del día siguiente y se aceptará el lanzamiento de ofertas hasta treinta minutos después de haberse realizado la asignación de energía en la Reserva de Potencia Adicional a Subir. Finalmente se realiza la casación y en torno a las 17:45 horas se genera la asignación de reserva de Regulación Secundaria, la cual es retribuida por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

### **2.4.3. REGULACIÓN TERCIARIA**

Es un Servicio Complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objetivo el de resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de Regulación Secundaria utilizada. La reserva de Regulación Terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Antes de las 21:00 horas, el Operador del Sistema fija los requerimientos de Regulación Terciaria para cada hora del día siguiente y tras el proceso de recepción de ofertas y casación se produce la asignación de reserva de Regulación Terciaria antes de las 23:00 horas.

### **2.5. GESTIÓN DE DESVÍOS**

El mecanismo de Gestión de Desvíos es el último de los Servicios de Ajuste y Balance ofrecidos por el Operador del Sistema. Se trata de un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado cuyo objetivo será el de resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del Mercado Intradiario y hasta el horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

En primer lugar, los Sujetos de Mercado asociados a unidades de programación deberán comunicar al Operador del Sistema las indisponibilidades totales o parciales de sus unidades físicas tanto de producción como de bombeo. Del mismo modo, tendrán que informar de las

posibles modificaciones obligadas de sus programas de generación-consumo que figuren en el último programa horario, siempre que sean mayores de 30 MWh y justificando en cada caso los motivos por los que se den (problemas técnicos, vertidos, etc.). También se tendrá que especificar la duración de estas modificaciones de programa o indisponibilidades.

A su vez, el Operador del Sistema realizará e irá actualizando las previsiones de producción de origen renovable y de la demanda de acuerdo al Procedimiento de Operación 2.1 en el que se establecen los procedimientos de cobertura de la demanda.

Una vez que el Operador del Sistema haya realizado su mejor previsión de demanda, deberá junto a esta, recopilar toda la información de indisponibilidades y desvíos de los programas comunicados por los Sujetos de Mercado asociados a unidades de programación, las previsiones de producción eólica y solar y las asignaciones de reserva de los servicios de regulación potencia-frecuencia. Con todo esto, el Operador del Sistema estimará los desvíos globales previstos hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión de Mercado Intradía.

Una vez el Operador del Sistema haya estimado los posibles desvíos, valorará la necesidad de convocar el mercado de Gestión de Desvíos, fijando los requerimientos de reducción o aumento de los programas de generación-consumo. No se resolverán mediante Gestión de Desvíos, los posibles desajustes que sean inferiores a 300 MWh en cada período de programación. En caso de que el desvío medido supere los 300 MWh para un determinado período de programación, el Operador del Sistema comunicará a los Sujetos de Mercado el requerimiento total de energía necesaria y el sentido (a subir o a bajar) para resolver el desequilibrio. El Operador del Sistema también informará de las limitaciones máximas o mínimas de energía aplicables a las ofertas según lo considere oportuno. Todo este proceso es seguido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para garantizar una adecuada prestación y un correcto control del servicio.

Una vez que los distintos Sujetos de Mercado han lanzado sus ofertas de aumento o reducción de sus programas, las cuales no podrán ser menores a 300 MWh, el Operador del Sistema hará la casación de las mismas generándose un precio de la energía correspondiente al precio marginal de la última oferta casada tal como sucede en el resto de servicios. Las asignaciones oportunas se incluirán en el Programa Horario Operativo (PHO o P48), el cual contiene la programación más cercana al tiempo real y que incluye el resultado del Programa Horario Final (PHF) y de los Servicios de Ajuste y Balance (Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos). Este Programa Horario Operativo (P48) será comunicado por el Operador del Sistema en los 15 minutos previos a cada hora incluyendo en él, el resultado de la Gestión de Desvíos.

Este mecanismo de Gestión de Desvíos podrá abarcar todos los períodos de programación existentes entre el cierre de la última sesión de Mercado Intradía y el comienzo del horizonte horario de la siguiente.

### **3. CÁLCULO Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS GENERACIÓN-DEMANDA**

Toda unidad de programación cuya generación o consumo en tiempo real no se ajuste a su Programa Horario Operativo (P48) resultante estará cometiendo un desvío de su programación el cual es corregido por los servicios de ajuste del sistema. Por ello, es importante conocer cómo funciona el Mercado de Producción y los distintos programas que se van generando a raíz de las distintas sesiones de mercados y servicios para poder comprender y evaluar estos desvíos. El objeto de este apartado es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan del uso de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación.

#### **3.1. CÁLCULO DEL DESVÍO**

Para calcular el desvío horario producido por una unidad de programación habrá que contar con su Programa Horario Operativo (P48) y con la energía generada o consumida en tiempo real por dicha unidad.

$$DSV_{u,s} = EMB_{u,s} - PHO_{u,s} \quad (1)$$

$$PHO_{u,s} = PHF_{u,s} + ESAB_{u,s} \quad (2)$$

$$DSV_{u,s} = EMB_{u,s} - (PHF_{u,s} + ESAB_{u,s}) \quad (3)$$

Donde:

$DSV_{u,s}$  Desvío medido para la unidad  $u$  en la sesión  $s$ .

$EMB_{u,s}$  Energía Medida en Barras de central para la unidad  $u$  en la sesión  $s$ .

$PHO_{u,s}$  Programa Horario Operativo resultante para la unidad  $u$  en la sesión  $s$ .

$PHF_{u,s}$  Programa Horario Final resultante para la unidad  $u$  en la sesión  $s$ .

$ESAB_{u,s}$  Energía gestionada en los Servicios de Ajuste y Balance para la unidad  $u$  en la sesión  $s$ .

### **3.2. NECESIDAD NETA DE BALANCE DEL SISTEMA**

Para la valoración de los desvíos, es necesario conocer la necesidad neta de balance que ha sufrido el sistema, que será igual al uso que se haya hecho de los mecanismos de ajuste. Para calcular esta necesidad neta de balance se ha de conocer la energía gestionada en Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos.

$$NNBS_s = \sum_{r, sen} ESAB_{r,s, sen} \quad (4)$$

Donde:

$NNBS_s$  Necesidad Neta de energías de Balance del Sistema para la sesión  $s$ .

$ESAB_{r,s, sen}$  Energía gestionada en los Servicios de Ajuste y Balance mediante el mecanismo  $r$ , para la sesión  $s$  y con el sentido  $sen$ . Positiva si aumenta la producción y negativa si reduce la producción.

$r$  Regulación Secundaria, Regulación Terciaria o Gestión de Desvíos.

$sen$  Sentido, aumentar generación o disminuir generación.

### **3.3. PRECIO DE LOS DESVÍOS**

Una vez conocido el uso que se ha hecho y los costes de los Servicios de Ajuste y Balance y conocida a su vez la necesidad neta del sistema, se calcularán los precios de los desvíos generándose dos precios distintos para cada hora, uno para los desvíos a subir y otro para los desvíos a bajar.

#### **3.3.1. PRECIO DEL DESVÍO A SUBIR**

Se denomina precio del desvío a subir, al precio a aplicar a los desvíos en el sentido de mayor generación o de menor consumo, es decir, a las unidades que generen más o consuman menos energía de la establecida en la Programación Horaria Operativa (P48) según sean unidades productoras o consumidoras respectivamente.

Para calcular el precio horario de los desvíos a subir habrá que conocer primero la necesidad neta del sistema para cada hora.

En el caso de ser negativa, significa que para esa hora, los mecanismos de regulación han tenido que disminuir la producción para equilibrar la generación y la demanda, y el precio del desvío a subir se calculará del siguiente modo:

$$PDS_s = \text{mínimo}(PMD_s, PMPESABB_s) \quad (5)$$

Donde:

$PDS_s$  Precio del Desvío a Subir en la sesión  $s$ .

$PMD_s$  Precio del Mercado Diario en la sesión  $s$ .

$PMPESABB_s$  Precio Medio Ponderado de la Energía gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Bajar en la sesión  $s$ .

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea no negativa, el precio de los desvíos a subir para esa determinada hora coincidirá con el precio de la energía en el Mercado Diario.

$$PDS_s = PMD_s \quad (6)$$

Para calcular el Precio Medio Ponderado de la Energía Gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Bajar ( $PMPESABB$ ) para una hora concreta habrá que conocer los precios resultantes para esa hora de Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos y aplicar la siguiente fórmula:

$$PMPESABB = \frac{PERSB \cdot ERSB + PERTB \cdot ERTB + PEGDB \cdot EGDB}{ERSB + ERTB + EGDB} \quad (7)$$

Donde:

$PERSB$  Precio de la Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Bajar.

$ERSB$  Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Bajar.

$PERTB$  Precio de la Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Bajar.

$ERTB$  Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Bajar.

$PEGDB$  Precio de la Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Bajar.

*EGDB* Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Bajar.

### 3.3.2. PRECIO DEL DESVÍO A BAJAR

Se denomina precio del desvío a bajar, al precio a aplicar a los desvíos en el sentido de menor generación o de mayor consumo, es decir, a las unidades que generen menos o consuman más energía de la establecida en la Programación Horaria Operativa (P48) según sean unidades productoras o consumidoras respectivamente.

Para calcular el precio horario de los desvíos a bajar habrá que conocer primero la necesidad neta del sistema para cada hora.

En el caso de ser positiva, significa que para esa hora, los mecanismos de regulación han tenido que aumentar la producción para equilibrar la generación y la demanda, y el precio del desvío a bajar se calculará del siguiente modo:

$$PDB_s = \text{máximo}(PMD_s, PMPESABS_s) \quad (8)$$

Donde:

$PDB_s$  Precio del Desvío a Bajar en la sesión  $s$ .

$PMD_s$  Precio del Mercado Diario en la sesión  $s$ .

$MPESABS_s$  Precio Medio Ponderado de la Energía gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Subir en la sesión  $s$ .

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea no positiva, el precio de los desvíos a bajar para esa determinada hora coincidirá con el precio de la energía en el Mercado Diario.

$$PDB_s = PMD_s \quad (9)$$

Para calcular el Precio Medio Ponderado de la Energía Gestionada por los Servicios de Ajuste y Balance a Subir ( $MPESABS$ ) para una hora concreta habrá que conocer los precios resultantes para esa hora de Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos y aplicar la siguiente fórmula:

$$PMPEABS = \frac{PERSS \cdot ERSS + PERTS \cdot ERTS + PEGDS \cdot EGDS}{ERSS + ERTS + EGDS} \quad (10)$$

Donde:

*PERSS* Precio de la Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Subir.

*ERSS* Energía gestionada en la Regulación Secundaria a Subir.

*PERTS* Precio de la Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Subir.

*ERTS* Energía gestionada en la Regulación Terciaria a Subir.

*PEGDS* Precio de la Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Subir.

*EGDS* Energía gestionada en la Gestión de Desvíos a Subir.

### **3.4. LIQUIDACIÓN DE DESVÍOS: DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO**

Una vez calculado el precio de los desvíos a subir y a bajar para cada tramo horario, se procede al proceso de liquidación de cada sujeto de liquidación.

El sujeto de liquidación es la empresa responsable de los cobros, pagos y prestaciones de garantías que se derivan del proceso de liquidación. Una unidad de programación tiene la posibilidad de constituir por sí sola un sujeto de liquidación o hacerlo en unión con otras unidades. Esto se puede hacer con el fin de producir un apantallamiento de los desvíos al sumarse los desvíos individuales tanto negativos como positivos de todas aquellas unidades que acudan al proceso de liquidación, disminuyendo así el desvío global. El desvío resultante de sumar los desvíos individuales de varias unidades que se presentan como un único sujeto de liquidación se le llamará desvío consolidado.

Una vez calculados todos los desvíos consolidados o no, se dará lugar a valorar los derechos de cobro u obligaciones de pago de cada sujeto según corresponda.

#### **3.4.1. DERECHOS DE COBRO**

Generarán un derecho de cobro todos aquellos sujetos de liquidación que presenten un desvío a subir. Como se ha establecido anteriormente, un desvío a subir, consiste en un exceso de generación o déficit de consumo por parte de una de las unidades y el precio que habrá que aplicar a estos desvíos, como ya se ha dicho, será el precio de los desvíos a subir.



Para el cálculo de los derechos de cobro de un sujeto de liquidación se aplicará la siguiente fórmula:

$$DC_{s,sl} = DSV_{s,sl} \times PMD_s + DSV_{s,sl} \times DESV_s \times (PDS_s - PMD_s) / \sum_p DSV_{s,sl} \quad (11)$$

Donde:

$DC_{s,sl}$  Derecho de Cobro del sujeto de liquidación  $sl$  en la sesión  $s$ .

$DSV_{s,sl}$  Desvío total del sujeto de liquidación  $sl$  en la sesión  $s$ .

$DESV_s$  Desvío total del sistema en la sesión  $s$ .

$\sum_p DSV_{s,sl}$  Suma de los desvíos de los sujetos de liquidación que se desvíen a subir  $p$ .

Pueden darse dos situaciones en el caso de que una unidad presente un desvío a subir según sea la necesidad neta de balance del sistema, generándose una simplificación de la expresión anterior en cada caso.

#### **3.4.1.1. DESVÍO A FAVOR DEL SISTEMA**

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea positiva, es decir, que se haya aumentado la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a subir que cometa una unidad está favoreciendo al sistema, ayudando a que la actuación de los servicios de ajuste sea menor.

En este caso el precio del desvío a subir será igual al precio de Mercado Diario, dándose un derecho de cobro por el desvío igual a haber programado la energía desviada en el Mercado Diario, simplificándose la expresión del derecho de cobro de la manera siguiente:

$$PDS_s = PMD_s \quad (12)$$

$$DC_{s,sl} = DSV_{s,sl} \times PMD_s \quad (13)$$

### 3.4.1.2. DESVÍO EN CONTRA DEL SISTEMA

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea negativa, es decir, que se haya disminuido la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a subir que cometa una unidad está perjudicando al sistema, obligando a que la actuación de los servicios de ajuste sea mayor.

En este caso el precio del desvío a subir será menor al precio de Mercado Diario, con lo que el derecho de cobro del sujeto de liquidación que este cometiendo el desvío será menor a haber programado esa energía en el Mercado Diario.

Por lo tanto si se aplica las siguientes transformaciones a la expresión del cálculo del derecho de cobro, queda:

$$F = DESV_s / \sum_p DSV_{s,sl} \quad (14)$$

$$DC_{s,sl} = DSV_{s,sl} \times PMD_s + DSV_{s,sl} \times (PDS_s - PMD_s) \times F \quad (15)$$

$$DC_{s,sl} = DSV_{s,sl} \times PMD_s + DSV_{s,sl} \times PDS_s \times F - DSV_{s,sl} \times PMD_s \times F \quad (16)$$

$$DC_{s,sl} = DSV_{s,sl} \times PMD_s \times (1 - F) + DSV_{s,sl} \times PDS_s \times F \quad (17)$$

Donde:

$F$  Factor que indica la influencia que tienen los errores contrarios al sistema sobre el error global del sistema.

Esto quiere decir que si la suma de los desvíos contrarios al sistema es igual al desvío global del sistema ( $F = 1$ ), cada desvío ha contribuido de manera íntegra a desviar al sistema y se deberán valorar íntegramente a precio de desvío. En cambio si el desvío global del sistema es menor a la suma de los desvíos individuales en contra del sistema ( $F < 1$ ), habrá una parte proporcional de estos desvíos a subir que se equilibren con otros desvíos a bajar, los cuales se cobrarán a precio de Mercado Diario, valorándose a precio de desvío solo la parte proporcional que hace desviar al sistema finalmente.

### 3.4.2. OBLIGACIÓN DE PAGO

Generarán una obligación de pago todos aquellos sujetos de liquidación que presenten un desvío a bajar. Como se ha establecido anteriormente, un desvío a bajar, consiste en un déficit

de generación o exceso de consumo por parte de una de las unidades y el precio que habrá que aplicar a estos desvíos, como ya se ha dicho, será el precio de los desvíos a bajar.

Para el cálculo de las obligaciones de pago de un sujeto de liquidación se aplicará la siguiente fórmula:

$$OP_{s,sl} = DSV_{s,sl} \times PMD_s + DSV_{s,sl} \times DESV_s \times (PDB_s - PMD_s) / \sum_n DSV_{s,sl} \quad (18)$$

Donde:

$OP_{s,sl}$  Obligación de pago del sujeto de liquidación  $sl$  en la sesión  $s$ .

$DSV_{s,sl}$  Desvío total del sujeto de liquidación  $sl$  en la sesión  $s$ .

$DESV_s$  Desvío total del sistema en la sesión  $s$ .

$\sum_n DSV_{s,sl}$  Suma de los desvíos de los sujetos de liquidación que se desvíen a bajar  $n$ .

Pueden darse dos situaciones en el caso de que una unidad presente un desvío a bajar según sea la necesidad neta de balance del sistema, generándose una simplificación de la expresión anterior en cada caso.

#### **3.4.2.1. DESVÍO A FAVOR DEL SISTEMA**

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea negativa, es decir, que se haya disminuido la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a bajar que cometa una unidad está favoreciendo al sistema, ayudando a que la actuación de los servicios de ajuste sea menor.

En este caso el precio del desvío a bajar será igual al precio de Mercado Diario, dándose una obligación de pago por el desvío igual al cobro recibido por haber programado la energía desviada en el Mercado Diario, simplificándose la expresión de la obligación de pago de la manera siguiente:

$$PDB_s = PMD_s \quad (19)$$

$$OP_{s,sl} = DSV_{s,sl} \times PMD_s \quad (20)$$

### 3.4.2.2. DESVÍO EN CONTRA DEL SISTEMA

En el caso de que la necesidad neta del sistema sea positiva, es decir, que se haya aumentado la producción de energía por parte de los mecanismos de regulación para alcanzar el equilibrio, significa que el desvío a bajar que cometa una unidad está perjudicando al sistema, obligando a que la actuación de los servicios de ajuste sea mayor.

En este caso el precio del desvío a bajar será mayor al precio de Mercado Diario, con lo que la obligación de pago del sujeto de liquidación que este cometiendo el desvío será mayor al cobro recibido por haber programado esa energía en el Mercado Diario.

Por lo tanto si se aplica las siguientes transformaciones a la expresión del cálculo del derecho de cobro, queda:

$$F = DESV_s / \sum_p DESV_{s,sl} \quad (21)$$

$$OP_{s,sl} = DESV_{s,sl} \times PMD_s + DESV_{s,sl} \times (PDB_s - PMD_s) \times F \quad (22)$$

$$OP_{s,sl} = DESV_{s,sl} \times PMD_s + DESV_{s,sl} \times PDB_s \times F - DESV_{s,sl} \times PMD_s \times F \quad (23)$$

$$OP_{s,sl} = DESV_{s,sl} \times PMD_s \times (1 - F) + DESV_{s,sl} \times PDB_s \times F \quad (24)$$

Donde:

$F$  Factor que indica la influencia que tienen los errores contrarios al sistema sobre el error global del sistema.

Esto quiere decir que si la suma de los desvíos contrarios al sistema es igual al desvío global del sistema ( $F = 1$ ), cada desvío ha contribuido de manera íntegra a desviar al sistema y se deberán valorar íntegramente a precio de desvío. En cambio si el desvío global del sistema es menor a la suma de los desvíos individuales en contra del sistema ( $F < 1$ ), habrá una parte proporcional de estos desvíos a bajar que se equilibren con otros desvíos a subir, los cuales se pagarán a precio de Mercado Diario, valorándose a precio de desvío solo la parte proporcional que hace desviar al sistema finalmente.

### **3.5. EJEMPLO PRÁCTICO**

Para mejor entendimiento de los criterios a seguir en la liquidación de desvíos se expondrá el siguiente ejemplo:

**Ejemplo.** Se tiene un sistema reducido donde hay dos generadores eólicos (A y B) y un generador térmico (T) que abastecen la demanda siendo este último el mecanismo para hacer frente a los posibles desvíos.

Para una determinada hora, se ha programado una generación en equilibrio con la demanda y tras comparar la programación con la producción real de energía se comprueba que el generador eólico A ha producido 2 MWh menos de lo programado y el generador eólico B ha producido 4 MWh más de lo programado. El saldo resultante será de 2MWh a subir que habrá tenido que asumir el generador térmico T disminuyendo su producción.

El generador eólico A, cuyo desvío ha sido 4 MWh a subir, contribuye con 2 MWh al desvío global del sistema, mientras que los 2 MWh restantes contribuyen a equilibrar el desvío que produce el generador eólico B. Por lo tanto solo cobrará a precio de desvío a subir los 2 MWh que hacen desviar al sistema finalmente, los que sirven para equilibrar el sistema los cobra al precio del Mercado Diario. A su vez estos derechos de cobro se satisfacen con las obligaciones de pago que se generan del desvío a bajar del generador eólico B y del servicio de reducción de potencia prestado por el generador térmico T. El generador Eólico B paga la energía no producida al mismo precio que recibió al venderla en el Mercado Diario y el generador térmico la paga al precio del desvío a subir que será menor a la cantidad recibida por haber vendido esa energía en el Mercado Diario, obteniendo así un beneficio por una energía no producida finalmente.

Dado el caso contrario en el que el generador A produce 2 MWh de más y el generador B produce 4 MWh de menos, el generador T hubiera tenido que contribuir aumentando su producción en 2 MWh. El generador T cobrará esa producción a precio de desvío a bajar, proveniente de la obligación de pago que soporta el generador B por desviarse a bajar en contra del sistema.

En definitiva y para resumir con más claridad, los desvíos los asume quien los produce y en el caso de que desvíos a subir y a bajar se cancelen unos con otros, saldarán sus cobros y pagos a precio de Mercado Diario generando un saldo de ni pérdidas ni ganancias. En el caso de que desvíos a subir o a bajar no se cancelen, se generará una penalización para los generadores y consumidores implicados que servirá para saldar las cuentas de los servicios de ajuste utilizados.

## 4. ANÁLISIS DE LOS DESVÍOS GENERACIÓN-DEMANDA

Una vez expuesto el funcionamiento de los mercados de electricidad y de los mecanismos de regulación del sistema y todo lo referente al cálculo y liquidación de los desvíos, se pasará a estudiar los desvíos producidos en el Sistema Eléctrico Español durante los años 2014, 2015 y 2016 mediante el análisis de distintas variables como pueden ser la utilización de los servicios de ajuste del sistema, los precios de los desvíos, el uso de las diferentes tecnologías de generación que se ha hecho o las distintas programaciones resultantes.

### 4.1. OBTENCIÓN DE DATOS

Para realizar un estudio sobre estos desvíos, se necesitarán datos reales de la red. En la página web de Red Eléctrica de España <https://www.esios.ree.es> es posible visualizar y descargar en formato Excel datos de múltiples variables del sistema. Es posible obtener valores de cualquier variable para cada hora del año.

Según se explora la web se podrá acceder a la visualización de distintas variables con información sobre la red pero el método más sencillo de búsqueda si se conoce el tipo de dato que se desea, es accediendo a la barra de buscador que se encuentra en la esquina superior derecha del interfaz principal. Se pueden escribir las palabras clave “Volumen neto desvíos”.



The screenshot shows the ESIOS website interface. At the top, there is a search bar with the text "Volumen neto desvíos" and a search button. Below the search bar, there are logos for RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA and esios SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA. The main content area displays "PVPC T. DEFECTO" in large white letters, with "129,79 €/MWh" in large blue letters below it. At the bottom, there are three tabs: "GENERACIÓN Y CONSUMO", "MERCADOS Y PRECIOS", and "ESTADO DEL SISTEMA". The "ESTADO DEL SISTEMA" tab is currently selected and highlighted in blue.

Figura 4.1 - Interfaz Página Web ESIOS

Una de las opciones que aparecen será la de “Volumen Neto de los Desvíos Generación-Demanda” y entrando en ella se abrirá una nueva ventana mostrando información acerca de

esta variable. En dicha nueva ventana aparecerá una evolución temporal de la variable con distintas opciones en la columna que aparece a la izquierda. Desde arriba hacia abajo las funciones más importantes que se tienen en dicha columna son la de obtener una explicación sobre la variable que se está visualizando, modificar el horizonte temporal mostrado, el modo de agrupación de los distintos datos (horario, diario, mensual...), la comparación con otras variables a elegir y la descarga en tres formatos diferentes.

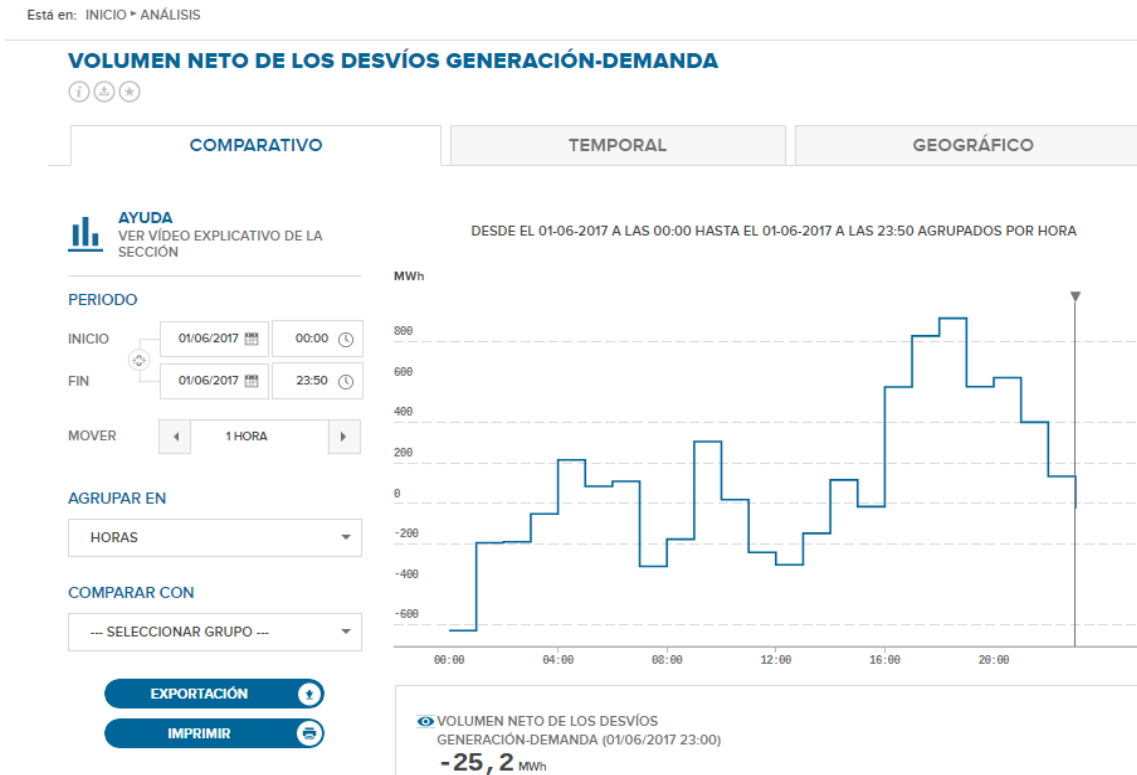


Figura 4.2 - Visualización y Descarga de Datos

A continuación se elige el período temporal a estudiar y el modo de agrupación de datos. En caso de querer estudiar los desvíos del año 2014 se puede delimitar este año en "INICIO" y "FIN" y elegir "HORAS" en "AGRUPAR EN". Una vez se tiene la información deseada, se hace click en "EXPORTACIÓN" y se elige el formato "EXCEL" dando lugar al archivo ".xls" con los 8760 datos de todas las horas del año 2014 en una de las columnas y con la fecha y hora en otra.

	A	B	C	D	E	F
7	1338	Volumen neto de los desvíos generación-demanda			-850,900	2014-01-01T04:00:00+01:00
8	1338	Volumen neto de los desvíos generación-demanda			-740,700	2014-01-01T05:00:00+01:00
9	1338	Volumen neto de los desvíos generación-demanda			-198,100	2014-01-01T06:00:00+01:00
10	1338	Volumen neto de los desvíos generación-demanda			-300,700	2014-01-01T07:00:00+01:00
11	1338	Volumen neto de los desvíos generación-demanda			-317,100	2014-01-01T08:00:00+01:00
12	1338	Volumen neto de los desvíos generación-demanda			-191,200	2014-01-01T09:00:00+01:00
13	1338	Volumen neto de los desvíos generación-demanda			397,600	2014-01-01T10:00:00+01:00

Figura 4.3 - Fichero Descargado de ESIOS

## 4.2. VARIABLES OBTENIDAS DE ESIOS

### 4.2.1. VOLUMEN NETO DE LOS DESVÍOS GENERACIÓN-DEMANDA

Una de las variables más importantes a estudiar será el Volumen Neto de los Desvíos Generación-Demanda, cuya explicación dada por la web de ESIOS cita lo siguiente:

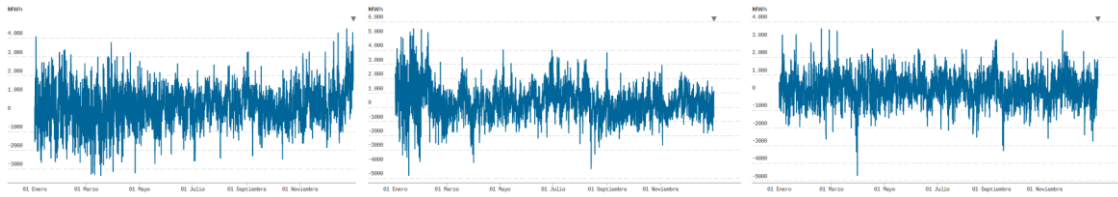
*“Suma de los desvíos a subir y a bajar de generación respecto a la demanda en una hora, cada uno de ellos con su signo.”*

Por lo tanto este indicador proporciona el desvío medido como diferencia entre la energía programada y la energía medida.

Existe otro indicador llamado *“Energía Neta de Gestión de Desvíos, Regulación Terciaria y Regulación Secundaria”* el cual muestra la energía neta utilizada por estos mecanismos de regulación y presenta los mismos valores de energía que el indicador de Volumen Neto de los Desvíos, por lo que se podrá utilizar uno u otro de manera indiferente.

Si se visualiza gráficamente la evolución de este indicador a lo largo de los años 2014, 2015 y 2016 (figura 4.4), no es posible extraer mucha información dado que son valores que cambian constantemente a cada hora presentando tanto valores negativos como positivos y haciendo que el estudio de esta variable y el de muchas otras se deba de abordar de otro modo. Para ello, se utilizará Matlab leyendo las distintas columnas de cada archivo y tratando sus datos.





*Figura 4.4 - Volumen Neto de Desvíos en MWh para 2014, 2015 y 2016*

En el caso de un valor positivo en estos desvíos, significará que para esa hora los servicios de ajuste actuaron produciendo más energía para cubrir un déficit, y por lo tanto, disminuyendo la producción para corregir un exceso en el caso negativo.

#### **4.2.2. PRECIO DE COBRO DESVÍOS A SUBIR**

Es el precio que se aplica a los desvíos de mayor generación o menor consumo tal como se ha explicado anteriormente, calculado del modo que citan los Procedimientos de Operación y generando un precio para cada hora de cada día.

Al ser este el precio al que los generadores cobran al desviarse hacia arriba, será también el precio al que paguen los mecanismos de regulación por corregir el desvío disminuyendo su generación. Por lo tanto, si se quiere relacionar con el indicador anterior que proporcionaba la actuación de los mecanismos de regulación, habría que hacerlo con los valores negativos de este.

#### **4.2.3. PRECIO DE PAGO DESVÍOS A BAJAR**

Es el precio que se aplica a los desvíos de menor generación o mayor consumo tal como se ha explicado anteriormente, calculado del modo que citan los Procedimientos de Operación y generando un precio para cada hora de cada día.

Al ser este el precio al que los generadores pagan al desviarse hacia abajo, será también el precio al que cobren los mecanismos de regulación por corregir el desvío aumentando su generación. Por lo tanto, si se quiere relacionar con el indicador anterior que proporcionaba la actuación de los mecanismos de regulación, habría que hacerlo con los valores positivos de este.

#### 4.2.4. PRECIO MERCADO SPOT DIARIO ESPAÑA

Es el precio marginal de la energía resultado de la casación del Mercado Diario. Se especifica que sea en España porque ESIOS también proporciona el precio de francés y el portugués, siendo este último, igual al precio español durante gran parte del tiempo y desacoplándose en determinados momentos.

Este precio siempre se mantendrá menor o igual al Precio de Pago de Desvíos a Bajar y mayor o igual al Precio de Cobro de Desvíos a Subir.

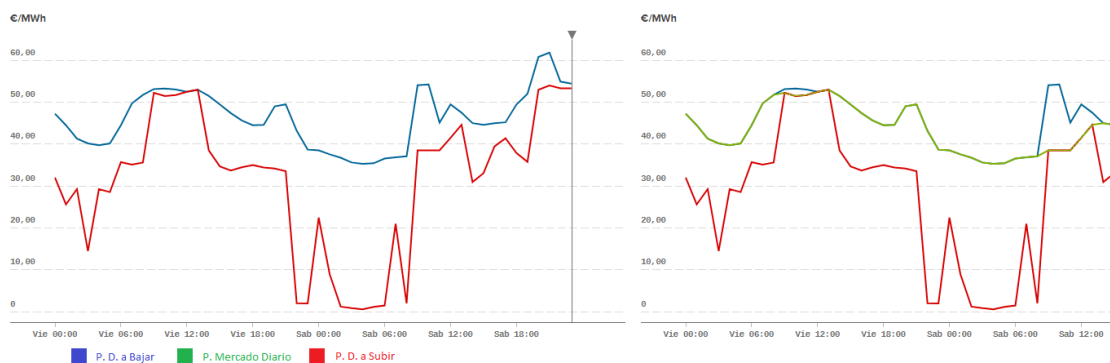


Figura 4.5 - Precio de Desvíos a Subir, a Bajar y de Mercado Diario en €/MWh

De ahora en adelante, una vez vistos los tres precios que intervienen en la evaluación económica de los desvíos, se entenderá por coste del desvío, al coste extra o la pérdida de beneficio en la que se incurre al no haber programado en mercado lo que finalmente se produjo.

Por tanto, si un generador produjo menos o un consumidor demandó más de lo programado debiendo pagar esa energía a Precio de Desvío a Bajar, se incurre en un coste extra igual a:

$$\text{CosteDesvío} = \text{EnergíaDesviada} \times (\text{PrecioDesvíoBajar} - \text{PrecioMercado})$$

Si por el contrario un generador produjo más o un consumidor demandó menos de lo programado cobrando esa energía a Precio de Desvío a Bajar se produce una pérdida de beneficio en el primero y un coste extra de pagar, por lo no consumido en el segundo, igual a:

$$\text{CosteDesvío} = \text{EnergíaDesviada} \times (\text{PrecioMercado} - \text{PrecioDesvíoSubir})$$

Evaluando el coste total de los desvíos en determinado período como la suma de ambos costes, sin perder de vista su estudio previo por separado ya que cada uno proviene de un error diferente.

#### **4.2.5. DEMANDA REAL**

Este indicador tal como su nombre indica, muestra el valor real de la demanda de energía eléctrica medida en tiempo real y se asume que es una variable independiente y no controlable. Al tener que ser producción y consumo el mismo valor, se puede utilizar también como la generación total de energía por parte de las centrales y servirá para utilizarse en el cálculo del error que cometen generación y consumo con sus respectivos programas, previéndose que el desvío entre la programación de la demanda y la demanda real tenga un porcentaje alto entre los desvíos globales.

#### **4.2.6. GENERACIÓN MEDIDA EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTÁICA**

Proporcionará las medidas de generación de energía eléctrica reales producidas por cada tecnología y será un factor necesario en el cálculo de los desvíos que cometen este tipo de centrales.

Es posible encontrar las medidas de generación reales para cada tipo de tecnología generadora de la península pero serán la Eólica y la Solar Fotovoltaica las que se prevén que tengan mayor influencia en los desvíos ya que son las que mayor incertidumbre presentan. Existen otras tecnologías renovables como la Hidráulica y la Termosolar pero que no se estudiarán de manera concreta ya que se espera que sufran desvíos menos significativos debido a un mayor carácter gestionable por parte de las mismas.

De hecho, ESIOS proporciona valores de los desvíos netos de generación en los que incurren únicamente estas dos tecnologías sobre los diferentes programas que hayan ido formando. Estos indicadores tendrán por nombre “*DEMANDA PROGRAMADA P48 CORRECCIÓN EÓLICA*” en el caso de tratarse del Programa Horario Operativo (P48) y de energía eólica, e intercambiando “*P48*” por “*PHF*” (Programa Horario Final), “*PBF*” (Programa Base de Funcionamiento) o “*PVP*” (Programa Viable Provisional) y “*EÓLICA*” por “*SOLAR*”, se accede a las distintas combinaciones dependiendo del programa o la tecnología que interese.

#### **4.2.7. GENERACIÓN PROGRAMADA PHF EÓLICA**

Esta variable representa la energía eólica programada en el Programa Horario Final (PHF). Es posible obtener cualquier otra tecnología cambiando "EÓLICA" por el nombre de la tecnología que interese o cualquier otro programa intercambiando "PHF" por el programa que se desee.

El manejo de este indicador conlleva una dificultad, y es que ESIOS no proporciona una única variable con el resultado agregado de todas las sesiones de Mercado Intradiario. Proporciona desde "PHF1" hasta "PHF7" siendo los 6 primeros los correspondientes a las 6 sesiones de Mercado Intradiario de cada día y correspondiendo el séptimo a la programación de las 3 últimas horas de cada día resultante de la primera sesión de Mercado Intradiario del día siguiente.

Por lo tanto para generar la programación total resultante de la agregación de todas las sesiones de Mercado Intradiario, habrá que leer cada "PHF" y escoger de cada uno y para cada día, las horas en las que dicha sesión sea la última en programar energía. Es decir, en el caso de los 3 últimos períodos del día, la última sesión en añadir o retirar energía de la programación será la correspondiente a "PHF7", por lo tanto esos valores interesará cogerlos de dicho programa. También habrá que tener en cuenta que muchos de estos programas correspondientes a las diferentes sesiones tienen menos de 8760 horas al año por lo que habrá que tratar cada uno de manera diferente y extraer de cada uno las horas que interesen.

En el caso de necesitar la programación de la demanda se escribirá "DEMANDA PROGRAMADA PHF TOTAL" cambiando "PHF" por el programa que interese.

#### **4.3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS**

Una vez se tienen la información necesaria de cada variable y para cada uno de los tres años, se procede a observar cómo evolucionan de manera temporal y las posibles relaciones que guarden entre ellas.

Se analizarán cinco variables principales, siendo la primera de ellas el precio de los desvíos, seguido de los desvíos globales del sistema y las tres restantes corresponden a las que se consideran las principales causantes de estos, las cuales son: la demanda, la generación eólica y la generación fotovoltaica.

Debido a que son muchas las gráficas y tablas generadas tras el análisis y con el fin de realizar la lectura de un modo más sencillo, se recopilarán todas en el *Anexo*, mostrándose en esta memoria una cantidad reducida de ellas y dando una explicación descriptiva de los resultados.

### 4.3.1. AÑO 2014

#### 4.3.1.1. PRECIO DE LOS DESVÍOS

Para comenzar el análisis, se expondrá cuál ha sido la evolución del precio de desvío tanto a subir como a bajar de manera anual. Posteriormente se presentarán los valores medios de estos precios para cada hora del día de tres maneras: teniendo en cuenta los precios del año completo, los de la pareja de meses Enero-Diciembre y los de Julio-Agosto. Estas dos parejas de meses son elegidas debido a que son las que presentan de manera más fiable las diferencias entre el verano y el invierno en la península.

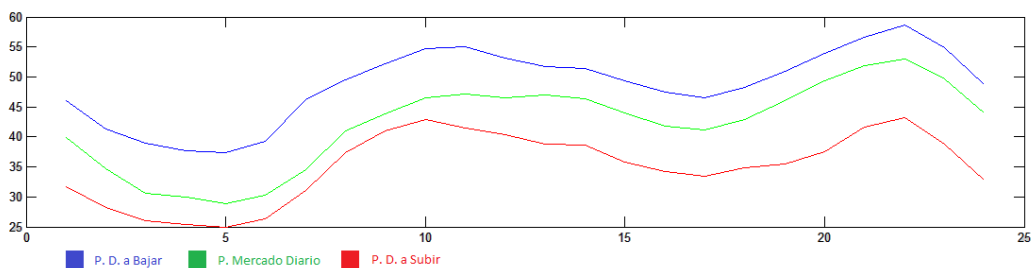
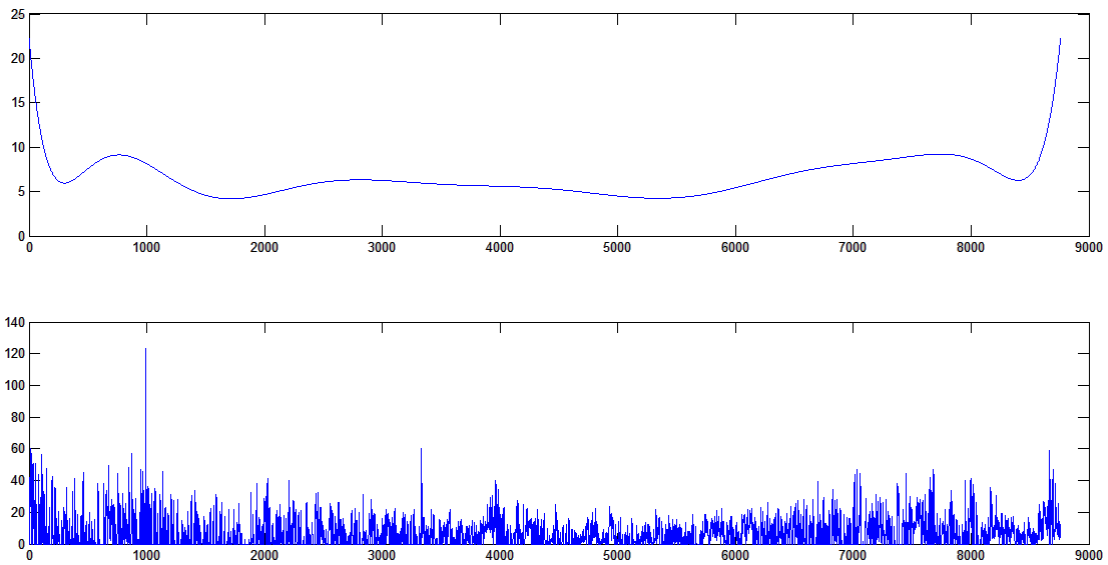


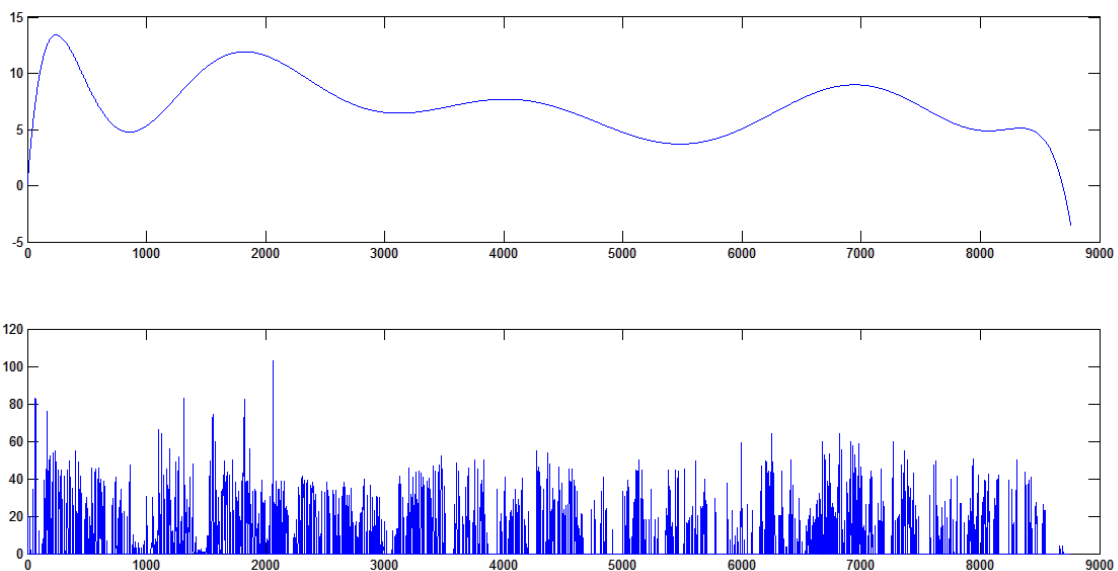
Figura 4.6 - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Subir, a Bajar y del Mercado Diario en €/MWh 2014

En la imagen (figura 4.6) se observa el aspecto que tienen las curvas de precios de desvíos y de mercado diario si se hace el precio medio anual para cada hora del día. Estos precios siguen un claro patrón y son predecibles según su evolución por lo que no tendrá sentido hablar de los precios en sí, si no de la diferencia entre estos precios de desvíos y el precio de mercado, lo cual generará una curva que representa la pérdida real asociada a un desvío en determinado sentido. Los valores de esta curva serán más altos mientras más separados estén entre sí los precios y significará que la penalización por desviarse en ese sentido será mayor a esa hora. Por lo tanto de ahora en adelante cuando se hable de precio de desvío a subir o a bajar, se hablará del resultado de haber realizado la diferencia de ambas curvas con la de los precios de mercado diario.

Cabe recordar que estos precios son principalmente dependientes de los precios resultantes del mercado de servicios de ajuste y balance del sistema y de los desvíos que finalmente se produzcan, por lo que si se es capaz de predecir en cierta medida lo segundo, será posible influir en el precio final de desvío tanto por parte de los sujetos que corrigen los desvíos como de los que los corrigen.



**Figura 4.7** - Precio de los Desvíos a Bajar Anuales y Tendencia en €/MWh 2014

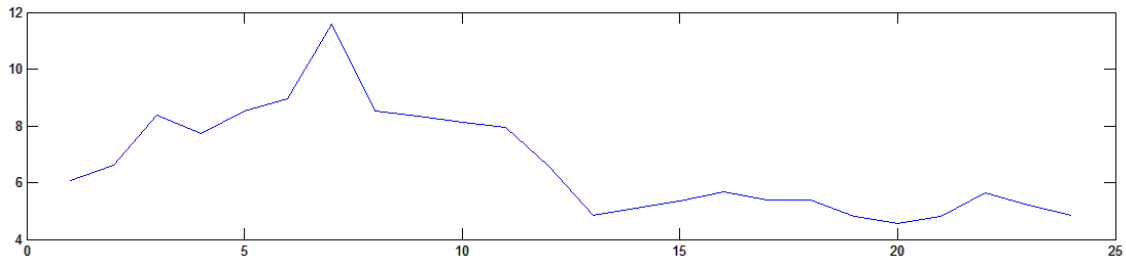


**Figura 4.8** - Precio de los Desvíos a Subir Anuales y Tendencia en €/MWh 2014

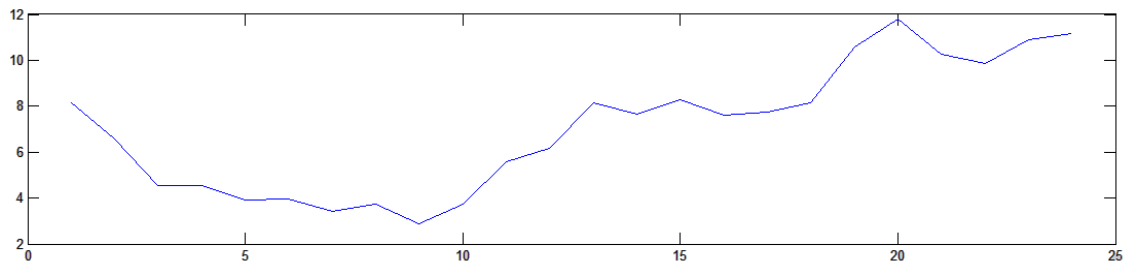
Ambas gráficas (*figuras 4.7 y 4.8*) presentan la tendencia anual de los precios mediante una regresión polinomial de grado 12 en la parte superior y los precios reales para cada hora en la parte inferior. A simple vista se observa que ambas tendencias se mueven entre la media de 5 y 10 €/MWh y ambas curvas tienen un comportamiento oscilatorio y ligeramente opuesto excepto entre los meses de Julio, Agosto, Septiembre y parte de Octubre en los que ambas curvaturas tienen comportamiento parecido, siendo en los meses más cálidos cuando ambas presentan sus valores más bajos.

Es lógico que presenten curvaturas opuestas, ya que cuando una curva presenta valores menores significa que se está acercando a la curva de precio de mercado, recordando que un

desvío valorado a precio de mercado es un desvío cometido a favor del sistema y no penalizado. Por tanto si la curva de precios de desvíos para un determinado sentido se acerca más a cero, la del sentido contrario debe de aumentar su valor, significando que de haber cometido un desvío en este sentido ha tenido más probabilidades de ser contra el sistema.



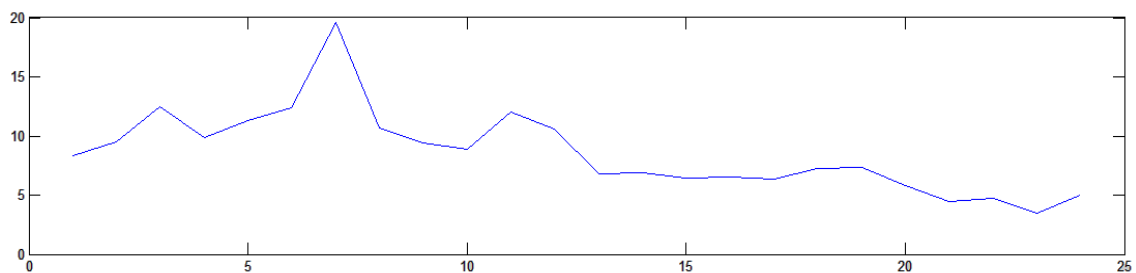
**Figura 4.9** - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Bajar en €/MWh 2014



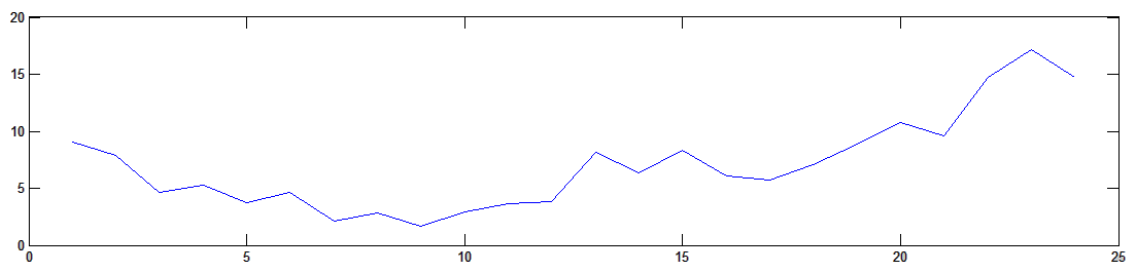
**Figura 4.10** - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Subir en €/MWh 2014

Los precios medios anuales dados de forma horaria presentan valores entre los 4 y 12 €/MWh y se observan tendencias opuestas en la evolución tal como se veía en los anuales.

La curva de precios de los desvíos a subir (*figura 4.10*) parece tener la forma de la monótona de la demanda desplazada unas horas, coincidiendo las subidas de precio con subidas de la demanda, y viceversa. En los desvíos a bajar (*figura 4.9*) parece lo contrario donde los mayores precios se dan entre las 6 y las 7 de la mañana coincidiendo con el inicio de la subida de la demanda y disminuyendo según se llega al primer pico de esta.

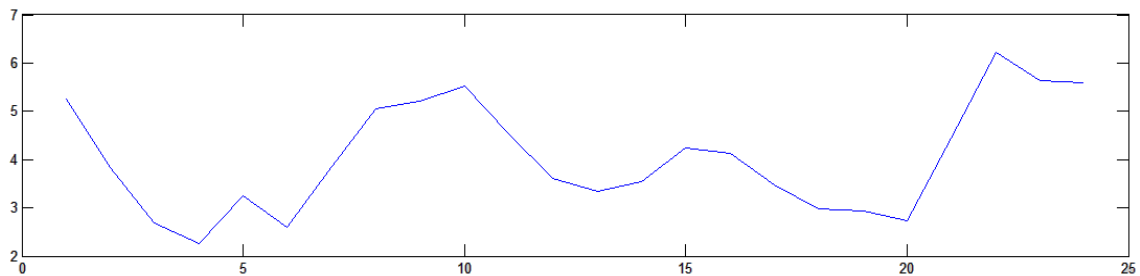


**Figura 4.11** - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Bajar para Enero-Diciembre en €/MWh 2014

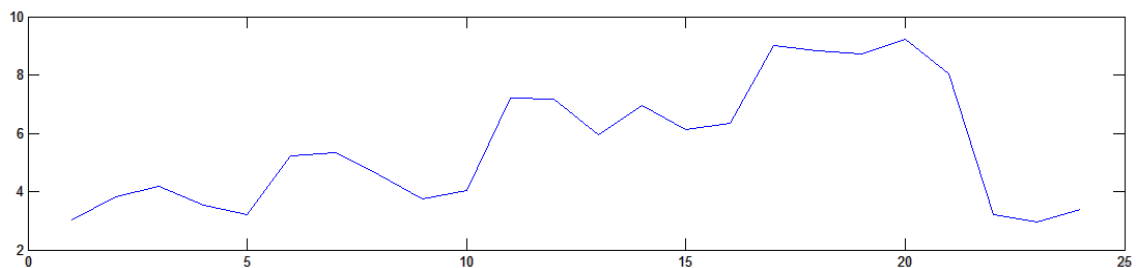


**Figura 4.12** - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Subir para Enero-Diciembre en €/MWh 2014

Los precios medios horarios de invierno presentan la misma evolución que los anuales pero con mayores precios máximos llegando cerca de los 20 €/MWh en la punta.



**Figura 4.13** - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Bajar para Julio-Agosto en €/MWh 2014



**Figura 4.14** - Precio Medio Horario Anual de los Desvíos a Subir para Julio-Agosto en €/MWh 2014

En verano, de nuevo las curvas tienen evoluciones opuestas pero esta vez la tendencia de los precios se distorsiona un poco respecto a la observada en el caso anual y de invierno y de manera general estos bajan respecto a la media anual.

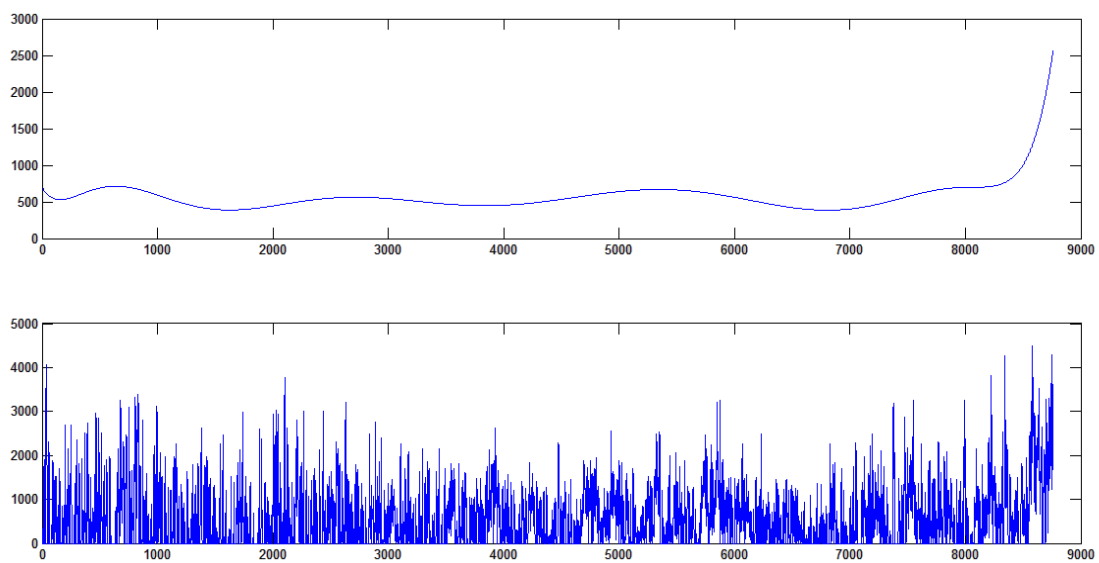
En los desvíos a subir (*figura 4.14*) se observa que los precios máximos se mantienen de entre las 16 a las 20 horas, mientras que en los desvíos a bajar (*figura 4.13*) ocurre lo mismo entre las 7 y las 9 horas y creándose un nuevo pico entre las 20 y las 22 horas.



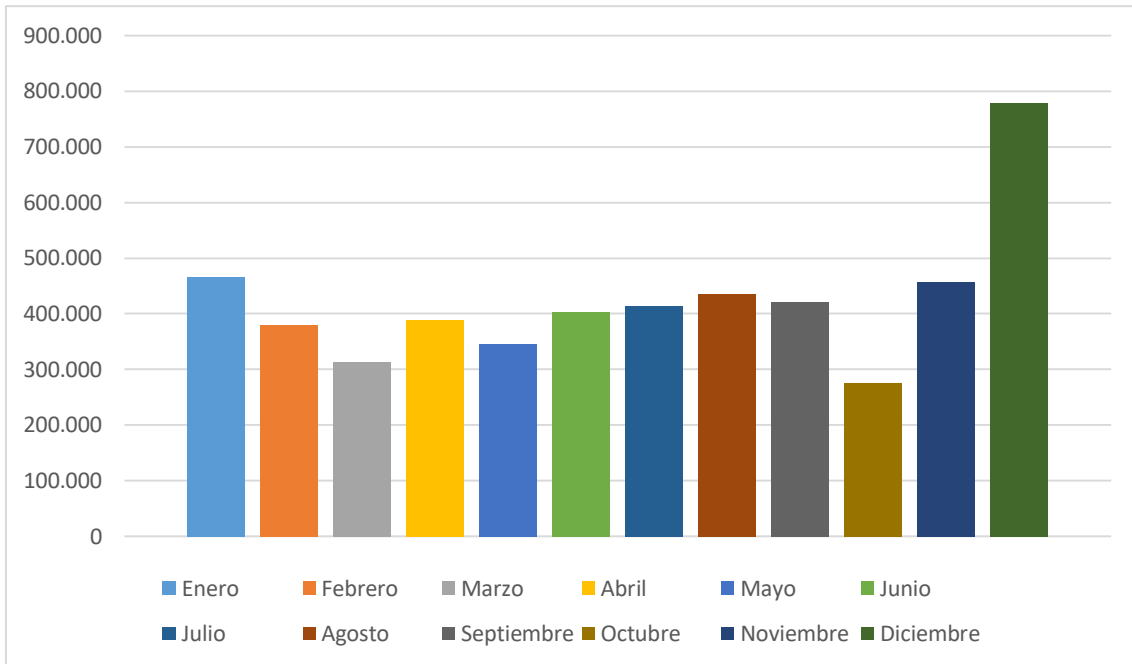
#### 4.3.1.2. DESVÍO DEL SISTEMA

En el año 2014 la producción de energía eléctrica total en las centrales fue de 243.233.075,184 MWh.

Un 2,0873 %, equivalente a 5.076.961,2 MWh, fue generado mediante los servicios de ajuste, debido a errores en la programación los cuales se traducen, de manera neta, en déficits de generación o excesos de consumo en el sistema. Estos desvíos de menor generación o mayor consumo que hacen aumentar la producción de los mecanismos de regulación corresponden a los ya definidos Desvíos a Bajar.

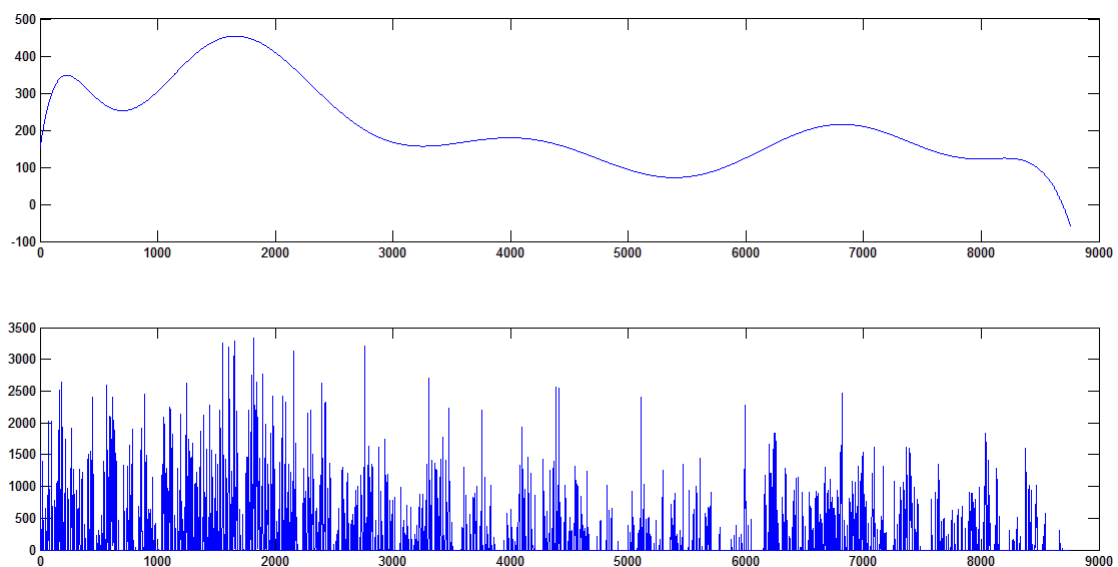


*Figura 4.15 - Aumento de la Producción de los Mecanismos de Regulación Anual y Tendencia en MW 2014*

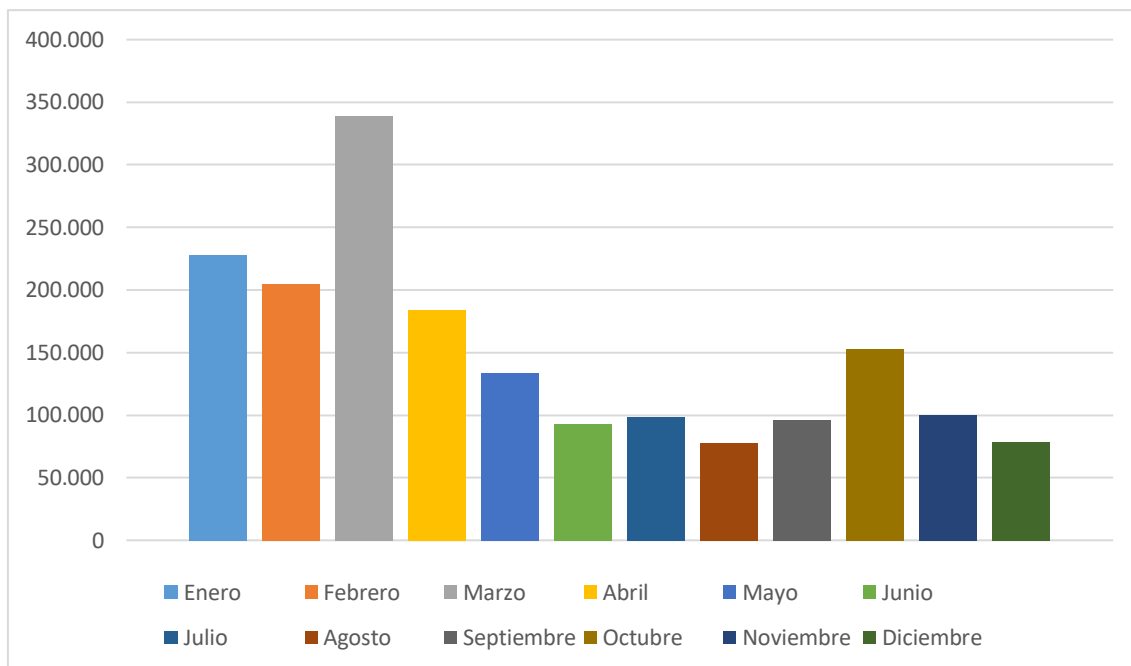


*Figura 4.16 – Energía mensual producida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014*

Del mismo modo se produjeron desvíos en que obligaron a estos mismos servicios de ajuste a disminuir su producción a pesar de tenerla programada en mercado. En total, 1.784.215,2 MWh, un 0,7335 % de la generación anual, fueron dejados de producir con el objetivo de mantener el equilibrio generación-demanda debido a excesos en la producción o disminuciones en el consumo. Estos desvíos de mayor generación o menor consumo que obligan a los mecanismos de regulación a disminuir su producción corresponden a los ya definidos Desvíos a Subir.



*Figura 4.17 - Disminución de la Producción de los Mecanismos de Regulación Anual y Tendencia en MW 2014*

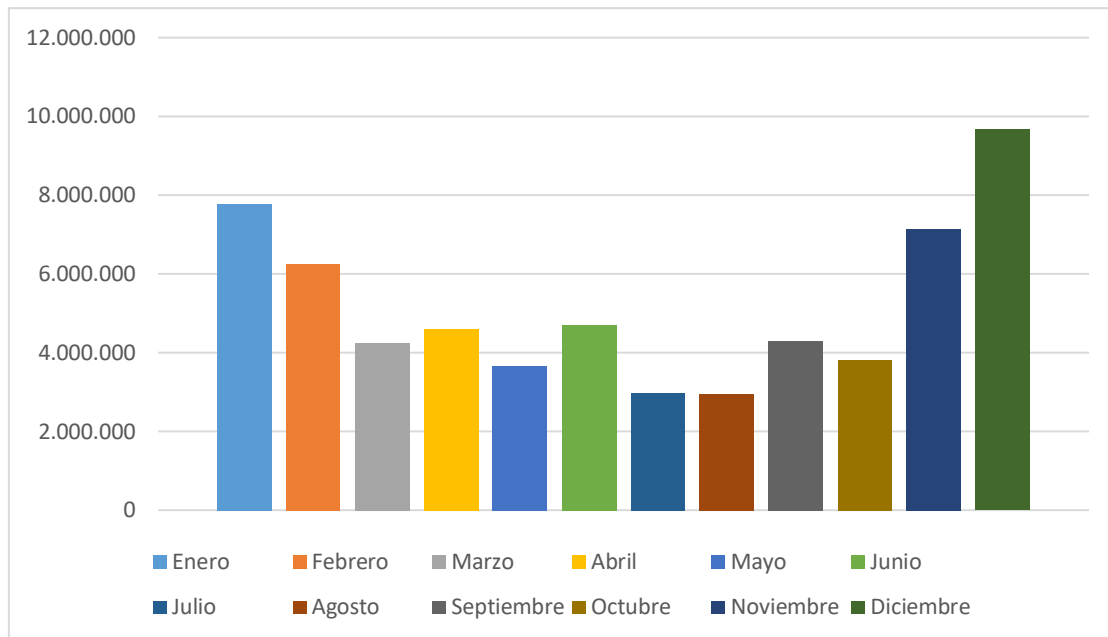


*Figura 4.18 - Energía mensual Disminuida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014*

Estos aumentos y disminuciones de producción por parte de los mecanismos de regulación se traducen, de manera neta, en 5884 horas en las que se ha tenido que aumentar la producción y 2876 horas en las que se ha tenido que disminuir. Si de todas estas horas se desprecian las que llevan asociadas un desvío menor a los 100 MWh en cualquiera de los dos sentidos, quedan 5494 y 2520 horas en las que se ha subido y bajado la producción, correspondiendo a 5.058.133,7 MWh y 1.766.984,8 MWh respectivamente. Esto significa que un 91,5 % del tiempo se están cometiendo desvíos globales del sistema mayores a 100 MW.

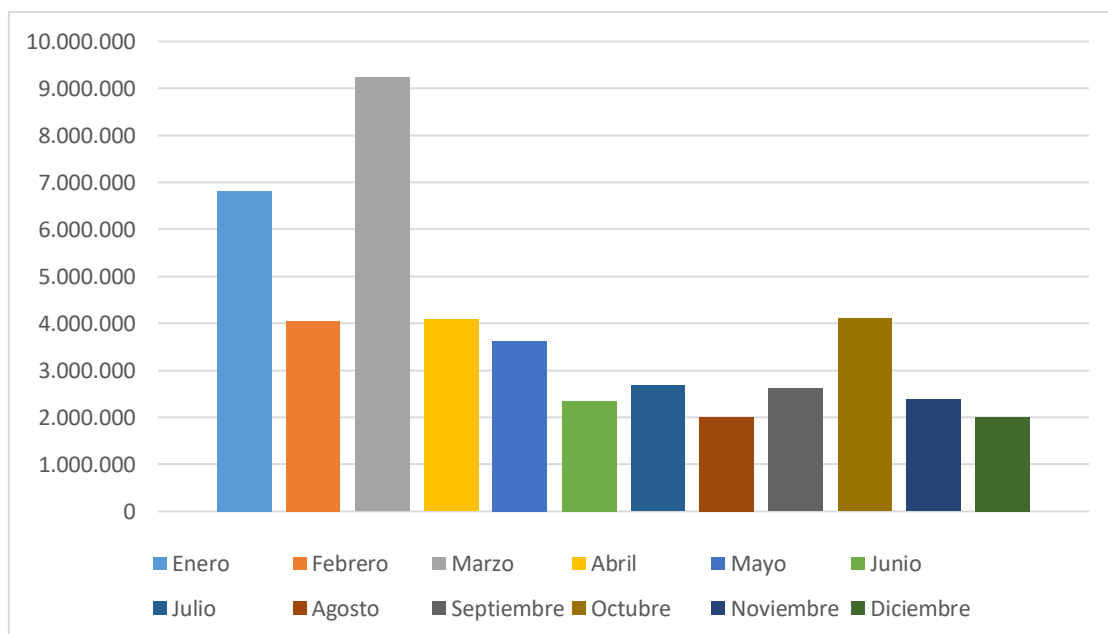
Los sobrecostes totales derivados del uso de estos mecanismos de regulación suman una cantidad de 107.976.361,11 €. Estos sobrecostes se repercuten en quienes producen los desvíos, sean generadores o consumidores.

El sobrecoste de aumento de la producción corresponde a la diferencia entre lo que cuesta generar la energía a precio de Desvío a Bajar y lo que costaría de haberse programado en Mercado Diario. Esto suponen 62.058.027,12 €, un 57,47 % del coste total que se han tenido que pagar de modo extra a los mecanismos de regulación por haber tenido que aumentar su producción.



**Figura 4.19** - Sobrecostes Mensuales del Aumento de Producción de los Mecanismos de Regulación en € 2014

El sobrecoste de disminución de la producción corresponde al hecho de que, habiéndosele pagado al mecanismo de regulación por una cantidad de energía programada a precio de Mercado Diario y al no haberse utilizado dicha energía, este debe devolver un pago igual a esa cantidad de energía a precio de Desvío a Subir, lo cual será una cantidad menor que la recibida previamente, generando un coste por una energía no generada finalmente. Este sobrecoste es igual a 45.918.334 €, un 42,53 % del coste total.

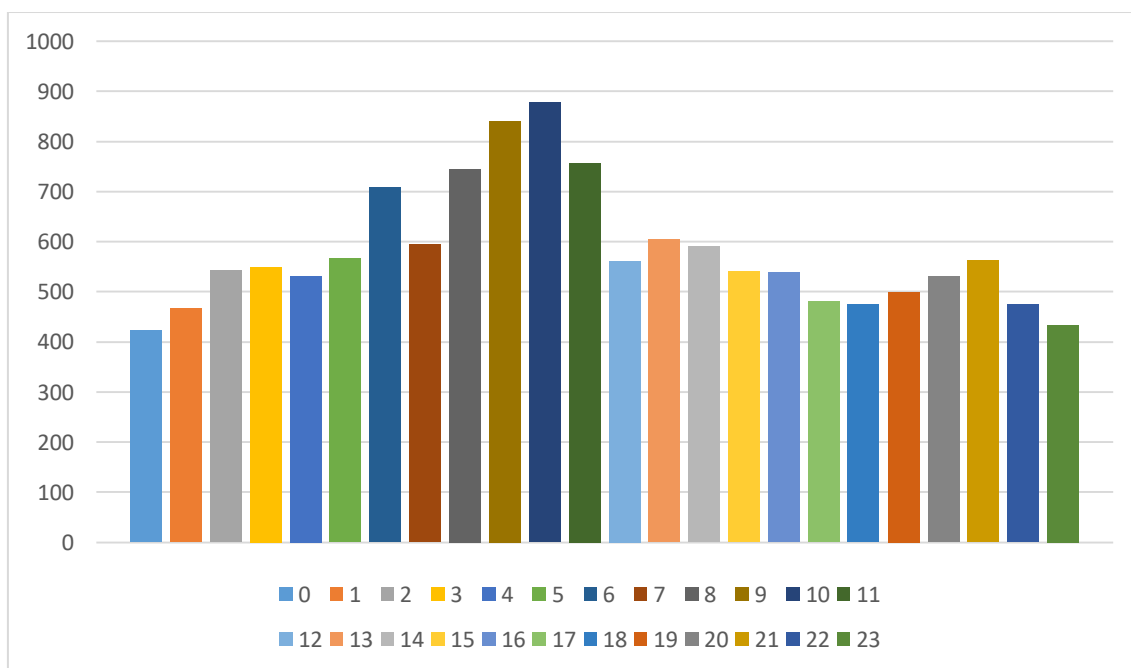


**Figura 4.20** - Sobrecostes Mensuales de la Disminución de Producción de los Mecanismos de Regulación en € 2014

Si se comparan la tendencia de los desvíos que se producen en el sistema (*figuras 4.15 y 4.17*) con la de los precios de los desvíos tanto a bajar como a subir (*figuras 4.7 y 4.8*), se observa que guardan cierta similitud, correspondiéndose las fluctuaciones de los precios con las fluctuaciones de los propios desvíos. Esto coincide con lo expuesto en el apartado de los precios, en cuanto a que, si en un determinado periodo, el precio del desvío aumenta en un sentido es porque el sistema se ha desviado más en ese sentido que en el contrario durante dicho periodo. Por lo tanto se ve como las curvas de precios son fuertemente dependientes de la energía desviada.

La distribución mensual del aumento de generación (*figura 4.16*) se mantiene con ligeras fluctuaciones durante todo el año y presenta una punta a final de este, siendo al contrario en la distribución mensual de la disminución de generación (*figura 4.18*) donde se tiene un período de punta en los primeros meses y luego se reduce manteniéndose con ligeras fluctuaciones el resto de meses.

Si a continuación se agrupan los datos de manera que se agreguen según la hora del día que le corresponda a cada uno y se hace la media, se puede observar la tendencia de los desvíos y sus costes medios según el período horario.



**Figura 4.21** - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014

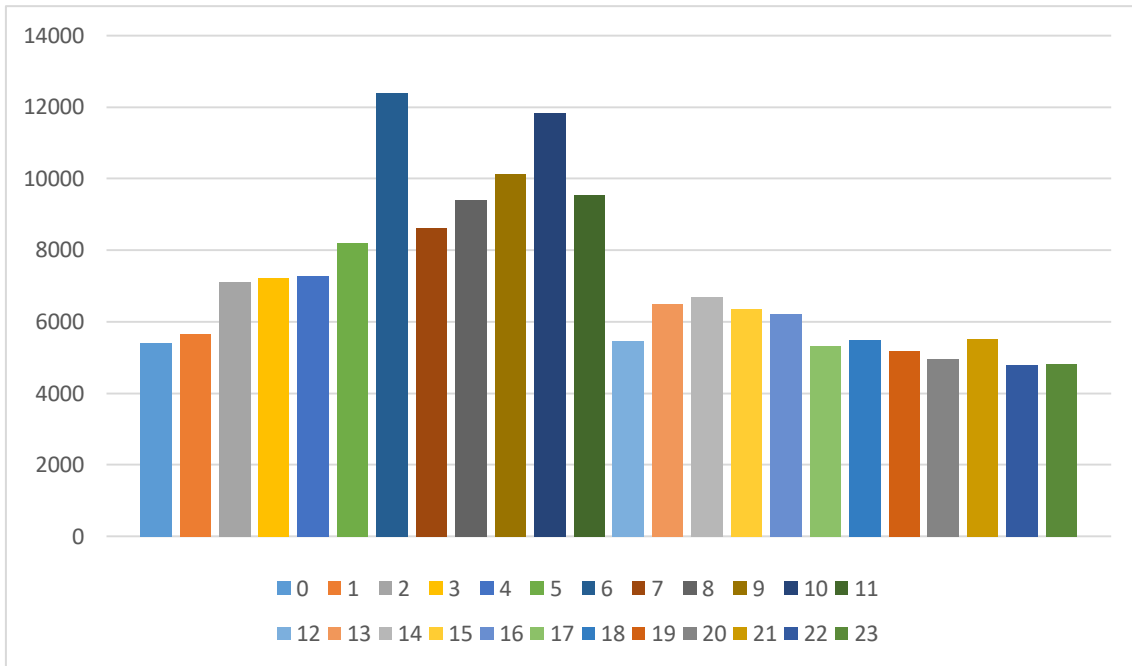


Figura 4.22 - Sobrecoste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación en € 2014

La distribución correspondiente al aumento de producción de los mecanismos de regulación (figura 4.21) presenta valores que se mantienen ligeramente constantes y un pico que se produce entre las 6:00 y las 12:00 horas sucediendo de manera parecida para los costes (figura 4.22).

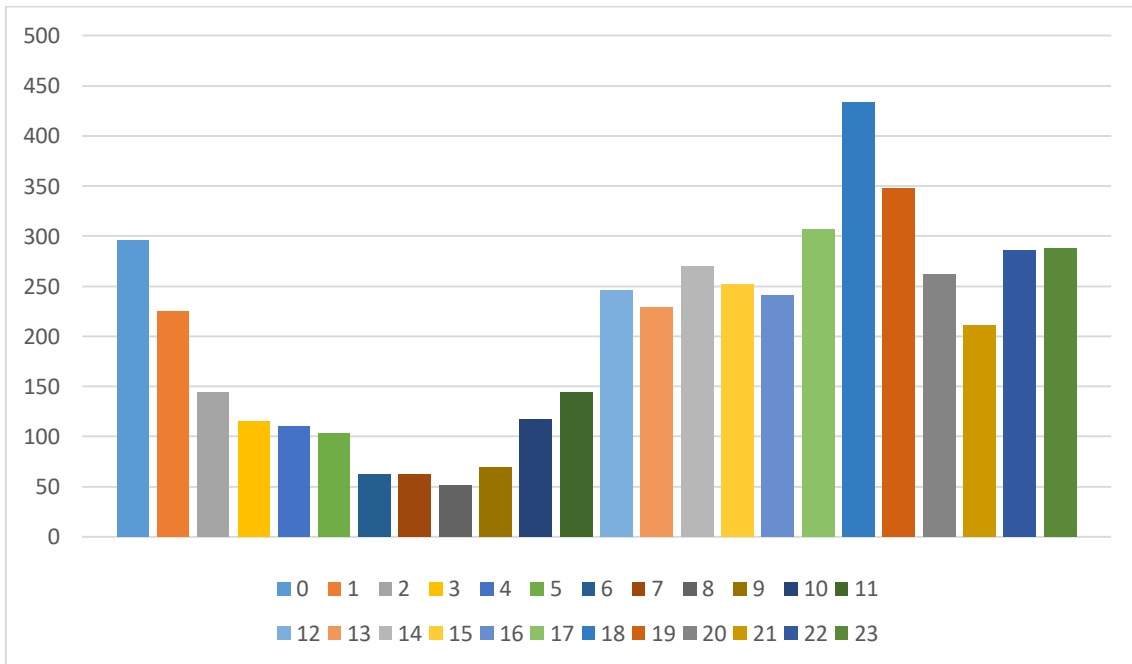
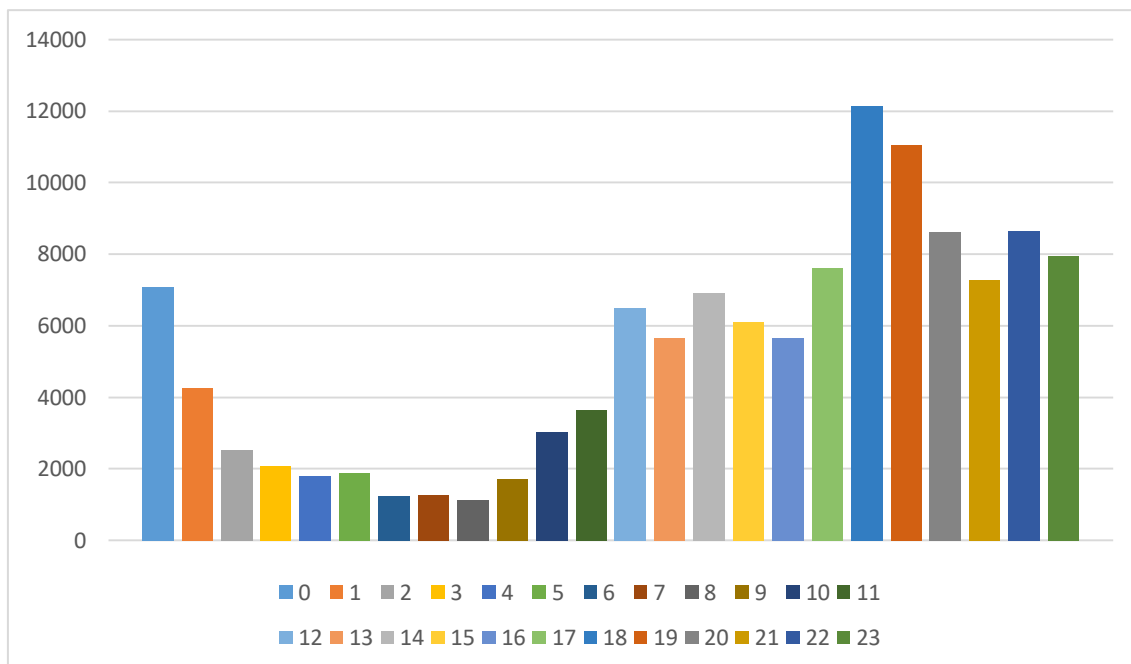


Figura 4.23 - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014



*Figura 4.24 - Sobrecoste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación en € 2014*

En la distribución horaria de la disminución de generación de los mecanismos de regulación (*figura 4.23*), se producen dos periodos diferenciados consistentes en un valle en las primeras horas de la mañana y un pico entre las 18:00 y 20:00 horas. De nuevo se constata que debido al parecido entre la distribución de energía desviada y la gráfica de los precios medios horarios, la de los costes asociados será también similar (*figura 4.24*).

Tras la presentación de los datos agregados durante las 24 horas de cada día del año, se hará lo mismo para los días de los meses de Enero-Diciembre y para los de Julio-Agosto, siendo estas las dos parejas de meses más diferenciadas en la península en cuanto a climatología y temperatura.

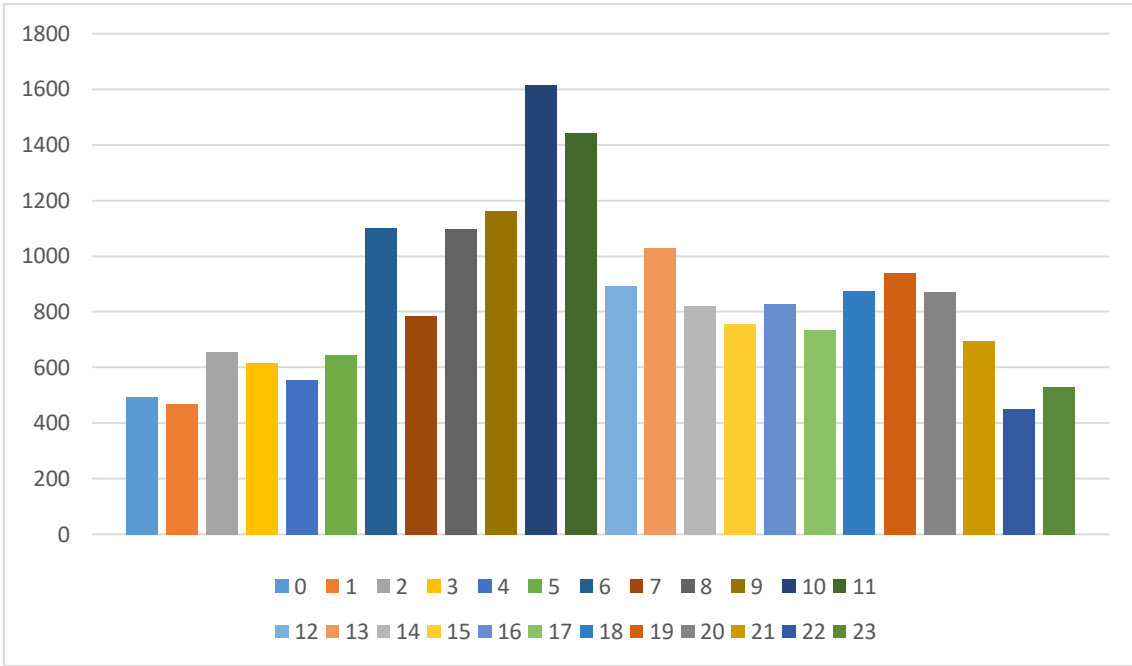


Figura 4.25 - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh Enero-Diciembre 2014

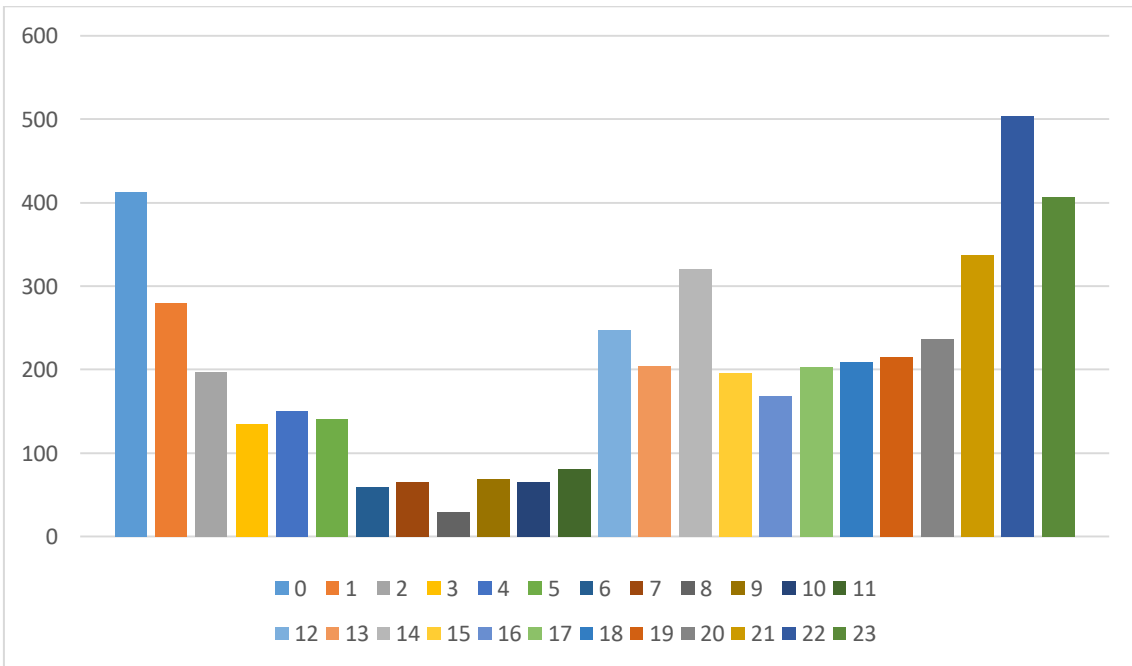


Figura 4.26 - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh Enero-Diciembre 2014



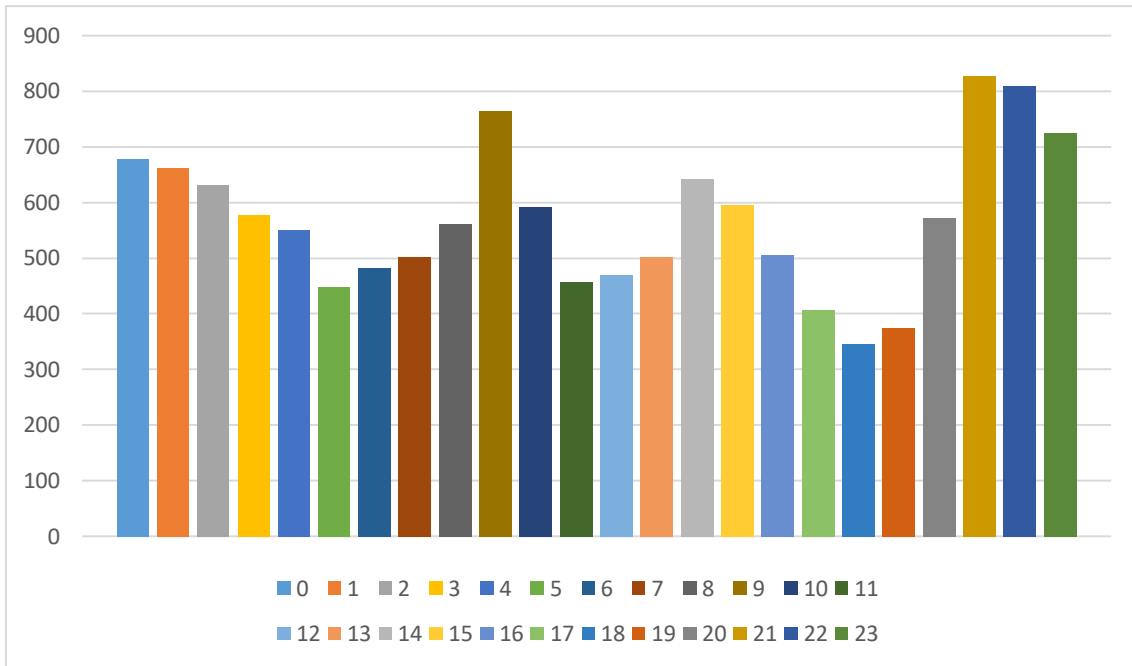


Figura 4.27 - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh Julio-Agosto 2014

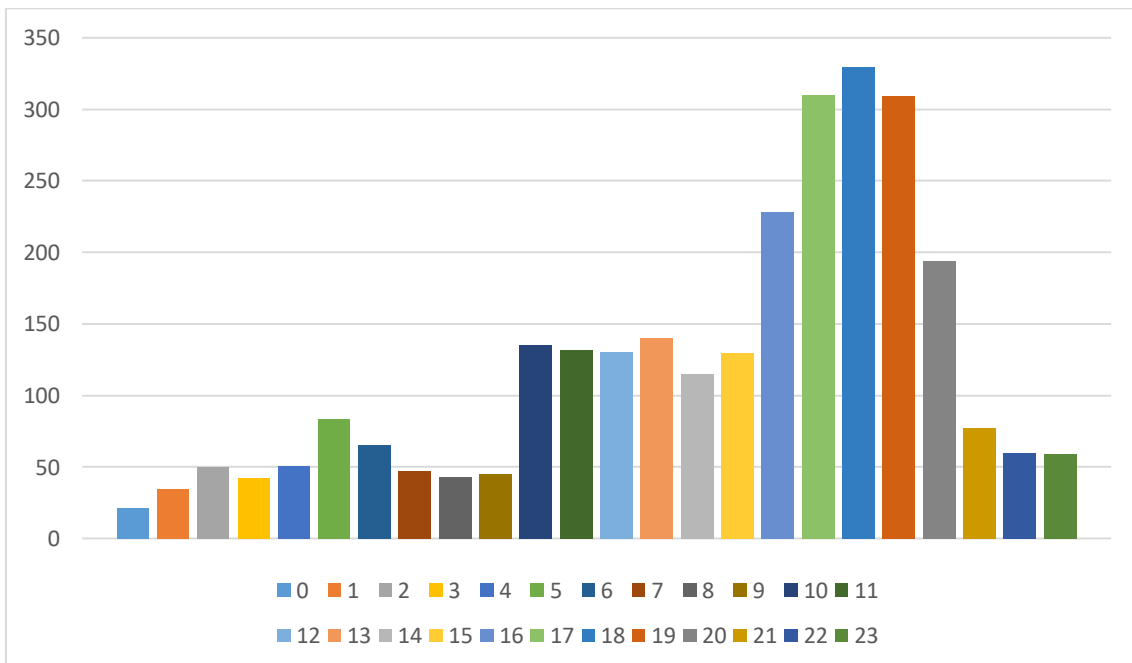


Figura 4.28 - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh Julio-Agosto 2014

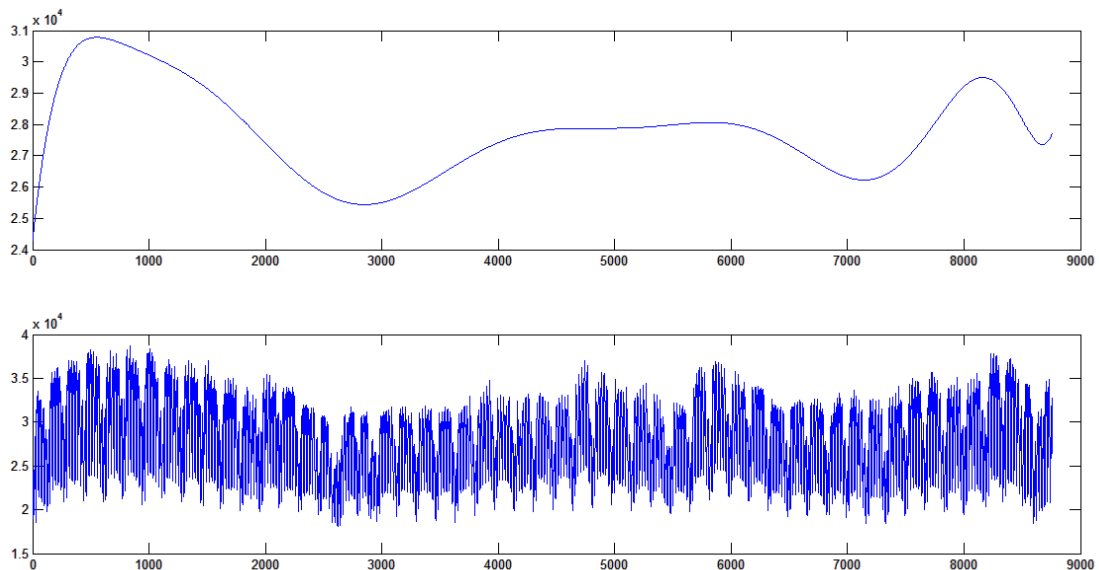
La distribución horaria de desvíos de Enero-Diciembre (figuras 4.25 y 4.26) presenta de algún modo, la misma forma que la resultante de seleccionar todos los meses del año, en cambio la actuación de los mecanismos de regulación en Julio-Agosto (figuras 4.27 y 4.28) si cambia. Ajustándose al mismo cambio que sufren sus curvas de precios asociadas del apartado anterior

(figuras 4.13 y 4.14), con lo que se vuelve a constatar la relación que tienen los precios con el desvío global del sistema.

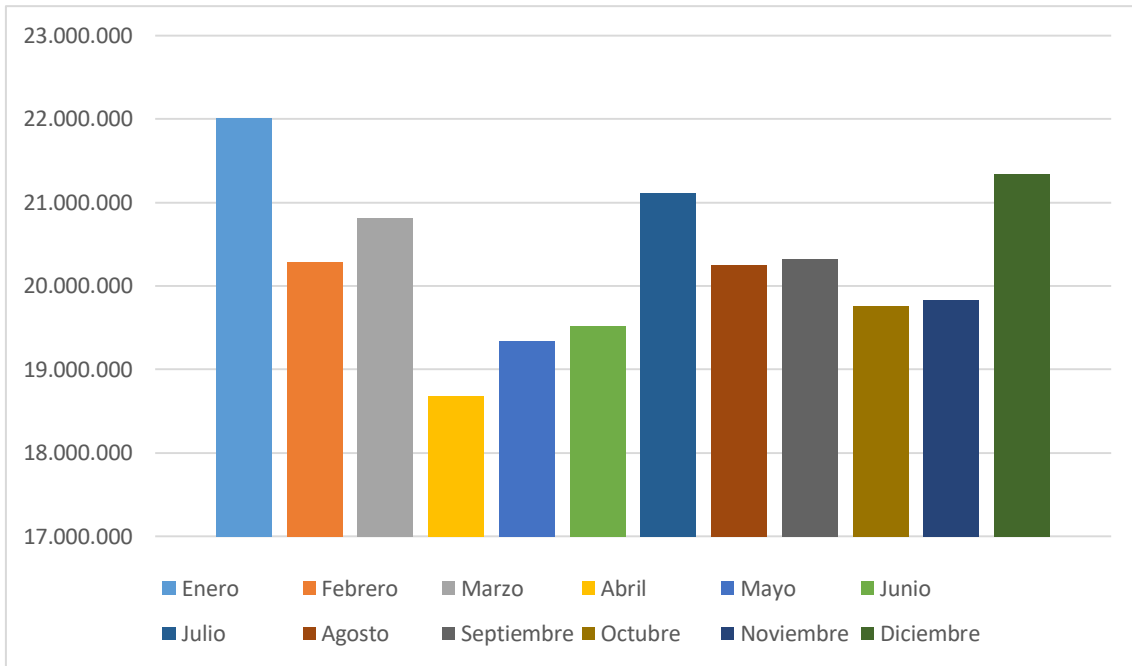
En definitiva y como se ha visto entre cada distribución de desvíos y sus costes medios asociados, para el caso de invierno y verano se sigue dando la misma similitud y haciendo que las distribuciones correspondientes a los costes tengan la misma forma que las de los desvíos incluyéndose sus gráficas únicamente en el *Anexo*.

#### 4.3.1.3. DESVÍO DE LA DEMANDA

Uno de los que se espera que sea componente principal de los desvíos junto con la generación renovable, es la demanda. Al tener la cifra de producción anual total dada en el apartado anterior, se tiene la de la demanda ya que son coincidentes, por lo tanto la demanda total de energía del año 2014 habrán sido 243.233.075,184 MWh. Si se observa la evolución anual de la demanda y su distribución mensual, es notable que esta aumenta en los meses de invierno y verano, disminuyendo en primavera y otoño cuando las temperaturas son más suaves.

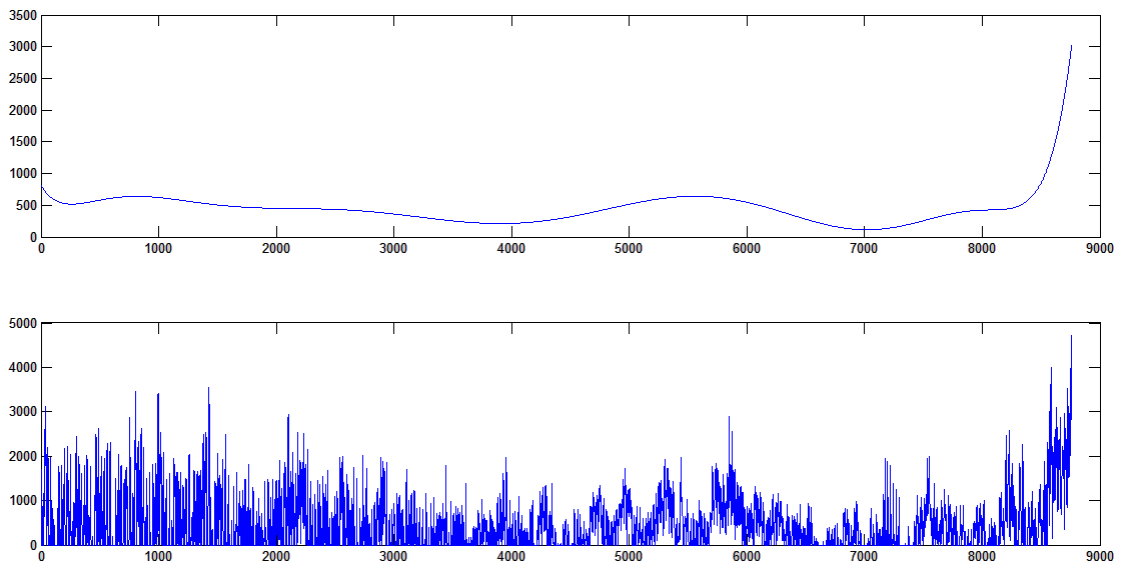


*Figura 4.29 - Evolución anual de la demanda y tendencia en MW 2014*

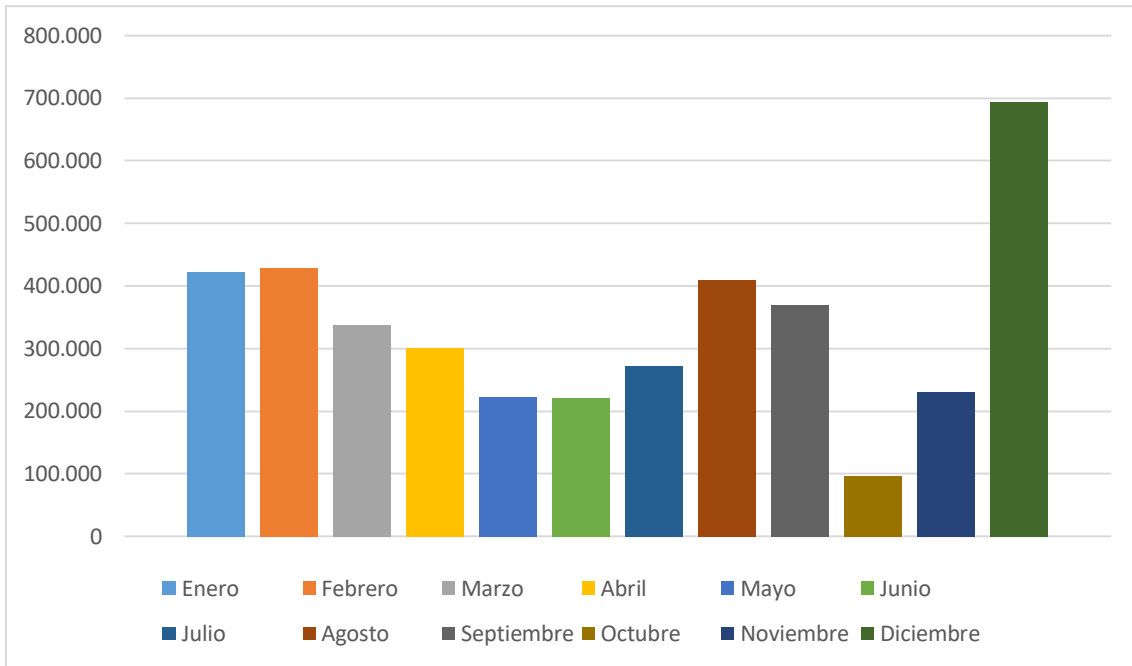


*Figura 4.30 - Distribución Anual del Consumo Energético Peninsular en MWh*

Del total anual, 4.001.320,216 MWh corresponden a energía consumida sin haber sido programada, un 1,65 % de la cifra anterior. Estos desvíos, al encontrarse en la situación de menor producción o mayor consumo, corresponderán a los desvíos a bajar y tendrán asociados el aumento de producción de los servicios de ajuste.

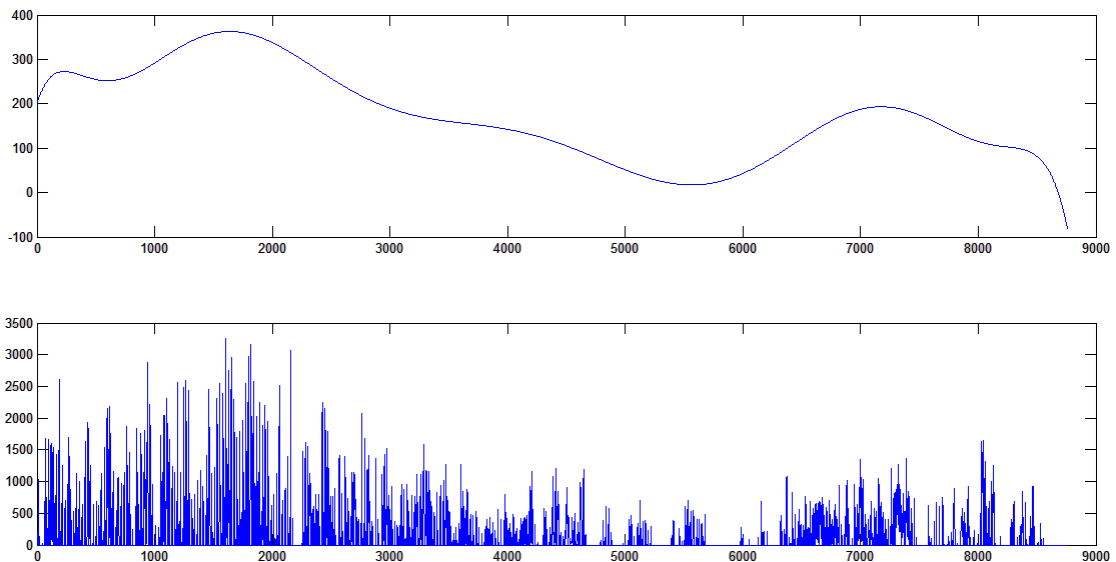


*Figura 4.31 - Evolución Anual de los Desvíos a Bajar de la Demanda y Tendencia en MW 2014*

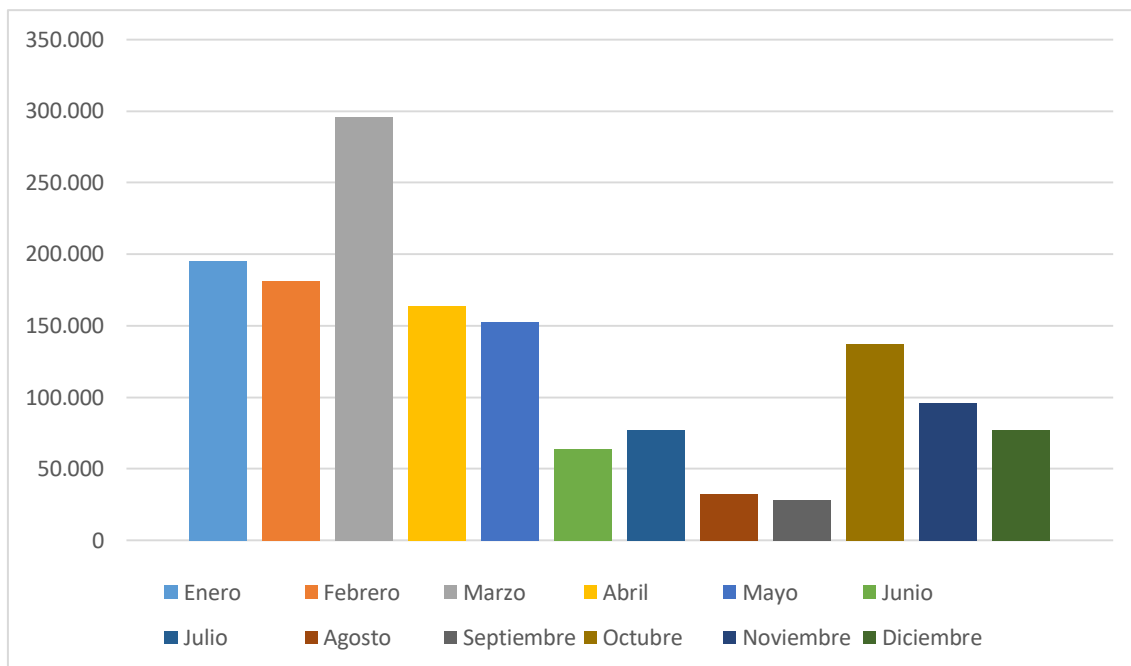


*Figura 4.32 - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Demanda en MWh 2014*

Por el contrario, fueron 1.499.106,342 MWh la energía que fue incluida en la programación y no llegó a consumirse, correspondiendo a un 0,62 % de la energía demanda total. Estos desvíos al encontrarse en la situación de mayor producción o menor consumo, corresponderán a los desvíos a subir y tendrán asociados la disminución de la producción de los servicios de ajuste.



*Figura 4.33 - Evolución Anual de los Desvíos a Subir de la Demanda y Tendencia en MW 2014*



*Figura 4.34 - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh 2014*

El coste total en el que incurre la demanda al producir estos desvíos ascienden a 50.432.662 €, los cuales son resultado de la minoración que producen los desvíos a favor del sistema. En caso de no existir esta minoración los costes aumentarían hasta los 69.693.666 €, con lo que este efecto consigue que se reduzcan en un 37,6 %.

De esta cantidad total minorada, 32.075.156 € corresponden a los sobrecostes de haber consumido una energía no programada previamente, es decir, a los desvíos a bajar de la demanda. Estos costes son resultantes de la diferencia entre la energía que se consume calculada a precio de desvío a bajar y la misma energía calculada a precio de Mercado Diario, generando un sobrecoste para el consumidor.

Del mismo modo, 18.357.505,43 € corresponden a los sobrecostes de no haber consumido una energía previamente programada, correspondiendo esto a desvíos a subir. Esto es el resultado de la diferencia entre la energía pagada a precio de mercado y la cantidad monetaria recibida de vuelta por esta energía calculada a precio de desvío a subir, que al ser menor o igual que el precio de mercado supondrá un coste para la demanda por una energía no consumida finalmente.

Las distribuciones mensuales resultantes de los costes de ambos desvíos se encuentran directamente en el *Anexo*, debido a que resultan muy parecidas a la de los desvíos de energía asociados, al ser estas últimas también similares a la evolución anual de los precios.

A continuación y tal como se hizo con los desvíos globales del sistema se presentarán los datos obtenidos de la media de los consumos de la demanda y sus desvíos para las 24 horas de cada día del año y se hará la comparación invierno-verano. Las distribuciones relativas a los costes se podrán ver directamente en el *Anexo*.

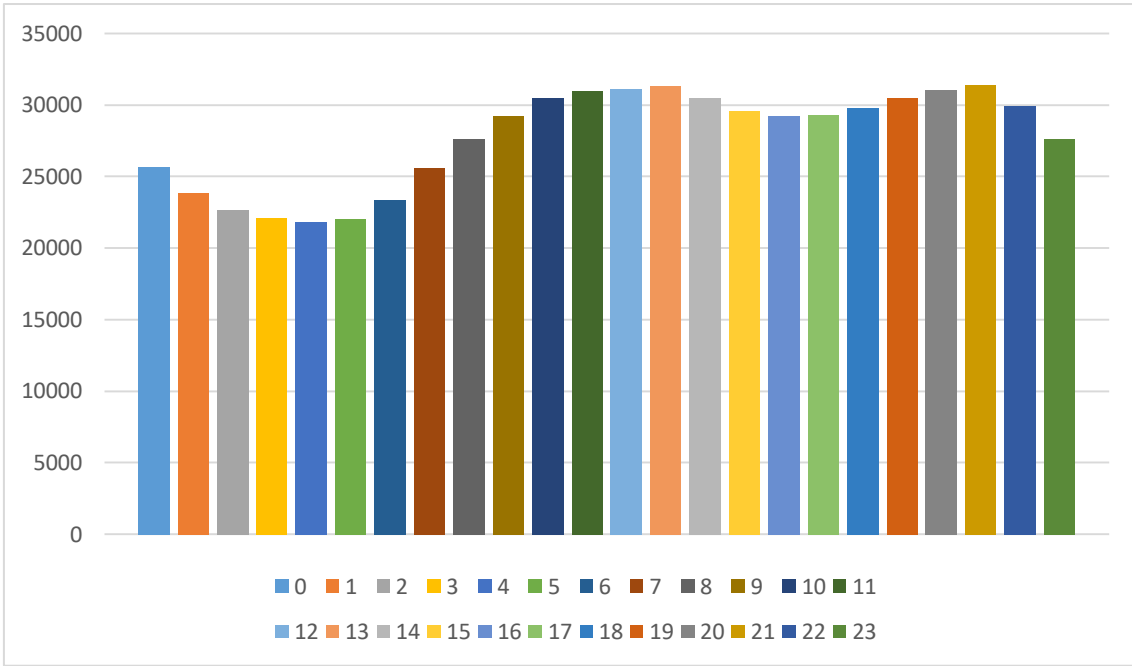


Figura 4.35 - Demanda Media Horaria en MWh 2014

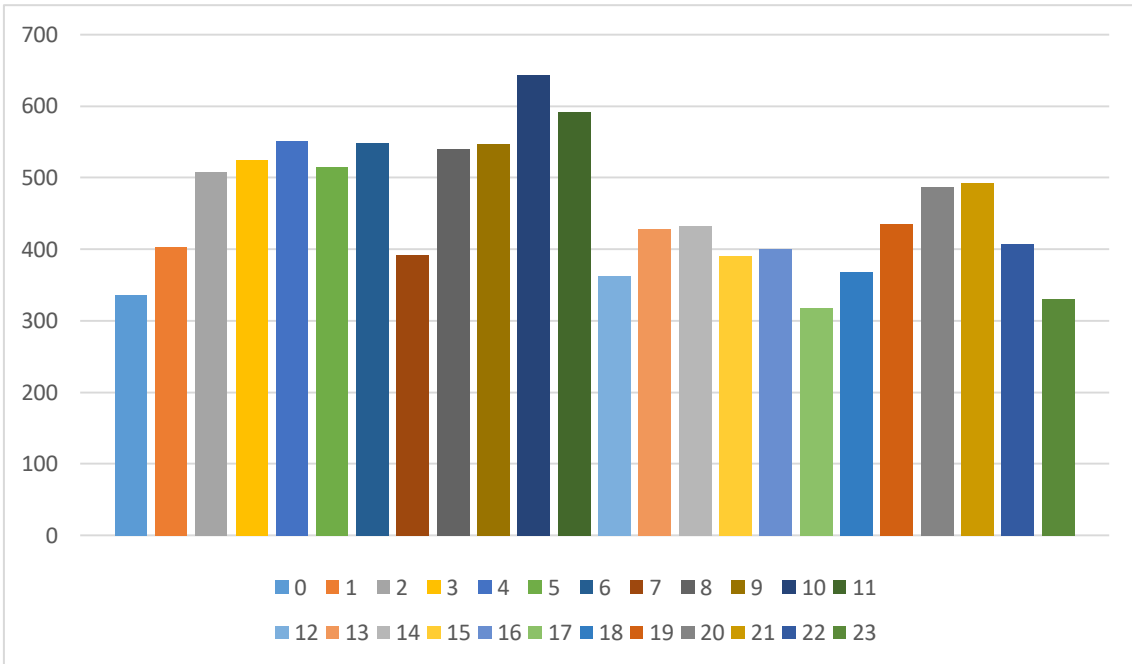


Figura 4.36 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda en MWh 2014

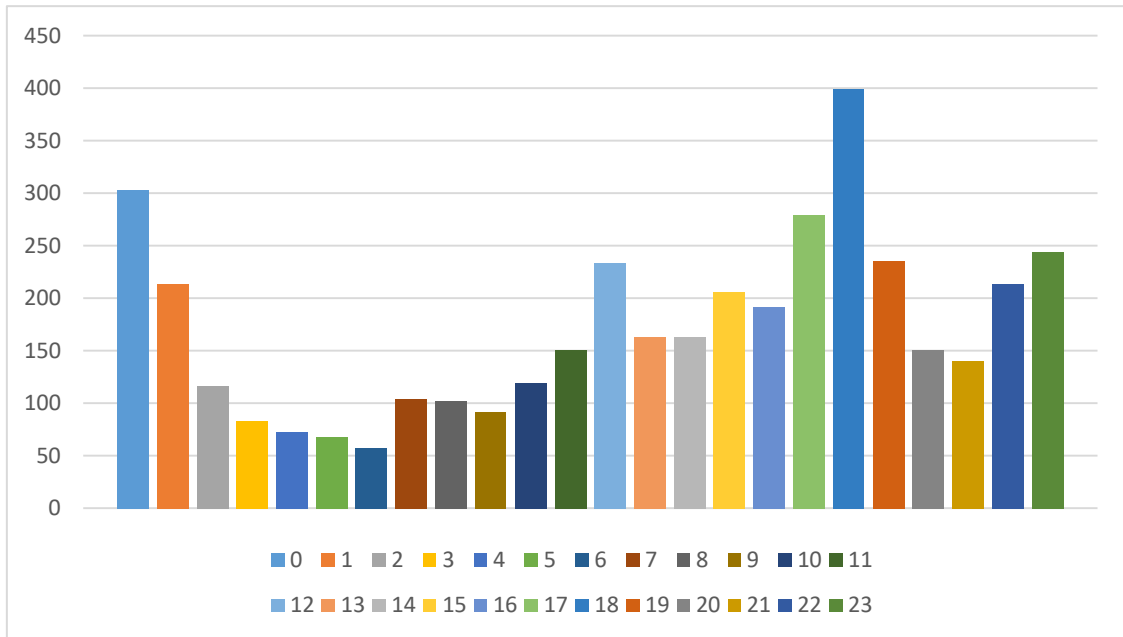


Figura 4.37 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh 2014

La distribución de la media horaria de consumo de la demanda anual (figura 4.35), sufre pequeñas variaciones dependiendo de la época del año que se examine. La mayor de estas variaciones la sufre en verano, al pasar la monótona de la demanda de tener dos puntas claramente identificadas, la segunda mayor que la primera, a suavizarse la segunda en verano y tener un solo pico diario pero más suavizado y prolongado. Por ello los resultados de invierno son similares a los anuales y se podrán consultar en el Anexo si se desea, solo se expondrán aquí las variaciones sufridas en la pareja de meses Julio-Agosto.

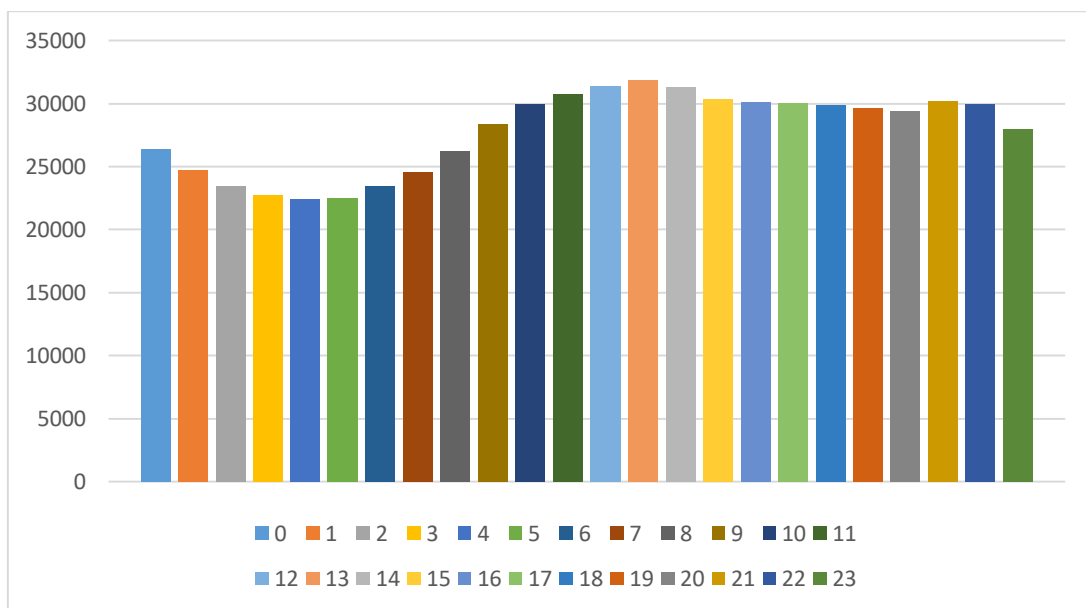


Figura 4.38 - Demanda Media Horaria en MWh Julio-Agosto 2014

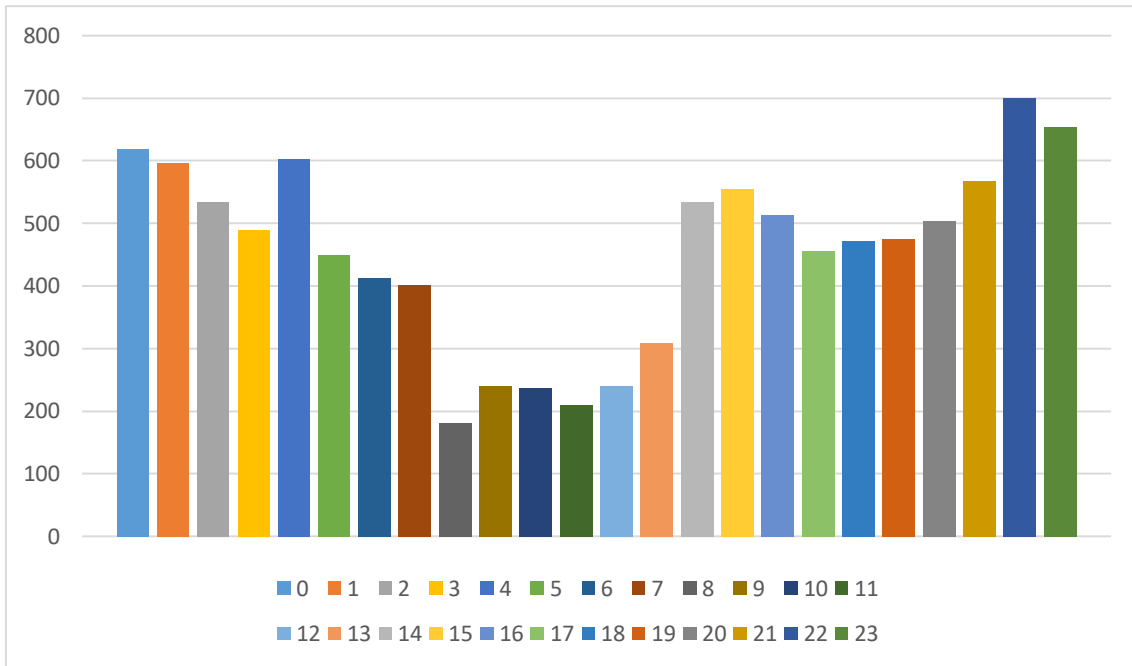


Figura 4.39 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda en MWh Julio-Agosto 2014

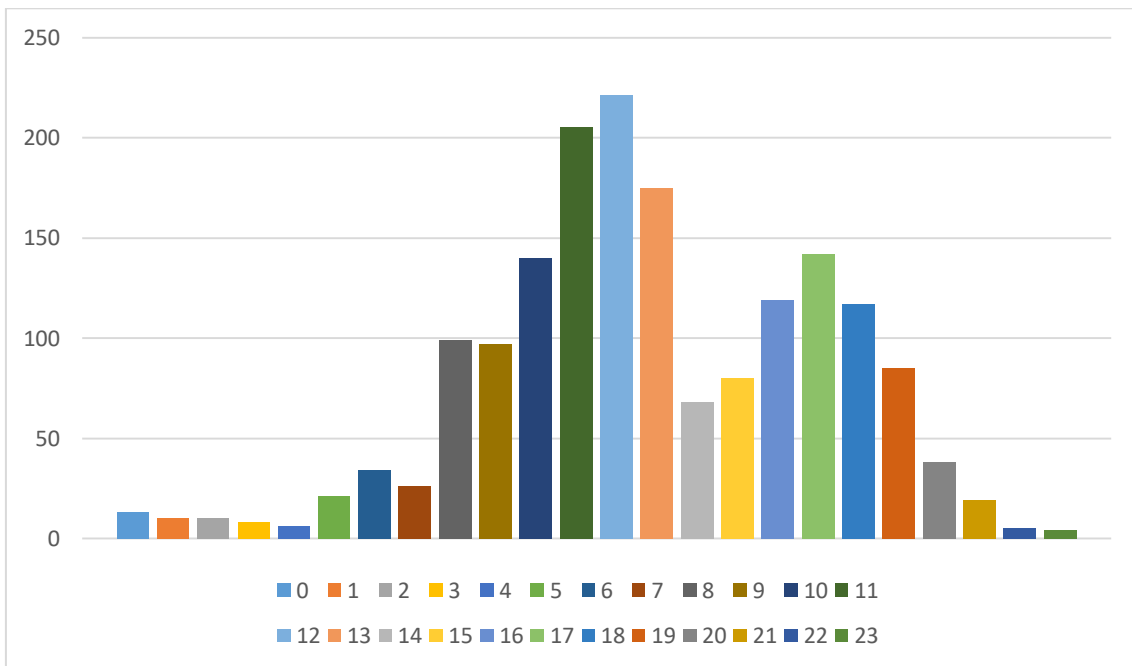


Figura 4.40 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh Julio-Agosto 2014

Las distribuciones de los desvíos de la demanda de Julio y Agosto (figuras 4.39 y 4.40) sufren cambios notables respecto a las anuales al igual que pasaba con la de los desvíos globales del sistema (figuras 4.27 y 4.28). La distribución de los desvíos a bajar se invierte y en lugar de presentar una punta suave a lo largo de la mañana, se produce un valle sobre las mismas horas.

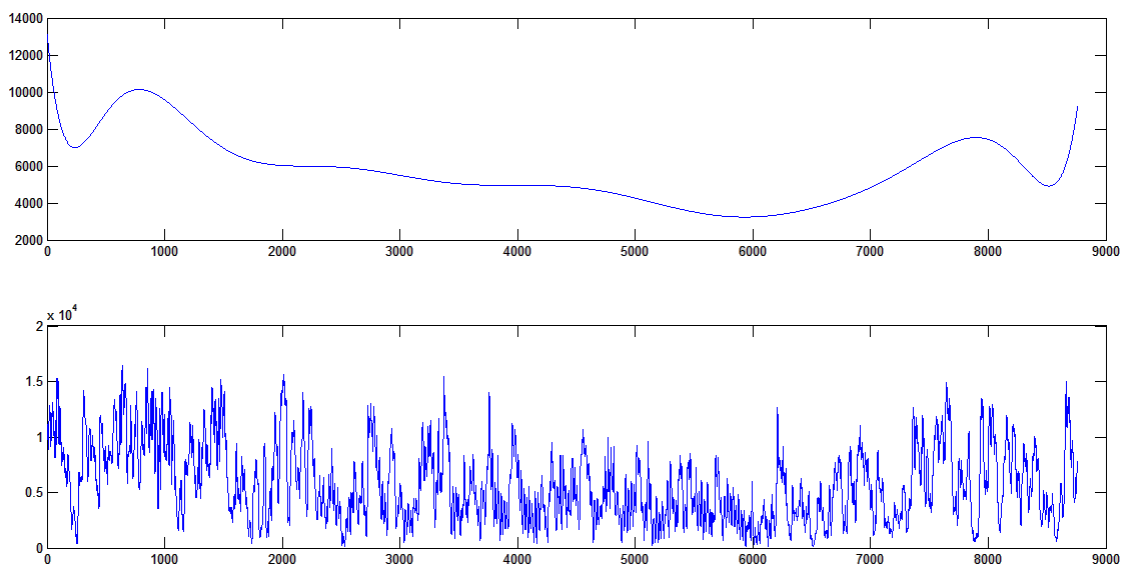


En el caso de los desvíos a subir se producen dos puntas bien definidas a lo largo de la tarde coincidentes con las horas de mayor demanda.

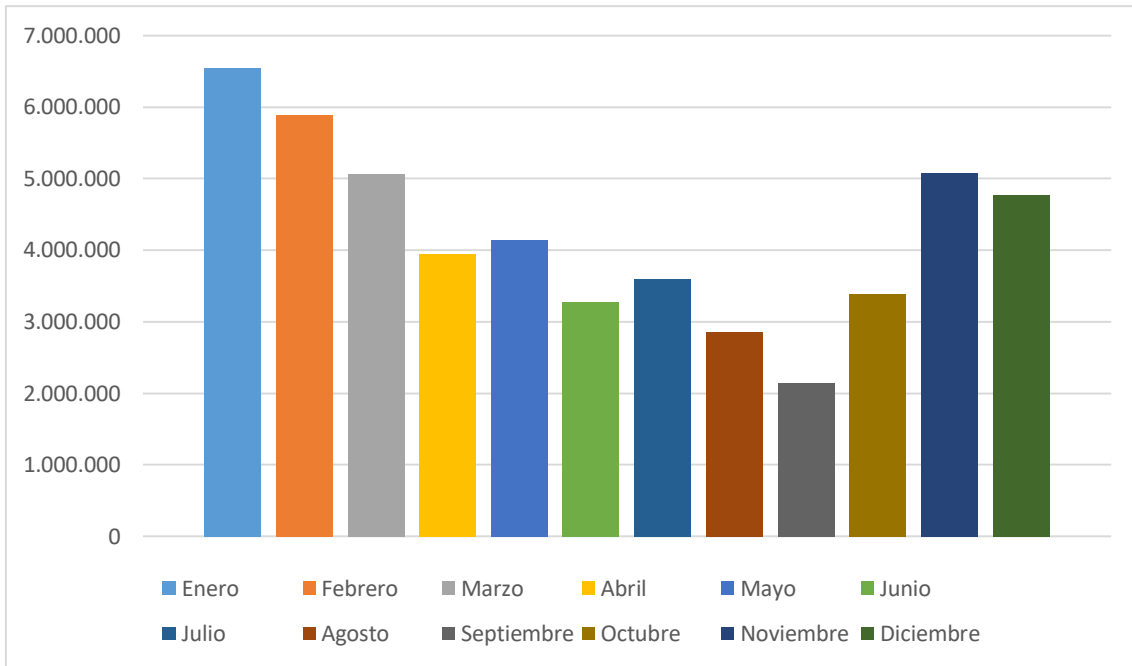
Las distribuciones anuales y de invierno de la demanda se acercan bastante a las mismas distribuciones referidas a los desvíos del sistema y a los precios medios de desvíos para estas épocas, entendiéndose por tanto que el desvío de la demanda tiene bastante protagonismo en el desvío total del sistema durante gran parte del año. No pasa lo mismo en los meses de verano donde las distribuciones de desvíos no presentan la misma forma que la de los precios, por lo que, respecto a los dos casos anteriores, una mayor parte de estos desvíos estarán compensando los desvíos en contra que estén cometiendo otros componentes del sistema.

#### 4.3.1.4. DESVÍO EÓLICO

La tecnología eólica es, junto con la fotovoltaica, la que tiene un mayor grado de incertidumbre en su generación y en el año 2014 produjo 50.635.229,119 MWh de energía eléctrica, proporcionando cobertura a un 20,8 % de la demanda total anual. La mayor cantidad de esta energía se generó en los meses frío, disminuyendo la producción en los meses de verano.

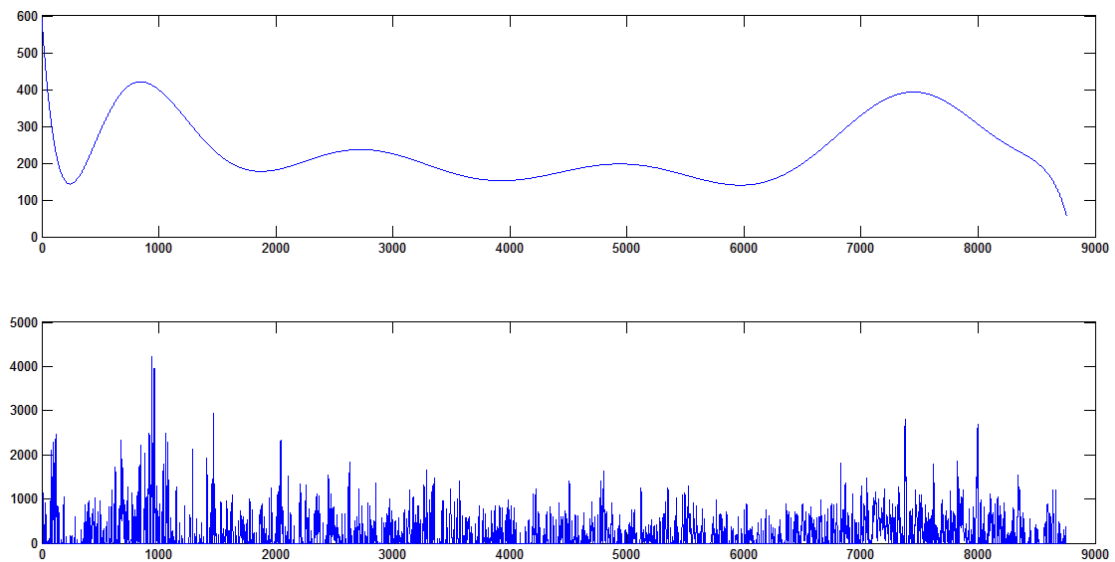


*Figura 4.41 - Evolución Anual de la Generación Eólica y Tendencia en MW 2014*

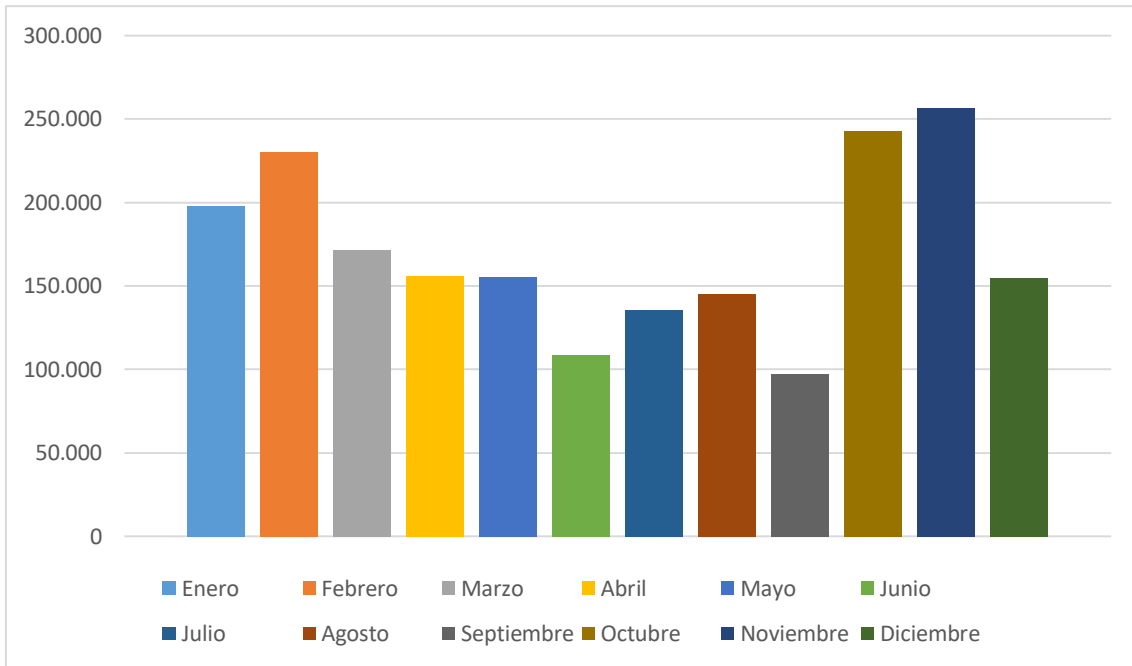


*Figura 4.42 - Distribución Anual de la Generación Eólica Peninsular en MWh 2014*

Un 4,05 % de la producción eólica total, lo equivalente a 2.050.637,849 MWh, fue programada en los mercados y no generada finalmente, pasando a convertirse en desvíos a bajar, dado que se trata de un desvío en el sentido de menor generación o mayor consumo. Estos desvíos por lo tanto llevarán asociados la actuación de los mecanismos de regulación en el sentido de aumento de la producción.

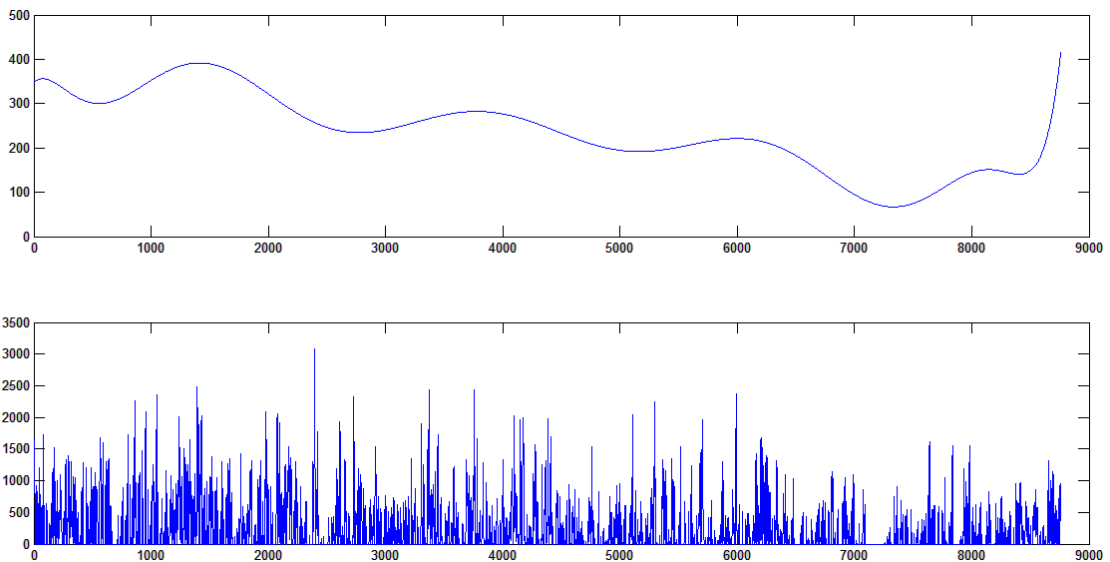


*Figura 4.43 - Evolución Anual de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica y Tendencia en MW 2014*

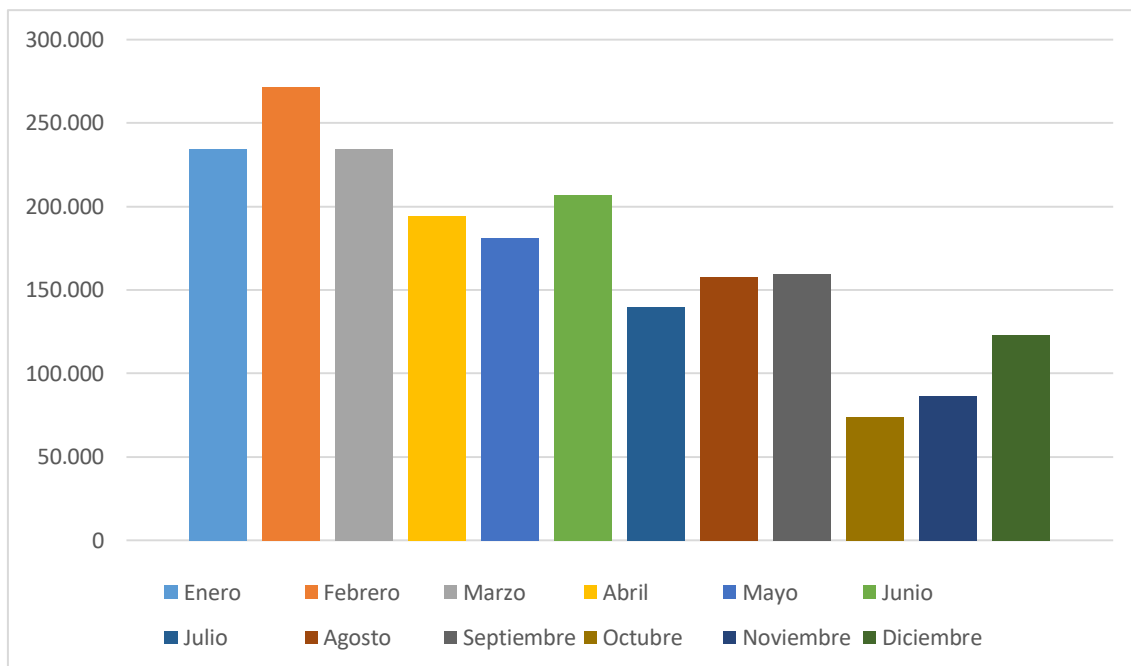


*Figura 4.44 - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica Peninsular en MWh 2014*

Por el contrario, ha sido 2.062.735,468 MWh la energía producida sin haber sido programada, un 4,07 % de la producción total anual. Esto se tratará como desvíos a subir debido a que son desvíos con sentido de mayor generación o menor consumo y llevará asociado una actuación de los servicios de ajuste en el sentido de disminuir producción.



*Figura 4.45 - Evolución Anual de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica y Tendencia en MW 2014*



*Figura 4.46 - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica Peninsular en MWh 2014*

Las pérdidas monetarias asociadas a la suma de estos desvíos, asciende a 32.095.956 €, los cuales son resultado de la minoración que se produce con los desvíos a favor del sistema. Sin esta minoración el coste total podría llegar a ser de 47.737.779 €, consiguiendo un porcentaje de ahorro de casi el 35 % gracias a este efecto.

La parte correspondiente a la energía no generada de los desvíos a bajar, producen unos sobrecostes totales de 15.129.663 €, los cuales son fruto de la diferencia de haber cobrado a precio de mercado una energía no generada y haber tenido que devolver la misma energía a precio de desvío a bajar, siendo este precio igual o más caro que el de mercado y generando unas pérdidas por una energía no generada finalmente.

Por el contrario, los desvíos a subir se resumen en unas pérdidas de beneficio de 16.966.292 €. Esta es la cifra que no se ingresó en 2014 por una energía la cual se produjo pero no se programó previamente en el mercado, cobrándose al precio de desvío a subir, el cual es igual o menor al precio de mercado.

Las distribuciones de los costes mensuales no varían mucho del aspecto de las distribuciones de los desvíos asociados con lo que podrán consultarse en el *Anexo*.

Seguidamente se presentarán los datos obtenidos de las medias horarias anuales, de invierno y de verano de generación, desvíos y costes.

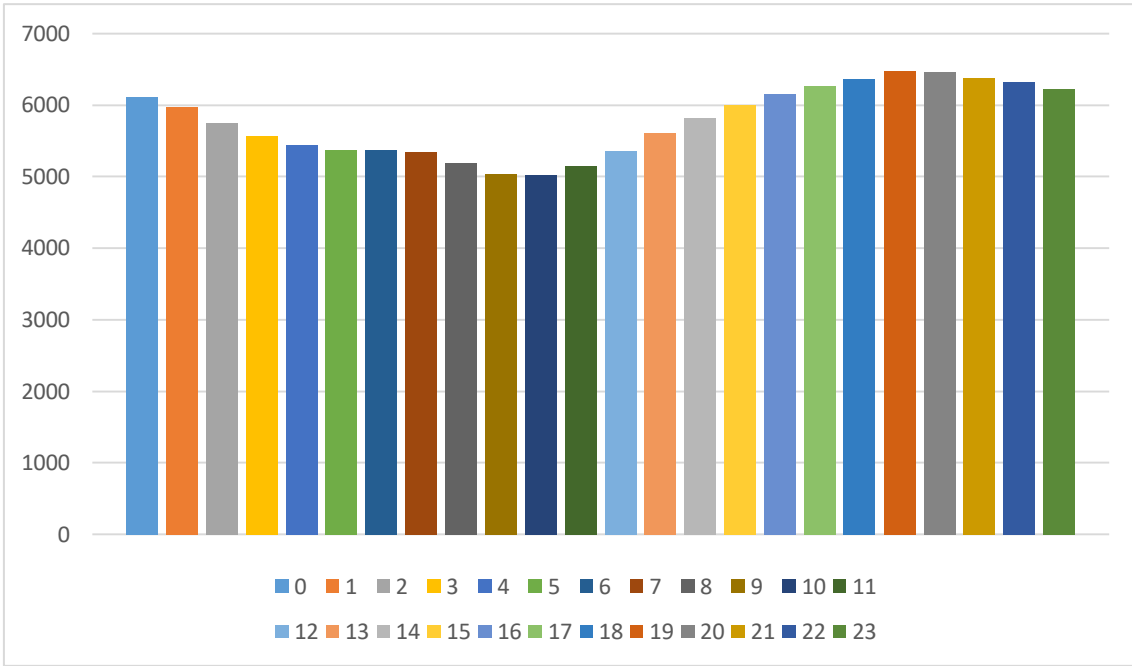


Figura 4.47 - Generación Eólica Media Horaria en MWh 2014

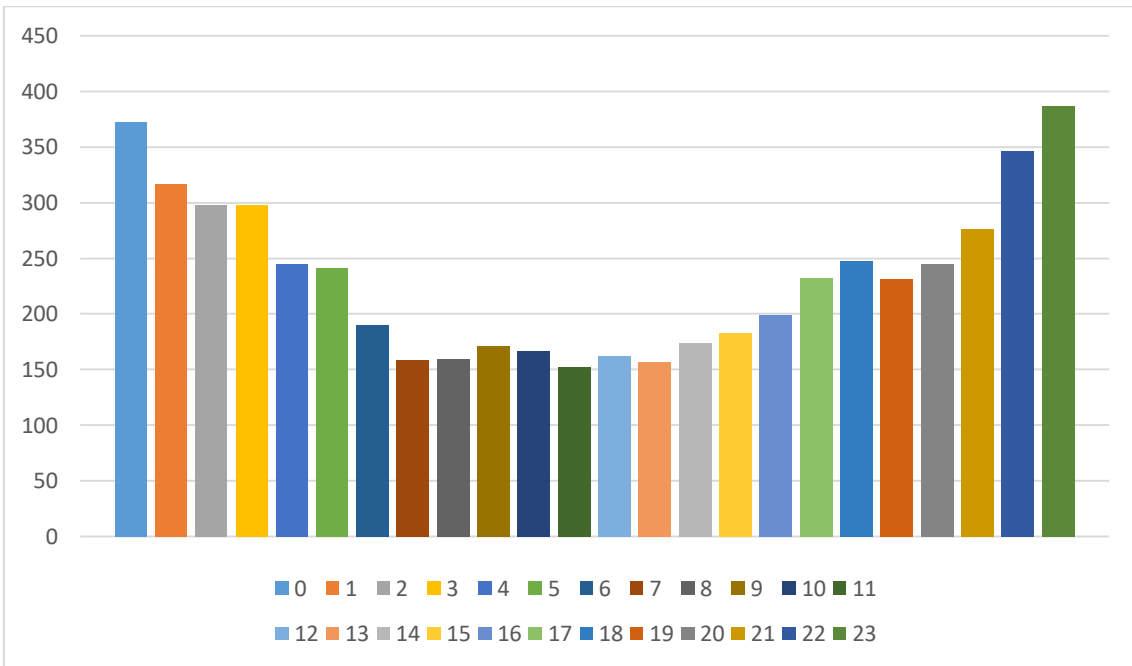


Figura 4.48 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en MWh 2014

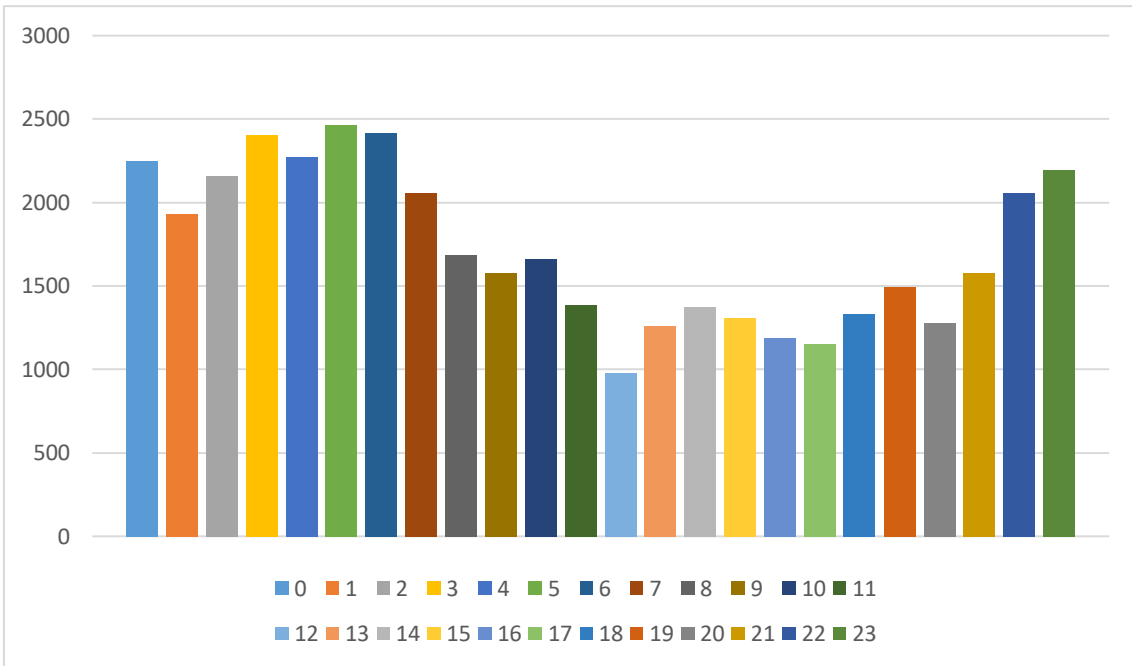


Figura 4.49 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en € 2014

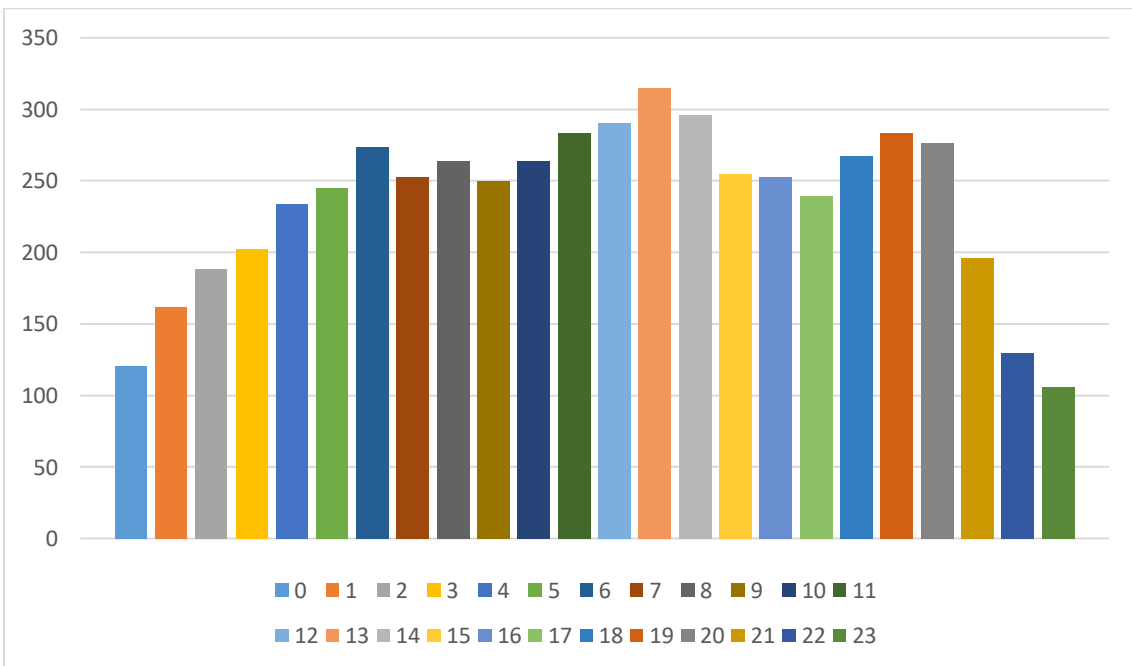


Figura 4.50 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh 2014

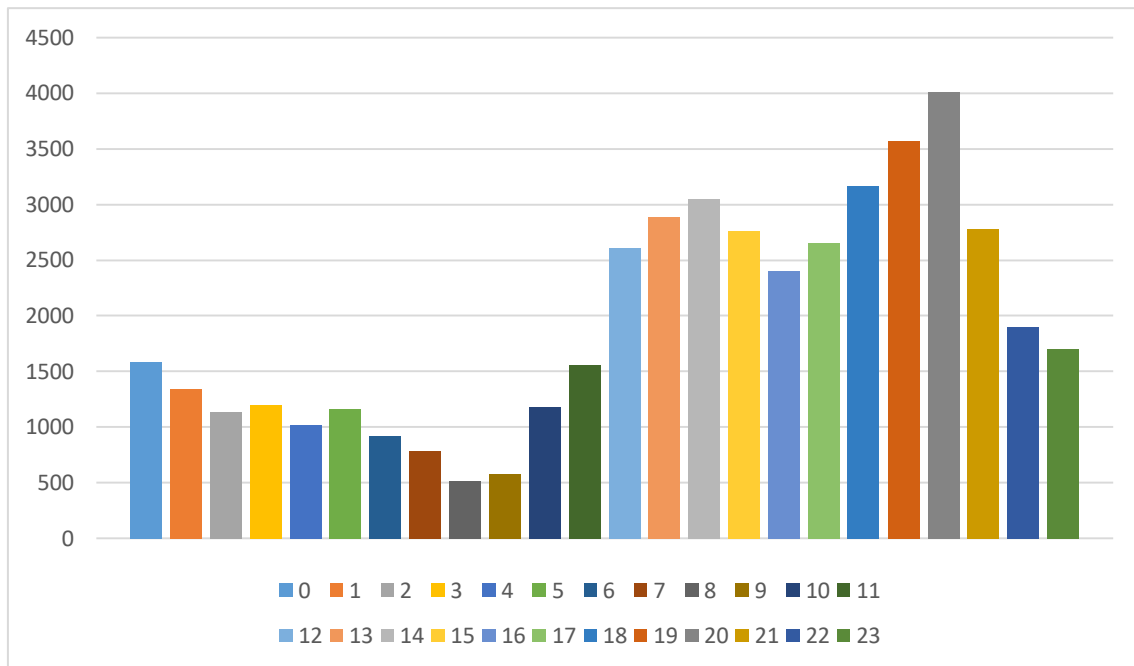


Figura 4.51 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en € 2014

En el caso de los desvíos a bajar (*figura 4.48*), son en las primeras y últimas horas del día cuando se dan en mayor medida, generalmente cuando se tiene más generación eólica y una disminución de la demanda. De entre estos desvíos a bajar, son los de las primeras horas los que acarrearán mayores pérdidas al estar el precio de los desvíos a bajar más alto en la primera mitad del día, lo que quiere decir que los desvíos de las últimas horas ayudan a compensar el sistema de los desequilibrios que otro sujeto está provocando.

Sucede lo contrario con los desvíos a subir (*figura 4.50*) en los que coincide la mínima generación eólica con la subida de la demanda. Estos desvíos se hacen mayores a medida que avanza el día y decrecen al llegar al final, con lo que, dada la curva del precio de los desvíos a subir, las mayores pérdidas se generarán a partir de la segunda mitad del día, ayudando a compensar desvíos en la primera.

En el caso de invierno, se obtienen curvas similares al caso anual tanto de generación como de desvíos, guardándose la misma relación entre generación y desvíos y se podrán consultar en el *Anexo*, dándose, la misma situación donde las mayores pérdidas por desvíos a bajar se dan en la primera mitad del día y en la segunda mitad en el caso de los desvíos a subir.

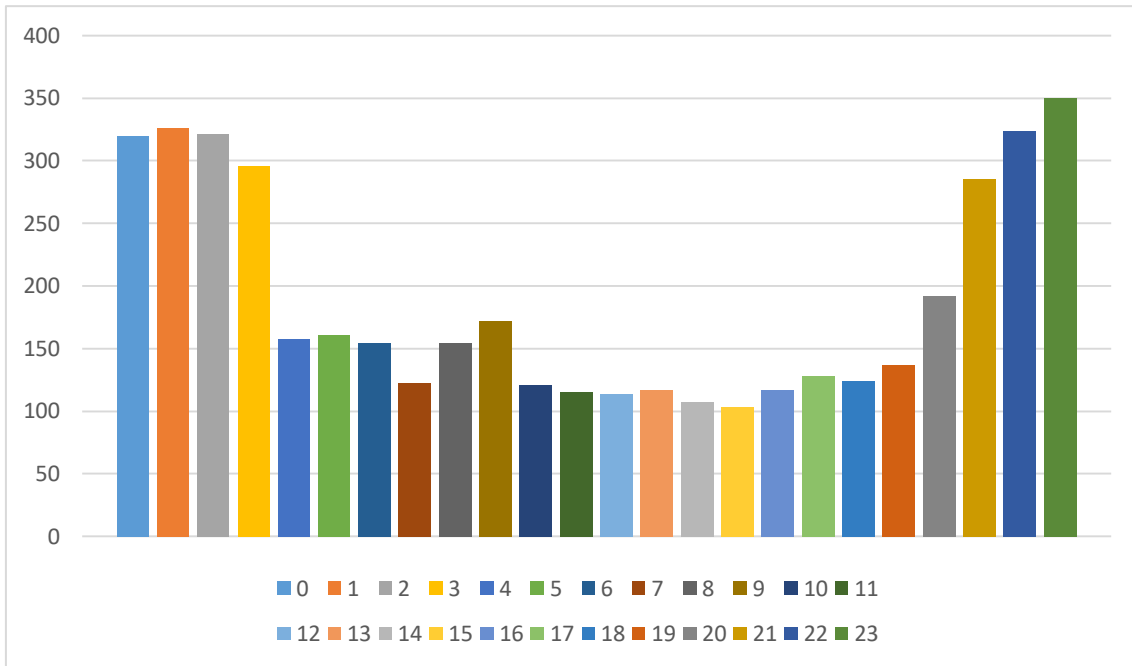


Figura 4.52 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en MWh Julio-Agosto 2014

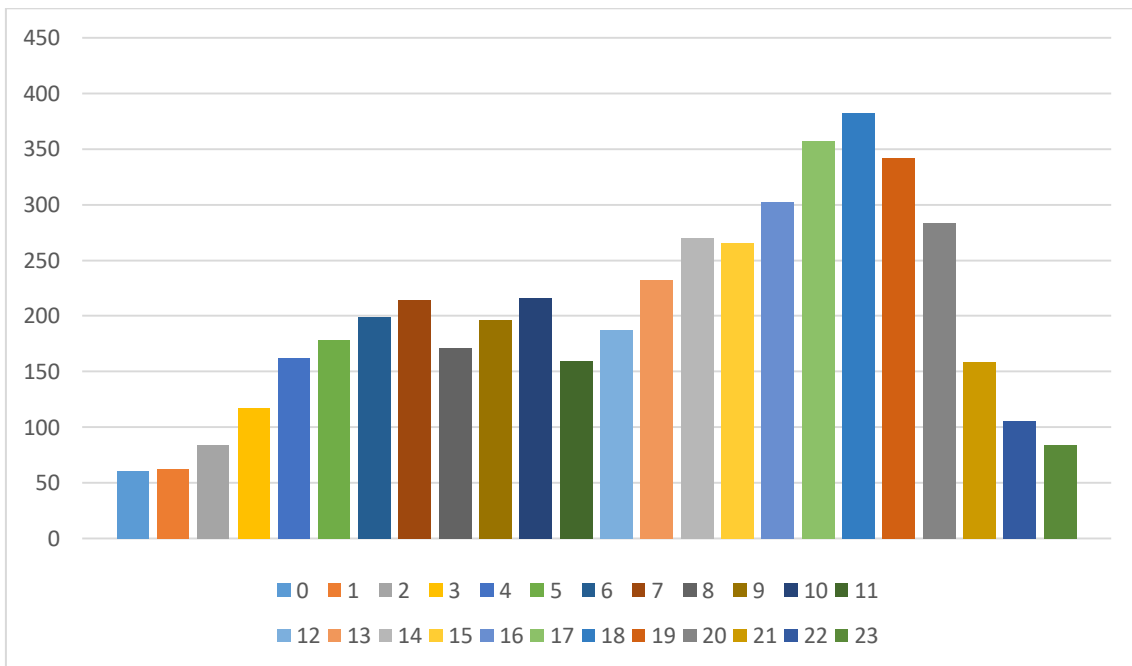


Figura 4.53 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh Julio-Agosto 2014

En el caso de verano, si se comparan los desvíos (figuras 4.52 y 4.53) con las curvas de precios (figuras 4.13 y 4.14) se ve que los máximos de unas coinciden con los máximos de otras, por lo que la eólica en verano participa en gran medida en desviar al sistema y no en compensarlo.



#### 4.3.1.5. DESVÍO FOTOVOLTAICO

Por último, se estudiarán las variables asociadas a la tecnología de generación fotovoltaica, la cual en 2014 produjo 7.802.390 MWh, equivalente al 3,21 % de la demanda total anual y a un 15,41 % de la generación eólica total. Cabe esperar que la mayor generación fotovoltaica se de en los meses centrales del año, disminuyendo así en los meses fríos.

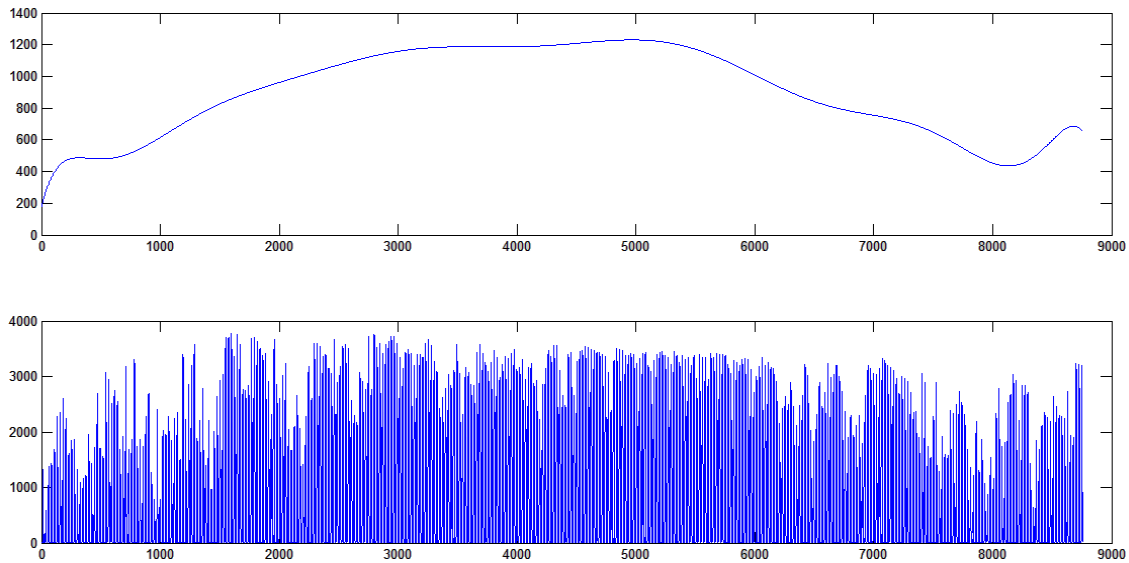


Figura 4.54 - Evolución Anual de la Generación Fotovoltaica y Tendencia en MW 2014

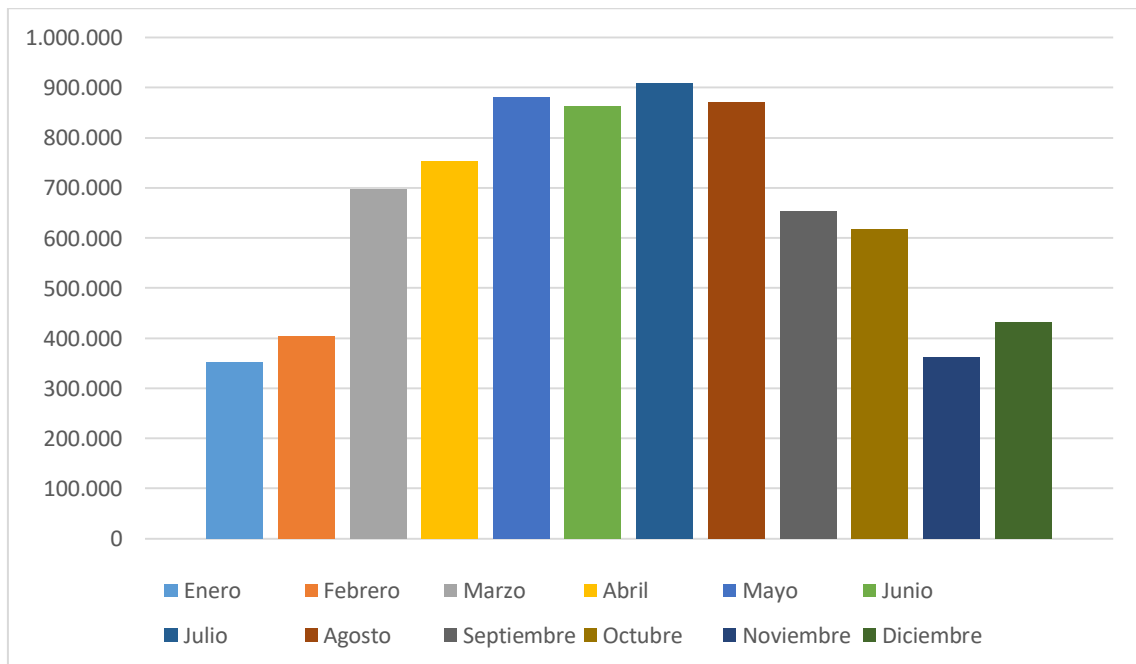


Figura 4.55 - Distribución Anual de la Generación Fotovoltaica Peninsular en MWh 2014

La cantidad de energía vendida en el mercado y no producida finalmente asciende a 1.026.811,561 MWh, superando el 13 % de la producción total y pasando a convertirse en energía de desvíos a bajar dado que tiene sentido de menor generación o mayor consumo. Esto supone un coste total para este concepto de 4.896.855 € por una energía no producida finalmente.

Por el contrario, fue un 10,5 % de la producción total, la que no fue programada previamente. Esto supone que se hayan desviado en el sentido de mayor generación o desvíos a subir, la cantidad de 814.396 MWh para esta tecnología y la pérdida de un beneficio de 3.866.018 € por una energía producida pero no programada.

Por tanto, los costes totales llegan a ser 8.762.873 €, siendo 14.388.053 € los costes sin minorar y consiguiendo un ahorro de casi el 40 % gracias a este efecto.

Al ser tan sencilla la evolución de la generación anual para esta tecnología, también lo serán la de sus desvíos a subir y a bajar. Tanto las distribuciones de los desvíos mensuales como la de sus costes se podrán encontrar en el *Anexo*.

De las medias horarias de generación, desvíos y costes solo se expondrán aquí la generación y desvíos anuales, al ser las distribuciones de estos mismos idénticas a la de los costes y dado que los comportamientos de invierno y verano son similares exceptuando ligeros cambios en la distribución de los desvíos y costes. Estos podrán verse en el *Anexo*.

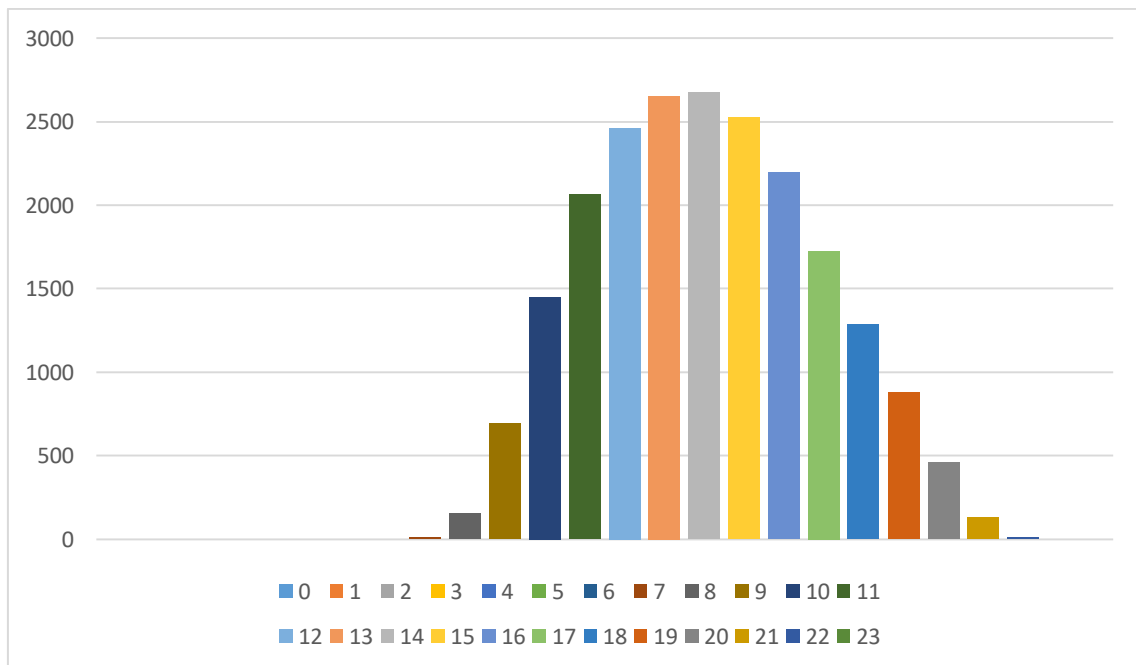


Figura 4.56 - Generación Fotovoltaica Media Horaria en MWh 2014

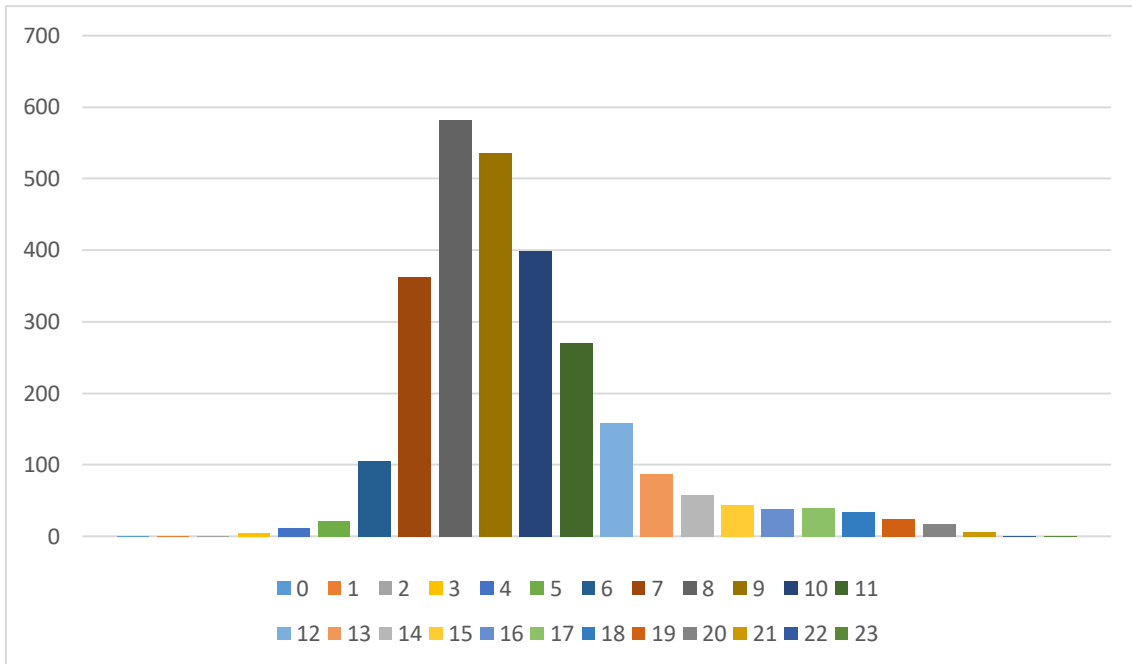


Figura 4.57 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica en MWh 2014

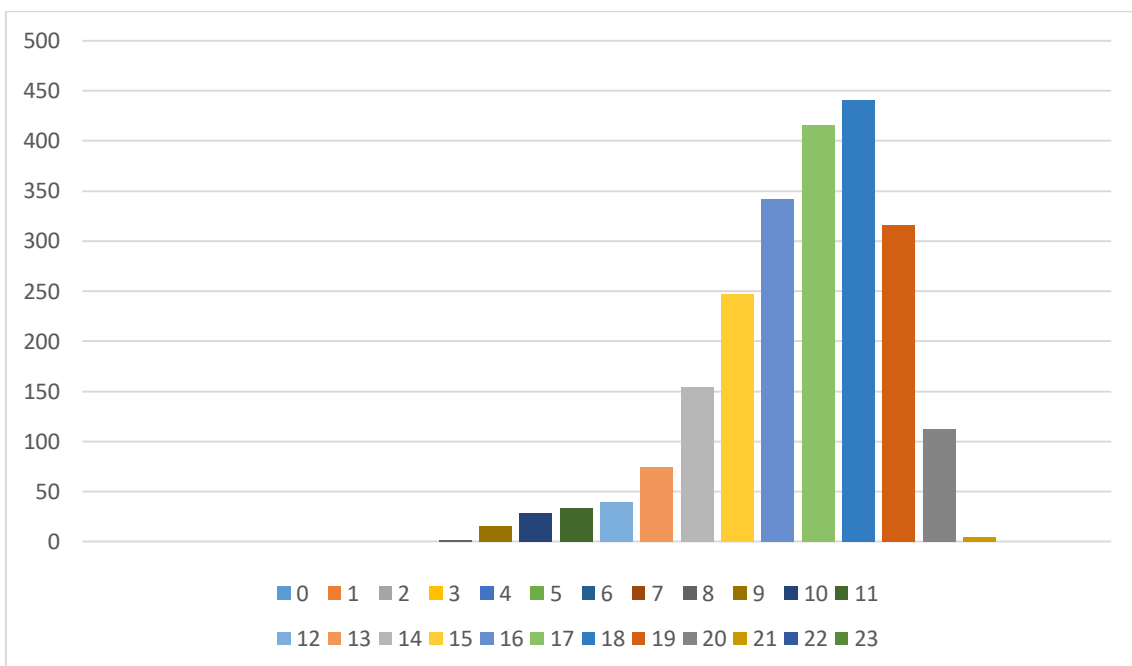


Figura 4.58 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica en MWh 2014

Se observa por lo tanto como se producen los desvíos a bajar en el momento de la subida (figura 4.57) y los desvíos a subir en el momento de la bajada de la producción (figura 4.58). En todas las épocas del año, los desvíos a bajar y a subir de la fotovoltaica se dan en horas del día donde coinciden con precios altos de la curva de precios (figuras 4.9 y 4.10) por lo que generalmente contribuye en gran medida a desviar al sistema y no a compensarlo.

#### **4.3.2. COMPARACIÓN DE 2014,2015 Y 2016**

Una vez comentado en detalle los resultados para 2014, se compararán con los obtenidos para 2015 y 2016. De este modo podrá observarse los comportamientos repetitivos o aleatorios de algunas de las variables analizadas. En primer lugar se expondrán los datos anuales totales obtenidos y posteriormente se hará un análisis temporal.

##### **4.3.2.1. RESUMEN ANUAL**

Sistema	2014	2015	2016
Desvíos a Bajar (MWh)	5.076.961	5.196.230	3.674.288
Costes Desvíos a Bajar (€)	62.058.027	61.719.444	31.597.263
Nº de horas a Bajar	5883	5600	5360
Potencia Media a Bajar cada hora (MW)	863	928	685
Desvíos a Subir (MWh)	1.784.215	2.042.644	1.777.038
Costes Desvíos a Subir (€)	45.918.334	46.500.970	28.050.055
Nº de horas a Subir	2876	3160	3400
Potencia Media a Subir cada hora (MW)	620	646	523

*Tabla 4.1 - Energía Desviada y Sobrecostes Globales del Sistema*

Entre los años 2014 y 2015 se mantienen los desvíos a bajar y aumentan ligeramente los desvíos a subir en casi un 15 % sin suponer mucha subida del coste. En 2016 bajan los desvíos a bajar casi un 30 % respecto a 2015 y los desvíos a subir vuelven a los valores de 2014, todo ello acompañado de una considerable bajada en los costes totales. Esta bajada de los costes viene motivada por varios factores, en primer lugar una disminución de la energía desviada en sí, en segundo lugar, una menor densidad de desvíos cada hora y por último, una bajada de los precios resultantes de las casaciones de los mercados de ajuste.

Demanda	2014	2015	2016
Demanda Total (MWh)	243.233.075	248.331.963	249.579.078
Desvíos a Bajar (MWh)	4.001.320	3.655.003	2.394.721
Costes Desvíos a Bajar (€)	32.075.156	31.809.034	11.915.359
Desvíos a Subir (MWh)	1.499.106	2.216.992	1.576.546
Costes Desvíos a Subir (€)	18.357.505	21.735.350	10.751.391
Pérdidas Por <i>MWh</i> Consumido (€)	0,207	0,215	0,091

*Tabla 4.2 - Energía de los Desvíos y Pérdidas Asociadas a la Demanda*

En la evolución año tras año de la demanda se puede apreciar el aumento de esta cada año, aumentando cerca de un 2,5 % en dos años. Esta crecida de la demanda va acompañada de una disminución de los desvíos a bajar de un 8,65 % el primer año y un 34,5 % el segundo. Los desvíos a subir aumentan en un 47 % en 2015 para volver de nuevo a los valores iniciales en 2016.

Los costes se mantienen estables de 2014 a 2015 pero caen en 2016 debido a los factores anteriormente comentados. Este hecho es fácilmente observable mediante el indicador de *Pérdidas por MWh Consumido*, el cual baja de 0,207 a 0,091 en los tres años.

Generación Eólica	2014	2015	2016
Generación Eólica Total (MWh)	50.635.229	47.710.568	47.018.203
Desvíos a Bajar (MWh)	2.050.638	2.260.482	2.136.801
Costes Desvíos a Bajar (€)	15.129.663	17.953.101	12.364.606
Desvíos a Subir (MWh)	2.062.735	1.469.152	1.312.273
Costes Desvíos a Subir (€)	16.966.292	14.496.341	8.765.935
Pérdidas Por <i>MWh</i> Producido (€)	0,634	0,68	0,45

*Tabla 4.3 - Energía de los Desvíos y Pérdidas Asociadas a la Generación Eólica*

Los aspectos notables en la evolución de los desvíos eólicos, son una ligera disminución en la generación total anual, una bajada de casi el 37 % de los desvíos a subir a lo largo de los dos años y una disminución de los costes totales en el año 2016. Los desvíos a bajar en cambio se mantiene estables durante los 3 años, aún así sus costes bajan notablemente en el tercer año, pasando de los 0,643 €/MWh producido a los 0,45.

Generación Fotovoltaica	2014	2015	2016
Generación Fotovoltaica Total (MWh)	7.802.390	7.844.612	7.556.133
Desvíos a Bajar (MWh)	1.026.811	861.664	764.299
Costes Desvíos a Bajar (€)	4.896.855	2.886.026	2.276.493
Desvíos a Subir (MWh)	814.396	738.444	790.813
Costes Desvíos a Subir (€)	3.866.018	3.716.790	2.734.140
Pérdidas Por MWh Producido (€)	1,123	0,842	0,663

*Tabla 4.4 - Energía de los Desvíos y Pérdidas Asociadas a la Generación Fotovoltaica*

La generación fotovoltaica mantiene su nivel de generación durante todo el período, al igual que la cantidad de desvíos a subir que varía poco. No ocurre así con los desvíos a bajar que disminuyen en un 25 % a lo largo de los 3 años. Los costes de ambos desvíos disminuyen de manera significativa, desde los 1,123 €/MWh producido a los 0,663.

#### **4.3.2.2. COMPARATIVA DE PRECIOS, DEMANDA Y GENERACIÓN**

En el año 2014 se vio que los precios medios horarios cambian según se miran distintas épocas del año, siendo mayor la media de invierno que la anual y esta a su vez mayor que la media de verano. Si se tiene en cuenta lo expuesto en el análisis de 2014 en el que a mayor cantidad de desvíos globales, mayores precios, es de suponer que es porque en verano se producen una media de desvíos menores que en otras épocas del año. Esto último no es del todo así, pero sí que se producen menos desvíos asociados a la demanda, también asociado a que la demanda en verano pueda ser algo menor que invierno. Esta suavización de los precios en los meses de verano también se repite el resto de años.

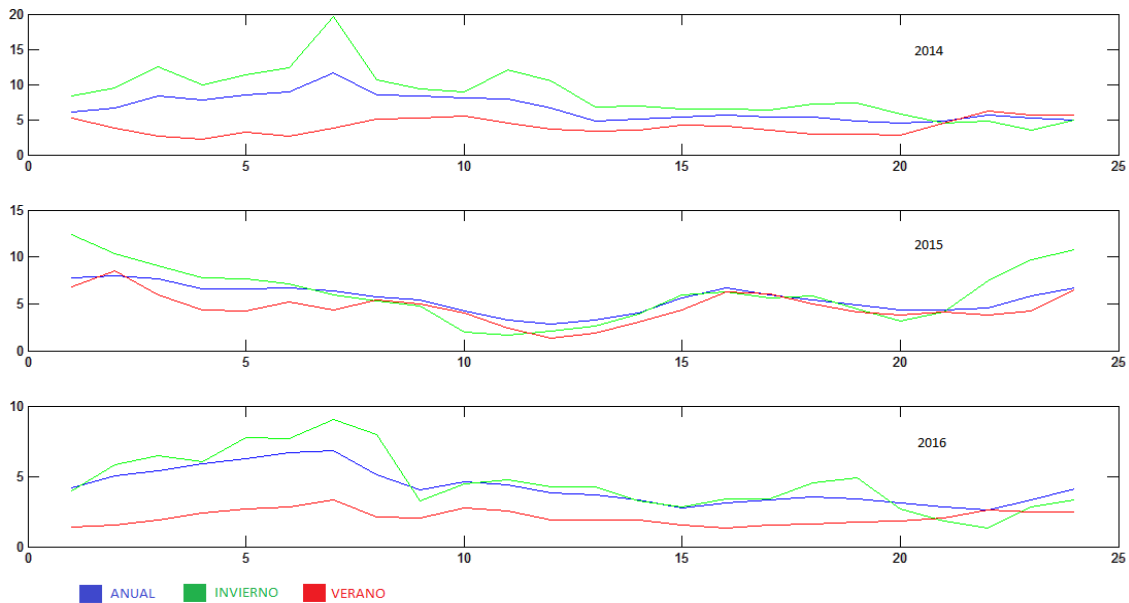


Figura 4.59 - Precios Medios Horarios Estacionales de los Desvíos a Bajar en €/MWh para 2014,2015 y 2016

También se pudo ver, tal como se ha dicho, que la evolución de la curva de precio medio anual para cada hora del día resultaba muy similar a la distribución de los desvíos del sistema y esta, a su vez, a la distribución de los desvíos cometidos por la demanda. Esto ocurrirá del mismo modo para el resto de años como se verá en las imágenes siguientes.

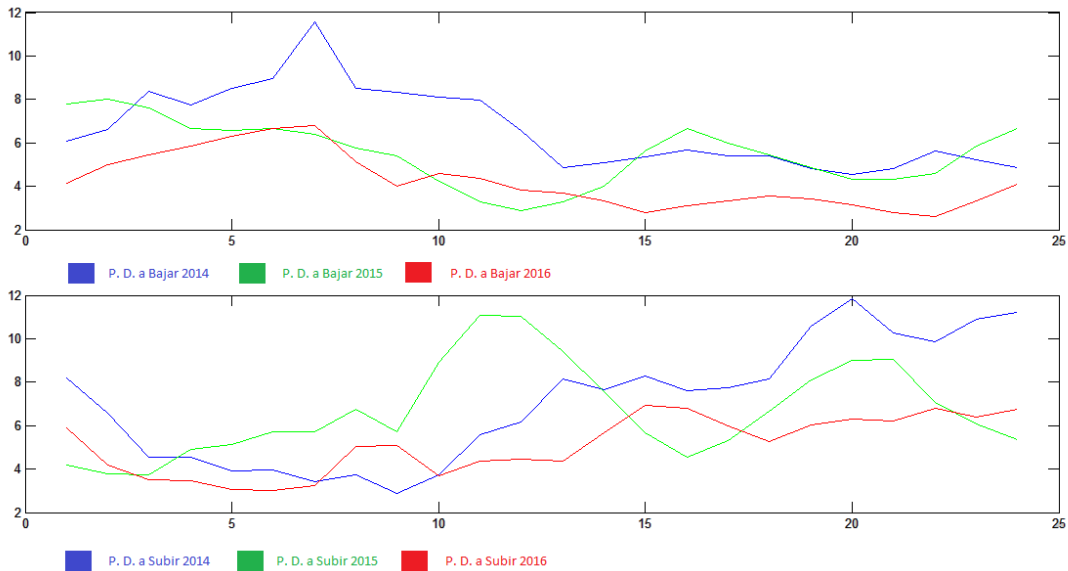


Figura 4.60 - Precios Medios Horarios de los Desvíos a Bajar y a Subir en €/MWh para 2014,2015 y 2016

Cabe pensar que a medida que avancen los años se cometerán menor número de desvíos globales en el sistema, y estos al estar ligados de manera directa a los precios, deberían hacer

que estos disminuyesen con el paso de los años. Esto se observa entre los años 2014 y 2016 donde las curvas de precio siguen evoluciones parecidas pero disminuyendo sus valores y suavizándose en el caso de 2016, en cambio la evolución de 2015 se modifica. Esta modificación será la misma que sufren los desvíos globales y los de la demanda para este año.

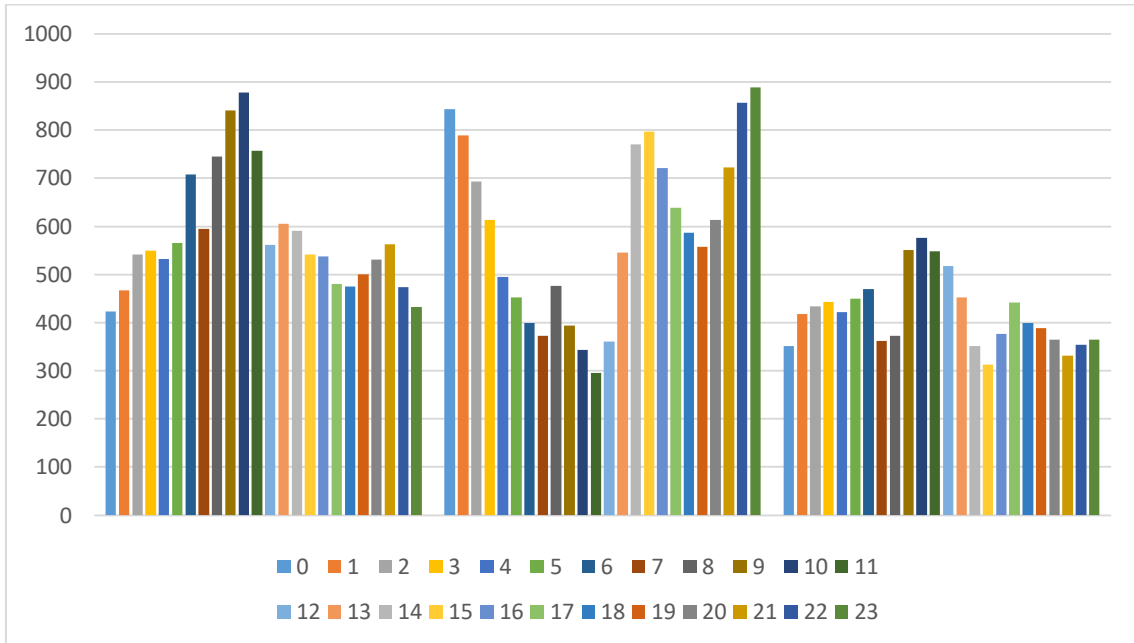


Figura 4.61 - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014,2015 y 2016

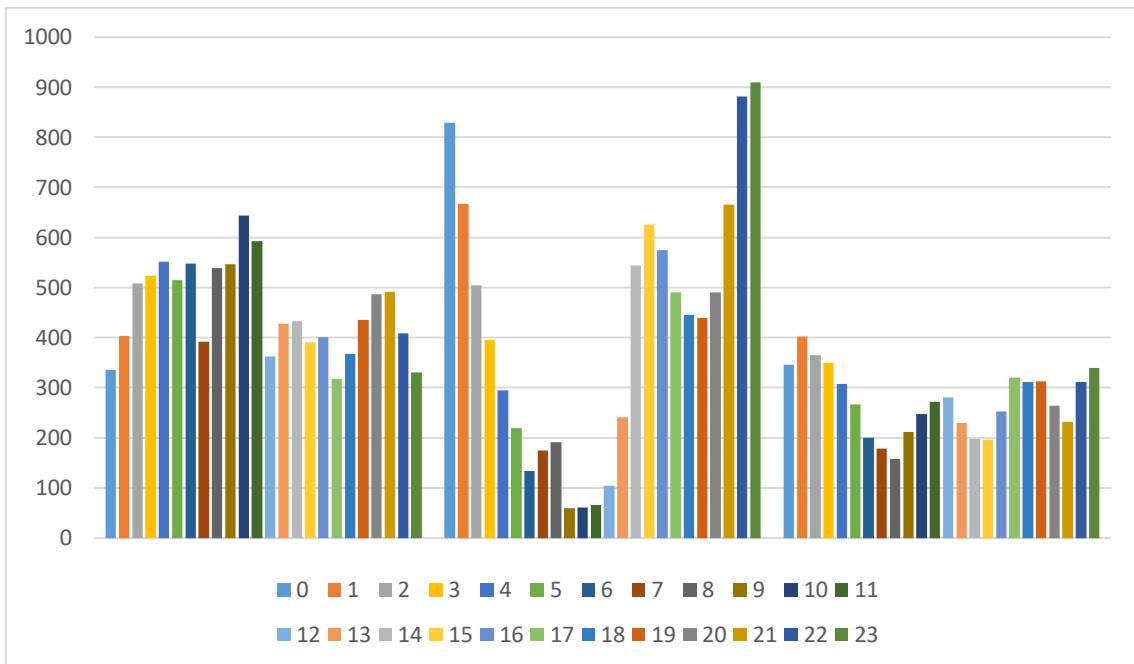
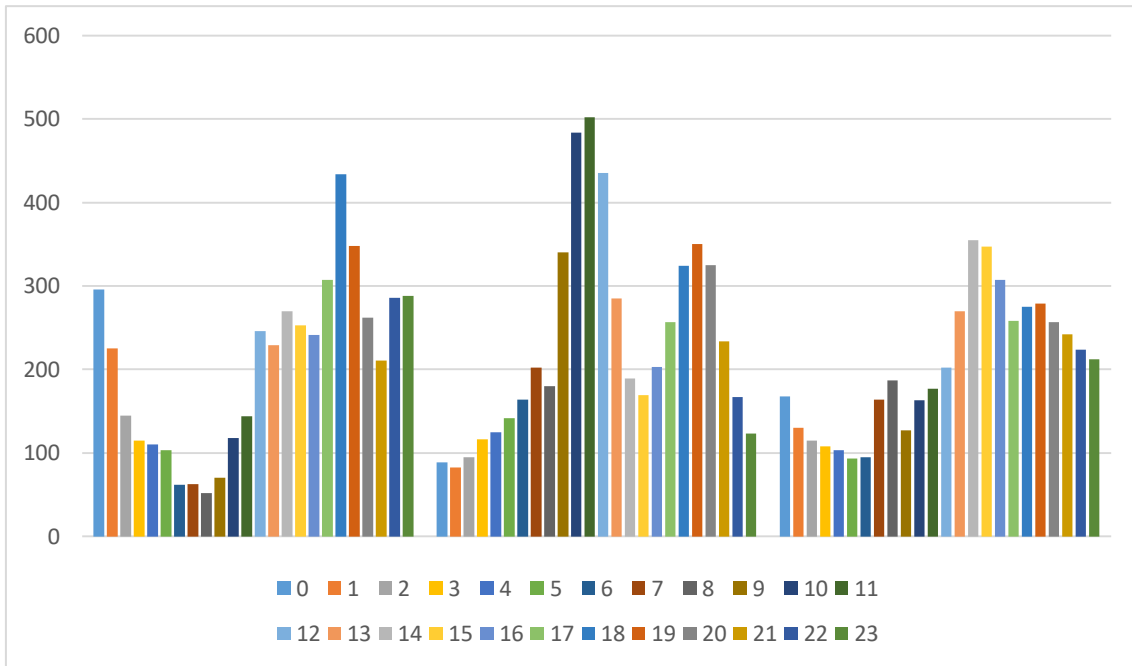
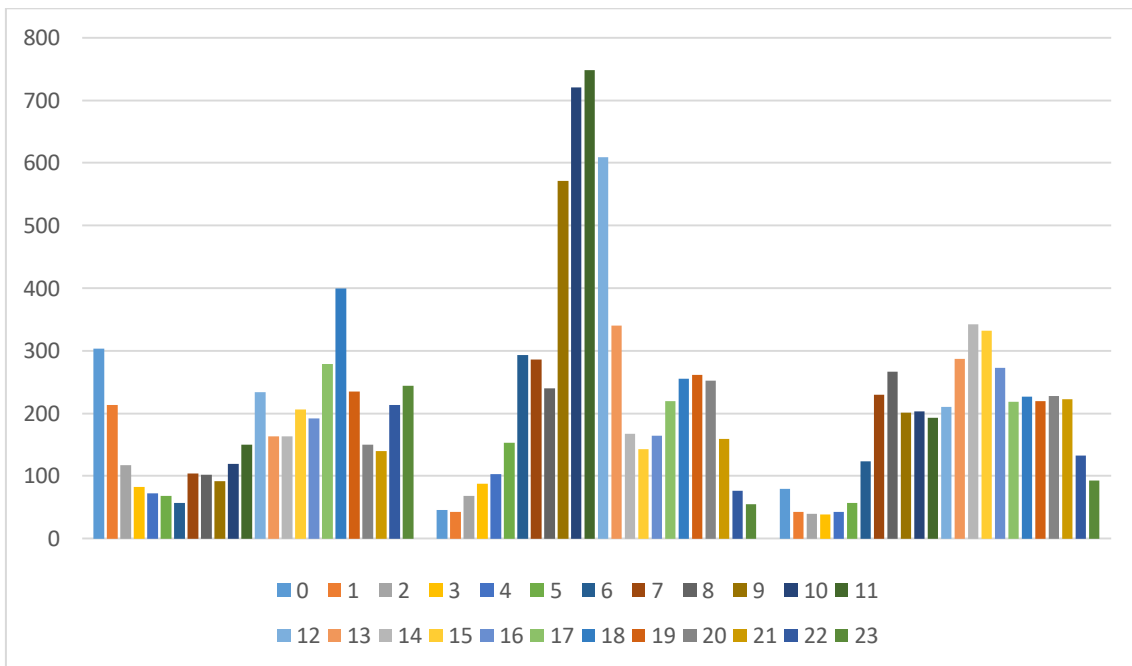


Figura 4.62 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda en MWh 2014,2015 y 2016





**Figura 4.63** - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014,2015 y 2016

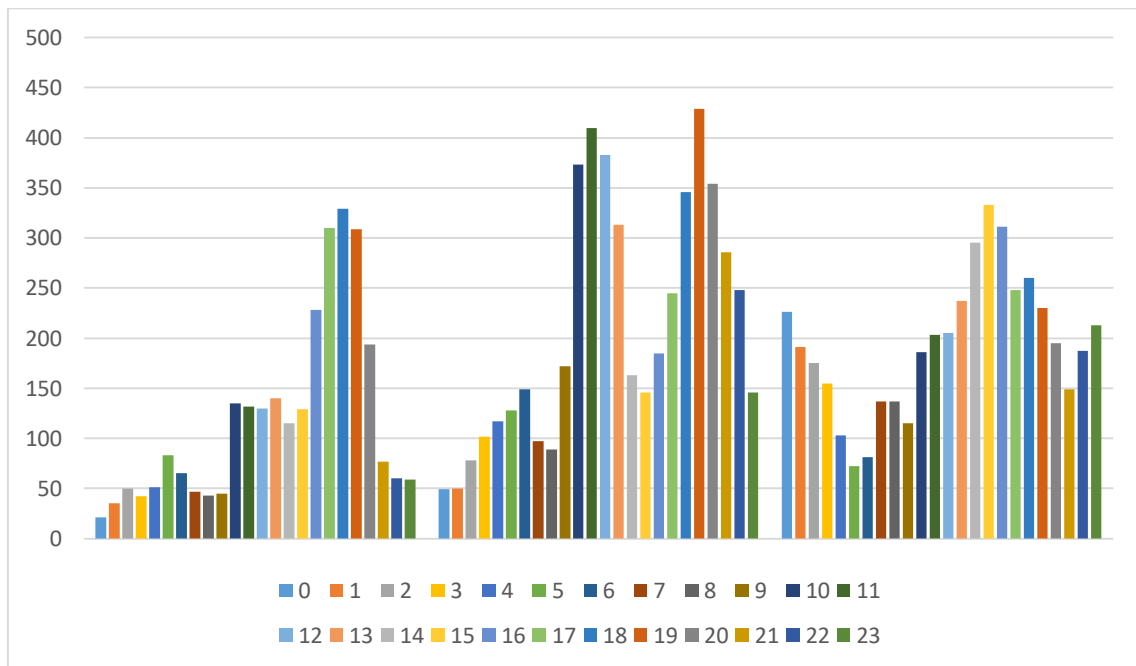


**Figura 4.64** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh 2014,2015 y 2016

Si se observan los desvíos a bajar globales y de la demanda para 2014 y 2016 (*figuras 4.61 y 4.62*) se constata que ambos tienden a disminuir con los años, en cambio los desvíos a subir (*figuras 4.63 y 4.64*) tienden a la estacionalidad.

Los resultados de 2015 varían de los del resto de años de manera inesperada, aun así, la demanda y los desvíos globales siguen teniendo distribuciones similares. Con esto se comprueba

que los desvíos en la demanda son la principal influencia en los desvíos del sistema y que son fuertemente dependientes de esta. Este hecho solo se ve ligeramente alterado en verano, donde la demanda es menor y por tanto los desvíos también disminuyen en cierta medida y los desvíos que cometen las renovables se hacen más notables dentro de los desvíos globales. Esto puede verse en las siguientes imágenes donde se presentan los desvíos a subir para el sistema, demanda, generación eólica y fotovoltaica para los 3 años de estudio. Los desvíos anuales, de invierno y los desvíos a bajar de verano para los 3 años y sus costes podrán consultarse en el Anexo.



**Figura 4.65** - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016

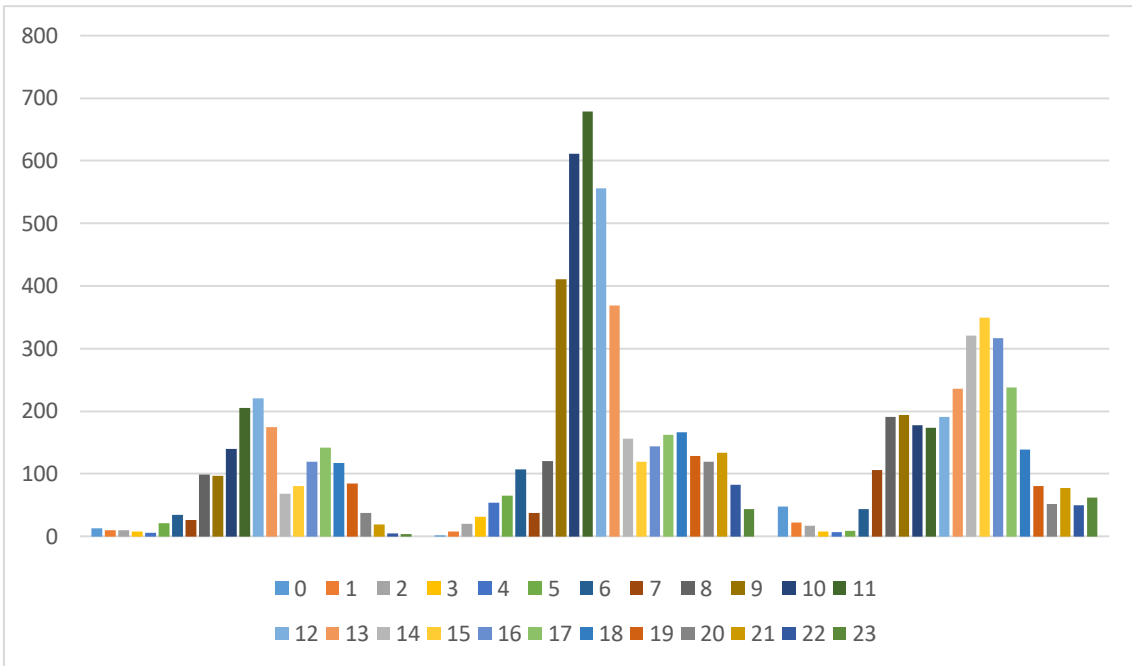


Figura 4.66 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda en MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016

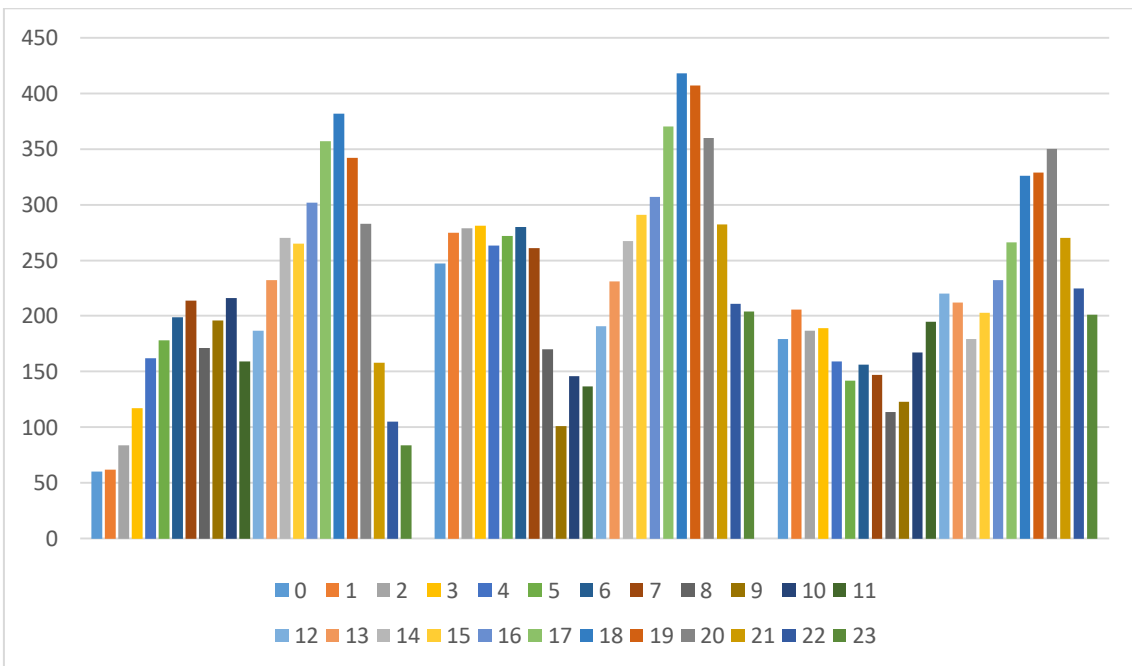
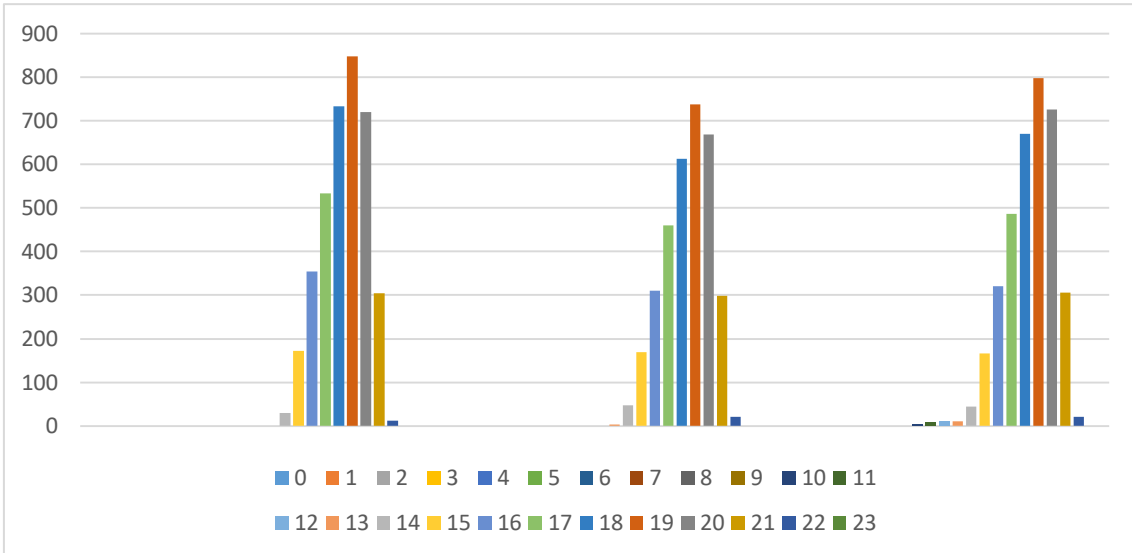


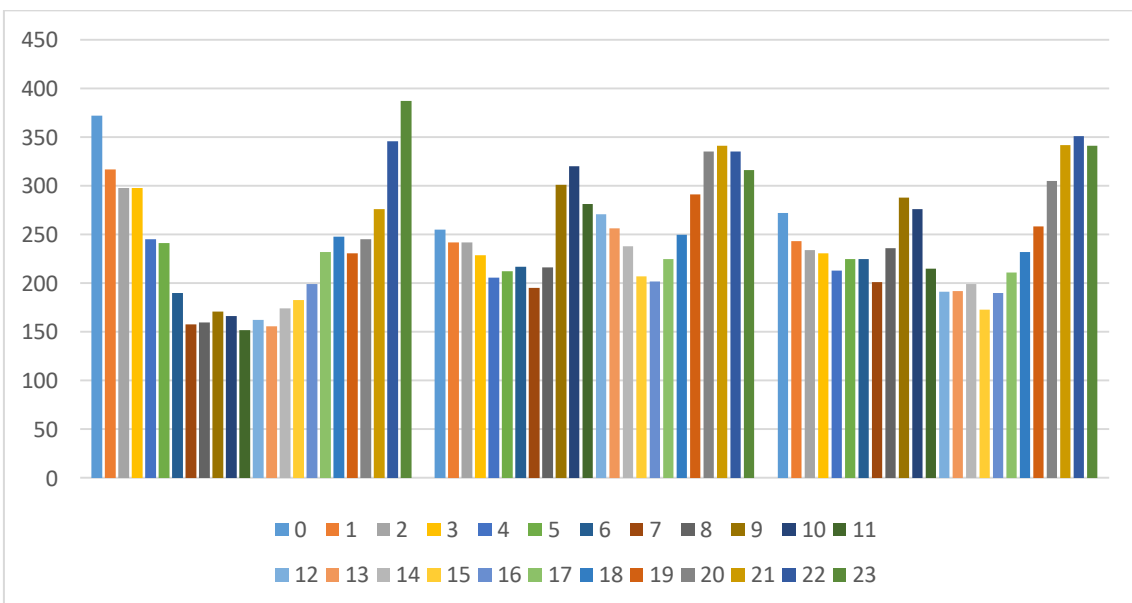
Figura 4.67 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016



**Figura 4.68** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica en MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016

Con esto se observa claramente que es la demanda la que influencia en mayor medida los desvíos globales del sistema y es cuando esta es menor que los desvíos de las renovables empiezan a cobrar mayor presencia. Algo parecido comienza a ocurrir en 2016, que debido a que la demanda baja considerablemente sus desvíos a bajar, la distribución de desvíos a bajar del sistema empieza a tener algunas diferencias con la de la demanda.

Con respecto a la generación eólica, se observa un claro cambio en el comportamiento de esta tecnología al producir los desvíos desde el año 2014 en adelante, siendo la evolución a lo largo de los 3 años como muestran las siguientes imágenes.



**Figura 4.69** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en MWh 2014,2015 y 2016

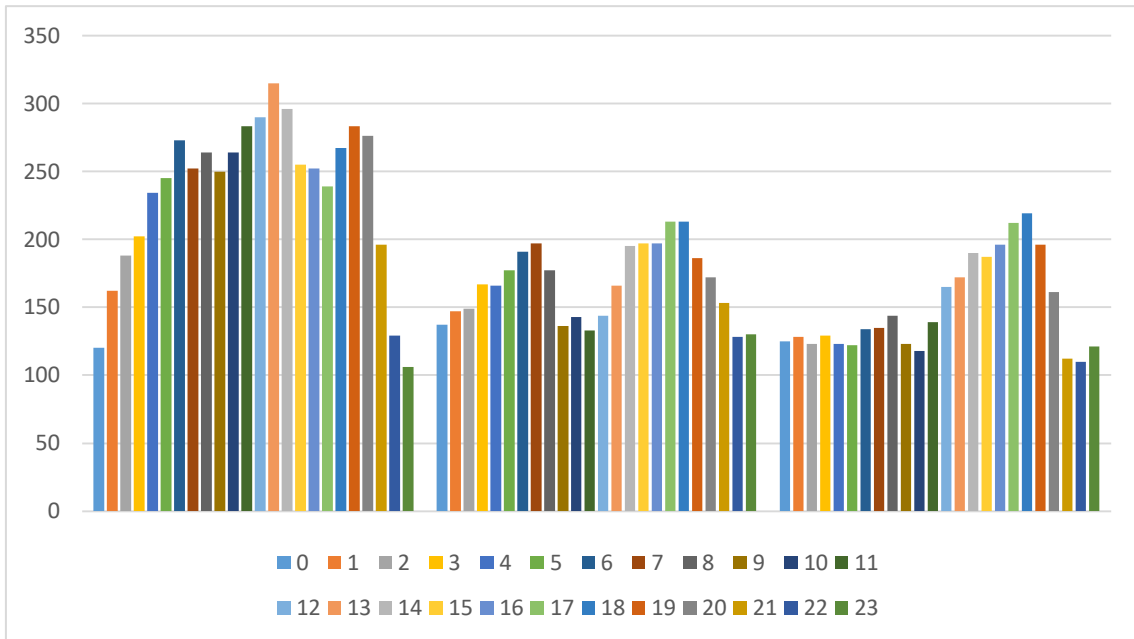


Figura 4.70 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh 2014,2015 y 2016

Este cambio resulta extraño y se le puede encontrar explicación si se tiene en cuenta el Real Decreto por el que a partir del 6 de Junio de 2014 se cambia la retribución a las energías renovables y estas dejan de ofertar a precio cero en los mercados. Si en lugar de mirar el año 2014 completo, se mira solo a partir del mes de Julio en adelante se obtiene la siguiente evolución.

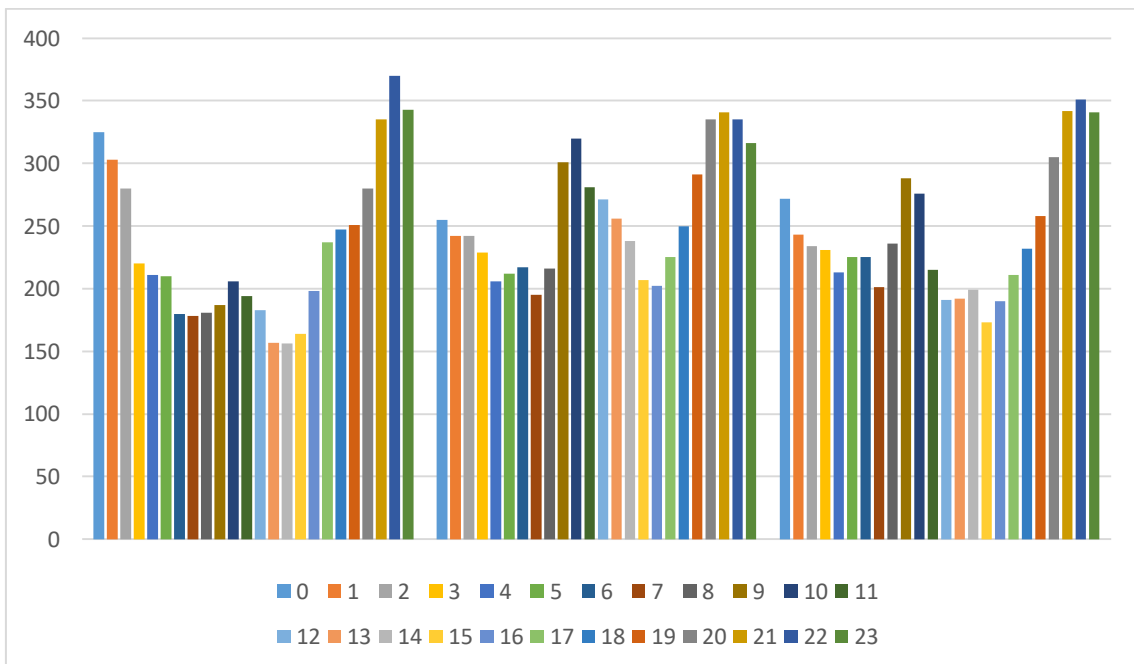
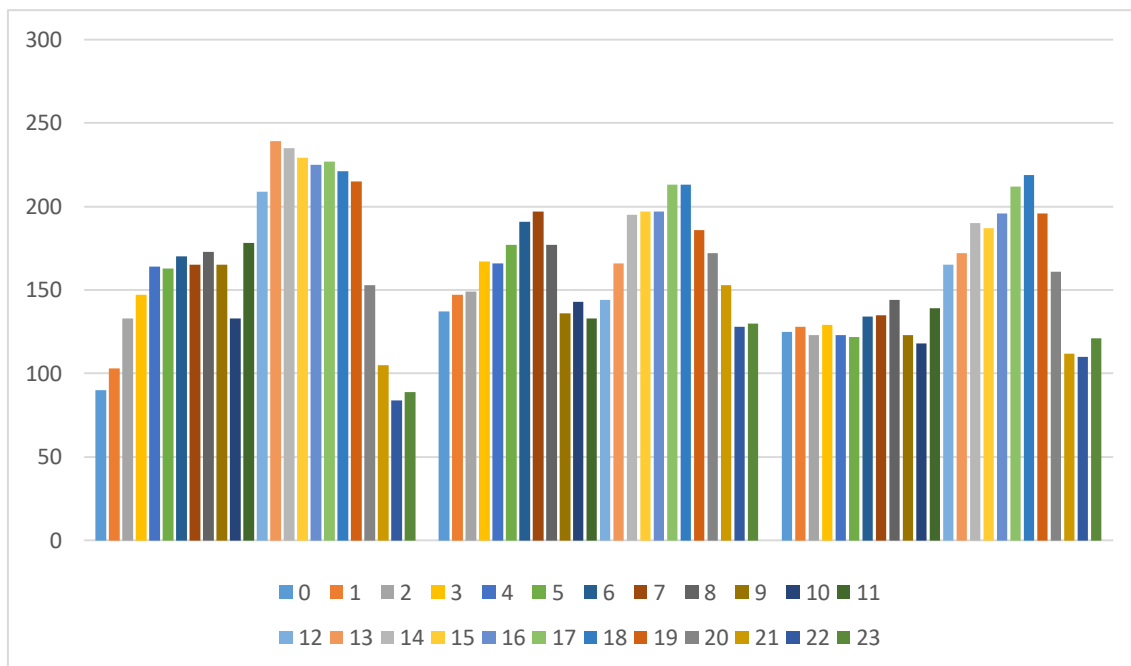


Figura 4.71 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica en MWh segunda mitad de 2014 con 2015 y 2016 completos

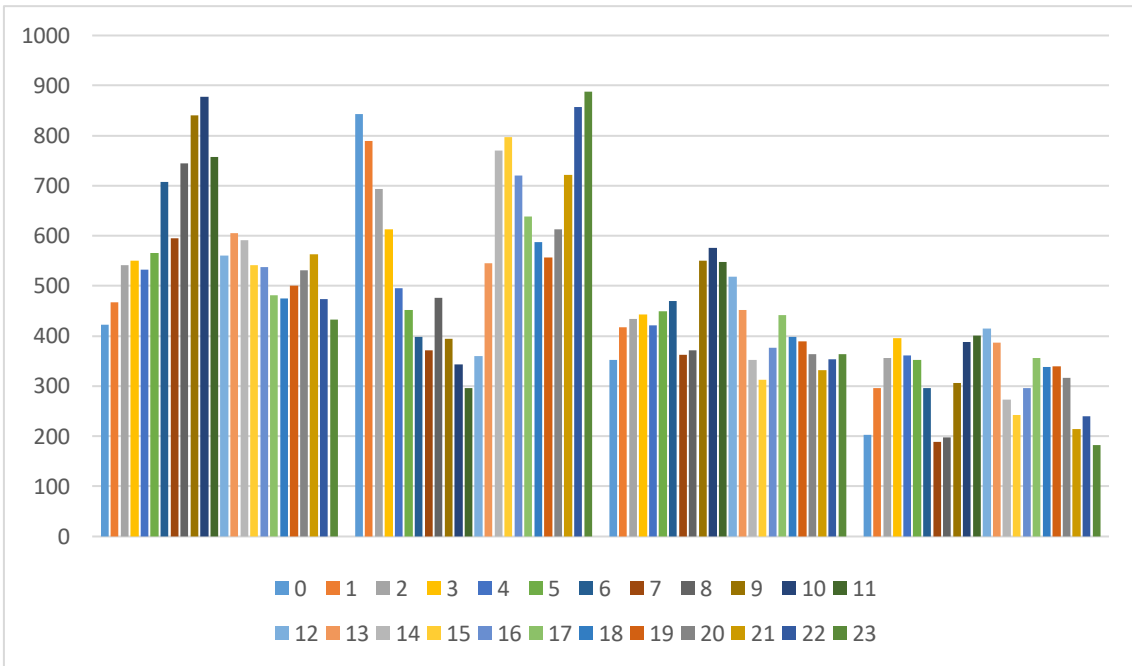


**Figura 4.72** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica en MWh segunda mitad de 2014 con 2015 y 2016 completos

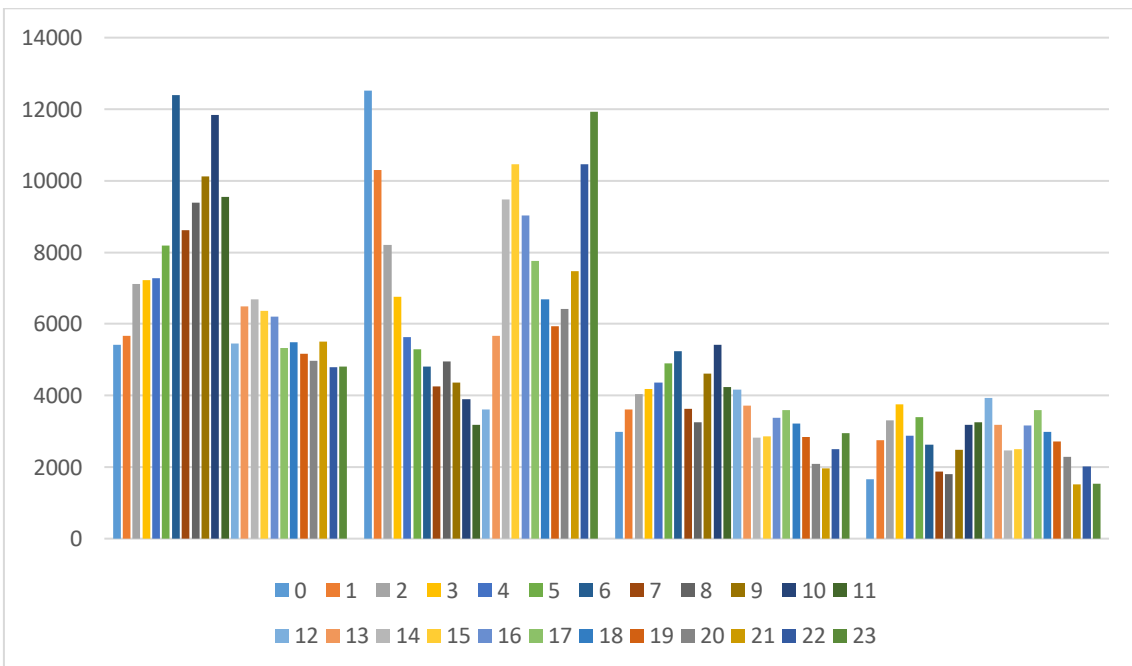
Estos resultados dejan ver, que salvo ligeras diferencias entre un año y otro, los desvíos eólicos siguen cierta tendencia en las que los mayores desvíos a bajar se producen en el valle y punta de generación y los mayores a subir en las bajadas y subidas de esta. Las estrategias de oferta de los sujetos de mercado asociados a centrales eólicas deberán seguir evolucionando para disminuir las pérdidas ocasionadas por los desvíos.

La evolución de los desvíos fotovoltaicos podrá verse directamente en el *Anexo*, ya que debido a la simpleza de su curva de generación y de desvíos, no presenta cambios notables a lo largo de los años excepto una ligera disminución de los desvíos a bajar a lo largo de los 3 años. En todos los años se observa que los desvíos a bajar se producen durante la subida de la curva de generación y los desvíos a subir durante la bajada.

Tras el análisis de los tres años se observan ciertas situaciones repetitivas o que responden a algún patrón concreto, como el hecho de que la generación renovable parece tender a cometer según que desvíos en ciertos momentos en relación con su curva de generación. También se constata lo influenciado que están los desvíos globales por los desvíos de la demanda, y aunque parece haber cierta tendencia en ellos debido a los resultados de 2014 y 2016, los 2015 arrojan confusión. Para esclarecer algo más las suposiciones, se han cogido los datos de los desvíos globales de 2017 de Enero hasta Octubre, este último inclusive, y se han calculado los desvíos medios horarios y sus costes, obteniendo el resultado de las siguientes imágenes.



**Figura 4.73** - Energía Media Horaria Producida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014,2015 2016 y 2017



**Figura 4.74** - Sobrecoste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación en € 2014,2015 2016 y 2017

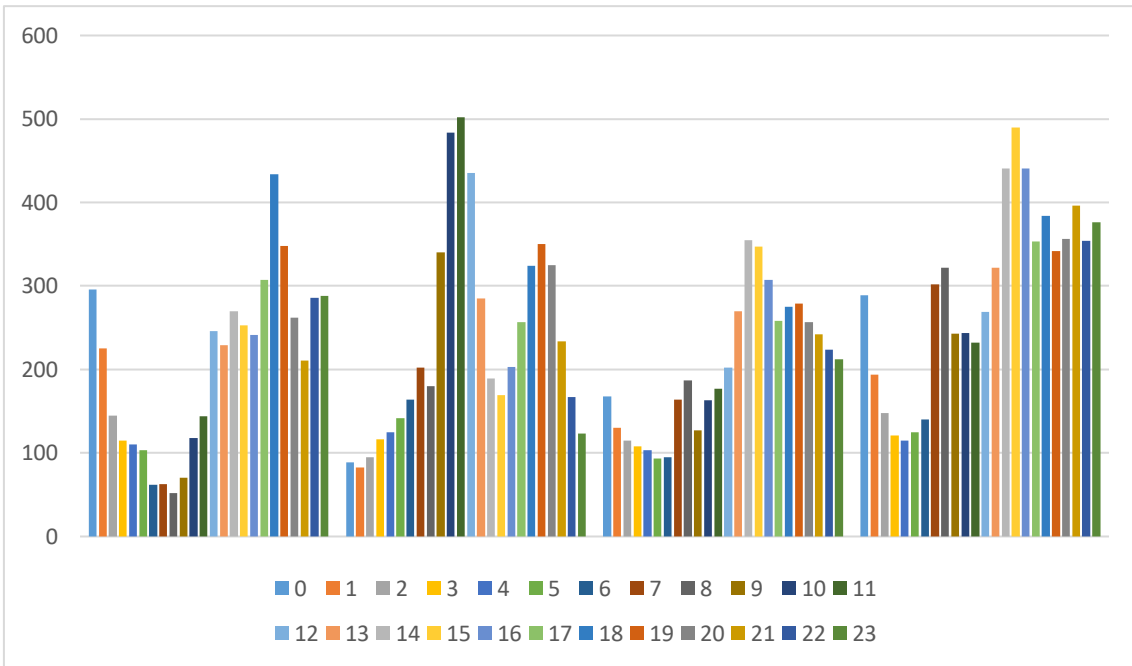


Figura 4.75 - Energía Media Horaria Reducida por los Mecanismos de Regulación en MWh 2014,2015 2016 y 2017

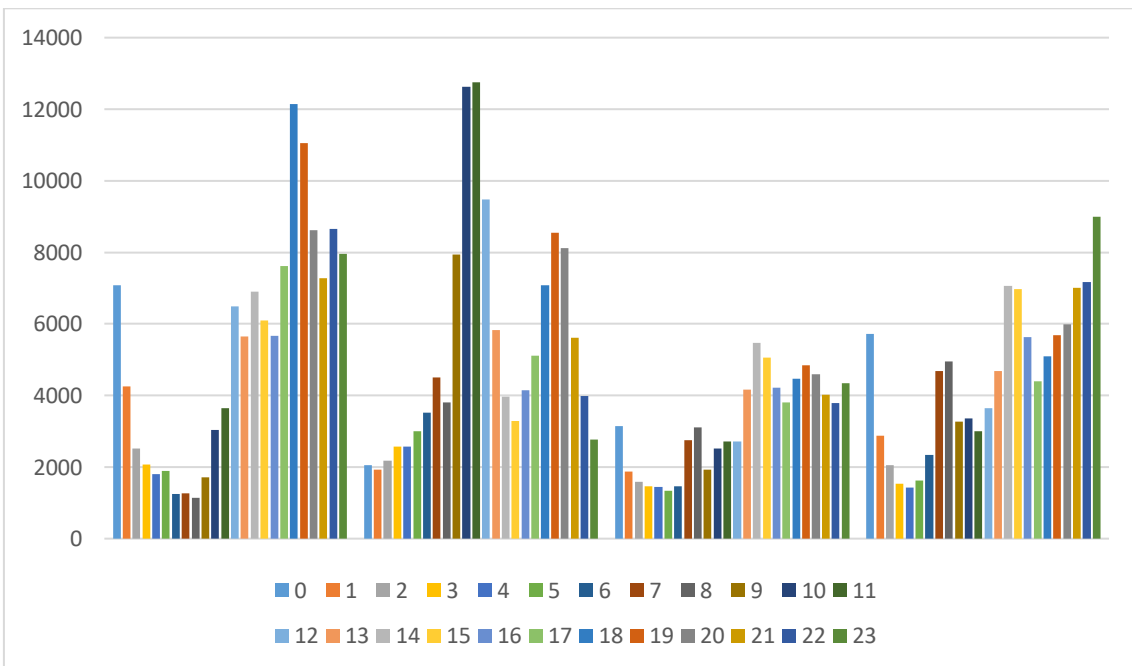


Figura 4.76 - Sobrecoste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación en € 2014,2015 2016 y 2017

Con estos resultados obtenidos sobre los 10 primeros meses de 2017 se aclaran algunos resultados previos. En primer lugar, los desvíos a subir y sus costes parecen que aumentan ligeramente pero dentro de los márgenes en los que se han mantenido a los largo de los 3 años anteriores. En segundo lugar, los desvíos a bajar se vuelven a reducir, al igual que sus costes y por último, se observa que la distribución que siguen ambos desvíos en 2014, 2016 y 2017 son



claramente similares, y siendo estos principalmente dependientes de la demanda, se puede suponer que en 2015 sucedió algo para que la demanda tomase este comportamiento, al igual que ya se vio lo que motivó el cambio en los desvíos eólicos.

#### **4.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS**

Para concluir el análisis y tras los resultados obtenidos tras el estudio de las distintas variables, se enumerarán de manera breve todas las conclusiones que se han ido obteniendo mediante la observación de las distintas evoluciones y distribuciones obtenidas.

- Los precios de los desvíos a subir y a bajar siguen la misma tendencia que los precios del mercado diario por lo que no aportan mucha información, lo realmente representativo es el valor absoluto de la diferencia de estos con el precio de mercado diario, con el que se observan fácilmente las pérdidas asociadas a un desvío concreto.
- Los precios de los desvíos son menores de manera general en verano que en invierno.
- Los precios a bajar son generalmente mayores en las primeras horas del día y decrecen a medida que este avanza. En el precio de los desvíos a subir ocurre el efecto opuesto.
- Los precios de los desvíos dependen del precio de los servicios de ajuste y de la energía desviada. Fijado un precio de los servicios de ajuste, a más energía utilizada, mayor entrada de los servicios en el orden de Regulación Secundaria, Terciaria y Gestión de desvíos, con el consiguiente aumento del precio medio ponderado.
- En 2014 se producen casi tres veces más desvíos a bajar que desvíos a subir. En dos años se reducen los primeros casi en un 30 %. Los desvíos a subir se mantienen.
- Los desvíos a subir generan más pérdidas por MWh desviado que los desvíos a bajar
- Los desvíos mayores de 100 MW se dan en torno a un 90 % del tiempo en los tres años.
- La tendencia de la curva de los precios depende de la tendencia de los desvíos globales, y esta a su vez de la tendencia de los desvíos de la demanda. Estas tendencias se repiten de manera similar años tras año. También guardan proporcionalidad, a más desvíos de la demanda, mayores desvíos globales y mayores precios de los desvíos.
- La demanda aumenta año tras año, pero los desvíos a bajar disminuyen. Los desvíos a subir se mantienen.

- Los desvíos eólicos siguen una tendencia con ligeros cambios año tras año mientras no se produzca un acontecimiento significativo que haga cambiar su modo de ofertar.
- Los picos de desvíos a bajar eólicos se suceden en los picos y valles de generación eólica.
- Los picos de los desvíos a subir eólicos tienen lugar durante las rampas de bajada o subida de generación eólica.
- Los desvíos a subir disminuyen con los años, los desvíos a bajar se mantienen.
- Los desvíos a bajar fotovoltaicos, siempre se producen en la subida de la rampa de generación fotovoltaica.
- Los desvíos a subir fotovoltaicos, siempre se producen en la rampa de baja de la generación fotovoltaica.
- Los desvíos a bajar fotovoltaicos bajan un 25 % en dos años y los desvíos a subir se mantienen.
- Todos los costes de desvíos de la demanda, de la generación eólica, de la generación fotovoltaica y globales del sistema disminuyen con los años.
- Todos los desvíos totales de la demanda, generación eólica, generación fotovoltaica y del sistema disminuyen con los años.
- Tanto demanda, generación eólica y fotovoltaica, ven minorados sus costes de desvíos debido al efecto de apantallamiento en aproximadamente un 35 % según el caso y el momento.
- De mayores a menores desvíos cometidos están demanda, generación eólica y generación fotovoltaica.
- De mayores a menores pérdidas por energía producida o consumida están generación fotovoltaica, generación eólica y demanda.

## **5. SIMULADOR**

Una vez concluido el análisis y a modo de ejemplo, se llevan a cabo una serie de simulaciones en Matlab para ver de manera práctica algunas de las ideas expuestas anteriormente.

En estas simulaciones se modifican las programaciones de energía realizadas durante los tres años estudiados por un parque eólico de 100 MW y por otro fotovoltaico de 30 MW con el fin de observar cómo se hubieran podido disminuir sus pérdidas por desvíos habiendo realizado ofertas distintas a las reales.

Partiendo de que las capacidades instaladas de generación eólica y fotovoltaica de la península son alrededor de 23000 MW y 4670 MW respectivamente, se han escalado los resultados totales de programación y generación de ambas tecnologías con una relación de 100/23000 y 30/4670. Con lo que se parte de la suposición de que la programación y generación de estos parques, son iguales que la programación y generación total nacional escalada a sus valores de capacidad.

Aunque en la página de Red Eléctrica de España se pueden descargar las predicciones de viento y de sol de la península, estas se van modificando cada hora, con lo que es difícil obtener sin alterar, la última predicción con la que contaron estos parques en el momento de poder lanzar sus últimas ofertas. Por ello se ha supuesto que la programación que hicieron, era la que su predicción de generación les dijo en cada momento.

Para la simulación, se crea una función que modifica la programación real anual de la central y devuelve el ahorro, negativo o positivo, de haber realizado dicha modificación. Esta modificación se realiza multiplicando la energía programada de cada hora del día por un factor, menor o mayor que 1, que la disminuya o la incremente. Serán 24 factores los que se den como entrada a la función y cada uno de ellos multiplicará siempre a la misma hora de cada día, es decir, todas las ofertas que se realicen, por ejemplo, a las 10 de la mañana de cada día, se multiplicarán por el mismo factor y así sucesivamente con el resto. Seguidamente se calcularán los desvíos de la nueva programación y la antigua, sus costes asociados y devolverá a la salida, el ahorro anual de haber aplicado unos factores u otros. La idea es aplicar a cada hora un vector que tenga diferentes factores dentro de un rango y obtener el máximo de la curva de ahorro para cada hora. Por ejemplo, para el caso de la central eólica, se introduce para cada hora, el vector que contiene los valores de 0,8 a 1,2 con 0,01 de paso, encontrándose el valor que maximiza el ahorro siempre dentro de este rango. Finalmente, obteniendo el factor que maximiza el ahorro a cada hora, se obtiene una distribución final de factores que maximiza el ahorro anual. El objetivo final es encontrar similitudes en las modificaciones resultantes de cada año y ver si aplicándolas en años siguientes se sigue obteniendo ahorro.

### **5.1. CENTRAL EÓLICA**

Si se calculan los factores óptimos para cada año se obtienen las siguientes curvas.

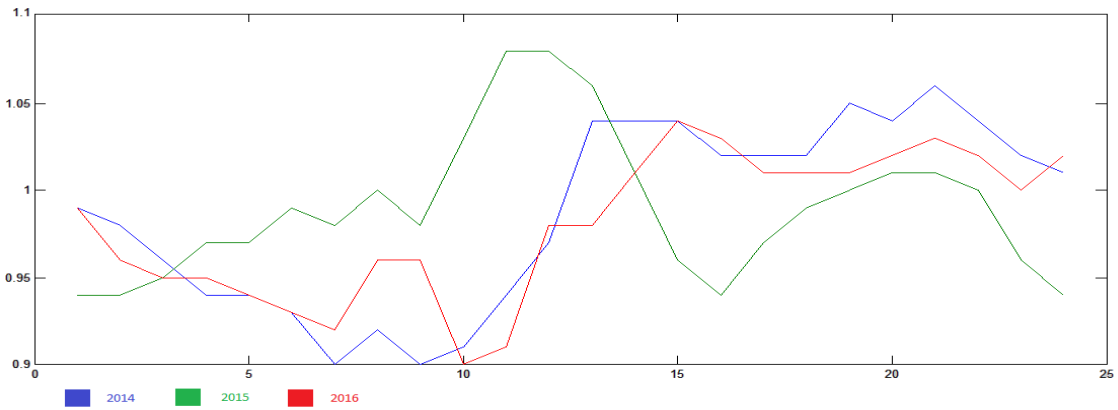


Figura 5.1 - Factores de Optimización de las Ofertas para Generación Eólica

Ya se vio que los desvíos globales y el precio dependían en gran medida de los desvíos de la demanda. Por ello, si se obvian los resultados de 2015, se comprueba que para 2014 y 2016 se tienen curvas similares. Ello quiere decir que, dado que los desvíos a bajar y a subir son más caros a primeras y últimas horas del día respectivamente, la estrategia en líneas generales será la de aumentar en cierto grado las ofertas que se produzcan en la segunda mitad del día y disminuirlas en la primera.

Los desvíos eólicos van asociados a la incertidumbre eólica, con lo que esta simulación no tiene por qué disminuir los desvíos, lo que trata es de realizar las ofertas de tal manera que se trasladen esos desvíos a horas donde interese más comerlos, con ello pueden incrementarse los desvíos en algunos de los sentidos y en algunas de las horas del día, pero en momentos donde estos desvíos conlleven menos penalizaciones, disminuyendo el coste global de sumar las pérdidas.

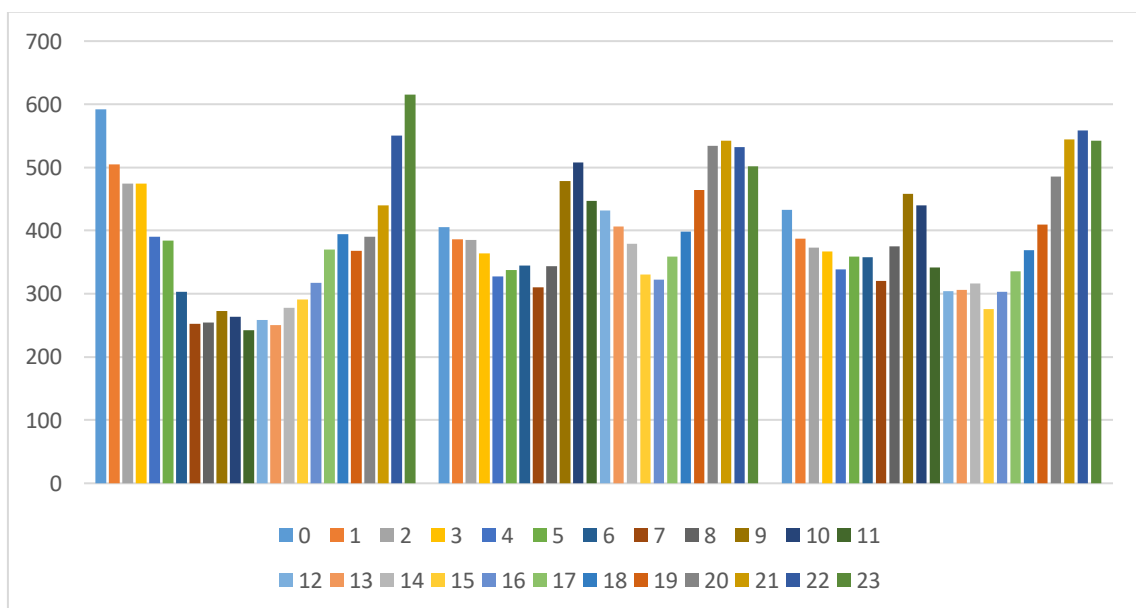
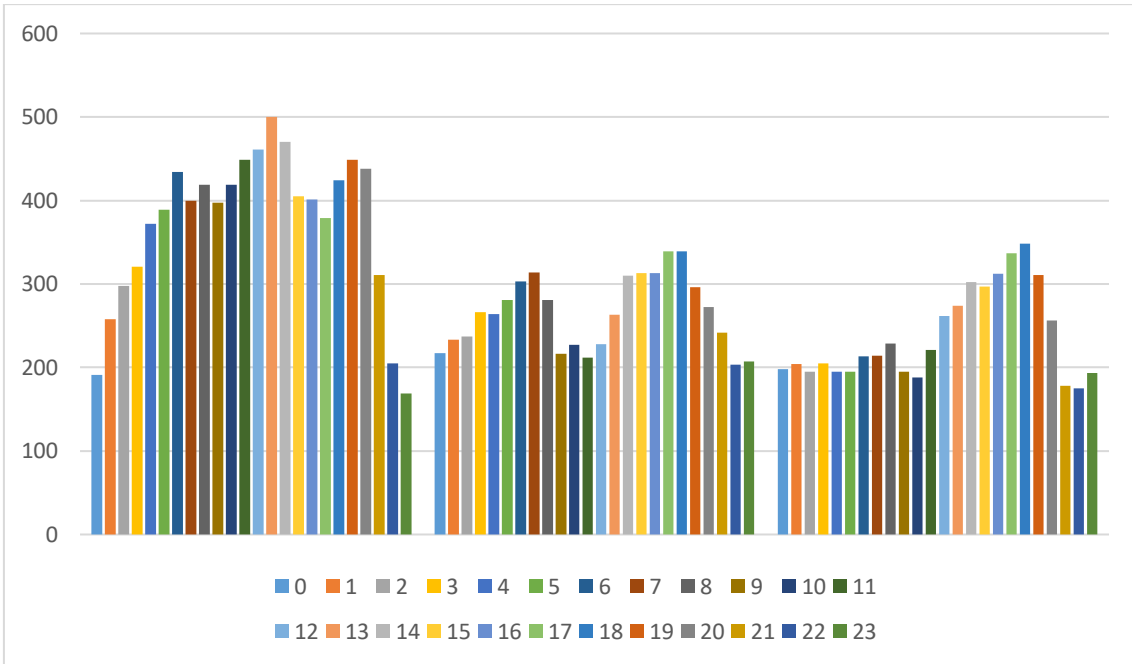
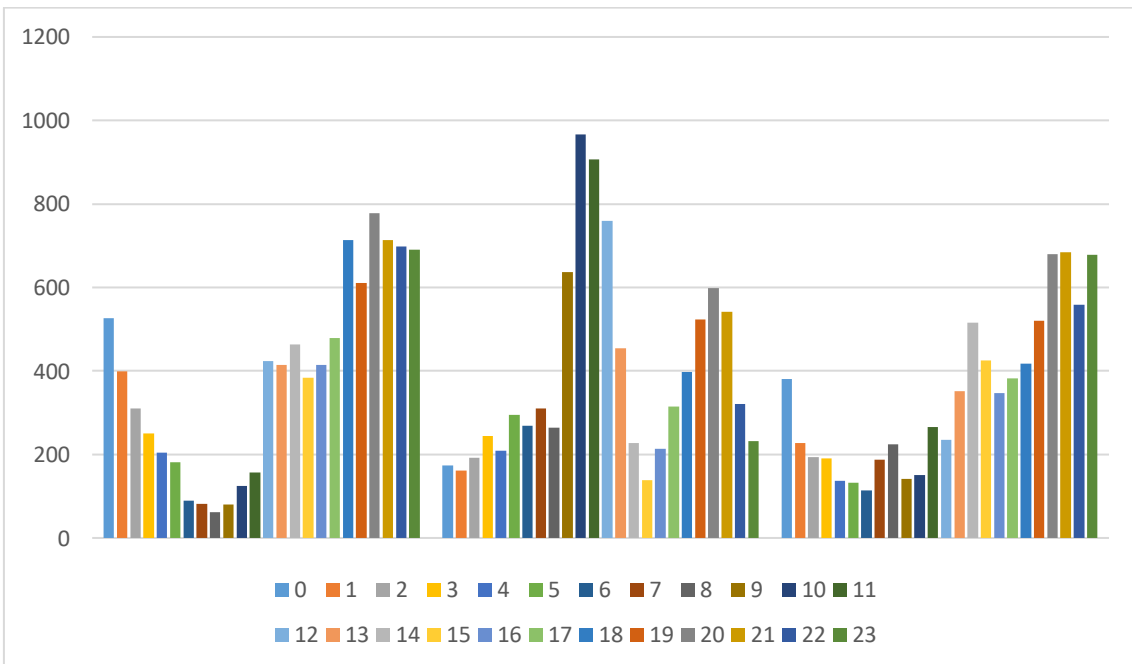


Figura 5.2 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Central Eólica en MWh

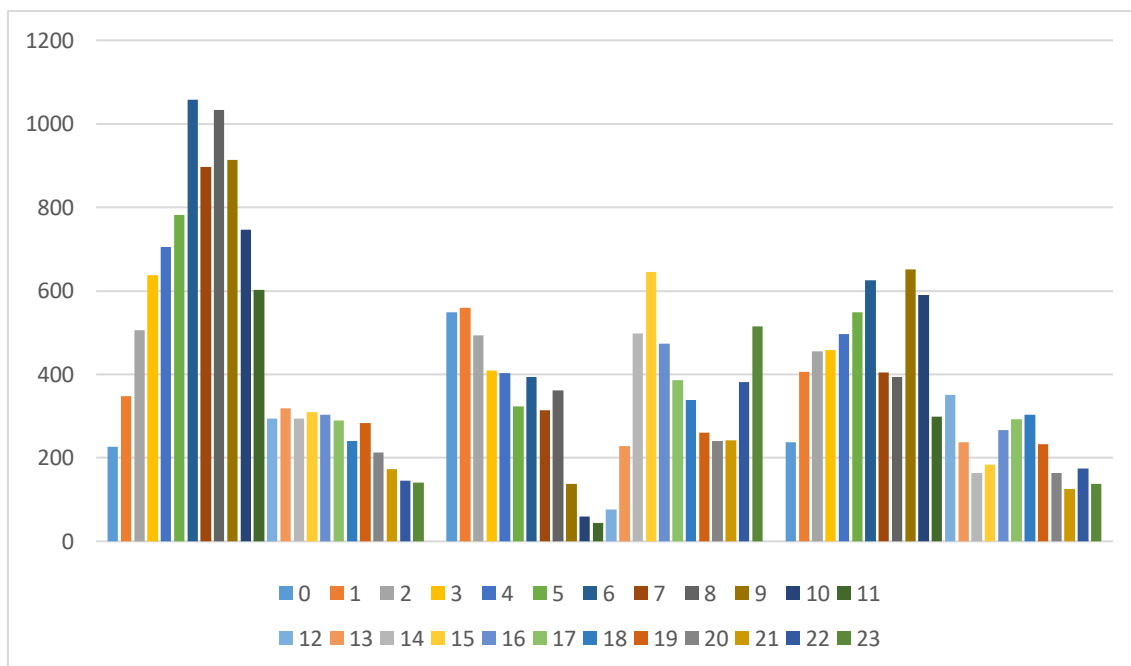


**Figura 5.3 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Central Eólica en MWh**

Sin aplicar los factores, estas serían las distribuciones (*figuras 5.2 y 5.3*) resultantes de sumar los desvíos a subir y a bajar cometidos por la central para cada hora del año. Son las mismas distribuciones que los desvíos totales de la eólica pero escalados a la central y durante todo el año.



**Figura 5.4 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar Modificados de la Central Eólica en MWh**



*Figura 5.5 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir Modificados de la Central Eólica en MWh*

Tras aplicar los factores correspondientes a cada año se obtiene el resultado expuesto (*figuras 5.4 y 5.5*), con la estrategia ya comentada de trasladar desvíos a subir hacia la izquierda y desvíos a bajar hacia la derecha.

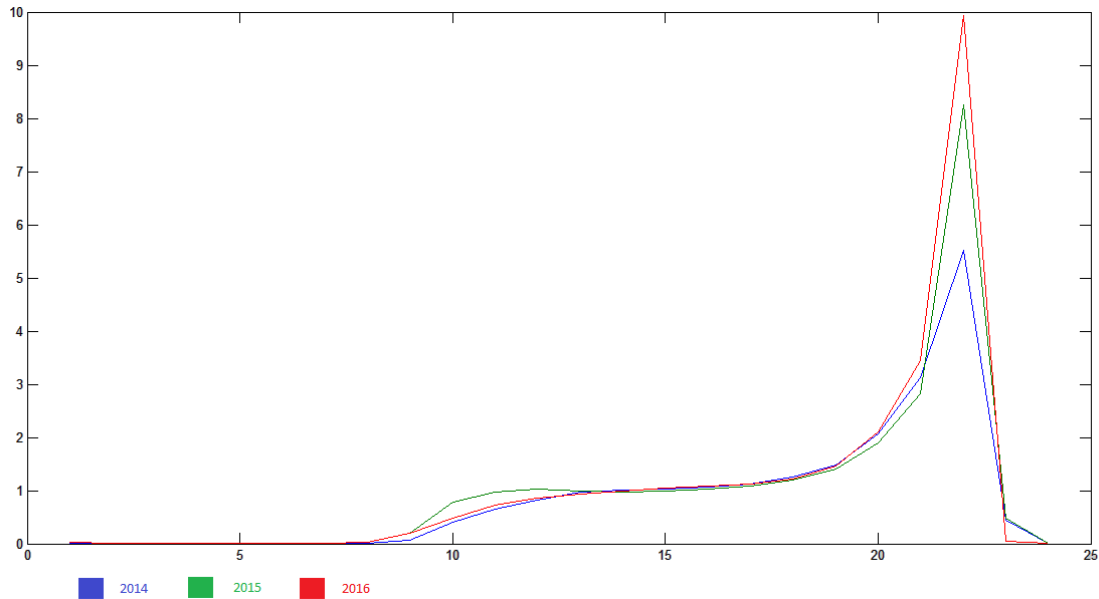
De hecho, si se comparan las nuevas distribuciones con las de los desvíos globales (*figuras 4.61 y 4.63*) y las de los desvíos de la demanda (*figuras 4.62 y 4.64*), se comprueba que son contrarias a estas, produciendo desvíos a bajar cuando la demanda los comete a subir y viceversa, constatando todo lo comentado hasta el momento.

En cuanto a las conclusiones de esta simulación, cabe decir que no tiene mucho sentido de hablar de ahorro en 2014 y 2015 ya que fueron años con comportamientos anómalos tanto para la eólica como para la demanda, aun así, al no haber problemas en la demanda de 2014, los resultados de los factores para este año si tienen coherencia y junto con los de 2016, se pueden tener en cuenta para los años posteriores.

Para 2016, las pérdidas por desvíos para la central ascienden a 91.872 € y el ahorro conseguido aplicando los factores de 2016 es del 7,25 %. En caso de haberse usado los factores del año 2014, este ahorro se reduce a un 5 %. No resulta un gran ahorro pero hay que tener en cuenta varios aspectos. En primer lugar que debido a sucesos extraordinarios en 2014 y 2015, los desvíos eólicos han ido evolucionando. Y en segundo lugar, que se trata de un caso de una central hipotética con un análisis con datos anuales y muy generales. Se ha visto que el sistema se comporta de manera distinta en épocas distintas, con lo que puede hacer el mismo análisis para distintas épocas del año y haciendo un seguimiento de la evolución de la demanda hasta el momento, ajustando más los resultados y obteniendo mayores ahorros.

## 5.2. CENTRAL FOTOVOLTAICA

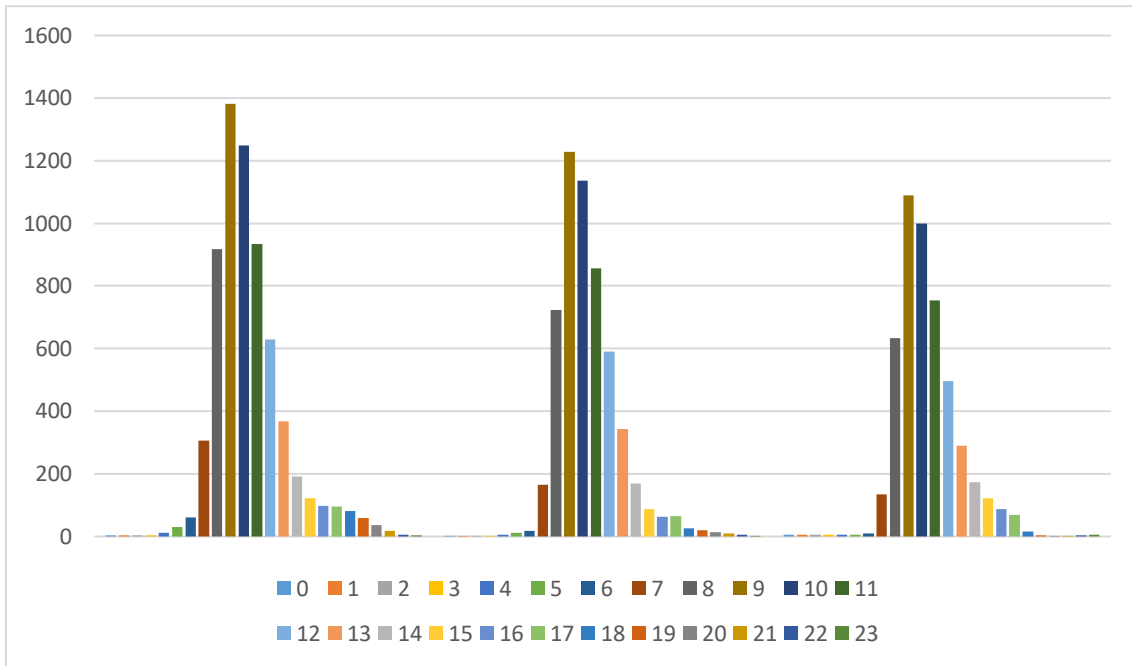
En el caso de la energía fotovoltaica es más claro el resultado y más sencillo de obtener una mejora, ya que se trata de una energía cuyos desvíos se producen cada año casi de la misma manera, coincidiendo además la zona de desvíos a bajar con horas más tempranas y los desvíos a subir con horas más tardías, siendo estas zonas las de mayores costes para ambos.



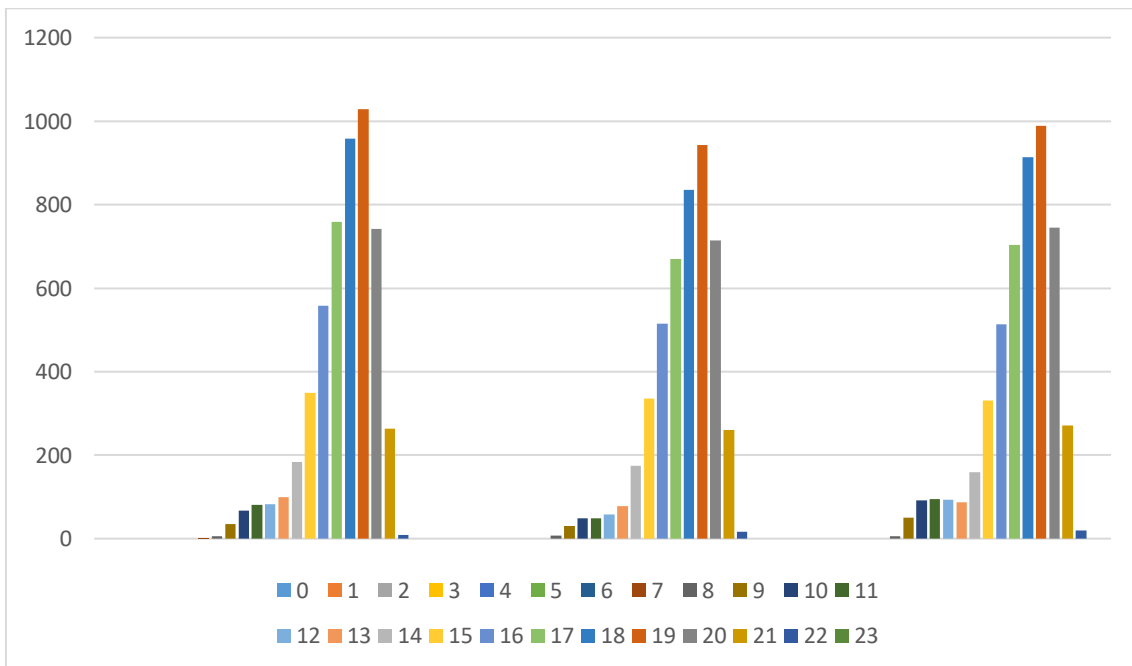
*Figura 5.6 - Factores de Optimización de las Ofertas para Generación Fotovoltaica*

El resultado obtenido para los factores es el esperado y varía muy poco de un año a otro. El único aspecto a tener en cuenta es que, para los datos de programación en horas del día donde no hay sol y la generación fotovoltaica es muy cercana al cero, Red Eléctrica hay veces que no los aporta, aun habiendo cierta generación por muy pequeña que sea.

Para poder trabajar con los datos de programación se han tenido que incluir ceros en esos lugares donde no existían datos, con lo que los factores de los extremos de la curva pueden resultar desproporcionados. Esto es debido a que, por ejemplo, en muchos de esos huecos donde se ha introducido un "0", ha podido coincidir con una hora cuya generación real fue de 20 MW en todo el sistema y esto hace que los factores aumenten de manera excesiva. Aun así, el error cometido en el cálculo del ahorro debido a la inclusión de estos factores desproporcionados es mínimo, ya que las cantidades de energía que se manejan en esas horas son pequeñas, con lo que el resultado del ahorro final no varía significativamente.



**Figura 5.7 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Central Fotovoltaica en MWh**



**Figura 5.8 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Central Fotovoltaica en MWh**

Ya se vio como se producían los desvíos de la generación fotovoltaica (*figuras 4.57 y 4.58*) y los de la central (*figuras 5.7 y 5.8*) corresponden a la misma distribución como es de suponer pero cambiando sus valores de energía.



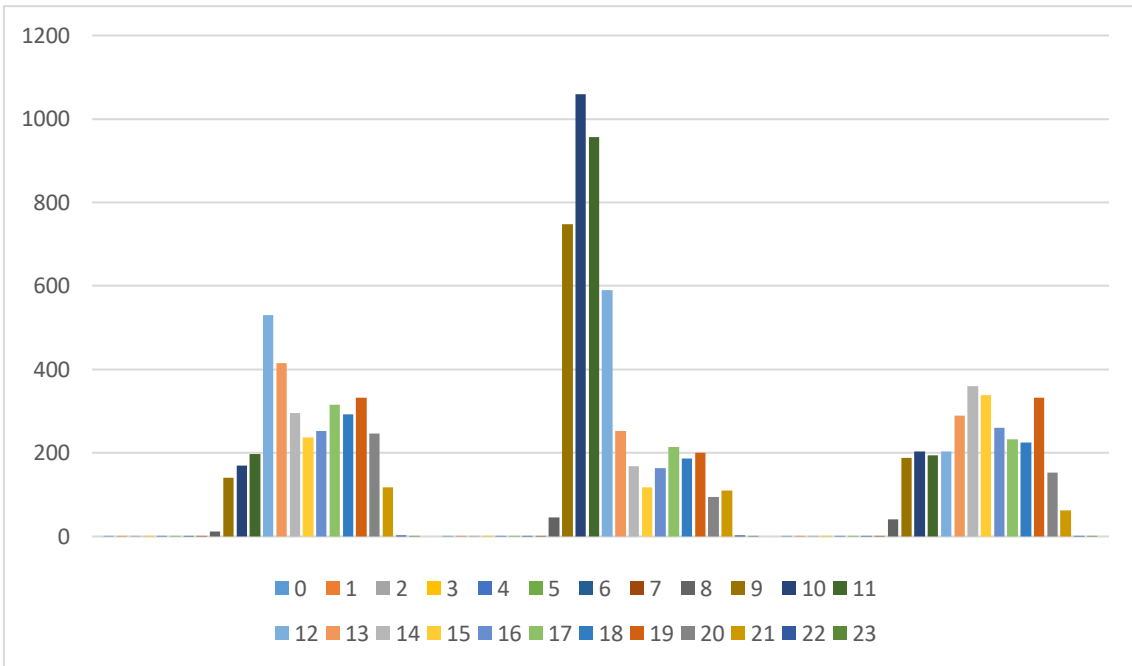


Figura 5.9 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar Modificados de la Central Fotovoltaica en MWh

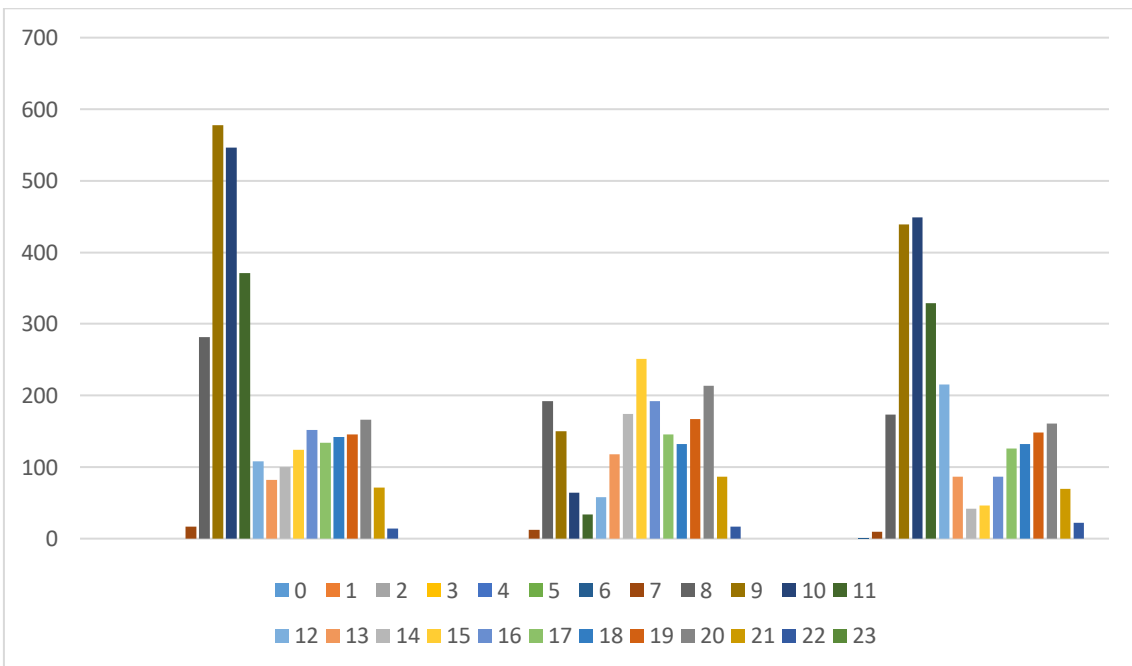


Figura 5.10 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir Modificados de la Central Fotovoltaica en MWh

Con la aplicación de los factores de cada año se modifican las distribuciones del modo visto, disminuyéndose de manera considerable los desvíos cometidos y desplazándolos de sus períodos de mayor coste. También se observa que las puntas tanto de desvíos a bajar como a subir, coinciden con las de los desvíos contrarios de la demanda y del sistema tal como ocurría con la eólica.

Tras la obtención de estos resultados cabe preguntarse, por qué la fotovoltaica sigue cometiendo tal cantidad de desvíos en la realidad, ya que las curvas que se producen años tras año son repetitivas y la estrategia de modificación de las ofertas es clara.

Para el caso simulado en el que a cada año se le ha aplicado los factores que lo optimizan a sí mismo, el ahorro resultante es el obtenido en la siguiente tabla.

COSTES TOTALES	REALES (€)	MODIFICADOS (€)	AHORRO (€)	AHORRO (%)
2014	56.292	28.469	27.822	49,4
2015	42.416	29.052	13.364	31,5
2016	32.188	17.755	14.432	44,8
TOTAL	130.897	75.277	55.619	42,5

*Tabla 5.1 - Resultados de la Simulación para la Central Fotovoltaica con Factores que Optimizan cada Año*

Como se puede ver, la disminución de pérdidas es considerable, llegando a alcanzar casi el 50 % en 2014. Aun así, estos resultados no son del todo reales porque a cada año se le aplica los factores que lo optimizan con lo que el ahorro es máximo. Si en lugar de hacer esto, se aplica a todos los años los factores de 2014, los resultados pueden ser más realistas.

COSTES TOTALES	REALES (€)	MODIFICADOS (€)	AHORRO (€)	AHORRO (%)
2014	56.292	28.469	27.822	49,4
2015	42.416	36.190	6.226	14,7
2016	32.188	18.616	13.572	42,2
TOTAL	130.897	83.276	47.621	36,4

*Tabla 5.2 - Resultados de la Simulación para la Central Fotovoltaica con Factores que Optimizan a 2014*

Como se ve, aun aplicando a todos los años los factores de 2014, el ahorro es considerable, y más aún si no se tienen en cuenta los resultados de 2015 debido a la situación extraordinaria ya comentada. El ahorro de 2016 disminuye únicamente de un 44,8 % a un 42,2 %, con lo que, tanto los factores de 2014 como los de 2016 ofrecen una buena aproximación de lo que habría que llevar a cabo en los años sucesivos. Aún se podría afinar más si se realizase el estudio de manera estacional, clasificando las épocas por cantidad de radiación solar.

## **6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS**

Con todo esto, tras la realización del análisis y con los datos obtenidos de las simulaciones, se concluye con una serie de ideas principales.

Se ha visto como los desvíos mueven una gran cantidad de dinero a nivel global y que para el caso concreto de un productor eólico o fotovoltaico, esto puede suponer una pérdida anual importante.

También se ha observado, que mediante la obtención y observación de datos de años pasados, se pueden desarrollar estrategias que, sin ningún coste para la central, pueden minimizar estas pérdidas. Esto último, es posible gracias a que como se ha podido comprobar, año tras año hay patrones que se repiten, pero del mismo modo se ha visto que pueden darse situaciones extraordinarias que modifiquen estos patrones. Estas situaciones extraordinarias no resultan ser aleatorias, sino que responden a hechos que las justifican.

Por todo ello, un seguimiento continuado de los datos que dan información acerca de los desvíos y un conocimiento de los posibles cambios legislativos o retributivos que se puedan producir, son necesarios si se pretende reducir eficazmente los sobrecostes ocasionados.

De aquí en adelante, se puede esperar que se sigan reduciendo de manera global los desvíos, mejorando las predicciones y aumentando el apantallamiento de unos desvíos con otros al mejorar el conocimiento sobre como cometen desvíos los distintos factores implicados. Habrá que tener en cuenta los futuros cambios que se producen en el comportamiento de la demanda y un concepto que cada vez cobra más importancia, el control activo de la demanda.

## **7. BIBLIOGRAFÍA**

La totalidad de la bibliografía consultada para el desarrollo del proyecto se encuentra en los Procedimientos de Operación de Red Eléctrica, concretamente los que se enumeran a continuación:

- P.O.1.5 Establecimiento de la Reserva para la Regulación Frecuencia-Potencia
- P.O.2.1 Previsión de la Demanda
- P.O.3.1 Programación de la Generación
- P.O.3.2 Restricciones Técnicas
- P.O.3.3 Gestión de Desvíos
- P.O.7.2 Regulación Secundaria
- P.O.7.3 Regulación Terciaria
- P.O.14.4 Derechos de Cobro y Obligaciones de Pago por los Servicios de Ajuste del Sistema

# *Anexo*

## **ÍNDICE DE GRÁFICOS DEL ANEXO**

### **A. 1. PRECIO DE LOS DESVÍOS**

<b>Anexo 1</b> - Evolución Anual Precios Desvíos a Bajar €/MWh 2014.....	99
<b>Anexo 2</b> - Evolución Anual Precios Desvíos a Subir €/MWh 2014.....	99
<b>Anexo 3</b> - Evolución Anual Precios Desvíos a Bajar €/MWh 2015.....	99
<b>Anexo 4</b> - Evolución Anual Precios Desvíos a Subir €/MWh 2015.....	100
<b>Anexo 5</b> - Evolución Anual Precios Desvíos a Bajar €/MWh 2016.....	100
<b>Anexo 6</b> - Evolución Anual Precios Desvíos a Subir €/MWh 2016.....	100
<b>Anexo 7</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh 2014 .....	101
<b>Anexo 8</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh 2014 .....	101
<b>Anexo 9</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Enero-Diciembre 2014 .....	101
<b>Anexo 10</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir Enero-Diciembre €/MWh 2014 .....	101
<b>Anexo 11</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Julio-Agosto 2014 .....	102
<b>Anexo 12</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Julio-Agosto 2014 .....	102
<b>Anexo 13</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh 2015 .....	102
<b>Anexo 14</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh 2015 .....	102
<b>Anexo 15</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Enero-Diciembre 2015 .....	103
<b>Anexo 16</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Enero-Diciembre 2015 .....	103
<b>Anexo 17</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Julio-Agosto 2015 .....	103
<b>Anexo 18</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Julio-Agosto 2015 .....	103
<b>Anexo 19</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh 2016 .....	104
<b>Anexo 20</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh 2016 .....	104
<b>Anexo 21</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Enero-Diciembre 2016 .....	104
<b>Anexo 22</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Enero-Diciembre 2016 .....	104

### **A. 2. DESVÍO DEL SISTEMA**

<b>Anexo 23</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Julio-Agosto 2016 .....	105
<b>Anexo 24</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Julio-Agosto 2016 .....	105
<b>Anexo 25</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh 2017 .....	105
<b>Anexo 26</b> - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh 2017 .....	105
<b>Anexo 27</b> - Evolución y Tendencia Anual de la Producción de los Mecanismos de Regulación MW 2014.....	106
<b>Anexo 28</b> - Evolución y Tendencia Anual de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MW 2014.....	106
<b>Anexo 29</b> - Evolución y Tendencia Anual de la Producción de los Mecanismos de Regulación MW 2015.....	106
<b>Anexo 30</b> - Evolución y Tendencia Anual de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MW 2015.....	107
<b>Anexo 31</b> - Evolución y Tendencia Anual de la Producción de los Mecanismos de Regulación MW 2016.....	107
<b>Anexo 32</b> - Evolución y Tendencia Anual de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MW 2016.....	107

<b>Anexo 33</b> - Distribución Anual de la Producción de los Mecanismos de Regulación MWh 2014,2015 y 2016 .....	108
<b>Anexo 34</b> - Distribución Anual de los Costes de Producción de los Mecanismos de Regulación € 2014,2015 y 2016 .....	108
<b>Anexo 35</b> - Distribución Anual de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MWh 2014,2015 y 2016 .....	108
<b>Anexo 36</b> - Distribución Anual de los Costes de Reducción de los Mecanismos de Regulación € 2014,2015 y 2016 .....	109
<b>Anexo 37</b> - Energía Media Horaria de la Producción de los Mecanismos de Regulación MWh 2014,2015 y 2016 .....	109
<b>Anexo 38</b> - Coste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación € 2014,2015 y 2016 .....	109
<b>Anexo 39</b> - Energía Media Horaria de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MWh 2014,2015 y 2016 .....	110
<b>Anexo 40</b> – Coste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación € 2014,2015 y 2016 .....	110
<b>Anexo 41</b> - Energía Media Horaria de la Producción de los Mecanismos de Regulación MWh Enero-Diciembre 2014,2015 y 2016 .....	110
<b>Anexo 42</b> – Coste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación € Enero-Diciembre 2014,2015 y 2016.....	111
<b>Anexo 43</b> - Energía Media Horaria de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MWh Enero-Diciembre 2014,2015 y 2016 .....	111
<b>Anexo 44</b> – Coste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación € Enero-Diciembre 2014,2015 y 2016.....	111
<b>Anexo 45</b> - Energía Media Horaria de la Producción de los Mecanismos de Regulación MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016.....	112
<b>Anexo 46</b> – Coste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación € Julio-Agosto 2014,2015 y 2016.....	112
<b>Anexo 47</b> - Energía Media Horaria de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016.....	112
<b>Anexo 48</b> – Coste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación € Julio-Agosto 2014,2015 y 2016.....	113

### **A. 3. DESVÍO DE LA DEMANDA**

<b>Anexo 49</b> - Distribución Anual de la Demanda Peninsular MWh 2014,2015 y 2016 .....	114
<b>Anexo 50</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Demanda MWh 2014,2015 y 2016 .....	114
<b>Anexo 51</b> – Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Bajar de la Demanda € 2014,2015 y 2016.....	114
<b>Anexo 52</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Demanda MWh 2014,2015 y 2016 .....	115
<b>Anexo 53</b> – Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Subir de la Demanda € 2014,2015 y 2016.....	115
<b>Anexo 54</b> - Demanda Media Horaria MWh 2014,2015 y 2016 .....	115

<b>Anexo 55</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda MWh 2014,2015 y 2015 .....	116
<b>Anexo 56</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Demanda € 2014,2015 y 2016 .	116
<b>Anexo 57</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda MWh 2014,2015 y 2016 .....	116
<b>Anexo 58</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Demanda € 2014,2015 y 2016 .	117
<b>Anexo 59</b> - Demanda Media Horaria MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	117
<b>Anexo 60</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda MWh Enero-Diciembre 2014,2015 y 2015 .....	117
<b>Anexo 61</b> – Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Demanda € Enero-Diciembre 2014,2015 y 2015 .....	118
<b>Anexo 62</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda MWh Enero-Diciembre 2014,2015 y 2015 .....	118
<b>Anexo 63</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Demanda € Enero-Diciembre 2014,2015 y 2015 .....	118
<b>Anexo 64</b> - Demanda Media Horaria MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016 .....	119
<b>Anexo 65</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016.....	119
<b>Anexo 66</b> – Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Demanda € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016 .....	119
<b>Anexo 67</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016.....	120
<b>Anexo 68</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Demanda € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016 .....	120

#### **A. 4. DESVÍO EÓLICO**

<b>Anexo 69</b> – Distribución Anual de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016 .....	121
<b>Anexo 70</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016.....	121
<b>Anexo 71</b> - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica € 2014, 2015 y 2016.....	121
<b>Anexo 72</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016.....	122
<b>Anexo 73</b> - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica € 2014, 2015 y 2016.....	122
<b>Anexo 74</b> - Generación Eólica Media Horaria MWh 2014, 2015 y 2016 .....	122
<b>Anexo 75</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016 .....	123
<b>Anexo 76</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica € 2014, 2015 y 2016 .....	123
<b>Anexo 77</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016 .....	123
<b>Anexo 78</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica € 2014, 2015 y 2016 .....	124



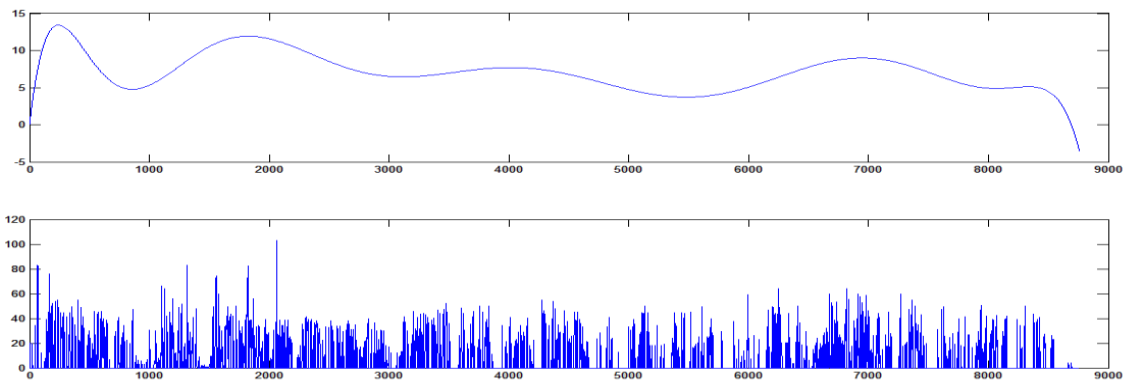
<b>Anexo 79</b> - Generación Eólica Media Horaria MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	124
<b>Anexo 80</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	124
<b>Anexo 81</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica € Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	125
<b>Anexo 82</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	125
<b>Anexo 83</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica € Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	125
<b>Anexo 84</b> - Generación Eólica Media Horaria MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016.....	126
<b>Anexo 85</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016 .....	126
<b>Anexo 86</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016.....	126
<b>Anexo 87</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016 .....	127
<b>Anexo 88</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016.....	127

#### **A. 5. DESVÍO FOTOVOLTAICO**

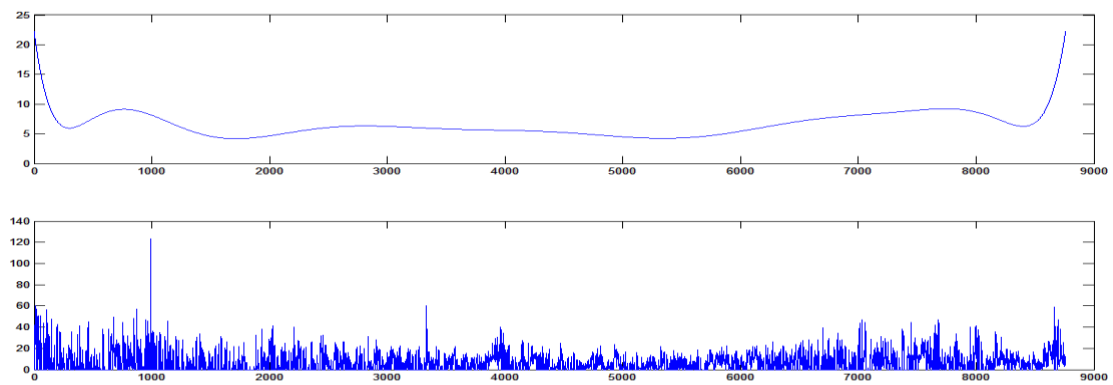
<b>Anexo 89</b> - Distribución Anual de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016 .....	128
<b>Anexo 90</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016 .....	128
<b>Anexo 91</b> - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica € 2014, 2015 y 2016 .....	128
<b>Anexo 92</b> - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016 .....	129
<b>Anexo 93</b> - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica € 2014, 2015 y 2016 .....	129
<b>Anexo 94</b> - Generación Fotovoltaica Media Horaria MWh 2014, 2015 y 2016 .....	129
<b>Anexo 95</b> - Energía Media de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016 .....	130
<b>Anexo 96</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica € 2014, 2015 y 2016 .....	130
<b>Anexo 97</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016.....	130
<b>Anexo 98</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica € 2014, 2015 y 2016 .....	131
<b>Anexo 99</b> - Generación Fotovoltaica Media Horaria MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	131
<b>Anexo 100</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	131
<b>Anexo 101</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica € Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	132

<b>Anexo 102</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	132
<b>Anexo 103</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica € Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016 .....	132
<b>Anexo 104</b> - Generación Fotovoltaica Media Horaria MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016..	133
<b>Anexo 105</b> - Energía Media de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016 .....	133
<b>Anexo 106</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016 .....	133
<b>Anexo 107</b> - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016.....	134
<b>Anexo 108</b> - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016 .....	134

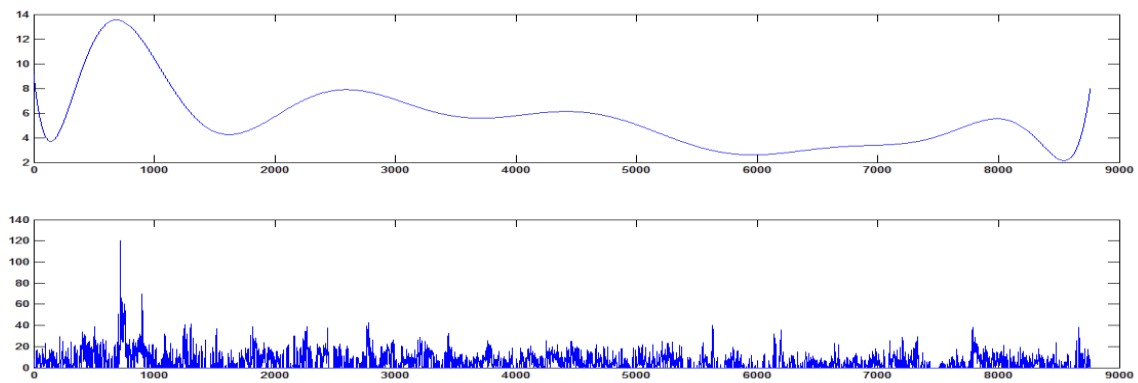
## A.1. PRECIO DE LOS DESVÍOS



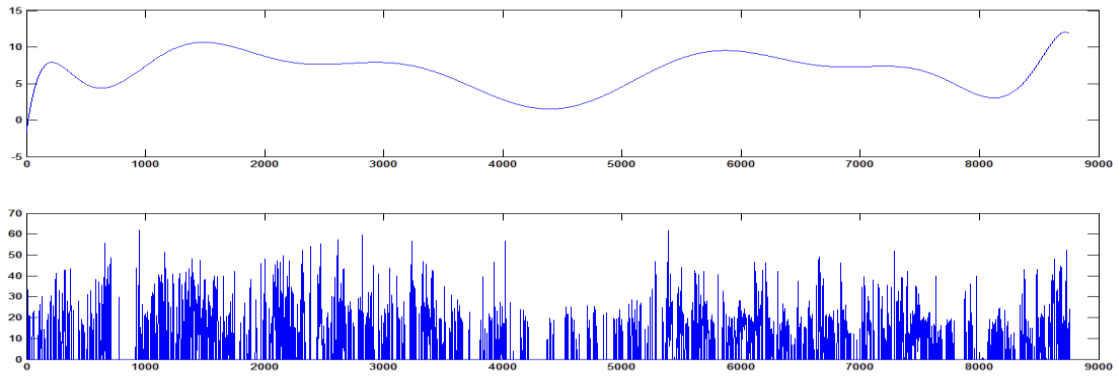
*Anexo 1 - Evolución Anual Precios Desvíos a Bajar €/MWh 2014*



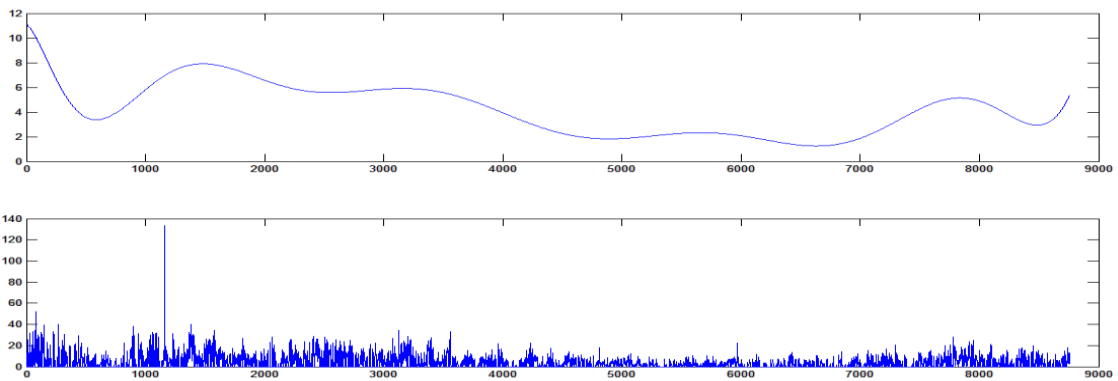
*Anexo 2 - Evolución Anual Precios Desvíos a Subir €/MWh 2014*



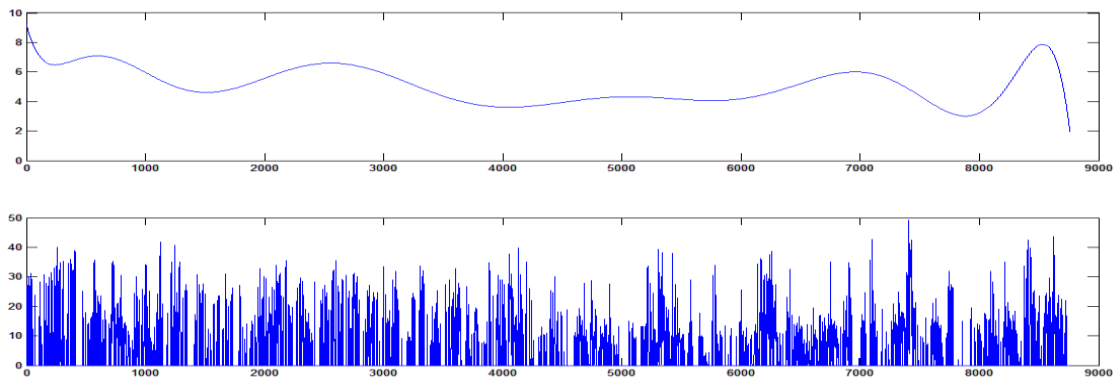
*Anexo 3 - Evolución Anual Precios Desvíos a Bajar €/MWh 2015*



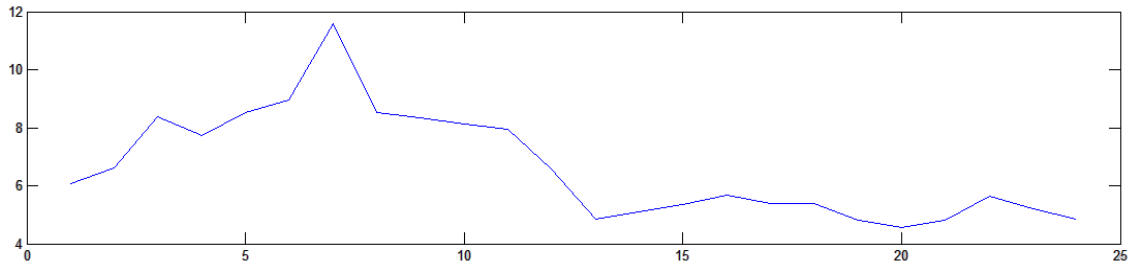
*Anexo 4 - Evolución Anual Precios Desvíos a Subir €/MWh 2015*



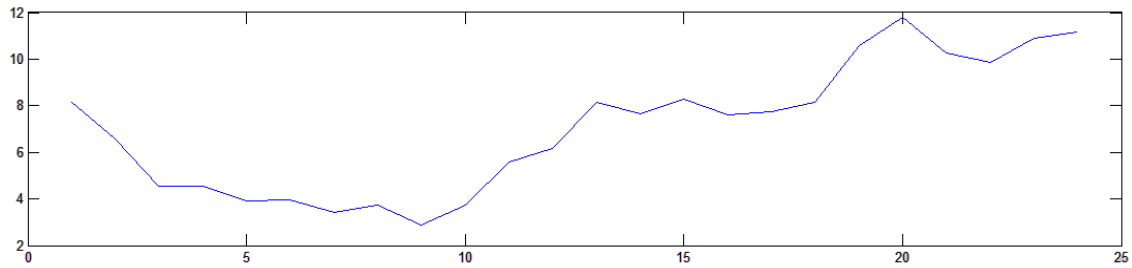
*Anexo 5 - Evolución Anual Precios Desvíos a Bajar €/MWh 2016*



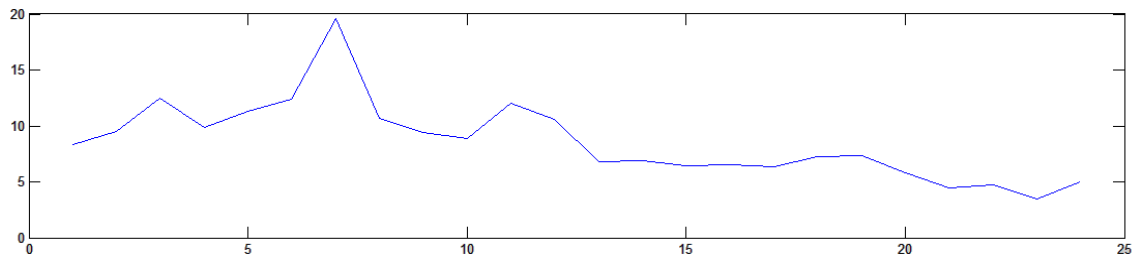
*Anexo 6 - Evolución Anual Precios Desvíos a Subir €/MWh 2016*



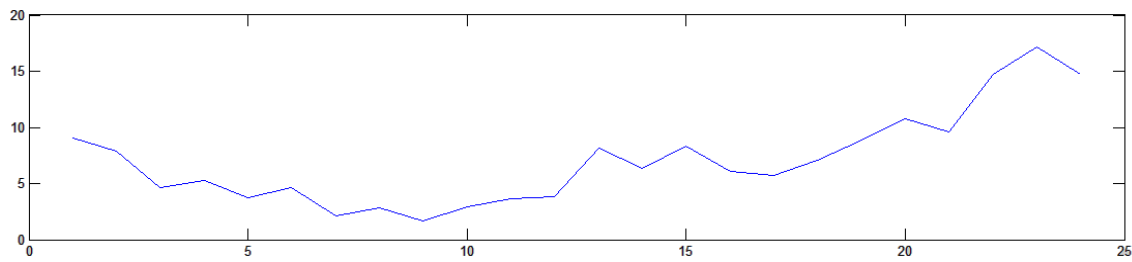
**Anexo 7 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh 2014**



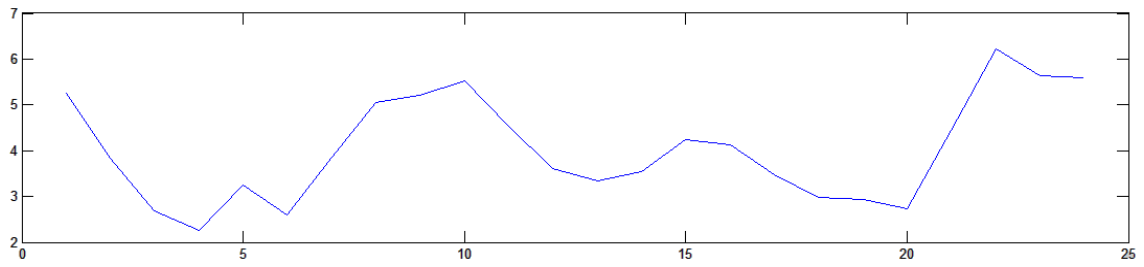
**Anexo 8 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh 2014**



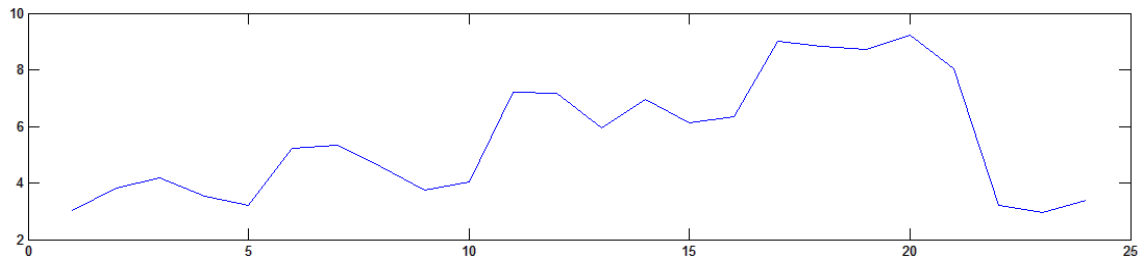
**Anexo 9 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Enero-Diciembre 2014**



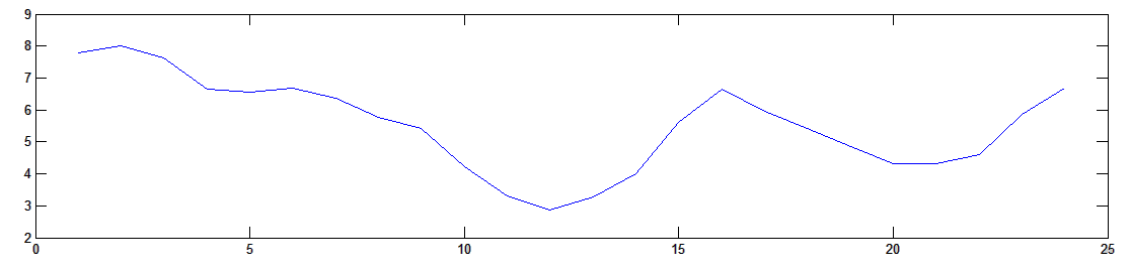
**Anexo 10 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir Enero-Diciembre €/MWh 2014**



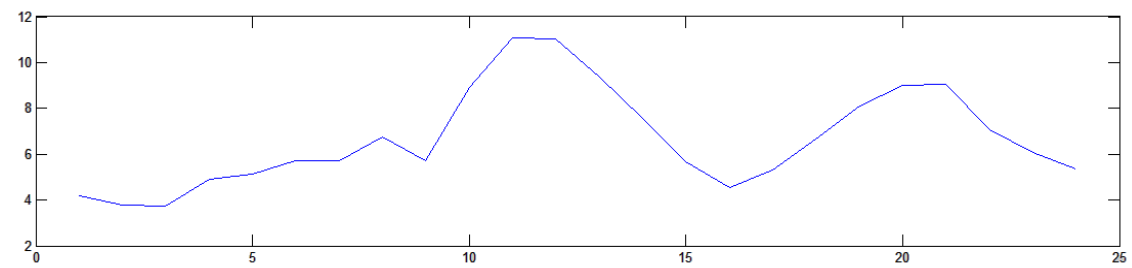
**Anexo 11 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Julio-Agosto 2014**



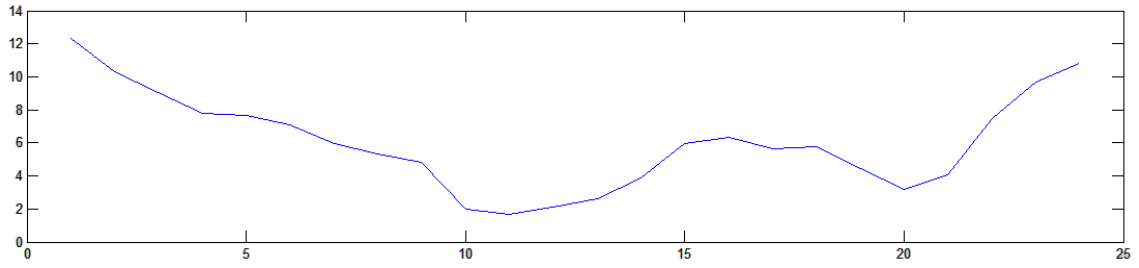
**Anexo 12 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Julio-Agosto 2014**



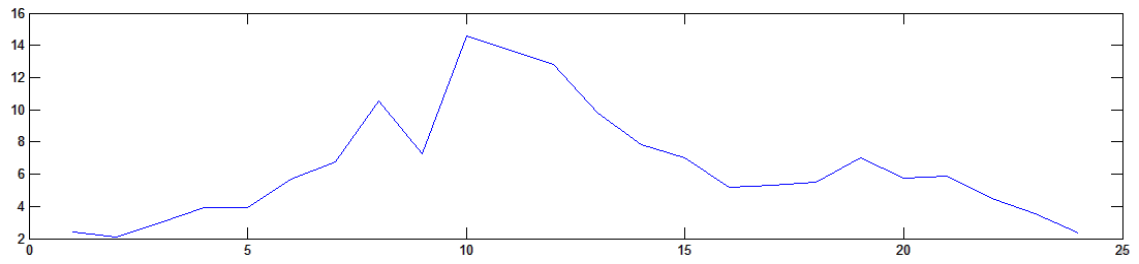
**Anexo 13 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh 2015**



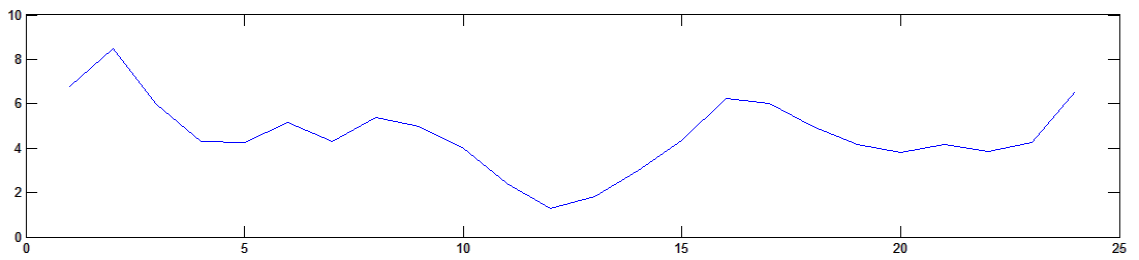
**Anexo 14 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh 2015**



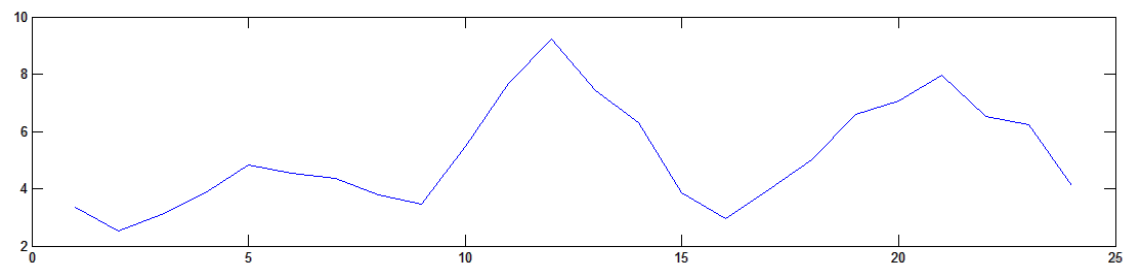
**Anexo 15 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Enero-Diciembre 2015**



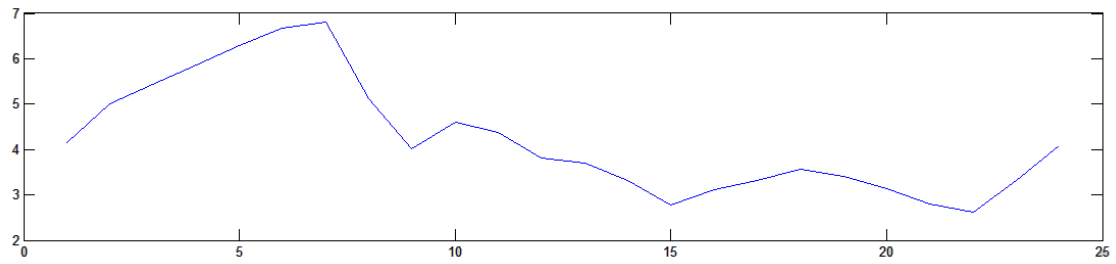
**Anexo 16 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Enero-Diciembre 2015**



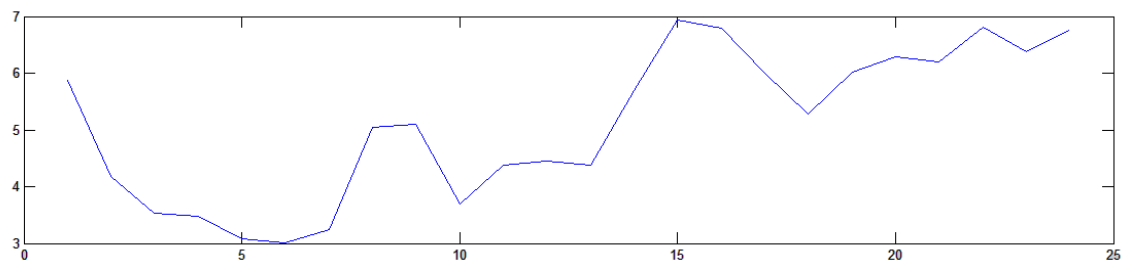
**Anexo 17 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Julio-Agosto 2015**



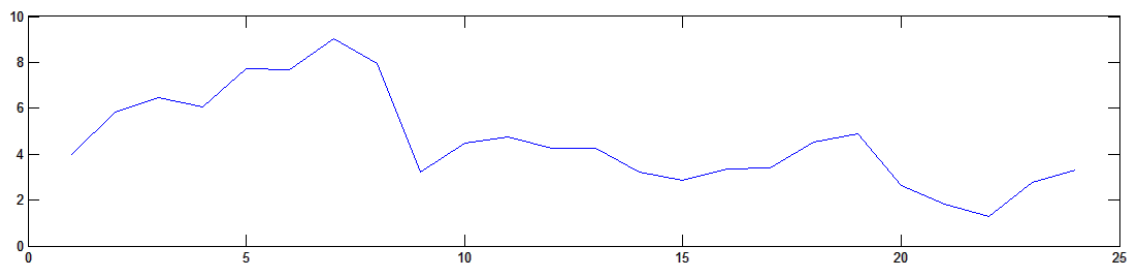
**Anexo 18 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Julio-Agosto 2015**



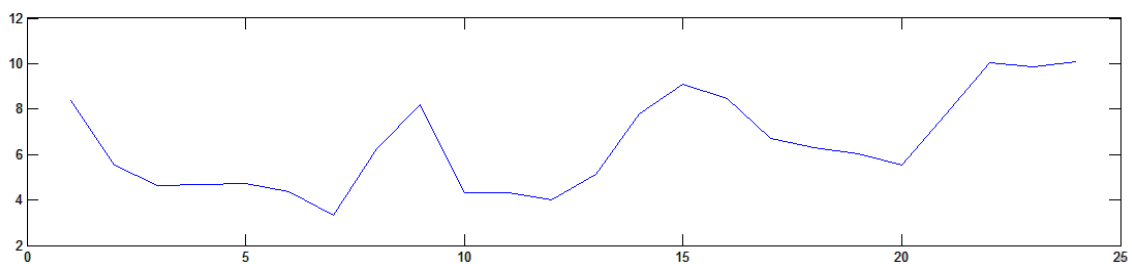
**Anexo 19 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh 2016**



**Anexo 20 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh 2016**

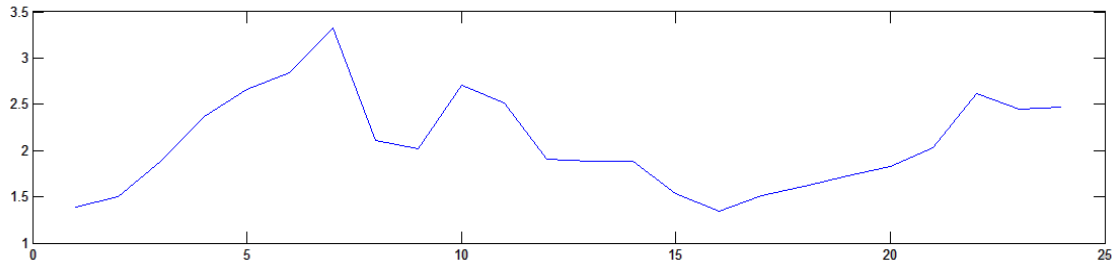


**Anexo 21 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Enero-Diciembre 2016**

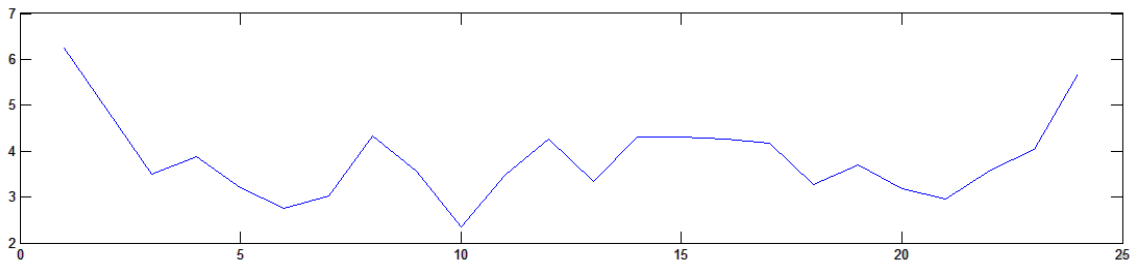


**Anexo 22 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Enero-Diciembre 2016**

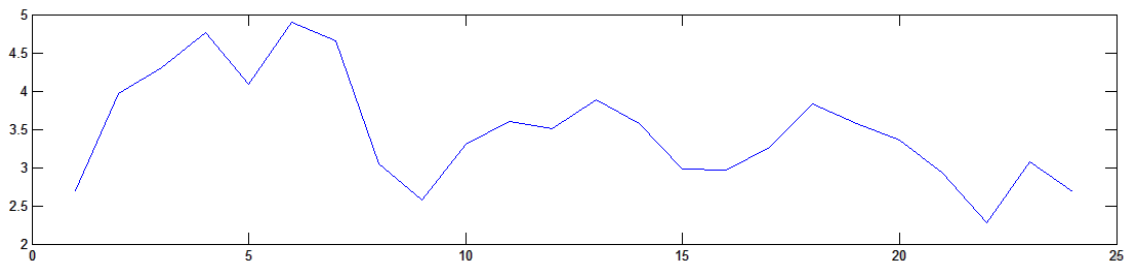




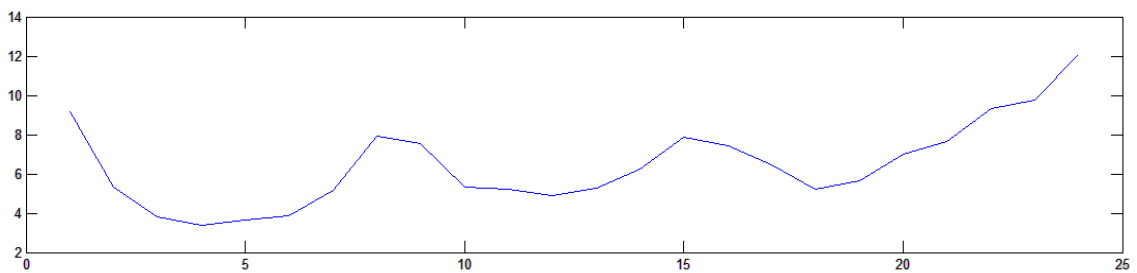
**Anexo 23 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh Julio-Agosto 2016**



**Anexo 24 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh Julio-Agosto 2016**

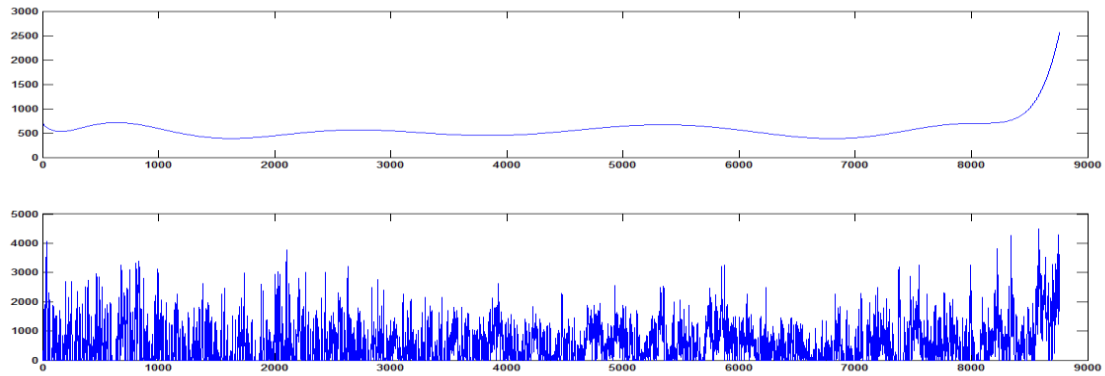


**Anexo 25 - Precio Medio Horario Desvíos a Bajar €/MWh 2017**

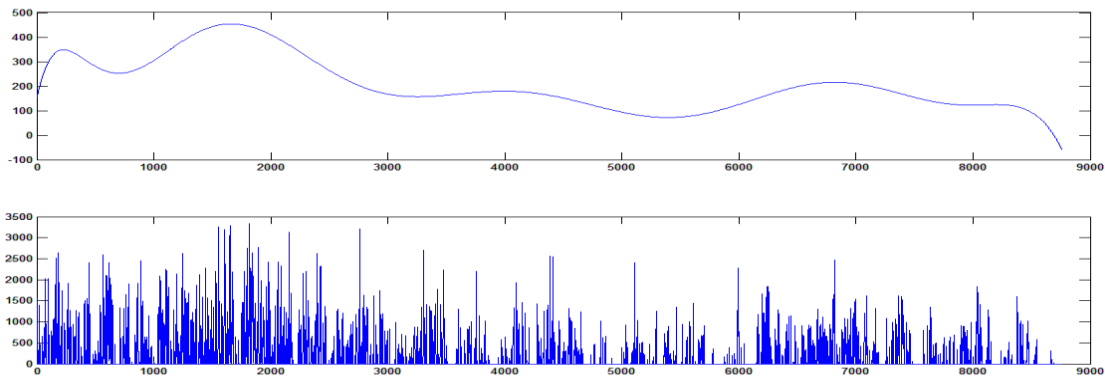


**Anexo 26 - Precio Medio Horario Desvíos a Subir €/MWh 2017**

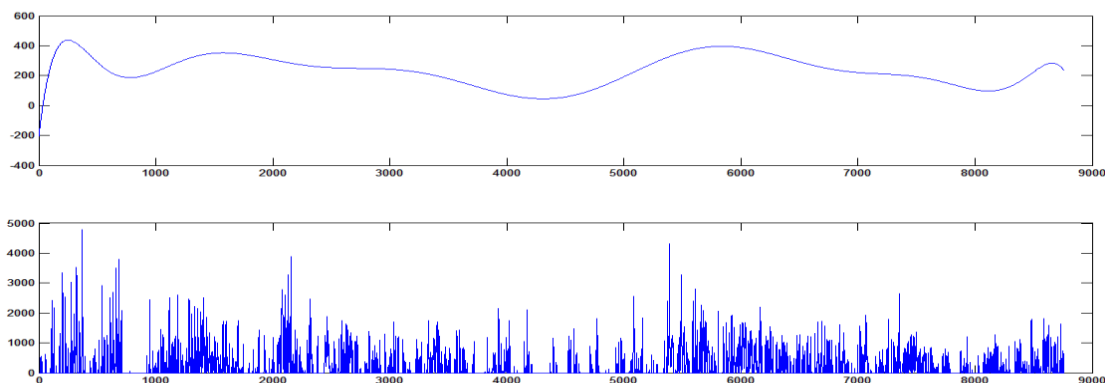
## A.2. DESVÍO DEL SISTEMA



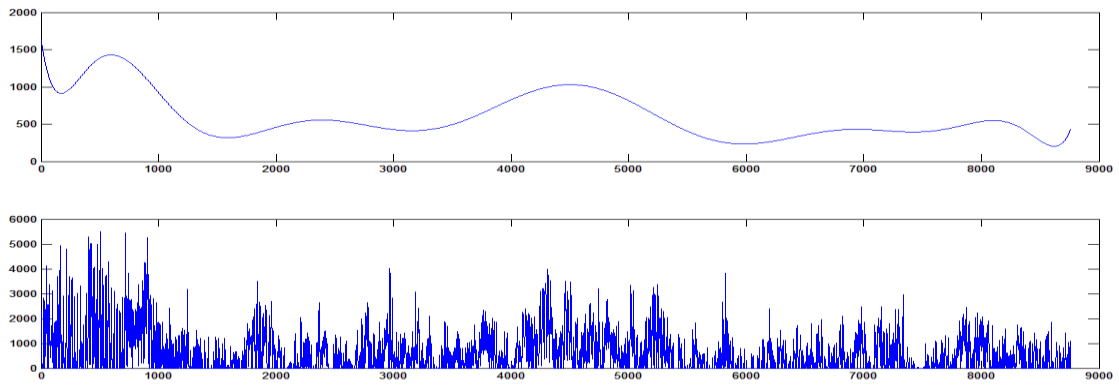
*Anexo 27 - Evolución y Tendencia Anual de la Producción de los Mecanismos de Regulación MW 2014*



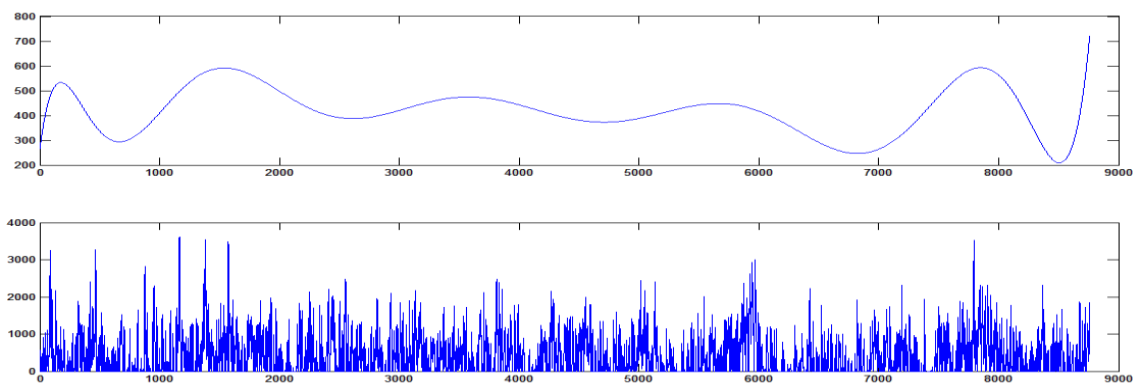
*Anexo 28 - Evolución y Tendencia Anual de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MW 2014*



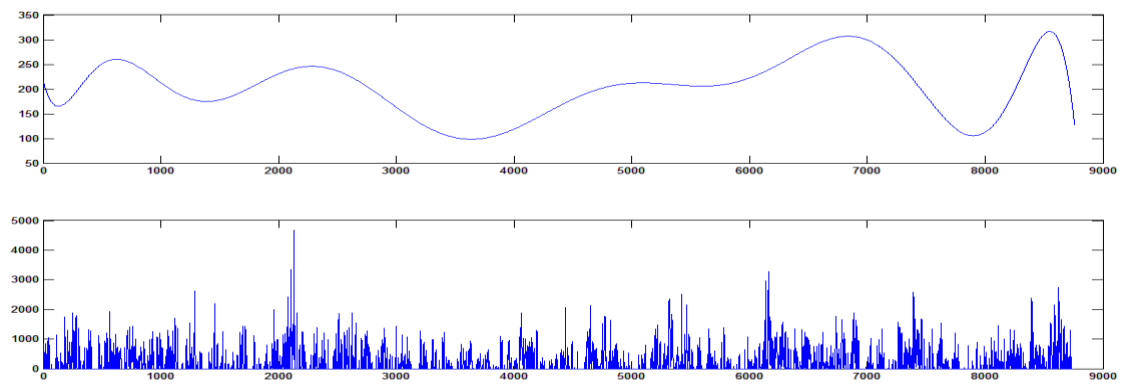
*Anexo 29 - Evolución y Tendencia Anual de la Producción de los Mecanismos de Regulación MW 2015*



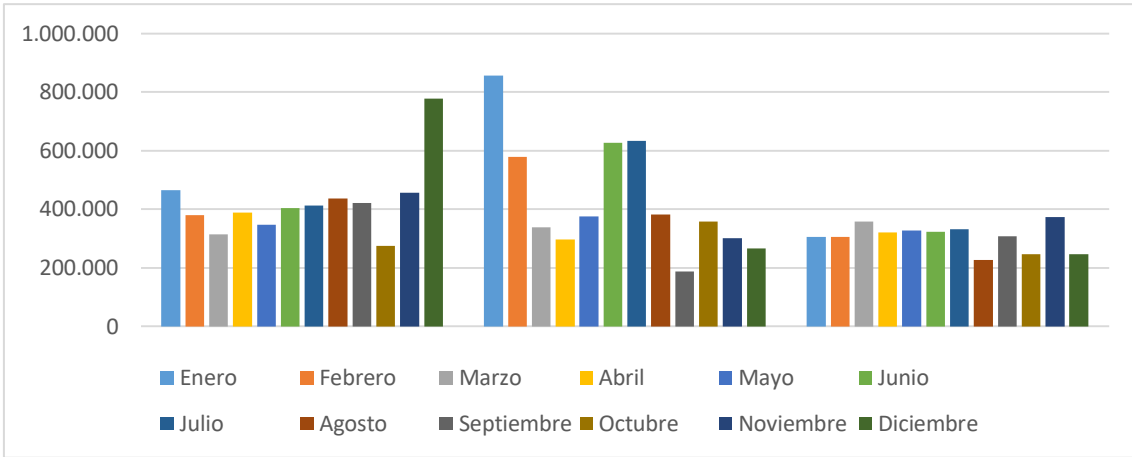
*Anexo 30 - Evolución y Tendencia Anual de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MW 2015*



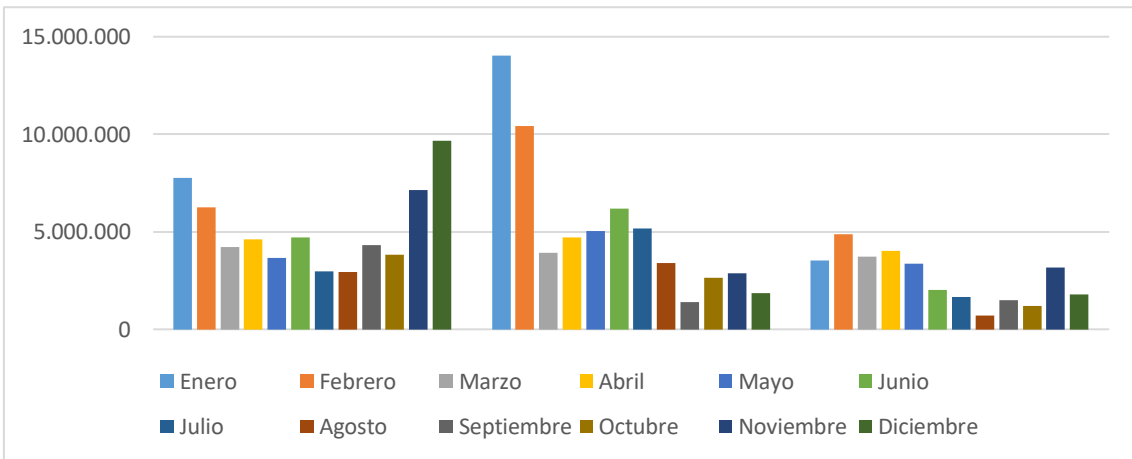
*Anexo 31 - Evolución y Tendencia Anual de la Producción de los Mecanismos de Regulación MW 2016*



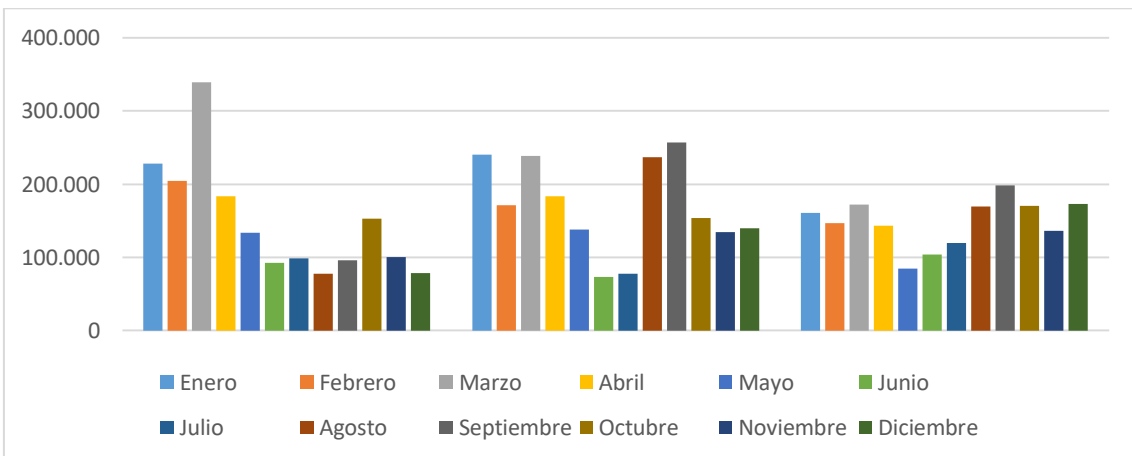
*Anexo 32 - Evolución y Tendencia Anual de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MW 2016*



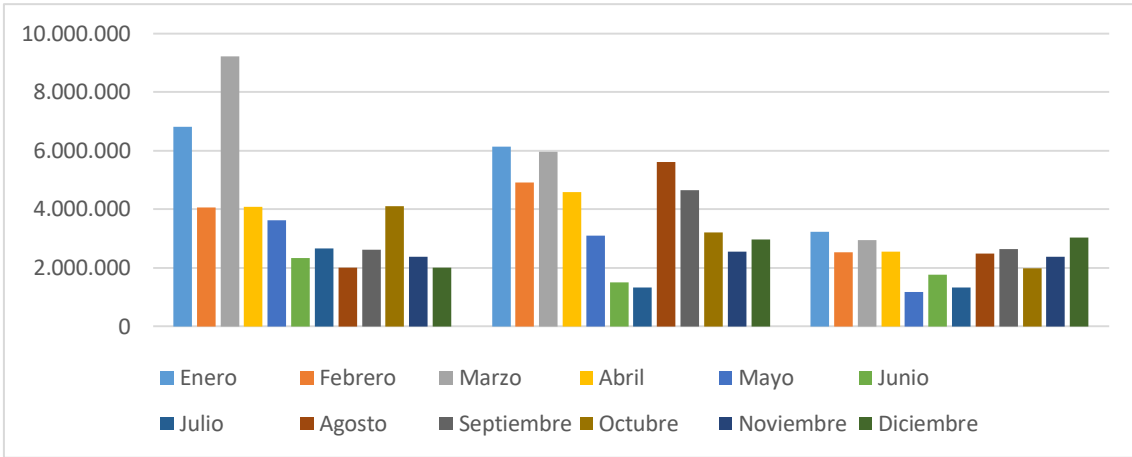
**Anexo 33 - Distribución Anual de la Producción de los Mecanismos de Regulación MWh 2014,2015 y 2016**



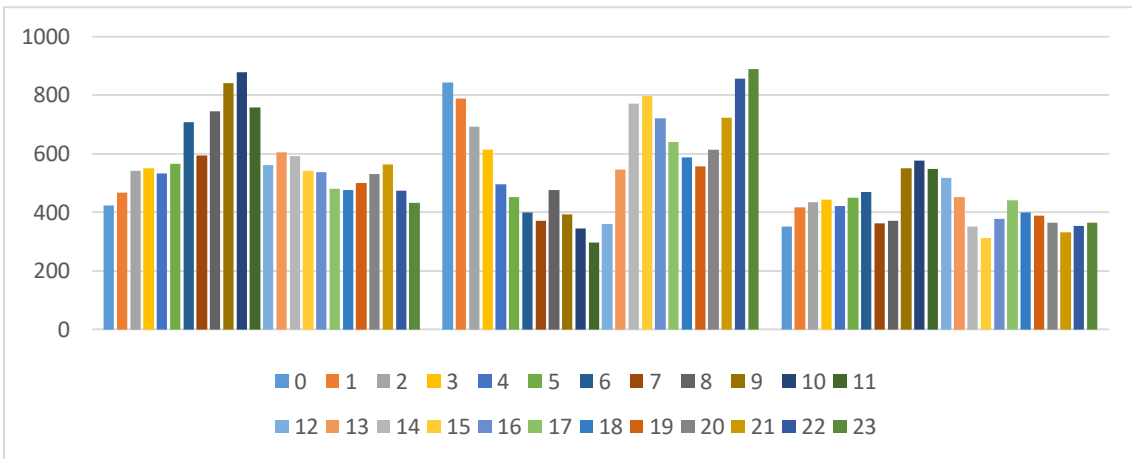
**Anexo 34 - Distribución Anual de los Costes de Producción de los Mecanismos de Regulación € 2014,2015 y 2016**



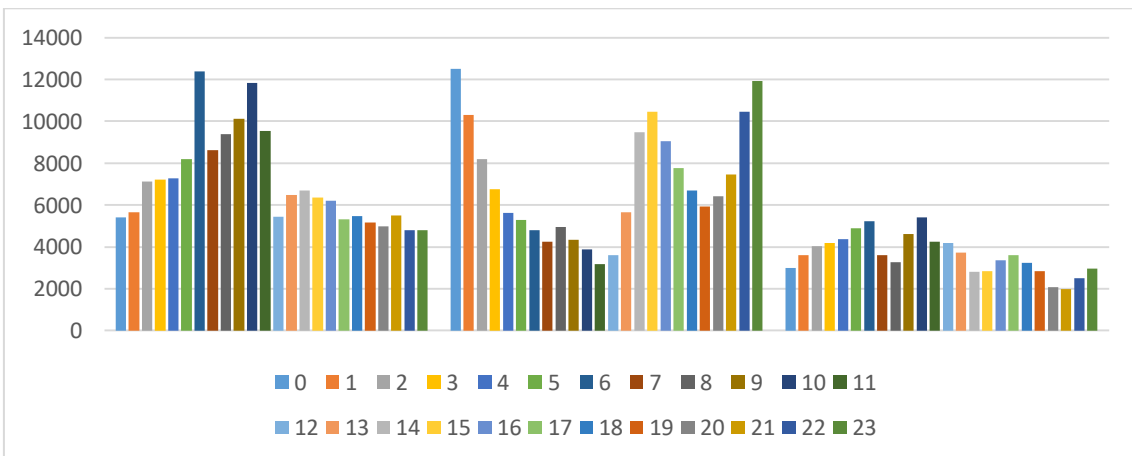
**Anexo 35 - Distribución Anual de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MWh 2014,2015 y 2016**



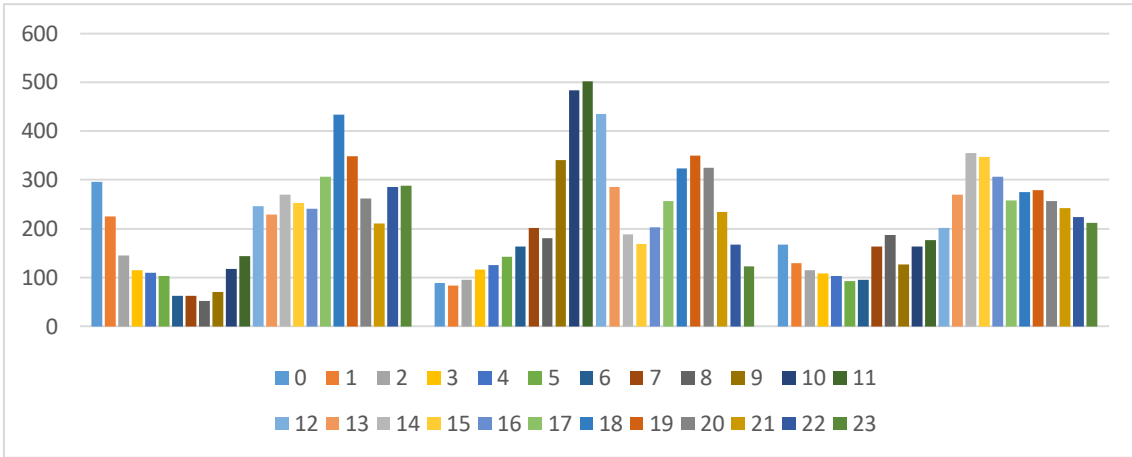
**Anexo 36** - Distribución Anual de los Costes de Reducción de los Mecanismos de Regulación € 2014,2015 y 2016



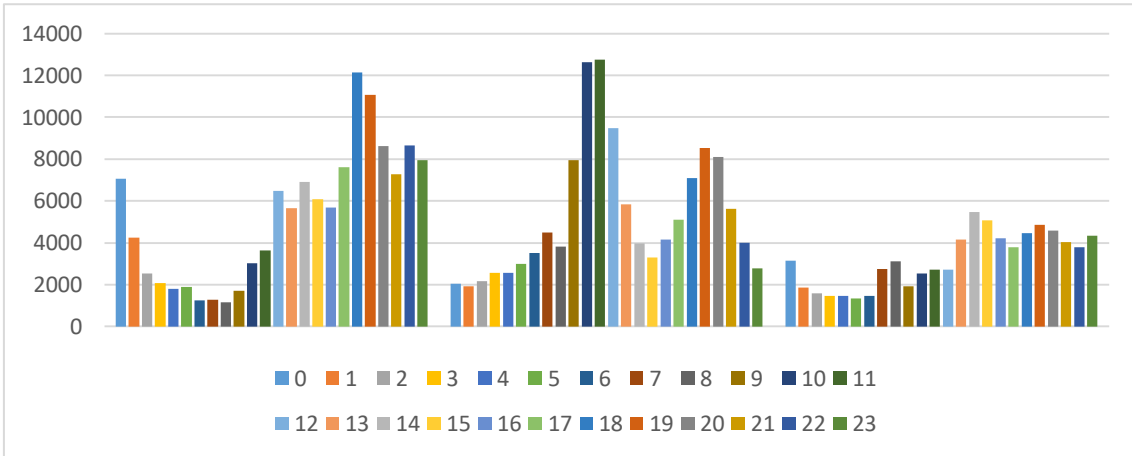
**Anexo 37** - Energía Media Horaria de la Producción de los Mecanismos de Regulación MWh 2014,2015 y 2016



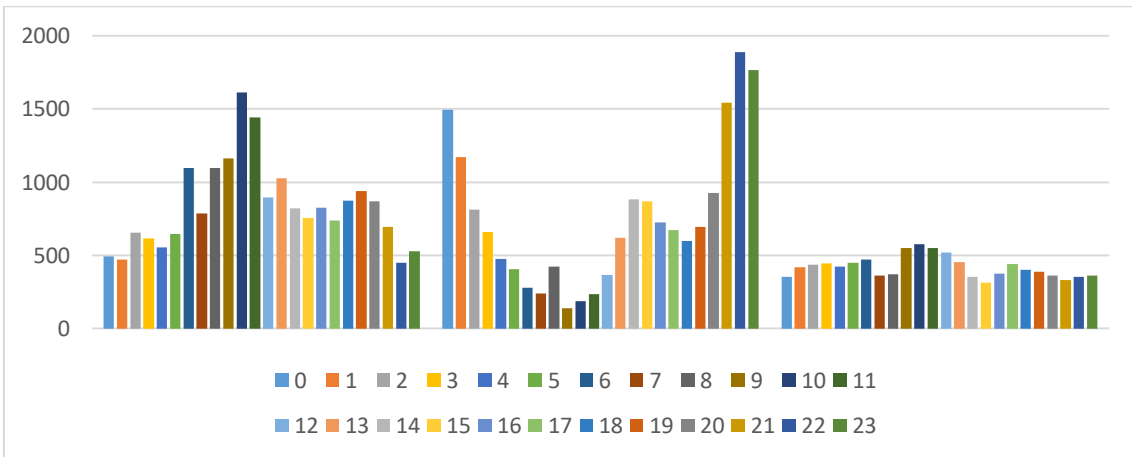
**Anexo 38** - Coste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación € 2014,2015 y 2016



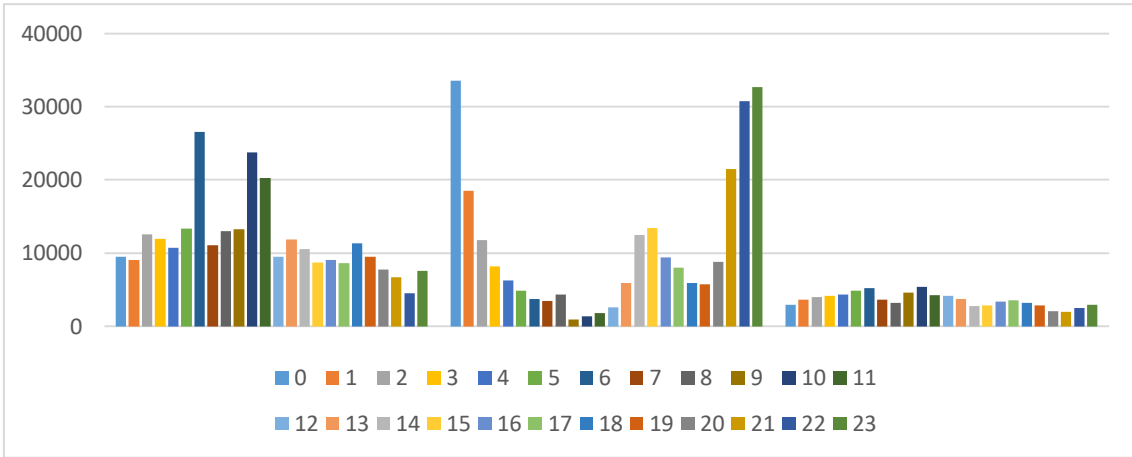
**Anexo 39 - Energía Media Horaria de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MWh 2014,2015 y 2016**



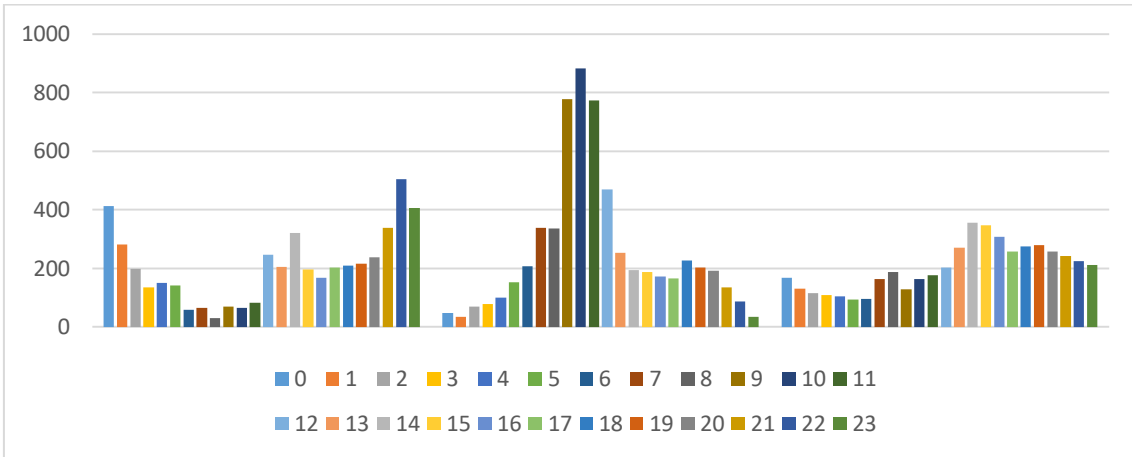
**Anexo 40 – Coste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación € 2014,2015 y 2016**



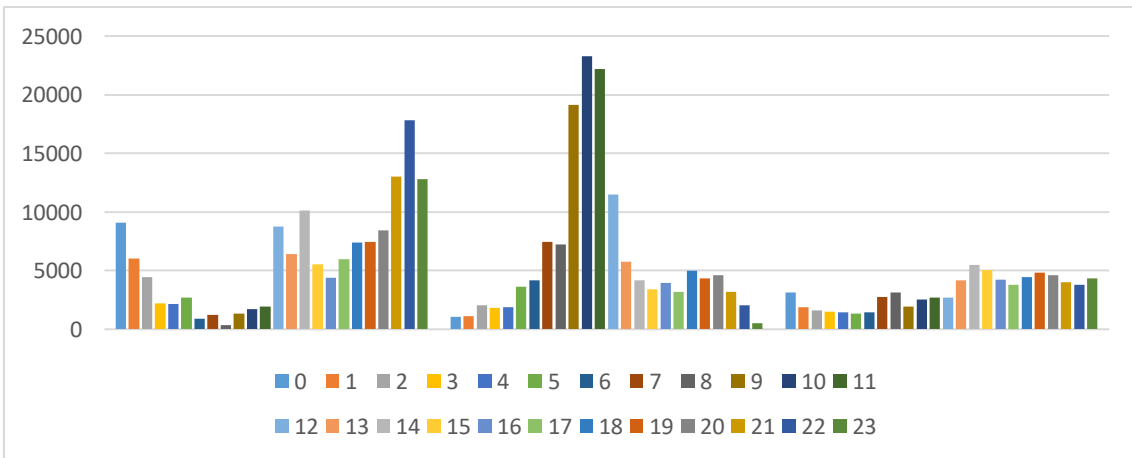
**Anexo 41 - Energía Media Horaria de la Producción de los Mecanismos de Regulación MWh Enero-Diciembre 2014,2015 y 2016**



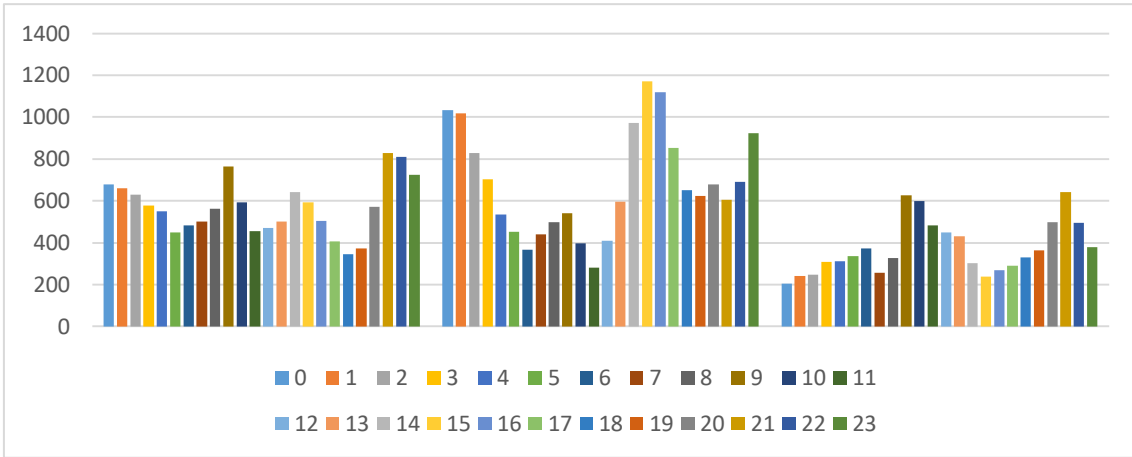
**Anexo 42 – Coste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación € Enero-Diciembre 2014,2015 y 2016**



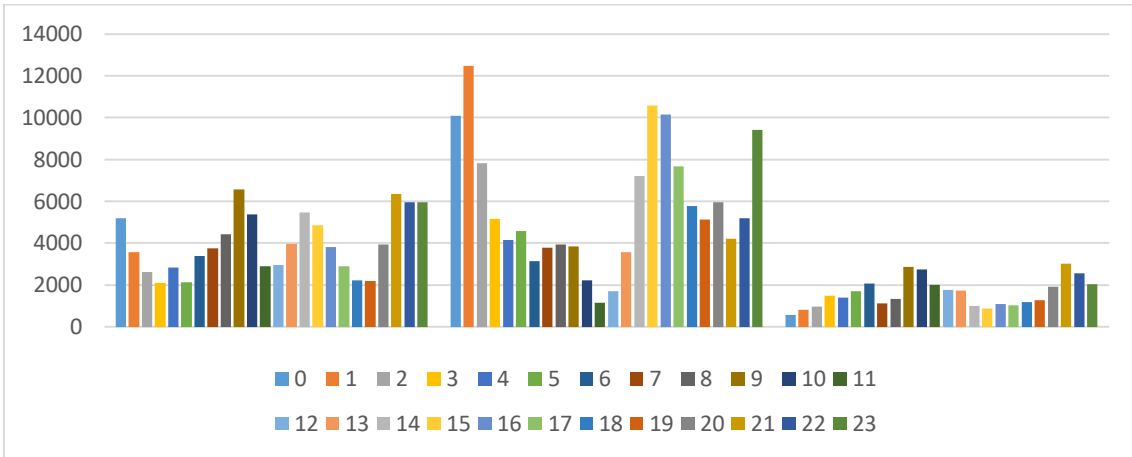
**Anexo 43 - Energía Media Horaria de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MWh Enero-Diciembre 2014,2015 y 2016**



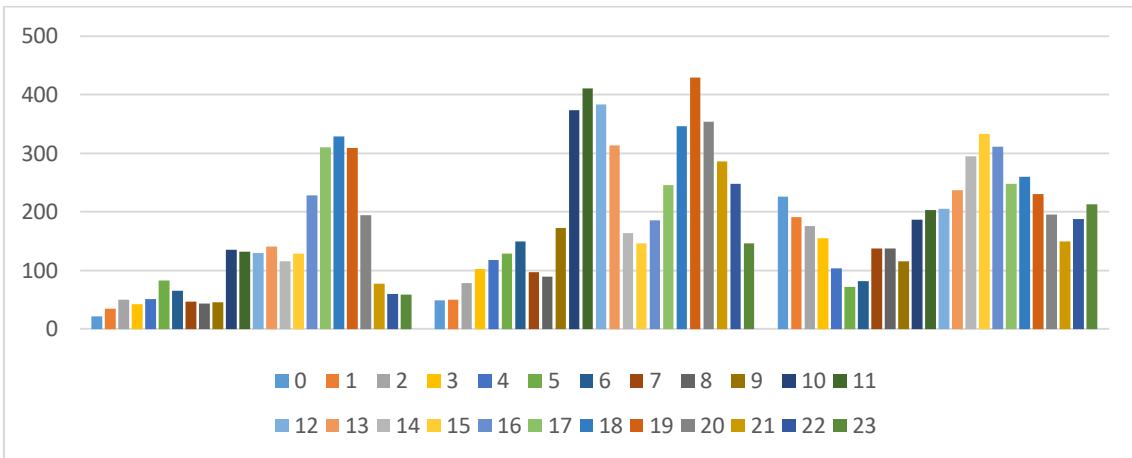
**Anexo 44 – Coste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación € Enero-Diciembre 2014,2015 y 2016**



**Anexo 45 - Energía Media Horaria de la Producción de los Mecanismos de Regulación MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016**

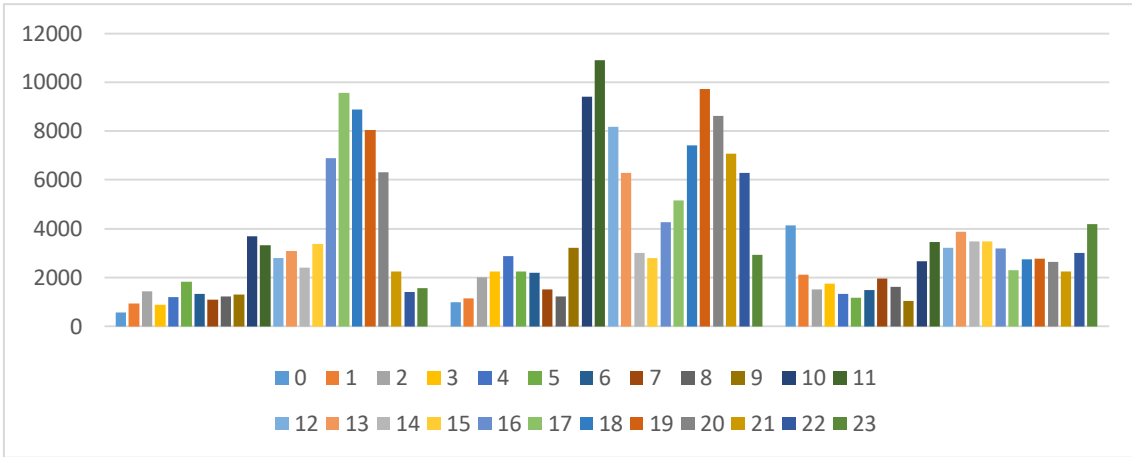


**Anexo 46 - Coste Medio Horario de la Producción de los Mecanismos de Regulación € Julio-Agosto 2014,2015 y 2016**



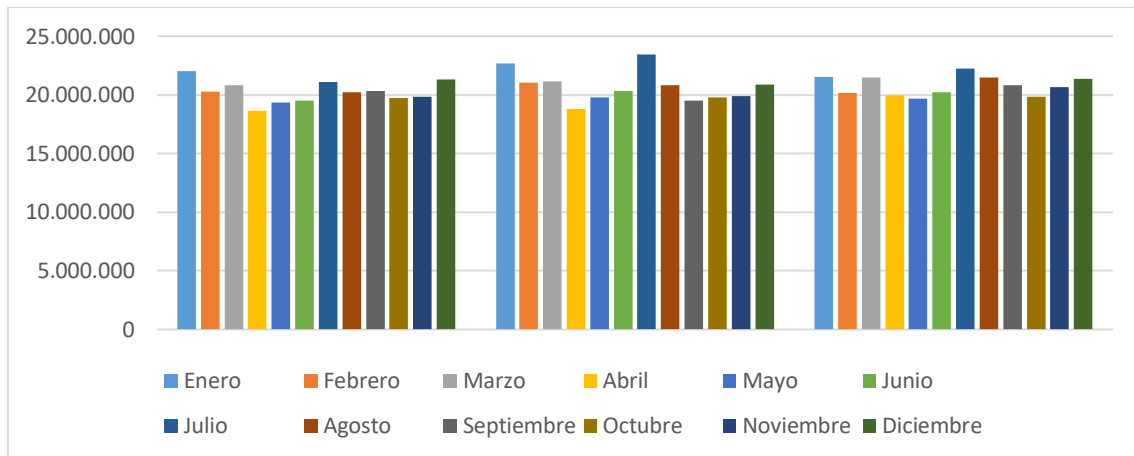
**Anexo 47 - Energía Media Horaria de la Reducción de los Mecanismos de Regulación MWh Julio-Agosto 2014,2015 y 2016**



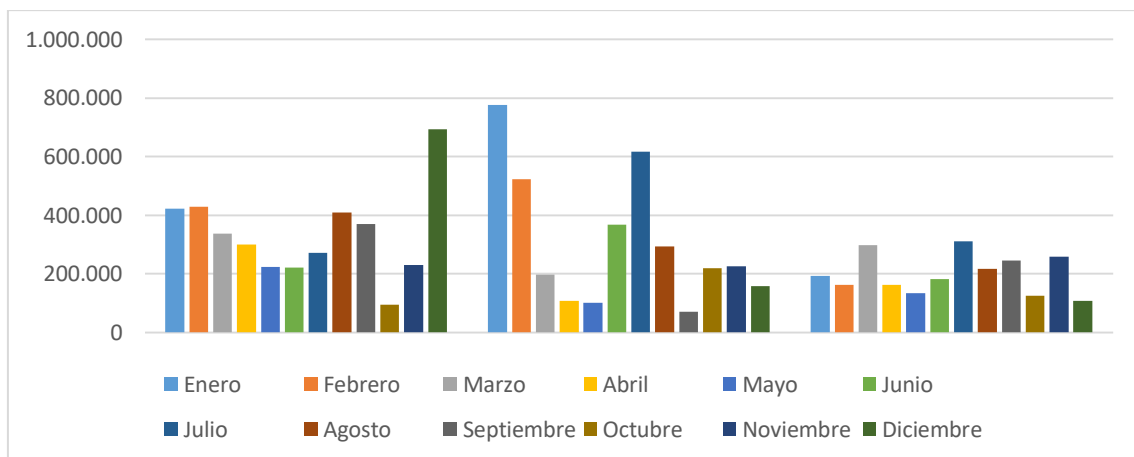


**Anexo 48 – Coste Medio Horario de la Reducción de los Mecanismos de Regulación € Julio-Agosto 2014,2015 y 2016**

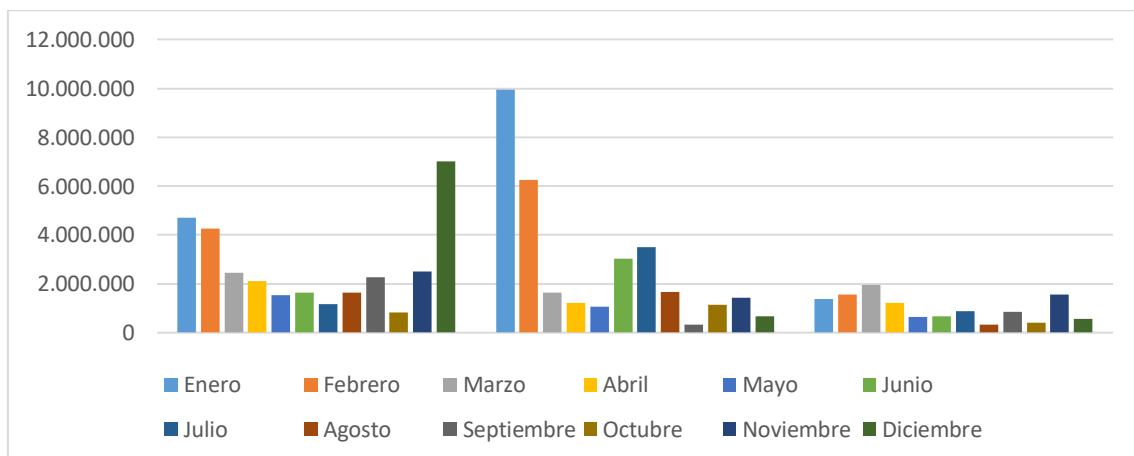
### A.3. DESVÍO DE LA DEMANDA



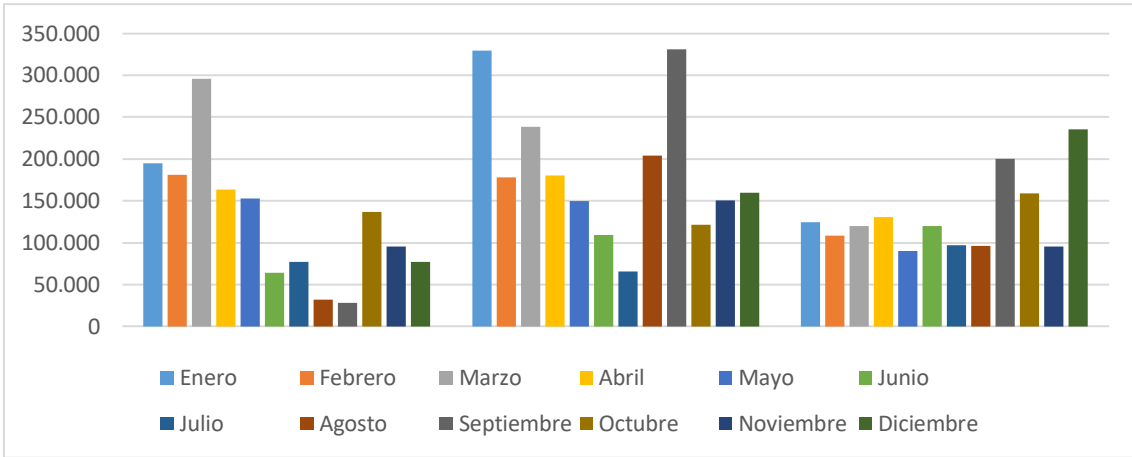
*Anexo 49 - Distribución Anual de la Demanda Peninsular MWh 2014,2015 y 2016*



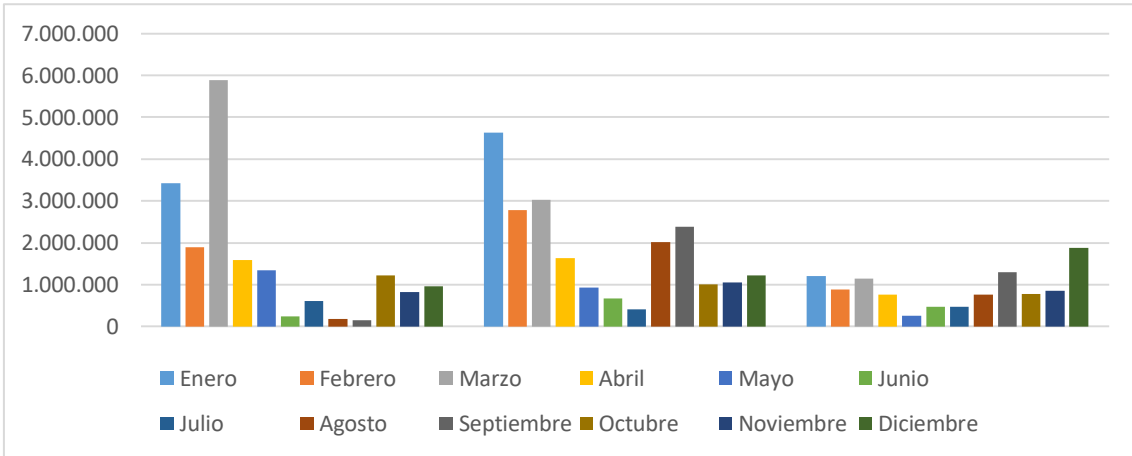
*Anexo 50 - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Demanda MWh 2014,2015 y 2016*



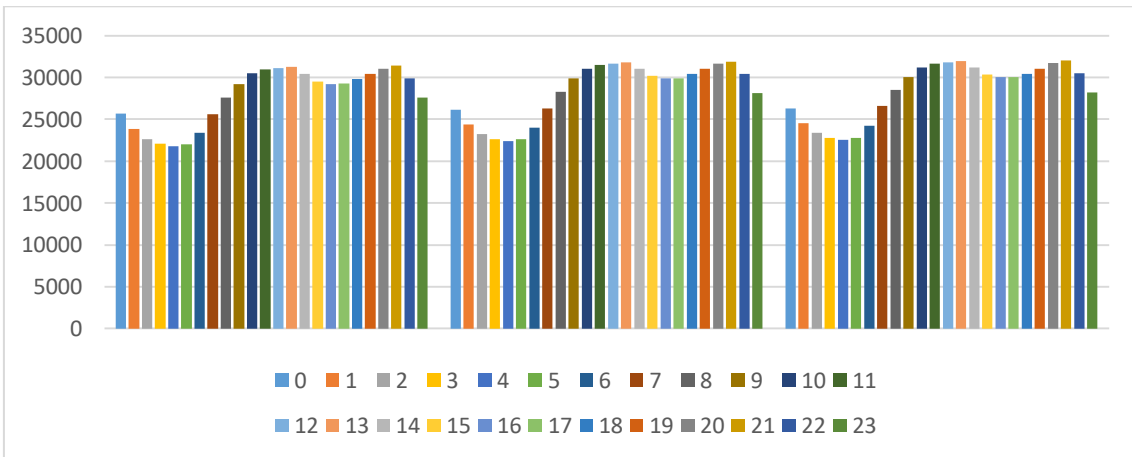
*Anexo 51 - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Bajar de la Demanda € 2014,2015 y 2016*



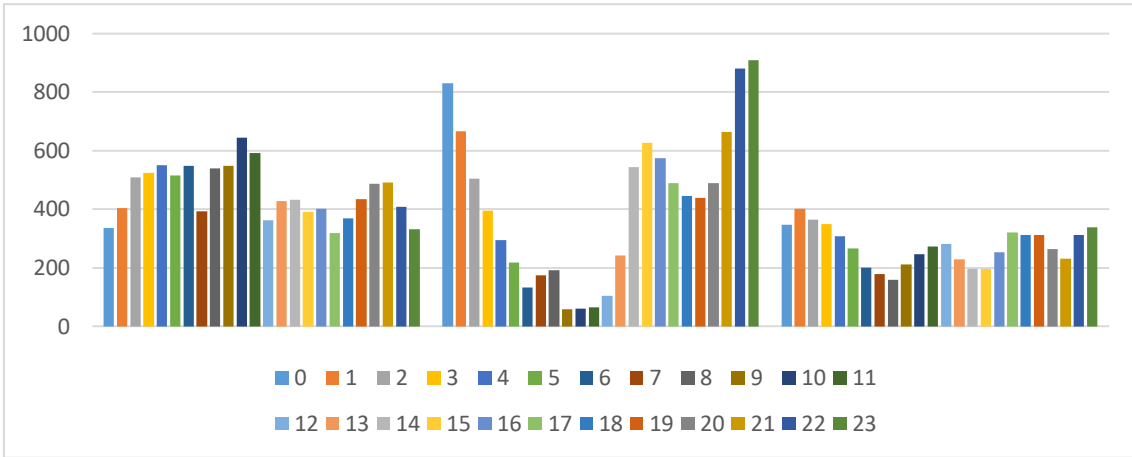
Anexo 52 - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Demanda MWh 2014,2015 y 2016



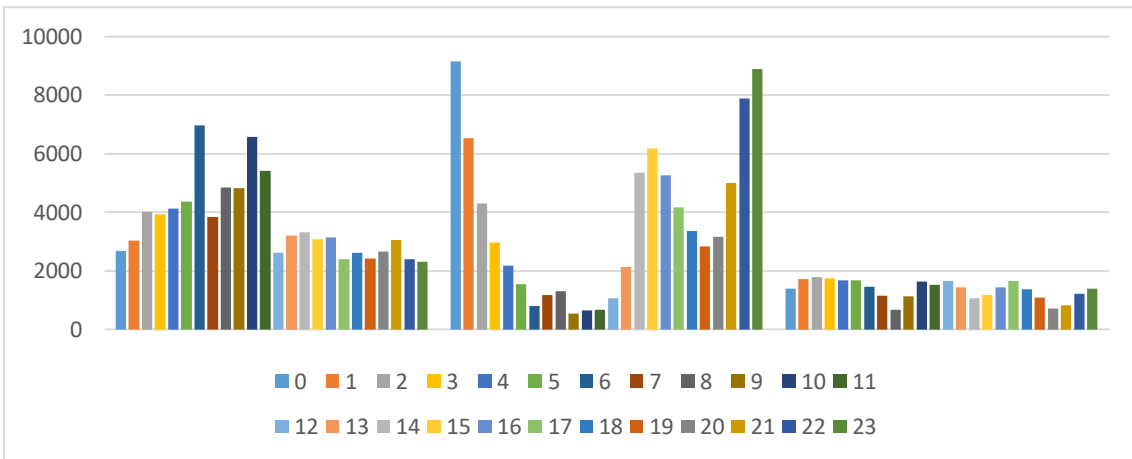
Anexo 53 – Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Subir de la Demanda € 2014,2015 y 2016



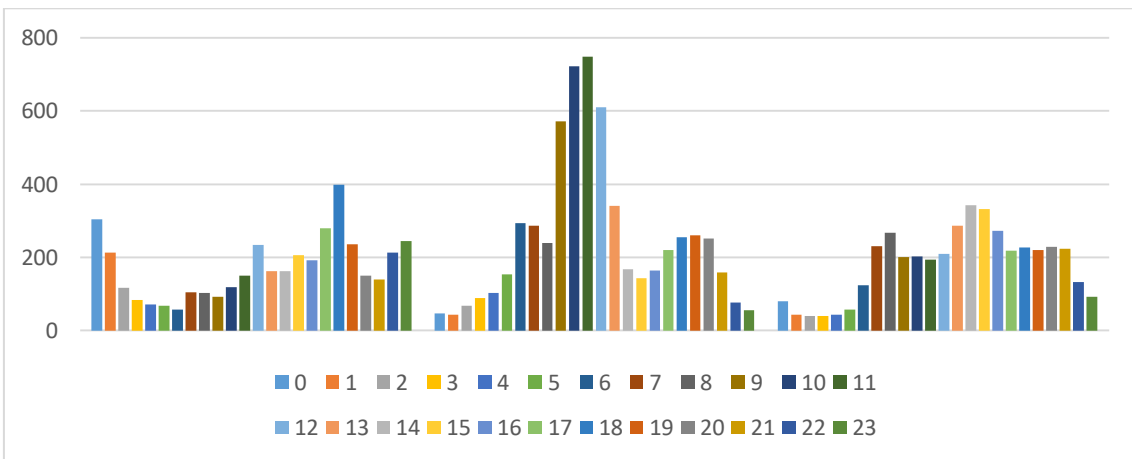
Anexo 54 - Demanda Media Horaria MWh 2014,2015 y 2016



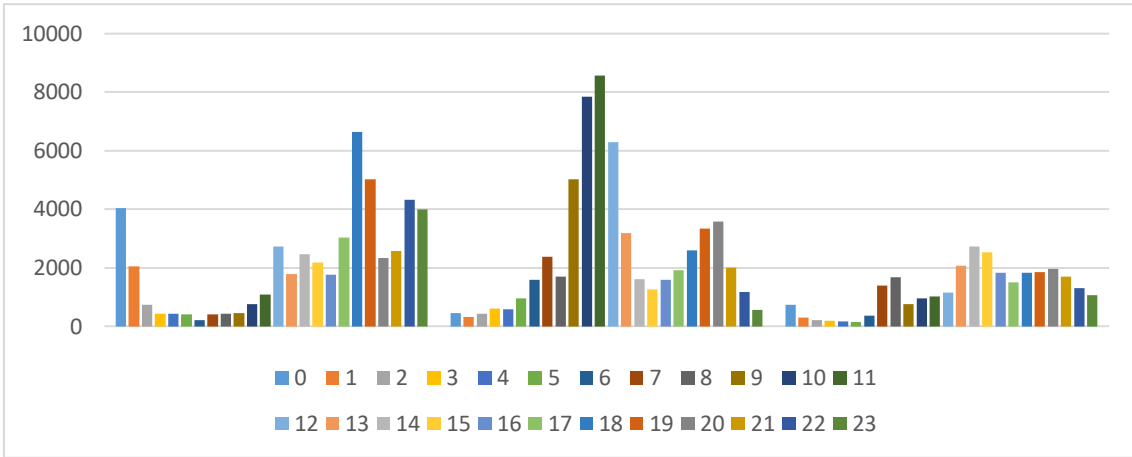
**Anexo 55 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda MWh 2014,2015 y 2016**



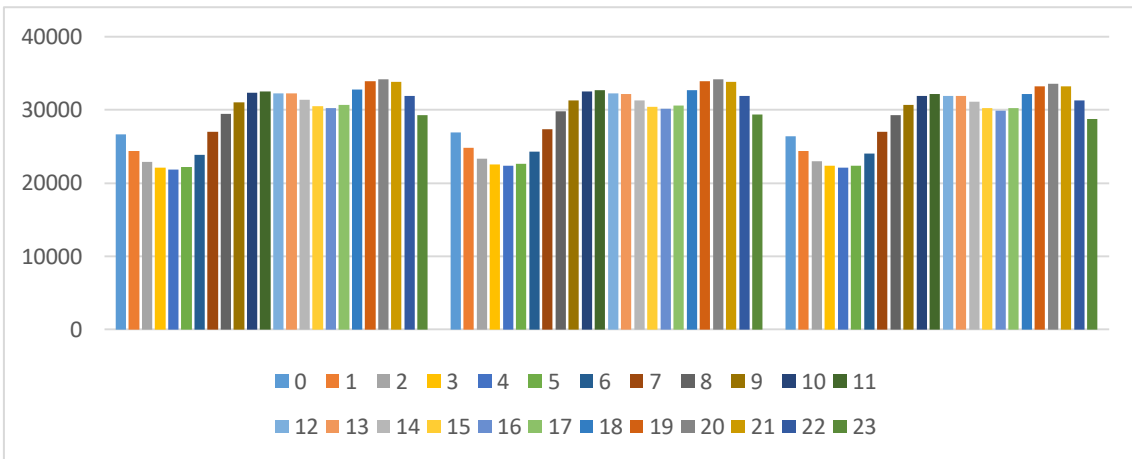
**Anexo 56 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Demanda € 2014,2015 y 2016**



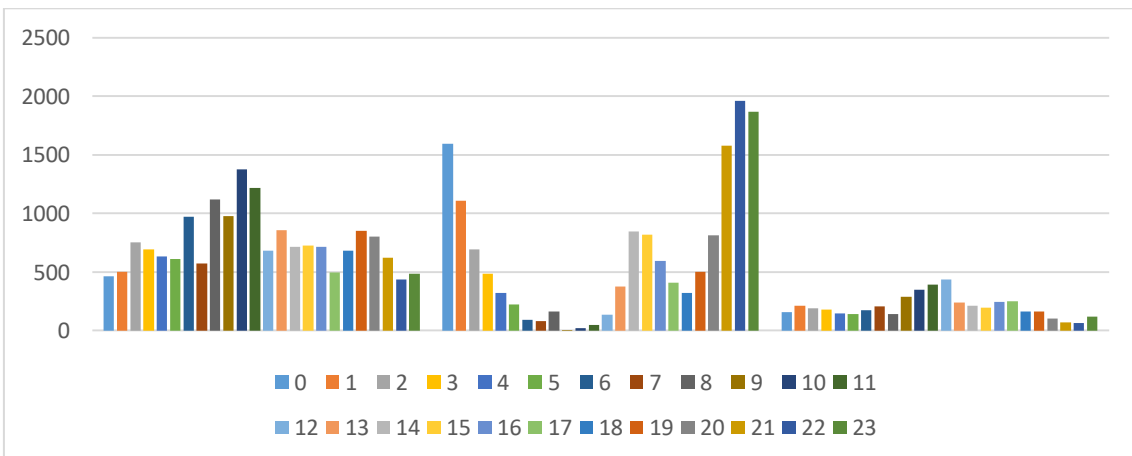
**Anexo 57 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda MWh 2014,2015 y 2016**



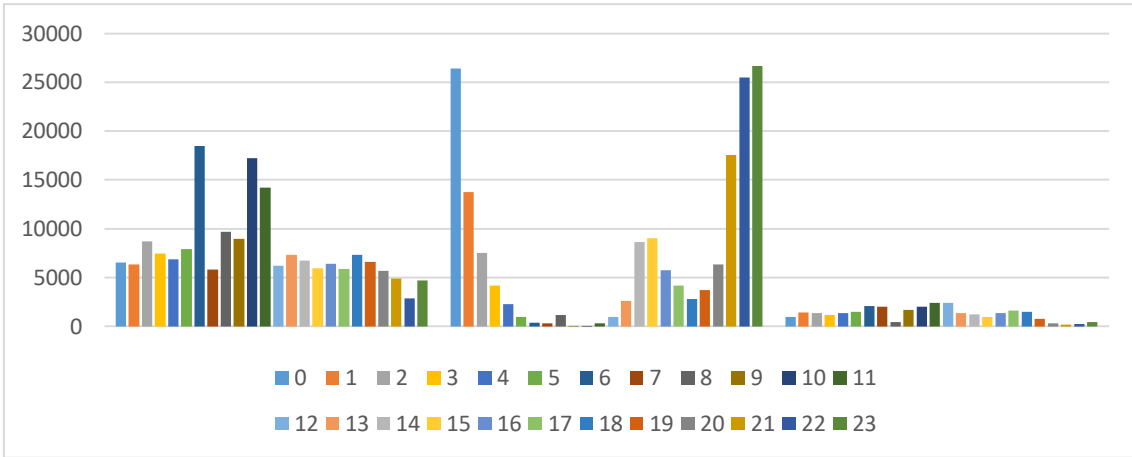
**Anexo 58 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Demanda € 2014,2015 y 2016**



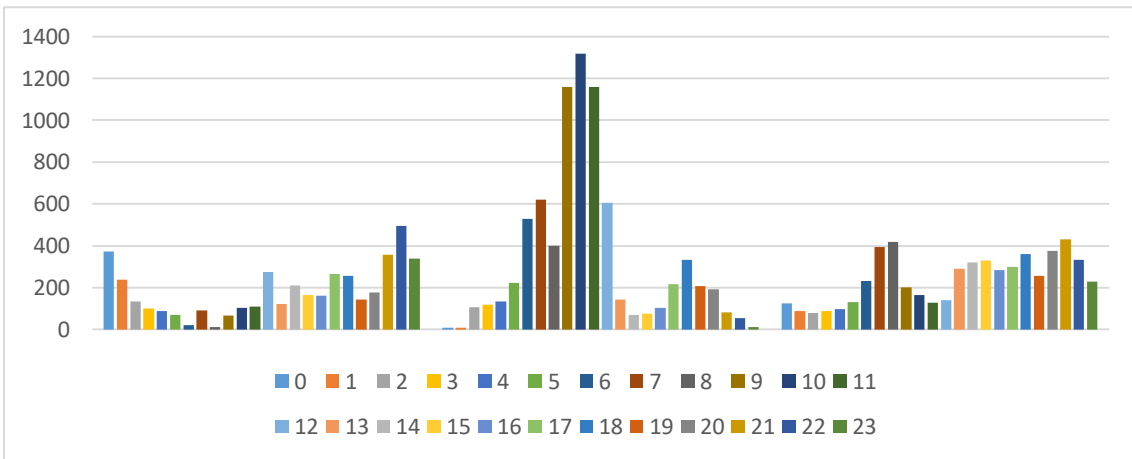
**Anexo 59 - Demanda Media Horaria MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



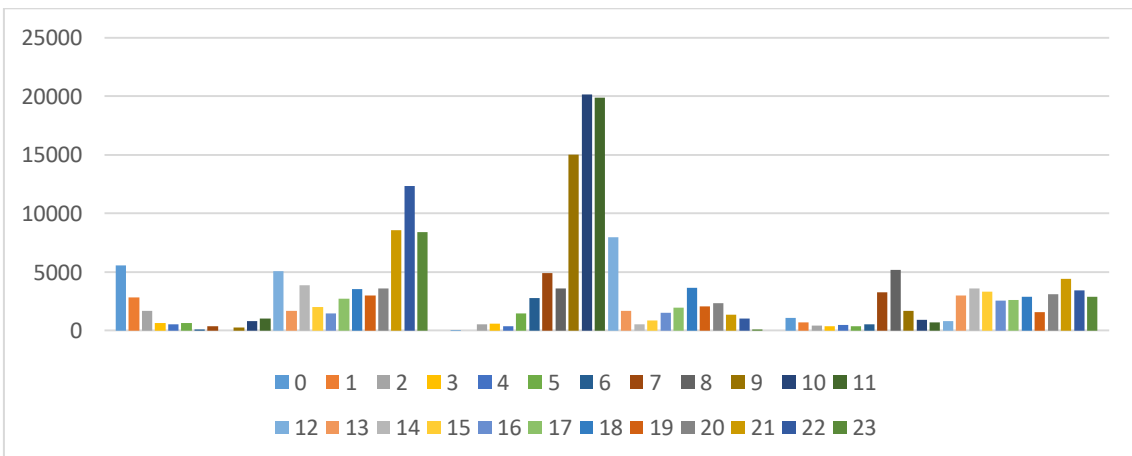
**Anexo 60 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda MWh Enero-Diciembre 2014,2015 y 2015**



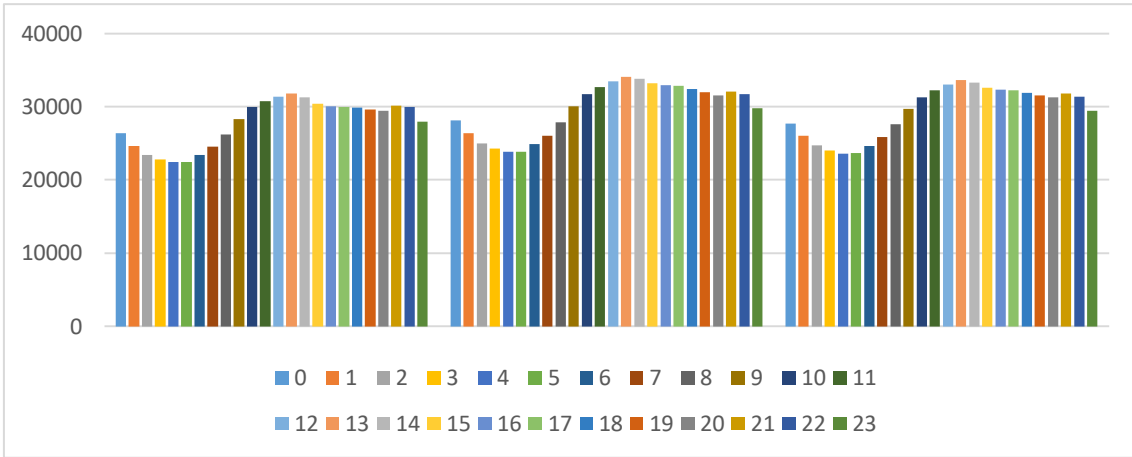
**Anexo 61** – Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Demanda € Enero-Diciembre 2014,2015 y 2015



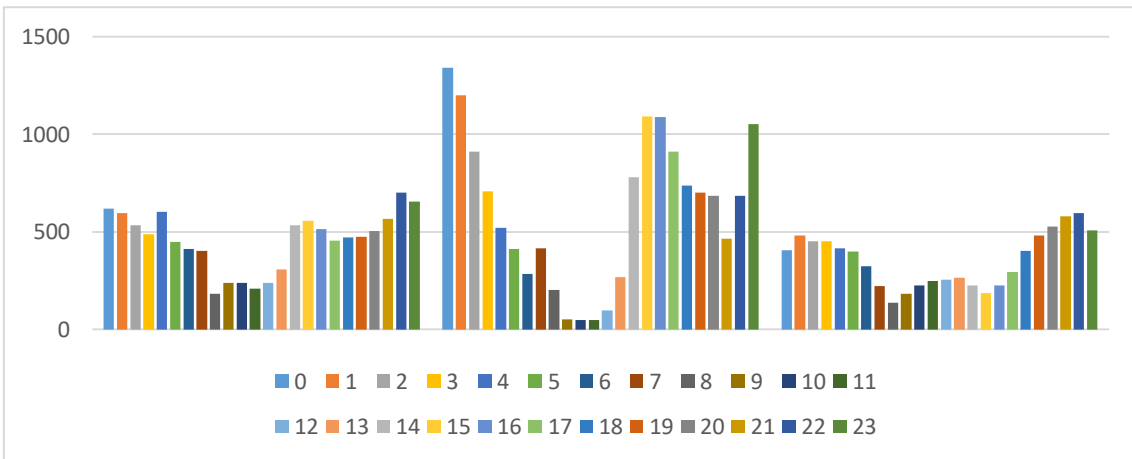
**Anexo 62** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda MWh Enero-Diciembre 2014,2015 y 2015



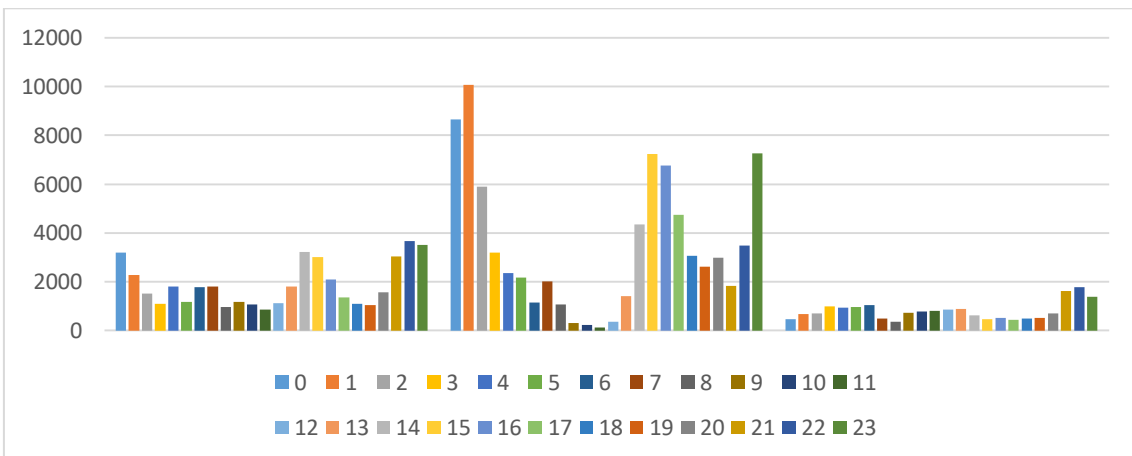
**Anexo 63** - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Demanda € Enero-Diciembre 2014,2015 y 2015



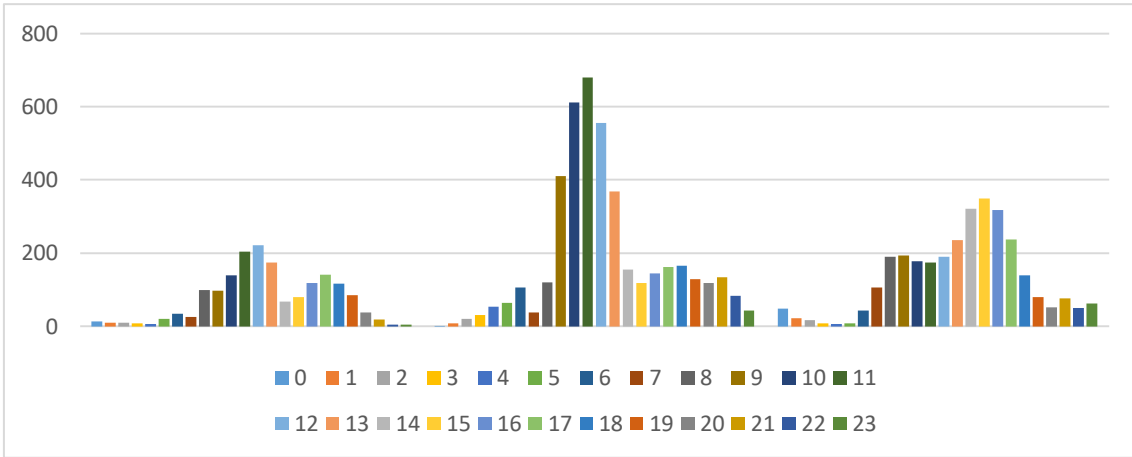
*Anexo 64 - Demanda Media Horaria MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016*



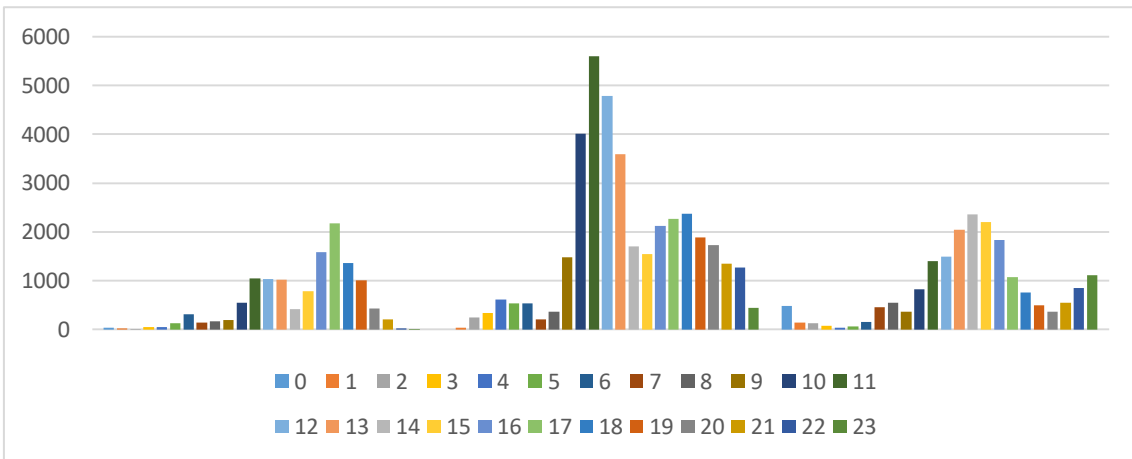
*Anexo 65 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Demanda MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016*



*Anexo 66 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Demanda € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016*



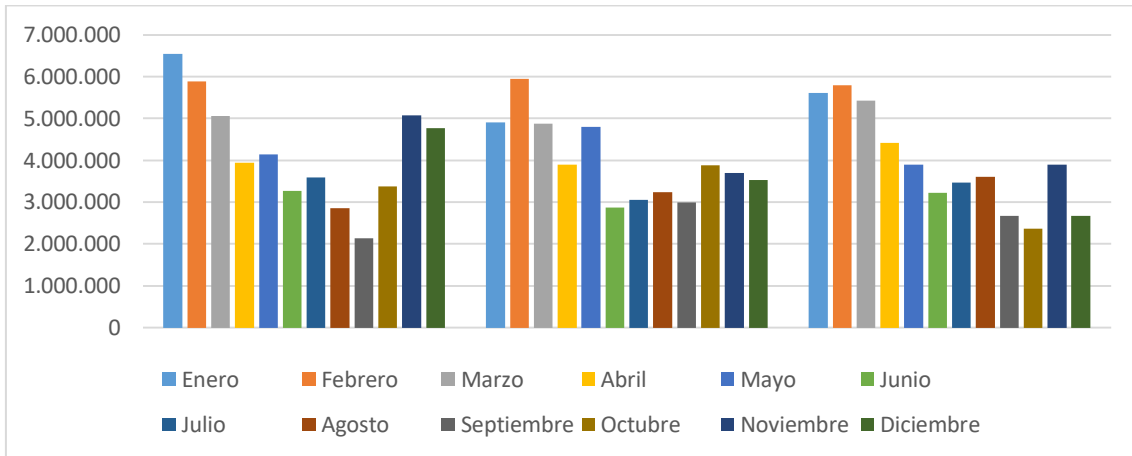
**Anexo 67** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Demanda MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016



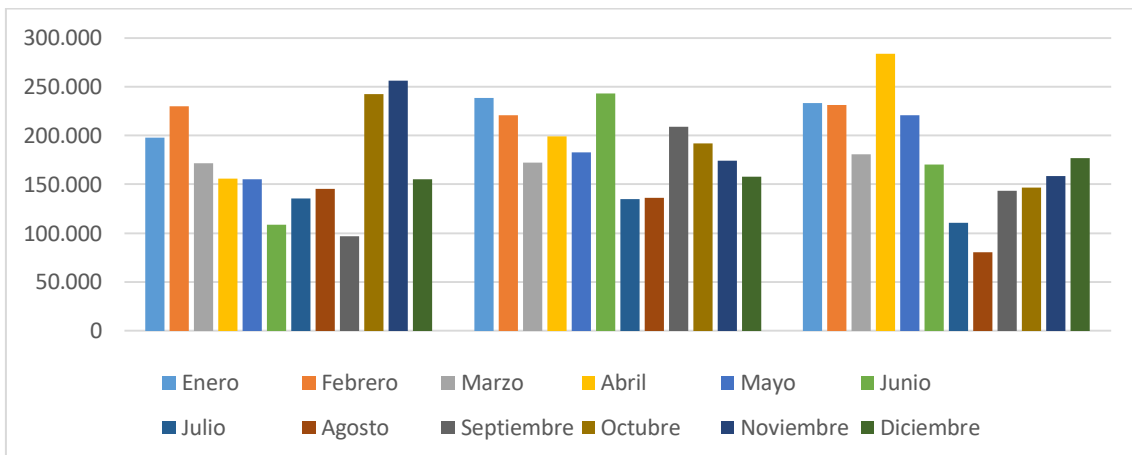
**Anexo 68** - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Demanda € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016



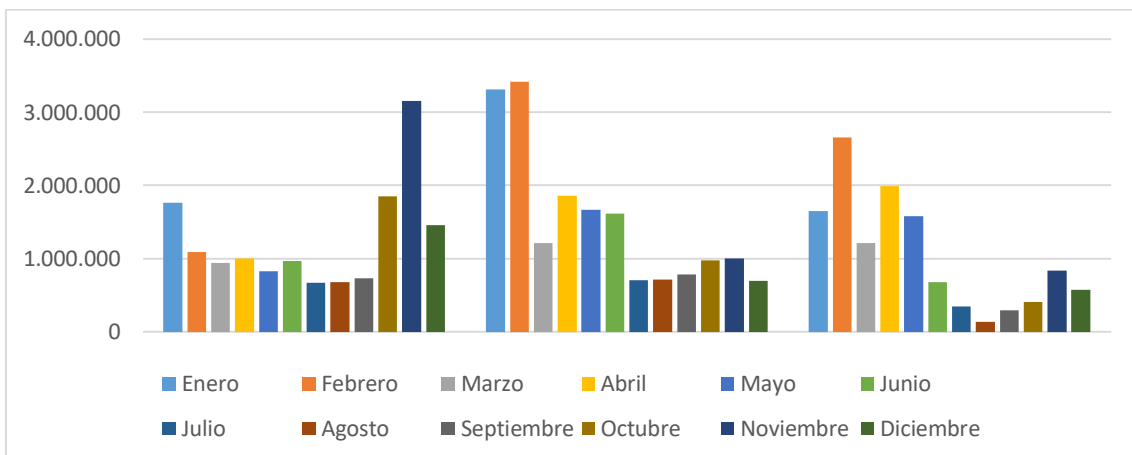
## A.4. DESVÍO EÓLICO



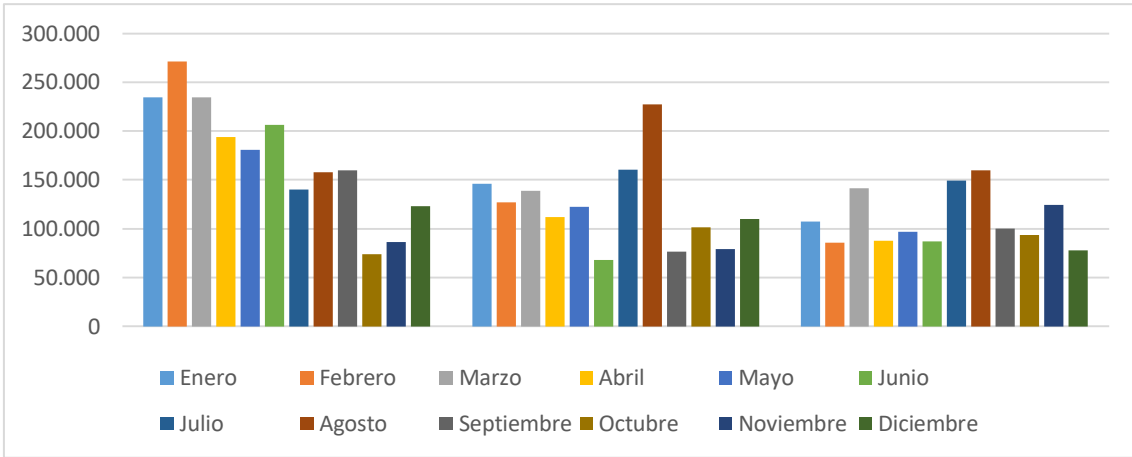
Anexo 69 – Distribución Anual de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016



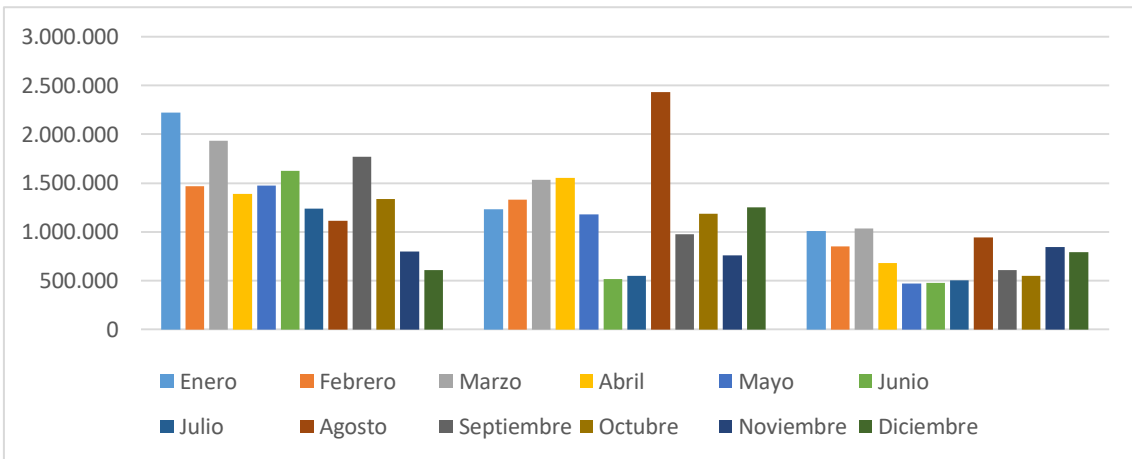
Anexo 70 - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016



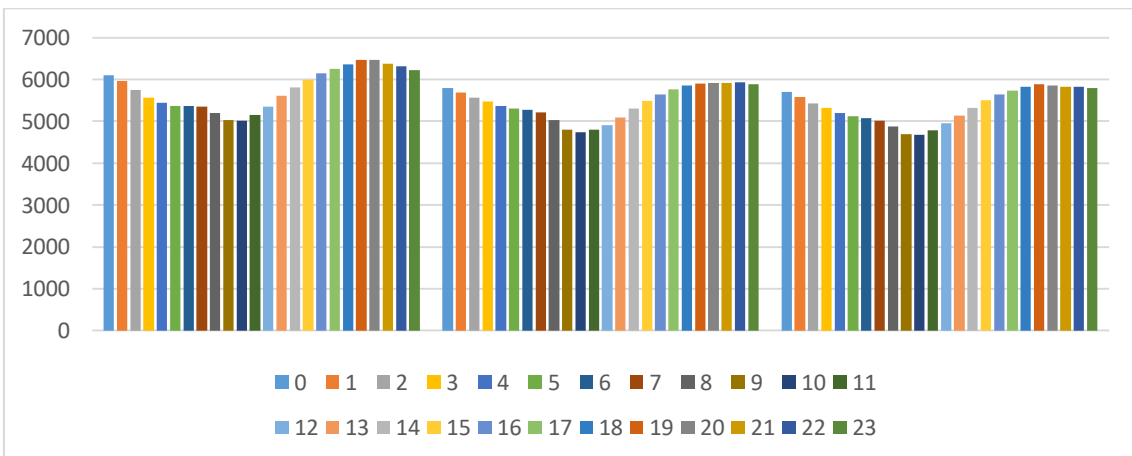
Anexo 71 - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica € 2014, 2015 y 2016



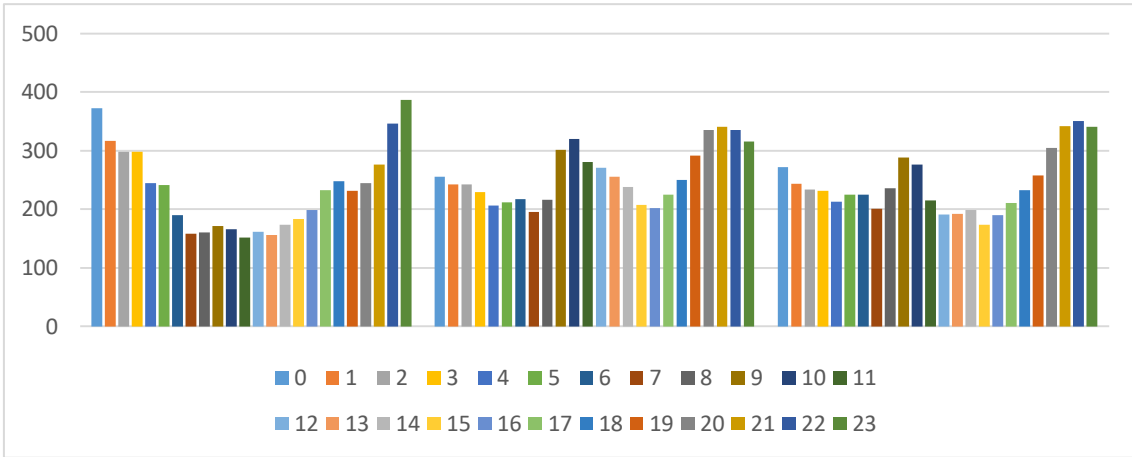
**Anexo 72 - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016**



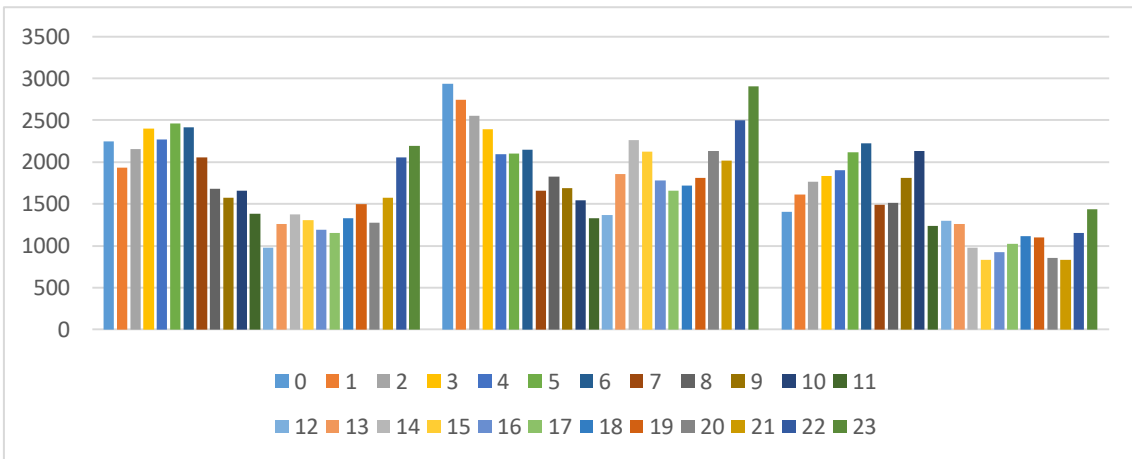
**Anexo 73 - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica € 2014, 2015 y 2016**



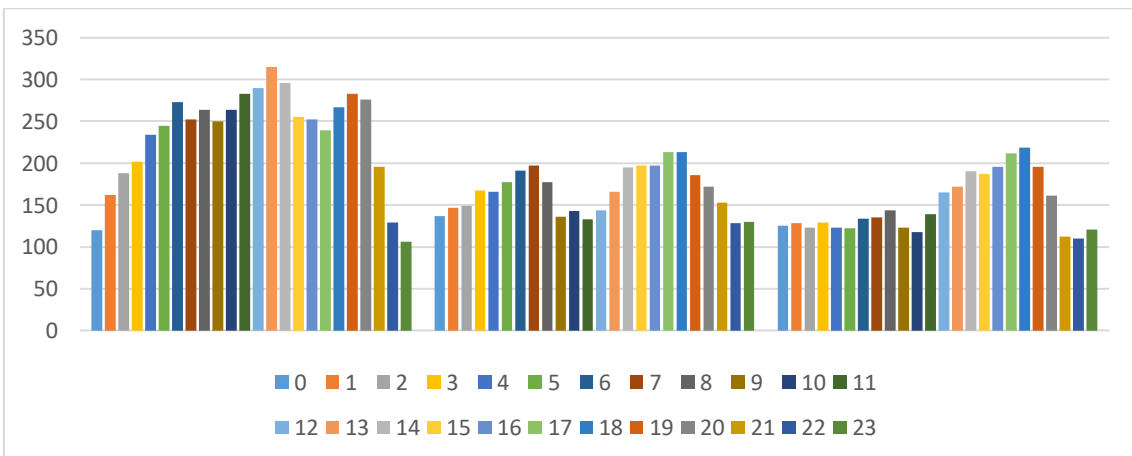
**Anexo 74 - Generación Eólica Media Horaria MWh 2014, 2015 y 2016**



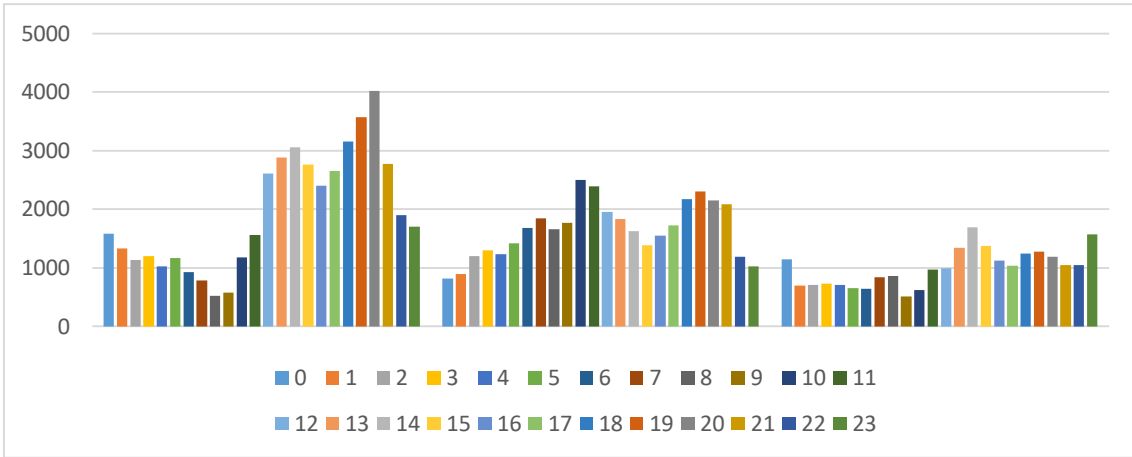
*Anexo 75 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016*



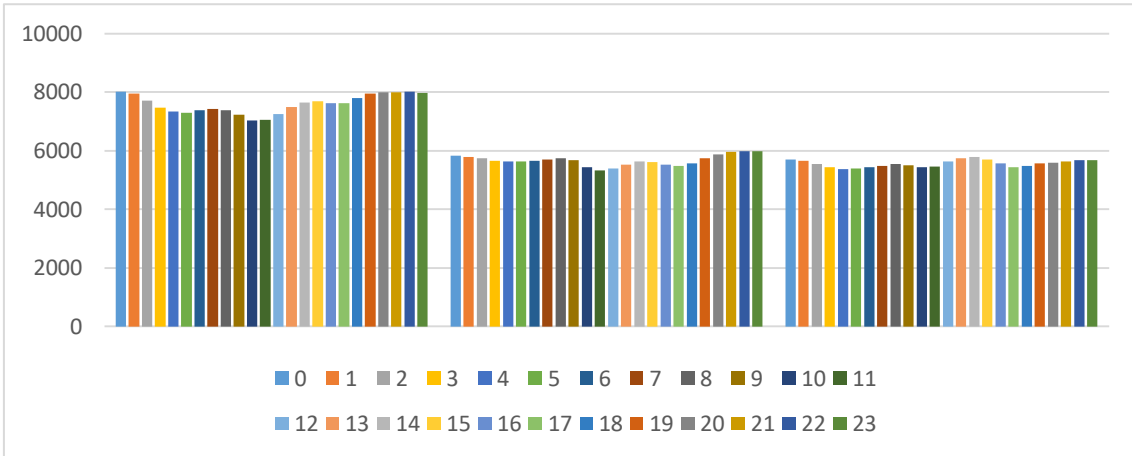
*Anexo 76 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica € 2014, 2015 y 2016*



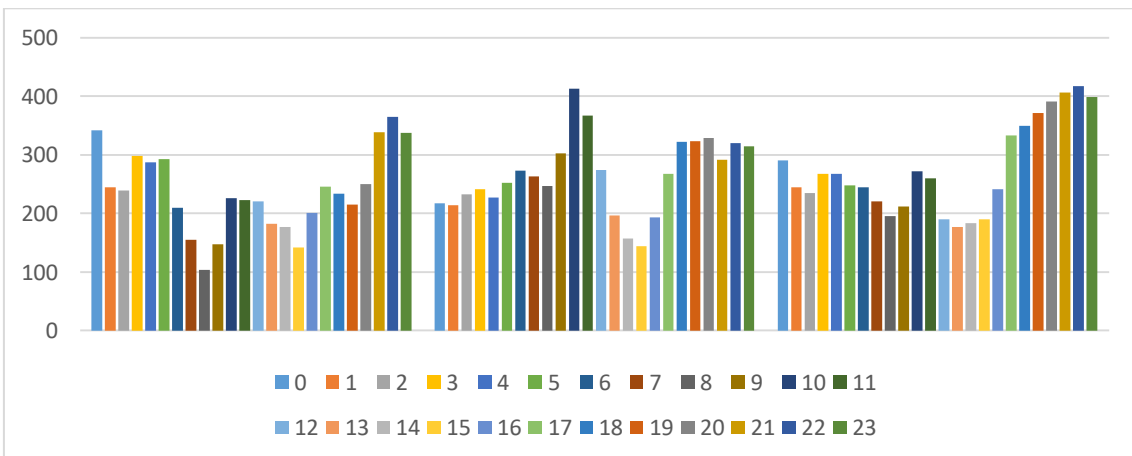
*Anexo 77 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica MWh 2014, 2015 y 2016*



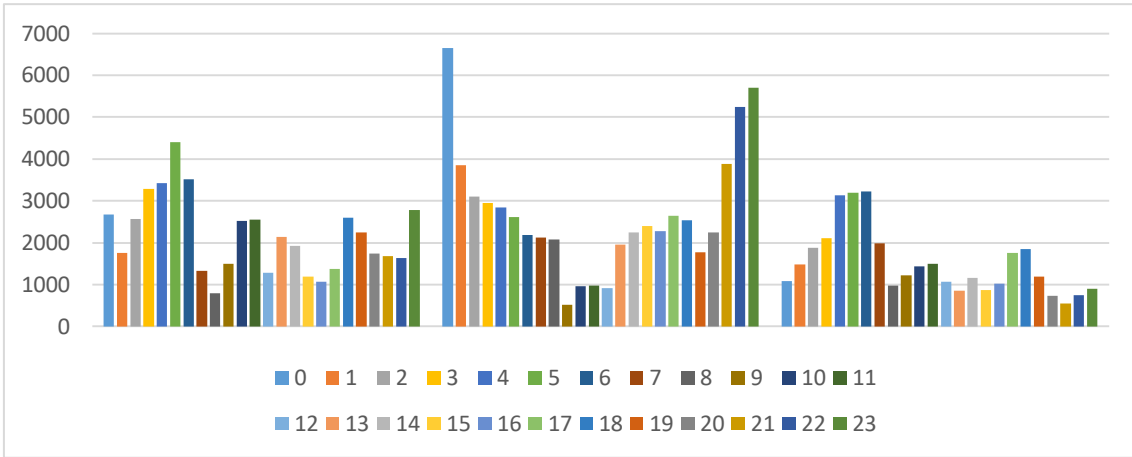
**Anexo 78 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica € 2014, 2015 y 2016**



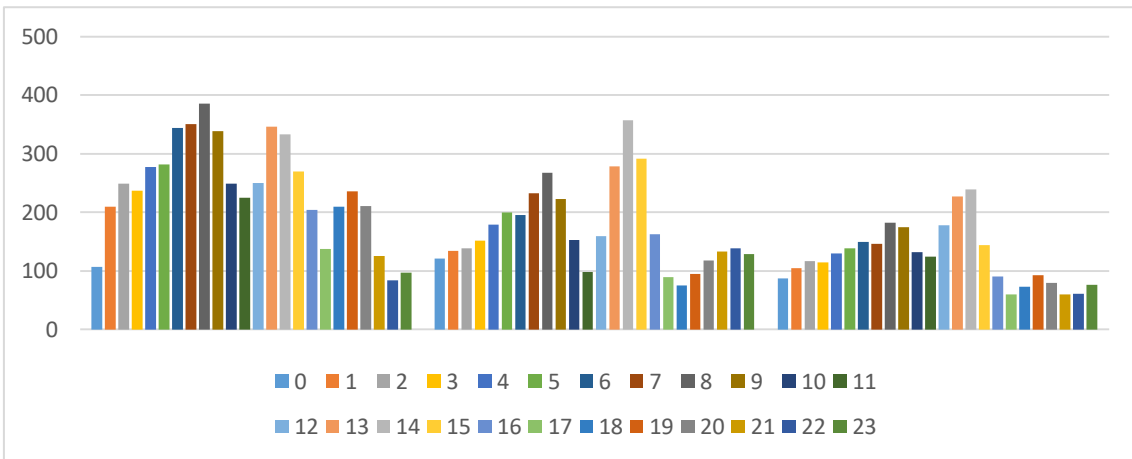
**Anexo 79 - Generación Eólica Media Horaria MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



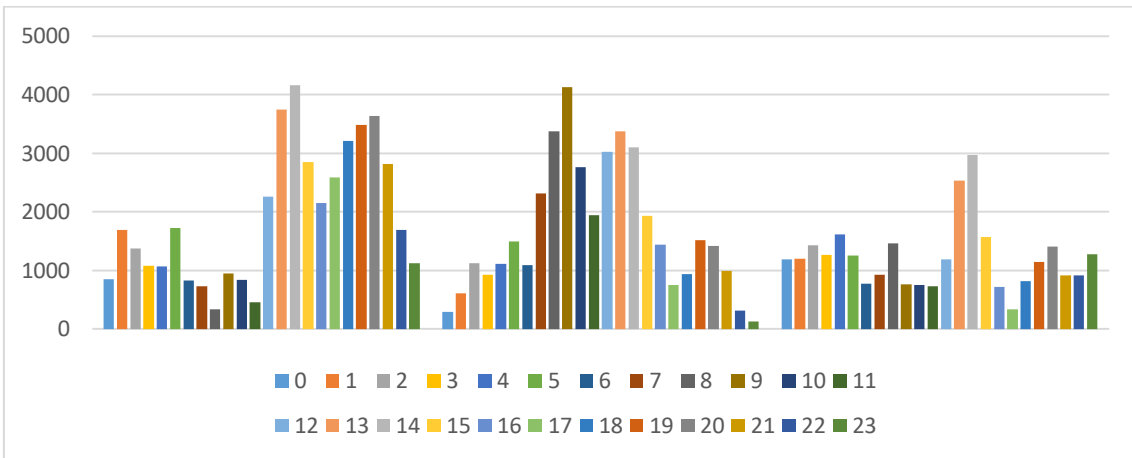
**Anexo 80 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



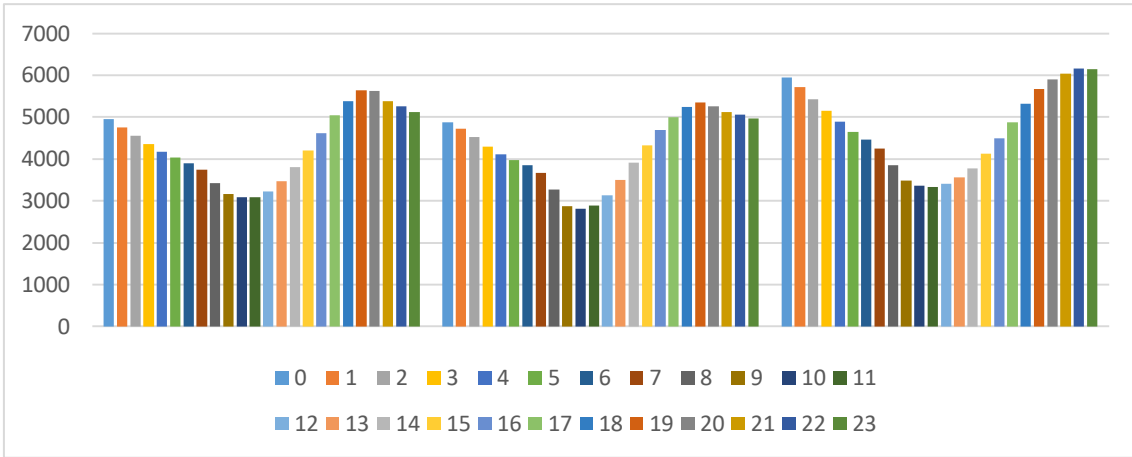
**Anexo 81 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica € Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



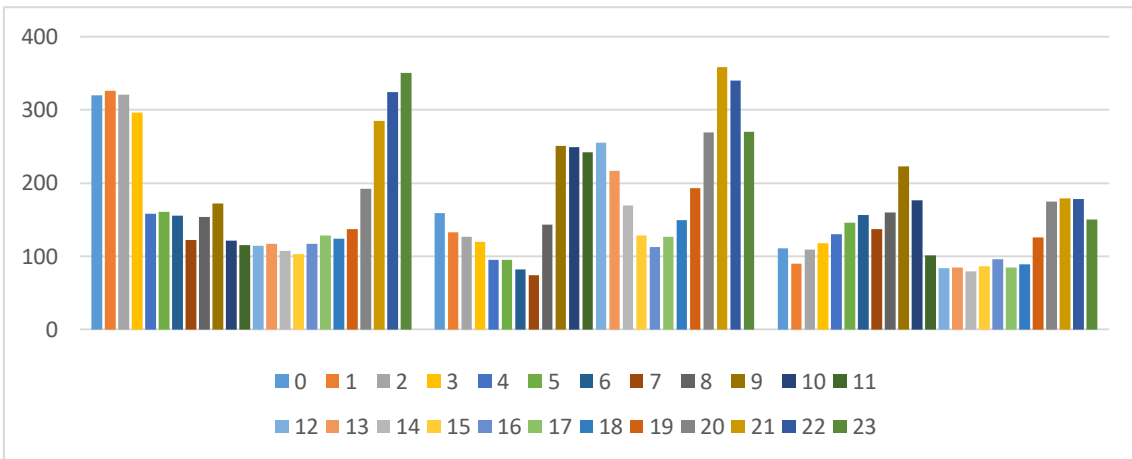
**Anexo 82 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



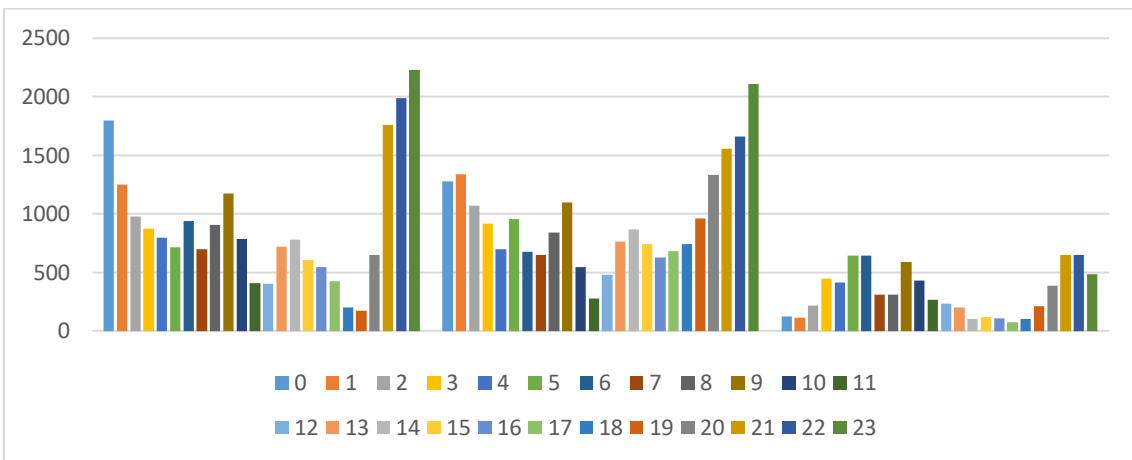
**Anexo 83 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica € Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



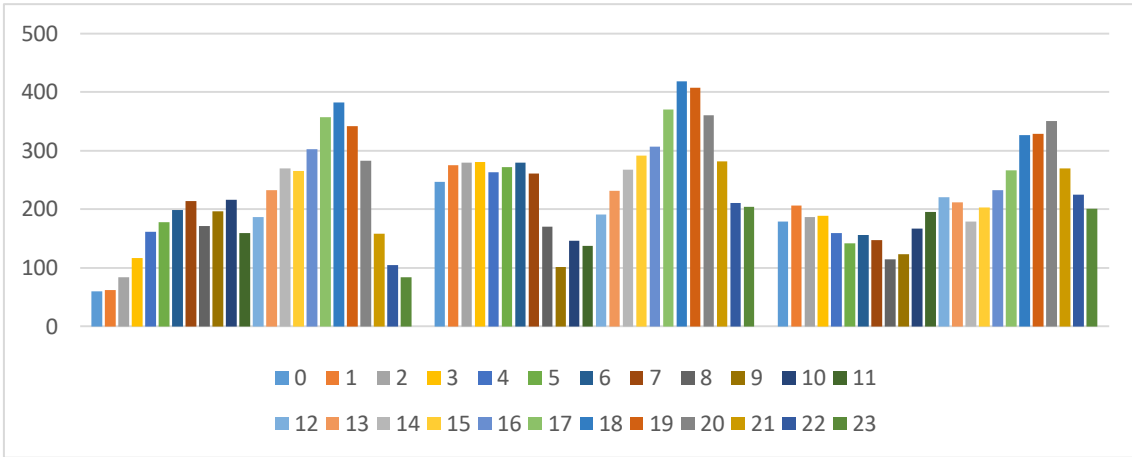
*Anexo 84 - Generación Eólica Media Horaria MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016*



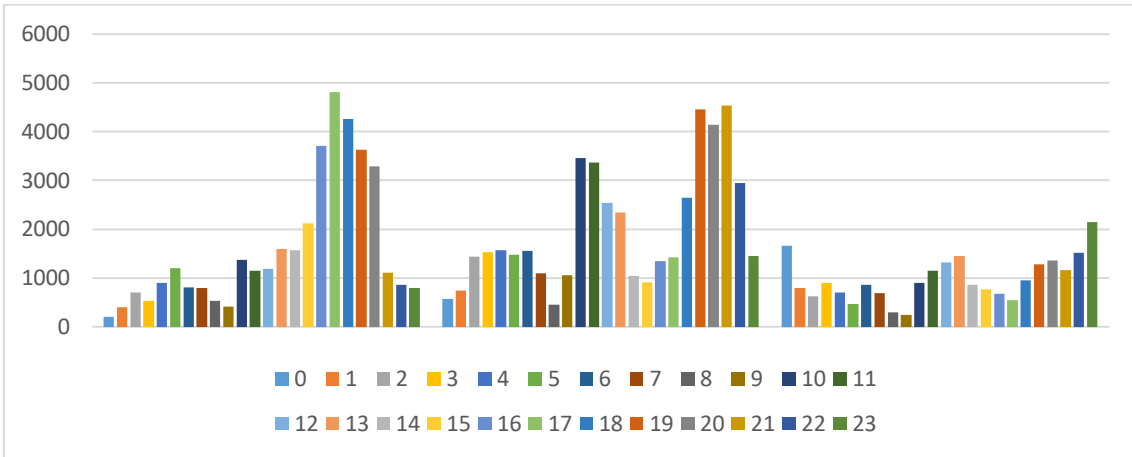
*Anexo 85 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016*



*Anexo 86 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Eólica € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016*

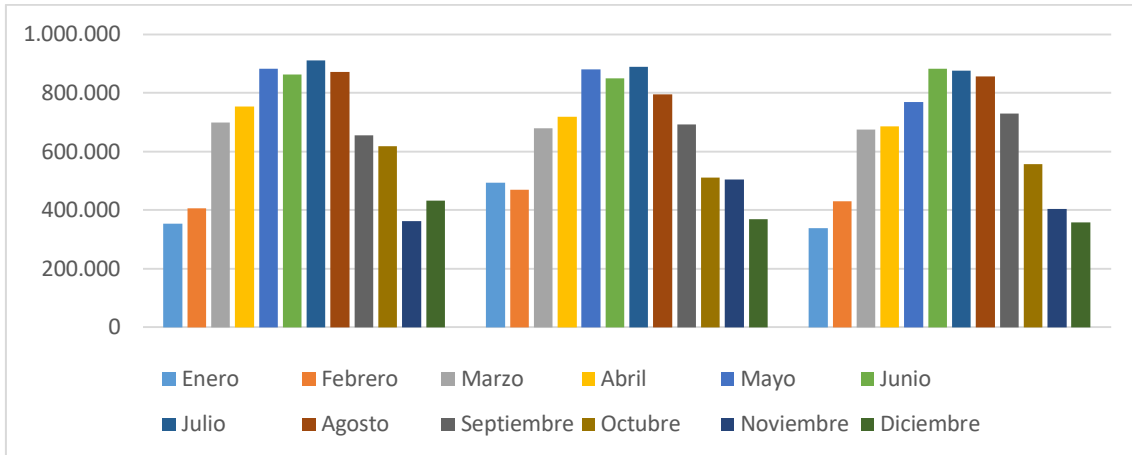


**Anexo 87** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016

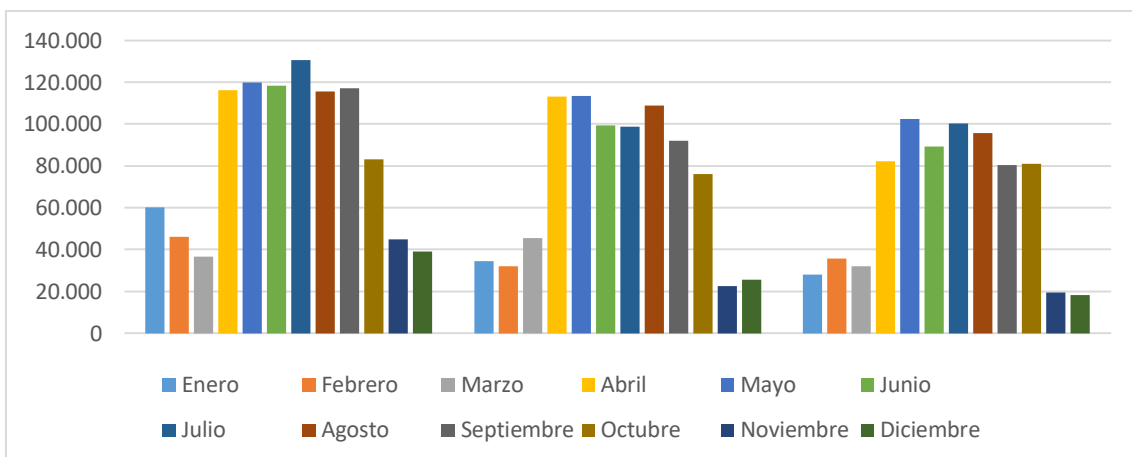


**Anexo 88** - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Eólica € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016

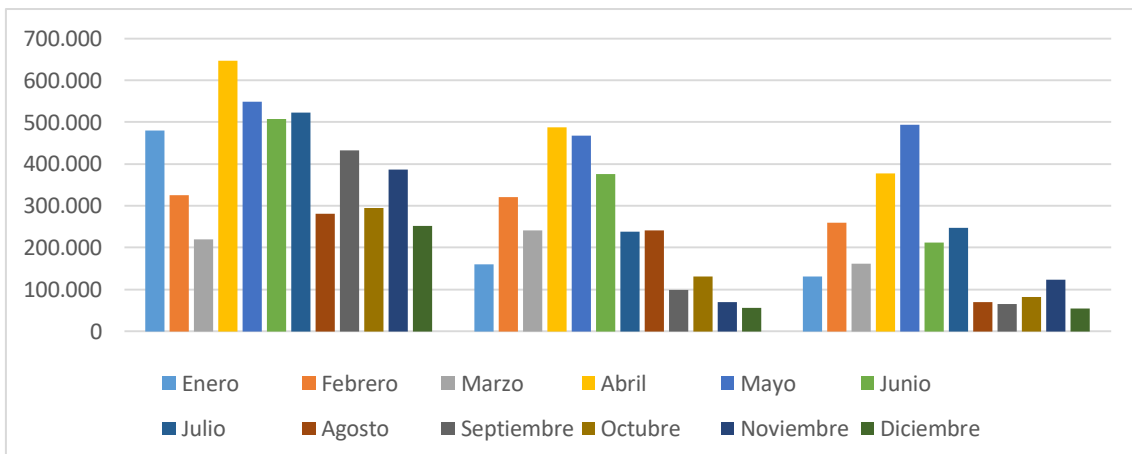
## A.5. DESVÍO FOTOVOLTAICO



*Anexo 89 - Distribución Anual de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016*

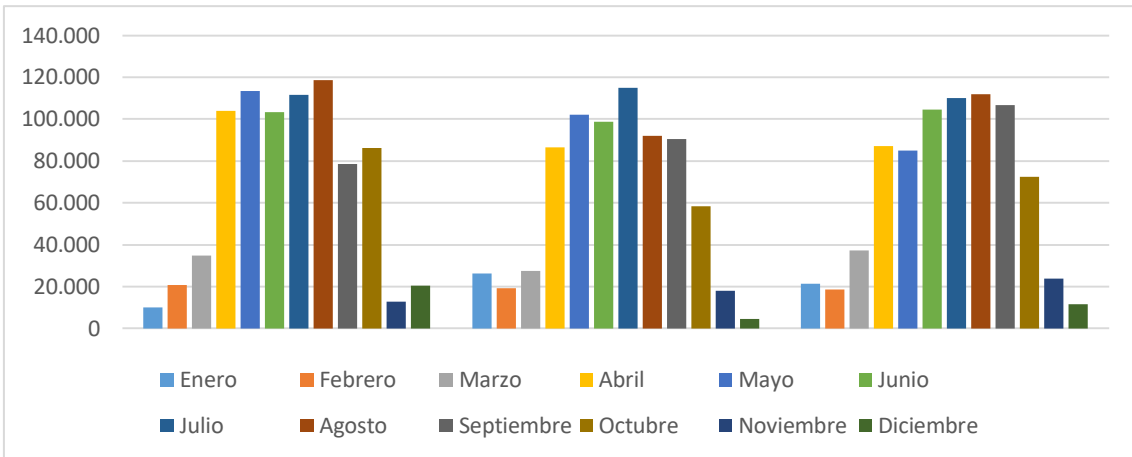


*Anexo 90 - Distribución Anual de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016*

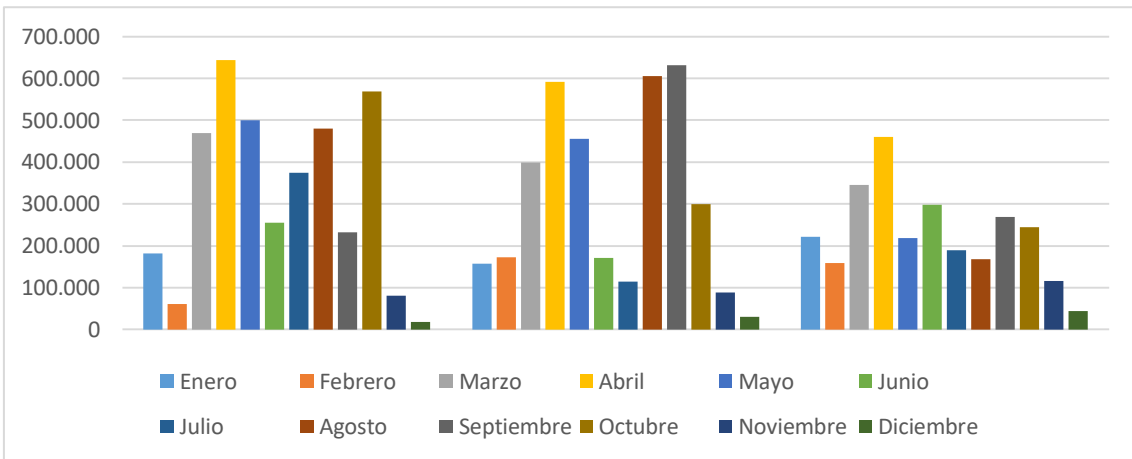


*Anexo 91 - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica € 2014, 2015 y 2016*

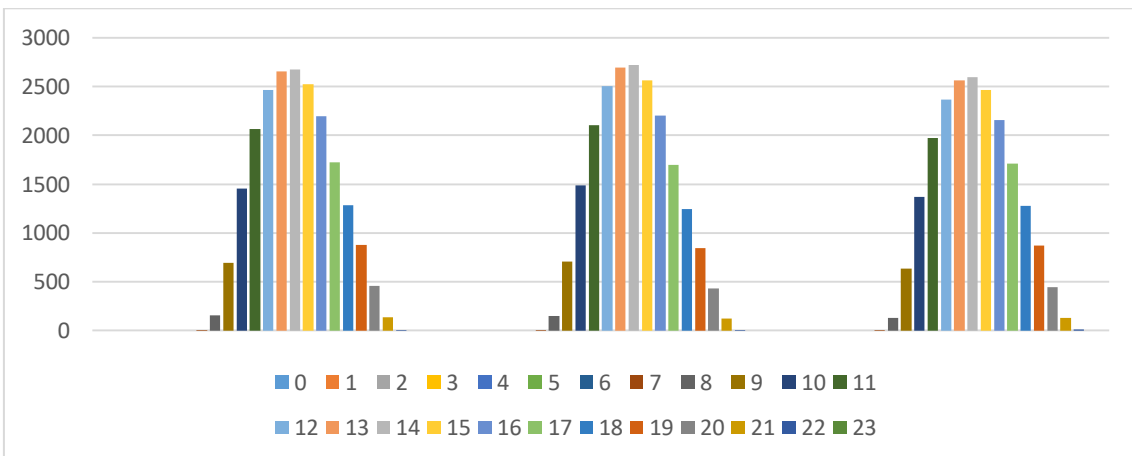




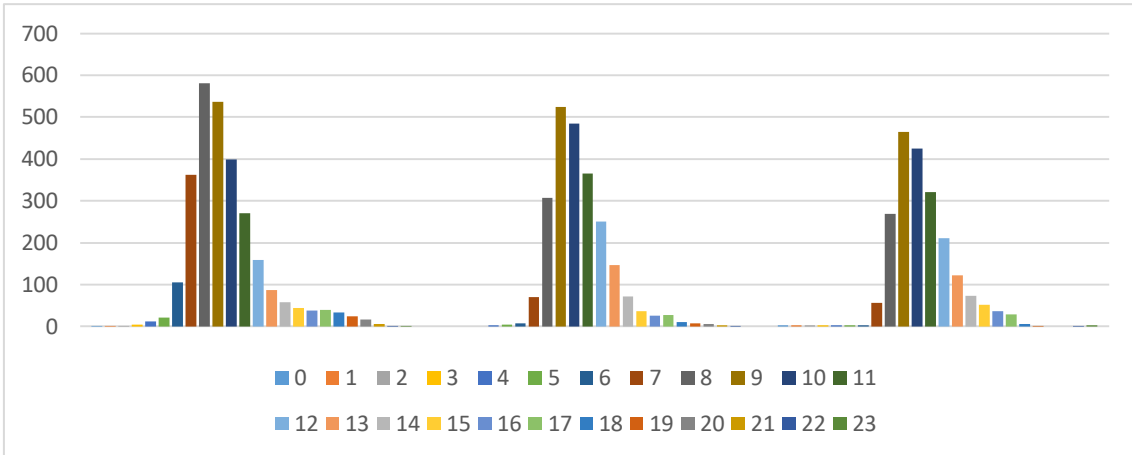
**Anexo 92** - Distribución Anual de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016



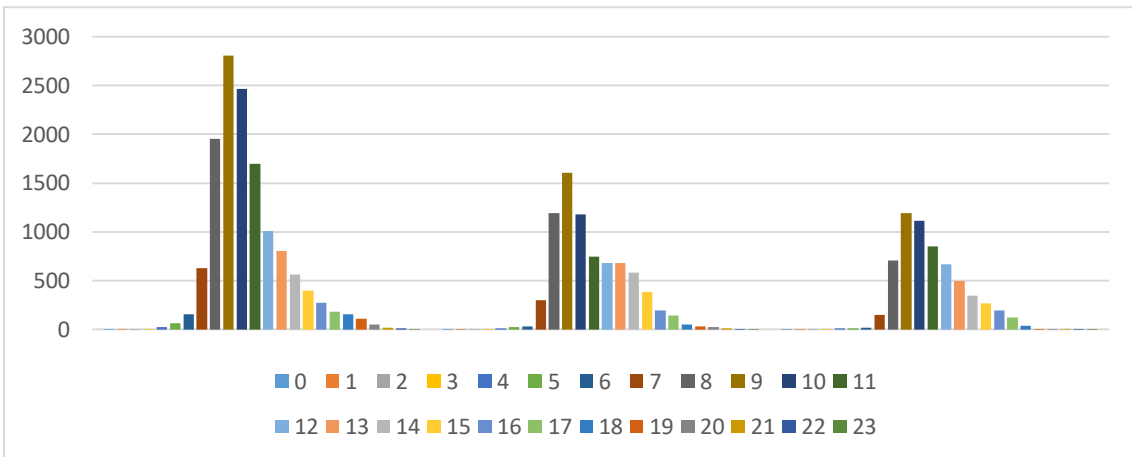
**Anexo 93** - Distribución Anual de los Costes de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica € 2014, 2015 y 2016



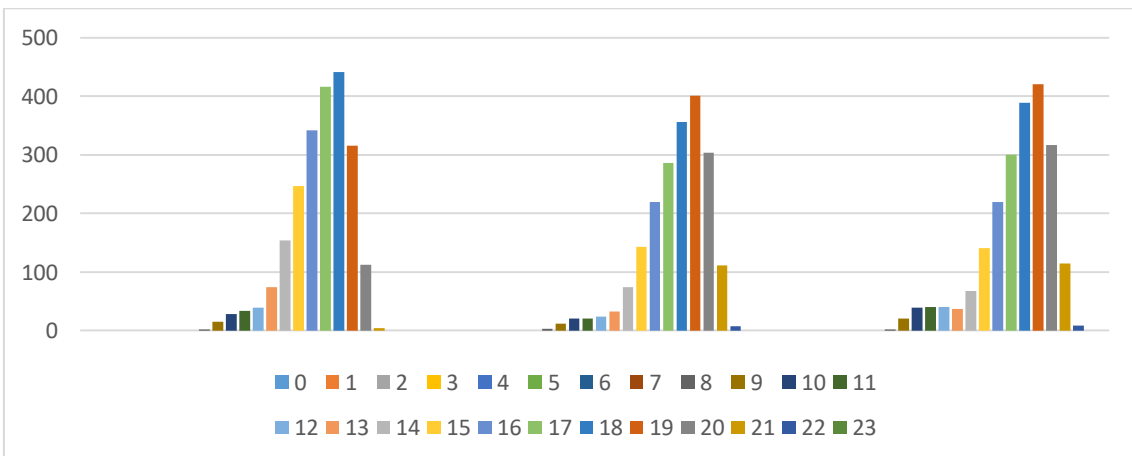
**Anexo 94** - Generación Fotovoltaica Media Horaria MWh 2014, 2015 y 2016



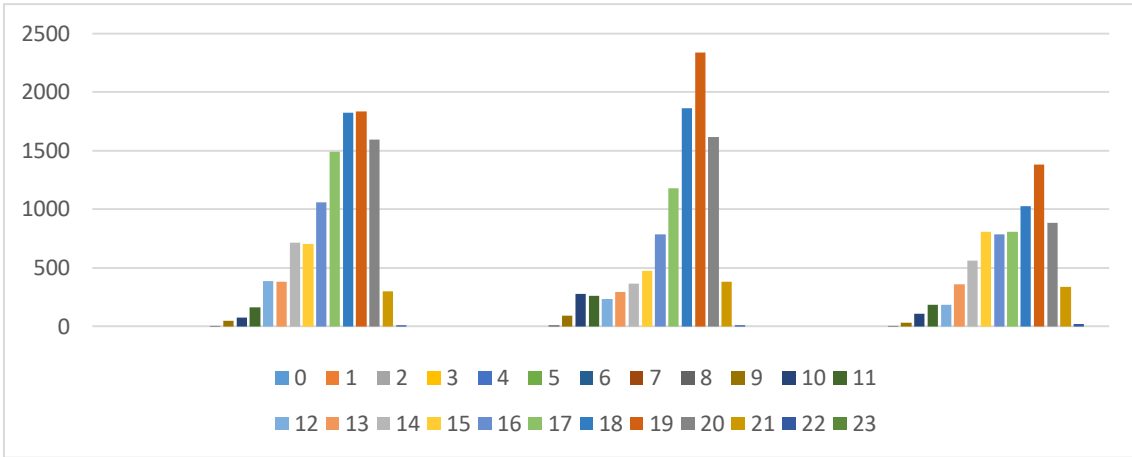
**Anexo 95 - Energía Media de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016**



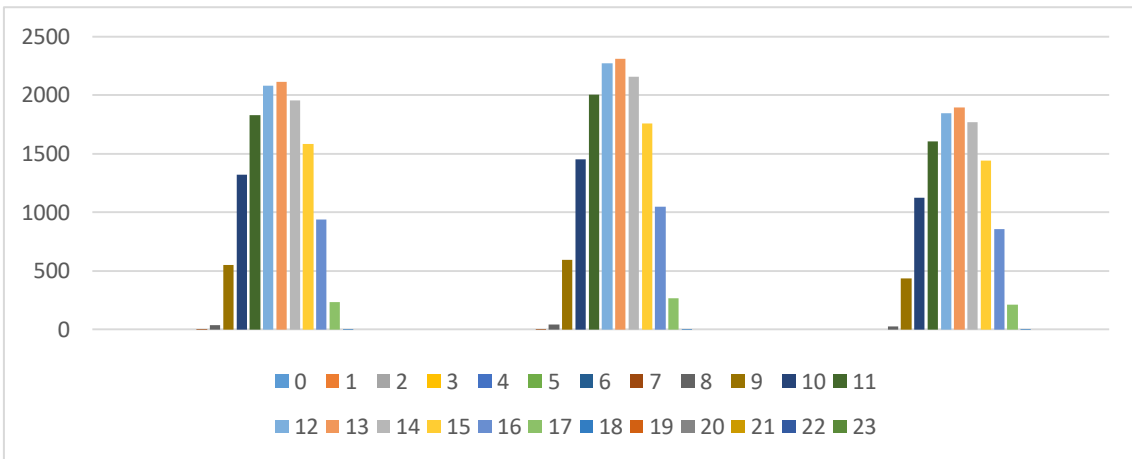
**Anexo 96 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica € 2014, 2015 y 2016**



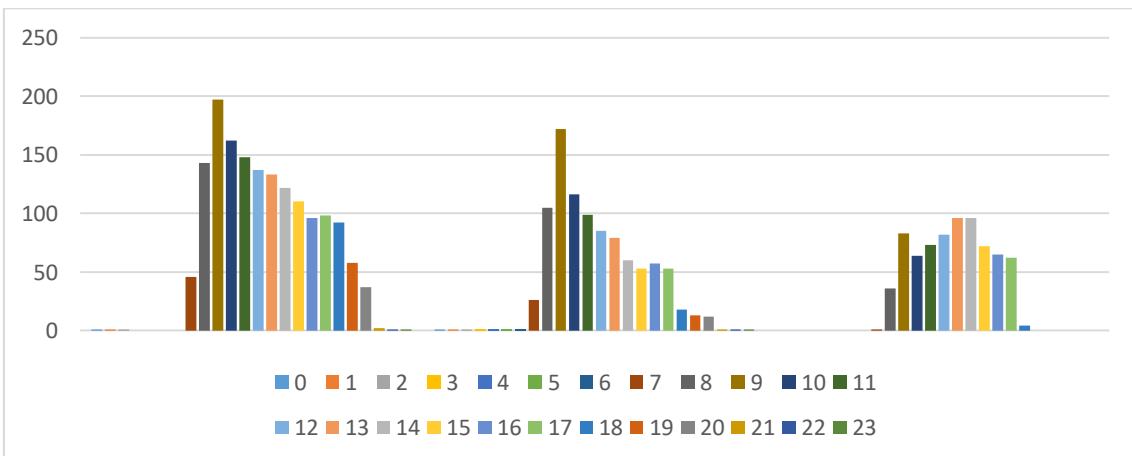
**Anexo 97 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica MWh 2014, 2015 y 2016**



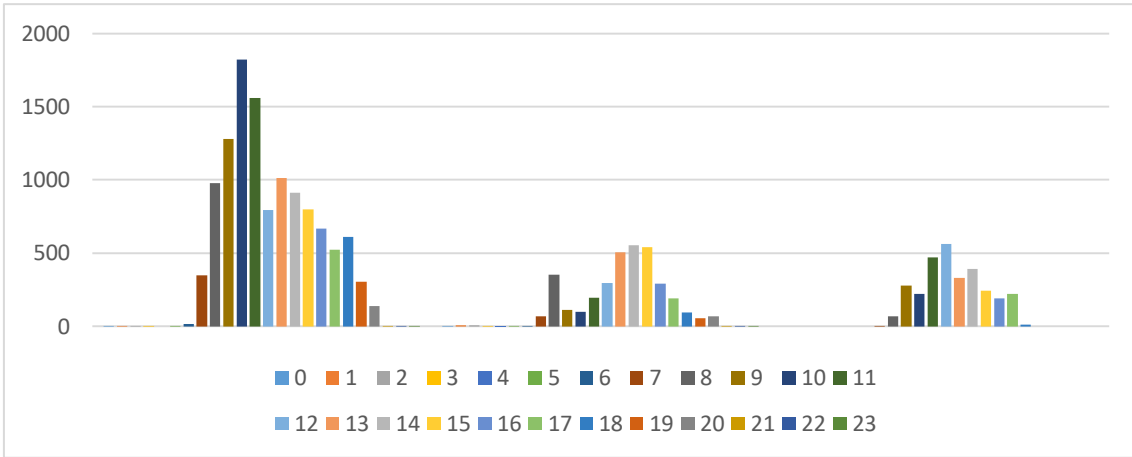
**Anexo 98** - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica € 2014, 2015 y 2016



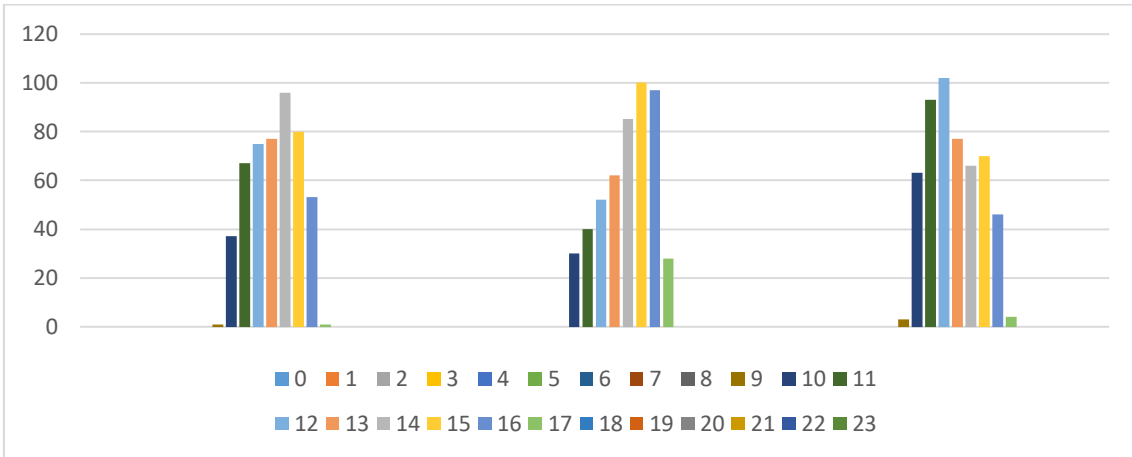
**Anexo 99** - Generación Fotovoltaica Media Horaria MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016



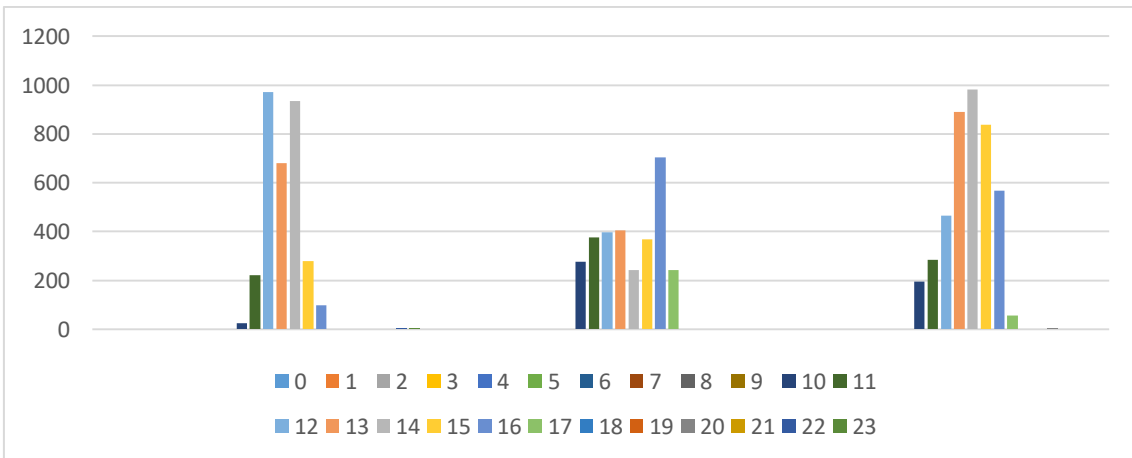
**Anexo 100** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016



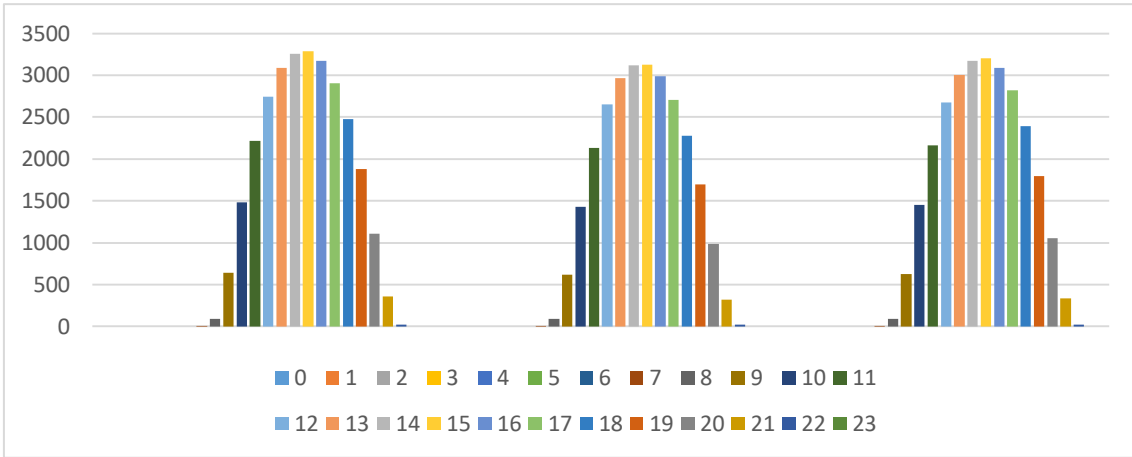
**Anexo 101 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica € Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



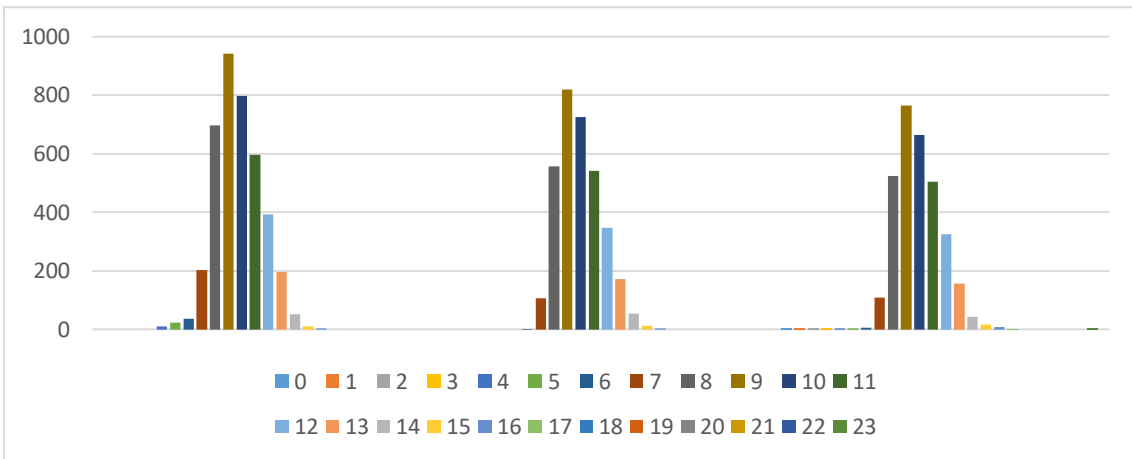
**Anexo 102 - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica MWh Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



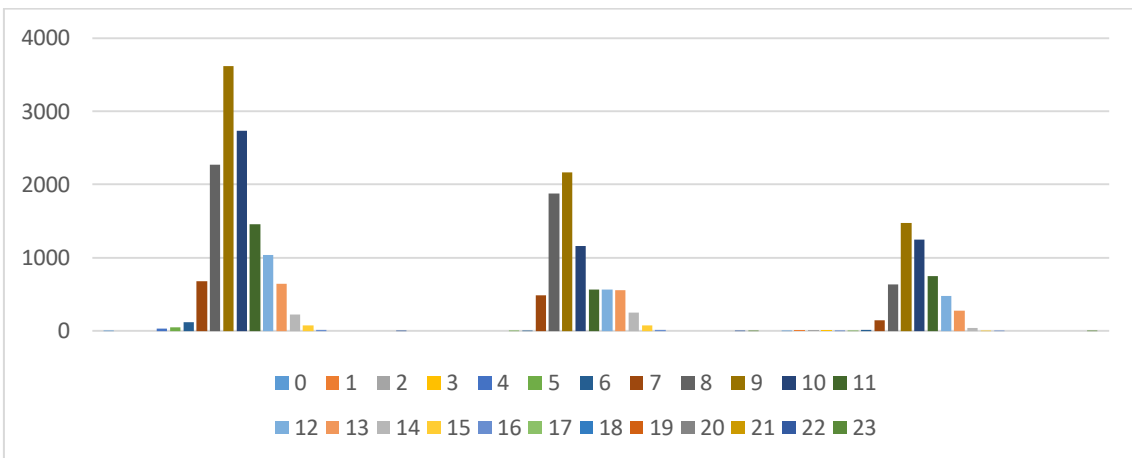
**Anexo 103 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica € Enero-Diciembre 2014, 2015 y 2016**



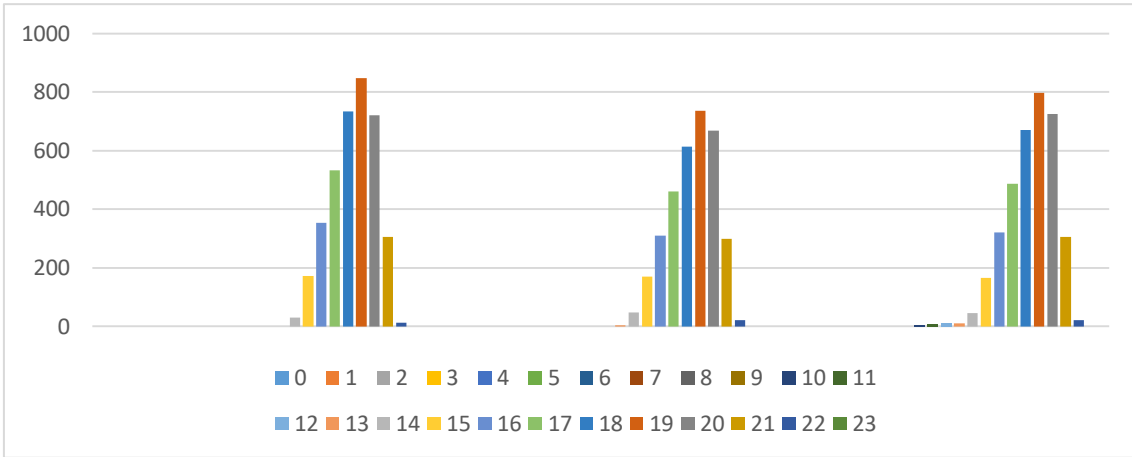
**Anexo 104 - Generación Fotovoltaica Media Horaria MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016**



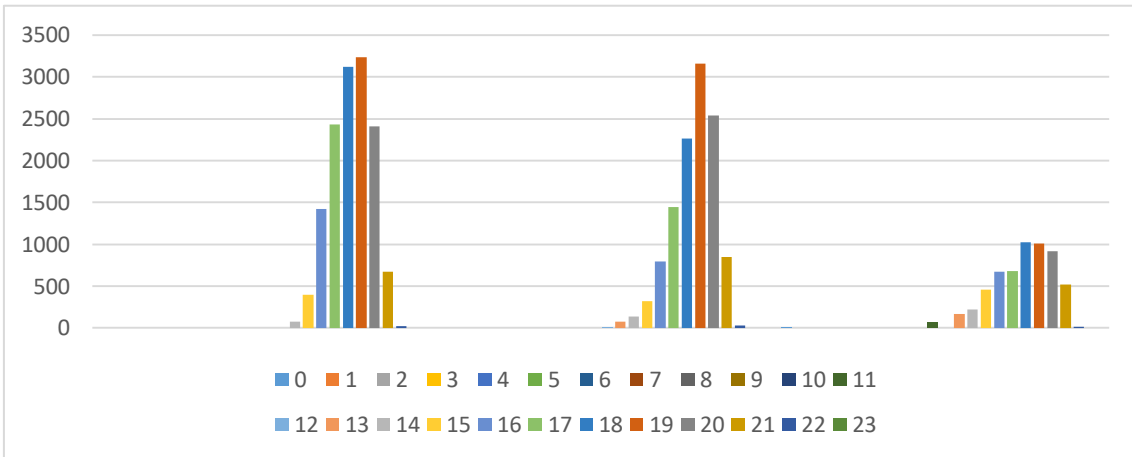
**Anexo 105 - Energía Media de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016**



**Anexo 106 - Coste Medio Horario de los Desvíos a Bajar de la Generación Fotovoltaica € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016**



**Anexo 107** - Energía Media Horaria de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica MWh Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016



**Anexo 108** - Coste Medio Horario de los Desvíos a Subir de la Generación Fotovoltaica € Julio-Agosto 2014, 2015 y 2016

