



Influencia de la integración de la generación renovable y gestión de la demanda en el mercado

TESIS DOCTORAL

Juan Manuel Roldán Fernández

DIRECTORES

Jesús M. Riquelme Santos

Manuel Burgos Payán

SEVILLA, 1 DE DICIEMBRE 2016

Contenido

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Operación del sistema eléctrico	6
1.2 Recursos de ajuste y flexibilidad del sistema.....	9
1.3 Producción renovable.....	15
1.4 Gestión de la demanda	17
1.5 Almacenamiento de energía.....	28
1.6 Situación actual	30
1.6.1 Situación actual de la producción renovable	30
1.6.2 Situación actual de la gestión de la demanda	33
1.6.3 Situación actual del almacenamiento de energía	36
1.7 El sistema eléctrico Español.....	38
1.8 Revisión de la literatura: Política energética e investigación.....	40
1.8.1 Revisión de la integración de las renovables	41
1.8.2 Revisión de la gestión de la demanda.....	46
1.8.3 Revisión del almacenamiento de energía.....	48
1.9 Enfoque y objetivos.....	51
1.10 Contenido	52
CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA.....	55
2.1. El mercado ibérico de la energía.....	56
2.1.1. Archivo de datos del mercado	60
2.1.2 Distribución del consumo	62
2.1.2. Mercado Ibérico y política energética española	66
2.1.3. Mercado Ibérico y medioambiente	67
2.2. Linealización del mercado	70
2.3. Método de continuación de curvas.....	77

CAPÍTULO 3 RENOVABLES Y EFICIENCIA.....	83
3.1. Integración de renovables	85
3.1.1. Análisis cualitativo lineal.....	87
3.1.2. Integración de renovables: Resultados	94
3.2. Ahorro o eficiencia energética.....	104
3.2.1. Análisis cualitativo lineal.....	105
3.2.2. Ahorro y eficiencia energética: Resultados	109
3.3. Comparación entre renovables y ahorro y eficiencia energética	117
CAPÍTULO 4 DESPLAZAMIENTO DE LA DEMANDA Y ALMACENAMIENTO	123
4.1. Desplazamiento de la demanda.....	126
4.1.1. Análisis cualitativo lineal.....	126
4.1.2. Desplazamiento de la demanda: Resultados.....	131
4.2. Almacenamiento en la generación (bombeo)	137
4.2.1. Análisis cualitativo lineal.....	137
4.2.2. Almacenamiento en la generación (bombeo): Resultados.....	143
4.3. Almacenamiento en la demanda (batería)	148
4.3.1. Análisis cualitativo mediante método lineal.....	148
4.3.2. Almacenamiento en la demanda (baterías): Resultados	153
CAPÍTULO 5 MERCADO, SISTEMA ELÉCTRICO, REDISTRIBUCIÓN DE RENTAS Y MEDIOAMBIENTE	161
5.1. Mercado y medioambiente.....	162
5.2. Mercado y sistema eléctrico	168
5.3. Mercado y redistribución de rentas.....	177
5.3.1. Renovables.....	180
5.3.2. Escenario de ahorro y eficiencia.....	197
5.3.3. Desplazamiento temporal de la demanda	199
5.3.4. Almacenamiento en la generación (bombeo)	201
5.3.5. Almacenamiento en la demanda (baterías).....	203

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	207
6.1 Conclusiones	209
6.1.1 Renovables.....	210
6.1.2 Ahorro y eficiencia energética.....	211
6.1.3 Comparación Renovables-Ahorro y eficiencia energética	211
6.1.4 Desplazamiento temporal de la carga	212
6.1.5 Almacenamiento en la generación.....	213
6.1.6 Almacenamiento en la demanda	214
6.1.7 Mercado y medioambiente.....	215
6.1.8 Mercado y sistema eléctrico	216
6.1.9 Mercado y redistribución de rentas – Integración de renovables ..	217
6.1.10 Mercado y redistribución de rentas – Ahorro y eficiencia.....	219
6.1.11 Mercado y redistribución de rentas – Desplazamiento de la demanda 220	
6.1.12 Mercado y redistribución de rentas – Almacenamiento en la generación.....	220
6.1.13 Mercado y redistribución de rentas – Almacenamiento en la demanda.....	221
6.2 Publicaciones y otras actividades de investigación.....	222
6.3 Líneas futuras de investigación.....	223
REFERENCIAS	229

Lista de figuras

Figura 1.1. Curva monótona de producción en barras de central del sistema eléctrico peninsular español del año 2014.	2
Figura 1.2. Evolución del precio del barril de petróleo Dubai [2].....	3
Figura 1.3. Evolución del precio del barril de petróleo Brent noviembre 2010-mayo 2016.....	5
Figura 1.4. Clasificación de la demanda de energía eléctrica de un “prosumidor” o consumidor/productor (industrial o doméstico).....	20
Figura 1.5. Tasa media de mejora anual del ahorro energético por países durante el periodo 2000-2012	31
Figura 1.6. Mapa actual del desarrollo de la Respuesta de la Demanda en Europa [44].....	36
Figura 2.1. Evolución del porcentaje anual de horas en los que se produce separación de mercados (<i>market-splitting</i>) en el mercado Ibérico entre 2008 y 2015	57
Figura 2.2. Curvas agregadas de generación y demanda correspondientes al Mercado Ibérico de la Energía, para la hora pico (22:00 h) de un día laborable de invierno (10 de febrero de 2015). Punto de casación simple y correspondiente punto de casación del mercado	59
Figura 2.3. Distribución de la energía consumida en España en 2015 según el grupo tarifario	62
Figura 2.4. Situación de las ofertas de compra de los comercializadores en la curva de demanda agregada.....	63
Figura 2.5. 2008-2015. Distribución de energía casada entre consumidores industriales en el mercado diario	64
Figura 2.6. 2008-2015. Evolución anual de la participación de los consumidores industriales en el mercado diario	65
Figura 2.7. 2008-2015. Histograma de precios casados en el mercado diario correspondiente al mayor consumidor industrial.....	65
Figura 2.8. 2008-2015. Evolución anual de la energía negociada en el Mercado Español, en el Mercado Ibérico y la total, incluyendo los contratos bilaterales....	67
Figura 2.9. 2008-2015. Evolución anual del volumen de emisiones de CO ₂ del sistema eléctrico español en función de una estimación de la producción renovable casada en el mercado Español. Ajuste mediante recta de regresión lineal	68

Figura 2.10. Curvas agregadas de generación, $p_G = p_G(W)$, y de demanda, $p_D = p_D(W)$, correspondientes a la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015) descargadas del archivo público de OMIE. Linealización del mercado en los alrededores del punto de casación inicial..... 71

Figura 2.11. Curvas de generación y de demanda despachadas a las horas pico (20:00 h) y valle (04:00 h) de un día laborable de invierno (10 de febrero de 2015) descargadas de OMIE. Linealización del mercado en los alrededores de los puntos de casación inicial..... 72

Figura 2.12. Curvas agregadas de generación, $p_G = p_G(W)$, y de demanda, $p_D = p_D(W)$, correspondientes a la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno (10 de febrero de 2015). Estimación lineal de los nuevos puntos de casación del mercado debidos a la integración de generación renovable, a una reducción de la demanda derivada del ahorro energético desarrollado por un conjunto de pequeños consumidores y a ambas simultáneamente **¡Error! Marcador no definido.**

Figura 2.13. Curvas de generación, $p_G = p_G(W)$, y demanda, $p_D = p_D(W)$, correspondientes a las 20:00 h del 10 de febrero de 2015, descargadas de OMIE. Elaboración de una nueva curva de generación (desplazada a la derecha) con integración de renovables, $p_{GR} = p_{GR}(W)$, y otra nueva curva de demanda reducida (desplazada a la izquierda) por ahorro energético de pequeños consumidores, $p_{DE} = p_{DE}(W)$ 80

Figura 3.1. OMIE 2008-2015. Representación del precio del mercado frente a la energía casada y la energía casada a precio cero 86

Figura 3.2. OMIE 2008-2015. Histograma de la energía casada en el mercado. ... 86

Figura 3.3. OMIE 2008-2015. Precio horario de mercado frente a energía casada a precio cero 2008-2015, energía casada entre 28 y 29 GWh 87

Figura 3.4. Curvas de generación y demanda casadas a la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno, 10 de Febrero de 2015. Estimación lineal del nuevo punto de casación del mercado debido a la integración de generación renovable. 89

Figura 3.5. 2008-2015. a) Variación de la energía casada, b) precio medio y c) coste anual de la energía en el mercado en los escenarios renovables R11 a R31 . 97

Figura 3.6. 2008-2015. a) Variación de la energía casada, b) precio medio y c) coste anual de la energía en el mercado en los escenarios renovables R1 a R3 99

Figura 3.7. 2008-2015. Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado, en función del incremento de energía renovable ofertada..... 103

Figura 3.8. OMIE 2008-2015. Precio horario del mercado diario en función de la energía casada y de la energía demandada a precio máximo 104

Figura 3.9. Curvas de generación y demanda casadas a la hora pico (20:00 h) del 10 de febrero de 2015. Estimación lineal del nuevo punto de casación del mercado

debido una reducción de la demanda derivada del ahorro y la eficiencia energética.....	106
Figura 3.10. 2008-2015. Variación anual de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de eficiencia E1I a E3I.....	111
Figura 3.11. 2008-2015. Variación anual de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de eficiencia E1 a E3.....	113
Figura 3.12. 2008-2015. Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de ahorro o eficiencia energética.....	116
Figura 4.1. Variación del precio horario para el día 18/03/2009. Identificación de las horas pico y valle.....	125
Figura 4.2. Curvas ordenadas de generación y demanda, así como energía y precio casados para las hora pico (20:00 h), y la hora valle (4:00 h) del 10 de Febrero de 2015. Estimación de las variaciones en la energía y precio casados debidos a un ciclo de desplazamiento de la demanda.....	127
Figura 4.3. a) Variación de la energía casada, b) precio medio y c) coste anual de la energía negociada en el mercado. Escenarios de desplazamiento temporal de la carga.....	133
Figura 4.4. 2008-2015: Variación total de la energía casada, precio horario medio y coste de la energía negociada en el mercado debidos al desplazamiento de la demanda.....	136
Figura 4.5. Curvas ordenadas de generación y demanda, así como energía y precio casados para las hora pico (20:00 h), y la hora valle (4:00 h) del 10 de Febrero de 2015. Estimación de las variaciones en la energía y precio casados debidos a un ciclo de bombeo pico y valle.	138
Figura 4.6. a) Variación de la energía casada, b) precio horario y c) coste anual de la energía negociada en el mercado para los escenarios de bombeo.....	145
Figura 4.7. 2008-2015: Variaciones totales de la energía casada, precio medio y coste de la energía negociada en el mercado debidos al bombeo.....	147
Figura 4.8. Curvas ordenadas de generación y demanda, así como energía y precio casados para las hora pico (20:00 h) y valle (4:00 h) de un día laborable de invierno (Martes, 10 de Febrero de 2015) correspondientes al Mercado Ibérico de la Energía (OMIE). Estimación de las variaciones en la energía y precio casados debidos a la carga de un dispositivo de almacenamiento de energía a la hora valle y su posterior descarga a la hora pico.....	150
Figura 4.9. Variación anual de la energía negociada, precio horario medio y coste anual de la energía negociada en el mercado en los escenarios de almacenamiento den la demanda A1, A2 y A3.....	155

Figura 4.10. 2008-2015: Variación total de la energía, precio medio y coste de la energía negociada en el mercado para el caso de almacenamiento en la demanda (baterías)	158
Figura 5.1. 2008-2015: Distribución de las emisiones totales de CO ₂ por tecnología de generación	164
Figura 5.2. 2008-2015: Curvas ordenadas de potencia horaria producida en barras de central, anuales.....	169
Figura 5.3. Sistema eléctrico simplificado generación-transporte-demanda	170
Figura 5.4. 2008-2015: Variación de las pérdidas de energía anuales en función del cuadrado del valor de la potencia horaria eficaz.....	172
Figura 5.5. 2008-2015: Evolución anual de la prima recibidas por los productores del régimen especial (línea) y de la cantidad de energía primada en este régimen (barras).....	178
Figura 5.6. 2008-2015: Variación de la energía, precio y coste, caso de retirar la energía producida en el régimen especial	184
Figura 5.7. 2008-2015: Variaciones de la energía casada, precio medio y coste de la energía en el mercado, cuando se retira o se integra energía del régimen especial (ofertada coste cero).....	186
Figura 5.8. Evolución anual de los precios medio ponderado y aritmético de la energía casada por generadores del Régimen Especial o equivalente	190
Figura 5.9. 2008-2015: Variaciones anuales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado en los escenarios de régimen especial con ofertas a precio distinto de cero.	193
Figura 5.10. Número de veces en las que el precio de casación es inferior a 5, 10 y 20 €/MWh.....	195
Figura 5.11. 2008-2015: Variación total de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado, para el caso de aumento del precio de la energía ofertada por el régimen especial.....	196

Lista de tablas

Tabla 1.1. Evolución de los componentes del precio medio en el mercado de la electricidad.....	8
Tabla 1.2. Alternativas para mejorar la capacidad de ajuste o flexibilidad del sistema	11
Tabla 1.3. Resumen comparativo de las principales características entre plantas de generación convencional, basadas en combustibles fósiles, y las basadas en recursos renovables.....	17
Tabla 1.4. Clasificación general de los esquemas de gestión de la demanda	24
Tabla 1.5. Esquemas de fijación de precios y otros incentivos económicos comúnmente utilizados en la respuesta de la demanda.....	25
Tabla 1.6. Tipos de tecnologías de apoyo utilizadas en la realización de la respuesta de la demanda	27
Tabla 1.7. Evolución de la tasa de dependencia de energía bruta de la Unión Europea (UE-28) y de España (%) durante el periodo 2001-2014.	31
Tabla 1.8. Total de emisiones equivalentes de CO ₂ de España (kt CO ₂ -eq y % respecto al nivel de referencia de 1990)	32
Tabla 1.9. 1990-2014. Consumo de energía primaria y final en la Unión Europea (EU-28) y en España (Mtoe – Millones de toneladas equivalentes de petróleo)...	32
Tabla 1.10. 1996-2015: Evolución de los valores anuales de demanda, producción renovable, potencia eólica instalada y emisiones de CO ₂	33
Tabla 1.11. Situación actual de la respuesta de la demanda en 15 países europeos	36
Tabla 1.12. Resumen de literatura sobre la evaluación empírica de la reducción media del precio de la energía en los mercados mayoristas debida al efecto de mérito ordenado en Europa.....	45
Tabla 2.1. Formato de los datos disponibles en el fichero curva_pbc_uof_20120213.1	61
Tabla 2.2. Sistema eléctrico peninsular español 2008-2015. Evolución anual del volumen de emisiones de CO ₂ del sistema eléctrico español y de la producción renovable en barras de central e integrada en el mercado español (estimación) ...	68
Tabla 2.3. 2008-2015. Coeficientes de la regresión volumen anual de emisiones de CO ₂ del sistema eléctrico español en función de estimación de energía renovable integrada en el mercado español.....	69

Tabla 2.4. Datos de la linealización del mercado en los alrededores del punto de casación inicial para las horas pico y valle correspondientes a un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015).....	73
Tabla 2.5. Modelo de mercado linealizado. Estimación de la variaciones relativas de la energía casada, precio y coste de la energía negociada en el mercado resultantes de la integración de una cierta cantidad de energía renovable, ΔE_R y la simultánea reducción de cierta cantidad de demanda derivada del ahorro energético, ΔE_E . (Datos de las horas pico y valle del martes, 10 de febrero de 2015).	77
Tabla 3.1. Descripción de los pares de escenarios Renovables-Ahorro considerados, con indicación de la cantidad de oferta de generación renovable integrada o de compra evitada.	84
Tabla 3.2. Valores de energía y precio de los puntos de casación de mercado para las horas pico y valle del 10 de febrero de 2015, así como de las pendientes de sus respectivas curvas de generación y demanda casada.	92
Tabla 3.3. Estimación lineal de las tasas de variación de la energía casada, el precio y el coste de la energía en el mercado con la cantidad de oferta renovable integrada. Datos relativos a las horas pico y valle del 10 de febrero de 2015.	93
Tabla 3.4. Oferta de energía renovable integrada en el mercado en los escenarios renovables R1I a R3I	94
Tabla 3.5. Oferta de energía renovable integrada en el mercado en los escenarios renovables R1 a R3	95
Tabla 3.6. 2008-2015. Evolución anual de la energía casada, el precio medio aritmético y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios R1I a R3I.....	96
Tabla 3.7. 2008-2015. Evolución anual de la energía casada, el precio aritmético medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios R1 a R3	98
Tabla 3.8. 2008-2015. Valores medios anuales de la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado. Escenarios de integración de renovables	101
Tabla 3.9. 2008-2015. Tasa de variación con respecto a la energía bombeada de: la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado. Escenarios de integración de renovables	102
Tabla 3.10. 2008-2015. Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos a la integración de energía renovable.....	102
Tabla 3.11. 2008-2015. Coeficientes de la aproximación lineal de las variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos a la integración de energía renovable.	103

Tabla 3.12. Resultados del análisis lineal del escenario de ahorro y eficiencia energética para las horas pico y valle del martes, día 10 de febrero de 2015.....	108
Tabla 3.13. 2008-2015. Evolución anual de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de eficiencia EII a E3I.....	110
Tabla 3.14. 2008-2015. Evolución anual de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de eficiencia E1 a E3	112
Tabla 3.15. 2008-2015. Valores medios anuales de la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado, en los escenarios de ahorro y eficiencia	114
Tabla 3.16. 2008-2015. Tasa de variación con respecto a la energía bombeada de: la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado. Escenarios de ahorro y eficiencia.....	115
Tabla 3.17. 2008-2015. Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de ahorro o eficiencia energética	115
Tabla 3.18. 2008-2015. Coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado, en función de la oferta de compra evitada debido al ahorro o eficiencia energética	116
Tabla 3.19. Modelo cualitativo lineal. Comparación de las variaciones de la energía casada, el precio y el coste de la energía negociada en el mercado derivados de la integración de cierta oferta de energía renovable, ΔE_R , y de la reducción de una cierta cantidad de la demanda debido a la mejora de la eficiencia energética, ΔE_E . Valores correspondientes al martes, 10 de febrero de 2015)....	118
Tabla 3.20. 2008-2015. Valor medio de las variaciones de la energía casada anual, el precio horario de casación y el coste del mercado.....	119
Tabla 3.21. 2008-2015. Valores medios de las variaciones por unidad de energía ahorrada o introducida con renovables de la energía casada, el precio horario de casación y el coste del mercado	120
Tabla 4.1. Descripción de los escenarios desplazamiento de la demanda, almacenamiento en la generación (bombeo) y en la demanda (baterías) considerados.....	124
Tabla 4.2. Resultados del análisis lineal correspondientes al desplazamiento de la demanda para las horas pico y valle del martes, día 10 de Febrero de 2015	130
Tabla 4.3. Evolución anual de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía para los escenarios de desplazamiento temporal de la carga.....	132

Tabla 4.4. Valores medios de energía casada anual, precio horario y coste medio anual del mercado para el período 2008-2015. Escenarios de desplazamiento de la demanda	134
Tabla 4.5. Valores medios de energía casada anual, precio horario y coste medio anual del mercado por unidad de energía desplazada para el período 2008-2015. Escenario de desplazamiento de la demanda	135
Tabla 4.6. 2008-2015: Variación total de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al desplazamiento de la demanda	135
Tabla 4.7. 2008-2015: Coeficientes de las aproximaciones lineales de las variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al desplazamiento de la demanda.....	136
Tabla 4.8. Resultados del análisis lineal para el escenario de bombeo para las horas pico y valle del martes, día 10 de Febrero de 2015.....	142
Tabla 4.9. Evolución anual de la energía casada, el precio horario medio y el coste anual de la energía negociada en el mercado en los escenarios de bombeo	144
Tabla 4.10. Valores medios de energía casada anual, el precio horario y el coste anual de la energía negociada en el mercado para el período 2008-2015. Escenarios de bombeo	146
Tabla 4.11. La tasa de variación con respecto a la energía bombeada de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado para el período 2008-2015. Escenarios de bombeo	147
Tabla 4.12. 2008-2015: Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al bombeo	147
Tabla 4.13. 2008-2015: Coeficientes de las aproximaciones lineales de las variaciones de la energía casada, el precio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al bombeo.	148
Tabla 4.14. Linealización de los escenarios de almacenamiento en la demanda para las horas pico y valle del martes, día 10 de Febrero de 2015	152
Tabla 4.15. Evolución anual de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de almacenamiento en la demanda	154
Tabla 4.16. Valores medios de energía casada anual, precio horario de casación y coste total anual medio para el período 2008-2015. Escenario de Almacenamiento en la demanda	156
Tabla 4.17. Valores medios de las variaciones por unidad de energía almacenada de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de almacenamiento en la demanda (baterías)	157

Tabla 4.18. 2008-2015: Variación total de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al almacenamiento en la demanda (baterías).....	158
Tabla 4.19. 2008-2015: Coeficientes de la aproximación lineal de la variación de la energía casada, el precio y el coste de mercado debidos al almacenamiento demanda.....	159
Tabla 5.1. Información de emisiones de CO ₂ (t/h) peninsular, por tecnología de generación, correspondiente al día 14 de junio de 2014.....	163
Tabla 5.2. Datos de potencia eléctrica (MW) peninsular por tecnologías correspondiente al día 14 de junio de 2014	165
Tabla 5.3. 2008-2015: Valores medios del coeficiente de emisiones de CO ₂ -producción para centrales de ciclo combinado y carbón	166
Tabla 5.4. 2008-2015: Variación del volumen de emisiones de CO ₂ para los distintos escenarios	167
Tabla 5.5. 2008-2015: Evolución anual de la producción de energía en barras de central, la potencia eficaz y media, así como los valores extremos de potencia horaria	169
Tabla 5.6. 2008-2015: evolución anual de la producción de energía en barras de central, la potencia de transformación instalada en el transporte, la potencia eficaz, las pérdidas de energía, la estimación de las pérdidas y el valor del residuo	171
Tabla 5.7. Variación de las pérdidas para los distintos escenarios	174
Tabla 5.8. 2008-2015: Variación de los valores de la potencia eficaz, media, mínima y máxima en los escenarios R2, E2, D2, B2, A2.....	176
Tabla 5.9. 2008-2015: Evolución anual de las energías producidas en el mercado español e Ibérico, el precio horario medio del mercado, las energías producidas en el Régimen Especial (primada) y en el Ordinario españoles, así como la prima a los productores del Régimen Especial y la prima por unidad de energía del Régimen Especial	179
Tabla 5.10. 2008-2015: Evolución del coste de la energía negociada en el mercado para los consumidores, los ingresos debidos al mercado para los productores del Régimen Especial (renovables perceptores de la prima al régimen especial) y del ordinario, los ingresos totales de los productores del régimen especial y el coste total (mercado + prima renovable) para los consumidores finales	179
Tabla 5.11. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios renovables ..	182
Tabla 5.12. Variaciones de la energía casada, el precio aritmético medio y el coste debidos a la retirada de distintas cantidades de energía del régimen especial a precio cero, a lo largo del periodo 2008-2015	184

Tabla 5.13. 2008-2015: Coeficientes de la aproximación lineal de la variación de la energía casada, el precio y el coste de mercado al retirar la producción del régimen especial	185
Tabla 5.14. 2008-2015: Evolución anual de la energía primada en el régimen especial y estimación de las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste del mercado al retirar la energía del régimen especial o equivalente.....	187
Tabla 5.15. 2008-2015: Evolución anual de la energía eólica primada y la prima percibida, así como estimación de las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado al retirar la producción eólica	188
Tabla 5.16. 2008-2015: Evolución anual de la energía casada, el precio horario medio y el coste anual de la energía negociada en el mercado en los escenarios de régimen especial con ofertas a precio distinto de cero	192
Tabla 5.17. 2008-2015: Número de veces al año en que el precio de mercado, en el escenario de referencia, resulta 0, menor que 5, 10 y 20 €/MWh.....	194
Tabla 5.18. 2008-2015: Variación total de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al incremento de precios de la energía ofertada en el régimen especial	196
Tabla 5.19. 2008-2015: Coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones totales de la energía casada, el precio y el coste de mercado, debidos al aumento del precio de la energía ofertada por el régimen especial	197
Tabla 5.20. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios de ahorro y eficiencia.....	198
Tabla 5.21. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios de desplazamiento temporal de la demanda	200
Tabla 5.22. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios de bombeo ..	202
Tabla 5.23. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios de almacenamiento en la demanda (Baterías)	204

Resumen

LOS principales efectos de la integración de la producción renovable en el mercado están ampliamente estudiados en la literatura, sin embargo, apenas se ha dedicado esfuerzo investigador al análisis de los efectos de las medidas de gestión de la demanda y el almacenamiento. Este trabajo trata de mitigar esta carencia analizando los efectos en el mercado mayorista de la energía eléctrica de tres tipos de actuaciones:

- Integración de renovables, que servirá como base de comparación
- Gestión de la demanda
 - ahorro y eficiencia energética y
 - desplazamiento temporal de cargas
- Almacenamiento de energía
 - desde la generación (centrales de bombeo) y
 - del lado de la demanda (baterías).

La fuente de información utilizada como referencia en este trabajo son las curvas horarias de generación y demanda (ofertadas y casadas) correspondientes al mercado español/ibérico durante el periodo 2008-2015 (70128 casaciones horarias), obtenidas del archivo histórico del Operador del Mercado (OMIE). A partir de ellas se han elaborado escenarios realistas de integración de renovables, de la gestión o respuesta de la demanda y el almacenamiento, a fin de estudiar sus efectos en el mercado.

Con este propósito se ha desarrollado primero un sencillo modelo cualitativo, basado en la linelización del mercado en torno al punto de operación, con el que se han podido establecer algunas hipótesis sobre el potencial impacto de cualquiera de estas medidas en el mercado, especialmente las variaciones en la energía y precio casados.

A partir del bien conocido efecto de ordenación por mérito de las renovables, este modelo cualitativo se ha utilizado también para describir y establecer lo que podría denominarse efecto de ordenación por mérito de la gestión de la demanda (ahorro energético y desplazamiento temporal de la demanda) y el almacenamiento (tanto desde la generación como desde la demanda).

Posteriormente se ha utilizado el que se ha denominado procedimiento de desplazamiento y continuación de las curvas de generación y demanda, desarrollado para este trabajo, que permite simplificar el proceso de optimización del bienestar global (*welfare*) que conduce a la determinación del punto de equilibrio del mercado (energía y precio casados), la tarea más exigente en cuanto a tiempo de cómputo para el operador del mercado. Con este método se ha llevado a cabo un reanálisis de los datos históricos del mercado español/ibérico desde

2008 a 2015, incorporando las particularidades concretas de los escenarios considerados.

Una vez analizado el efecto en el mercado, se estudiarían otro tipo de efectos más generales sobre el sistema eléctrico, los agentes del mercado o el medioambiente, como pueden ser las variaciones en el volumen de emisiones de CO₂, las pérdidas técnicas en el sistema de transporte, la cuantificación económica del efecto de ordenación por mérito y de las primas neutras (cuando proceda), así como las transferencias de renta entre los diversos agentes participantes: generadores convencionales y renovables, consumidores, y posibles terceras partes (almacenamiento).

El método cualitativo propuesto, basado en la linealización del mercado en torno al punto de casación real, ha permitido establecer una primera evaluación cualitativa del efecto esperable en el mercado de la adopción de cualquier política que conduzca a cualquier clase de variación de la oferta de compra y/o de venta. En esta estimación, las variaciones en las pendientes de las curvas de generación y demanda juegan un papel muy importante. Por todo ello puede decirse que es un instrumento aproximado, pero muy sencillo y rápido de utilizar, lo que lo hace útil como herramienta de análisis preliminar.

Esta herramienta ha permitido identificar efectos de mérito ordenado (*merit-order effect*), aún no descritos en la literatura, asociados al ahorro o eficiencia energética, al desplazamiento temporal de las cargas y el almacenamiento, tanto desde la generación (bombeo) como desde la demanda (baterías). Resulta especialmente destacable el hecho de que haya sido capaz de predecir un ahorro de energía neto cada vez que se realiza un ciclo de desplazamiento temporal de la demanda, resultado tampoco descrito en la literatura.

También ha permitido describir el almacenamiento en la demanda (baterías) como una forma de realización del desplazamiento de la carga, sin tener que alterar la programación de la producción de la planta industrial, pero con unos costes de inversión en la batería y un coste de operación, derivado de las pérdidas en el ciclo de carga-descarga. También ha permitido describir el almacenamiento en la generación como una variante de desplazamiento de la carga.

Por otra parte, la metodología de continuación y desplazamiento de curvas, propuesta en este trabajo, ha permitido hacer frente al estudio de escenarios plurianuales en tiempos de cómputo abordables, superando los casi impracticables tiempos de cómputo resultantes de la utilización de la metodología Euphemia. Por otra parte, siempre que las variaciones de energía consideradas en los escenarios sea pequeña en comparación con la energía casada en el escenario real de base, no cabe esperar grandes errores derivados del método propuesto, ya que las variaciones se producirán únicamente en las últimas unidades eliminadas o añadidas de la lista de las realmente casadas en el escenario real de partida, que incluye centenares de unidades de compra y venta.

Este método de continuación y desplazamiento de curvas ha permitido confirmar, en líneas generales, las hipótesis establecidas con el método cualitativo, basado en la linealización. Ha permitido una cuantificación más precisa de los efectos de

ordenación por mérito (*merit-order effect*) correspondientes al ahorro o eficiencia energética, al desplazamiento de temporal de la carga, al bombeo y al almacenamiento, tanto desde la generación (bombeo) como desde la demanda (baterías). También ha permitido confirmar el ahorro neto de energía que se produce en cada ciclo de desplazamiento temporal de la demanda.

CAPÍTULO 1

Introducción

HISTÓRICAMENTE, los sistemas de energía eléctrica se han concebido, diseñado y operado desde el punto de vista de la generación, centrándose en los aspectos técnicos y económicos de las diversas tecnologías de producción, especialmente los tiempos de respuesta y costes de generación, así como en su disponibilidad. Con esta perspectiva, el objetivo principal del diseño de los sistemas de energía eléctrica siempre se ha focalizado en tratar de garantizar la suficiencia y seguridad del suministro con el menor coste posible.

Los sistemas de generación, transporte, distribución y utilización de la energía eléctrica presentan además la peculiaridad de que, al no disponerse de un método práctico (económico) de almacenamiento masivo de energía (excluyendo las plantas de bombeo hidráulico), la potencia generada debe coincidir en cada instante con la potencia consumida (la demanda bruta en barras de central, es decir, la carga de los consumidores y las pérdidas totales del sistema), a fin de que la frecuencia del sistema pueda mantenerse constante. Dado que la demanda no es una variable que pueda controlarse, en la operación convencional de los sistemas eléctricos, el necesario equilibrio instantáneo entre la generación de energía eléctrica y la carga se consigue adaptando la producción de los generadores a la demanda de los consumidores (cargas), en todo momento. Es lo que suele conocerse como operación basada en el seguimiento de la carga o generación a demanda. En resumidas cuentas, esto significa que el necesario equilibrio entre generación y demanda se consigue gracias a la capacidad de control y rápido ajuste (flexibilidad) del parque generador convencional, constituido por el conjunto de centrales eléctricas convencionales que se gestiona de forma centralizada, sobre una gran área geográfica (generalmente a escala nacional).

Este enfoque convencional se fundamenta, principalmente, en dos ideas:

- Las grandes unidades de generación convencional son plenamente programables: pueden producir cualquier cantidad de energía (dentro de los límites de su potencia nominal) en cualquier momento del día que se desee, y

- Su número es relativamente pequeño: los requisitos de comunicación para la gestión del sistema (consignas de generación, producción actual de las unidades, ...) son limitados.

La planificación convencional de los sistemas eléctricos de potencia se basa en esta misma idea de incontrolabilidad o de rigidez de la demanda y flexibilidad (controlabilidad) de la generación. El previsible incremento futuro (a corto, medio y largo plazo) de la capacidad, tanto del equipo generador como de los distintos recursos de red (líneas y subestaciones, etcétera), se estiman a fin de satisfacer el incremento previsible de la demanda, con el menor coste posible, en cada uno de los escenarios temporales futuros.

Por ejemplo, la Fig. 1.1 muestra la curva monótona (ordenada) de producción en barras de central del sistema peninsular español durante 2014. Como puede verse, la máxima demanda de potencia fue de 40.3 GW, que es más del doble de la demanda mínima (17.8 GW), y se produjo durante una sola hora durante todo el año. También puede observarse que los 3.6 GW (8.9% potencia pico) de potencia pico de generación sólo se requieren durante 438 h en todo el año.

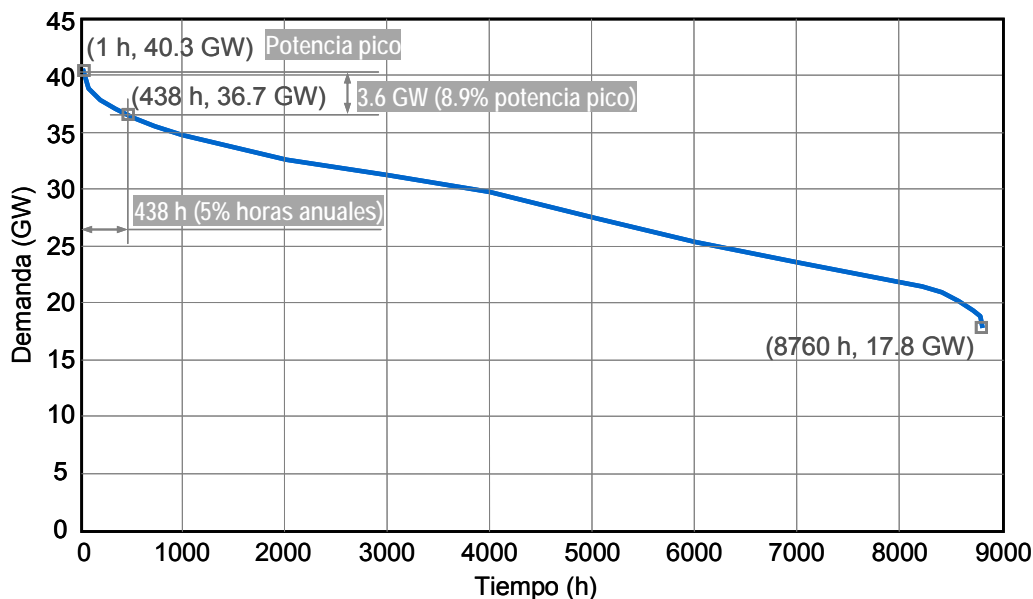


Figura 1.1. Curva monótona de producción en barras de central del sistema eléctrico peninsular español del año 2014.

Esta filosofía, según la cual, la generación es la que se adapta a la demanda, fue el paradigma dominante hasta 1973, año en que los países productores de petróleo (OPEP) decretaron el conocido embargo de la producción de petróleo que multiplicó el precio del barril de crudo, dando origen a la que se conoce como la crisis energética del petróleo (Figura 1.2 [2]).

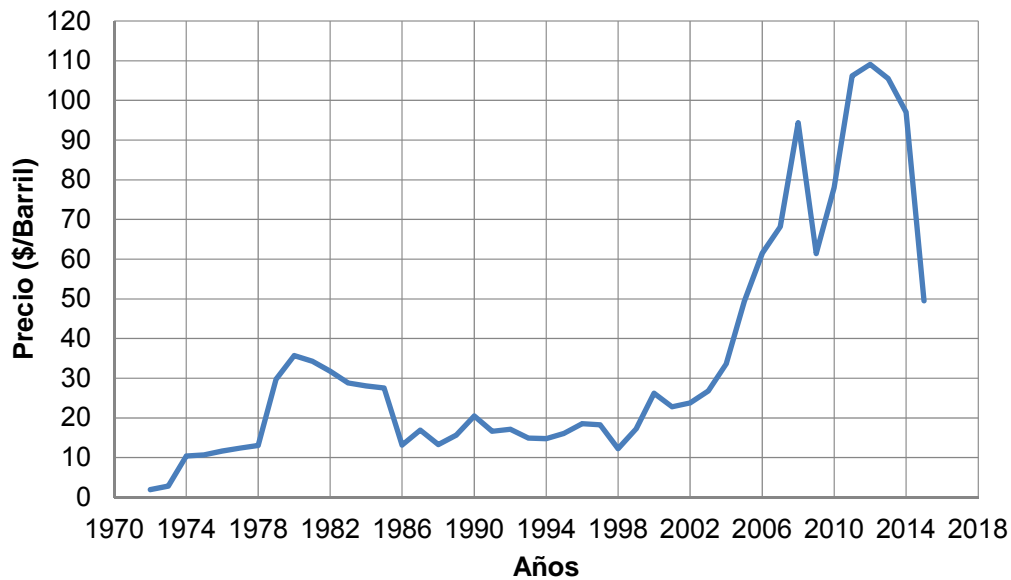


Figura 1.2. Evolución del precio del barril de petróleo Dubai [2]

A raíz de este evento, los países industrializados tomaron conciencia, por un lado, de su situación de dependencia energética exterior y, por otro, de que los recursos energéticos fósiles del planeta son limitados. Como consecuencia respondieron con una estrategia basada en dos líneas fundamentales de actuación:

- Diseño de políticas de reducción del consumo (demanda). De entre ellas cabe citar, porque perduran hasta el día de hoy, el cambio de hora estacional verano-invierno, que pretende reducir la demanda de energía para alumbrado, tratando de adaptar mejor las horas de luz diurna al horario laboral; o las limitaciones de velocidad máxima de circulación para reducir la demanda de combustible. En general se trataba del diseño de programas de ahorro energético (uso racional de la energía, evitando consumos innecesarios) y de mejora del rendimiento (ciclos combinados para la producción de electricidad y calor, los requisitos de rendimiento mínimo de motores y transformadores o los planes de renovación de electrodomésticos).
 - Pretendían ser medidas aplicables en el corto plazo, casi de inmediato mayoritariamente, si bien algunas medidas tecnológicas de mejora de la eficiencia lo fueron a medio y largo plazo.
- Impulso a la investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía renovable. El éxito más notable de esta estrategia probablemente sea el desarrollo de la energía eólica (en tierra firme y marina), pero también de la energía solar, tanto en forma fotovoltaica como termo-solar.
 - Estas fueron medidas a medio y largo plazo que permitieron desarrollar formas económicamente viables de producir energía a

partir de recursos renovables, así como del diseño de políticas institucionales de apoyo, como las ayudas a la inversión de estas plantas o los incentivos (primas) a las energías renovables.

Esta primera respuesta combinada (respuesta inmediata) de ahorro de energía y producción renovable autóctona, trataba de reducir la generación fósil al mínimo, a fin de reducir los pagos por importación de petróleo-gas (deuda exterior) y cubrir con recursos energéticos renovables locales la mayor parte posible de la demanda nacional (primas para el uso del carbón nacional, por ejemplo).

Casi desde los primeros momentos de la crisis energética, diversos organismos reguladores nacionales e internacionales empezaron a reconocer que las medidas de ahorro y mejora de la eficiencia energética podían tratarse como si fuesen nuevas fuentes de energía, perfectamente comparable a cualquier otro recurso energético convencional. La explicación es sencilla. El rendimiento de la producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles depende de la tecnología de generación utilizada, pero puede considerarse un valor medio del orden del 40%. Esto significa que para producir una unidad de energía eléctrica es preciso consumir, aproximadamente, unas 2.5 unidades de energía fósil primaria. En consecuencia, por cada unidad de energía eléctrica que se ahorra se evita el consumo de 2.5 unidades de energía fósil primaria. O, lo que es lo mismo, existe una equivalencia entre evitar el consumo de una unidad de energía eléctrica y “generar” (en el sentido de no consumir) 2.5 unidades de energía fósil primaria. Es decir, que pudo producirse un reconocimiento incluso formal de que las dos líneas de actuación eran como las dos caras de una misma moneda, cuyo objetivo último era reducir el consumo de recursos energéticos fósiles, mayoritariamente importados.

Por tanto, esta respuesta de choque (ahorro energético) tenía un claro enfoque económico, pero también tenía aspectos políticos, como permitir una reducción de la dependencia energética exterior mientras se conseguía una mayor diversificación de los proveedores (seguridad del suministro).

Posteriormente, ya en los años 1980-90, los ciudadanos de las sociedades económicamente más avanzadas empezaron a ser cada vez más conscientes de los problemas medioambientales derivados de la producción de energía eléctrica a partir de recursos fósiles. Las centrales térmicas emiten a diario toneladas de sustancias contaminantes, gases tóxicos y de efecto invernadero, que aceleran el calentamiento global y causan daños tanto para el medio ambiente (naturaleza) como para la salud humana. Las centrales nucleares producen residuos radiactivos que deben ser almacenados, controlados y mantenidos bajo custodia durante decenas o incluso centenares de años en instalaciones especialmente destinadas a este fin. Los conflictos armados o diplomáticos y las actividades especulativas en los mercados mayoristas, continuamente conducen a crisis de desabastecimiento y volatilidad en el precio del petróleo y sus derivados. Baste recordar en este sentido, por ejemplo, las severas interrupciones en el suministro de gas a la Europa Central en plena ola de frío invernal que se produjeron principios de febrero de 2012. Con respecto al coste de los recursos fósiles, si bien durante el

último año (2015) el precio del Brent ha llegado a caer por debajo de los 40 USA\$/barril, solo unos meses antes, durante el cuarto trimestre de 2014, y durante el periodo comprendido entre 2011 y 2014, se situaba en el nivel de los 100 USA\$/barril, como puede verse en la Figura 1.3.

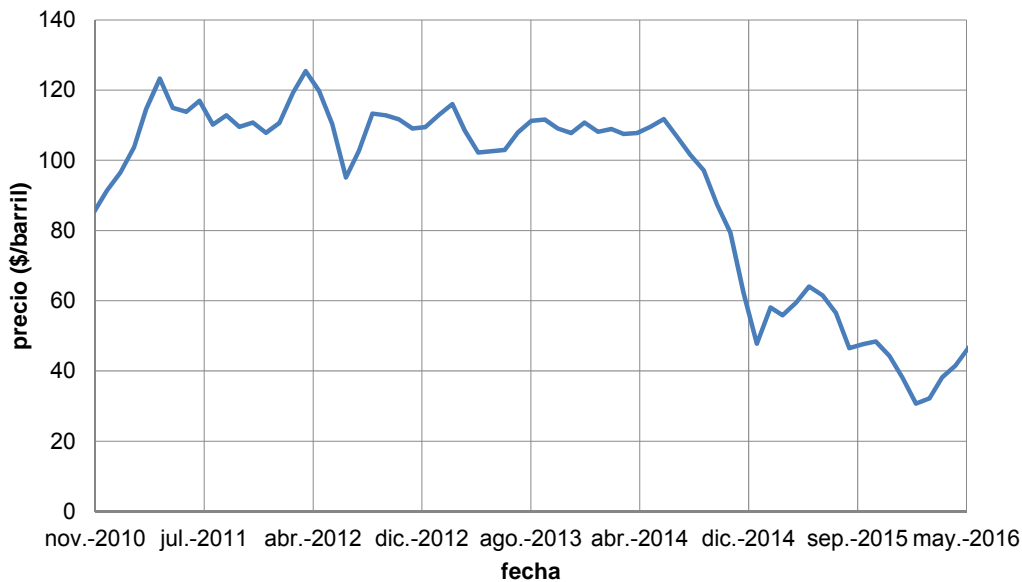


Figura 1.3. Evolución del precio del barril de petróleo Brent noviembre 2010- mayo 2016

En otro plano, acontecimientos de naturaleza tan diversa como las revueltas de la Primavera Árabe (2010), el vertido incontrolado provocado por el accidente ocurrido en la plataforma petrolífera en el Golfo de México (2010) o el desastre nuclear de Fukushima (2011), ilustran claramente algunas de las consecuencias adversas, tanto medioambientales como de salud pública y puramente económicas, del uso de combustibles fósiles como fuente de energía: la incertidumbre y la volatilidad de los precios de suministro del petróleo y sus derivados, la severa degradación ambiental, de larga duración, y los riesgos para la salud humana, así como las enormes cantidades de dinero (principalmente procedentes de fondos públicos), que deben destinarse a tratar de controlar o mitigar los daños.

El Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático de Naciones Unidas [4], que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global, como son el dióxido de carbono (CO_2), el gas metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6), puede considerarse como el resultado cristalizador de esta presión social.

1.1 Operación del sistema eléctrico

Como se ha indicado, el correcto funcionamiento del sistema eléctrico exige una igualdad entre la generación y la demanda, prácticamente en tiempo real, para evitar desequilibrios que se manifestarían como desvíos de la frecuencia con respecto a su valor nominal de 50 Hz.

La función del Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE), es la de garantizar ese equilibrio continuo entre generación y demanda en el sistema eléctrico español. Para ello, realiza la previsión de la demanda de energía eléctrica y gestiona las instalaciones de generación y transporte, en tiempo real, a fin de asegurar que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en cada instante con la demanda de los consumidores (más las pérdidas en el propio sistema). En caso de producirse alguna diferencia, el Operador del Sistema envía órdenes de corrección a las centrales.

El Operador del Sistema también gestiona los denominados mercados de servicios de ajuste, mercados mediante los que se adecuan los programas de producción a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Se entiende por servicios o mercados de ajuste, conforme a la regulación en vigor, a aquellos orientados a la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

- *Solución de restricciones técnicas.* Servicio de ajuste cuya finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema, mediante la limitación y modificación, en su caso, de los programas de producción de las unidades de generación y de consumo de bombeo que resuelven las restricciones técnicas identificadas con el menor coste para el sistema, y el posterior reequilibrio de generación y demanda para compensar las modificaciones de programa incorporadas para resolver las restricciones técnicas identificadas.
- *Servicios complementarios.*
 - Reserva de potencia adicional a subir. Servicio complementario de carácter potestativo, gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado y que tiene por objeto dotar al sistema eléctrico del necesario nivel de reserva de potencia a subir, teniendo en consideración la reserva de potencia disponible en el programa previsto del horizonte diario.
 - Regulación secundaria. 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. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos

conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

- Regulación terciaria. Servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto 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.
- *Gestión de desvíos*. El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

La participación de las instalaciones en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo requiere una habilitación previa por parte de Red Eléctrica como Operador del Sistema, lo que requiere, a su vez, la superación con éxito de pruebas especialmente establecidas a estos efectos [5].

Conviene indicar que la masiva integración de la producción renovable, si bien no ayuda al equilibrio del sistema debido a la variabilidad de su producción, no es la única causa de los desajustes entre generación y demanda, ya que estos se producen intrínsecamente en el sistema. Por ejemplo, cuando se produce el disparo de una línea por causas meteorológicas puede producirse la salida de alguna unidad de generación o una pérdida de carga, lo que provoca el consiguiente desequilibrio entre producción y demanda.

La Tabla 1.1 muestra la evolución de los componentes del precio final medio en el mercado mayorista de electricidad español para los años 2006-2015 [6] y [7]. Como se muestra, los costes "totales complementarios" (incluyendo penalización de desequilibrio, la resolución de restricciones técnicas, los servicios auxiliares y otros aspectos técnicos) se mantuvo entre 5.3% (2008) y 18.5% (2006), con un valor medio de 15.8% en el período 2006-2015. Sin embargo, como se muestra en la Figura 1.3, durante ese mismo período el volumen de energía renovable casi se ha duplicado desde 55.98 TWh en 2006 a 95.83 TWh en 2010, mostrando una reducción en 2012 (85.22 TWh). El comportamiento del Servicio de ajuste del sistema y los costes "complementarios" totales apenas se correlaciona con la generación de energía renovable, que ha crecido casi de manera constante con una tasa media anual de 5.8 TWh/año (4.94 TWh/año excluyendo hidráulica convencional). Obviamente, sólo una parte los costes del servicio de ajuste y "complementarios" del sistema se debe a la integración de la producción renovable (variable).

Tabla 1.1. Evolución de los componentes del precio medio en el mercado de la electricidad.

Año	2006	2007	2008	2009	2010
Precio medio casado (€/MWh)	53.6	41.1	65.9	38.1	38.4
Servicio de ajuste del sistema * (€/MWh)	7.4	2.3	2.6	2.7	3.8
Pago por capacidad ** (€/MWh)	4.8	3.9	1.1	2.5	3.6
Servicio de interrumpibilidad (€/MWh)	-	-	-	-	-
Total costes complementarios *** (€/MWh)	12.2	6.2	3.7	5.2	7.4
Total precio medio (€/MWh)	65.8	47.3	69.6	43.3	45.8
Año	2011	2012	2013	2014	2015
Precio medio casado (€/MWh)	50.9	48.8	46.2	43.4	51.7
Servicio de ajuste del sistema * (€/MWh)	3.2	4.7	5.6	5.7	4.3
Pago por capacidad ** (€/MWh)	6.1	6.1	6.0	5.9	5.0
Servicio de interrumpibilidad (€/MWh)	-	-	-	0.0	1.89
Total costes complementarios *** (€/MWh)	9.3	10.8	11.6	11.6	11.2
Total precio medio (€/MWh)	60.2	59.6	57.8	55.0	62.9

* Servicios necesarios para garantizar el suministro de electricidad bajo las condiciones necesarias de calidad, fiabilidad y seguridad. Los servicios de ajuste incluyen la resolución de restricciones debido a la garantía de suministro, la resolución de las restricciones técnicas del sistema, servicios auxiliares y de gestión de desvíos.

** Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de energía a medio y largo plazo, ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

*** Costes complementarios totales = Servicio de ajuste del sistema + garantía de potencia.

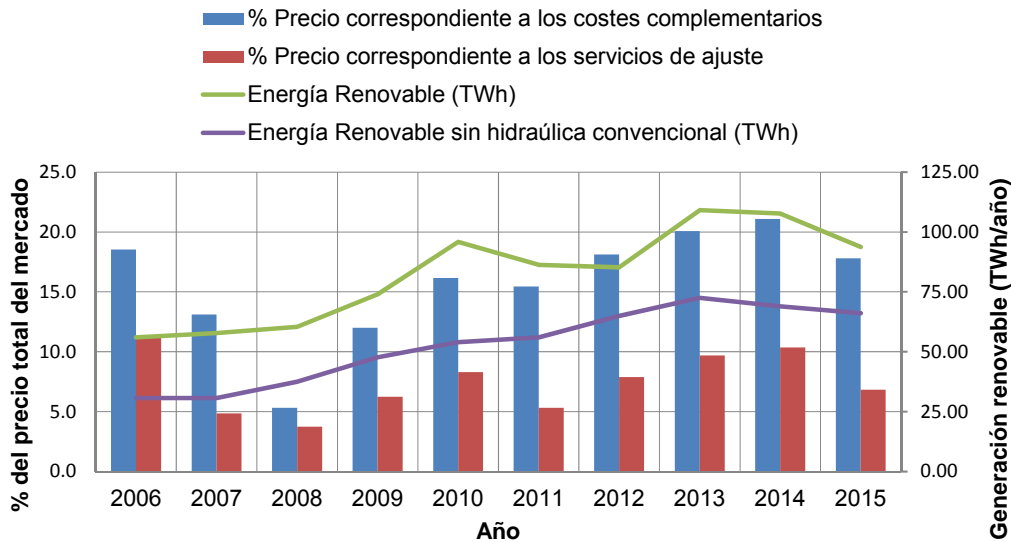


Figura 1.3. Evolución de los costes de los servicios de ajuste del sistema, los costes "complementarios" totales y el porcentaje de generación de energía renovable para el período 2006-2015.

1.2 Recursos de ajuste y flexibilidad del sistema

La característica más distintiva del funcionamiento de los sistemas eléctricos probablemente sea la necesidad del mantenimiento continuo de la igualdad generación-carga, a fin de mantener la frecuencia constante en su valor de referencia.

De este requisito de funcionamiento surge la necesidad, por parte del operador del sistema, de identificar las necesidades y de procurar disponer de los recursos de ajuste suficientes, ya sea en del lado del suministro eléctrico (centrales de pico, reserva rodante) o en el de la demanda (servicio de interrumpibilidad), para garantizar el mantenimiento del equilibrio global entre la producción y la demanda dentro de su área de control.

A lo largo de las últimas décadas, el aumento de la penetración de las energías renovables en los sistemas eléctricos está, sin embargo, planteando nuevos retos a la necesidad de garantizar el equilibrio entre la generación y la demanda de energía eléctrica, de la manera más eficiente económicamente. Esto se debe a que la producción de energía eléctrica a partir de recursos renovables como la eólica y la solar (tanto fotovoltaica como termoeléctrica) presenta características muy diferentes de la producción convencional. El gestor de una planta de generación renovable no puede controlar la cantidad de energía primaria que vaya a usar a una hora determinada ya que, al contrario de lo que sucede en las centrales convencionales, el recurso renovable (viento o sol) no puede controlarse y debe usarse en el momento y cantidad en que se presente en la naturaleza. En consecuencia, el perfil temporal de programación de las plantas renovables debe basarse en la predicción del recurso, lo que supone un cierto nivel de incertidumbre.

Por ejemplo, la producción real de un parque eólico o una instalación fotovoltaica en tiempo real podría resultar inferior a la producción prevista para una hora concreta, lo que obligaría al operador del sistema a tomar contramedidas para mantener el equilibrio generación-carga. Además, incluso cuando el pronóstico es suficientemente preciso para predecir la producción de energía eléctrica real de una planta renovable, esta puede de hecho estar sometida a muchas variaciones (volatilidad de la producción renovable). En ambos casos el operador del sistema tendría que intervenir para restablecer el equilibrio del sistema, ya sea aumentando la producción de algunos generadores o reduciendo la demanda de determinados clientes, originando costes adicionales para el sistema (coste de los servicios de ajuste), en todo caso.

Este aspecto de la penetración de las renovables es importante ya que, al ser la lucha contra el cambio climático una prioridad para la Unión Europea, los países miembros están comprometidos al desarrollo de programas para reducir significativamente sus emisiones de gases de efecto invernadero. Así, la terna de objetivos clave de la Unión Europea para 2020 establece:

- Una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990,

- al menos el 20% del consumo total de energía debe proceder de energías renovables y
- un incremento del 20% de la eficiencia energética.

La consecución de los dos últimos objetivos, la integración de la producción renovable, sustituyendo generación fósil, y las medidas de ahorro y eficiencia energética, reduciendo la demanda y, en consecuencia, las necesidades de generación, se traducirán en una reducción de las necesidades de combustibles fósiles. En consecuencia, tanto el segundo como el tercero de los objetivos pueden considerarse como objetivos subsidiarios del primero y fundamental: la reducción de las emisiones.

Estos objetivos han sido recientemente reformulados y ampliados para la próxima década, de forma que los nuevos objetivos de clima y energía acordados por los países miembros de la UE para 2030 [9] son:

- Una reducción de al menos el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990,
- al menos el 27% del consumo total de energía debe proceder de energías renovables,
- un incremento de al menos el 27% de la eficiencia energética y
- al menos un 15% de capacidad de interconexión eléctrica entre estados miembros.

Dado que los objetivos medioambientales y energéticos de la Unión Europea tanto para 2020 como para 2030 incluyen el claro propósito de aumentar significativamente la proporción de la producción renovable, se desprende la necesidad de que los sistemas eléctricos europeos sean más flexibles, es decir, tengan mayor capacidad de equilibrar generación y demanda. Esto significa que deberán ampliarse las herramientas disponibles de ajuste y equilibrio para hacer frente con eficacia a las presumibles dificultades que esta mayor integración renovable origine.

La Tabla 1.2 adaptada de [10] muestra la panoplia de alternativas disponibles para incrementar la flexibilidad o capacidad de ajuste del sistema.

En primer lugar, las dificultades de ajuste que pudieran derivarse de la variabilidad de la producción renovable (o por cualquier otra causa) pueden compensarse con plantas convencionales de pico, como pueden ser las centrales de ciclo combinado, las de turbinas de gas o las de turbinas de gas de ciclo abierto que, gracias a sus características técnicas de gradiente de carga, rampas de potencia y tiempos de puesta en marcha, son capaces de seguir rápidamente las variaciones tanto de la carga como de la producción renovable (en realidad, al desequilibrio generación-demanda cualquiera que sea la causa). La intervención de este tipo de centrales es la solución convencional del Operador del Sistema para corregir los desequilibrios producción-demanda.

Tabla 1.2. Alternativas para mejorar la capacidad de ajuste o flexibilidad del sistema

Centrales de pico convencionales	Proporcionan capacidad de respaldo flexible Exige señales de precios adecuadas Necesidad de superar las dificultades sociales y administrativas para su autorización
Refuerzo y actualización de la infraestructura de transporte (redes)	Reduce la congestión de la red y proporciona capacidad para hacer frente a flujos bidireccionales Necesidad de superar la oposición local a la expansión de la red Redes (más) inteligentes aún en fase piloto a pequeña escala
Interconexiones	Proporcionan recursos adicionales de ajuste o flexibilidad transfronterizos Difícil asignación de costes que requiere análisis basados en escenarios acordados incluyendo externalidades
Gestión de la demanda	Desplaza el consumo a las horas de menor demanda (fuera del pico) o las de mayor producción renovable Requiere señales de precios adecuadas Reducida elasticidad de la demanda, sobre todo la doméstica
Almacenamiento	Durante las horas valle (o cuando haya exceso de producción renovable) absorbe energía, cargando el dispositivo de almacenamiento (bombeo) y durante las horas pico (o cuando se necesite) la devuelve, inyectándola a la red, descargando el dispositivo (turbinado) El bombeo hidráulico es la tecnología más factible a gran escala A pequeña escala, las baterías constituyen una opción para los clientes (caso equivalente al desplazamiento de cargas)

Para atraer inversiones a este tipo de unidades de generación convencionales, y asegurar así que proporcionan al sistema la necesaria capacidad de respaldo flexible, es necesario establecer señales de precio adecuadas para los potenciales inversores que, a menudo resultan difíciles de justificar e implementar por razones políticas.

Una segunda alternativa para mejorar la capacidad de ajuste o flexibilidad del sistema consiste en la expansión de la red eléctrica. El refuerzo y la expansión de las redes de transporte y distribución permite mitigar eficazmente los problemas de congestión de la red, que se ven a su vez agravados por la integración de las plantas renovables, que suelen concentrarse en áreas geográficas muy localizadas con elevado potencial eólico o solar, pero donde los recursos de red generalmente son escasos.

Esta solución (costosa) sólo es sin embargo viable cuando puede superarse con éxito la esperable oposición local a la construcción de grandes infraestructuras y puede culminarse satisfactoriamente toda la tramitación burocrática de las pertinentes licencias administrativas, en sus diferentes niveles.

Además del refuerzo de la red convencional, el desarrollo de redes inteligentes permitiría que el sistema pudiera hacer frente con mayor eficacia a flujos bidireccionales de energía y de grandes cantidades de información, facilitando la integración de la generación descentralizada y de los llamados “prosumidores”

(productores-consumidores). Sin embargo, este tipo de redes inteligentes están todavía en una fase muy incipiente de su desarrollo (proyectos a pequeña escala).

Una tercera posibilidad consiste en el incremento de la capacidad de transporte transfronterizo, las interconexiones internacionales, que pueden fortalecer la capacidad de ajuste o flexibilidad de un sistema eléctrico, simplemente porque permite que el sistema importe o exporte una parte de su generación o demanda. Es decir que importe o exporte una cierta capacidad adicional de ajuste/flexibilidad excedentaria y disponible en los sistemas de los países vecinos con los que esté interconectado.

Por ejemplo, en las horas pico, cuando la carga alcanza su valores máximos, un determinado sistema con escasa capacidad de generación podría beneficiarse de la importación de energía procedente de unidades generación excedentarias que estén disponibles en el sistema eléctrico de un país vecino (y que podría evitar incluso la entrada de las unidades de generación nacionales más caras). Por el contrario, durante las horas valle, cuando la carga se reduce al mínimo, el sistema podría beneficiarse de un excedente de producción de energía eólica, cuando la generación nacional sea superior a su demanda, exportándola al país vecino (reduciendo los costes en el país vecino al sustituir la exportación renovable una parte de las unidades convencionales, más costosas).

El sistema eléctrico español está interconectado con Portugal, con el que configura el sistema eléctrico ibérico, con Andorra, con el del norte de África, a través de Marruecos y con el sistema eléctrico centroeuropeo, a través de la frontera con Francia. A su vez, el sistema eléctrico centroeuropeo está conectado con el de los países nórdicos, con el de los países del este de Europa y norte de África, así como con las islas británicas, haciendo del sistema de la Europa Continental el mayor sistema síncrono interconectado del mundo.

La Unión Europea recomendó en 2002 que, en 2020, todos los estados miembros deberían alcanzar un mínimo de un 10 % de capacidad de interconexión (porcentaje de la capacidad total de importación frente a la potencia de generación instalada), con el fin de eliminar sistemas aislados, facilitar el apoyo mutuo y promover el Mercado Único de la Electricidad.

Actualmente, la tasa de interconexión de España está aún muy lejos del objetivo recomendado ya que la capacidad de interconexión a través de la frontera francesa solo ha llegado al 2.8% tras la reciente interconexión por los Pirineos orientales. A todos los efectos, España (el sistema ibérico) puede seguir considerándose una isla eléctrica, a efectos prácticos.

La Fig. 1.3, elaborada por ENTSO-E [11], muestra la evolución de la capacidad de las interconexiones en la UE. Como puede verse, en 2020, si concluyen con éxito las interconexiones previstas, España será el único país de Europa continental con una capacidad de interconexión por debajo del objetivo del 10%, por lo que será necesario seguir desarrollando nuevas interconexiones. En la actualidad existen proyectos a medio/largo plazo como la interconexión norte con Portugal entre Galicia y el Minho portugués, un transformador desfasador en

Arkale y el Proyecto Bahía Vizcaya, una nueva interconexión submarina con Francia por el Golfo de Vizcaya.

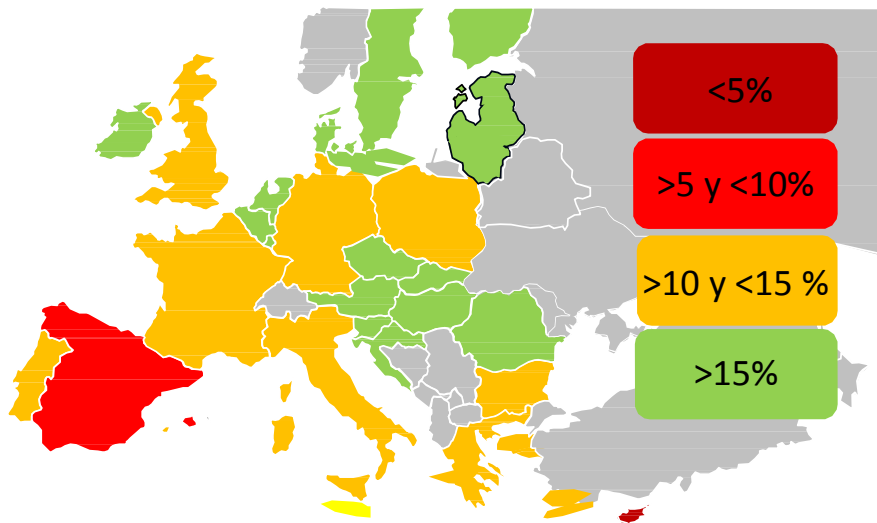


Figura 1.3 Capacidad de interconexión proyectada en 2020 una vez concluidos los Proyectos de Interés Común aprobados

En cualquier caso, las interconexiones transfronterizas requieren el establecimiento de controvertidas asignaciones de costes y la realización de estudios de evaluación coste-beneficio sobre la base de escenarios futuros y previamente acordados que deben incluir las tendencias y localizaciones futuras de las fuentes de oferta y demanda. Esta solución puede también resultar costosa en términos político ya que puede contar con oposición social a la construcción de grandes infraestructuras, en ambos países.

Una cuarta opción sería que los proveedores del suministro eléctrico estableciesen programas de gestión de la demanda que estimulen a los clientes a desplazar su consumo de las horas pico a horas normales o valle, a cambio de alguna compensación económica en la factura. Sin embargo, en una gran parte de los Estados miembros de la UE están todavía presentes las tarifas reguladas, con precio fijo, para usuarios finales.

Por otra parte, la capacidad de los clientes para ser más activos en la configuración de sus patrones de consumo está ligada a la elasticidad de su demanda a los precios, que es muy baja (especialmente para el segmento de los consumidores domésticos). En este sentido, el hecho de que los vehículos eléctricos contribuirán a un aumento significativo del volumen de carga potencialmente desplazables, o el despliegue de los contadores inteligentes y las tarifas dinámicas, muestra que el futuro de la gestión de la demanda es prometedor, pero hoy por hoy este tipo de medidas está aún en sus inicios.

La última opción para hacer frente a los problemas de ajuste derivados de la variabilidad de las renovables es el almacenamiento de energía eléctrica: la conversión de la energía de la red eléctrica interconectada a otra forma de energía

(bombeo de agua desde al depósito inferior al superior, en las centrales hidráulicas de bombeo o, en general, carga del dispositivo de almacenamiento), que se mantiene en esta otra forma de energía para uso futuro (almacenamiento de la energía), y que se convierte de nuevo en energía eléctrica que se inyecta a la red eléctrica en algún momento posterior (periodo de turbinado o, en general, de descarga del dispositivo de almacenamiento).

En la actualidad se dispone de una amplia gama de tecnologías de almacenamiento. Puede distinguirse entre sistemas de almacenamiento mecánicos (acumulación por bombeo hidroeléctrico, almacenamiento de energía por aire comprimido, volantes de inercia); electromagnéticos (almacenamiento magnético en bobinas superconductoras, ultra o supercondensadores); químicos (baterías de flujo, baterías de células de combustible); y térmicos (almacenamiento en sales fundidas). Además, sus características difieren en cantidad de energía almacenable y la velocidad a la que puede devolverse a la red (potencia), los costes de inversión (CAPEX) por unidad de potencia instalada (€/MW) y de energía almacenada OPEX (€/MWh), el rendimiento cíclico, la vida útil, y el impacto ambiental, entre otros. Asimismo, las diferentes tecnologías de almacenamiento pueden proporcionar diferentes servicios al sistema, que van desde el mantenimiento de la frecuencia (servicio frecuencia-potencia) y la tensión de la red (control de reactiva) al servicio de ajuste (balance) de carga.

Para aplicaciones de energía que permitan reforzar la capacidad de ajuste/flexibilidad del sistema y la integración de renovables variables es, sin embargo, crucial que una tecnología de almacenamiento de energía eléctrica sea capaz de descargar durante varias horas, con una capacidad significativa, por ejemplo, algunos centenares de MW, y con un tiempo de respuesta reducido (por ejemplo, 1-5 minutos). Para este tipo de aplicaciones, la acumulación por bombeo hidroeléctrico no sólo es la tecnología que mejor satisface estos requisitos, sino que también queda bien clasificada en términos de rendimiento cíclico (75-82%), de inversión inicial de ejecución y puesta en marcha (1500-4000 €/kW) y de operación y mantenimiento (250 a 400 €/kWh).

En conclusión, la acumulación por bombeo hidroeléctrico es la tecnología de almacenamiento a gran escala más madura y rentable de que se dispone actualmente, como lo confirma el hecho de que más del 99% de la capacidad total de almacenamiento instalada en el mundo corresponda a bombeo hidráulico.

No obstante, la reducción de costes de las baterías de ion-litio hace que el almacenamiento a menor escala, por parte de los consumidores, pueda considerarse una nueva herramienta de ajuste y flexibilidad distribuida para el sistema. El uso de este tipo de baterías podría utilizarse, tanto a nivel doméstico como industrial, como una forma práctica de realizar el desplazamiento de la carga, sin alterar el patrón temporal de uso de la energía eléctrica.

Dos observaciones finales. La integración a gran escala de generación renovable variable supone un desafío para la operación del sistema que obligará a incrementar la cantidad y calidad de los recursos de ajuste. Sin embargo, la necesidad de instrumentos de ajuste es intrínseca a la propia operación del

sistema, con independencia de que integre mayor o menor proporción de generación renovable. Por otra parte, tanto la integración de renovables como cada una de estas opciones de flexibilidad para el sistema conllevan diferentes requisitos financieros para su disposición, pero también tienen su impacto en el mercado mayorista de la energía eléctrica, así como en los costes financieros (capacidad de generación, necesidades de infraestructura de transporte) y de operación del propio sistema (pérdidas).

Este trabajo se centra principalmente en el análisis del impacto en el mercado español de la producción renovable, la gestión de la demanda (ahorro de energía y desplazamiento de carga) y almacenamiento, tanto desde el lado de la generación como de la demanda. Se ha elegido la gestión de la demanda porque es una medida que implica la participación de la demanda como herramienta de flexibilidad/ajuste del sistema, puede implementarse sin costes adicionales y tiene repercusiones económicas tanto para el sistema (reducción de las necesidades de generación, de las emisiones de CO₂ o descongestión de la red) como para los consumidores (ahorro en la factura) poco estudiados. El almacenamiento, tanto desde el punto de vista de la generación como de la demanda (consumidor), porque también presenta importantes repercusiones económicas para el sistema y para los consumidores poco estudiados, especialmente en el caso del almacenamiento del lado de la demanda.

1.3 Producción renovable

En la actualidad, en los sistemas eléctricos europeos (y de otros muchos países en el mundo), y a fin poder cumplir con los objetivos 2020 de la Unión Europea (vinculados al cumplimiento del Protocolo de Kyoto) [4] y sus sucesores, hasta el reciente Acuerdo de París (Conferencia de las Partes - COP21) de 2015, el parque generador se ha diversificado de una forma importante en cuanto a tecnologías de generación, debido principalmente a la integración a gran escala en el sistema eléctrico de la producción basada en las energías renovables. En consecuencia, los sistemas eléctricos están evolucionando hacia un parque de generación mucho más diverso, disperso y descentralizado, con un número mucho mayor de generadores, en el que una parte importante y cada vez mayor de la generación es de origen renovable (variable). Esto quiere decir que una fracción importante y creciente de la generación ya no puede programarse a demanda (como se venía haciendo con la generación convencional) sino que su producción es dependiente (en momento/tiempo y cantidad) de la presencia natural del recurso renovable, por lo que su programa de producción energética debe basarse en la predicción del recurso (a corto o medio plazo). En consecuencia, la capacidad de control y rápido ajuste de los generadores a las condiciones de la carga, es cada vez menor, y su producción está sometida a un mayor nivel de incertidumbre.

En este sentido, el caso español, que en el último año (2015) cubrió 36.7% de la demanda con producción renovable (42.8% en 2014), es un buen ejemplo. La

integración eficiente y segura de la producción renovable presenta especial complejidad en el sistema español debido a sus especificidades:

- *Insularidad.* El sistema eléctrico español es prácticamente una isla ya que aunque está interconectado con Marruecos, Portugal, Andorra y Francia, esta última, que lo interconecta con el resto de la Europa continental, presenta una limitadísima capacidad de interconexión (2.8% de la potencia instalada).
- *Morfología de la curva de demanda.* La curva diaria de la demanda peninsular varía en función de la época del año, el día de la semana y su laboralidad, la temperatura o el tiempo meteorológico, entre otras. Pero su característica más destacable es la diferencia entre el consumo de las horas punta y las de valle, que en el caso español son muy importantes. Por ejemplo, en la curva del día 4 de febrero de 2015 (día de máxima demanda horaria del año) la demanda de la hora pico (40.3 GWh de 20 a 21 horas) fue un 60% superior a la de la hora valle (25.2 GWh de 4 a 5 horas) [14], [15]. Tres años antes, el 11 de enero de 2011, esta diferencia llegó al 80% [14], [16] y alcanzó valores mayores en años anteriores al actual periodo de recesión económica. Esta diferencia tan marcada hace que las unidades de producción convencionales deben funcionar en un régimen más exigente, con una mayor flexibilidad, al recaer sobre ellas la tarea de seguimiento de la curva de carga a lo largo del día. Esta exigencia se ha visto incrementada aún más en los últimos años por el contingente de energías renovables que se ha instalado en el sistema y por su prioridad de funcionamiento respecto al resto de tecnologías.

La Tabla 1.3 muestra un resume comparativo de las principales características entre plantas de generación convencionales (combustibles fósiles) y las basadas en recursos renovables (variables).

Como resultado de todo ello, la operación del parque generador es cada vez menos flexible en cuanto a capacidad de adaptarse a los requerimientos variables de la demanda, ya que la capacidad de control y rápido ajuste de los generadores a las condiciones de la carga, es cada vez menor, y su producción está sometida, cada vez, a un mayor nivel de incertidumbre. En este contexto, y a fin de evitar una rigidez excesiva de los sistemas eléctricos que los haga ineficientes, sería conveniente y deseable redistribuir la flexibilidad del sistema en cuanto a capacidad de equilibrio entre generación y demanda, de forma que los requisitos de flexibilidad o de ajuste no recaigan exclusivamente sobre la generación convencional, sino que una parte de los requisitos de flexibilidad o ajuste pueda ser proporcionada por el lado de la demanda (gestión de la demanda) o desde ambos (almacenamiento).

En efecto, en el corto plazo, la gestión de la demanda puede reducir tanto la congestión de las redes, al desplazar la carga a otros momentos en los que haya capacidad de red excedentaria, como los costes de generación y las emisiones de CO₂, al trasladar la demanda a aquellos momentos en los que haya más energía renovable disponible.

Tabla 1.3. Resumen comparativo de las principales características entre plantas de generación convencional, basadas en combustibles fósiles, y las basadas en recursos renovables.

	Convencionales	Renovables
Capacidad de gestión/despacho	Plenamente gestionable (momento y cantidad de energía)	Gestión basada en la predicción del recurso (viento, sol). Errores dependientes del horizonte de predicción
Perfil temporal de producción	Completamente programable en momento y cantidad de energía	Predecible (errores) pero no programable. Basado en la presencia del recurso (viento, sol) en la naturaleza
Dificultad de integración en el mercado (sistema eléctrico)	Reducida	Elevada (incremento de costes de operación y de las emisiones de CO ₂ por generación de respaldo)
Dificultad de integración en la red (Necesidad de infraestructura de red)	Moderada-Elevada (emplazamientos con recurso fósil o de abastecimiento alejados de la red)	Moderada-Elevada (emplazamientos con recurso natural alejados de la red)
Costes de inversión	Reducidos	Elevados
Costes de operación (combustible)	Elevados	Muy reducidos (mantenimiento)
Emisiones al ambiente	Elevadas	Nulas

Como consecuencia, el valor añadido de la gestión o respuesta de la demanda reside esencialmente en el aplazamiento y la reducción de la inversión necesaria para la refuerzo o expansión de la red y de la capacidad/potencia de generación, así como en la mejora económica de la operación del sistema eléctrico (reducción tanto de las pérdidas del sistema como de las emisiones de CO₂, y el uso más intensivo de las energías renovables, evitando recortes de producción renovable).

1.4 Gestión de la demanda

La gestión de la demanda (tanto a nivel industrial, de servicios o doméstico) como medio de flexibilidad en la operación del sistema eléctrico ha sido ampliamente reconocido entre los agentes interesados y los responsables políticos en toda Europa, por ejemplo, en el Energy Roadmap 2050 [17] ("el ahorro de energía y la gestión de la demanda: una responsabilidad de todos"), en la Comunicación de Mercado Interior ("respuesta a la demanda más fuerte en las redes de distribución") y en la Directiva de Eficiencia Energética ("respuesta de la demanda es un instrumento importante para la mejora de la eficiencia energética").

En el corto plazo, la gestión o respuesta de la demanda puede ser un instrumento útil para reducir:

- la congestión de la red (evitando o aplazando inversiones en refuerzo de la red), por reducción de la demanda (ahorro de energía o eficiencia energética) o desplazando (temporalmente) la carga a otros momentos con capacidad de red excedentaria
- los costes de operación de la generación, desplazando la demanda a aquellos momentos en los que haya mayor producción renovable así como los costes de los servicios de ajuste, que podrían llevarse a cabo sin el concurso de unidades de generación convencionales y, por tanto, sin emisiones, y
- las necesidades financieras para la inversión en nuevo equipamiento de generación y de infraestructuras de red, desplazando los picos de demanda a horas con menor demanda (valle) y/o mayor producción renovable y/o capacidad excedentaria de red.

En consecuencia, el valor añadido de la gestión o respuesta de la demanda reside esencialmente en el aplazamiento y la reducción de la inversión necesaria para la refuerzo o expansión de la red y de la capacidad/potencia de generación, así como en la mejora económica de la operación del sistema eléctrico (reducción de las pérdidas del sistema y el uso más intensivo de las energías renovables, evitando recortes de producción renovable).

Sin embargo, debe admitirse que existe un escepticismo considerable acerca de las posibilidades reales de gestión de la demanda por parte de los consumidores (tanto industriales como domésticos). Algunos argumentan que el impacto financiero en las facturas de energía eléctrica de los consumidores no suele ser lo suficientemente importante como para que los consumidores reaccionen. Otros afirman que los consumidores no quieren, o no pueden o no saben manejar la complejidad adicional introducida por la respuesta de la demanda. En el caso de los consumidores domésticos, las dudas o la preocupación sobre la privacidad de los datos y, en el caso de los consumidores industriales y de servicios, el temor a una reducción de la autonomía en las pautas de consumo (penalizaciones) constituyen dos de los principales argumentos que actúan como barreras que frenan el desarrollo de un nivel significativo de gestión de la demanda.

Las posibilidades de gestión de la demanda de un consumidor, ya sea industrial, de servicios o doméstico, dependen esencialmente de la composición de su demanda. En términos generales, las necesidades de energía eléctrica podrían clasificarse con respecto a tres grandes criterios: uso de la red, posibilidad o no de autoabastecimiento y de almacenamiento.

- *Carga alimentada de la red.* Demanda neta de energía eléctrica que debe tomarse de la red. En un caso genérico en que el consumidor (“prosumidor”) disponga, además de la red, de una cierta capacidad de autoproducción y de un sistema de almacenamiento de energía, la demanda (horaria) neta de la red resulta igual a su demanda total corregida por la potencia autogenerada por el productor-consumidor o “prosumidor” y la potencia absorbida o inyectada por el dispositivo de almacenamiento.

- *Autogeneración*. Demanda parcial o totalmente autoabastecida que deja de ser necesario que se alimente de la red.
 - Solar térmica, fotovoltaica, pequeña eólica, pequeño ciclo combinado, geotérmica, etcétera
- *Almacenamiento*. Uso de un dispositivo de almacenamiento (batería) que puede cargarse en las horas valle (en general, fuera de las horas pico), incrementado la demanda a esas horas (menor precio), y descargarse, devolviendo la energía en las horas pico (o cuando sea conveniente), sustituyendo parte de la carga que se demanda de la red a esas horas (precio elevado). El almacenamiento desacopla el periodo de consumo de energía de la red de la prestación del servicio de uso final. También cabe la posibilidad de cargar el dispositivo a partir de la autogeneración, con lo cual no se incrementa la demanda a las horas valle, pero sí se reduce a las horas pico. De esta forma, la energía producida a partir de un recurso renovable no programable (viento, sol) se convierte en programable a demanda. Aunque en este trabajo no se considera, aquí también podría incluirse el almacenamiento térmico (frigoríficos y sistemas de aire acondicionado-calefacción) que permitiría desacoplar la prestación del servicio de uso final de los periodos de consumo de energía de la red.
 - Baterías de ión-litio (teléfonos móviles, tabletas, portátiles, robots aspiradores/limpieza, herramientas eléctricas, vehículos eléctricos, ...)

A su vez, las necesidades de energía eléctrica cubiertas por la red, pueden clasificarse con respecto a dos grandes criterios jerarquizados o anidados: posibilidad o no de desplazamiento temporal de la demanda y, dentro de esta última categoría (carga no desplazable), posibilidad de interrumpibilidad o no de la carga, una vez iniciado su proceso operativo.

- Capacidad de desplazamiento temporal de la carga. Capacidad de la carga de poder trasladarse en el tiempo (adelantarse o retrasarse) sin afectar al servicio de uso final.
 - Carga desplazable (lavaplatos, lavadora, secadora, frigorífico, aire acondicionado-calefacción, ...). Consumo de energía que puede trasladarse en el tiempo sin afectar al servicio de uso final. La carga desplazable generalmente se asocia a un proceso final no interrumpible una vez que haya sido iniciado como, por ejemplo un ciclo de lavado en ámbito doméstico. En consecuencia, su desplazamiento temporal requiere algún tipo esfuerzo de planificación.
 - Carga no desplazable (alumbrado, alarmas, sistemas automáticos, cocina, TV, aire acondicionado-calefacción, ...). Demanda de energía que no puede trasladarse en el tiempo sin afectar al servicio final.

- Capacidad de interrumpibilidad. Capacidad de una fracción de la carga no desplazable en el tiempo sin afectar el servicio de uso final, de poder ser interrumpida al instante.
 - Carga interrumpible (alumbrado, TV, PC, herramientas,). Demanda de energía que no puede desplazarse en el tiempo sin afectar el servicio de uso final, pero cuyo servicio puede ser interrumpido al instante (con un coste asumible).
 - Carga no interrumpible, ininterrumpible o carga base (alarmas de seguridad, alumbrado, sistemas automáticos, ...). Demanda cuyo servicio de uso final necesita una alimentación instantánea que no puede ser ni desplazada en el tiempo ni interrumpida.

La Figura 1.4 ilustra esta doble clasificación de la composición de la demanda de energía eléctrica de un consumidor (“prosumidor” o productor-consumidor) genérico.

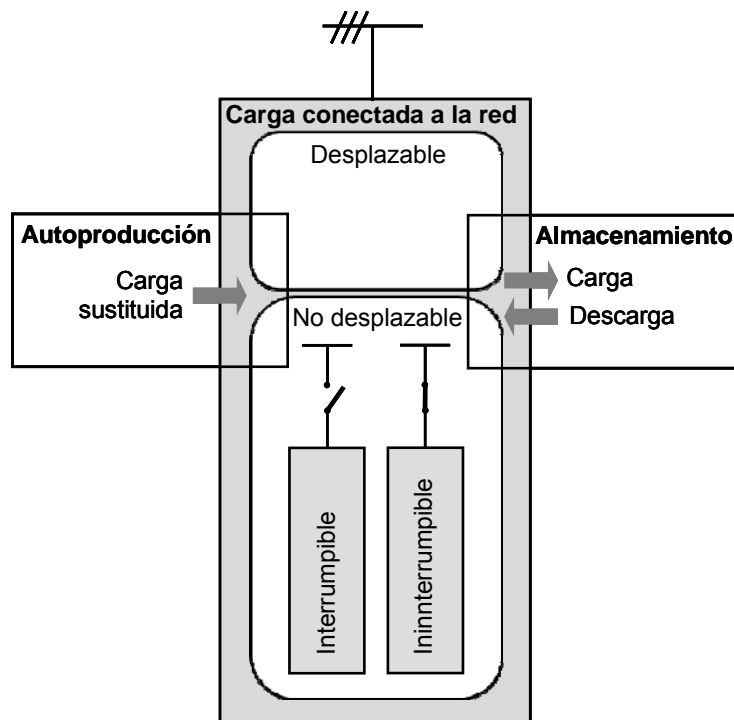


Figura 1.4. Clasificación de la demanda de energía eléctrica de un “prosumidor” o consumidor/productor (industrial o doméstico).

La mayor parte de las veces, la gestión de la demanda se refiere a la adopción de medidas de ahorro energético. No obstante, en un sentido más amplio, la gestión de la demanda consiste en la adopción de políticas y medidas encaminadas a modificar la forma (cantidad y tiempo) de consumo de energía (de una tarea, de un proceso o de toda una planta de producción o de una vivienda), a fin que se

produzcan los cambios deseados en la curva de demanda y, finalmente, en el coste de la energía.

Las medidas de gestión de la demanda pretenden producir el mismo producto o servicio (cantidad y calidad) pero con un menor consumo de energía y/u otro patrón temporal de consumo, de lo que se deriva un menor coste de producción.

Las medidas de gestión de la demanda se pueden clasificar en tres grandes categorías:

- *Reducción de la demanda energética.* Son medidas que conducen a una disminución de la demanda de energía durante algunas o todas las horas de demanda (producción de la planta o consumo residencial o de servicios). El ahorro económico se produce (principalmente) como consecuencia de la reducción del consumo de energía (menor facturación). Normalmente se produce otra pequeña reducción de los costes asociados a la reducción de la potencia pico (tarifa, dimensionamiento de las instalaciones, pérdidas eléctricas). La reducción de la demanda puede producirse por dos vías:
 - Ahorro energético o conservación de la energía. Son medidas que pretenden reducir o eliminar el consumo innecesario o superfluo. Por ejemplo, evitar tener conectado el alumbrado exterior en horas de luz diurna. Este tipo de medidas pueden desarrollarse con una inversión nula (o muy pequeña), es decir, con un coste de ciclo de vida negativo.
 - Eficiencia energética. Son medidas que, mediante algún cambio tecnológico, permiten mejorar el rendimiento del proceso. Por ejemplo, la sustitución de un motor de diseño ordinario por otro de alto rendimiento o de una lámpara alógena por otra LED. Este tipo de medidas, aunque presentan un coste de ciclo de vida negativo, a diferencia de las de ahorro anteriormente citadas, requieren de una cierta inversión inicial.

Así pues, la eficiencia energética es un término más específico que hace referencia a la relación técnica entre la cantidad de energía consumida y la cantidad máxima de servicios energéticos que se pueden obtener (calefacción, iluminación, refrigeración, movilidad, y otros).

- *Desplazamiento temporal de la demanda.* Son medidas que pretenden, generalmente, desplazar el consumo de las horas punta (precio más elevado) a las horas normales o, preferentemente, a las horas valle (precio mínimo), siempre que se disponga de una tarifa en tiempo real o con discriminación horaria. Aquí no se produce ninguna reducción de la cantidad de energía demandada, por lo que la reducción de los costes de producción se debe a la diferencia entre el precio de la energía eléctrica demandada en las horas punta, normales o valle.
 - Reducción de puntas. Servicio de interrumpibilidad

- Llenado de valles. Almacenamiento (bombeo, vehículo eléctrico, ...)
- Desplazamiento del consumo de la punta al valle. Tarifa con discriminación horaria o tarifas dinámicas con precios horarios

El uso de un dispositivo de almacenamiento permite realizar este servicio sin necesidad de alterar el comportamiento. Es decir, es capaz de desacoplar los periodos de prestación del servicio de los periodos de demanda o inyección de energía a la red.

Como en el caso de las medidas de ahorro y eficiencia energética, conviene observar que cuando el desplazamiento temporal de la carga se realiza a base de reorganizar las tareas (productivas, en la industria, o domésticas, en el ámbito residencial), puede llevarse a cabo sin necesidad de realizar inversión alguna. Es decir, con un coste de ciclo de vida claramente negativo. Por el contrario, cuando no puede modificarse la secuencia productiva y el desplazamiento de la carga se lleva a cabo mediante el uso de un dispositivo de almacenamiento, aunque el coste de su ciclo de vida puede resultar negativo, para poder llevarlo a cabo es preciso realizar una, generalmente importante, inversión inicial.

- *Sustitución del recurso energético.* Son medidas que pretenden sustituir la energía utilizada en un proceso (especialmente la tomada de la red) por otra, de forma que se produzca lo mismo pero a menor coste. Por ejemplo, la utilización de paneles solares térmicos para calentar agua, en vez de hacerlo con electricidad o gas. En esta categoría entraría también la autoproducción renovable y los sistemas de cogeneración, por ejemplo.
 - Autoproducción (de energía eléctrica o de cualquier otra clase que se utilice)
 - Sistemas de rendimiento energético mejorado (cogeneración)

Desde el punto de vista de los costes, es importante observar que las medidas de ahorro energético dirigidas a la supresión de consumos innecesarios o las de desplazamiento temporal de la carga, pueden llevarse a cabo sin necesidad de realizar ninguna inversión, es decir, que pueden realizarse con coste de ciclo de vida negativo.

En la actualidad, las medidas de gestión de la demanda suelen clasificarse en dos grandes categorías, que son las consideradas en este trabajo: medidas de reducción de la demanda, y de respuesta de la demanda, que corresponden a las dos primeras categorías de la clasificación anterior. Las medidas de reducción de la demanda pretenden reducir la demanda total por medio de la mejora de la eficiencia energética (rendimiento de los equipos o del proceso) o el cambio de comportamiento del usuario (organización de las tareas). Las medidas de respuesta de la demanda tienen por objetivo cambiar el perfil temporal de la demanda de energía (en lugar de una reducción general de la demanda). Para ello, disminuye la demanda en unos periodos de tiempo (horas picos) a expensas de aumentarla en otros (horas normales o, preferentemente, valle).

Las medidas de respuesta de la demanda pueden clasificarse conforme a distintos criterios. Por ejemplo, atendiendo a los momentos en los que se activa la propia respuesta de la demanda, se clasifica en: estática y dinámica. Los mecanismos de respuesta de la demanda estática pretenden conseguir cambios en la demanda en momentos preestablecidos (por lo general la reducción de la demanda máxima), aunque estos momentos preestablecidos pueden variar dependiendo del día de la semana y la estación del año. Los mecanismos de respuesta de la demanda dinámicos pretenden conseguir cambios en la demanda en diferentes momentos, que varían de acuerdo a las condiciones del sistema. Los esquemas dinámicos pueden inducir la respuesta de la demanda a corto plazo, en tiempos muy breves, lo que permite utilizarla como herramienta de ajuste del sistema.

Por otra parte, si se atiende a la forma en que se desencadena la respuesta de la demanda, puede clasificarse como: mediante variaciones de precio y el pago por incentivos. En el primer caso, las medidas basadas en las variaciones del precio, generalmente se trata de precios que varían a lo largo del tiempo, con el objetivo de reducir la demanda cuando sea necesario, subiendo los precios en esas horas, y de aumentarla en otros momentos, bajando los precios cuando sea requerido. En el segundo caso, medidas basadas en el pago por incentivos, se trata de compensar económicamente a los clientes mediante el pago por el logro de ciertos incentivos. Estas compensaciones económicas pueden ofrecerse al cliente por aceptar el control remoto (conexión-desconexión, la conmutación, o el termostato) de ciertas cargas, o como una recompensa por conseguir una reducción de la demanda.

Además de estos estímulos económicos tradicionales, también puede utilizarse la información sobre las condiciones ambientales o de estabilidad/seguridad de la red para desencadenar la respuesta de la demanda. La respuesta de la demanda también podría incluir el autoconsumo derivado de la mini o microgeneración (pequeñas instalaciones fotovoltaicas o eólicas domésticas), así como el uso de pequeños dispositivos de almacenamiento domésticos.

La Tabla 1.4, adaptada de [12] y [13], presenta una clasificación general de los diversos mecanismos utilizados en la gestión de la demanda, junto a una breve descripción de los mismos. La Tabla 1.5, adaptada de [12], muestra un esquema de los distintos esquemas de fijación de precios (tarificación) empleados en la respuesta de la demanda.

Tabla 1.4. Clasificación general de los esquemas de gestión de la demanda

Ahorro energético	
Reducción global del consumo energético	
	Uso racional de la energía. Modificación de la conducta del usuario
	Eficiencia energética. Uso de tecnología más eficiente
Respuesta de la demanda	
Disminución de la demanda en unos periodos de tiempo y aumento en otros	
Estática basada en el precio. Cambios en los precios en (dos o tres) periodos de tiempo fijos	Tarifa por tiempo de uso (<i>Time of use</i> -TOU)
Dinámica basada en el precio. Cambios en los precios en periodos de tiempo variables	Precio crítico de pico (<i>Critical peak pricing</i> -CPP)
	Precio crítico de pico superpuesto con tiempo de uso (CPP-TOU)
	Precios de pico variable (<i>Variable peak pricing</i> -VPP). Similar a la TOU, pero los niveles de precios de pico pueden variar diariamente
	Tiempo de uso dinámica (<i>Dinamic time of use</i> -dTOU). Utiliza dos o tres intervalos de tiempo con niveles de precio fijos, pero estos niveles pueden cambiar en diferentes momentos cada día
	Precio en tiempo real (<i>Real time pricing</i> -RTP). Utiliza precios que varían, generalmente de forma horaria o incluso con mayor frecuencia, y a menudo no están limitados por niveles de precio fijos
	Precio en tiempo real para el día siguiente (<i>Real time pricing-Day ahead</i> - RTP-DA) Informa a los usuarios de los niveles de precios con un día de antelación, mientras que la RTP en tiempo real (<i>Real time pricing-Real time</i> - RTP-RT) no da ningún aviso previo de fijación de precios. Si se combina con la automatización, RTP-RT podría producir respuestas a corto plazo utilizable para el equilibrio del sistema
Dinámica basada en incentivos	Reembolso en las horas pico (<i>Critical peak rebate</i> -RCP). Similar a la CPP, pero los participantes (clientes) reciben una recompensa como incentivo cuando reducen la demanda en las horas pico
	Control de carga directo (<i>Direct load control</i> -DLC). Premia a los participantes (clientes) con un incentivo por permitir que sus electrodomésticos sean controlados externamente. DLC se aplica a menudo a equipos de aire acondicionado y calefacción, así como al calentamiento de agua. Podría producir respuesta a corto plazo utilizable para el equilibrio del sistema

Tabla 1.5. Esquemas de fijación de precios y otros incentivos económicos comúnmente utilizados en la respuesta de la demanda

Esquemas basados en el precio	Descripción
Tiempo de uso (<i>time of use TOU</i>)	Los precios varían según la hora del día. Periodos de tiempo fijos con niveles de precios fijos. Los periodos de tiempo y los precios puede variar estacionalmente
Precio de pico crítico (<i>critical peak pricing CPP</i>)	Los precios aumentan en una cantidad conocida cuando se producen ciertas condiciones específicas de operación del sistema o del mercado. El incremento de precio se aplica durante un periodo estrictamente definido y, por lo general, se sólo durante un número limitado de días del año
Tiempo de uso + Precio crítico de pico (<i>time of use-critical peak pricing TOU-CPP</i>)	Precio de pico crítico superpuesto a una tarifa de tiempo de uso
Precio de pico variable (<i>variable peak pricing VPP</i>)	Similar al tiempo de uso, pero el precio de pico varía diariamente en función de las condiciones del sistema y/o el mercado, en vez de ser fijo.
Tiempo de uso dinámico (<i>dynamic time of use dTOU</i>)	Los precios varían entre niveles de precio fijos, pero los periodos de tiempo en los que cambian los precios no son fijos.
Precio en tiempo real (<i>real time pricing RTP</i>), incluyendo Precio en tiempo real para el día siguiente (<i>day ahead real time pricing DA-RTP</i>) y Precio en tiempo real en tiempo real (<i>real time real time pricing RT-RTP</i>)	El precio puede cambiar cada hora del día (o con mayor frecuencia) y de un día a otro, en base a las condiciones del sistema o del mercado. DA-RTP proporciona los 24 precios horarios para el día siguiente con un día de antelación; RT-RTP proporciona el precio en tiempo real. Si se automatiza la respuesta de la demanda, RTP puede crear respuestas a corto plazo utilizable para el equilibrio del sistema.
Esquemas basados en incentivos	Descripción
Bonificación/Reembolso en horas de pico críticas (<i>critical peak rebate CPR</i>)	Similar a CPP, pero los clientes están provistos de un crédito de facturación para reducir el uso durante las horas críticas de pico por debajo de un nivel de consumo de referencia.
Control directo de la carga (<i>direct load control DLC</i>)	La empresa suministradora (o un agregador) es capaz de modificar directamente el consumo de electricidad de ciertos electrodomésticos (conexión-desconexión y/o modificación temporal de los parámetros de funcionamiento, generalmente el ajuste de los termostatos) y el cliente recibe un pago por ello. El cliente tiene capacidad de anular el control externo. DLC puede crear respuestas a corto plazo utilizable en el equilibrio del sistema.

La idea de que los consumidores pueden aumentar la flexibilidad (modificar el perfil temporal) de su demanda de energía se basa en la premisa de que lo que los consumidores realmente desean son los servicios proporcionados por la energía eléctrica, no el propio consumo de electricidad. Esto da lugar a dos categorías de cargas teóricamente flexibles: cargas con inercia térmica y cargas no críticas.

La primera categoría corresponde a cargas que presentan inercia térmica significativa (calefacción y agua caliente, aire acondicionado y refrigeración) que proporcionan una forma natural de almacenamiento de energía ya que la calefacción o la refrigeración se mantienen durante un cierto periodo de tiempo sin necesidad de consumir energía, debido a la elevada constante de tiempo térmica que caracteriza a este tipo de sistemas. Esta situación puede mejorarse mediante el aumento de aislamiento térmico o incluyendo almacenamiento térmico adicional, como tanques de agua caliente, de agua fría o de almacenamiento de hielo.

La segunda categoría de carga flexible corresponde a aquellas cargas que se consideran que no son tiempo-críticas, es decir, electrodomésticos en los que el momento en el que se inicia su ciclo de trabajo no es primordial porque el servicio que presta la energía (limpieza o lavado, por ejemplo) no se requiere inmediatamente. Aquí se incluyen lavadoras, lavavajillas y secadoras, los llamados electrodomésticos de línea húmeda, que pueden funcionar desatendidos.

La

Tabla 1.6 (adaptada de [12]) resume las posibilidades tecnológicas de apoyo que pueden emplearse para facilitar la realización de la respuesta de la demanda con las cargas potencialmente flexibles.

Otros servicios prestados por la energía, como puede ser la iluminación, la cocina y el entretenimiento, no suelen considerarse generalmente como flexibles, ya que el servicio que presta la energía suele requerirse inmediatamente. El caso del entretenimiento merece una mención especial ya que cuando el dispositivo utilizado dispone de una batería (PC portátil, tableta, teléfono inteligente, dispositivo de juego), como es frecuente en este tipo de aparatos, cabe la posibilidad de cargar la batería en un periodo de tiempo diferente del de entretenimiento, lo que permite desacoplar total o parcialmente el periodo de consumo del de servicio de la energía. En consecuencia, este tipo de cargas podría clasificarse como flexible.

El caso de los vehículos eléctricos (coches, motos, bicicletas, carretillas) podría constituir otra categoría separada de carga flexible en la que periodo de consumo de energía (carga de la batería) necesariamente es diferente del periodo de prestación del servicio.

Tabla 1.6. Tipos de tecnologías de apoyo utilizadas en la realización de la respuesta de la demanda

Tecnología facilitadora	Descripción
Pantalla en el hogar (<i>In-Home Display-IHD</i>)	Pantallas que proporcionan información en tiempo real (y con frecuencia histórica) sobre el uso de la energía eléctrica, y posiblemente también las condiciones del sistema, tales como el precio actual de la electricidad o el nivel de generación de energías renovables. Esta información podría desencadenar cambios en el uso de la electricidad, por parte del cliente, ya sea junto con la fijación de precios o de forma independiente.
Pantalla de ambiente (<i>Ambient Display-AD</i>)	Un subconjunto de IHDS (<i>In Home Display-IHD</i>) que muestran información a través de colores cambiantes para representar, por ejemplo, el consumo actual de electricidad en el hogar, o el precio actual de la electricidad. Este tipo de representación de la información es más intuitiva de entender y se pueden leer cualquier lado de la sala/habitación, así que puede servir como recordatorio para iniciar la respuesta de la demanda
Control directo de la carga (<i>Direct load control-DLC</i>)	<p>El control directo de la carga consiste en el control remoto de las cargas de los clientes. La mayor parte de los ejemplos actuales de DLC corresponden a cargas de aire acondicionado-calefacción. Las cargas pueden reducirse por conmutación (conexión-desconexión) de la fuente de alimentación a través de un interruptor de control de carga o mediante un termostato programables/gobernables por comunicación (<i>programmable communication thermostat-PCT</i>) o, cambiando el punto de ajuste del termostato en un PCT.</p> <p>La conmutación de la carga puede emplear diferentes estrategias con diferentes impactos en la carga. La llamada de ciclo sencillo desconecta la alimentación al dispositivo durante un periodo de tiempo establecido. Un ciclo del 100% indica que el aparato permanece desconectado (consumo nulo) durante todo el ciclo de control; un ciclo del 50% indica que se conecta el aparato durante el 50% del tiempo del ciclo, y así sucesivamente. Sin embargo, como el termostato controla de forma natural los ciclos de encendido y apagado las cargas para mantener su temperatura dentro de sus puntos de ajuste, un ciclo del 50% puede reducir la carga (el consumo energético) menos del 50% (cuando el aparato funciona normalmente con un ciclo de carga inferior al 100%). Los consumos de los periodos de tiempo en los que el aparato estaría desconectado se desplazan en parte a momentos en los que la oferta está menos restringida.</p> <p>Por el contrario, el control adaptativo de ciclo considera el uso de electricidad por el aparato en el periodo anterior al control directo de carga, y por lo tanto tiene por objeto limitar suministro de energía eléctrica a (por ejemplo) el 50% de lo que el ciclo de trabajo hubiera sido en ausencia de DLC</p>
Termostato programable por comunicación (<i>programmable communicating thermostat-PCT</i>)	Los termostatos programables con comunicación pueden permitir a los consumidores controlar sus sistemas de calefacción o aire acondicionado de forma remota, y pueden ser capaces de aprender y adaptar los patrones de uso para aumentar la eficiencia. También pueden permitir el control directo de la carga, ya sea subiendo el punto de ajuste del termostato o conmutando el suministro de energía eléctrica
Electrodomésticos/aparatos y enchufes inteligentes	Los electrodomésticos inteligentes incorporan sofisticadas capacidades de automatización, por ejemplo para permitir el control directo de la carga, responder a la información por parte del usuario o el sistema, o responder de forma autónoma a las condiciones del sistema, tales como cambios de frecuencia. Los enchufes inteligentes pueden ser capaces de ofrecer similares capacidades sin que tengan que estar integradas en los aparatos
Temporizadores	Los temporizadores incorporados en los electrodomésticos o en enchufes pueden utilizarse para programar con antelación el momento de inicio del ciclo de funcionamiento de los aparatos
Gestores de energía en el hogar	Son sistemas que pueden coordinar la respuesta automatizadas de varios dispositivos, por ejemplo, responder a cambios de precios conforme a las preferencias de los consumidores, establecidas de antemano

1.5 Almacenamiento de energía

La tendencia al crecimiento de la demanda eléctrica y la difusión creciente de la generación renovable variable (no despachable a demanda) en los sistemas eléctricos, donde la producción y la carga deben igualarse en todo momento, ha llevado a un renovado interés por las tecnologías de almacenamiento de energía.

A juzgar únicamente por el número de trabajos de investigación e informes publicados, puede decirse que el interés por el almacenamiento de energía se ha disparado en los últimos años. Este renovado interés tiene diversas causas de entre las que destaca la rápida evolución de los recursos energéticos renovables variables y la percepción, más o menos generalizada, de la idoneidad del almacenamiento como herramienta que permita integrar la naturaleza variable de estos nuevos recursos, no despachables a demanda, en el sistema eléctrico. El esperable crecimiento de la demanda junto a los elevados niveles de penetración eólica y solar previstos incrementarán la necesidad de los servicios de ajuste del sistema, de rampas de generación rápida, así como el desplazamiento de la producción renovable desde los momentos de exceso producción a los momentos de gran demanda. Y exactamente estos son los tipos de servicios que puede proporcionar el almacenamiento de energía en el sistema. Aunque algunas tecnologías de almacenamiento de energía están maduras y listas para utilizarse, muchas otras tecnologías de almacenamiento exhiben toda la gama de la madurez de desarrollo posible, con mejoras rápidas en muchas tecnologías en curso.

Históricamente, el argumento económico para la utilización de las tecnologías de almacenamiento de energía (bombeo hidráulico) consistía en el desplazamiento de la energía de las horas de bajo precio (por ejemplo, durante la noche y los fines de semana) a las horas con mayor precio (por ejemplo, durante el día). En los últimos años, los precios del mercado mayorista no han apoyado el desarrollo de almacenamiento de energía basado en el simple cálculo de la gestión de la generación, del desplazamiento temporal de la generación. Pero el almacenamiento de energía trae consigo una gran cantidad de otros potenciales mecanismos de creación de valor añadido para el sistema, que están relacionados con:

- Capacidad de generación y demanda flexible y de respuesta muy rápida
- Prestación de servicios auxiliares (un número creciente de ellos)
- Calidad de energía, incluyendo energía de reserva y mejora del rendimiento del sistema
- Soluciones a la congestión del sistema de transmisión y distribución sin necesidad de inversiones en refuerzos o ampliaciones de la red
- Reducción de las emisiones

Las características propias del almacenamiento de energía hacen que tanto las empresas de transporte y distribución como los propios reguladores, al intentar comparar la eficiencia económica del uso del almacenamiento de energía frente a

los generadores tradicionales, tengan que enfrentarse a algunos retos especiales, ya que:

- El almacenamiento actúa en los dos lados del sistema: como generación y como carga
- Su capacidad de generación viene limitada por la potencia del dispositivo y por cantidad de la energía disponible en el almacenamiento
- El valor añadido esperado puede extenderse a lo largo de toda la cadena de generación, transporte y de distribución
- La comercialización de la mayor parte de las tecnologías almacenamiento aún es muy limitada
- Falta de estandarización e interoperabilidad de las comunicaciones y los controles con los sistemas de control y de comunicación ya existentes en las empresas de transporte y distribución

Muchos de los servicios que podría prestar el almacenamiento de energía realmente ya están disponibles a través de otros medios. En consecuencia, para que un sistema de almacenamiento de energía sea viable debe competir con estas alternativas; no obstante, el almacenamiento puede ser la opción más económica en muchas situaciones. Por ejemplo, el almacenamiento de energía puede proporcionar una alternativa económica para aliviar la congestión en el transporte en regiones en las que la limitación de emisiones a la atmósfera no permita la intervención de la generación convencional y el refuerzo o la expansión del transporte sea problemático (desde el punto de vista económico o administrativo). El almacenamiento de energía también puede hacer que las carteras de producción de las plantas de generación convencionales existentes sean más eficientes, tanto económica como ambientalmente, ya que puede permitirles funcionar con niveles de producción más elevados y, sobre todo, más constantes.

Otra ventaja clave, que no comparten otro tipo de soluciones, es que el almacenamiento proporciona capacidad de ajuste (flexibilidad) al sistema, no solo durante la fase de generación, sino que también lo hace durante el periodo de almacenamiento. Además, hay que tener en cuenta que las plantas de generación convencionales utilizadas como reserva (capacidad de ajuste) suelen ser unidades de gas, por lo que tienden a ser desplazadas (quedan fuera del despacho económico) cuando aumenta el nivel de generación renovable, debido a la presión que introducen las unidades renovables sobre los precios de mercado. En consecuencia, la capacidad de ajuste del sistema de generación convencional se resiente justo cuando es más necesario, cuando hay mayor contribución de la generación renovable variable. Las instalaciones de almacenamiento de energía son capaces de proporcionar servicios de ajuste (flexibilidad) tanto en la fase de generación como en la de almacenamiento, preservando la flexibilidad disponible, cuando de otro modo, la generación térmica flexible, sería desplazada por razones económicas.

1.6 Situación actual

La terna de objetivos de política energética y medioambiental de la Unión Europea para 2020 establece una reducción de emisiones de CO₂, un aumento de la producción renovable y un incremento de la eficiencia energética. Aunque los objetivos de renovables y eficiencia están al mismo nivel, su evolución y desarrollo en España ha sido muy desigual.

Analizar la dicotomía entre producción renovable frente a la eficiencia tiene especial interés para el caso de España, dada la extrema asimetría entre el gran desarrollo de que han experimentado las energías renovables, liderado por un relativamente pequeño grupo de promotores renovables, con el apoyo de las políticas institucionales, y la escasa aplicación de políticas energéticas orientadas a la promoción del ahorro energético, que deben llevarse a cabo por un ingente número de consumidores tanto industriales como domésticos, dispersos, y escasamente apoyados por las políticas energéticas institucionales de España.

En la primera de las tres subsecciones que siguen se presenta una revisión de la evolución y estado actual de la generación eléctrica de origen renovable, incluyendo alguna referencia a la eficiencia; en la segunda subsección se analiza la gestión de la demanda y en la tercera el almacenamiento de energía eléctrica.

1.6.1 Situación actual de la producción renovable

La producción renovable en España ha experimentado un desarrollo muy importante en los últimos años, contribuyendo hoy día de forma significativa a la cobertura de la demanda (36.9 % de producción renovable en 2015, el 18.3 % eólica; 42.8% de generación renovable en 2014, el 20.4% eólica), pero las medidas de ahorro energético y de gestión de la demanda aún están poco exploradas [17], [18].

Por otra parte, la eficiencia energética en el ámbito de la UE-28 mejoró a un ritmo del 1.2% anual durante el periodo comprendido entre 2000 y 2013 (15% en todo el periodo), de acuerdo con [19]. La crisis económica ha ralentizado el ritmo del progreso: el crecimiento anual se redujo del 1.3% anual entre 2000 y 2007, al 1.0% anual entre 2007 y 2013.

Por el contrario, en España el ritmo de mejora de la eficiencia energética solo alcanzó una tasa del 0.6% anual durante el periodo 2000-2012 (Figura 1.5), la mitad de la tasa media europea, lo que la sitúa en el nivel más bajo de los países de la UE.

Por otra parte, las medidas de conservación de energía y gestión de la demanda parecen especialmente adecuadas para el caso español por muy diversas razones como, de entre las que convendría destacar el alto nivel de dependencia energética español.

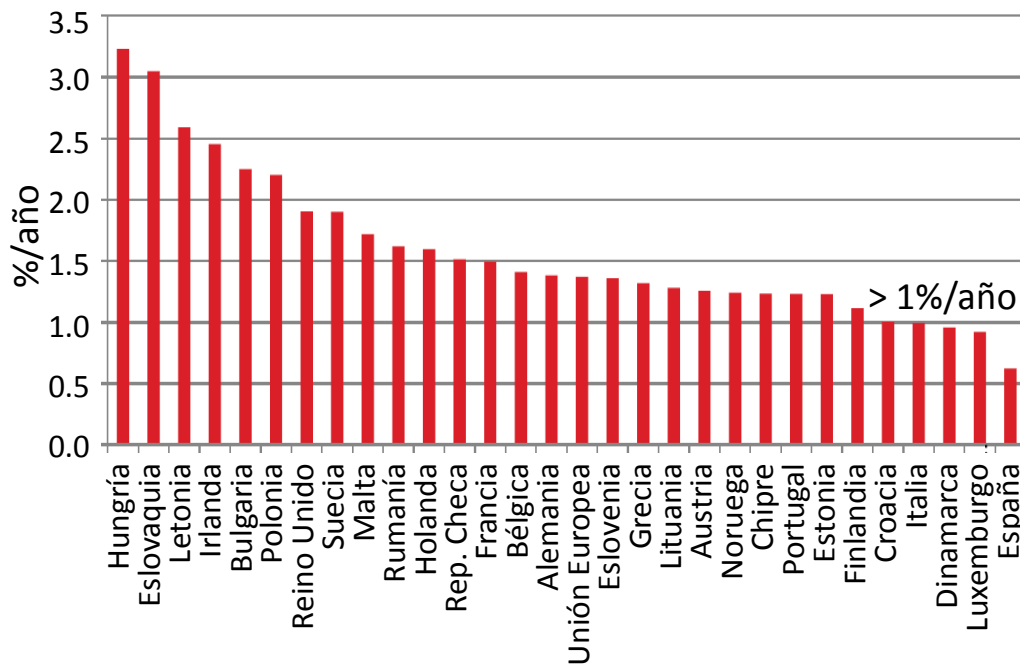


Figura 1.5. Tasa media de mejora anual del ahorro energético por países durante el periodo 2000-2012

La Tabla 1.7 muestra la tasa de dependencia de energía bruta para el período 2001-2013 (Eurostat 2014, [20]) de la UE y español. Como se puede ver, la tasa de dependencia de energía bruta española es siempre mucho mayor que la media de la UE. El registro mínimo de España fue del 70.5% en 2013 (por debajo del nivel de 1998), pero sigue siendo un 17.3% por encima de la media de UE.

Tabla 1.7. Evolución de la tasa de dependencia de energía bruta de la Unión Europea (UE-28) y de España (%) durante el periodo 2001-2014.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
UE-28	47.4	47.5	48.8	50.2	52.2	53.6	52.9
España	74.7	78.5	76.7	77.6	81.4	81.2	79.6
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
UE-28	54.7	53.7	52.8	54	53.4	53.2	53.4
España	81.3	79.1	76.8	76.4	73.1	70.5	72.9

El nivel de emisiones de gases de efecto invernadero podría ser otra buena razón. El acuerdo de reparto de emisiones de CO₂ la UE permitió a España un incremento del 15% respecto a sus niveles de 1990, pero las emisiones españolas habían mostrado una tendencia creciente sostenida (3.1% anual) hasta el comienzo de la crisis actual (Tabla 1.8). Desde entonces (2008), la trayectoria se

ha hecho declinante, pero en 2013, tras seis años de crisis económica, seguía siendo un 11% superior al nivel de referencia de 1990 [21].

A pesar de que el último nivel está por debajo del límite acordado para 2020, los efectos de la grave recesión económica en España no pueden ser pasados por alto. Con la tasa de crecimiento de emisiones anterior a la crisis (3.06% anual), podría llegar a excederse el límite del acuerdo de 2020 en un 17.3%.

Tabla 1.8. Total de emisiones equivalentes de CO₂ de España (kt CO₂-eq y % respecto al nivel de referencia de 1990)

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
kt CO ₂ -eq	288.193	297.653	306.482	295.861	312.517	327.568	320.559	334.273
%	100.0%	103.3%	106.3%	102.7%	108.4%	113.7%	111.2%	116.0%
Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
kt CO ₂ -eq	344.175	370.408	386.693	383.056	400.701	408.467	423.070	437.375
%	119.4%	128.5%	134.2%	132.9%	139.0%	141.7%	146.8%	151.8%
Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
kt CO ₂ -eq	429.886	438.275	404.681	366.096	353.590	352.122	346.203	319.671
%	149.2%	152.1%	140.4%	127.0%	122.7%	122.2%	120.1%	110.9%

Este riesgo potencial se ve apoyado en los elevados niveles de consumo de energía. La Tabla 1.9 muestra el consumo de energía primaria y final de la UE y España para el período 1990-2014 (Eurostat 2014, [23], [24]). Se puede observar que los niveles de consumo de energía en la UE en 2014 fueron ligeramente inferiores a los de 1990. Sin embargo en el caso de España, los niveles de consumo de energía en 2014 seguían siendo bastante más elevados que en 1990.

Tabla 1.9. 1990-2014. Consumo de energía primaria y final en la Unión Europea (EU-28) y en España (Mtoe – Millones de toneladas equivalentes de petróleo)

	1990	2000	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	Consumo de energía primaria (Mtoe)												
UE-28	1668	1730	1824	1831	1840	1810	1806	1701	1763	1698	1684	1667	1606
España	90	124	141	144	144	146	142	131	130	128	128	119	117
	Consumo de energía final (Mtoe)												
UE-28	1080	1131	1189	1192	1193	1173	1180	1115	1163	1105	1104	1106	1061
España	57	80	95	98	95	98	95	88	89	87	83	81	79

Sin embargo, no todos los sectores han contribuido a este crecimiento de la misma forma. La masiva introducción de plantas generadoras basadas en el gas y en las energías renovables llevada a cabo por el sector eléctrico durante la última década

ha reducido drásticamente sus emisiones, a pesar del gran crecimiento de la demanda experimentado a lo largo de las dos últimas décadas.

Como puede verse en la Tabla 1.10 ([7], [15], [8], [16], [25]-[31]), entre 1996 y 2015, la demanda de electricidad creció un 77.1%, pero las emisiones de CO₂ procedentes de la generación de energía tan sólo crecieron un 29.0%.

Tabla 1.10. 1996-2015: Evolución de los valores anuales de demanda, producción renovable, potencia eólica instalada y emisiones de CO₂

	1996	2000	2008	2009	2010
Demanda (GWh)	148565	205698	279392	268324	275773
Renovable (GWh)	42610 (28.7%)	37654 (18.3%)	65267 (24.0%)	75131 (28.0%)	97348 (35.3%)
Renovable excluyendo gran hidráulica (GWh)	4918 (3.3%)	9819 (4.8%)	43839 (15.69%)	51269 (19.11%)	58695 (21.28%)
Eólica (GWh)	304 (0.20%)	4256 (2.07%)	31777 (11.37%)	36991 (13.79%)	43692 (19.11%)
Potencia eólica (GW)	0.16	1.88	16.02	18.87	20.20
Emisiones de CO ₂ (Mto-eq)	56.8	n.d.	88.1	74.0	58.0
	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda (GWh)	269816	266849	261023	258067	263094
Renovable (GWh)	87690 (32.5%)	85124 (31.9%)	113619 (42.2%)	110453 (42.8%)	98397 (37.4%)
Renovable excluyendo gran hidráulica (GWh)	60119 (22.28%)	65670 (24.61%)	79649 (30.51%)	74768 (29.0%)	72664 (27.6%)
Eólica (GWh)	42160 (15.63%)	48472 (18.16%)	54708 (20.96%)	51439 (19.93%)	50251 (19.1%)
Potencia eólica (GW)	21.24	23.00	23.00	23.00	23.00
Emisiones de CO ₂ (Mto-eq)	73.0	80.0	60.1	60.4	73.3

1.6.2 Situación actual de la gestión de la demanda

La creciente preocupación social sobre el medio ambiente y el calentamiento global condujo a Naciones Unidas, en 1997, a la adopción del Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático, que ha sido periódicamente reeditado hasta el reciente Acuerdo de París de 2015 – COP 21. La Comisión Europea considera que: "La eficiencia energética es uno de los objetivos centrales para 2020, así como un factor clave para lograr nuestros objetivos energéticos y climáticos a largo plazo" [32].

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía [33], "La eficiencia energética es una prioridad política cada vez mayor para muchos países en todo el mundo. La eficiencia energética es ampliamente reconocida como el medio más rentable y fácilmente disponible para hacer frente a numerosos problemas

relacionados con la energía, incluyendo la seguridad energética, el impacto social y económico de los altos precios de la energía, y la preocupación por el cambio climático. Al mismo tiempo, la eficiencia energética aumenta la competitividad y el bienestar de los consumidores".

La tarifa precio voluntario pequeño consumidor PVPC [34], es el esquema actual tarifario al que pueden acogerse los pequeños consumidores incluyendo los domésticos. Este tipo de tarifa corresponde a un tipo de esquema de precios dinámicos, que es un instrumento común en la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda. El Departamento de Energía (DOE) de EE.UU. define la respuesta de la demanda como: "Cambios en el consumo de electricidad por los clientes finales de su patrón de consumo normal en respuesta a cambios en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo, o por el pago de incentivos diseñados para inducir a un menor consumo de electricidad en los momentos de precios elevados en el mercado mayorista o cuando se pone en peligro la fiabilidad del sistema " [35].

La Directiva de Eficiencia Energética considera que: "la respuesta de la demanda es un instrumento importante para mejorar la eficiencia energética, ya que aumenta significativamente las oportunidades para los consumidores o de terceras partes designados por ellos para tomar decisiones sobre el consumo y los datos de facturación y, por lo tanto, proporciona un mecanismo para reducir o desplazar el consumo, lo que resulta en un ahorro de energía, tanto en el consumo final como, a través del uso óptimo de las redes y activos de generación, en la generación, transporte y distribución de la energía" [37].

Los programas de respuesta de la demanda basados en precios en tiempo real son simples, eficientes y sostenibles, ya que se basan en la regla fundamental de oferta y demanda de los mercados competitivos; se adoptan libremente por los consumidores, no incluye ningún tipo de restricción temporal obligatoria de consumo o el pago de ninguna prima. Sin embargo, el éxito de los programas de respuesta de la demanda basadas en los precios en tiempo real depende en gran medida de la receptividad y disposición de los clientes. En este punto, el equilibrio entre el proyectado ahorro esperado y el nivel de incomodidad derivado del cambio de sus hábitos de consumo juegan un papel esencial en la participación de los clientes en la respuesta de la demanda.

En 2006, S. Darby, llevó a cabo una compilación y análisis de los resultados de diferentes estudios de retroalimentación directa en tiempo real, sobre todo de EE.UU., Canadá y Europa, reportando un ahorro medio del consumo de energía que oscila entre 5-15% [36]. Después de este primer estudio muchos otros autores han examinado el impacto de las tarifas de precios dinámicos en los clientes residenciales [38]-[39] con una amplia gama de resultados. Zimmermann analizó el consumo de electricidad de 400 viviendas suecas e informó de que la proporción de la carga doméstica flexible (desplazable en el tiempo) apenas representa el 10% del consumo total de energía eléctrica [40]. Este resultado demuestra que la capacidad de desplazamiento de carga doméstica es muy restringido.

Pero las tarifas en tiempo real para los clientes domésticos también producen efectos tanto en el mercado mayorista como en el sistema eléctrico, ya que la reducción de demanda puede llegar a producir cambios en la unidad marginal de generación. Estos cambios en el generador marginal afectan tanto al coste de la energía (por supuesto, también a la cantidad de energía negociada) como al volumen de las emisiones de gases de efecto invernadero (cantidad de energía y composición de la generación).

Aunque los primeros estudios se centraban principalmente en la reducción de la demanda energética y el ahorro de los costes de la energía eléctrica, más recientemente se ha incorporado a la corriente investigadora el interés por los efectos ambientales (emisiones de CO₂) de la respuesta de la demanda [29-30]. Stoll et al. [41] abordaron el posible efecto negativo sobre el medioambiente del desplazamiento temporal de la carga analizando la correlación de los precios horarios de la electricidad en el mercado y las emisiones horarias de CO₂ en tres mercados mayoristas de energía eléctrica. Nilsson, Stoll y Brandt [42] recogieron los resultados de un estudio piloto para evaluar el impacto de la visualización de precios en tiempo real sobre el consumo residencial de electricidad en Suecia. Debido a las peculiares características del mercado de la electricidad de Suecia, que presenta una correlación negativa entre el precio horario y la intensidad de las emisiones de CO₂, el desplazamiento temporal de la carga conduce a un resultado ambivalente ya que, por un lado, los costes de la electricidad disminuyeron moderadamente, mientras que por otro, las emisiones de CO₂ se incrementaron.

La *Smart Energy Demand Coalition* - [43], [44] revisó recientemente el estado de la gestión de la demanda en 15 países europeos, 13 de ellos estados miembros de la UE: Austria, Bélgica, Dinamarca, Francia, Finlandia, Alemania, Gran Bretaña, Irlanda, Italia, Países Bajos, Polonia, España, Suecia, Noruega y Suiza. Se investigaron los requisitos regulatorios actuales y las prácticas del mercado en cada Estado miembro y se clasificaron (0-5) de acuerdo con los cuatro criterios siguientes:

Acceso de los consumidores a los mercados y a los proveedores de servicios

Adecuación de los requisitos del programa

Requisitos de medida y verificación, y

Forma de pago y riesgo.

Como resultado, a cada Estado miembro se le dio un "código de color" global (la suma total de los resultados en los cuatro criterios, 0-20) de acuerdo con el estado general de la gestión de la demanda en el mercado mayorista de la energía eléctrica. La Tabla 1.11, adaptado de [43], [44], y el mapa Figura 1.6 resume los resultados. Como puede verse, el desarrollo reglamentario de la gestión de la demanda en España está en el nivel más bajo de los países considerados en el estudio.

Tabla 1.11. Situación actual de la respuesta de la demanda en 15 países europeos

País	2013	2014	2015	País	2013	2014	2015	País	2013	2014	2015
Austria	5	12	10	R. Unido	14	14	6	Noruega	10	12	10
Belgica	14	18	12	Alemania	6	8	12	Polonia	5	7	4
Dinamarca	5	7	8	Irlanda	12	16	12	España	2	2	2
Finlandia	10	14	12	Italia	3	3	3	Suecia	10	12	10
Francia	12	18	16	Holanda	10	10	19	Suiza	18	18	16

Calificación	Situación actual de la respuesta de la demanda en el mercado
14 - 20	Comercialmente activa y establecida en una serie de mercados
10 - 13	Se está produciendo la integración en una serie de mercados o ciertos mercados están abiertos
5 - 9	Se están realizando proyectos piloto y revisión de la regulación, pero aún no es viable la respuesta de la demanda
0 - 4	Aún no viable, mínima actividad regulatoria o de realización de proyectos pilotos

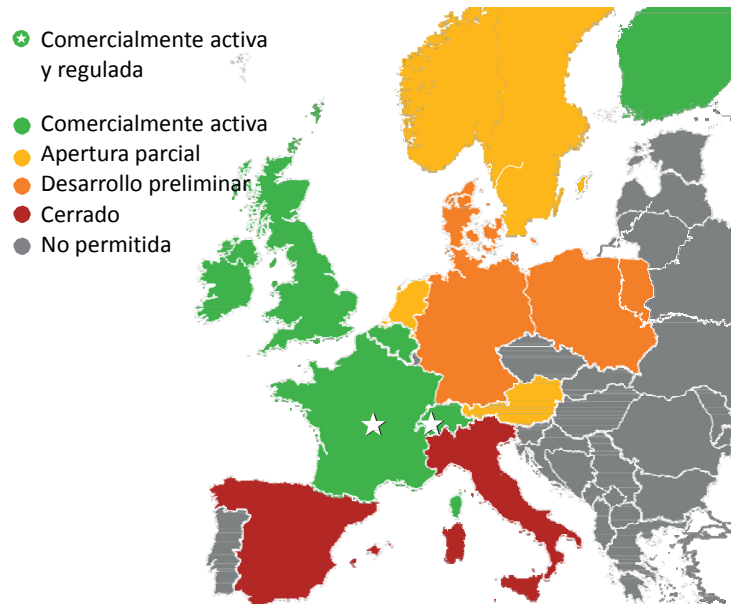


Figura 1.6. Mapa actual del desarrollo de la Respuesta de la Demanda en Europa [44]

La investigación llegó a la conclusión final de que aunque la mejora medible en estos últimos años es alentadora, el resultado global de la revisión revela la persistencia de múltiples barreras legales al establecimiento de los servicios centrados en la respuesta de la demanda de los consumidores. Si se tiene en cuenta toda la UE y sus 28 Estados miembros, en la mayoría de ellos aún no está regulada ni permitida la actividad comercial entorno a la respuesta de la demanda.

1.6.3 Situación actual del almacenamiento de energía

Dado que tanto la demanda de energía eléctrica como la disponibilidad de la producción de fuentes de energía renovables son variables, por su propia

naturaleza, tradicionalmente los operadores de los sistemas eléctricos de potencia se han visto obligados a recurrir a medidas como la provisión de suficiente capacidad de reserva a fin de poder garantizar el mantenimiento de la estabilidad (equilibrio generación-demanda) del sistema. Pero el uso de este tipo de generadores de reserva, generalmente unidades termoeléctricas (gas), tiene un coste, tanto desde el punto de vista puramente económico (inversiones, coste de operación y mantenimiento) como medioambientalmente (demanda de combustibles fósiles, emisiones de CO₂ y NO_x).

La actualización de 2013 del documento de la Comisión Europea sobre “Tendencias en energía, transporte y emisiones de gases de efecto invernadero en Unión Europea hasta 2050” [45] opera con un escenario a medio plazo y otro a más largo plazo. El Escenario de Referencia de 2016 prevé, que debido a las medidas de ahorro y eficiencia introducidas, la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad sea menor del 0,3% hasta el año 2020. Esto es debido a que el impacto del previsible crecimiento económico y del crecimiento demográfico se verá parcialmente compensado por una disminución de la intensidad energética.

A partir del 2020, sin la concreción de nuevas políticas de eficiencia energética, la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad se situaría entre 0,6% y 0,8% por un periodo de cinco años y aproximadamente del 0,7% en promedio entre 2020 y 2050.

Por otra parte los objetivos fundamentales del marco de clima y energía de la Unión Europea, en su Directiva de Energía Renovable [46], establece un objetivo vinculante del consumo final de energía del 20% a partir de fuentes renovables para el año 2020 [47], al menos el 27% de origen renovable en 2030 [48] y una cuota aún mayor para 2050 [45]. De hecho, se espera que las fuentes de energía renovables sean las tecnologías que lideren la cartera de generación de energía a fin de lograr una generación de energía sostenible en un futuro próximo.

En algunos países de la Unión Europeas como Dinamarca, España o Alemania, la cuota de energía renovable variable (no despachable a demanda) ya ha superado el umbral crítico del 20-25% [49]. Cuando se alcanzan o superan estos niveles del 25% de cobertura renovable variable (no despachable a demanda), el operador del sistema puede verse obligado a tener que limitar la producción renovable durante los periodos de bajo consumo (lo que limita la explotación de las plantas de energía renovables) [50], con el fin de evitar perturbaciones en el sistema (frecuencia, tensión, potencia reactiva) y congestión de la red [51], [52], a menos que el exceso de producción renovable se pueda almacenar. De igual forma, en otros momentos de mayor demanda la producción renovable variable puede resultar insuficiente para atender la demanda, lo que obliga al operador del sistema a disponer de suficiente capacidad de reserva (generalmente unidades termoeléctricas), a menos que disponga de energía de reserva almacenada que pudiera utilizar para suplir la diferencia.

En consecuencia, dado el crecimiento esperable tanto de la demanda, por un lado, como de la cuota de participación de la generación renovable, por otro, cabe esperar un lógico crecimiento de las capacidades de respaldo necesarias para hacer

frente a los potenciales problemas de desajuste generación-carga del sistema [53]. En este contexto, los dispositivos de almacenamiento de energía que permiten almacenar el excedente de producción eléctrica (por ejemplo, durante los periodos nocturnos de demanda reducida) y devolverlo a la red cuando sea necesario (por ejemplo, durante los periodos diurnos de mayor demanda), empiezan a mostrarse como un recurso tecnológico, técnica (rendimiento y fiabilidad) y económicamente (inversión inicial y costes de operación y mantenimiento) viable. No obstante, el almacenamiento de energía mediante centrales hidráulicas de bombeo, con un rendimiento cíclico 75%-82% y unos costes de inversión inicial 1500-4000 €/kW, y de operación y mantenimiento de 250-430 €/kWh, sigue siendo la solución hegemónica [10].

Si bien las primeras centrales hidráulicas de bombeo en el mundo se instalaron en las regiones alpinas de Suiza, Austria, e Italia en la década de 1890, su desarrollo fue algo lento hasta la década de 1960-70 cuando, en muchos países, las compañías eléctricas comenzaron a vislumbrar un papel relevante para la energía nuclear. En esta época, se empezaron a proyectar plantas de bombeo para funcionar como complemento de la previsible generación nuclear: incrementando la demanda en las horas valle mediante el bombeo (cuando podría haber excedente de producción) y contribuyendo a la cobertura de la máxima demanda turbinando en horas pico.

La potencia de bombeo hidráulico instalada en el mundo es de 210 GW, lo que representa el 3% de la potencia total de generación instalada, y el 99% de la capacidad total de almacenamiento [54]. En España la potencia de bombeo instalada es de 4.8 GW (+850 MW de La Muela II recientemente inaugurada), de los cuales 2.5 GW son de bombeo puro [15], lo que supone el 5.2% de la potencia de generación instalada en 2015. Como puede verse, la cuota de bombeo hidráulico en España casi duplica a la media mundial. Esto es debido a la “insularidad” característica del sistema español que, al carecer de suficiente capacidad de interconexión con la Europa central, obliga al operador del sistema a gestionar internamente las diferencias entre producción renovable variable y demanda.

En resumen, en los últimos años una confluencia de incentivos de la industria, de entre los que cabe citar el importante despliegue de la generación basada en energías renovables, el previsible aumento de la demanda, el alto coste de capital de la gestión de la demanda pico de la red, y las grandes sumas de capital necesarios para la realización de inversiones en infraestructuras de red fiables, está produciendo un nuevo interés por los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.

1.7 El sistema eléctrico Español

La demanda de energía eléctrica se recuperó en 2015 tras cuatro años consecutivos de descenso. En concreto, la demanda bruta creció alrededor de un 1,8% respecto al año anterior. En concreto, la demanda eléctrica peninsular (que representa el 94.3 % del total nacional) finalizó el año en 263 TWh. Corregidos

los efectos de la laboralidad y temperatura, la demanda eléctrica atribuible principalmente a la actividad económica registró un aumento de 1.6% frente al retroceso del 0.1 % experimentado en 2014.

A la vista de los datos anteriores, puede decirse que la demanda eléctrica en 2015 está reflejando la evolución positiva de la economía española que finalizó el 2015 con un incremento del PIB del 3.2 % [15]. En comparación con el conjunto de los países de la Unión Europea pertenecientes al grupo *Continental Europe* de ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), el crecimiento del consumo eléctrico en España se sitúa por encima del crecimiento del 1.2 % registrado en este grupo de países.

Desde la perspectiva de la oferta de generación, se mantiene la línea ascendente de las energías renovables, aunque de forma más moderada que en años precedentes, con una mayor participación de la hidráulica. En consecuencia, las energías no renovables han reducido su participación ya que solo la generación con carbón ha registrado un significativo aumento respecto a 2013. En cuanto a los intercambios de energía con otros países, el saldo exportador se mantiene sin embargo se ha reducido alcanzando el valor más baja de la serie histórica, un 95.7% inferior respecto al año anterior situándose en 147 GWh.

En el ámbito regulatorio, el año 2014 ha sido el primero en el que se ha aplicado el nuevo marco normativo del sector eléctrico que emana del proceso de reforma de la regulación del sector eléctrico, iniciado en 2013 con la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y consolidado tras la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga la Ley 54/1997, con excepción de algunas de sus disposiciones adicionales.

Durante el año 2014, este nuevo marco normativo ha continuado su desarrollo reglamentario con la aprobación de numerosas disposiciones de singular importancia para el sector eléctrico, sobresaliendo por su incidencia sobre la mayor parte de los pequeños consumidores de energía eléctrica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Conforme a lo establecido en esta disposición, el precio voluntario para el pequeño consumidor, al que podrán acogerse los consumidores conectados en baja tensión con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW, será el precio máximo que podrán aplicar a estos consumidores los comercializadores de referencia, nuevo término para referirse a los comercializadores de último recurso. Este precio se calculará horariamente de forma aditiva, añadiendo al precio regulado del peaje de acceso, un coste también regulado de comercialización y el coste de la energía, obtenido a partir del precio horario real de la energía en el mercado de producción, que sustituye al precio fijo trimestral resultante de las antiguas subastas CESUR.

En 2014 se publicaron, además, otras disposiciones necesarias para avanzar en la reforma del marco regulatorio del sector eléctrico, de entre las que destaca el Real

Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que establece un nuevo régimen jurídico y económico para estas instalaciones de generación de energía eléctrica, coherente con los principios fundamentales para la fijación de la retribución de estas tecnologías definidos en el Real Decreto-ley 9/2013 y en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

Esta disposición, con la que se completa la revisión de los modelos retributivos de las actividades reguladas para adaptarlos a los principios generales establecidos en la Ley 24/2013, ha sido desarrollada mediante la aprobación durante el año 2014 de cuatro Órdenes ministeriales, entre las que destaca la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

1.8 Revisión de la literatura: Política energética e investigación

Los principales factores que incentivan el interés actual por las políticas de eficiencia energética están bien documentados (Agencia Internacional de la Energía, [56]). Los diversos organismos reguladores internacionales coinciden en considerar que las políticas de eficiencia energética juegan un papel fundamental a la hora de abordar cuestiones relacionadas con:

- La seguridad energética
- El cambio climático
- La consecución de objetivos económicos

Por ejemplo, en la prefectura japonesa de Aomori, en junio de 2007, los ministros de energía del G8 declararon que “la promoción de la eficiencia energética, tanto en las cadenas de suministro de energía como en las de demanda, de una forma económicamente eficiente, es un requisito previo necesario para abordar la seguridad energética y el cambio climático al tiempo que se apoya el crecimiento económico” [57].

Vale la pena explorar brevemente la contribución que la eficiencia energética puede hacer a estas tres cuestiones. La línea más común de argumentación sostiene que la eficiencia energética incrementa el nivel de servicio/producto por unidad de energía consumida y/o reduce el uso de energía por unidad de actividad (producción de un bien o servicio). Como resultado, la eficiencia energética puede reducir los costes de producción de bienes y servicios, las emisiones de gases de efecto invernadero (y otro tipo de residuos tóxicos y peligrosos para la salud humana y el medioambiente), y en el ámbito nacional (o supranacional como en el caso de la Unión Europea), puede reducir la dependencia de las importaciones de energía (dependencia exterior).

Aunque estos argumentos son ya de por sí lo suficientemente importantes, existe otra razón de fondo para perseguir la eficiencia energética, y que está relacionada con la colisión que se produce entre la pequeñez de las tasas de rotación del capital invertido en las infraestructuras del sistema de energía eléctrica (tiempos de retorno elevados) y la urgencia de los desafíos energéticos.

Hoy día hay un cierto consenso en considerar que la necesidad de reducir las emisiones de CO₂, mejorar la seguridad energética y aumentar la competitividad de la economía es algo apremiante. Considérese, por ejemplo, la cuestión del calentamiento global. Recientemente, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático [58], declaró que si las naciones del mundo tuviesen que estabilizar las concentraciones de CO₂ en alrededor de 535 a 590 ppm, las emisiones globales tendrían que alcanzar su punto máximo entre 2010 y 2030. Sin embargo, en todo el mundo, el negocio de la energía eléctrica se caracteriza por que requiere elevadas inversiones en infraestructuras, que tienen una prolongada vida útil en servicio (decenas de años), y ofrecer tasas de facturación (volumen de negocio) relativamente bajas, lo que hace que las inversiones en el sistema de energía eléctrica presenten periodos de retorno relativamente largos [59]. Esta combinación de grandes inversiones que tienen una vida útil muy prolongada y reducido volumen de negocio (tasa de facturación), da lugar a lo que Patrinos y Bradley [60] denomina la inercia (económica) de la infraestructura física del sistema de energía eléctrica.

Hoy día parece poco probable que un objetivo tan inminente como el mencionado horizonte 2010-2030 pueda lograrse. En este escenario puede intervenir la eficiencia energética, que permite aplicar políticas rentables con relativa rapidez, con efecto casi inmediato en algunos casos. La eficiencia energética, al reducir la tasa de utilización de la energía por unidad de producto o servicio, también retrasa el momento en el que las emisiones globales de CO₂ debieran alcanzar su punto máximo. Es decir, la eficiencia energética permite ganar tiempo para que los países participen en el proceso de sostenibilidad (de-carbonización) de sus economías.

Las políticas de ahorro y la eficiencia energética son ampliamente reconocidas por los consumidores como herramienta de reducción de costes (ahorro de dinero). Al mismo tiempo, estas políticas contribuyen a incrementar la seguridad del suministro de energía, a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el logro rápido y barato de un suministro de energía sostenible, y por último pero no menos importante, a una creación significativa de puestos de trabajo.

1.8.1 Revisión de la integración de las renovables

La regulación de las energías renovables se inicia en España a principios de 1981, con la aprobación de la Ley 82/1980 de conservación de la energía (BOE de 27 de enero de 1981). Los objetivos principales de esta Ley eran la mejora de la eficiencia energética y el fomento de las instalaciones de autogeneración eléctrica, especialmente la minihidráulica. De esta forma el Gobierno de Adolfo Suarez

pretendía hacer frente a la crisis del petróleo y reducir la dependencia energética del exterior. Ya en la década siguiente, el Plan Energético Nacional 1991-2000 incentiva la producción con energías renovables y, mediante la Ley 40/1994 del sistema eléctrico nacional (LOSEN), se consolida el Régimen Especial (producción renovable y mejora del rendimiento) y los incentivos económicos para el desarrollo de este tipo de instalaciones que, con diversas revisiones y adaptaciones, llegan hasta la actualidad. Con el impulso de las diversas políticas de apoyo institucional a las renovables se alcanzaron los 32.78 GW [15] de potencia renovable instalada en 2015, lo que supone el 30.84 % de la potencia total instalada (10625 GW). Durante ese mismo año, la prima a la producción eléctrica de origen renovable fue de 5297 M€ [61]. A esta cantidad hay que añadirle las primas correspondiente a la generación no renovable perteneciente al llamado Régimen Especial y que hace que el total de primas ascienda hasta 6668 M€. En este sentido, se consideran tecnologías no renovables acogidas al régimen especial aquellas como la cogeneración, el tratamiento o aprovechamiento de residuos que implica una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

Probablemente sea la cuantía económica de este coste para los consumidores lo que hace que los medios de comunicación suelen atribuir el aumento de los precios de la electricidad a la elevada participación de las energías renovables en el sistema eléctrico, que alcanzó el 36.9 % en 2015 (42.8 % en 2014). El pago de esta prima viene causando un vivo debate en los medios que, con el tiempo podría reducir el elevado nivel de aceptación pública del que gozan las energías renovables [63], [64].

Los medios no suelen reparar en el hecho de que la integración de la producción renovable en el mercado presiona a la baja el precio de la energía, ya que la casación o el despacho de una cierta cantidad de energía renovable a precio cero o muy bajo desplaza fuera del despacho las unidades que de otra forma hubieran sido las unidades marginales, con precios mucho más elevados. Así pues, el efecto de la integración no es tan trivial como para reducirse al sobrecoste asociado al pago de la prima, sino que también se produce una reducción del precio en el mercado derivado de la sustitución del uso de combustibles fósiles por energía renovable, generalmente a coste nulo o muy bajo. Como se mostrará en el Capítulo 3, a lo largo del periodo 2008-2015, de no ser por la introducción del Régimen Especial en el mercado Español, el precio de la energía habría subido una media de 11.55 €/MWh.

Diferentes autores han contribuido a la idea de que los crecientes precios de la electricidad se deben a la integración de la producción renovable [65],[66] y, por tanto, proponer nuevos modelos de mercado con el fin de promover la integración en el mercado de las energías renovables [67].

Sin embargo, no hay nada que permita evidenciar una relación de los altos costes energéticos con la progresiva penetración de las renovables, siendo así que algunos autores consideran que los costes sociales de la prima a las energías renovables es "bastante baja" [68] o que la carga financiera que estas suponen está

"sobrestimada" [69]. De hecho, los costes medios actualizados de la electricidad (*the Levelized Costs of Electricity*-LCOE) de origen renovable ha caído significativamente durante los últimos años y son a menudo comparables a los costes de producción de la electricidad a partir de fuentes convencionales. Un estudio del Banco Lazard para el caso estadounidense [62] estima que el coste medio actualizado (LCOE) de la energía eólica (en tierra firme) se sitúa ya en un intervalo que va de 34 a 74 €/MWh (considerando 1.1 €/USAD en 2015), mientras que para la producción fotovoltaica distribuida (en cubierta de edificios) se sitúa entre 115 y 161 €/MWh. Estos niveles de coste medio actualizado pueden compararse con los de la producción a partir de carbón, que se sitúa entre los 60 a 137 €/MWh, por ejemplo. Valores similares pueden verse en [71] para el caso alemán: 40-80 €/MWh para la eólica y 79-156 €/MWh para la fotovoltaica. En el mencionado trabajo, estos valores se comparan con los 127 €/MWh que recibirá en el Reino Unido, durante 35 años, la producción de la proyectada nueva central nuclear de Hinkley Point C. En consecuencia, puede considerarse que al menos una parte de la producción renovable no resulta ya más costosa que la producción convencional y que a menudo compite ventajosamente con ellas. No obstante, las instalaciones renovables instaladas hace algunos lustros aún deben recibir alguna prima para rentabilizar sus más elevados costes de inversión.

En contraste, mucha menor atención ha recibido por parte de los medios de comunicación, el impacto de la integración de las renovables en la operación de los mercados mayoristas de la electricidad [69]-[72]. Durante la última década pudo observarse un cambio en la tendencia de los precios del mercado spot "para el día siguiente" debido a que la progresiva integración de renovables produjo una disminución de los precios medios de la electricidad. Tveten et al. [73] realizaron un estudio de la influencia de la integración de la energía fotovoltaica en los precios del *European Energy Exchange* (EEX) para el período comprendido entre julio 2010 y julio de 2011. El trabajo reveló una reducción media del precio de la electricidad del 7%, que aumentaba hasta el 13% para la media del precio máximo diario.

Existe una amplia literatura sobre la influencia de la generación renovable en los mercados mayoristas de energía eléctrica. Los mercados mayoristas de la energía eléctrica, con sus particularidades derivadas de las propiedades inherentes de la electricidad, han sido y siguen siendo objeto de un extenso desarrollo teórico a fin de abordar la economía del sistema de energía [74]. Se han propuesto diversos modelos básicos [75]-[78], modelos matemáticos financieros [79], [80], así como modelos econométricos de series temporales [81]-[84]. Este tipo de modelos se utilizan comúnmente en la modelización a corto y medio plazo de los mercados de electricidad, mientras que los modelos para estudios a largo plazo incluyen enfoques basados en la teoría de juegos [85]. En la práctica habitualmente se combinan estos enfoques de modelización [86].

Los mercados diarios (a un día vista) son ampliamente aceptados como mecanismo de establecimiento/asignación de los precios horarios de referencia para la electricidad para el día siguiente. Por ejemplo, en Alemania aproximadamente el 40 % de la electricidad producida se comercializa en el

mercado diario EPEX [71], en España el porcentaje de la producción comercializada en OMIE asciende hasta el 63.8 % (el resto se reparte entre bilaterales e intradiario) [87].

En consecuencia, el modelado del parque de generación, el precio de los combustibles y la demanda son factores determinantes en la capacidad y calidad de esos modelos [84], [88]-[90]. Mucho trabajo se ha desarrollado también en el análisis de los patrones estacionales, los picos y la volatilidad de los precios, así como el comportamiento a largo plazo de los mercados diarios [91], [92].

Sobre la base de estos modelos o bien empíricamente, en las evaluaciones de datos históricos, se han propuesto diversos métodos para estimar la influencia de la generación renovable en el precio mayorista de la electricidad. El efecto reductor sobre el precio de la energía de la integración de la producción renovable de bajo coste marginal –comúnmente conocida como efecto de ordenación por mérito– es ampliamente conocido y estudiado, especialmente en los mercados europeos, muy especialmente en el mercado alemán; pero los métodos para la cuantificación siguen siendo objeto de debate [93], [94]. A nivel europeo se han publicado numerosos estudios sobre la influencia de las energías renovables el mercado. La literatura reporta una estimación del efecto de ordenación por mérito (reducción del precio medio) en €/MWh como la que se resume en la Tabla 1.12.

Hirth ofrece un amplio estudio sobre la estimación del valor de mercado de las energías renovables [95]. El principal hallazgo de su revisión es que el valor de mercado de la energía solar y eólica se reduce con el crecimiento de los niveles de penetración de estas renovables. Este efecto es más pronunciado para la participación en el mercado de la energía solar que para la eólica y depende fuertemente de la evolución de la potencia no renovable presente en el sistema [96].

En lo que se refiere a la evaluación del mercado mayorista de la energía alemán, una serie de autores que analizan los efectos de los precios de las energías renovables, se centra en las proyecciones de los precios, a fin de prever con anterioridad los futuros costes y precios de la electricidad [97], [98]. Naturalmente, para ello es preciso hacer toda una serie de supuestos, en particular con respecto a las carteras de generación convencional y renovable, lo que finalmente afecta a la fiabilidad de la estimación [99]. También existe una considerable cantidad de literatura que utiliza los datos históricos de precios de equilibrio del mercado (basado principalmente en datos EEX) para estimar la influencia de las renovables a posteriori (análisis ex post), apartado en el que se encuadra este trabajo. En estos trabajos se utilizan principalmente, los valores del precio casado y la cantidad de energía negociada para llevar a cabo regresiones lineales sobre los parámetros significativos con mayor influencia que, por ejemplo, permiten representar los efectos marginales de la integración de generación renovable adicional [100], así como de la influencia en el mercado de derechos de emisión EU-ETS [84],[85]. Algunos de estos estudios limitan el estudio de las renovables a la energía eólica [103],[105], otros estudian la eólica y la fotovoltaica o todas las energías renovables [104]. Sensfuss [106] incluye en

sus supuestos de análisis basados en escenarios dinámicos con el fin de dar cuenta de los cambios históricos en la capacidad de generación.

Tabla 1.12. Resumen de literatura sobre la evaluación empírica de la reducción media del precio de la energía en los mercados mayoristas debida al efecto de mérito ordenado en Europa.

País	Referencia	Tecnología	Año	Estimación del efecto de mérito ordenado (€/MWh)
España	Saenz de Miera et al. [112]	Eólica	2007	12.2 €/MWh
	Gil et al. [113]	Eólica	2007-2010	61.6 €/MWh
	Burgos Payán et al. [51]	Renovables	2006-2011	61.5 €/MWh
Alemania	Von Roon et al. [107]	Eólica	2008	10.8 €/MWh
	Weigt [103]	Eólica	2006-2008	6.3-13.1 €/MWh
	Sensfuss et al. [104]	Renovables	2006	7.8 €/MWh
	Sensfuss et al. [106]	Renovables	2011-2012	8.7-8.9 €/MWh
	Cludius et al. [105]	Eólica y Fotovoltaica	2010-2012	6.0-10.1 €/MWh
Bélgica	Delarue et al. [115]	Eólica	2006	23.0 €/MWh
Dinamarca	Jonsson et al. [116]	Eólica	2004-2005	17.0 €/MWh
	Munksgaard et al. [117]	Eólica	2004-2006	4.0 €/MWh
Italia	Cló et al. [114]	Eólica y Fotovoltaica	2005-2013	2.3-4.2 €/MWh

El análisis del mercado alemán muestra amplia difusión de cuantificadores del efecto de ordenación por mérito, como se muestra en la Tabla 1.12. Von Roon y Huber [107], por ejemplo, estima el efecto de reducción precio debido exclusivamente a la producción eólica en 10.8 €/MWh, ya en 2008, que supone un ahorro total del coste de la energía en el mercado de 5300 M€. Por otra parte, Sensfuss [106] desarrolló un modelo de adaptación dinámica de la cartera de generación, incluyendo el desmantelamiento y la conservación de la potencia instalada, lo que resultaría en una reducción de precio de la electricidad de, aproximadamente, 9 €/MWh en 2012.

Kopp [108] llega a la conclusión, que debido al continuo crecimiento del efecto ordenación por mérito, las energías renovables no serán capaces en el futuro de volverse a financiar en los mercados, incluso con costes generación que sean competitivos con la generación fósil. Suponiendo una previsión perfecta de todos

los actores del mercado, Fürsch estima el valor futuro del efecto de ordenación por mérito en 10 €/MWh para 2030 [109], [110]. Sin estas hipótesis idealizadas y capacidad de adaptación realista de las carteras de producción, los autores estiman que el efecto de mérito ordenado será mucho más pronunciado. Paraschiv [111] concluye en su análisis, en base a un modelo fundamental dinámico, que los precios de mercado se reducen al aumentar la generación renovable, pero que los consumidores finales siguen sufriendo una disminución de su bienestar.

Para el mercado español Gelabert et al. [122] demostraron un efecto ordenación por mérito de 20 €/MWh por cada GWh de energía renovable integrado en el periodo 2005-2009. Burgos Payán et. al., analizando el periodo 2006-2011, estimaron que la reducción media del coste anual de la energía en el mercado en este periodo ascendió a 5138 M€/año y que la disminución media del precio horario fue de 0.90 €/MWh.

También se han publicado numerosos estudios sobre la influencia de las energías renovables el mercado en otros países europeos. O'Mahoney [118] estima que la reducción de precios debido a la generación eólica en Irlanda en 2009 alcanzó el 12% y llega a la conclusión de que se produce un aumento del bienestar total, a pesar de las primas o subsidios. Huisman et al. [121] obtienen una clara evidencia de una reducción sustancial de los precios causadas por las primas a las renovables al mercado Nord Pool y concluye la necesidad de nuevos diseños de mercado. Green [123] discute la influencia de la generación eólica en el mercado del Reino Unido, mientras que Obersteiner [124] analiza la correlación entre energía eólica y el precio en varios mercados de Europa central, concretamente en los de Austria, Chequia, Alemania, Francia y Suiza.

A nivel internacional, fuera ya del contexto europeo, la cuantificación del efecto ordenación por mérito ha recibido menos atención. Mills [125] estima para California que el valor de la energía solar sea 20-30 €/MWh más alto que el precio medio del mercado mayorista. En un modelo del sudeste de Arizona realizado por Gowrisankaran de hasta un 20% de producción de energía solar resulta neutral para el bienestar global [126]. Woo [127] evalúa el efecto ordenación por mérito de un incremento de 100 MWh de producción eólica, que llega ser de 4.4 €/MWh en Texas. Estudios adicionales, principalmente sobre integración de energía eólica en los mercados estadounidense [128]-[131] y australiano [132] muestran una fuerte relación inversa entre la producción de energía eólica despachada y los precios casados.

1.8.2 Revisión de la gestión de la demanda

La respuesta de la demanda es una herramienta que permite reducir o retrasar costosas inversiones tanto en el refuerzo o ampliación de la red así como en nuevo equipo de generación flexible basado en combustibles fósiles o nucleares, al trasladar la demanda a los momentos en los que hay más energía renovable disponible, facilitando así el equilibrio generación-carga y reduciendo los costes totales del sistema (De Jonghe et al. [133], Dietrich et al. [134], Moura et al. [135]; Redpoint Energy and Element Energy [136]; Stadler [137]). Su valor y

necesidad como un medio de ajuste y flexibilidad ha sido ampliamente reconocido por los responsables políticos en Europa [138]- [144].

Conscientes de este valor, ha emergido un enorme cuerpo de conocimiento sobre las redes inteligentes y respuesta de la demanda, tanto en la literatura académica como dentro de la industria. En primer lugar, mucha investigación viene impulsada por la disponibilidad de tecnologías inteligentes [145]-[149]. De hecho, Faruqi et al. [150], en una reciente revisión de los estudios piloto sobre respuesta de la demanda demuestra que los dispositivos (electrodomésticos) inteligentes y la infraestructura facilitadora permite mejorar significativamente la capacidad de respuesta de los consumidores a las señales de precios dinámicos.

Sin embargo, sigue habiendo dos retos principales para el despliegue de este equipamiento: cuál es la tecnología "inteligente" y cómo se despliega. Por un lado, todavía hay una falta de estandarización internacional en relación con lo que esta tecnología debería ser capaz de hacer, ya que las funciones mínimas de los contadores inteligentes y aparatos inteligentes y los estándares de interoperabilidad siguen siendo objeto de debate [151]-[154]. Por otra parte, hay un problema circular con respecto al despliegue de esta tecnología inteligente: sin infraestructura, ni los electrodomésticos inteligentes ni la respuesta de la demanda pueden utilizarse a su potencial esperado por los consumidores y sin mecanismos de respuesta de la demanda a través de aparatos inteligentes, los limitados beneficios que permite la infraestructura no justifican los costes de su despliegue [155]-[157]. Como consecuencia, el despliegue de este hardware es un proceso con diferentes velocidades en toda Europa [158].

En segundo lugar, incluso si los desafíos tecnológicos se tratan adecuadamente, hay un problema de división de incentivos para los diferentes agentes de la cadena de valor [159]. Como resultado, existe un vivo debate dentro de la industria sobre el papel de los diferentes actores ya establecidos y los emergentes en la organización de las redes inteligentes y respuesta de la demanda (por ejemplo [160]-[162]).

Además de las dificultades técnicas y los desafíos con respecto a los papeles de los diferentes actores en el mercado, todavía hay un tercer reto por resolver para conseguir el despegue de la respuesta de la demanda: cómo activar a los consumidores. Investigaciones recientes sobre la elasticidad de precios al consumidor muestran que, hoy en día, el lado de la demanda, especialmente los consumidores del sector residencial y de la pequeña y mediana empresa (PYME), no son muy activos, incluso cuando hay variación de precios al por menor a través de las tarifas de tiempo de uso [163] [164] [165]. Estudios piloto sobre redes inteligentes ofrecen indicios de que los consumidores responden a los precios [166]-[170], pero los resultados de estos estudios no pueden generalizarse debido a su diseño experimental o su generalmente reducido tamaño de muestra. Sin embargo, los consumidores que transitan hacia un nuevo papel de agente activo son clave para el futuro papel de la respuesta de la demanda como recurso de ajuste y flexibilidad para el sistema eléctrico [171]. Se ha señalado, por ejemplo en [170], [172]-[174], que el potencial de los contadores inteligentes y los

electrodomésticos inteligentes se limita de manera significativa si el consumidor no se dedica a utilizarlos. Eurelectric [175] también espera que los consumidores sean capaces de gestionar y ajustar su consumo de electricidad en respuesta a la información en tiempo real y el cambio de las señales de precios variables. La literatura citada reconoce claramente la importancia de los consumidores activos para la respuesta de la demanda; hay, sin embargo, limitada comprensión sobre cómo activar eficazmente a los consumidores a participar en la respuesta de la demanda. [176] y [177] consideran que atraer a los consumidores pasivos a hacer la transición hacia el papel de agente activo puede considerarse el reto más importante para que el despegue de respuesta de la demanda pueda tener éxito. [178] demostraron que ofrecer a los clientes más información puede afectar a la demanda de electricidad en el largo plazo, pero no a corto plazo. [179] señalan que para ayudar a los consumidores a tomar mejores decisiones, mediante el suministro de información sobre su consumo de energía, es necesario tener una buena comprensión de los consumidores en cuanto a sus preferencias personales con respecto a la forma de recibir esta información. Por ejemplo, consumidores sin acceso a Internet desearán disponer de un medio de comunicación no electrónico.

Esta necesidad de comprensión de las preferencias de los consumidores ha sido ampliamente demostrada en el trabajo empírico sobre la selección de los programas de tarifas realizado por [180], que encontraron que los consumidores prefieren la simplicidad a sofisticados programas dinámicos y que la automatización es un requisito previo (necesario pero no suficiente) para la participación de los consumidores en la respuesta de la demanda. Por lo tanto se requiere una comprensión global de los motivos de los consumidores para convertirse en participantes activos en la respuesta de la demanda. Las medidas para atraer y fortalecer a los consumidores deben basarse por tanto en dicho conocimiento.

1.8.3 Revisión del almacenamiento de energía

Debido al gran potencial del almacenamiento de energía y a las múltiples funciones que puede desempeñar en el sistema, existe una abundante literatura en la que muchos autores han revisado la investigación y el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, los proyectos de demostración y las aplicaciones industriales desde diferentes perspectivas, sobre todo en los últimos años.

Ibrahim et al. ponen de relieve en [181] la conveniencia y necesidad de almacenar energía para la mejora de las redes de energía y el mantenimiento de los niveles de carga. Su trabajo aporta un grupo de características de las diferentes tecnologías de almacenamiento que puede ayudar a mejorar las estimaciones de costes y rendimiento de los sistemas de almacenamiento. Sin embargo en su publicación se revisan un número relativamente pequeño de referencias.

En [182], Chen et al. presentan una revisión crítica, bien organizada y completa sobre los avances en los sistemas de almacenamiento de energía que cubre varios tipos de tecnologías de almacenamiento y sus aplicaciones, así como su estado de

desarrollo tecnológico, si bien la discusión sobre la selección de los dispositivos candidatos, más apropiados para aplicaciones específicas, resulta algo breve.

Hall et al., en [183], también presentan un artículo de revisión que se centra en ciertas tecnologías de almacenamiento como son las baterías, los supercondensadores, el almacenamiento de energía magnética superconductora y los volantes de inercia.

En [184], Liu et al. llevan a cabo una revisión detallada de los materiales avanzados utilizados en diversas tecnologías de almacenamiento, discutiéndose en detalle las estrategias para el desarrollo de materiales de almacenamiento de hidrógeno de alto rendimiento y los materiales para las baterías electroquímicas de iones de litio. El trabajo también pone de relieve las perspectivas en el futuro desarrollo de materiales avanzados para almacenamiento.

Con la rápida penetración de las energías renovables variables, la revisión de la literatura se ha centrado en mostrar y evaluar las opciones del almacenamiento para aumentar las posibilidades de las renovables [185]-[188]. Así, Díaz-González et al. [185] y Zhao et al. [187] se centran en el examen de las tecnologías de almacenamiento para aplicaciones de energía eólica. Los primeros presentan una discusión detallada de las aplicaciones del almacenamiento ya existentes en el campo de la energía eólica [185], mientras que los segundos analizan los problemas de planificación, y las estrategias de operación y control de las aplicaciones del almacenamiento como herramienta de soporte a integración de la energía eólica [187].

Connolly et al. Evalúan en [189], desde un novedoso punto de vista, las herramientas informáticas disponibles para el análisis de la integración de las energías renovables en diversos sistemas de energía.

Los investigadores también han revisado diversos aspectos específicos de los sistemas de almacenamiento, como en [190]-[194]. Por ejemplo, Dunn et al. presentan en [194] una meritoria revisión del almacenamiento de energía mediante baterías para aplicaciones de red, centrándose principalmente en las baterías de sodio-azufre disponibles en el mercado, las baterías de flujo-redox, de coste relativamente de bajo, y las baterías de iones de litio.

En [195]-[196] se revisan los avances y desafíos en materiales para el almacenamiento de energía electroquímica. Por ejemplo, Whittingham [195] se dedica a los retos actuales en el tema de los materiales de almacenamiento de energía electroquímica, que pueden resumirse en la reducción del coste inicial y el alargamiento de la vida útil de los dispositivos, al tiempo que se mejora su rendimiento y se hacen más respetuosos con el medio ambiente.

Un aspecto colateral menos estudiado es el impacto de la producción renovable variable sobre la generación de energía termoeléctrica [197]. Hay pocos artículos en la literatura que traten las implicaciones de las renovables variables sobre la generación convencional de energía, sin embargo, existen algunos estudios específicos sobre la variabilidad del viento y su efecto sobre los generadores convencionales. En [197] se presenta un modelo para estimar las emisiones de los

combustibles fósiles generadores utilizados para compensar variable del viento y la energía solar. Más concretamente, en la citada referencia se presenta una cuantificación de las emisiones de CO₂ y NO_x considerando turbinas de gas natural como tecnología convencional utilizada para la compensación (ajuste) de las energías renovables variables. Un interesante modelo de sistema de generación integrado eólico/gas/almacenamiento, descrito en [198], muestra un método eficiente para la integración de cantidades significativas de energía eólica, que simultáneamente permite la reducir las fluctuaciones de potencia, y que muestra la viabilidad económica de la solución propuesta en relación a la energía eólica producida.

En [197] se analiza también la cuestión del impacto de las renovables variables sobre la generación de energía convencional, sobre todo las termoeléctricas de gas, con especial atención al caso italiano. Este tipo de plantas termoeléctricas, especialmente las de ciclo combinado, a fin de corregir los desvíos de producción de las plantas renovables variables suelen operarse como plantas de carga parcial, a las que se puede solicitar un aumento o disminución de su producción según sea necesario, viéndose sometidas a períodos de funcionamiento en reserva, tanto en frío como en caliente (reserva rodante). Esta operación cíclica, con cargas parciales, de las plantas termoeléctricas produce una reducción significativa de su rendimiento eléctrico (las plantas de ciclo combinado exhiben la mayor degradación de la eficiencia cuando se opera en condiciones de carga parcial [199], [200] un aumento de las tensiones térmicas y de presión que conducen a un mayor desgaste y riesgo de daños relevantes [202] Todo ello conducirá a un incremento de los costes de combustible y de los costes de operación y mantenimiento, debido sobre todo a la mayor frecuencia de las reparaciones, la reducida duración de los componentes y el aumento de la frecuencia de las paradas forzosas [201]-[204].

Por lo tanto la cuestión de la ciclicidad, o más bien la variación de la potencia de salida debido a la puesta en marcha, la parada, el aumento o decremento graduales de la producción en este tipo de plantas [202], son importantes aspectos colaterales a considerar en la penetración de las energías renovables variables en el sistema eléctrico [205]

Como se ha indicado, durante los procesos de arranque y parada de la planta termoeléctrica, los componentes deben soportar gradientes de temperatura y presión significativos que conducen al fallo acelerado de los componentes y, consecuentemente, a paradas forzosas [206] En consecuencia, los costes asociados con el funcionamiento cíclico, con cargas parciales, de la planta termoeléctrica, están ampliamente estudiado en la literatura ([211],[212], [213]), y se deben a cinco componentes principales [212]: los costes de sustitución, los de mantenimiento, los costes de interrupciones forzadas debido al funcionamiento cíclico, costes de sustitución y de mantenimiento relacionados con el seguimiento de la carga y, finalmente, los costes relacionados con el combustible, las emisiones de CO₂ y servicios auxiliares durante el arranque. Un capítulo aparte estaría constituido por los costes relacionados con la disminución del rendimiento nominal de la planta.

En [214] se describen recientes mejoras relacionadas con el incremento de la flexibilidad (ajuste) de la operación (reinicio más rápido y rampas más rápidas dentro de un rango de carga más amplio). En [197] se plantean soluciones para aumentar el rendimiento con cargas parciales y mitigar la modulación térmica y de presión debidas a las condiciones de carga variable.

1.9 Enfoque y objetivos

Como se ha puesto de manifiesto en la sección anterior, si bien existe una abundante literatura sobre los efectos de la integración de las renovables en el mercado, apenas se ha dedicado esfuerzo investigador al análisis de los efectos en el mercado de las medidas de gestión de la demanda y el almacenamiento (generación y demanda). Este trabajo trata de mitigar esta carencia analizando los efectos en el mercado mayorista de la energía eléctrica de:

- la integración de la producción renovable, a fin de que pueda servir como base de comparación, por ser el caso mejor conocido,
- las medidas de gestión o respuesta de la demanda, en sus vertientes de ahorro y eficiencia energética y de desplazamiento temporal de la carga, y
- el almacenamiento, desarrollado desde el lado de la generación y desde la demanda.

Para su realización se utilizarán, como fuente de información, las curvas horarias de generación y demanda correspondientes al mercado español/ibérico durante el periodo 2008-2015 (70128 casaciones horarias), obtenidos del archivo histórico del Operador del Mercado (OMIE). Toda esta información se utilizará como base para la generación de escenarios realistas de integración de la producción renovable, gestión o respuesta de la demanda (ahorro energético y desplazamiento de carga) y almacenamiento (desde la generación y la demanda).

Para ello, se desarrollará primero un sencillo modelo cualitativo, basado en la linealización del mercado en torno al punto de operación, con el que establecer algunas hipótesis sobre su potencial impacto en el mercado, especialmente las variaciones en la energía y precio casados, pero también coste de la energía negociada y transferencia de rentas entre los diferentes agentes; así como en el sistema eléctrico, especialmente la reducción del pico de demanda, de las pérdidas y de las emisiones de CO₂. Este modelo cualitativo se utiliza también para, partiendo del conocido y bien establecido efecto de ordenación por mérito de las renovables, describir y establecer lo que podría denominarse efecto de ordenación por mérito de la gestión de la demanda (ahorro energético y desplazamiento temporal de la demanda) y el almacenamiento (tanto desde la generación como desde la demanda).

Posteriormente se utilizará un procedimiento de desplazamiento y continuación de las curvas de mérito de generación y demanda, desarrollado para este trabajo, que permite simplificar el proceso de optimización que conduce a la determinación del

punto de equilibrio del mercado (energía y precio casados), la tarea más exigente en cuanto a tiempo de cómputo para el operador del mercado.

El análisis del periodo de siete años considerado en este trabajo obliga a estudiar 70128 casaciones horarias, en cada una de los cuales intervienen centenares de ofertas de compra y de venta. Como se explicará más adelante, el Operador del mercado dispone de un máximo una hora para resolver las 24 horas del día siguiente, mediante Euphemia, el algoritmo de optimización del bienestar utilizado en los mercados europeos. En consecuencia, el análisis de un escenario que comprenda todo el periodo 2008-2015 requeriría unas 2922 h (121.75 días) de computo. Aunque los estudios de planificación no están sometidos a la presión del tiempo real por realizarse en diferido, el tiempo de cómputo necesario para tratar el ingente volumen de datos correspondiente a un escenario de siete años sugiere la conveniencia de utilizar algún método para aproximar el proceso de optimización conducente al punto de equilibrio del mercado, la tarea más exigente en cuanto a tiempo computacional.

1.10 Contenido

Tras este capítulo introductorio en el que se ha revisado la literatura y formulado los objetivos fundamentales del trabajo, el contenido del resto del documento se ha estructurado en seis capítulos.

El capítulo segundo se centra en la metodología empleada. Primero se introduce un sencillo modelo cualitativo, basado en la linealización del mercado en torno al punto de operación, que permite anticipar una estimación cualitativa con respecto a los efectos esperados de la integración de la producción renovable, la gestión de la demanda y el almacenamiento. En este punto se muestra cómo la gestión de la demanda y el almacenamiento presentan lo que, por similitud con el conocido y bien establecido efecto de ordenación por mérito (*merit-order effect*) de las renovables, podría denominarse efecto de ordenación por mérito de la gestión de la demanda y el almacenamiento. El modelo cualitativo también se utiliza para establecer una hipótesis sobre el efecto de estas medidas en el mercado, especialmente variaciones en la energía negociada, el precio casado, así como en el sistema, como pueden ser las variaciones en la demanda máxima, las pérdidas y las emisiones de CO₂. Seguidamente se detalla el procedimiento de continuación y desplazamiento de las curvas de generación y demanda utilizado como simplificación del proceso de optimización del bienestar (*welfare*) global que conduce a la determinación del punto de equilibrio del mercado (energía y precio casados), la tarea que más exigente en cuanto a tiempo de cómputo para el Operador del Mercado.

Los capítulos tercero a quinto recogen los resultados obtenidos para el conjunto de escenarios analizados. En el tercer capítulo se utilizan las curvas horarias de generación y demanda correspondientes al mercado español/ibérico, obtenidas del archivo del Operador del Mercado (OMIE), como de información base para la generación de escenarios realistas de integración de renovables y gestión de la demanda (ahorro energético y desplazamiento de carga). Posteriormente se

cuantifican y analizan los principales efectos potenciales en el mercado de los casos analizados.

En el capítulo cuarto se sigue un desarrollo similar para los casos de almacenamiento (desde la generación y en la demanda), cuantificándose y analizándose los efectos esperables en el mercado. Como puede verse, mientras en el tercer capítulo se estudian los casos en los se producen variaciones en la generación o la demanda que afectan a todas las horas del día, en el cuarto se estudian los casos en que las variaciones en la generación o la demanda solo afectan a ciertas horas del día.

El capítulo cinco presenta los resultados relativos a otros aspectos que se derivan de la integración de la producción renovable, la gestión de la demanda y el almacenamiento, para los agentes del mercado, como las transferencias de rentas entre los diferentes agentes, incluyendo a los consumidores finales, o la determinación del valor de las posibles primas neutras para los consumidores, en los escenarios en que proceda; así como para el sistema eléctrico en su conjunto, especialmente la afección a la curva ordenada de demanda (demanda pico anual), a las pérdidas anuales en la infraestructura de transporte; o al medioambiente, como pueden ser las emisiones de CO₂.

El sexto y último capítulo recoge y resume las principales conclusiones del trabajo realizado así como algunas orientaciones de continuación y mejora para trabajos futuros. También se relacionan aquí las publicaciones a que ha dado lugar este trabajo.

Por último, la investigación concluye con las referencias bibliográficas más relevantes utilizadas en su elaboración.

CAPÍTULO 2

Metodología

LA información básica utilizada en la realización de este trabajo son las curvas horarias (ofertas simples y casadas o despachadas) de generación y demanda ordenadas por mérito (precio) para el período de ocho años comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2015 (2922 mercados diarios con la participación de miles de ofertas de producción y de demanda en cada mercado, que dan lugar a 70128 precios horarios), descargadas del archivo histórico de datos de OMIE (OMIE). La gran cantidad de mercados diarios (ingente cantidad de ofertas de producción y demanda) manejada para cada escenario hace aconsejable, o al menos conveniente, considerar algún tipo de simplificación en el proceso de optimización del bienestar económico (*welfare*) que conduce al establecimiento del punto de equilibrio del mercado, la tarea más exigente en cuanto a tiempo de computación para el operador del mercado.

Por ejemplo, como el operador del mercado (OMIE) dispone sólo de una hora (límite) para casar las 24 horas del día siguiente, el re-análisis del periodo de ocho años correspondiente a cada uno de los escenarios considerados en este trabajo, requeriría alrededor de 2922 horas (121.75 días) de cálculo. Incluso en el caso de que sólo fuese necesario utilizar una fracción de la hora disponible para completar el proceso de casación completo de las 24 horas del día siguiente, o se paralelizara el proceso de casación de los mercados, el tiempo de cómputo necesario para reanalizar uno solo de los escenarios no resultaría factible, desde un punto de vista práctico. Como consecuencia de ello, se ha diseñado un método simplificado para llevar a cabo un análisis lo más realista posible del conjunto de escenarios de largo plazo (integración de renovables, ahorro energético y desplazamiento de carga, así como almacenamiento en la generación y en la carga) considerados en este trabajo y que se describen en la Sección 3.2. Como paso previo, y con la intención de avanzar y explicar algunas de las tendencias y los resultados, se presentará un modelo cualitativo basado en la linealización del mercado entorno al punto de operación. Posteriormente se utilizará la metodología propuesta a fin de investigar la validez de las hipótesis y predicciones derivadas de este análisis preliminar linealizado.

2.1. El mercado ibérico de la energía

OMIE es el Operador del Mercado Ibérico de la Energía, el mercado regional europeo para España y Portugal. OMIE está integrado en el sistema de Acoplamiento Multi-Regional Europeo (MRC) desde 2014, y su reglamento de casación del mercado se ajusta a las reglas comunes de EUPHEMIA (*EU + Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*) [33]. En este mercado realizan sus transacciones los agentes de compra y venta de España y Portugal. EUPHEMIA es el algoritmo de optimización del bienestar (*welfare*) comúnmente utilizado por los operadores de los mercados europeos de energía eléctrica para determinar el precio de la electricidad (de hecho, el punto de operación del mercado: la energía negociada y el precio de la electricidad) de forma sincrónica; en este caso, el Precio Acoplado de la Europa Noroccidental, el mercado suprarregional en el que se integra el Sistema Ibérico.

Las ofertas de los agentes de compra y venta de España y Portugal se negocian y resuelven en el mercado ibérico integrado, siempre y cuando exista suficiente capacidad de interconexión entre ambos países como para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes. Cuando la capacidad de interconexión no es suficiente se produce la separación de mercados, también conocido como *market-splitting*. En estos casos se producen precios distintos para España y Portugal. La Figura 2.1 muestra la evolución de la fracción porcentual de horas anuales con separación de mercados entre 2008 y 2015. Como puede verse, este evento se ha ido reduciendo progresivamente con el tiempo desde el 61.7% de las horas en 2008 hasta tan sólo un 2.4 % en 2015. Los elevados valores de los primeros años pueden relacionarse con la puesta en marcha del mercado ibérico, mientras que en los reducidos valores de los últimos años han podido beneficiarse, además de la experiencia ganada y el incremento de la capacidad de interconexión, de la reducción de la demanda derivada de la fuerte recesión económica por que atraviesan ambos países.

En el periodo analizado, la separación de mercados produjo, la mayor parte de las veces, precios más caros en el mercado portugués con respecto al español. En concreto, de un total 12676 horas con separación de mercados (18.08% de las 70128 horas totales del periodo considerado), tan sólo en 2007 horas (15.8 % de las horas con separación de mercado) los precios en España fueron mayores que en Portugal.

El mercado Ibérico/Español está organizado como una secuencia de mercados: el mercado del día siguiente (a un día vista o mercado diario), el mercado intradiario (con seis sesiones al día, que opera casi en tiempo real) y el mercado de servicios auxiliares. Los distintos agentes del mercado (productores, agentes externos, comercializadores, consumidores directos o los representantes de cualquiera de ellos) pueden formalizar también contratos bilaterales, con entrega física de suministro de energía eléctrica.

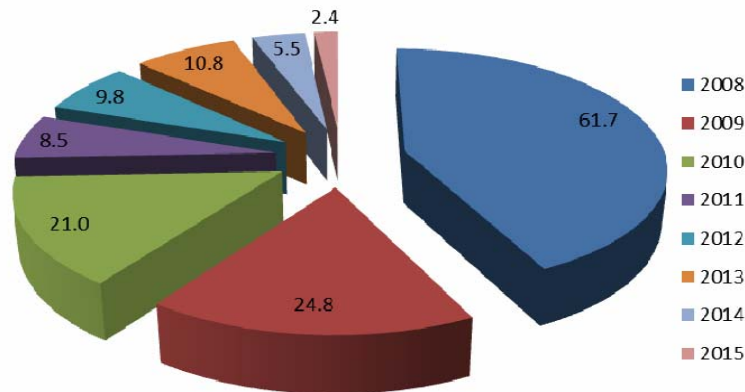


Figura 2.1. Evolución del porcentaje anual de horas en los que se produce separación de mercados (*market-splitting*) en el mercado Ibérico entre 2008 y 2015

El objetivo del mercado diario es la programación de las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente. Para ello los agentes del mercado, representantes de las unidades de generación y de compra, deben presentar al operador del mercado sus respectivas ofertas de compra y venta de energía. El mercado diario se compone de 24 intervalos horarios que casan una vez al día. Por el lado de la generación, los productores ibéricos de energía eléctrica (unidades de generación) presentan sus ofertas para el día siguiente (día d) especificando el precio mínimo al que están dispuestos producir una determinada cantidad de energía en cada una de sus unidades de producción. De la misma manera, cada uno de los agentes de la demanda presentan sus ofertas para el día siguiente indicando el precio máximo al que están dispuestos a comprar una determinada cantidad de energía. Tanto los agentes de generación como los de la demanda tienen que enviar a OMIE sus ofertas de compra y venta para el día siguiente (día d) antes del mediodía (12:00 h) del día anterior (día $d - 1$), es decir, con 36 h de antelación, con un precio comprendido entre un mínimo de 0 €/MWh y un máximo de 180.30 €/MWh.

El Mercado Ibérico de Electricidad admite dos tipos de ofertas: simples y complejas. Las ofertas simples son, como se ha indicado, simples ofertas de cantidad de energía y precio. Las ofertas complejas, sólo permitidas para las unidades de generación, son ofertas que además de cantidad de energía y precio incluyen cualquiera de las siguientes condiciones: indivisibilidad de los bloques de energía, ingresos mínimos, paradas programadas y de gradiente de carga [33].

Una vez que se han presentado las ofertas de producción y demanda, el Operador del Mercado elabora, para cada hora del día siguiente, un despacho por orden de mérito (precio) mediante la clasificación de las ofertas de suministro en orden ascendente de precios y las de demanda en orden descendente. En primer lugar se consideran solamente las ofertas simples para elaborar las curvas agregadas por orden de mérito tanto de oferta como de demanda. A continuación, el operador del Mercado utiliza EUPHEMIA, el algoritmo iterativo de optimización del bienestar (*welfare*) global a fin de determinar una nueva solución, incluyendo ahora las

restricciones económicas de las ofertas complejas de generación. Una vez completado el proceso de optimización se establece el precio marginal y la energía negociada en el mercado; lo que determina las ofertas de compra y venta (las unidades) casadas para cada una de las horas del día siguiente.

La Figura 2.2 muestra las curvas ordenadas de generación y demanda, simples y casadas, para la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015) correspondiente al Mercado Ibérico [34]. En esta figura, el punto de casación simple del mercado, $A_s(W_{is}, p_{is})$, es decir el punto de corte de las curvas agregadas de ofertas simples (energía negociada, $W_{is} = 36.81$ GWh; precio de casado, $p_{is} = 49.57$ €/MWh). La figura también muestra el correspondiente punto final de casación del mercado, $A(W_i, p_i)$, que determina las ofertas de compra y venta despachadas (energía casada, $W_i = 34.18$ GWh; precio casado, $p_i = 71.00$ €/MWh), como consecuencia de las restricciones debidas a las ofertas de generación compleja.

Por último, el Operador del Sistema (REE - Red Eléctrica de España) valida la programación de las unidades teniendo en cuenta las limitaciones técnicas del sistema eléctrico. A las 13:00 h del día anterior (día $d - 1$), una hora después de los agentes del mercado han presentado sus ofertas (tiempo requerido para completar todo el proceso de optimización), OMIE publica los resultados de los precios marginales para cada hora del día siguiente.

Como sucede a menudo en los problemas de optimización, conforme aumenta el número de restricciones, la solución óptima se deteriora. En el caso del mercado mayorista de la electricidad, las ofertas de generación complejas (significativamente) aumentan el precio casado final y reduce (ligeramente) la energía negociada, como se muestra en la Figura 2.2.

Independientemente del precio consignado en sus ofertas, el precio que reciben los generadores despachados y que pagan las unidades de demanda casadas se fija igual al de la oferta más alta aceptada (casada) por el Operador del Mercado: el precio marginal del sistema.

La curva agregada de generación casada, es decir, la curva ordenada con las ofertas de venta casadas o despachadas, $p_G = p_G(W) \forall W \leq W_i$, difiere visiblemente de la curva simple de generación, $p_{Gs} = p_{Gs}(W)$, debido al efecto de las ofertas complejas de generación, como puede verse en la Figura 2.2. La integración de las ofertas de venta complejas en el proceso de optimización de casación del mercado obliga al Operador de Mercado a descartar algunas de las ofertas simples de generación con precio inferior al precio final casado que, de otra forma, hubieran resultado despachadas. Por el contrario, dado que a las unidades de compra no se les permiten realizar ofertas complejas, la curva de demanda casada (ofertas de demanda casadas o despachadas), $p_D = p_D(W) \forall W \leq W_i$, siempre pueden considerarse como parte de la curva de demanda simple ordenada por mérito, $p_D(W) = p_{Ds}(W) \forall W \leq W_i$.

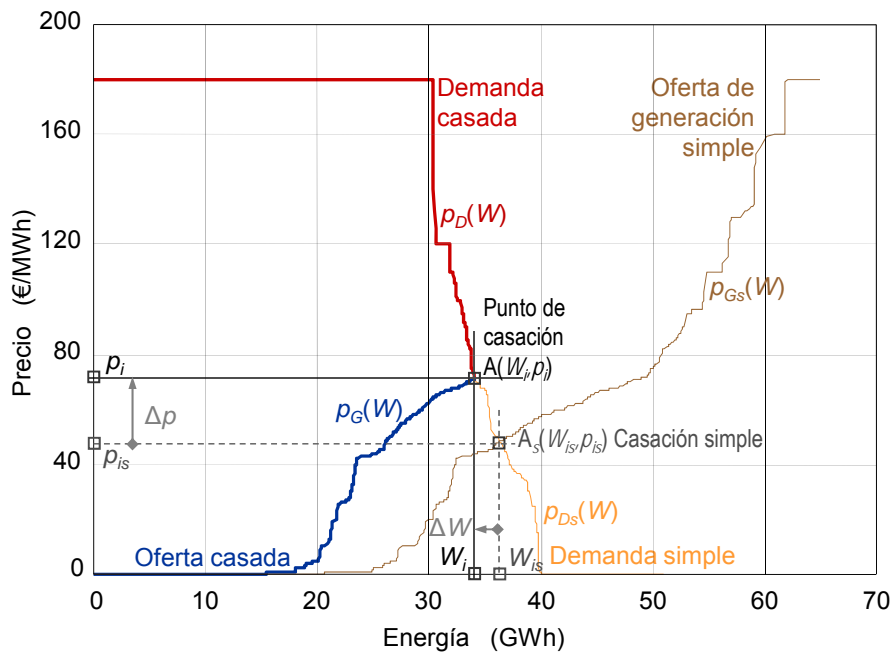


Figura 2.2. Curvas agregadas de generación y demanda correspondientes al Mercado Ibérico de la Energía, para la hora pico (22:00 h) de un día laborable de invierno (10 de febrero de 2015). Punto de casación simple y correspondiente punto de casación del mercado

Debido al procedimiento regulado de elaboración de las curvas ordenadas por mérito, estas presentan las siguientes características generales:

- Las curvas agregadas de generación comienzan con un tramo plano de oferta de producción a un precio nulo que corresponde, principalmente, a la producción nuclear y renovable. Estas unidades de venta ofertan a precio nulo para asegurarse de que sus ofertas resulten casadas/despachadas.
- Las curvas agregadas de demanda también comienzan con un tramo plano de oferta de compra, pero al precio máximo permitido, que corresponde principalmente a los agentes de los pequeños consumidores. Estas unidades de compra ofertan sus compras al precio máximo de adquisición para asegurarse de que sus ofertas resulten casadas/despachadas.
- Tras la sección inicial plana a precio nulo, la pendiente (valor medio alrededor de un punto) de las curvas de generación por orden de mérito (tanto la simple como la casada) es positiva ($m_G > 0$), ya que las ofertas de venta se clasifican en orden ascendente precio. En teoría, la variación de la pendiente de la curva de oferta debería estar relacionada, principalmente, con la variación en el coste de producción de las diferentes tecnologías, es decir, con el coste de los combustibles utilizados en la generación. No obstante los agentes del mercado pueden consignar libremente en sus ofertas los precios que estimen convenientes.

- Después del intervalo plano inicial a precio máximo, la pendiente de la curva ordenada de demanda es muy negativa ($m_D \ll 0$), porque las ofertas de demanda se clasifican en orden descendente de precios. La pendiente de la demanda es, en valor absoluto, mayor que la pendiente de la generación ($0 < m_G(W) < |m_D(W)|$) debido a la rigidez característica de la demanda. Esta falta de flexibilidad de la demanda deriva, principalmente, de la dificultad que presenta para la mayoría de los consumidores, sustituir la energía eléctrica que toman de la red por la de otra fuente de energía.

Mientras que las curvas de generación crecen desde 0 hasta el precio máximo a lo largo de un amplio intervalo de energía, las curvas de demanda caen abruptamente desde el precio máximo a 0, en un intervalo de energía mucho más estrecho. Como se ha indicado, esto se debe al hecho de que la mayoría de los consumidores no es capaz de encontrar un sustituto para reemplazar su fuente de alimentación (demanda rígida o inflexible). Sólo un pequeño grupo de consumidores (los grandes consumidores industriales cualificados) tienen recursos económicos y capacidad técnica suficientes para gestionar la sustitución del suministro de la red (por autoproducción, sustitución de la fuente de energía, gestión de la programación temporal de su demanda o por otros medios), o de desplazarla temporalmente (de las horas pico a las valle).

2.1.1. Archivo de datos del mercado

En cumplimiento de las disposiciones del Real Decreto-Ley 6/2000, OMIE publica de forma abierta y gratuita todo el archivo histórico de datos desde el 1 de julio de 2001. Esto permite tener acceso a la cantidad de energía y precios ofertados y, eventualmente casados, por cada unidad, ya sea de compra o de venta. En concreto se puede encontrar dentro de un fichero comprimido llamado *curva_pbc_uof_añomes.zip* un archivo de texto plano por cada día del mes. Estos ficheros denominados de manera genérica *curva_pbc_uof_añomesdia.1* contienen las ofertas de generación y demanda del mercado diario para dicho día. Estos archivos quedan disponibles para su libre descarga pasados aproximadamente 90 días pues durante ese periodo únicamente están disponibles para el operador del mercado (Resolución de 23 de diciembre de 2015, [215])

La información contenida en estos ficheros presenta el formato que se muestra en la Tabla 2.1, que muestra las primeras líneas correspondientes al fichero de febrero de 2012 (*curva_pbc_uof_201202.zip*). Cada fichero representa un día de mercado diario, donde en sus dos primeras columnas aparecen la Hora y el día (Fecha) a que se refiere la oferta. En la tercera columna, Unidad, aparece un código alfanumérico de identificación de las unidades de compra y venta que realizan la oferta. En la cuarta columna, País, se distingue entre mercado ibérico (MI), y en situaciones de separación de mercado o *splitting* aparecerá ES, para las unidades españolas, y PT en caso de las unidades portuguesas. Se distinguen dos Tipos de Oferta: de compra, C, y de venta, V. Finalmente, las columnas sexta y séptima contienen los valores de energía y precio ofertados por cada unidad y en la octava y última columna se indica si la oferta fue finalmente casada, C, o solo

resultó ofertada, O. Usando esta columna, filtrando los datos por casado (C) u ofertado (O), pueden obtenerse las curvas agregadas de oferta de compra y de venta del mercado, así como las correspondientes curvas casadas o despachadas.

Tabla 2.1. Formato de los datos disponibles en el fichero curva_pbc_uof_20120213.1

OMIE - Mercado de electricidad	Fecha Emisión :12/02/2012 - 10:18		13/02/2012	Mercado diario			
Hora	Fecha	País	Unidad	Tipo Oferta	Energía Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)
1	13/02/2012	MI	EE21C01	C	3244	180.3	O
1	13/02/2012	MI	GNSUC01	C	1918.6	180.3	O
1	13/02/2012	MI	IBECOC2	C	522	180.3	O
.
.
.
1	13/02/2012	MI	LMERVD3	V	1.5	0	O
1	13/02/2012	MI	AMRE034	V	13.3	0	O
1	13/02/2012	MI	INTRE01	V	5	0	O
.
.
.
1	13/02/2012	MI	EE21C01	C	3244	180.3	C
1	13/02/2012	MI	GNSUC01	C	1918.6	180.3	C
1	13/02/2012	MI	IBECOC2	C	522	180.3	C
.
.
.
1	13/02/2012	MI	PGR4	V	69	0	C
1	13/02/2012	MI	LIT1	V	179	0	C
1	13/02/2012	MI	TER2	V	351	0	C

Como puede verse en la Tabla 2.1, la fecha de emisión del fichero fue a las 10:18 horas del día 12 de febrero de 2012 y corresponde a las ofertas de energía del día siguiente. Este tipo de ficheros tiene unas 50.000 filas y las ofertas contenidas en los ficheros se encuentran ordenadas por horas. A igualdad de hora las ofertas se ordenan por precio descendente si se trata de ofertas de compra y por precio ascendente si se trata de ofertas de generación. Cada unidad pueden presentar hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos. Para una hora determinada aparecen primero las ofertas de compra y las de venta que han sido ofertadas (apareciendo una “O” en la última columna). Tras los datos de venta ofertada aparecen las ofertas de compra y de venta que han sido finalmente casadas (apareciendo una “C” en la última columna).

Las tres ofertas mostradas corresponden a la primera hora del día 13 de febrero de 2012 y son ofertas de compra realizadas por tres diferentes unidades de compra, con diferentes cantidades de energía, pero todas ellas al precio máximo (180.3 €/kWh), por lo que podrían corresponder a Comercializadoras de Referencia (anteriormente conocidas como Comercializador de Último Recurso). Como

puede verse en la tabla la identificación de las unidades se realiza mediante un código alfanumérico que a priori, especialmente en el caso de la generación, no proporciona de manera clara información de la tecnología de producción o el tipo de consumidor. Para poder identificar a estas unidades hay que usar diferentes bases de datos como por el ejemplo el listado de unidades publicado por OMIE. La tabla siguiente ilustra la información contenida en dicho listado. Usando la descripción de la unidad (columna 2) y el tipo de unidad (columna 5) se puede identificar parte de estas unidades. El tipo de unidad hace referencia a alguna de las siguientes categorías como autoproducción, bombeo, comercializador, comercializador último recurso, consumidor directo, contrato internacional, distribuidor, generación, genérica, y otros. A día de hoy varias de estas denominaciones están obsoletas y sus unidades son baja.

2.1.2 Distribución del consumo

La CNMC ofrece regularmente datos sobre la distribución de la energía consumida en España por grupo tarifario de tarifa de acceso. En 2015, la distribución de la energía fue como se muestra en la Figura 2.3. En dicha figura puede apreciarse que los consumidores acogidos a tarifas en baja tensión consumen aproximadamente el 46 % del total. Este grupo de consumidores es el más numeroso pues representa algo más del 94 % del total de consumidores en 2015 (Boletín CNMC, [216]). El aproximadamente 6 % restante de consumidores, que dan cuenta del 54 % de la energía total, y adquieren su energía en alta tensión son los consumidores industriales. Dentro de esta categoría se encuentra el reducido grupo de los grandes consumidores industriales, que adquieren su energía a tensiones más elevadas, por encima de 36 kV, y que dan cuenta del 23 % de la demanda.

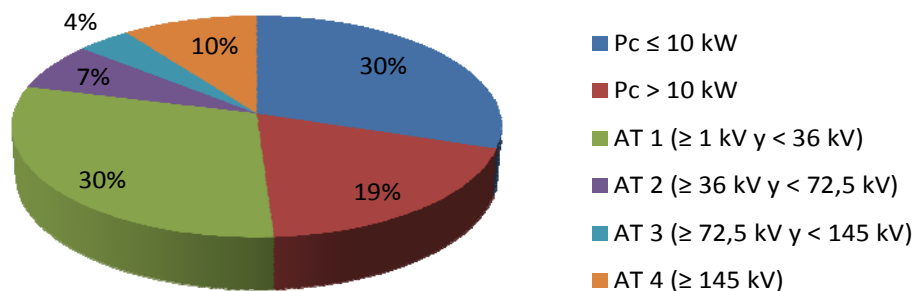


Figura 2.3. Distribución de la energía consumida en España en 2015 según el grupo tarifario

Como se mencionó anteriormente, los pequeños consumidores, concretamente los consumidores en baja tensión y con potencias inferiores a 10 kW, mayoritariamente adquieren su energía en el mercado a través de

comercializadoras que sitúan sus ofertas de compra en la parte plana inicial de la curva de demanda (precio máximo). Hasta el 1 de enero de 2014, estos consumidores eran abastecidos por las llamadas Comercializadoras de Último Recurso (CUR) que ofrecían una tarifa regulada denominada Tarifa de Último Recurso (TUR), y por comercializadoras libres. Con posterioridad a esa fecha, con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, se establece un mecanismo para usar el precio de los contratos mayoristas como referencia para la fijación del Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC). Tras este cambio normativo las comercializadoras de último recurso pasan a denominarse comercializadoras de referencia (COR).

Durante el periodo 2008-2015, aproximadamente el 87 % de la demanda de energía casada en el mercado diario fue ofertada a precio máximo, lo que da idea del peso de este tipo de consumidores en el mercado diario.

Por lo que se refiere a los grandes consumidores industriales, al menos una parte de ellos están dispuestos a tomar energía si su precio es menor o igual a un cierto valor, por lo que presentan ofertas de compra conforme a dichos precios. Este tipo de consumidores son capaces de adaptar su consumo a los precios del mercado como algunos consumidores industriales. En la curva de demanda del mercado, estos consumidores, directamente o a través de su comercializador o agente, sitúan sus ofertas de compra en la parte de la curva de demanda agregada con una cierta pendiente (Figura 2.4).

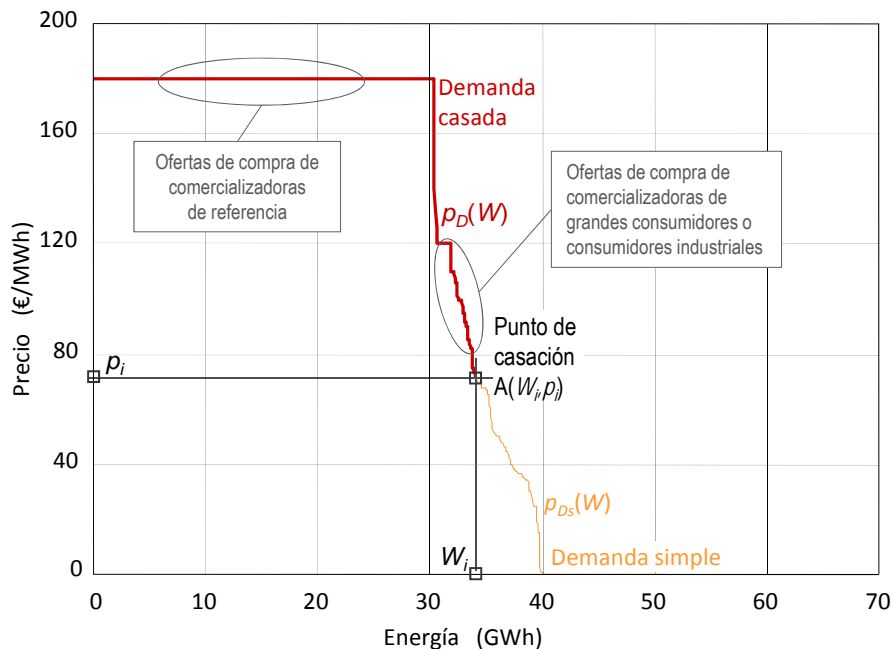


Figura 2.4. Situación de las ofertas de compra de los comercializadores en la curva de demanda agregada

Los grandes consumidores industriales, tras la aprobación del Real Decreto 871/2007 (MITC, 2007), sufrieron un importante cambio tarifario, ya que este Real Decreto eliminaba las tarifas industriales para las compañías con grandes consumos. Esto motivó que algunos grandes consumidores unieran sus fuerzas con el objetivo de actuar como un único interlocutor con los proveedores de energía. De este modo se creó, por ejemplo, la comercializadora Fortia, que comenzó sus operaciones en julio de 2008, agrupando 28 compañías de diferentes sectores industriales y con el propósito de comprar energía para sus clientes al precio más competitivo posible. Fortia fue creada por la asociación empresarial AEGE (Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía), que está compuesta por grupos de clientes pertenecientes a los sectores industriales con altísimo consumo energético. Estos sectores son el de acero (55% de Fortia), cemento (26%), metalúrgico (9%), gases industriales (9%) y papel (2%). Iniciativas similares existen en otros países europeos como EIUG (Reino Unido), Exeltium (Francia), TVO (Finlandia) o Blue Sky (Bélgica).

En la Figura 2.5 se muestra la proporción en la participación de los principales consumidores industriales en el mercado diario. Como puede verse Fortia, con un 88.2 %, constituye el mayor agente de compra que acude directamente al mercado.

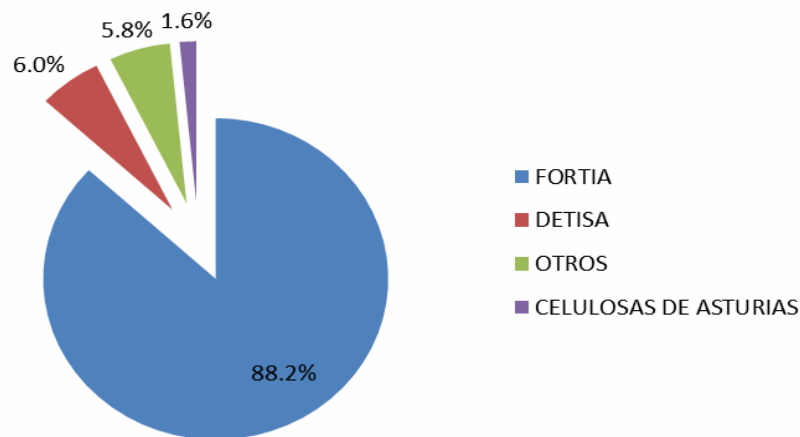


Figura 2.5. 2008-2015. Distribución de energía casada entre consumidores industriales en el mercado diario

Por otra parte, la Figura 2.6 muestra cómo, a partir de 2013, la participación de directa de los grandes consumidores en el mercado diario ha experimentado un significativo incremento, pasando de unos 7 TWh anuales entre 2008 y 2012 a más de 10 TWh/año a partir de 2013. En 2013 se produjo la mayor participación en el mercado, con casi 12 TWh, lo que representa aproximadamente el 5 % del total de energía del mercado diario.

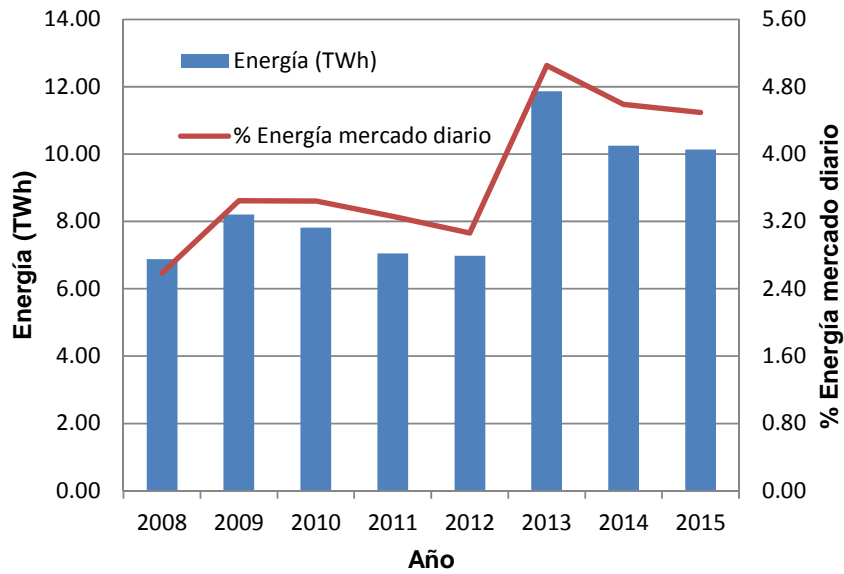


Figura 2.6. 2008-2015. Evolución anual de la participación de los consumidores industriales en el mercado diario

La Figura 2.7 muestra el histograma de los precios horarios casados correspondiente a los principales agentes representantes de grandes consumidores para el periodo analizado.

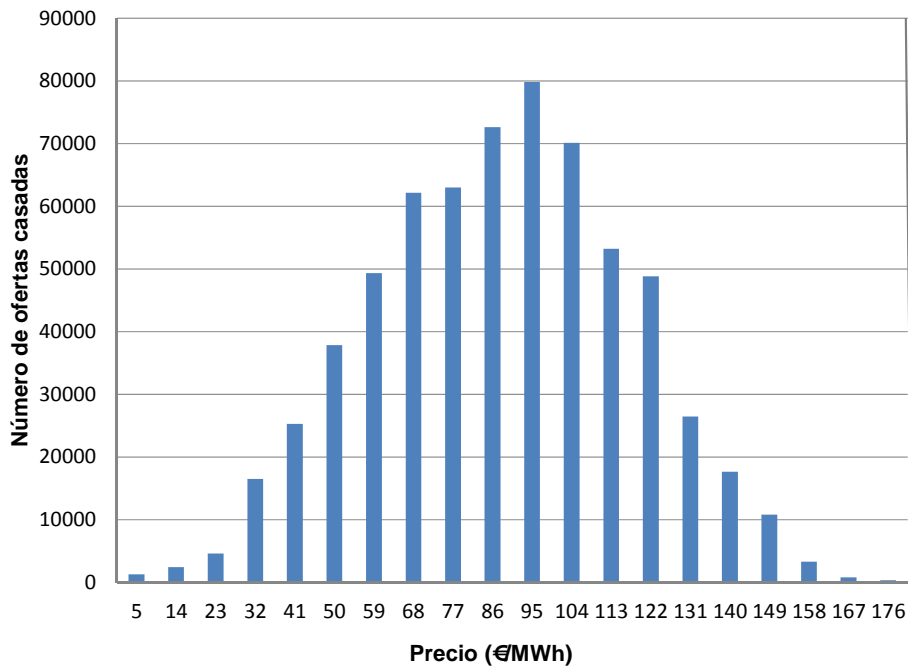


Figura 2.7. 2008-2015. Histograma de precios casados en el mercado diario correspondiente al mayor consumidor industrial

Como puede observarse, el principal agente industrial oferta a precios por debajo del máximo precio permitido en el mercado de (180.3 €/MWh), situándose los valores con mayor frecuencia entre 86 y 104 €/MWh.

Esto significa que las ofertas de compra del principal agente de compra de los grandes consumidores se encuentran distribuidas en escalones descendientes centrales (zona casi vertical) de la curva de demanda agregada. Esto implica que los grandes consumidores muestran algo de elasticidad en la demanda debido a que tienen capacidad, tanto técnica como económica, para poder trasladar en el tiempo o sustituir una cierta cantidad de su demanda de energía eléctrica de la red. Sin embargo, los agentes de compra de los grandes consumidores (al menos los que son claramente identificables) tan sólo representan, aproximadamente, el 5 % de la energía casada en el mercado diario. Esto es consecuencia de que estos consumidores suelen tratar de adquirir la mayor cantidad de energía posible a través de contratos bilaterales, contratos a largo plazo.

2.1.2. Mercado Ibérico y política energética española

Como se ha indicado, el mercado Ibérico de la energía gestiona las transacciones entre los diversos agentes de compra y venta de España y Portugal. No obstante, cada país tiene políticas energéticas propias y bien diferenciadas, aunque compartan las directrices generales de Unión Europea. En consecuencia, a la hora de examinar los efectos potenciales de una determinada política energética en España (prima a las renovables, incentivo al carbón nacional o la sustitución de electrodomésticos por otros de clasificación energética mejorada, ...), es preciso poder distinguir las unidades de compra y venta españolas en el conjunto ibérico.

En consecuencia, y en términos generales, en este trabajo se considera el mercado Ibérico de la energía, de donde pueden extraerse las unidades de compra y venta españolas, cuando sea preciso; solo cuando se produce la separación de mercados (*splitting*) se considera el precio y la energía del mercado español únicamente. En otras palabras, desde el punto de vista de la energía negociada se contará la energía negociada en el Mercado Ibérico y, si a una determinada hora se produce la separación de mercados, se considerará la energía del mercado español.

La Figura 2.8 muestra la evolución anual de la energía negociada en los mercados Español e Ibérico, así como la correspondiente al Mercado Ibérico incluyendo los contratos bilaterales.

En la Figura 2.8 puede verse claramente cómo la energía negociada en el Mercado Ibérico corresponde mayoritariamente al Mercado Español. En concreto, el 81 % de la energía total negociada en el Mercado Ibérico durante el periodo 2008-2015 corresponde a unidades españolas. Si se considera la energía total negociada en el Mercado Ibérico, es decir, si se incluyen los contratos bilaterales, el Mercado Español representa un volumen del 64% del total.

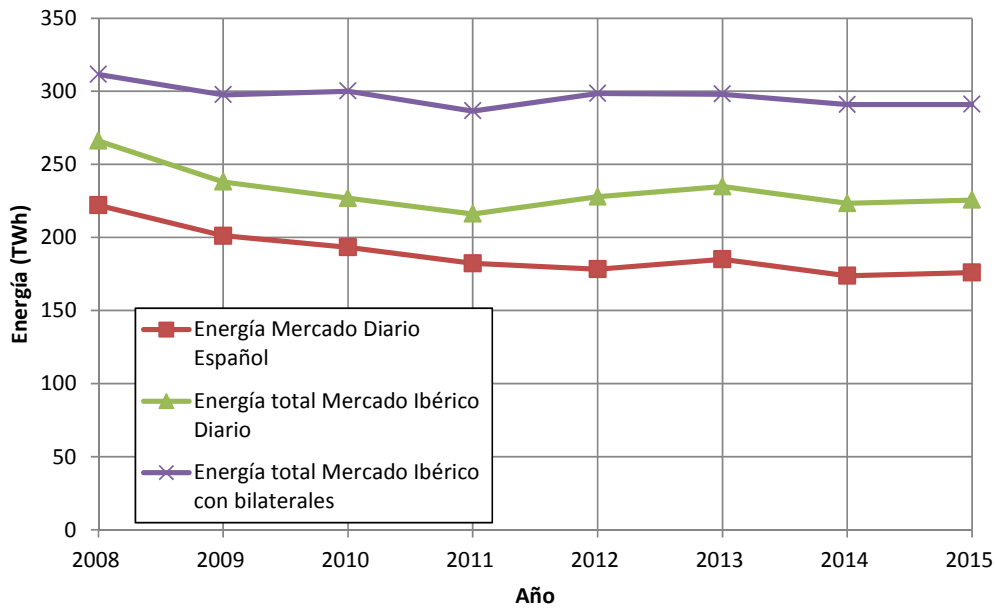


Figura 2.8. 2008-2015. Evolución anual de la energía negociada en el Mercado Español, en el Mercado Ibérico y la total, incluyendo los contratos bilaterales

2.1.3. Mercado Ibérico y medioambiente

El volumen horario de las emisiones de CO₂ viene determinado por la forma en que se cubre la demanda horaria por el mix de generación, lo que viene condicionado a su vez, por la participación horaria de la producción renovable (principalmente hidráulica, eólica y solar) en el mercado ibérico/español. Pero la generación renovable, con la excepción de la hidráulica, no puede programarse a demanda ya que su producción depende, en tiempo y cantidad, de la presencia en la naturaleza de los recursos renovables (especialmente eólica y solar, aunque la hidráulica puede tener otras restricciones de uso). Como resultado, el volumen de las emisiones de CO₂, cambia de hora en hora y de un año a otro.

La Tabla 2.2 y la Figura 2.9 muestran los datos anuales de emisiones de CO₂ (publicados por REE) en función de la producción renovable, tanto en barras de central (publicados por REE) como en el mercado español (estimada). También se incluyen los correspondientes ajustes mediante sendas recta de regresión lineal.

La estimación de la producción renovable integrada en el mercado español se ha realizado usando el porcentaje anual de producción renovable en barras de central (REE), junto con el total de la energía anual producida por unidades españolas casadas en el mercado (ficheros subtotaes de energía diario pbdc_stota OMIE).

Tabla 2.2. Sistema eléctrico peninsular español 2008-2015. Evolución anual del volumen de emisiones de CO₂ del sistema eléctrico español y de la producción renovable en barras de central e integrada en el mercado español (estimación)

Año	Emisiones de CO ₂ del sistema peninsular*, V_{CO_2} (Mto-eq)	Energía Producida Mercado Español (TWh)	Participación de la producción renovable (%)	Generación renovable en el mercado Español, W_{MERE} (TWh)
2008	86	231	23	54.1
2009	71	206	29	60.3
2010	56	196	37	72.2
2011	69	185	33	60.4
2012	76	186	33	61.9
2013	57	187	44	81.2
2014	57	171	43	74.0
2015	67	172	41	69.9

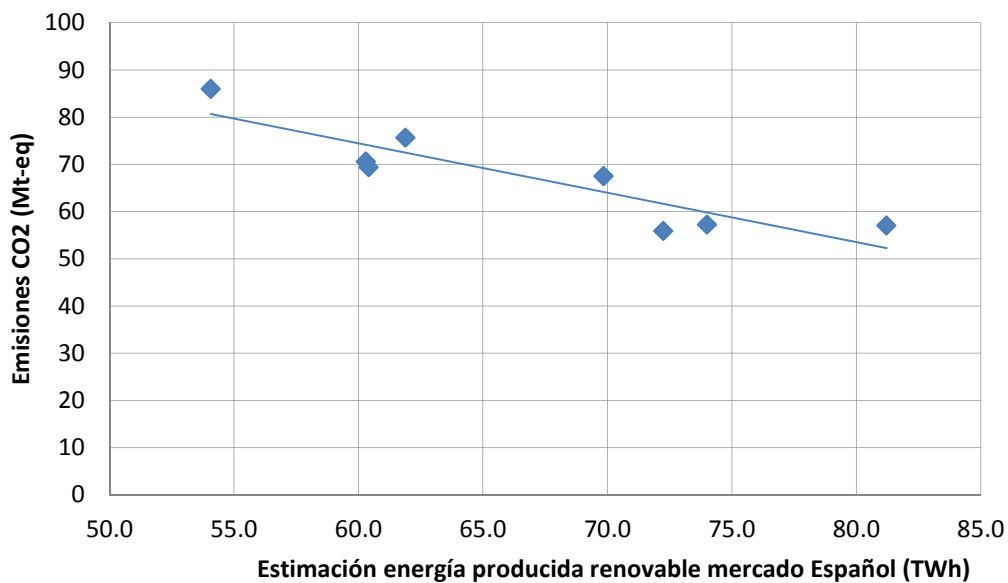


Figura 2.9. 2008-2015. Evolución anual del volumen de emisiones de CO₂ del sistema eléctrico español en función de una estimación de la producción renovable casada en el mercado Español. Ajuste mediante recta de regresión lineal

La Tabla 2.3 muestra las constantes de las rectas de regresión de los datos anuales de emisiones de CO₂ en función de la producción renovable en barras de central e integrada en el mercado español.

Como puede verse, los datos anuales de volumen de emisiones de CO₂ se correlaciona negativamente con la producción renovable: por cada TWh energía renovable integrada en el mercado español, el volumen de emisiones de CO₂ se reduce 0.9439 Mto-eq.

Tabla 2.3. 2008-2015. Coeficientes de la regresión volumen anual de emisiones de CO₂ del sistema eléctrico español en función de estimación de energía renovable integrada en el mercado español.

Correlación	Aproximación lineal $\Delta V_{CO_2} (\text{Mto-eq}) = m \cdot \Delta E_R (\text{TWh}) + n$		
	m	n	R^2
Energía renovable en el mercado Español	-0.9439	129.74	0.806

Cabe esperar que la reducción de la demanda derivada de las medidas de ahorro y eficiencia energéticas produzcan en el mercado mayorista tanto una reducción del precio, por el consumo evitado de costosos combustibles fósiles, como de las emisiones de CO₂, ya que la reducción de la demanda (demanda no solicitada derivada del ahorro y la eficiencia energéticas) afectará a la casación, evitando que el Operador del Mercado tenga que despachar las unidades más costosas y probablemente contaminantes. La reducción de la demanda también producirá otro efecto menos esperable: un incremento de la cuota relativa de producción renovable, ya que la misma cantidad de producción renovable sobre una cantidad de demanda menor necesariamente se traduce en un aumento de la cuota renovable relativa. Es el efecto estadístico del ahorro energético sobre la cuota relativa de producción renovable.

Algo parecido, aunque con menos intensidad, se espera que suceda con el (cíclico) desplazamiento temporal de carga. La elevada demanda de las horas punta hace que el operador del mercado tenga que despachar incluso las unidades más costosas y probablemente contaminantes. Por el contrario, en las horas valle, su reducida demanda hace que pueda evitarse el despacho de las unidades más costosas y contaminantes (predominio de las renovables). Todo ello hace que la reducción del consumo de energía a las horas punta y su traslado a las valle, produzca en el mercado mayorista tanto una reducción del precio como de las emisiones, por el consumo evitado de costosos combustibles fósiles, así como un incremento de la cuota relativa de producción renovable (efecto estadístico de nuevo).

El efecto del almacenamiento en el lado de la generación (bombeo hidráulico) también produce efectos similares, con una intensidad próxima a la del ahorro y eficiencia energéticas. Si bien al cargar el dispositivo de almacenamiento (fase de bombeo) durante las horas valle se incrementa la demanda y, en consecuencia se obliga al Operador del Sistema a despachar unidades más costosas y probablemente contaminantes, incrementado el precio y las emisiones; durante las horas punta, la descarga del dispositivo desplaza a las unidades más costosas y

probablemente contaminantes, lo que reducirá el precio medio y las emisiones del ciclo completo.

El efecto del almacenamiento desde el lado de la demanda (baterías) sería una forma práctica de llevar a cabo el desplazamiento temporal de la carga, sin tener que alterar el esquema temporal de producción: el dispositivo de almacenamiento se carga durante las horas valle, incrementando la demanda, y se descarga durante las horas pico reduciendo la demanda (parte de la carga se alimenta de la batería en vez de hacerlo de la red). En consecuencia, sus efectos son muy similares (en realidad algo peores debido al rendimiento del ciclo de carga-descarga de la batería con respecto al desplazamiento temporal)

Como consecuencia, los datos del mercado ibérico/español permiten confirmar la principal hipótesis subyacente en las políticas de energía-medio ambiente: el impacto ambiental tanto de la integración de renovables como de la gestión de la demanda (ahorro de energía y desplazamiento de la carga) y el almacenamiento en el mercado ibérico/español es positivo (menos emisiones de CO₂).

2.2. Linealización del mercado

La Figura 2.10 muestra las curvas por orden de mérito casadas tanto de generación, $p_G = p_G(W)$, como de demanda, $p_D = p_D(W)$, correspondientes a la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015) descargadas del archivo histórico de OMIE [6]. Esta figura muestra también el punto de casación inicial, $A(W_i, p_i)$, al que corresponden una energía casada, $W_i = 34.18$ GWh, y un precio casado, $p_i = 71.00$ €/MWh. Por su propia naturaleza, la curva de venta, $p_G = p_G(W)$, presenta una pendiente (valor medio alrededor de un punto) positiva, mientras que la de demanda, $p_D = p_D(W)$, muestra una pendiente muy negativa.

Si las curvas de oferta y demanda fuesen continuas (no escalonadas) y $m_G = dp_G(W)/dW > 0$ y $m_D = dp_D(W)/dW \ll 0$ fuesen las correspondientes pendientes de las curvas generación ($m_G = 1.4 \cdot 10^{-3}$ €/MWh²) y demanda ($m_D = -13.5 \cdot 10^{-3}$ €/MWh²) en el punto inicial de casación (A en la Figura 2.10), entonces ambas curvas podrían aproximarse linealmente, en los alrededores del punto inicial de casación (W_i, p_i), como:

$$p_G(W) \approx p_i + m_G(W - W_i) = p_i - m_G W_i + m_G W = p_{Gi} + m_G W$$

$$p_D(W) \approx p_i + m_D(W - W_i) = p_i - m_D W_i + m_D W = p_{Di} + m_D W$$

En las que las respectivas ordenadas en el origen son:

$$p_{Gi} = p_i - m_G W_i$$

$$p_{Di} = p_i - m_D W_i$$

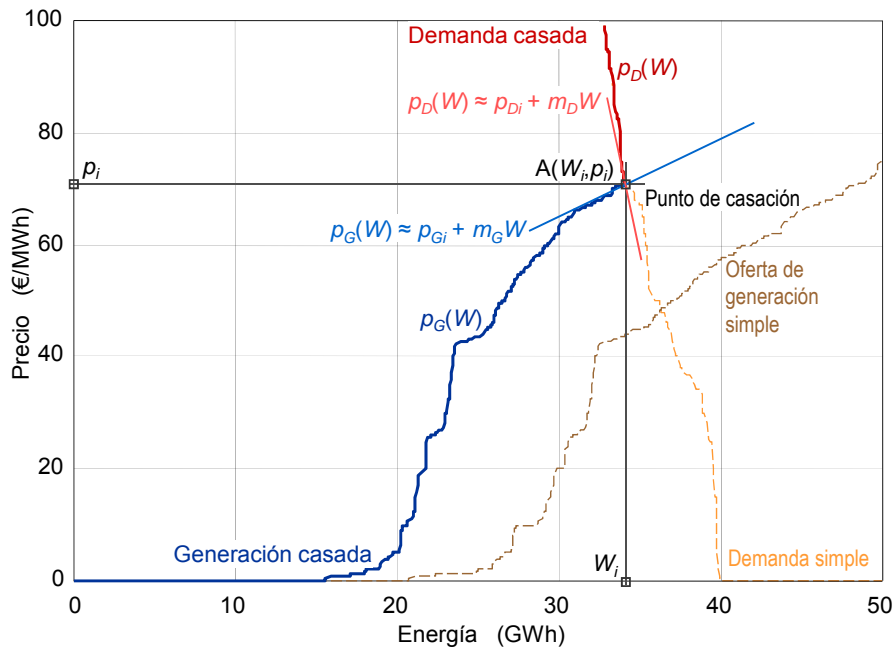


Figura 2.10. Curvas agregadas de generación, $p_G = p_G(W)$, y de demanda, $p_D = p_D(W)$, correspondientes a la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015) descargadas del archivo público de OMIE. Linealización del mercado en los alrededores del punto de casación inicial.

En esta situación inicial, los ingresos totales para los productores o el coste total para los consumidores, $C(W_i)$, derivados de la compra-venta de energía en el mercado mayorista, considerando solo las reglas de mercado diario, resultan:

$$C(W_i) = W_i \cdot p_i$$

Con este modelo de mercado linealizado en los alrededores del punto de casación, puede realizarse una estimación preliminar de la influencia en el mercado de la integración de generación renovable y las medidas de gestión de la demanda (ahorro energético y desplazamiento temporal de la carga) con el fin de avanzar los posibles efectos de estas medidas en el desempeño del mercado.

Conviene hacer notar que, dado que el mercado mayorista es un mercado marginal, el punto de casación es el factor más importante para estimar el impacto potencial de cualquier medida en el mercado (tanto precio como energía negociada y unidades de generación y demanda despachadas). Aunque las aproximaciones lineales de las curvas de generación ($p_G \approx p_{G_i} + m_G W$) y demanda ($p_D \approx p_{D_i} + m_D W$) difieren claramente de las curvas reales de producción ($p_G = p_G(W)$) y demanda ($p_D = p_D(W)$) despachados, ambos conjuntos de curvas pueden conducir al mismo (o muy próximo) punto de casación. Este punto es el que finalmente determina el precio que cada agente de compra despachado debe pagar a los agentes de venta casados y la cantidad de energía que los generadores deben suministrar a los clientes.

La Figura 2.11 también muestra que en los alrededores del punto de casación (aproximadamente 20 GWh de energía negociada, donde suele casar el mercado), la pendiente de la curva de generación despachada (valor medio alrededor de un punto) es positiva y va disminuyendo con la cantidad de energía negociada; como si la tangente a la curva de generación agregada comenzase con una cierta pendiente y fuese girando en sentido horario, llegando a hacerse ser casi horizontal conforme aumenta la carga. La curva de generación simple permite comprobar también que si el punto de casación se produce con valores anormalmente/infrecuentemente altos, una vez pasada esa especie de meseta en que suele presentarse el punto de casación, la pendiente de la curva agregada de generación vuelve a crecer hasta valores próximos a los del comienzo de la curva.

Examinando la curva de demanda despachada puede verse que en los alrededores del punto de casación, su pendiente es negativa y casi vertical y aumenta (disminuye en valor absoluto) con la cantidad de energía negociada, como si la tangente a la curva de demanda comenzase casi vertical y fuese girando en sentido antihorario, haciéndose cada vez más horizontal con el aumento de la carga.

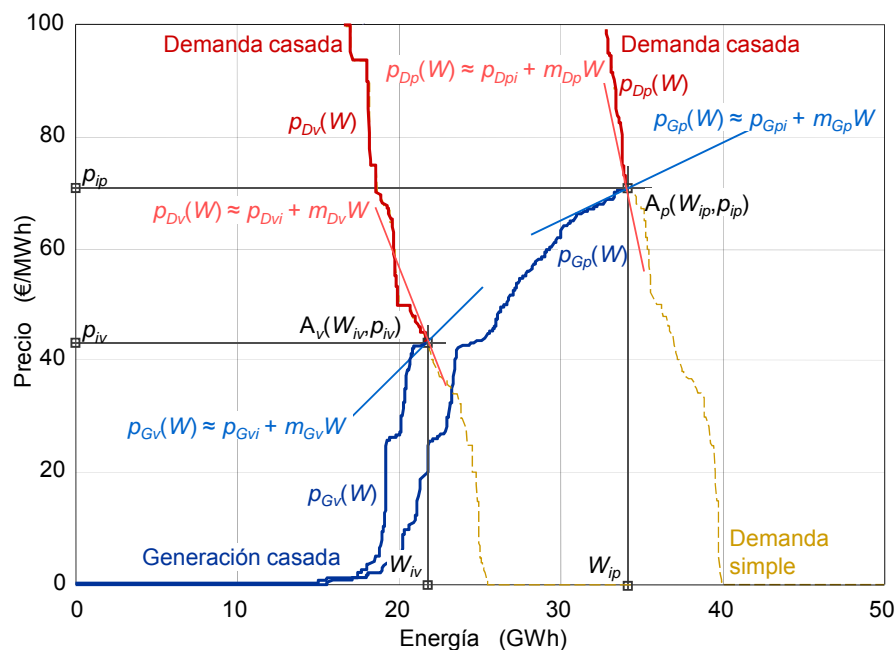


Figura 2.11. Curvas de generación y de demanda despachadas a las horas pico (20:00 h) y valle (04:00 h) de un día laborable de invierno (10 de febrero de 2015) descargadas de OMIE. Linealización del mercado en los alrededores de los puntos de casación inicial.

La Figura 2.11 muestra las curvas de generación y demanda casadas correspondientes a las horas pico (p) y valle (v) de un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015) descargadas del archivo histórico de OMIE [87]. También se muestran sus aproximaciones lineales entorno a los puntos de casación.

La Tabla 2.4 resume las coordenadas de los puntos de casación así como los correspondientes valores de las pendientes de las curvas. La Figura 2.11 muestra cómo, conforme la demanda va creciendo desde el valle hasta el pico, se produce una especie de giro, en sentido horario, de las tangentes de las curvas agregadas de generación y demanda (o de sus aproximaciones lineales).

Estas observaciones en torno a la forma de variación de las pendientes de las curvas de generación y demanda con la carga merecen cierta atención, porque significa que el aumento de la oferta de compra en una cierta cantidad, ΔE_+ , debería dar lugar a un mayor aumento la energía casada en las horas pico (donde la pendiente de la curva de generación será pequeña debido al valor pico de la energía negociada), que en las horas valle, $\Delta W_p(\Delta E_+) > \Delta W_v(\Delta E_+) > 0$ (donde la pendiente de la curva de generación es mayor, por ser la carga mínima). Por el contrario, el correspondiente aumento del precio marginal será mayor en las horas valle (donde el valor absoluto de la pendiente de la curva de demanda es menor) que en horas pico, $\Delta p_v(\Delta E_+) > \Delta p_p(\Delta E_+) > 0$ (donde el valor absoluto de la pendiente de la demanda es mayor). Se han utilizado los subíndices "p" y "v" para denotar magnitudes correspondientes a las horas pico y valle, respectivamente.

Tabla 2.4. Datos de la linealización del mercado en los alrededores del punto de casación inicial para las horas pico y valle correspondientes a un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015)

Magnitud	Unidades	20:00 h Hora Pico	04:00 h Hora Valle	Comparación
Energía casada	GWh	$W_{ip} = 34.18$	$W_{iv} = 22.76$	$W_{ip} < W_{iv}$
Precio de casación	€/MWh	$p_{ip} = 71.00$	$p_{iv} = 43.06$	$p_{ip} > p_{iv}$
Pendiente curva de generación*	€/MWh ²	$m_{Gp} = 1.4 \cdot 10^{-3}$	$m_{Gv} = 2.9 \cdot 10^{-3}$	$m_{Gp} < m_{Gv}$
Pendiente curva de demanda*	€/MWh ²	$m_{Dp} = -13.5 \cdot 10^{-3}$	$m_{Dv} = -7.2 \cdot 10^{-3}$	$m_{Dp} < m_{Dv}$

* Pendientes calculadas a partir de las 10 ofertas anteriores al punto de casación, aproximadamente.

En sentido contrario, la reducción de una cierta cantidad de oferta de compra, ΔE_- , dará lugar a una menor reducción del precio marginal en las horas punta que en horas valle, $|\Delta p_p(\Delta E_-)| < |\Delta p_v(\Delta E_-)|$, y a una mayor disminución de la energía casada en las horas punta que en las horas valle, $|\Delta W_p(\Delta E_-)| > |\Delta W_v(\Delta E_-)|$.

En este trabajo, y a fin de que los resultados obtenidos resulten verosímiles, los nuevos escenarios de mercado (integración de renovables, ahorro energético, desplazamiento de carga, almacenamiento, etcétera) se han desarrollado a partir de una situación real de mercado. Por ejemplo, tomando como base la situación inicial del mercado ilustrada en la Figura 2.10, la muestra una estimación lineal de las nuevas curvas de generación y demanda correspondientes a un nuevo escenario que considera dos modificaciones simultáneas:

- la integración de un paquete adicional de ofertas de generación ($\Delta E_R > 0$) correspondiente a un incremento de la producción renovable, ofertada precio nulo (o muy reducido), y
- la supresión de un paquete de oferta de compra ($\Delta E_E > 0$) derivada del ahorro o eficiencia energéticos desarrollado por un conjunto de pequeños consumidores, ofertada a precio de compra máximo (o muy elevado).

La Figura 2.11 también muestra la estimación lineal del nuevo punto de casación del mercado. Realmente se muestran tres nuevos puntos de casación correspondientes a la incorporación de la producción renovable, B , al ahorro energético, C y las dos modificaciones simultáneamente, D .

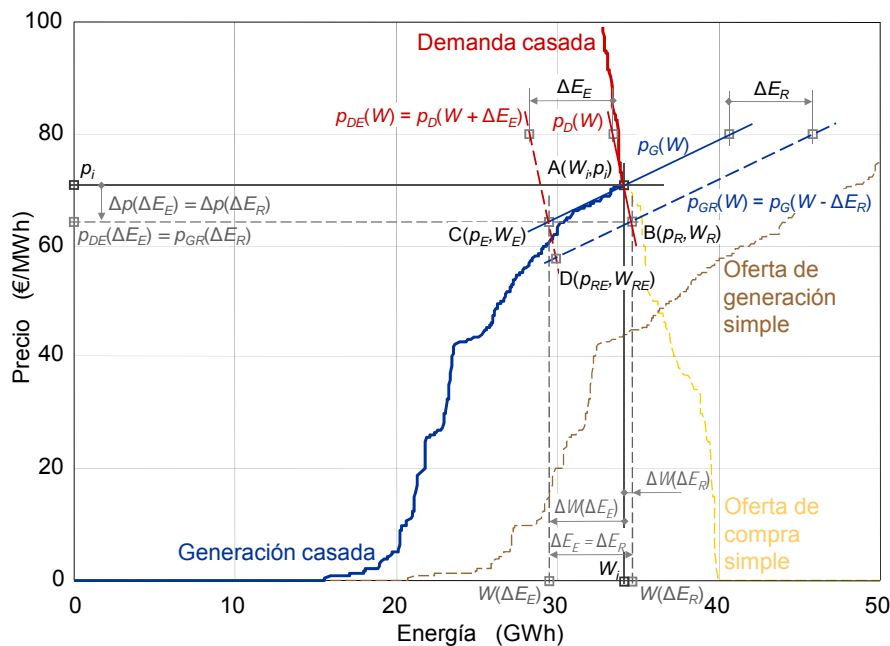


Figura 2.12. Curvas agregadas de generación, $p_G = p_G(W)$, y de demanda, $p_D = p_D(W)$, correspondientes a la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno (10 de febrero de 2015). Estimación lineal de los nuevos puntos de casación del mercado debidos a la integración de generación renovable, a una reducción de la demanda derivada del ahorro energético desarrollado por un conjunto de pequeños consumidores y a ambas simultáneamente

La actual regulación del OMIE requiere del Operador del Mercado que, a igualdad de precio, despache prioritariamente las ofertas procedentes de los generadores renovables, siempre a condición de que no causen dificultad técnica o riesgo para la operación del sistema. Como consecuencia de ello, la integración de un paquete de nuevas ofertas de generación renovable ($\Delta E_R > 0$) con precios nulos (o muy reducidos) obligará al Operador del Mercado a darles prioridad en su despacho. Esto hará que las nuevas unidades de generación renovables aparecerán

situadas en la parte plana inicial de la nueva curva de venta ordenada por mérito. Por tanto la integración de un nuevo paquete de generación renovable ($\Delta E_R > 0$) produce, esencialmente, un desplazamiento hacia la derecha de la curva inicial de generación casada.

La aproximación lineal de esta nueva curva de la oferta (incluyendo la integración de una oferta de renovables, ΔE_R), $p_{GR} = p_{GR}(W)$, se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** como una línea recta paralela a la aproximación lineal de la curva de generación primitiva, $p_G = p_G(W)$:

$$p_{GR}(W) = p_G(W - \Delta E_R) \approx p_{Gi} + m_G(W - \Delta E_R) = p_{Gi} - m_G \Delta E_R + m_G W = p_{GRi} + m_G W$$

Siendo la ordenada en el origen:

$$p_{GRi} = p_{Gi} - m_G \Delta E_R = p_i - m_G (W_i + \Delta E_R)$$

Por otra parte, los consumidores que aplican programas de ahorro o eficiencia energéticos esperan beneficiarse de una reducción en la factura de energía eléctrica debido, esencialmente, a la reducción de la energía que demandan. El recorte de una cierta cantidad de ofertas de demanda ($\Delta E_E > 0$) con el máximo precio marginal, situación en la que las acciones de eficiencia energética resultarían más rentables, produce como resultado, esencialmente, un desplazamiento hacia la izquierda de la curva de la demanda originaria. La aproximación lineal de esta nueva curva de demanda (incluyendo la supresión de una oferta de compra, ΔE_E), $p_{DE} = p_{DE}(W)$, se muestra en la Figura 2.12 como una línea recta paralela a la aproximación lineal de la curva de demanda primitiva, $p_D = p_D(W)$:

$$\begin{aligned} p_{DE}(W) &= p_D(W + \Delta E_E) \\ &\approx p_{Di} + m_D(W + \Delta E_E) = p_{Di} + m_D \Delta E_E + m_D W = p_{DEi} + m_D W \end{aligned}$$

donde:

$$p_{DEi} = p_{Di} + m_D \Delta E_E = p_i - m_D (W_i - \Delta E_E)$$

Con este modelo linealizado de mercado, el nuevo punto de equilibrio (D en la Figura 2.12) puede estimarse igualando las expresiones de las aproximaciones lineales de la nueva curva de generación (renovable), $p_{GR} = p_{GR}(W)$, con la nueva curva de demanda (ahorro-eficiencia), $p_{DE} = p_{DE}(W)$:

$$p_{DE}(W) \approx p_i - m_D (W_i - \Delta E_E) + m_D W \approx p_{GR}(W) \approx p_i - m_G (W_i + \Delta E_R) + m_G W$$

La energía negociada, $W = W(\Delta E_R, \Delta E_E)$, puede expresarse ahora como:

$$W(\Delta E_R, \Delta E_E) \approx W_i + \frac{m_G}{m_G - m_D} \Delta E_R + \frac{m_D}{m_G - m_D} \Delta E_E = W_i + \Delta W(\Delta E_R, \Delta E_E)$$

Como resultado, la variación de energía negociada puede aproximarse como:

$$\Delta W(\Delta E_R, \Delta E_E) \approx \frac{m_G}{m_G - m_D} \Delta E_R + \frac{m_D}{m_G - m_D} \Delta E_E > 0$$

El precio casado, $p_{GR}(W) = p_{DE}(W)$, queda como:

$$p_{GR}(W = W_i + \Delta W(\Delta E_R, \Delta E_E)) \approx p_i + \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} (\Delta E_R + \Delta E_E) = p_i + \Delta p_{RE}(\Delta E_R, \Delta E_E)$$

$$p_{DE}(W = W_i + \Delta W(\Delta E_R, \Delta E_E)) \approx p_i + \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} (\Delta E_R + \Delta E_E) = p_i + \Delta p_{RE}(\Delta E_R, \Delta E_E)$$

donde la variación (reducción) de precio es:

$$\Delta p(\Delta E_R, \Delta E_E) \approx \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} (\Delta E_R + \Delta E_E) < 0$$

Finalmente, la variación en el coste de la energía negociada en el mercado resulta:

$$\begin{aligned} \Delta C(\Delta E_R, \Delta E_E) &\approx W_i \cdot \Delta p(\Delta E_R, \Delta E_E) + p_i \cdot \Delta W(\Delta E_R, \Delta E_E) \\ &\approx W_i \cdot \frac{m_G \cdot m_D}{m_G - m_D} (\Delta E_R + \Delta E_E) + p_i \cdot \left(\frac{m_G}{m_G - m_D} \Delta E_R + \frac{m_D}{m_G - m_D} \Delta E_E \right) < 0 \end{aligned}$$

Como puede verse (D en la Figura 2.11), esta combinación de renovables y ahorro o eficiencia energéticos resulta altamente complementaria y es realmente muy eficiente a la hora de dejar fuera del despacho económico a las ofertas de generación correspondientes a las tecnologías de producción más caras y probablemente contaminantes. Para una misma cantidad de oferta renovable integrada y demanda ahorrada ($\Delta E_R = \Delta E_E = \Delta E$), se produce una doble reducción en el precio de casación, así como una reducción en la energía negociada, que prácticamente coincide con ΔE . Pero sobre todo, se produce una notable reducción en el coste de la energía negociada en el mercado que se beneficia tanto de la doble reducción del precio como de la reducción de la energía negociada.

$$C = W \cdot p$$

$$\Delta C(\Delta E_R, \Delta E_E) = p_i \cdot \Delta W + W_i \cdot \Delta p$$

$$\approx p_i \cdot \left(\frac{m_G}{m_G - m_D} \Delta E_R + \frac{m_D}{m_G - m_D} \Delta E_E \right) + W_i \cdot \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} (\Delta E_R + \Delta E_E)$$

$$\Delta C(\Delta E_R = \Delta E, \Delta E_E = \Delta E) \approx \left(p_i \cdot \frac{m_G + m_D}{m_G - m_D} + 2 \cdot W_i \cdot \frac{m_G \cdot m_D}{m_G - m_D} \right) \cdot \Delta E$$

Como ejemplo, la Tabla 2.5 resume los resultados correspondientes a la variación de la energía negociada, el precio casado y el coste de la energía negociada en el mercado correspondientes a la integración de una cierta cantidad de energía renovable, ΔE_R , y a la simultánea reducción de una cierta cantidad de oferta de demanda, ΔE_L , considerando $\Delta E_R = \Delta E_L = \Delta E$, para los casos de pico y valle de la Tabla 2.4.

Por último, la integración de una cierta cantidad de renovables y simultánea reducción de una misma cantidad de demanda derivada del ahorro o eficiencia energéticos, $\Delta E_R = \Delta E_E = \Delta E$, permite establecer las siguientes consideraciones:

- Dado que la pendiente de la demanda suele ser mucho mayor (en valor absoluto) que la de la generación ($|m_D(W)| \gg m_G(W)$), en las proximidades de la hora pico, donde la pendiente de la demanda toma su valor máximo (en valor absoluto), la reducción de la energía casada, ΔW_p , casi coincide con ΔE (gran eficiencia en la exclusión del mercado de las tecnologías de generación más caras y probablemente contaminantes). Por el contrario, en las proximidades de la hora valle, donde la pendiente de la demanda toma su valor mínimo (en valor absoluto), la reducción de la energía casada, ΔW_v , resulta menor que ΔE .
- La reducción en el precio de casación también viene dominada por la pendiente de generación. En consecuencia, la reducción de la energía casada en el pico es menor que en el valle, $\Delta W_p < \Delta W_v$, ya que la pendiente de generación suele ser mayor en el valle que en el pico ($m_{Gp} < m_{Gv}$).
- La reducción del coste de la energía negociada en el mercado es significativa ya que se beneficia tanto la reducción en el precio casado como de la reducción de la cantidad de energía negociada y se mantiene aproximadamente constante desde el pico al valle.

Tabla 2.5. Modelo de mercado linealizado. Estimación de las variaciones relativas de la energía casada, precio y coste de la energía negociada en el mercado resultantes de la integración de una cierta cantidad de energía renovable, ΔE_R y la simultánea reducción de cierta cantidad de demanda derivada del ahorro energético, ΔE_E . (Datos de las horas pico y valle del martes, 10 de febrero de 2015).

Magnitudes	Renovables + ahorro y eficiencia $\Delta E_R = \Delta E_E = \Delta E$	Hora pico 20:00 h	Hora valle 04:00 h
Variación relativa de la energía negociada (p.u.)	$\frac{\Delta W(\Delta E_R = \Delta E, \Delta E_E = \Delta E)}{\Delta E} \approx \frac{m_G + m_D}{m_G - m_D} < 0$	-0.81	-0.43
Variación relativa del precio (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p(\Delta E_R = \Delta E, \Delta E_E = \Delta E)}{\Delta E} \approx \frac{2 \cdot m_G \cdot m_D}{m_G - m_D} < 0$	-0.0025	-0.0041
Variación relativa del coste de la energía negociada (€/MWh)	$\frac{\Delta C(\Delta E_R, \Delta E_E)}{\Delta E} \approx W_i \cdot \frac{2 \cdot m_G \cdot m_D}{m_G - m_D} + p_i \cdot \frac{m_G + m_D}{m_G - m_D} < 0$	-144	-112

Para escenarios con un incremento en las ofertas de compra o reducción en las ofertas de producción renovable, las expresiones anteriores siguen siendo válidas, pero con valores negativos de ΔE_E y ΔE_R .

2.3. Método de continuación de curvas

A fin de que los resultados obtenidos resulten lo más realistas posible, los nuevos escenarios de mercado (integración de renovables, ahorro energético, desplazamiento de carga, almacenamiento, etcétera) utilizados en este trabajo se

desarrollan a partir de situaciones reales del mercado ibérico de la energía. Así, para cada nuevo escenario analizado, se desarrollan nuevas curvas horarias de generación y demanda ordenadas por mérito localizando, primero, las ofertas correspondientes al tipo de agente que interese (generación renovable o de compra de pequeños consumidores, por ejemplo), en las curvas reales de generación y demanda originales. Posteriormente, se modifican las ofertas que interesen (cantidad de energía y precio), teniendo en cuenta las características apropiadas del escenario que desee considerarse. A continuación se elaboran las curvas de producción y demanda correspondientes al nuevo escenario ordenando las ofertas de generación por precio creciente y las de demanda, en orden inverso. Finalmente se determina el nuevo punto de casación del nuevo escenario como el punto de corte de las nuevas curvas de generación y demanda.

A modo de ejemplo, para un escenario con integración de renovables y ahorro o eficiencia energéticos por parte de pequeños consumidores, se localizan primero las ofertas de los agentes de los productores renovables y las de los pequeños consumidores en las curvas horarias de generación y demanda reales que sirve de escenario base. Posteriormente se modifican estas ofertas (aumento o disminución de la cantidad de energía y/o el precio) incorporando las características propias del escenario que desee considerarse. Así, por ejemplo, por concretar un poco más, para un escenario que considere un incremento del ΔE_R % de la producción eólica y una reducción de ΔE_E % de la demanda debido al ahorro energético de los pequeños consumidores, las nuevas curvas de producción y demanda se elaboran como sigue:

- Nueva curva de venta, $p_{GR} = p_{GR}(W)$: Se localizan las ofertas de los agentes de los productores eólicos despachados en la curva de generación de partida, $p_G = p_G(W)$, y se incrementa la cantidad de energía ofertada en cada una de ellas en ΔE_R %, manteniéndose el precio (que en este caso será nulo o muy pequeño). La nueva curva de venta corresponderá a un desplazamiento a la derecha de la curva de venta casada original en una cantidad ΔE_R . Es decir, $p_{GR} = p_{GR}(W) = p_G(W - \Delta E_R)$.
- Nueva curva de compra, $p_{DE} = p_{DE}(W)$: Se localizan las ofertas de los agentes de los pequeños consumidores en la curva de demanda de partida, $p_D = p_D(W)$, y se reduce la cantidad de energía de cada una de ellas en ΔE_E %, manteniéndose el precio inicial (que en este caso será el máximo permitido, para asegurarse de resultar casada). La nueva curva de compra corresponderá a un desplazamiento hacia la izquierda de la curva de compra casada original en una cantidad ΔE_E . Es decir, $p_{DE} = p_{DE}(W) = p_D(W + \Delta E_E)$.

Finalmente se determina el nuevo punto de casación del nuevo escenario como el punto de corte de las nuevas curvas de generación, $p_{GR} = p_{GR}(W)$, y demanda, $p_{DE} = p_{DE}(W)$. Conviene observar que en un caso como este en el que se reduce la demanda y, además, se aumenta la generación renovable (coste muy reducido o nulo), cabe esperar una reducción del precio de casación final, por lo que la curva de demanda casada original, $p_D = p_D(W) = \{p_D(W) \forall W \leq W_i\}$, resulta insuficiente

para determinar el nuevo punto de casación. Esto sugiere la conveniencia de continuar la curva de demanda o de considerar una curva de compra completa. La continuación de la curva de demanda es bien sencilla ya que, como los agentes de compra solo pueden presentar ofertas simples, directamente se puede considerar la curva de demanda simple como curva de demanda completa, $p_{Dc} = p_{Dc}(W) = \{p_{Ds}(W) \forall W\}$. Como se ha indicado, la continuación de la curva de demanda solo resultaría indispensable de realizar cuando se espere que haya una reducción del precio en el nuevo escenario.

Para un escenario algo más complejo que contemple, por ejemplo, la supresión de la producción nuclear y un impuesto genérico a la producción hidráulica de Δp (€/MWh), primero se localizan las ofertas de los agentes de los productores nucleares en la curva de generación original y se eliminan. Luego se localizan las ofertas de los agentes de los productores hidráulicos en la curva de generación original, manteniéndose la cantidad de energía ofertada en cada una de ellas, W_h , e incrementándose el precio original, p_h , en la cantidad fijada, Δp , hasta dejar la oferta como $(W_h, p_h + \Delta p)$. Posteriormente se elabora la nueva curva de generación, $p_{GNH} = p_{GNH}(W)$, ordenando las nuevas ofertas de generación por orden de precio creciente. Finalmente se determina el nuevo punto de casación del nuevo escenario como el punto de corte de la nueva curva de generación, $p_{GNH} = p_{GNH}(W)$, con la original de demanda, $p_D = p_D(W)$ que, en este caso, no resulta alterada. En un caso como este, en el que se restringe una parte de la generación y se encarece otra, cabe esperar un incremento en el precio final de casación, por lo que la curva de venta casada original resultará insuficiente para determinar el punto de operación del mercado, y deberá completarse.

Aunque no siempre es necesario, a fin de dar generalidad al método y evitar la especulación previa sobre el posible incremento o disminución del precio final, se introduce un paso previo de continuación de las curvas casadas, tanto de generación como de demanda. La continuación de la curva de demanda es bien sencilla ya que directamente puede considerarse que la curva de demanda completa coincide con la curva de demanda simple, $p_{Dc} = p_{Dc}(W) = \{p_{Ds}(W) \forall W\}$. La elaboración de la curva de venta completa es diferente. Para la continuación de la curva de venta casada original se utilizan ofertas procedentes de la curva generación simple original, $p_{Gs}(W)$, desde el punto de casación original, $A(W_i, p_i)$ en adelante. Es decir que se considera que $p_{Gc} = p_{Gc}(W) = \{p_G(W) \forall W \leq W_i\} \cup \{p_{Gs}(W + W'_is - W_i) \forall W > W_i\}$ (Figura 2.13).

La Figura 2.13 vuelve a mostrar las curvas casadas tanto de generación, $p_G = p_G(W)$, como de demanda, $p_D = p_D(W)$, correspondientes a la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015) descargadas del archivo público de OMIE, así como el punto de casación inicial, $A(W_i, p_i)$, al que corresponden una energía negociada, $W_i = 34.18$ GWh, y un precio casado, $p_i = 71.00$ €/MWh [6].

Partiendo de esta situación de mercado horario real, para desarrollar un escenario que considere un incremento de la producción eólica en una cantidad, ΔE_R , sin

alterar la demanda, para lo que será preciso confeccionar primero sus nuevas curvas agregadas (completas) de generación y demanda:

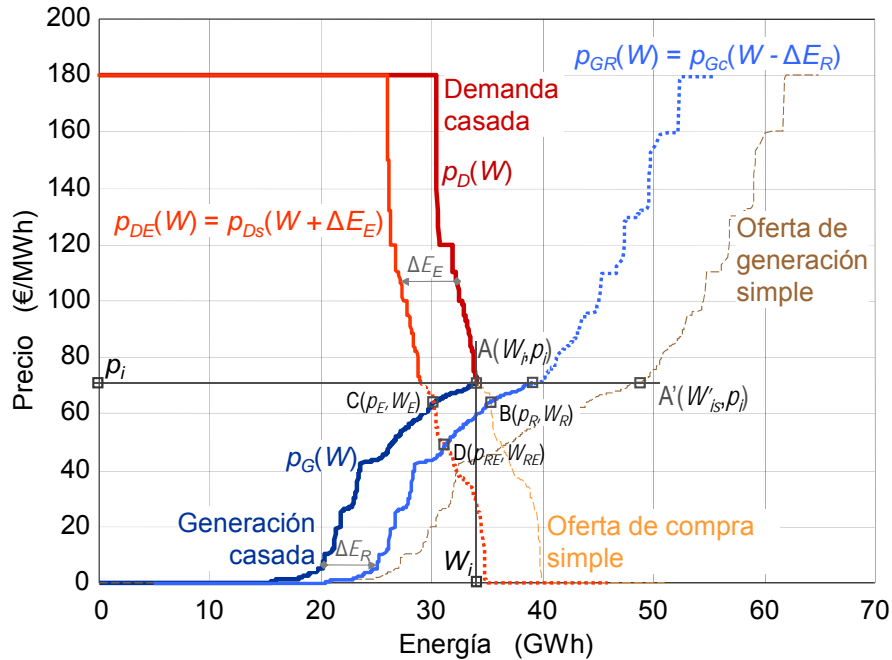


Figura 2.13. Curvas de generación, $p_G = p_G(W)$, y demanda, $p_D = p_D(W)$, correspondientes a las 20:00 h del 10 de febrero de 2015, descargadas de OMIE. Elaboración de una nueva curva de generación (desplazada a la derecha) con integración de renovables, $p_{GR} = p_{GR}(W)$, y otra nueva curva de demanda reducida (desplazada a la izquierda) por ahorro energético de pequeños consumidores, $p_{DE} = p_{DE}(W)$

- Curva de compra completa, $p_{Dc} = p_{Dc}(W)$: Se considera igual a la de demanda simple, $p_{Dc} = p_{Dc}(W)$
- Curva de venta completa, $p_{Gc} = p_{Gc}(W)$: La curva de venta casada original se completa, con ofertas procedentes de la curva generación simple original ($p_{Gs}(W)$), desde el punto de casación en adelante.

Posteriormente se introducen las características propias del escenario a considerar. En este caso, dado que los generadores eólicos (y, en general, los renovables) ofertan su energía a precio muy reducido o nulo, a fin de resultar casados, sus ofertas se encontrarán en la región plana inicial (primeros escalones) de la curva de generación casada. Ahora, las cantidades de energía consignadas en las ofertas originales de los productores eólicos se incrementan proporcionalmente hasta alcanzar la cantidad objetivo de energía, ΔE_R , sin alterar los precios (muy pequeños o nulos). Esto se traducirá, básicamente, en un desplazamiento a la derecha de la curva de generación (completa o casada) en una cantidad igual a ΔE_R . De esta forma se crea una nueva curva de generación ordenada por mérito, $p_{GR} = p_{GR}(W)$, mediante la integración adecuada (precio creciente) de todas estas

nuevas ofertas de producción eólica (ensanchamiento de los correspondientes “peldaños” de precio) en la curva de venta. En este caso, la nueva curva completada de generación ordenada por mérito resulta, esencialmente, un desplazamiento a la derecha de la curva de generación original en una cantidad de energía igual a ΔE_R . Es decir, $p_{GR} = p_{GR}(W) = p_{Gc}(W - \Delta E_R)$. Finalmente, el nuevo punto de casación del mercado (B en la Figura 2.13) se determina como el punto de corte de la nueva curva ordenada de generación (completada y desplazada a la derecha), $p_{GR} = p_{GR}(W)$, con la curva de demanda (completada), $p_{DR} = p_{DR}(W)$.

La Figura 2.13 también muestra el escenario correspondiente a una reducción de la demanda en una cantidad de energía, ΔE_E , debido, por ejemplo, al ahorro energético de los pequeños consumidores, sin alterar la generación. Para ello, se elaboran primero sus curvas completas de generación, $p_{Gc} = p_{Gc}(W)$, y demanda, $p_{Dc} = p_{Dc}(W)$, siguiendo el procedimiento descrito anteriormente.

A la hora de introducir las características de este caso es preciso tener en cuenta que los agentes de los pequeños consumidores siempre presentan ofertas de compra a precio máximo para asegurarse de resultar casados, por lo que sus ofertas siempre se encuentran en la parte plana inicial de la curva ordenada de demanda original (casada o simple, ya que ambas coinciden). Una vez identificadas, las ofertas originales de los agentes de los pequeños consumidores se reducen proporcionalmente hasta que se alcanza la cantidad de energía objetivo, ΔE_E , sin modificar sus precios. De esta forma se crea una nueva curva ordenada de demanda reducida, $p_{DE} = p_{DE}(W)$, mediante la integración adecuada (precio decreciente) de estas nuevas ofertas de compra en la curva de demanda. Esta nueva curva de compra ordenada por mérito resulta esencialmente un desplazamiento a la izquierda de la curva de demanda completa en una cantidad de energía igual a ΔE_E . Es decir, $p_{DE} = p_{DE}(W) = p_{Dc}(W + \Delta E_E) = p_{Ds}(W + \Delta E_E)$. Finalmente, el nuevo punto de casación del mercado (C en la Figura 2.13) se determina como el punto de corte de la nueva curva ordenada de demanda (desplazada a la izquierda), $p_{DE} = p_{DE}(W)$, con la nueva curva completa de venta, $p_{GD} = p_{GD}(W) = p_{Gc}(W)$ (que, en este caso, coincide con la curva casada de generación original, $p_G = p_G(W)$).

La Figura 2.13 muestra también el escenario conjunto correspondiente a un incremento de la producción eólica en una cantidad, ΔE_R , y una reducción de la demanda en una cantidad de energía, ΔE_E , debido, por ejemplo, al ahorro energético de los pequeños consumidores. En este caso, la nueva curva de generación ordenada por mérito resulta, esencialmente, un desplazamiento a la derecha de la curva de generación (casada o completa) original en una cantidad de energía igual a ΔE_R . Es decir, $p_{GRE} = p_{GRE}(W) = p_{Gc}(W - \Delta E_R) = p_G(W - \Delta E_R)$. Por otra parte, la nueva curva de compra ordenada por mérito resulta básicamente un desplazamiento a la izquierda de la curva de demanda original (simple, ya que al esperarse una reducción de precio, será preciso completarla) en una cantidad de energía igual a ΔE_E . Es decir, $p_{DRE} = p_{DRE}(W) = p_{Dc}(W + \Delta E_E) = p_{Ds}(W + \Delta E_E)$. Finalmente, el nuevo punto de casación del mercado (D en la Figura 2.13) se determina como el punto de corte de la nueva curva ordenada de demanda

(desplazada a la izquierda), $p_{DRE} = p_{DRE}(W)$, con la nueva curva de venta (desplazada a la derecha), $p_{GRE} = p_{GRE}(W)$.

Un último comentario en relación con el método propuesto. Como se ha indicado, todos los escenarios considerados en este trabajo se han desarrollado a partir de situaciones reales del mercado ibérico. Dado que las variaciones de energía (crecimiento o reducción) consideradas en todos ellos, tanto del lado de la generación como de la demanda, corresponden a un porcentaje relativamente pequeño de las energías realmente casadas, los nuevos puntos de casación de los nuevos escenarios considerados siempre resultan muy próximos a los iniciales. Esto quiere decir que la gran mayoría de las unidades despachadas en los nuevos escenarios considerados coinciden con las realmente despachadas en el caso inicial (real). Difieren solo en las últimas unidades añadidas o eliminadas. En consecuencia no cabe esperar errores significativos en los valores de precio y energía casados correspondientes a los nuevos escenarios.

Renovables y Eficiencia

COMO se indicó en el capítulo introductorio, este trabajo se centra principalmente en el estudio de los potenciales efectos en el mercado (especialmente cantidad de energía negociada, precio y coste total de la energía negociada) de tres tipos de políticas energéticas:

- Integración de renovables
- Gestión de la demanda
 - ahorro y eficiencia energética y
 - desplazamiento temporal de cargas
- Almacenamiento de energía
 - desde la generación (centrales de bombeo) y
 - del lado de la demanda (baterías).

Para ello se ha llevado a cabo un reanálisis de los datos históricos del mercado Ibérico desde 2008 a 2015, que se toman como base, incorporando las particularidades concretas de cada uno de los escenarios considerados.

Posteriormente, analizado el efecto en el mercado, se estudiarán otro tipo de efectos más generales sobre el sistema eléctrico, los agentes del mercado o la sociedad, como pueden ser las variaciones en el volumen de emisiones de CO₂, en la generación e infraestructura de transporte o las pérdidas técnicas en el sistema de transporte, la cuantificación económica del efecto de ordenación por mérito y de las primas neutras (cuando proceda), las transferencias de renta entre los diversos agentes participantes: generadores convencionales y renovables, consumidores, y posibles terceras partes (almacenamiento).

Los casos estudiados se han organizado en dos capítulos, dado el volumen de los resultados. En este capítulo se presentan los resultados correspondientes a integración de renovables y ahorro y eficiencia energética. En el Capítulo 4 se hará lo propio con los escenarios de desplazamiento temporal de la carga y almacenamiento (desde la generación y la demanda).

Como puede verse, en este capítulo se estudian los casos en los que se producen variaciones en la generación o la demanda que afectan a todas las horas del día, mientras que en el capítulo siguiente se estudian los casos en los que las variaciones en la generación o la demanda solo afectan a ciertas horas del día.

La Tabla 3.1 resume los casos estudiados. Los resultados que se presentan en este capítulo corresponden a situaciones en las que, o bien se incrementa en una cierta cantidad la de oferta de generación renovable, o se reduce en una cierta cantidad la oferta de compra (por ahorro o por mejora de la eficiencia). A fin de poder realizar una comparación directa de los efectos en el mercado de la integración de renovables con el ahorro y la eficiencia energética se han considerado parejas de escenarios en los que la oferta de energía renovable añadida corresponde exactamente a la de compra (demanda) evitada.

Como puede observarse en la Tabla 3.1, que resume los casos estudiados, se han considerado como base para las cantidades de energía añadidas (renovables) o evitadas (ahorro/eficiencia), por un lado, la demanda de los grandes consumidores industriales, que presenta un cierto grado de elasticidad en su demanda y, por otro, la de los pequeños consumidores (demanda rígida), que dan cuenta de la mayor parte de la energía negociada en el mercado ibérico/español.

Tabla 3.1. Descripción de los pares de escenarios Renovables-Ahorro considerados, con indicación de la cantidad de oferta de generación renovable integrada o de compra evitada.

Gran consumidor industrial (GCI)	R1I	E1I	R2I	E2I	R3I	E3I
	$\Delta E_{1I} = 0.20$ TWh/a (2% Demanda GCI)		$\Delta E_{2I} = 0.49$ TWh/a (5% Demanda GCI)		$\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a (10% Demanda GCI)	
	Renovable $\Delta E_R = \Delta E_{1I}$	Ahorro $\Delta E_E = \Delta E_{1I}$	Renovable $\Delta E_R = \Delta E_{2I}$	Ahorro $\Delta E_E = \Delta E_{2I}$	Renovable $\Delta E_R = \Delta E_{3I}$	Ahorro $\Delta E_E = \Delta E_{3I}$
Pequeño consumidor (PC)	R1	E1	R2	E2	R3	E3
	$\Delta E_1 = 0.98$ TWh/a (0.5% Demanda PC)		$\Delta E_2 = 1.96$ TWh/a (1% Demanda PC)		$\Delta E_3 = 3.92$ TWh/a (2% Demanda PC)	
	Renovable $\Delta E_R = \Delta E_1$	Ahorro $\Delta E_E = \Delta E_1$	Renovable $\Delta E_R = \Delta E_2$	Ahorro $\Delta E_E = \Delta E_2$	Renovable $\Delta E_R = \Delta E_3$	Ahorro $\Delta E_E = \Delta E_3$

Para que los escenarios resulten realistas, es decir, que fuese factible su implementación real, las cantidades de energía consideradas en los casos de ahorro-eficiencia y sus parejas con integración de renovables considerados son:

- Ofertas de compra o venta de $\Delta E_{1I-3I} = 0.20$ TWh, 0.49 TWh y 0.99 TWh al año. Estas cantidades de energía corresponden a reducciones del 2 %, 5 % y 10 % de la demanda horaria de los grandes consumidores industriales.
- Ofertas de compra o venta de $\Delta E_{1-3} = 0.98$ TWh, 1.96 TWh y 3.92 TWh al año. Estas otras cantidades de energía corresponden a reducciones del 0.5 %, 1 % y 2 % de la demanda horaria de los pequeños consumidores.

Como puede verse, los escenarios de ahorro-eficiencia considerados son más bien modestos si se comparan con los valores referenciados en la revisión de la

literatura, por lo que no cabe pensar que resultarían difíciles de poder llevarse a cabo en la práctica.

En el mercado ibérico, los grandes consumidores industriales que son directamente identificables solo dan cuenta de una pequeña fracción de la energía negociada, pero tienen mayor capacidad de ahorro y eficiencia energética que los pequeños consumidores. En consecuencia, las reducciones de los escenarios de los grandes consumidores son mayores y se han elegido con el criterio adicional de que se produzca un cierto solape o continuidad entre las cantidades de energía consideradas en el caso de la mayor reducción de la demanda de los grandes consumidores industriales (10 %) y la menor de los pequeños consumidores (0.5 %). Conviene tener presente que aunque las cantidades sean las mismas, las ofertas de compra de los agentes de los pequeños consumidores están en la zona plana inicial de curva de demanda con precio máximo (180.3 €/MWh) mientras que la de los grandes consumidores industriales se sitúan en la zona central de la curva de demanda, por lo que cabe esperar que los resultados serán ligeramente diferentes.

Como se ha indicado, para cada uno de estos escenarios de ahorro-eficiencia se considera otro simétrico con la integración las mismas cantidades de producción renovable, y que son los primeros que se estudian.

3.1. Integración de renovables

Una vez definido los escenarios a analizar y por tanto las cantidades de oferta de energía a introducir como energía renovable, merece la pena analizar previamente el histórico de datos de OMIE para el periodo 2008-2015 y su relación con la energía ofertada a precio nulo o muy bajo.

Como se mencionó anteriormente, los generadores de energía renovable presentan sus ofertas a precio cero o próximo a cero (durante la casi totalidad del periodo considerado). La cantidad de energía ofertada a precio nulo o muy bajo influye de manera directa en el precio final del mercado diario, ya que esa cantidad de producción renovable desplaza la curva de generación hacia la derecha, lo que va desplazando la unidad marginal hacia otras de menor precio.

La Figura 3.1 muestra un gráfico con el precio casado en función de la cantidad de energía casada y la energía ofertada a precio cero. El valor del precio se muestra mediante la escala de colores, azul intenso para precios bajos y rojos o anaranjados para los precios elevados. En general puede observarse que para un determinado nivel de demanda, el precio de la energía casada se reduce al aumentar la generación.

Como puede verse, los precios máximos en el mercado se producen cuando la energía casada se encuentra en el intervalo comprendido los 37.5 GWh y los 42.5 GWh y la energía ofertada a precio cero no sobrepasa el 50% de la energía casada.

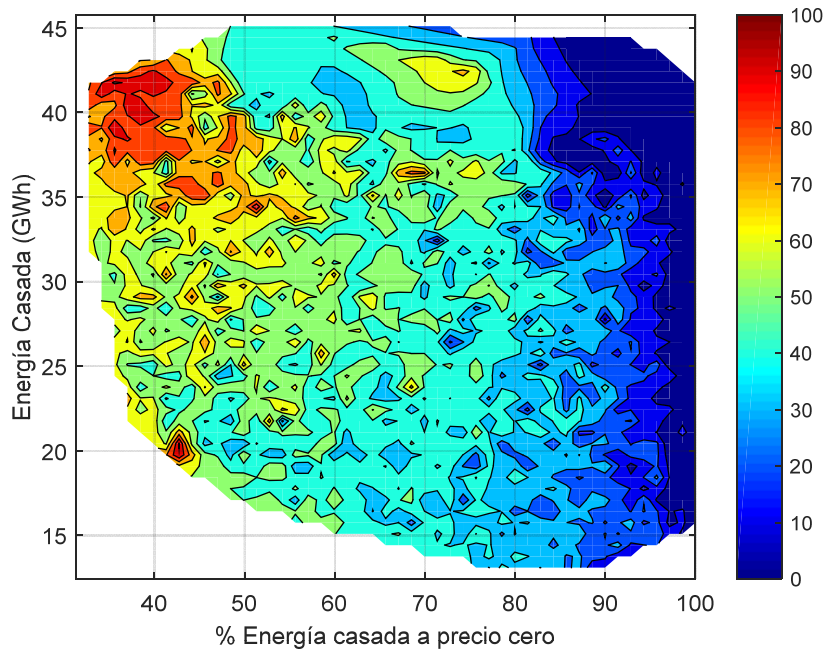


Figura 3.1. OMIE 2008-2015. Representación del precio del mercado frente a la energía casada y la energía casada a precio cero

Además, una lectura horizontal del gráfico permite ver claramente la influencia de la generación ofertada a precio cero; influencia que resulta más o menos intensa dependiendo de la cantidad de energía casada o el nivel de demanda.

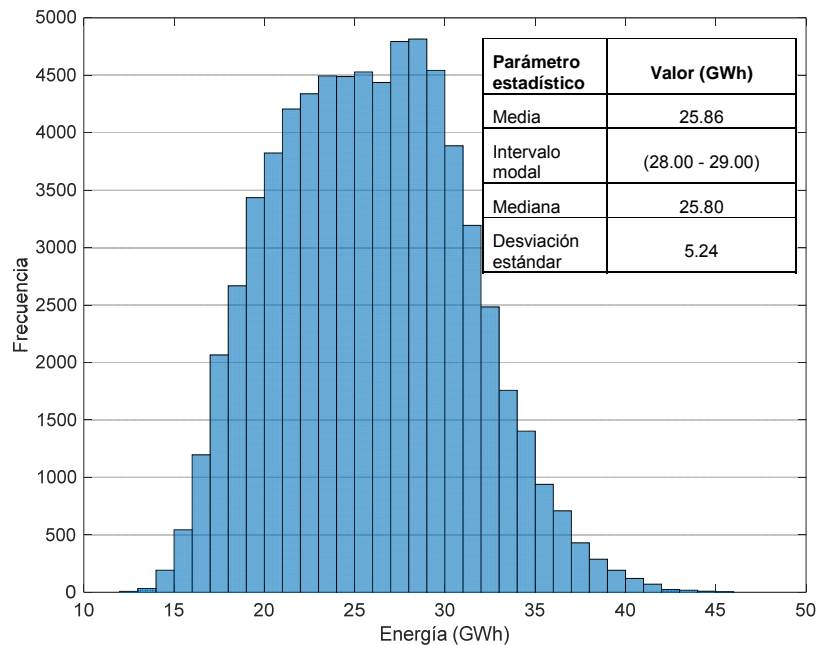


Figura 3.2. OMIE 2008-2015. Histograma de la energía casada en el mercado.

El valor de energía casada más frecuente se produce en un rango comprendido entre 28 GWh y 29 GWh (Figura 3.2). Si para este intervalo de energía casada se representa la energía casada a precio cero frente al precio de casación, como se muestra en la Figura 3.3, se puede observar de forma más clara cómo al aumentar la cantidad de energía despachada a precio cero se reducen significativamente los precios del mercado.

La Figura 3.3 muestra que existe una cierta correlación entre el precio de mercado y la proporción de energía casada a precio cero.

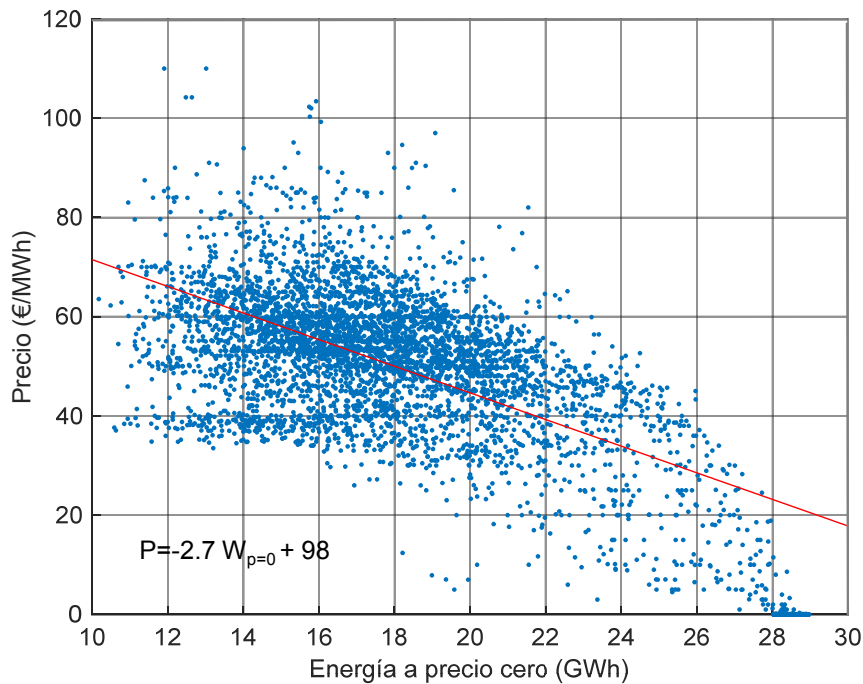


Figura 3.3. OMIE 2008-2015. Precio horario de mercado frente a energía casada a precio cero 2008-2015, energía casada entre 28 y 29 GWh

En los apartados que siguen se tratará de explicar de forma cualitativa y cuantitativa el efecto que el aumento o la disminución de energía ofertada a precio cero tiene sobre el mercado

3.1.1. Análisis cualitativo lineal

Antes de presentar el análisis del escenario de integración de renovables se aborda el estudio de un día cualquiera del caso base, con la intención de mostrar las magnitudes que serán objeto de análisis y sus variaciones en cada uno de los escenarios a lo largo de un día completo. Considerando una determinada hora h en la que el Operador del Mercado cierra el mercado con una cantidad de energía

horaria W_h a un precio p_h , para cada una de las 24 horas de un día ($h \in [1,24]$), la cantidad de energía diaria, W_d , negociada en el mercado puede expresarse como:

$$W_d = \sum_{h=1}^{24} W_h$$

Por tanto, el valor medio de la energía horaria (potencia) a lo largo del día, W_{medio} , puede expresarse como:

$$W_{medio} = \frac{W_d}{24} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} W_h$$

El coste de la energía negociada en el día puede expresarse como la suma de los costes de las energías negociadas en cada una de las horas del día:

$$C_d = \sum_{h=1}^{24} p_h W_h$$

En consecuencia, el valor medio del coste horario a lo largo del día, C_{medio} , resulta:

$$C_{medio} = \frac{C_d}{24} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} p_h W_h$$

Esto permite expresar el precio medio ponderado diario, p_{mpd} , como el cociente entre el coste diario total, C_d , y la energía diaria total, W_d :

$$p_{mpd} = \frac{C_d}{W_d} = \frac{\sum_{h=1}^{24} p_h W_h}{\sum_{h=1}^{24} W_h} = \frac{24C_{medio}}{24W_{medio}} = \frac{C_{medio}}{W_{medio}}$$

También puede plantearse cálculo del precio medio diario en base a:

$$C_d = \sum_{h=1}^{24} p_h W_h = p_{mpd} \sum_{h=1}^{24} W_h = p_{mpd} W_d = 24W_{medio} p_{mpd}$$

Otra forma de expresarlo:

$$p_{mpd} = \frac{C_d}{W_d} = \frac{\sum_{h=1}^{24} p_h W_h}{\sum_{h=1}^{24} W_h} = \frac{\sum_{h=1}^{24} p_h W_h}{24W_{medio}}$$

Considérese ahora una variación del caso base donde se introduce una cierta cantidad de oferta de energía de origen renovable. Esta introducción de energía renovable va a producir lo que se conoce como el efecto de ordenación por mérito (*merit-order effect*). La energía renovable introducida en una determinada hora h , ΔE_{Rh} , se oferta a precios próximos a 0 €/MWh, produciendo un desplazamiento de la curva agregada de generación hacia la derecha, como consecuencia de que las

ofertas son ordenadas de forma ascendente. Además, si las variaciones de energía consideradas, ΔE_R , son pequeñas en comparación con el valor de energía inicial de equilibrio del mercado, W_i , ($\Delta E_R \ll W_i$), puede realizarse una estimación del nuevo punto de equilibrio del mercado mediante una aproximación lineal entorno al punto de equilibrio inicial (W_i, p_i), como se muestra en la Fig. 3.4.

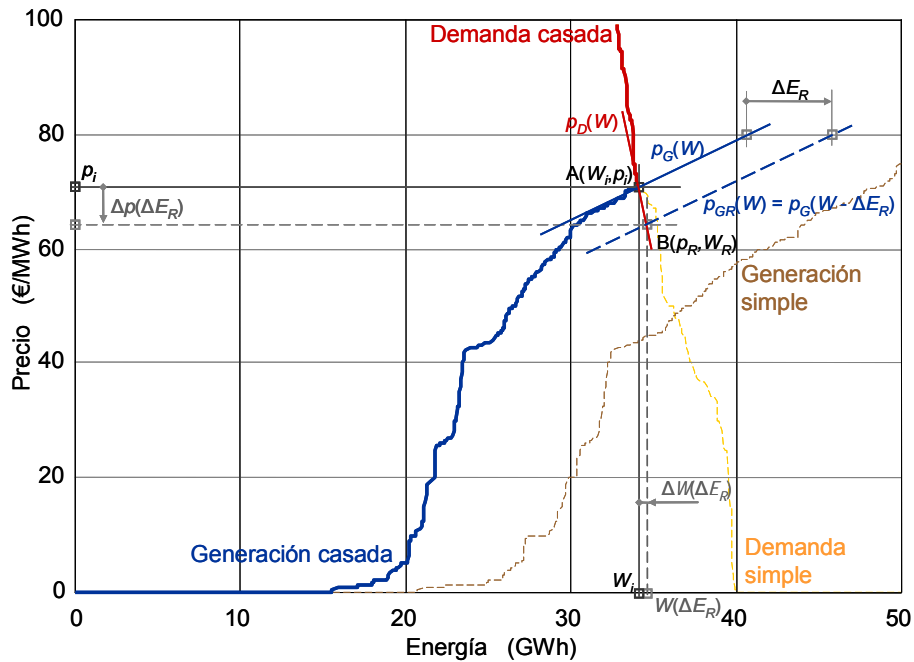


Figura 3.4. Curvas de generación y demanda casadas a la hora pico (20:00 h) de un día laborable de invierno, 10 de Febrero de 2015. Estimación lineal del nuevo punto de casación del mercado debido a la integración de generación renovable.

Como puede verse, tras la adición de una determinada cantidad oferta de renovable se produce una sensible reducción del precio, $p_{Rh} = p_h - \Delta p_{Rh}$, así como un pequeño incremento de la energía casada, $W(\Delta E_{Rh}) = W_i + \Delta W(\Delta E_{Rh})$. La propia rigidez de la demanda hace que los incrementos de energía sean muy pequeños ($\Delta E_{Rh} \gg \Delta W(\Delta E_{Rh})$; $\Delta W \rightarrow 0$), aproximación que permitirá estimar los sentidos de las variaciones de otras magnitudes.

Tras la integración de la oferta renovable, la nueva energía casada a lo largo del día, W_{Rd} , puede expresarse como:

$$W_{Rd} = \sum_{h=1}^{24} W_{Rh} = \sum_{h=1}^{24} W_h + \Delta W_h(\Delta E_{Rh}) = W_d + \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h(\Delta E_{Rh}) > W_d$$

En consecuencia, el valor medio de la energía horaria (potencia) a lo largo del día es:

$$\begin{aligned} W_{Rmedio} &= \frac{W_{Rd}}{24} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} W_{Rh} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} W_h + \Delta W_h (\Delta E_{Rh}) \\ &= \frac{W_d}{24} + \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h (\Delta E_{Rh}) = W_{medio} + \Delta W_{medio} > W_{medio} \end{aligned}$$

El coste de la energía casada en el día puede expresarse como la suma de los costes de la energía de cada una de las horas del día:

$$C_{Rd} = \sum_{h=1}^{24} p_{Rh} W_{Rh} = \sum_{h=1}^{24} (p_h - \Delta p_{Rh})(W_h + \Delta W_h) \approx C_d + \sum_{h=1}^{24} p_h \Delta W_h - \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_{Rh} < C_d$$

En esta expresión se han despreciado los términos de segundo orden, siendo el primer término de la derecha representa el coste diario del caso base sin integración de renovables. En el segundo aparece la suma de los productos de los precios horarios por los incrementos de energía (positivo) mientras que el tercero aparece la suma de los productos de las energías horarias por los incrementos de precio (negativo). La rigidez característica de la demanda provoca que los incrementos de energía casada sean muy pequeños ($\Delta W_h \rightarrow 0$), deduciéndose que el segundo término será mucho menor que el tercero, en valor absoluto. En consecuencia, el coste diario con integración de renovables, C_{Rd} , es menor que el correspondiente al caso base, C_d , ya que el segundo término es muy pequeño y el tercero es negativo ($C_{Rd} < C_d$).

Para el valor medio del coste horario a lo largo del día resulta:

$$\begin{aligned} C_{Rmedio} &= \frac{C_{dR}}{24} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} p_{Rh} W_{Rh} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} (p_h - \Delta p_{Rh})(W_h + \Delta W_h) \\ &= \frac{C_d}{24} + \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} p_h \Delta W_h - \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_h \end{aligned}$$

Considerando de nuevo que la inelasticidad de la demanda hace que los incrementos de energía sean muy pequeños ($\Delta W_h \rightarrow 0$), el segundo término será mucho menor que el tercero en valor absoluto. En consecuencia:

$$C_{Rmedio} = \frac{C_d}{24} + \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} p_h \Delta W_h - \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_h \approx \frac{C_d}{24} - \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_h < \frac{C_d}{24} = C_{medio}$$

Si se expresa el precio ponderado medio diario, p_{Rmpd} , como el cociente entre el coste diario total, C_{Rd} , y la energía diaria total, W_{Rd} resulta:

$$p_{Rmpd} = \frac{C_{Rd}}{W_{Rd}} = \frac{\sum_{h=1}^{24} p_{Rh} W_{Rh}}{\sum_{h=1}^{24} W_{Rh}} = \frac{\sum_{h=1}^{24} (p_h - \Delta p_{Rh})(W_h + \Delta W_h)}{\sum_{h=1}^{24} W_h + \Delta W_h} \approx \frac{C_d + \sum_{h=1}^{24} p_h \Delta W_h - \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_h}{W_d + \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h}$$

Expresión en la que se han despreciado los productos de incrementos. Para ver el signo de la variación, y tomando $\Delta W_h \rightarrow 0$:

$$P_{Rmpd} \simeq \frac{C_d - \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_h}{W_d} = \frac{C_{Rd}}{W_{Rd}} < \frac{C_d}{W_d} = P_{mpd}$$

Si se introducen los valores de las pendientes de la generación y la demanda (m_G y m_D para generación y demanda respectivamente), es posible cuantificar para una hora y escenario determinado las variaciones en el precio, energía y coste del mercado. La expresión del precio en función de la energía resulta:

$$p_{Gi} = p_i - m_G W_i$$

$$p_{Di} = p_i - m_D W_i$$

La aproximación lineal de esta nueva curva de generación $p_{GR} = p_{GR}(W)$, mostrada en la Figura 3.4, corresponde a una línea paralela a la recta original.

$$p_{GR}(W) = p_G(W - \Delta E_R) \simeq p_{Gi} + m_G(W - \Delta E_R) = p_{Gi} - m_G \Delta E_R + m_G W = p_{GRi} + m_G W$$

Donde la ordenada en el origen de la nueva aproximación lineal es:

$$p_{GRi} = p_{Gi} - m_G \Delta E_R = p_i - m_G(W_i + \Delta E_R)$$

Con esta linealización del modelo de mercado, el nuevo punto de casación (B en la Figura 3.4) puede ser fácilmente obtenido igualando la nueva línea de generación con la línea de demanda como:

$$p_{GR}(W) \simeq p_{GRi} + m_G W = p_D(W) \simeq p_{Di} + m_D W$$

Ahora la energía casada, $W = W(\Delta E_R)$, puede ser expresada como:

$$\begin{aligned} W(\Delta E_R) &\simeq \frac{p_{Di} - p_{GRi}}{m_G - m_D} = \frac{p_i - m_D W_i - p_i + m_G(W_i + \Delta E_R)}{m_G - m_D} \\ &= W_i + \frac{m_G}{m_G - m_D} \Delta E_R = W_i + \Delta W(\Delta E_R) \end{aligned}$$

Como resultado, el incremento de la energía casada puede ser aproximado como:

$$\Delta W(\Delta E_R) \simeq \frac{m_G}{m_G - m_D} \Delta E_R > 0$$

El precio de casación $p_{GR}(W) = p_D(W)$, es:

$$\begin{aligned} p_{GR}(W = W_i + \Delta W(\Delta E_R)) &\simeq p_{GRi} + m_G(W_i + \Delta W(\Delta E_R)) \\ &= p_i + \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} \Delta E_R = p_i + \Delta p_R(\Delta E_R) \end{aligned}$$

Donde la variación del precio es:

$$\Delta p_R(\Delta E_R) = \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} \Delta E_R < 0$$

Se puede observar que debido a que la pendiente de la generación es más pequeña que la correspondiente a la demanda en términos absolutos ($0 < m_G \ll |m_D|$), el incremento de energía casada es significativamente menor que el incremento de energías renovables integradas en el mercado:

$$0 < \frac{\Delta W(\Delta E_R)}{\Delta E_R} \approx \frac{m_G}{m_G - m_D} \ll 1$$

Esto significa que el precio de casación al integrar una cierta cantidad de ofertas de renovables, ΔE_R , conduce a que salgan del mercado una cantidad similar de ofertas de energía de generadores más caros y probablemente más contaminantes, $\Delta W(\Delta E_R) \ll \Delta E_R$, y conduce a una reducción del precio horario de casación proporcional al incremento de energía renovables casada. Esta es la base del llamado efecto del orden del mérito de la energía renovable.

La Tabla 3.2 muestra los valores de energía y precio correspondientes a los puntos de casación del mercado para las horas pico (20:00 h) y valle (04:00 h) del martes, día 10 de febrero de 2015. También se muestran los valores de las respectivas pendientes de las curvas de generación y demanda entorno a los puntos de casación mencionados.

Tabla 3.2. Valores de energía y precio de los puntos de casación de mercado para las horas pico y valle del 10 de febrero de 2015, así como de las pendientes de sus respectivas curvas de generación y demanda casada.

Magnitud	Unidades	20:00 h Hora Pico	04:00 h Hora Valle	Comparación
Energía casada	GWh	$W_{ip} = 34.18$	$W_{iv} = 22.76$	$W_{ip} < W_{iv}$
Precio de casación	€/MWh	$p_{ip} = 71.00$	$p_{iv} = 43.06$	$p_{ip} > p_{iv}$
Pendiente curva de generación	€/MWh ²	$m_{Gp} = 1.4 \cdot 10^{-3}$	$m_{Gv} = 2.9 \cdot 10^{-3}$	$m_{Gp} < m_{Gv}$
Pendiente curva de demanda	€/MWh ²	$m_{Dp} = -13.5 \cdot 10^{-3}$	$m_{Dv} = -7.2 \cdot 10^{-3}$	$m_{Dp} < m_{Dv}$

La Tabla 3.3 muestra las aproximaciones lineales y resultados numéricos correspondientes a la estimación lineal de las tasas de variación de la energía casada, el precio y el coste de la energía negociada en el mercado, correspondientes al escenario de integración de renovables para las horas pico (20:00 h) y valle (04:00 h) del martes, día 10 de Febrero de 2015. Para los valores numéricos se mostrados se basan en los considerados en la Tabla 3.2.

El análisis cualitativo permite formular las siguientes hipótesis para los escenarios de integración de energía renovable. En concreto, la integración de una cierta cantidad de oferta adicional de generación renovable produce:

- Un ligero incremento de la energía casada

Tabla 3.3. Estimación lineal de las tasas de variación de la energía casada, el precio y el coste de la energía en el mercado con la cantidad de oferta renovable integrada. Datos relativos a las horas pico y valle del 10 de febrero de 2015.

Magnitudes	Estimación lineal	20:00 h Hora pico	04:00 h Hora valle	Unidades
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(\Delta E_R)}{\Delta E_R} \approx \frac{m_G}{m_G - m_D} > 0$	0.09	0.29	-
Variación relativa del precio de casación	$\frac{\Delta p_R(\Delta E_R)}{\Delta E_R} \approx \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} < 0$	$-1.27 \cdot 10^{-3}$	$-2.07 \cdot 10^{-3}$	€/MWh ²
Variación relativa del coste del mercado	$\frac{\Delta C(\Delta E_R)}{\Delta E_R} \approx \frac{(W_i m_D + p_i) m_G}{m_G - m_D} \ll 0$	-36.69	-34.70	€/MWh

- La rigidez de la demanda hace que el incremento de energía casada sea mucho menor que el incremento de energía renovable ofertada (a precio nulo o muy bajo)
- El incremento de energía casada en el pico es superior a la del valle debido a que la pendiente de la curva de generación es mayor en el valle que en el pico
- Una reducción del precio
 - La cantidad de energía renovable integrada sustituye, casi en su totalidad, a la producida con otras tecnologías de mayor coste, lo que hace bajar el precio en el mercado
 - La reducción del precio en el valle es mayor que en el pico, debido también a que la pendiente de la curva de generación es mayor en el valle que en el pico
- Una reducción del coste de la energía negociada en el mercado, a pesar del incremento de la energía casada
 - La reducción del precio es lo suficientemente significativa como para producir una reducción neta del coste de la energía, a pesar del ligero incremento que experimenta la energía casada
 - La reducción del coste de la energía en el mercado es algo mayor en el pico debido a la mayor cantidad de energía negociada en el pico.

Estas hipótesis de trabajo, aquí establecidas a partir del modelo cualitativo lineal, serán probadas posteriormente empleando la metodología de continuación de curvas propuesta en el Capítulo 2.

3.1.2. Integración de renovables: Resultados

Como se indicó anteriormente, a fin de poder realizar una comparación directa de los efectos en el mercado de la integración de renovables con los de ahorro y eficiencia energética se han considerado parejas de escenarios en los que la cantidad oferta de energía renovable integrada corresponde exactamente a la cantidad de demanda evitada (por ahorro o por mejora de la eficiencia).

La Tabla 3.4 y la Tabla 3.5 detallan las cantidades anuales de oferta de energía renovable integrada en cada uno de los escenarios considerados. En estas tablas, cada fila contiene la información correspondiente a cada año, excepto la última fila que presenta la información correspondiente a todo el intervalo 2008-2015.

Tabla 3.4. Oferta de energía renovable integrada en el mercado en los escenarios renovables R1I a R3I

Año	Caso Base. Energía casada anual W_c (TWh)	Escenario R1I $\Delta E_{1I} = 0.20$ TWh/a (2 % gran cons. ind.)		Escenario R2I $\Delta E_{2I} = 0.49$ TWh/a (5 % gran cons. ind.)		Escenario R3I $\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a (10 % gran cons. ind.)	
		Energía integrada $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{1I}$ (TWh)	Fracción de la energía casada $\Delta E_{Rgci}/W_c$ (%)	Energía integrada $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{2I}$ (TWh)	Fracción de la energía casada $\Delta E_{Rgci}/W_c$ (%)	Energía integrada $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{3I}$ (TWh)	Fracción de la energía casada $\Delta E_{Rgci}/W_c$ (%)
2008	246.66	0.14	0.06	0.34	0.14	0.69	0.28
2009	231.05	0.17	0.07	0.42	0.18	0.84	0.37
2010	221.13	0.17	0.08	0.43	0.19	0.86	0.39
2011	213.88	0.17	0.08	0.42	0.20	0.83	0.39
2012	223.89	0.16	0.07	0.41	0.18	0.82	0.37
2013	229.33	0.26	0.11	0.65	0.29	1.31	0.57
2014	221.06	0.26	0.12	0.66	0.30	1.32	0.60
2015	226.06	0.25	0.11	0.61	0.27	1.23	0.54
Total	1587.00	1.34	0.08	3.34	0.21	6.68	0.42

En la segunda columna de la Tabla 3.4 se relaciona la energía anual realmente casada en el mercado, que sirve de base para comparaciones posteriores. La tercera columna, subdividida en dos, corresponde al escenario R1I y muestra los datos de cantidad de oferta de generación renovable anual, $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{1I}$, tanto en TWh como en porcentaje de la energía casada, $\Delta E_{Rgci}/W_c$. Análogamente, las columnas tercera y cuarta muestran los datos relativos a los escenarios R2I y R3I. La Tabla 3.5 muestra la información que concierne a los escenarios R1 a R3.

Tabla 3.5. Oferta de energía renovable integrada en el mercado en los escenarios renovables R1 a R3

Año	Caso Base. Energía casada anual W_c (TWh)	Escenario R1 $\Delta E_1 = 0.98$ TWh/a (0.5 % pequeño cons.)		Escenario R2 $\Delta E_2 = 1.96$ TWh/a (1 % pequeño cons.)		Escenario R3 $\Delta E_3 = 3.92$ TWh/a (2 % pequeño cons.)	
		Energía integrada $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_1$ (TWh)	Fracción de la energía casada $\Delta E_{Rpc}/W_c$ (%)	Energía integrada $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_2$ (TWh)	Fracción de la energía casada $\Delta E_{Rpc}/W_c$ (%)	Energía integrada $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_3$ (TWh)	Fracción de la energía casada $\Delta E_{Rpc}/W_c$ (%)
2008	246.66	1.17	0.47	2.34	0.95	4.67	1.89
2009	231.05	1.07	0.46	2.14	0.93	4.28	1.85
2010	221.13	0.99	0.45	1.99	0.90	3.98	1.80
2011	213.88	0.94	0.44	1.89	0.88	3.78	1.77
2012	223.89	0.95	0.43	1.91	0.85	3.81	1.70
2013	229.33	0.94	0.41	1.88	0.82	3.77	1.64
2014	221.06	0.90	0.41	1.81	0.82	3.62	1.64
2015	226.06	0.87	0.39	1.74	0.77	3.49	1.54
Total	1587.00	6.98	0.44	13.95	0.88	27.91	1.76

Partiendo de la información de las curvas compra y venta obtenidas del archivo histórico de OMIE, y usando el método de continuación de curvas descrito en el Capítulo 2, primero se han construido las nuevas curvas agregadas de generación horaria, integrando las cantidades de oferta de energía renovable a precio nulo asociadas a cada uno de los escenarios bajo estudio y, posteriormente, se han determinado los nuevos puntos de casación correspondientes a cada uno de los escenarios de integración de renovables.

La Tabla 3.6 y la Figura 3.5 muestran los resultados anuales correspondientes a los escenarios de integración de renovables R1I a R3I, a lo largo del periodo 2008-2015. En concreto la Tabla 3.6 muestra los resultados anuales de energía casada, el precio aritmético medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios R1I a R3I.

Análogamente, la Tabla 3.7 y la Figura 3.6 resumen los resultados correspondientes a los escenarios de integración de renovables R1 a R3.

Tabla 3.6. 2008-2015. Evolución anual de la energía casada, el precio medio aritmético y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios RII a R3I

		Energía casada					
Año	Caso base (TWh)	RII		R2I		R3I	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2008	246.66	246.69	0.01	246.73	0.02	246.78	0.05
2009	231.05	231.09	0.02	231.13	0.04	231.21	0.07
2010	221.13	221.19	0.03	221.23	0.05	221.31	0.08
2011	213.88	213.92	0.02	213.96	0.04	214.03	0.07
2012	223.89	223.96	0.03	224.03	0.06	224.13	0.11
2013	229.33	229.41	0.03	229.52	0.08	229.72	0.17
2014	221.06	221.15	0.04	221.27	0.09	221.48	0.19
2015	226.06	226.14	0.04	226.24	0.08	226.42	0.16
		Precio medio					
Año	Caso base (€/MWh)	RII		R2I		R3I	
		(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)
2008	64.43	64.37	-0.09	64.27	-0.25	64.11	-0.50
2009	36.96	36.91	-0.13	36.84	-0.33	36.71	-0.69
2010	37.01	36.95	-0.17	36.86	-0.41	36.70	-0.82
2011	49.93	49.884	-0.08	49.82	-0.21	49.71	-0.44
2012	47.23	47.19	-0.10	47.11	-0.27	46.97	-0.57
2013	44.26	44.16	-0.24	44.00	-0.59	43.73	-1.20
2014	42.13	42.02	-0.26	41.88	-0.60	41.64	-1.16
2015	50.32	50.23	-0.20	50.10	-0.44	49.89	-0.87
		Coste de la energía negociada en el mercado					
Año	Caso base (M€)	RII		R2I		R3I	
		(M€)	(%)	(M€)	(%)	(M€)	(%)
2008	16271.62	16259.23	-0.08	16238.00	-0.21	16203.47	-0.42
2009	8800.56	8790.70	-0.11	8774.57	-0.30	8746.53	-0.61
2010	8452.20	8439.37	-0.15	8420.68	-0.37	8388.84	-0.75
2011	10893.67	10886.84	-0.06	10874.76	-0.17	10854.67	-0.36
2012	10892.21	10884.42	-0.07	10870.08	-0.20	10843.38	-0.45
2013	10222.91	10202.19	-0.20	10171.90	-0.50	10119.59	-1.01
2014	9346.19	9326.57	-0.21	9300.35	-0.49	9257.28	-0.95
2015	11662.31	11645.33	-0.15	11623.56	-0.33	11583.43	-0.68

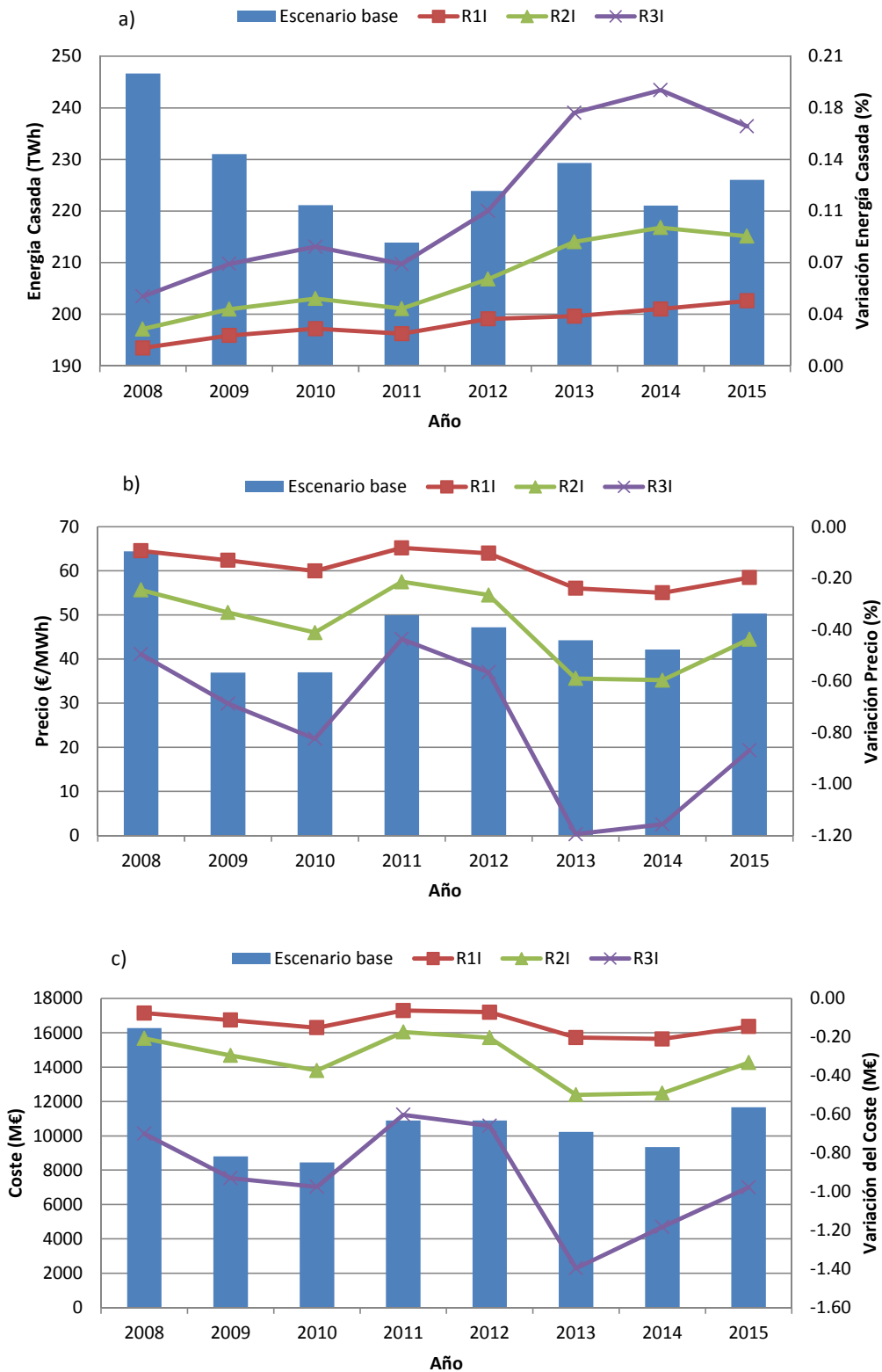


Figura 3.5. 2008-2015. a) Variación de la energía casada, b) precio medio y c) coste anual de la energía en el mercado en los escenarios renovables R1I a R3I

Tabla 3.7. 2008-2015. Evolución anual de la energía casada, el precio aritmético medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios R1 a R3

		Energía casada					
Año	Caso base (TWh)	R1		R2		R3	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2008	246.66	246.83	0.07	246.99	0.13	247.33	0.27
2009	231.05	231.20	0.07	231.34	0.13	231.66	0.26
2010	221.13	221.29	0.07	221.43	0.14	221.74	0.28
2011	213.88	214.01	0.06	214.14	0.12	214.40	0.24
2012	223.89	224.12	0.10	224.33	0.20	224.78	0.40
2013	229.33	229.57	0.11	229.83	0.22	230.35	0.45
2014	221.06	221.32	0.11	221.57	0.23	222.08	0.46
2015	226.06	226.29	0.10	226.50	0.20	226.96	0.40
		Precio medio					
Año	Caso Base (€/MWh)	R1		R2		R3	
		(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)
2008	64.43	63.89	-0.83	63.34	-1.68	62.27	-3.35
2009	36.96	36.64	-0.88	36.29	-1.82	35.63	-3.59
2010	37.01	36.66	-0.94	36.28	-1.97	35.56	-3.92
2011	49.93	49.72	-0.41	49.46	-0.94	48.94	-1.97
2012	47.23	46.98	-0.54	46.63	-1.28	45.95	-2.71
2013	44.26	43.89	-0.84	43.53	-1.66	42.82	-3.26
2014	42.13	41.80	-0.79	41.48	-1.54	40.86	-3.03
2015	50.32	50.03	-0.58	49.74	-1.16	49.16	-2.31
		Coste de la energía negociada en el mercado					
Año	Caso base (M€)	R1		R2		R3	
		(M€)	(%)	(M€)	(%)	(M€)	(%)
2008	16271.62	16141.72	-0.80	16009.14	-1.61	15752.74	-3.19
2009	8800.56	8722.40	-0.89	8640.71	-1.82	8490.71	-3.52
2010	8452.20	8370.25	-0.97	8284.50	-1.98	8122.20	-3.90
2011	10893.67	10851.51	-0.39	10798.58	-0.87	10697.80	-1.80
2012	10892.21	10838.66	-0.49	10767.98	-1.14	10630.48	-2.40
2013	10222.91	10144.92	-0.76	10068.09	-1.51	9919.71	-2.97
2014	9346.19	9281.02	-0.70	9218.44	-1.37	9094.78	-2.69
2015	11662.31	11606.27	-0.48	11549.79	-0.96	11436.44	-1.94

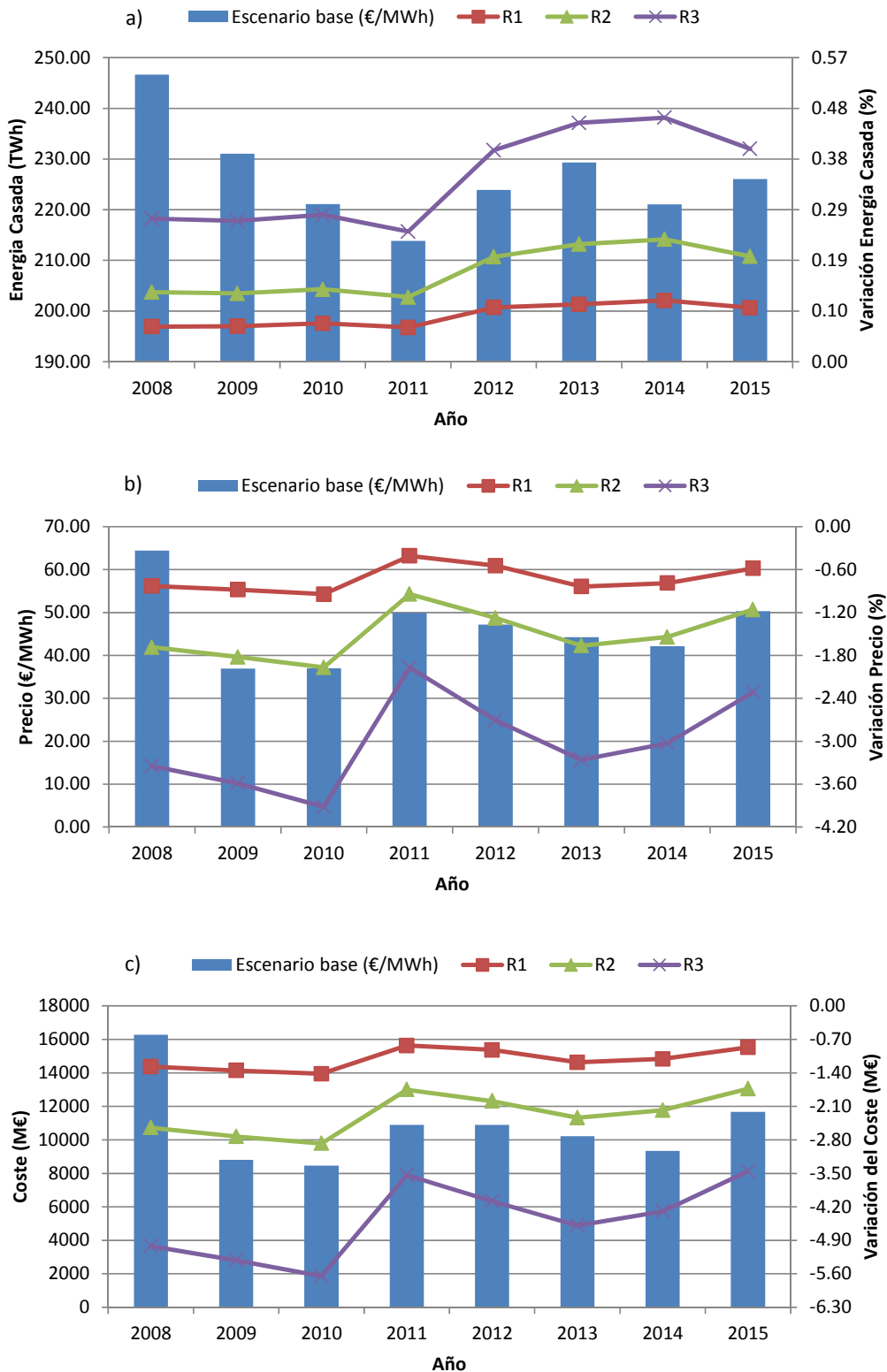


Figura 3.6. 2008-2015. a) Variación de la energía casada, b) precio medio y c) coste anual de la energía en el mercado en los escenarios renovables R1 a R3

En los escenarios de integración de energía renovable, y en términos generales, puede observarse lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios y años considerados se puede constatar que se produce un ligero incremento de la energía casada, tal y como se adelantó con el análisis lineal.

Para los escenarios R1I a R3I, el menor incremento de la energía casada se produce en 2008, mientras que la mayor se produce en 2014.

En la terna de escenarios R1 a R3, el menor crecimiento de la energía casada se produce en 2011, mientras que 2014 es el año en que más crece.

- *Precio.* En líneas generales, se produce una reducción del precio horario medio aritmético en la totalidad de los escenarios y años considerados.

Para los escenarios R1I a R3I, la menor reducción de precio se produce en los años 2008 y 2011, por el contrario el año con la mayor reducción en el precio es el año 2014.

Para el caso de los escenarios R1 a R3, el año que conduce a la menor reducción del precio medio es 2011, mientras que la mayor reducción se produce en 2010.

- *Coste.* En general, se produce una reducción del coste de la energía negociada en el mercado en la totalidad de los escenarios y años considerados.

Para los escenarios R1I a R13 son años 2011 y 2012 donde producen las menores reducciones de coste. Por el contrario los años 2013 y 2014 son los años donde la reducción de coste es mayor.

En el año 2011 se produce la menor reducción de coste del mercado para el caso de los escenarios R1 a R3, mientras que la mayor sucede en 2010.

También puede comprobarse que los resultados correspondientes a los escenarios R3I y R1 son muy próximos, siendo los del R3I algo mayores, en valor absoluto, a los del R1. Esto es debido, simplemente, a que las cantidades de energía ofertadas en ambos ($\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a, $\Delta E_I = 0.98$ TWh/a) se eligieron expresamente casi iguales.

La Tabla 3.8 muestra los valores medios para todo el periodo 2008-2015, correspondientes a las variaciones medias anuales de la energía casada, el precio horario casado y el coste de mercado de la energía casada, para los escenarios de integración de generación renovable.

Para todo el intervalo 2008-2015 en su conjunto, los resultados de los escenarios de integración de energía renovable consignados en la tabla, en pleno acuerdo con lo adelantado por el análisis cualitativo lineal, permiten indicar lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios analizados puede constatar que se produce un ligero incremento de la energía casada. El incremento de la

energía negociada en el mercado resulta sensiblemente proporcional a la cantidad de oferta renovable integrada.

- *Precio.* En todos los escenarios se produce una reducción del precio horario medio aritmético. La reducción del precio medio aritmético aumenta casi linealmente con la cantidad de oferta renovable introducida.
- *Coste.* En la totalidad de escenarios estudiados se reduce el coste de la energía negociada en el mercado. La reducción del coste de la energía en el mercado aumenta en proporción a la cantidad de oferta renovable introducida, aproximadamente.

Tabla 3.8. 2008-2015. Valores medios anuales de la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado. Escenarios de integración de renovables

		Escenario R1I $\Delta E_{1I} = 0.20$ TWh/a 2 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{1I}$	Escenario R2I $\Delta E_{2I} = 0.49$ TWh/a (5 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{2I}$	Escenario R3I $\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a (10 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{3I}$
Magnitudes	Uds.			
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	64.04	133.09	251.50
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-0.072	-0.175	-0.352
$\Delta p_p(\Delta E)$	€/MWh	-0.072	-0.176	-0.353
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-13.38	-33.47	-68.06
		Escenario R1 $\Delta E_1 = 0.98$ TWh/a (0.5 % peq. cons.) $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_1$	Escenario R2 $\Delta E_2 = 1.96$ TWh/a (1 % peq. cons.) $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_2$	Escenario R3 $\Delta E_3 = 3.92$ TWh/a (2 % peq. cons.) $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_3$
Magnitudes	Uds.			
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	196.21	-1577.38	384.64
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-0.33	-0.69	-0.69
$\Delta p_p(\Delta E)$	€/MWh	-0.36	-0.75	-0.74
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-73.12	-243.84	-150.56
2008-2015	V. medios	$W = 227$ TWh/año	$p = 46.53$ €/MWh	$C = 10818$ M€/año

También puede comprobarse que los resultados correspondientes a los escenarios R3I y R1 son muy próximos, siendo los del R3I algo mayores, en valor absoluto, a los del R1. Esto es debido, simplemente, a que las cantidades de energía ofertadas en ambos ($\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a, $\Delta E_1 = 0.98$ TWh/a) se eligieron exprefeso casi iguales.

La Tabla 3.9 recoge los valores de las tasas de variación media anual por unidad de oferta de energía renovable integrada de: la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado.

La Tabla 3.9 muestra que, aunque los respectivos valores de cada una de las tasas son similares para los distintos escenarios.

Tabla 3.9. 2008-2015. Tasa de variación con respecto a la energía bombeada de: la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado. Escenarios de integración de renovables

		Escenario R1I $\Delta E_{1I} = 0.20$ TWh/a 2 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{1I}$	Escenario R2I $\Delta E_{2I} = 0.49$ TWh/a (5 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{2I}$	Escenario R3I $\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a (10 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Rgci} = \Delta E_{3I}$
Magnitudes	Uds.			
$\Delta W/\Delta E$	-	0.32	0.27	0.25
$\Delta p/\Delta E$	€/MWh ²	$-3.19 \cdot 10^{-3}$	$-3.10 \cdot 10^{-3}$	$-3.12 \cdot 10^{-3}$
$\Delta C/\Delta E$	€/MWh	-67.69	-67.74	-68.87
		Escenario R1 $\Delta E_1 = 0.98$ TWh/a (0.5 % peq. cons.) $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_1$	Escenario R2 $\Delta E_2 = 1.96$ TWh/a (1 % peq. cons.) $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_2$	Escenario R3 $\Delta E_3 = 3.92$ TWh/a (2 % peq. cons.) $\Delta E_{Rpc} = \Delta E_3$
Magnitudes	Uds.			
$\Delta W/\Delta E$	-	0.20	0.20	0.20
$\Delta p/\Delta E$	€/MWh ²	$-2.97 \cdot 10^{-3}$	$-3.09 \cdot 10^{-3}$	$-3.09 \cdot 10^{-3}$
$\Delta C/\Delta E$	€/MWh	-74.53	-76.73	-76.35
2008-15	V. medios	$W = 227$ TWh/año	$p = 46.53$ €/MWh	$C = 10818$ M€/año

La Tabla 3.10 y la Figura 3.7 resumen los resultados correspondientes al conjunto de escenarios de integración de renovables R1I a R3I y R1 a R3 (a precio cero), a lo largo del periodo 2008-2015 completo. Como puede verse, en cada uno de los escenarios analizados, tanto el incremento de la energía negociada en el mercado, la reducción del precio medio y el incremento del coste de la energía en el mercado, resultan aproximadamente proporcionales a la cantidad de oferta de energía renovable integrada. Todo lo cual confirma lo anticipado por el modelo cualitativo lineal.

Tabla 3.10. 2008-2015. Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos a la integración de energía renovable

Escenario	R1I	R2I	R3I	R1	R2	R3
Energía total introducida, ΔE_R (TWh)	1.34	3.34	6.68	6.98	13.95	27.91
Variación de la energía casada, ΔW_R (TWh)	0.49	1.05	2.00	1.57	3.08	6.23
Variación del precio medio, Δp_R (€/MWh)	-0.04	-0.15	-0.34	-0.33	-0.69	-1.38
Variación del coste en el mercado, ΔC_R (M€)	-7.76	-29.1	-65.0	-73.1	-150.6	-299.6

Finalmente, la Tabla 3.11 muestra los coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones totales en el periodo 2008-2015 de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado, con la cantidad de oferta renovable integrada a precio cero.

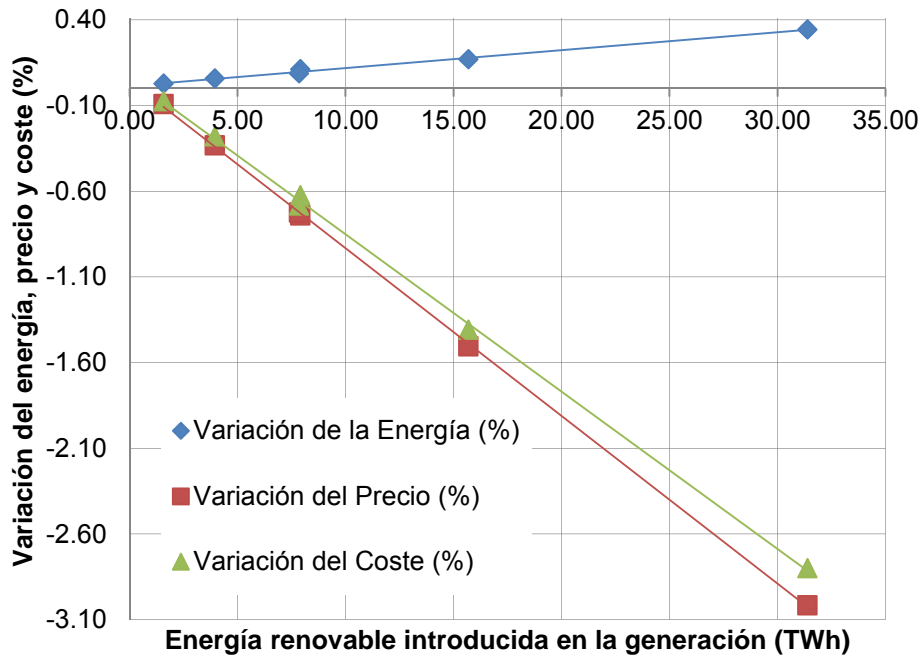


Figura 3.7. 2008-2015. Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado, en función del incremento de energía renovable ofertada

La Figura 3.7 permite apreciar de forma clara que las variaciones de las magnitudes consideradas son proporcionales a la cantidad de energía renovable ofertada. Los elevados valores de los coeficientes de determinación, R^2 , obtenidos en la regresión lineal (Tabla 3.11) permiten confirmar la apreciación anterior.

Tabla 3.11. 2008-2015. Coeficientes de la aproximación lineal de las variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos a la integración de energía renovable.

Magnitudes	Aproximación lineal $\Delta y = m \cdot \Delta E_R + n$		
	m	n	R^2
Variación total de la energía casada, ΔW_R (TWh)	0.19	0.25	0.9943
Variación media del precio, Δp_R (€/MWh)	-0.05	0.02	0.9999
Variación total del coste en el mercado, ΔC_R (M€)	-9.85	8.06	0.9990

Esta tabla también permite concluir que por cada TWh de oferta de energía renovable integrada a coste cero, a lo largo del periodo 2008-2015:

- El total de energía casada se incrementa 0.19 TWh

- el precio medio aritmético se reduce en 0.05 €/MWh y
- el coste total de la energía anual negociada en el mercado se reduce en 9.85 M€.

Como puede comprobarse, los resultados de los escenarios de integración de renovables permiten confirmar, plenamente y sin excepción alguna, las hipótesis de trabajo elaboradas a partir del modelo cualitativo lineal.

3.2. Ahorro o eficiencia energética

La Figura 3.8 muestra los resultados de precio y energía horaria casada en el mercado (OMIE) para todo el periodo 2008-2015, en un gráfico de contorno. En concreto muestra el precio horario (mapa de contorno-color) en función de la energía horaria casada y del porcentaje de energía demandada (casada) al precio máximo. Como puede verse, la cantidad de energía horaria casada en el periodo analizado se mueve entre los 12.40 GWh y los 45.75 GWh. Es razonable suponer que a mayor nivel de demanda, mayor valor de energía casada y mayor precio.

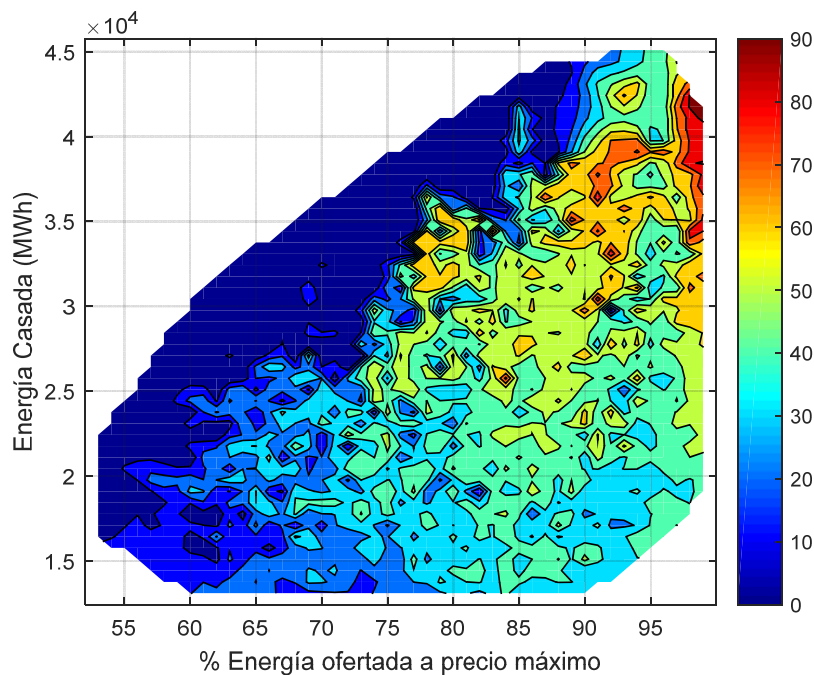


Figura 3.8. OMIE 2008-2015. Precio horario del mercado diario en función de la energía casada y de la energía demandada a precio máximo

Como se ha comentado, la curva de demanda consta también de una parte plana, en este caso a precio máximo, y una parte escalonada, dotada de cierta pendiente. El cómo sea la composición de esa demanda está relacionado con el nivel de precios.

La Figura 3.8 permite apreciar que para un valor dado de energía casada, conforme crece el porcentaje de energía casada a precio máximo, crece el nivel de precios (los colores pasan de azul a anaranjados o rojos). Si la participación del tramo de demanda a precio máximo supera el 90 % de la demanda casada, el precio alcanza un valor medio de aproximadamente 56 €/MWh. Si, además, la energía casada se sitúa entre los 30 y los 42 GWh (zonas de colores rojos y anaranjados) los precios se sitúan sobre los 70 €/MWh.

Por debajo de un valor de energía casada de 25 GWh se puede apreciar una zona de precios bajos y medios (color azul o turquesa). En esta área, el precio medio se sitúa por debajo de los 41 €/MWh.

La zona diagonal superior en azul intenso (precio bajo) de la Figura 3.8 muestra que mientras se mantenga una cierta proporcionalidad entre el porcentaje de energía ofertada a precio máximo y la energía casada (zonas de azul intenso), el precio es bajo.

En los próximos apartados se va a proceder a analizar escenarios con reducciones de la demanda más bien pequeñas y que resultarían posibles de conseguir en la práctica. En primer lugar se estudiará de forma cualitativa, empleándose el método cualitativo lineal, descrito anteriormente para, posteriormente, cuantificar y confirmar los resultados obtenidos usando el método de continuación y desplazamiento de las curvas.

3.2.1. Análisis cualitativo lineal

Los consumidores que aplican programas de ahorro y eficiencia energéticos pueden beneficiarse de una reducción en su factura eléctrica fundamentalmente debido a la reducción en la demanda de energía. Si a una hora h se reduce la demanda de energía en una cierta cantidad, ΔE_{Eh} , como consecuencia de una política de ahorro o eficiencia energéticos, se produce un desplazamiento de la curva de demanda hacia la izquierda. La Figura 3.9 muestra las curvas de oferta y demanda para una hora punta de un día laborable de invierno (martes, 10 de febrero de 2015). En ella puede verse cómo al reducirse la demanda de energía en una cierta cantidad, ΔE_{Eh} , se produce una apreciable reducción, respecto del caso base, tanto del precio, $p_{Lh} = p_h - \Delta p_h$, como de la energía, $W_E = W_i - \Delta W$. La rigidez de la demanda hace que esta variación sea casi igual (aunque ligeramente inferior) que la cantidad de demanda retirada del mercado ($\Delta W \approx \Delta E_E$). Esta aproximación permitirá estimar los sentidos de las variaciones de otras magnitudes.

Para este caso, la nueva cantidad de energía diaria, W_{Ed} , negociada en el mercado resulta:

$$W_{Ed} = \sum_{h=1}^{24} W_{Eh} = \sum_{h=1}^{24} W_h - \Delta W_h (\Delta E_{Eh}) = W_d - \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h (\Delta E_{Eh}) < W_d$$

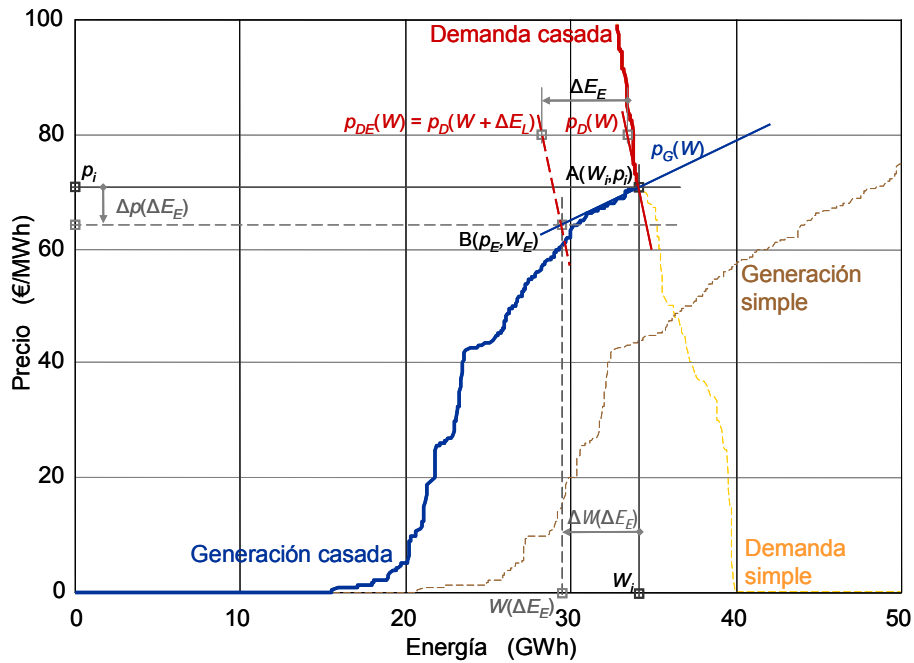


Figura 3.9. Curvas de generación y demanda casadas a la hora pico (20:00 h) del 10 de febrero de 2015. Estimación lineal del nuevo punto de casación del mercado debido a una reducción de la demanda derivada del ahorro y la eficiencia energética.

En consecuencia, el valor medio de la energía horaria (potencia) a lo largo del día es:

$$\begin{aligned}
 W_{Emedio} &= \frac{W_{Ed}}{24} = \sum_{h=1}^{24} W_{Eh} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} W_h - \Delta W_h(\Delta E_{Eh}) = \frac{W_d}{24} - \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h(\Delta E_{Eh}) \\
 &= W_{Emedio} - \Delta W_{Emedio} < W_{medio}
 \end{aligned}$$

El coste de la energía negociada en el día puede expresarse como la suma de los costes de la energía de cada una de las horas del día:

$$\begin{aligned}
 C_{Ed} &= \sum_{h=1}^{24} p_{Eh} W_{Eh} = \sum_{h=1}^{24} (p_h - \Delta p_{Eh})(W_h - \Delta W_h(\Delta E_{Eh})) \\
 &\approx C_d - \sum_{h=1}^{24} p_h \Delta W_h(\Delta E_{Eh}) - \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_{Eh} < C_d
 \end{aligned}$$

En consecuencia, el coste diario con ahorro de energía, C_{Ed} , es menor que el correspondiente al caso base, C_d , ya que el primer término corresponde al coste diario del caso base, sin ahorro energético, mientras que tanto el segundo como el tercer término son negativos ($C_{Ed} < C_d$).

El valor medio del coste horario a lo largo del día, C_{Emedio} es:

$$\begin{aligned}
C_{Emedio} &= \frac{C_{Ed}}{24} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} p_{Eh} W_{Eh} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} (p_h - \Delta p_{Eh})(W_h - \Delta W_h(\Delta E_{Eh})) \\
&= \frac{C_d}{24} - \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} p_h \Delta W_h(\Delta E_{Eh}) - \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_{Eh} < \frac{C_d}{24} = C_{medio}
\end{aligned}$$

Esto permite expresar el precio medio diario ponderado, p_{Empd} , como el cociente entre el coste diario total, C_{Ed} , y la energía diaria total, W_{Ed} :

$$\begin{aligned}
p_{Empd} &= \frac{C_{Ed}}{W_{Ed}} = \frac{\sum_{h=1}^{24} p_{Eh} W_{Eh}}{\sum_{h=1}^{24} W_{Eh}} = \frac{\sum_{h=1}^{24} (p_h - \Delta p_h)(W_h - \Delta W_h(\Delta E_{Eh}))}{\sum_{h=1}^{24} W_h - \Delta W_h(\Delta E_{Eh})} \\
&= \frac{C_d - \sum_{h=1}^{24} p_h \Delta W_h(\Delta E_{Eh}) - \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_{Eh}}{W_d - \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h(\Delta E_{Eh})}
\end{aligned}$$

Expresión en la que de nuevo se han despreciado los productos de incrementos. Para ver el signo de la variación, puede considerarse el hecho de que la disminución relativa del numerador es mayor que la del denominador, ya que el numerador disminuye tanto por el precio como por la energía, mientras que el denominador solo disminuye por la energía, siendo las variaciones relativas de precio y energía aproximadamente iguales.

$$p_{Empd} = \frac{C_{Ed}}{W_{Ed}} = \frac{C_d - \sum_{h=1}^{24} p_h \Delta W_h(\Delta E_{Eh}) - \sum_{h=1}^{24} W_h \Delta p_h}{W_d - \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h(\Delta E_{Eh})} \leq \frac{C_d}{W_d} = p_{mpd}$$

El recorte de una cierta cantidad de ofertas de demanda a precio máximo implica como resultado un desplazamiento hacia la izquierda de la curva de demanda inicial. La aproximación lineal de esta nueva de demanda $p_{DE} = p_{DE}(W)$, es mostrada en la Figura 3.9 como una línea recta paralela a la curva de demanda primitiva y por lo tanto:

$$p_{DE}(W) = p_D(W + \Delta E_E) \approx p_{Di} + m_D(W + \Delta E_E) = p_{Di} + m_D \Delta E_E + m_D W = p_{DEi} + m_D W$$

Donde:

$$p_{DEi} = p_{Di} + m_D \Delta E_E = p_i - m_D(W_i - \Delta E_E)$$

Ahora, el nuevo precio de casación y la energía casada (B en la Figura 3.9) puede obtenerse igualando la nueva (reducida) curva de demanda con la curva primitiva de generación.

La Tabla 3.12 resume las expresiones del análisis lineal del escenario de eficiencia, así como los resultados correspondientes a las horas de pico y valle del día 10 de febrero de 2015 (Tabla 3.2).

Tabla 3.12. Resultados del análisis lineal del escenario de ahorro y eficiencia energética para las horas pico y valle del martes, día 10 de febrero de 2015

Magnitudes	Expresiones	20:00 h Hora pico	04:00 h Hora valle
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(\Delta E_E)}{\Delta E_E} \approx \frac{m_D}{m_G - m_D} < 0$	-0.91	-0.71
Variación relativa del precio de casación (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p_E(\Delta E_E)}{\Delta E_E} \approx \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} < 0$	$-1.27 \cdot 10^{-3}$	$-2.07 \cdot 10^{-3}$
Variación relativa del coste del mercado (€/MWh)	$\frac{\Delta C(\Delta E_E)}{\Delta E_E} \approx \frac{(W_i m_G + p_i) m_D}{m_G - m_D} \ll 0$	-107.69	-30.74

A partir del análisis lineal permite establecer que:

- La reducción de energía casada en el pico es mayor que la que se produce en el valle.
- La reducción del precio en las horas pico es menor que la de las horas valle.
- La reducción del coste de la energía negociada en el valle es menor que la del pico.

Merece la pena señalar que, debido a que la pendiente de la demanda es menor (en valor absoluto) que la pendiente de la curva de generación ($0 < m_G \ll |m_D|$), la reducción en la energía casada resulta similar (algo menor) a la energía ahorrada en las ofertas de demanda. De forma que:

$$0 > \frac{\Delta W(\Delta E_L)}{\Delta E_L} \approx \frac{m_D}{m_G - m_D} > -1$$

Como consecuencia, la reducción de una cierta cantidad de las ofertas de demanda como resultado de una cierta mejora de la eficiencia de los consumidores, ΔE_E , hace que el operador del mercado deje fuera casi la misma cantidad de ofertas de generación, $W_E(\Delta E_E) \approx \Delta E_E$, y esto conduce a una reducción del precio de casación y del volumen de energía casada proporcional a la cantidad de energía ahorrada en las ofertas de energía. Esta es la base del efecto de la ordenación por mérito en el caso de la eficiencia energética el cual es muy similar a su simétrico renovable.

3.2.2. Ahorro y eficiencia energética: Resultados

Como se indicó anteriormente, a fin de poder realizar una comparación directa de los efectos en el mercado de la integración de renovables con los de ahorro y eficiencia energética se han considerado parejas de escenarios en los que la cantidad oferta de energía renovable integrada corresponde exactamente a la cantidad de demanda evitada (por ahorro o por mejora de la eficiencia).

La Tabla 3.13 y la Figura 3.10 muestran los resultados anuales correspondientes a los escenarios de ahorro y eficiencia E1I a E3I (parejas de los de integración de renovables R1I a R3I), a lo largo del periodo 2008-2015. En concreto la Tabla 3.13 muestra los resultados anuales de energía casada, el precio aritmético medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios E1I a E3I.

Análogamente, la Tabla 3.14 y la Figura 3.11 resumen los resultados correspondientes a los escenarios de eficiencia E1 a E3 (correspondientes a los R1 a R3). Más específicamente, la Tabla 3.14 muestra los resultados anuales de energía casada, el precio aritmético medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios E1 a E3.

En términos generales puede observarse lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios y años considerados puede observarse que se produce una reducción de la energía casada del mismo orden que la energía retirada tal y como se adelantó con el análisis lineal. La disminución de la energía negociada resulta, por tanto, aproximadamente proporcional a la cantidad de energía de la demanda retirada.

Para los escenarios E1I a E3I la menor reducción se produjo en 2008 y la mayor en 2013.

En los escenarios E1 a E3 la menor reducción se produjo en 2015 mientras que la mayor se dio en 2008.

- *Precio.* En la totalidad de los escenarios y años analizados se produce una reducción del precio medio aritmético

Para los escenarios E1I a E3I, las menores reducciones en el precio medio se producen en 2011 y 2012, mientras que 2013 es el año con la mayor reducción de precio.

Para el caso de los escenarios E1 a E3, la menor reducción del precio medio se produce en 2015, y la mayor en 2010.

- *Coste.* En todos los escenarios y años considerados, sin excepción, se produce una reducción generalizada del coste de la energía negociada en el mercado.

En los escenarios E1I a E3I la menor reducción del coste se produce en el año 2011 y la mayor reducción en los últimos años, del 2013 al 2015.

En el caso de los escenarios E1 a E3, la menor reducción se produce en 2015 y la mayor reducción en el año 2010.

Tabla 3.13. 2008-2015. Evolución anual de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de eficiencia E1I a E3I

		Energía casada					
Año	Caso base (TWh)	E1I		E2I		E3I	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2008	246.66	246.56	-0.04	246.38	-0.11	246.09	-0.23
2009	231.05	230.93	-0.05	230.72	-0.14	230.38	-0.29
2010	221.13	221.03	-0.05	220.84	-0.13	220.52	-0.28
2011	213.88	213.78	-0.05	213.60	-0.13	213.31	-0.27
2012	223.89	223.82	-0.03	223.67	-0.10	223.41	-0.22
2013	229.33	229.16	-0.07	228.92	-0.18	228.51	-0.36
2014	221.06	220.93	-0.06	220.72	-0.16	220.37	-0.31
2015	226.06	225.92	-0.06	225.71	-0.16	225.34	-0.32
		Precio medio					
Año	Caso base (€/MWh)	E1I		E2I		E3I	
		(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)	(M€)	(%)
2008	64.43	64.37	-0.09	64.27	-0.25	64.11	-0.50
2009	36.96	36.91	-0.13	36.84	-0.32	36.71	-0.67
2010	37.01	36.95	-0.16	36.87	-0.38	36.73	-0.74
2011	49.93	49.891	-0.07	49.84	-0.18	49.74	-0.37
2012	47.23	47.19	-0.09	47.13	-0.23	47.01	-0.48
2013	44.26	44.16	-0.22	44.02	-0.54	43.78	-1.08
2014	42.13	42.05	-0.20	41.93	-0.47	41.75	-0.91
2015	50.32	50.24	-0.17	50.14	-0.37	49.96	-0.72
		Coste de la energía negociada en el mercado					
Año	Caso base (M€)	E1I		E2I		E3I	
		(M€)	(%)	(M€)	(%)	(M€)	(%)
2008	16272	16256	-0.09	16220	-0.32	16162	-0.68
2009	8801	8792	-0.10	8766	-0.39	8722	-0.89
2010	8452	8443	-0.11	8417	-0.42	8374	-0.92
2011	10894	10890	-0.03	10869	-0.23	10833	-0.55
2012	10892	10893	0.01	10869	-0.21	10828	-0.59
2013	10223	10194	-0.28	10152	-0.70	10080	-1.40
2014	9346	9323	-0.25	9290	-0.60	9236	-1.18
2015	11662	11639	-0.20	11606	-0.48	11549	-0.98

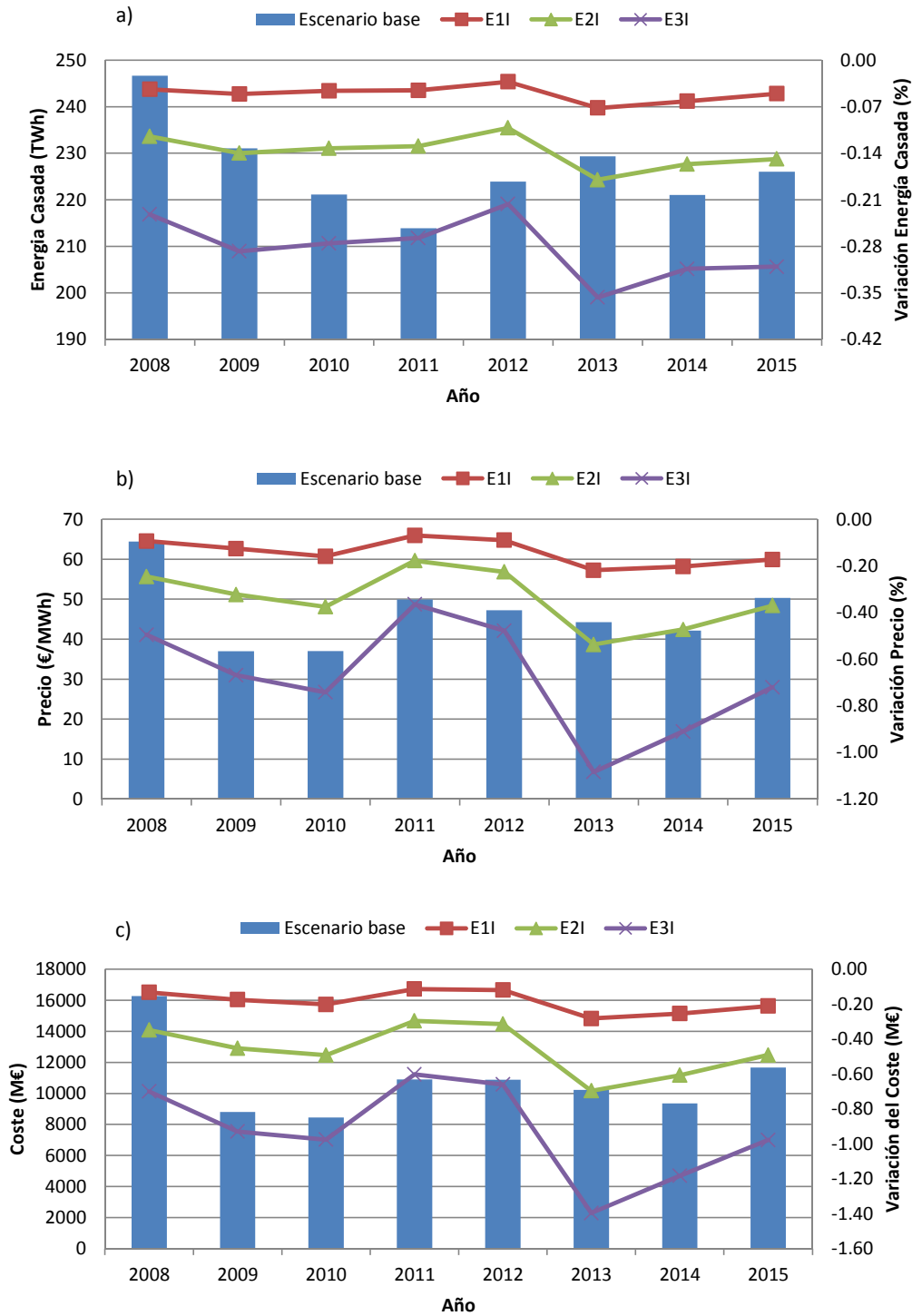


Figura 3.10. 2008-2015. Variación anual de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de eficiencia E1I a E3I

Tabla 3.14. 2008-2015. Evolución anual de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de eficiencia E1 a E3

		Energía casada					
Año	Caso base (TWh)	E1		E2		E3	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2008	246.66	245.66	-0.41	244.65	-0.82	242.65	-1.63
2009	231.05	230.13	-0.40	229.20	-0.80	227.37	-1.59
2010	221.13	220.30	-0.38	219.44	-0.76	217.76	-1.52
2011	213.88	213.07	-0.38	212.25	-0.76	210.62	-1.52
2012	223.89	223.17	-0.32	222.43	-0.65	220.97	-1.31
2013	229.33	228.63	-0.30	227.95	-0.60	226.59	-1.19
2014	221.06	220.41	-0.29	219.76	-0.59	218.46	-1.18
2015	226.06	225.41	-0.28	224.76	-0.57	223.47	-1.14
		Precio medio					
Año	Caso base (€/MWh)	E1		E2		E3	
		(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)
2008	64.43	63.89	-0.83	63.34	-1.68	62.27	-3.35
2009	36.96	36.64	-0.88	36.29	-1.82	35.63	-3.59
2010	37.01	36.66	-0.94	36.28	-1.97	35.56	-3.92
2011	49.93	49.72	-0.41	49.46	-0.94	48.94	-1.97
2012	47.23	46.98	-0.54	46.63	-1.28	45.95	-2.71
2013	44.26	43.89	-0.84	43.53	-1.66	42.82	-3.26
2014	42.13	41.80	-0.79	41.48	-1.54	40.86	-3.03
2015	50.32	50.03	-0.58	49.74	-1.16	49.16	-2.31
		Coste de la energía negociada en el mercado					
Año	Caso base (M€)	E1		E2		E3	
		(M€)	(%)	(M€)	(%)	(M€)	(%)
2008	16272	16065	-1.27	15858	-2.54	15455	-5.02
2009	8801	8682	-1.35	8560	-2.73	8333	-5.32
2010	8452	8332	-1.42	8209	-2.88	7975	-5.65
2011	10894	10803	-0.83	10703	-1.75	10508	-3.54
2012	10892	10792	-0.92	10675	-1.99	10448	-4.08
2013	10223	10102	-1.18	9984	-2.34	9754	-4.59
2014	9346	9243	-1.11	9142	-2.18	8945	-4.29
2015	11662	11561	-0.87	11460	-1.73	11259	-3.46

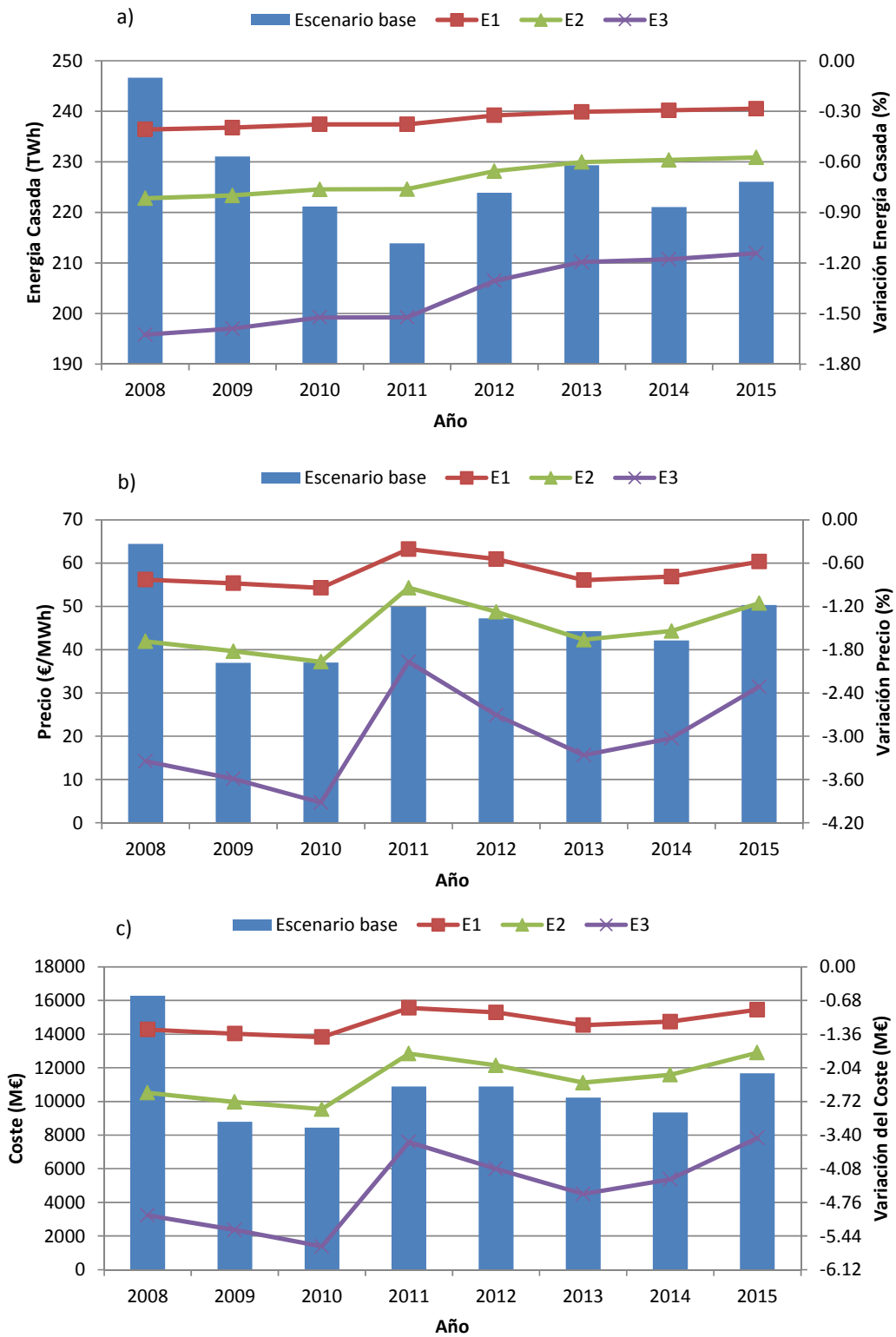


Figura 3.11. 2008-2015. Variación anual de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de eficiencia E1 a E3

La Tabla 3.15 muestra los valores medios para todo el periodo 2008-2015, correspondientes a las variaciones medias anuales de la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado; todo ello en función de la oferta de compra evitada por ahorro y eficiencia.

Tabla 3.15. 2008-2015. Valores medios anuales de la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado, en los escenarios de ahorro y eficiencia

Magnitudes	Uds.	Escenario E1I	Escenario E2I	Escenario E3I
		$\Delta E_{1I} = 0.20$ TWh/a (2 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Egci} = \Delta E_{1I}$	$\Delta E_{2I} = 0.49$ TWh/a (5 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Egci} = \Delta E_{2I}$	$\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a (10 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Egci} = \Delta E_{3I}$
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	-113.81	-311.89	-639.33
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-0.06	-0.15	-0.31
$\Delta p_p(\Delta E)$	€/MWh	-0.062	-0.149	-0.298
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-19.56	-48.68	-97.86
Magnitudes	Uds.	Escenario E1	Escenario E2	Escenario E3
		$\Delta E_1 = 0.98$ TWh/a (0.5 % peq. cons.) $\Delta E_{Epc} = \Delta E_1$	$\Delta E_2 = 1.96$ TWh/a (1 % peq. cons.) $\Delta E_{Epc} = \Delta E_2$	$\Delta E_3 = 3.92$ TWh/a (2 % peq. cons.) $\Delta E_{Epc} = \Delta E_3$
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	-784.80	-1577.38	-3145.16
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-0.33	-0.69	-1.38
$\Delta p_p(\Delta E)$	€/MWh	-0.37	-0.36	-0.75
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-120.13	-243.84	-483.29
2008-2015	V. medios	$W = 227$ TWh/año	$p = 46.53$ €/MWh	$C = 10818$ M€/año

Para todo el intervalo 2008-2015 en su conjunto, los resultados de los escenarios de ahorro y eficiencia consignados en la tabla, en pleno acuerdo con lo adelantado por el análisis cualitativo lineal, permiten indicar lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios analizados puede constatarse que se produce una reducción de la energía casada. La reducción de la energía negociada en el mercado resulta sensiblemente proporcional a la cantidad de oferta de compra evitada.
- *Precio.* En todos los escenarios se produce una reducción del precio horario medio aritmético. La reducción del precio medio aritmético aumenta casi linealmente con la cantidad de oferta de compra evitada.
- *Coste.* En la totalidad de escenarios estudiados se reduce el coste de la energía negociada en el mercado. La reducción del coste de la energía en el mercado aumenta en proporción a la cantidad de oferta de compra evitada, aproximadamente.

También puede comprobarse que los resultados correspondientes a los escenarios E3I y E1 son muy próximos, siendo los del E3I algo mayores, en valor absoluto, a los del E1. Esto es debido, simplemente, a que las cantidades de energía ofertadas

en ambos ($\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a, $\Delta E_I = 0.98$ TWh/a) se eligieron expresos casi iguales.

La Tabla 3.16 recoge los valores de las tasas de variación media anual por unidad de oferta de compra evitada por ahorro y eficiencia de: la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado. La tabla muestra que, los respectivos valores de cada una de las tasas son similares para los distintos escenarios.

Tabla 3.16. 2008-2015. Tasa de variación con respecto a la energía bombeada de: la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado.
Escenarios de ahorro y eficiencia

Magnitudes	Uds.	Escenario E1I	Escenario E2I	Escenario E3I
		$\Delta E_{1I} = 0.20$ TWh/a (2 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Egci} = \Delta E_{1I}$	$\Delta E_{2I} = 0.49$ TWh/a (5 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Egci} = \Delta E_{2I}$	$\Delta E_{3I} = 0.99$ TWh/a (10 % gran cons. ind.) $\Delta E_{Egci} = \Delta E_{3I}$
$\Delta W/\Delta E$	-	-0.58	-0.63	-0.65
$\Delta p/\Delta E$	€/MWh ²	$-2.84 \cdot 10^{-3}$	$-2.74 \cdot 10^{-3}$	$-2.74 \cdot 10^{-3}$
$\Delta C/\Delta E$	€/MWh	-98.95	-98.52	-99.02
Magnitudes	Uds.	Escenario E1	Escenario E2	Escenario E3
		$\Delta E_I = 0.98$ TWh/a (0.5 % peq. cons.) $\Delta E_{Epc} = \Delta E_I$	$\Delta E_2 = 1.96$ TWh/a (1 % peq. cons.) $\Delta E_{Epc} = \Delta E_2$	$\Delta E_3 = 3.92$ TWh/a (2 % peq. cons.) $\Delta E_{Epc} = \Delta E_3$
$\Delta W/\Delta E$	-	-0.80	-0.80	-0.80
$\Delta p/\Delta E$	€/MWh ²	$-2.97 \cdot 10^{-3}$	$-3.09 \cdot 10^{-3}$	$-3.09 \cdot 10^{-3}$
$\Delta C/\Delta E$	€/MWh	-122.46	-124.28	-123.16
2008-15	V. medios	$W = 227$ TWh/año	$p = 46.53$ €/MWh	$C = 10818$ M€/año

La Tabla 3.17 y la Figura 3.12 resumen los resultados correspondientes al conjunto de escenarios de ahorro o eficiencia energética E1I a E3I y E1 a E3, a lo largo del periodo 2008-2015 completo.

Tabla 3.17. 2008-2015. Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de ahorro o eficiencia energética

Magnitudes	E1I	E2I	E3I	E1	E2	E3
Energía total introducida, ΔE_R (TWh)	1.58	3.95	7.91	7.85	15.70	31.39
Variación de la energía casada, ΔW_R (TWh)	-0.93	-2.51	-5.13	-6.28	-12.62	-25.16
Variación media del precio, Δp_R (€/MWh)	-0.03	-0.13	-0.29	-0.33	-0.69	-1.38
Variación del coste del mercado, ΔC_R (M€)	-13.87	-44.19	-94.69	-120.13	-243.84	-483.29

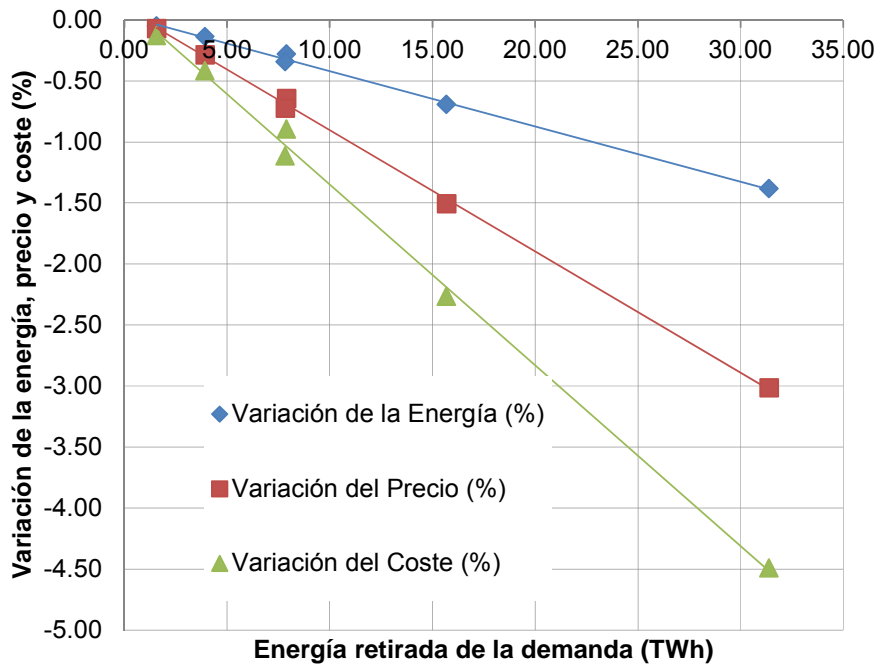


Figura 3.12. 2008-2015. Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de ahorro o eficiencia energética

Los resultados consignados en la tabla muestran que en cada uno de los escenarios analizados, las reducciones tanto de la energía casada, del precio medio y del coste de la energía negociada en el mercado, resultan aproximadamente proporcionales a la cantidad de oferta de compra de energía evitada. Todo lo cual confirma lo previsto por el modelo cualitativo lineal.

Finalmente, la Tabla 3.18 muestra los coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado, con la cantidad de energía retirada de la demanda.

Tabla 3.18. 2008-2015. Coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado, en función de la oferta de compra evitada debido al ahorro o eficiencia energética

Magnitudes	Aproximación lineal $\Delta y = m \cdot \Delta E_R + n$		
	m	n	R^2
Coefficientes de la regresión			
Variación total de la energía casada, ΔW_R (TWh)	-0.82	0.61	0.9976
Variación media del precio, Δp_R (€/MWh)	-0.05	0.04	0.9999
Variación total del coste en el mercado, ΔC_R (M€)	-15.95	15.15	0.9981

La Figura 3.12 muestra claramente que las variaciones de las magnitudes consideradas son proporcionales a la cantidad de energía renovable ofertada. Los elevados valores de los coeficientes de determinación, R^2 , obtenidos en la regresión lineal, permiten confirmar la apreciación anterior.

Esta última tabla también permite concluir que por cada TWh de oferta de compra evitada, a lo largo del periodo 2008-2015:

- El total de energía casada se reduce 0.82 TWh
- el precio medio aritmético se reduce en 0.05 €/MWh y
- el coste total de la energía anual negociada en el mercado se reduce 15.95 M€.

Como puede comprobarse, los resultados globales de los escenarios de ahorro y eficiencia permiten confirmar, plenamente y sin excepción alguna, las hipótesis de trabajo elaboradas a partir del modelo cualitativo lineal.

3.3. Comparación entre renovables y ahorro y eficiencia energética

El método lineal permite realizar una comparación cualitativa, rápida y sencilla, de los efectos producidos en el mercado tras la introducción de generación renovable adicional o la reducción de la demanda, tras el establecimiento de medidas de ahorro energético o eficiencia energética.

En la Tabla 3.19 se muestra las expresiones de las variaciones relativas de las principales magnitudes, así como una estimación para las horas pico y valle del martes, 10 de febrero de 2015. En dicha tabla es posible observar que:

- *Energía.* La reducción de la energía casada en el escenario de ahorro y eficiencia es mucho mayor que el incremento que se produce en el caso de renovables. Esto es debido a que esta variación depende, principalmente, de la pendiente de la generación, en el caso de las renovables; y de la pendiente de la demanda, en el caso de ahorro y eficiencia. Esto, junto con el hecho de que la pendiente de la demanda es, en términos absolutos, mucho mayor que la de generación, hace que la reducción de la energía casada en el escenario de ahorro y eficiencia sea mucho mayor que el incremento en su simétrico renovable.
 - La diferencia en la reducción de la energía casada es mayor en el valle que en el pico
- *Precio.* No existen diferencias en la reducción del precio de casación que se produce en ambos escenarios.

Tabla 3.19. Modelo cualitativo lineal. Comparación de las variaciones de la energía casada, el precio y el coste de la energía negociada en el mercado derivados de la integración de cierta oferta de energía renovable, ΔE_R , y de la reducción de una cierta cantidad de la demanda debido a la mejora de la eficiencia energética, ΔE_E . Valores correspondientes al martes, 10 de febrero de 2015)

Magnitudes	Comparación Renovables - Eficiencia	20:00 h Hora pico	04:00 h Hora valle
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(\Delta E_R = \Delta E)}{\Delta W(\Delta E_E = \Delta E)} \approx \frac{m_G}{m_D} < 0$	-0.10	-0.40
Variación relativa del precio de casación	$\frac{\Delta p_R(\Delta E_R = \Delta E)}{\Delta p_E(\Delta E_E = \Delta E)} \approx \frac{m_G m_D}{m_G - m_D} \frac{m_G - m_D}{m_G m_D} = 1$	1.00	1.00
Variación relativa del coste de la energía casada	$\frac{\Delta C(\Delta E_R = \Delta E)}{\Delta C(\Delta E_E = \Delta E)} \approx \frac{(W_i m_D + p_i) m_G}{(W_i m_G + p_i) m_D} < 1$	0.57	1.13
Variación relativa de la suma de la energía casada	$\frac{\Delta W(\Delta E_R = \Delta E) - \Delta W(\Delta E_E = \Delta E)}{\Delta E} \approx \frac{m_G - m_D}{m_G - m_D} = 1$	1.00	1.00

- *Coste.* La reducción del coste de la energía casada también resulta menor en el caso del escenario de ahorro y eficiencia que en el renovable. La razón también radica en las pendientes y en la dependencia de la pendiente de la curva de generación, para el caso de renovables, frente a la dependencia de la pendiente de la curva de la demanda en el caso de ahorro.
 - La diferencia en la reducción del coste de la energía en el mercado a favor del caso de ahorro y eficiencia es más acusada en el valle que en el pico.

La Tabla 3.20 muestra los valores medios, para todo el periodo 2008-2015, correspondientes a las variaciones anuales de la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado, en los escenarios de renovables y de ahorro y eficiencia.

Considerando todo el intervalo 2008-2015 en su conjunto, la comparación de los resultados consignados en la tabla, en pleno acuerdo con lo adelantado por el análisis cualitativo lineal, permiten indicar lo siguiente:

- *Energía.* La reducción de la energía casada en el escenario de ahorro y eficiencia es mucho mayor que el incremento que se produce en el caso de renovables.

En los escenarios 1 a 3, la reducción de la energía casada en el escenario de ahorro y eficiencia es casi cuatro veces mayor que el incremento que se

produce en el caso de renovables, mientras que el factor se reduce a unas dos veces en los escenarios 1I a 3I.

Tabla 3.20. 2008-2015. Valor medio de las variaciones de la energía casada anual, el precio horario de casación y el coste del mercado.

Gran consumidor industrial	Unidades	Escenario E1I-R1I $\Delta E_{1I} = 2\%$ Demanda (0.20 TWh/a)		Escenario E2I-R2I $\Delta E_{2I} = 5\%$ Demanda (0.49 TWh/a)		Escenario E3I-R3I $\Delta E_{3I} = 10\%$ Demanda (0.99 TWh/a)	
		Ahorro ΔE_{E1I}^*	Renovable ΔE_{R1I}^*	Ahorro ΔE_{E2I}^*	Renovable ΔE_{R2I}^*	Ahorro ΔE_{E3I}^*	Renovable ΔE_{R3I}^*
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	-113.81	64.04	-311.89	133.09	-639.33	251.50
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-0.06	-0.072	-0.15	-0.175	-0.31	-0.352
$\Delta p_p(\Delta E)$	€/MWh	-0.06	-0.072	-0.15	-0.176	-0.30	-0.353
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-19.56	-13.38	-48.68	-33.47	-97.86	-68.06
Pequeño consumidor	Unidades	Escenario E1-R1 $\Delta E_1 = 0.5\%$ Demanda (0.98 TWh/a)		Escenario E2-R2 $\Delta E_2 = 1\%$ Demanda (1.96 TWh/a)		Escenario E3-R2 $\Delta E_3 = 2\%$ Demanda (3.92 TWh/a)	
		Ahorro ΔE_{E1}^*	Renovable ΔE_{R1}^*	Ahorro ΔE_{E2}^*	Renovable ΔE_{R2}^*	Ahorro ΔE_{E3}^*	Renovable ΔE_{R3}^*
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	-784.80	196.21	-1577.38	384.64	-3145.16	778.88
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-0.33	-0.33	-0.69	-0.69	-1.38	-1.38
$\Delta p_p(\Delta E)$	€/MWh	-0.37	-0.36	-0.75	-0.74	-1.49	-1.48
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-120.13	-73.12	-243.84	-150.56	-483.29	-299.60
2008-2015 Valor medio		$W = 224$ TWh/año		$p = 46.53$ €/MWh		$C = 10818$ M€/año	

* $\Delta E_R = \Delta E_E = \Delta E$

- *Precio.* No existen diferencias importantes en la reducción del precio de casación que se produce en los escenarios de ahorro o de renovables.
 - En los escenarios 1 a 3, las reducciones de precio coinciden totalmente, mientras que en los escenarios 1I a 3I las reducciones de precio en los escenarios renovables R1I a R3I resultan ligeramente superiores a los de ahorro y eficiencia E1I a E3I
- *Coste.* La reducción del coste de la energía negociada en el mercado resulta mayor en el caso del escenario de ahorro y eficiencia que en el renovable.

La Tabla 3.21 recoge los valores de las tasas de variación media anual de: la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado.

Tabla 3.21. 2008-2015. Valores medios de las variaciones por unidad de energía ahorrada o introducida con renovables de la energía casada, el precio horario de casación y el coste del mercado

Gran consumidor industrial	Unidades	Escenario E1I-R1I $\Delta E_{1I} = 2\%$ Demanda (0.20 TWh/a)		Escenario E2I-R2I $\Delta E_{2I} = 5\%$ Demanda (0.49 TWh/a)		Escenario E3I-R2I $\Delta E_{3I} = 10\%$ Demanda (0.99 TWh/a)	
		Ahorro ΔE_{E1I}^*	Renovable ΔE_{R1I}^*	Ahorro ΔE_{E2I}^*	Renovable ΔE_{R2I}^*	Ahorro ΔE_{E3I}^*	Renovable ΔE_{R3I}^*
$\Delta W(\Delta E)/\Delta E$	-	-0.58	0.32	-0.63	0.27	-0.65	0.25
$\Delta p(\Delta E)/\Delta E$	€/MWh ²	$-2.84 \cdot 10^{-3}$	$-3.19 \cdot 10^{-3}$	$-2.74 \cdot 10^{-3}$	$-3.10 \cdot 10^{-3}$	$-2.74 \cdot 10^{-3}$	$-3.12 \cdot 10^{-3}$
$\Delta C(\Delta E)/\Delta E$	€/MWh	-98.95	-67.69	-98.52	-67.74	-99.02	-68.87
Pequeño consumidor	Unidades	Escenario E1-R1 $\Delta E_1 = 0.5\%$ Demanda (0.98 TWh/a)		Escenario E2-R2 $\Delta E_2 = 1\%$ Demanda (1.96 TWh/a)		Escenario E3-R3 $\Delta E_3 = 2\%$ Demanda (3.92 TWh/a)	
		Ahorro ΔE_{E1}^*	Renovable ΔE_{R1}^*	Ahorro ΔE_{E2}^*	Renovable ΔE_{R2}^*	Ahorro ΔE_{E3}^*	Renovable ΔE_{R3}^*
$\Delta W(\Delta E)/\Delta E$	-	-0.80	0.20	-0.80	0.20	-0.80	0.20
$\Delta p(\Delta E)/\Delta E$	€/MWh ²	$-2.97 \cdot 10^{-3}$	$-2.97 \cdot 10^{-3}$	$-3.09 \cdot 10^{-3}$	$-3.09 \cdot 10^{-3}$	$-3.09 \cdot 10^{-3}$	$-3.09 \cdot 10^{-3}$
$\Delta C(\Delta E)/\Delta E$	€/MWh	-122.46	-74.53	-124.28	-76.73	-123.16	-76.35
2008-2015	Valor medio	$W = 224$ TWh/año		$p = 46.53$ €/MWh		$C = 10818$ M€/año	

Considerando todo el intervalo 2008-2015 en su conjunto, la comparación de los resultados consignados en la tabla, en pleno acuerdo con lo adelantado por el análisis cualitativo lineal, permiten indicar lo siguiente:

- *Energía.* La tasa de reducción de la energía casada en el escenario de ahorro y eficiencia es mucho mayor que la de incremento que se produce en el caso de renovables.
 - En los escenarios 1 a 3, la reducción de la energía casada en el escenario de ahorro y eficiencia es cuatro veces mayor que el incremento que se produce en el caso de renovables, mientras que el factor se reduce a algo menos de dos veces en los escenarios 1I a 3I.
- *Precio.* Las tasas de reducción del precio en los escenarios renovables son iguales o superiores, en valores absolutos, a los de ahorro y eficiencia.
 - En los escenarios 1 a 3, las tasas de reducción de precio se mantienen prácticamente constantes y coinciden totalmente, mientras que en los escenarios 1I a 3I las tasas de reducción de precio en los escenarios renovables R1I a R3I resultan ligeramente superiores (valor absoluto) a los de ahorro y eficiencia E1I a E3I.

- *Coste.* La tasa de reducción del coste de la energía negociada en el mercado resulta mayor en el caso del escenario de ahorro y eficiencia que en el renovable.
 - La tasa de reducción del coste de la energía en el mercado es mayor (valor absoluto) en los escenarios 1 a 3 que en los 1I a 3I.

Desplazamiento de la Demanda y Almacenamiento

ESTE capítulo de la memoria se centra, principalmente, en el estudio de los potenciales efectos en el mercado (especialmente cantidad de energía negociada, precio y coste total de la energía negociada) de dos tipos de estrategias diferentes de gestión de la energía:

- Gestión de la demanda. Esta vez enfocado en el desplazamiento temporal de cargas y,
- Almacenamiento de energía
 - desde la generación (bombeo hidráulico) y
 - del lado de la demanda (baterías).

El almacenamiento de energía en el sistema eléctrico, aunque es característico de las centrales de bombeo y constituye un recurso típico de la generación, en realidad, también es un recurso a disposición de la demanda. De hecho, el desplazamiento temporal de la carga, que normalmente se lleva a cabo como un recurso mediante el que el consumidor (industrial o doméstico) gestiona el momento en el que conecta una determinada carga, también podría realizarse con ayuda de un dispositivo de almacenamiento (batería), sin tener que alterar sus pautas temporales de consumo. Para distinguir entre ambos casos en este trabajo se habla de almacenamiento en la generación y almacenamiento en la demanda o auto-almacenamiento.

Tanto en los casos de almacenamiento de la generación (bombeo) como en los de almacenamiento de la demanda es preciso considerar el rendimiento del ciclo completo de carga-descarga. Para el caso del almacenamiento en la generación se ha considerado un rendimiento de 0.7, que es un valor típico de una central de bombeo hidráulico. Para el almacenamiento en la demanda se ha considerado un rendimiento de 0.9, pensando en la utilización de dispositivos acumuladores de tipo baterías.

La Tabla 4.1 resume los casos estudiados. Los resultados que se presentan en este capítulo corresponden a situaciones en las que, o bien se actúa sobre la demanda (aumentando o disminuyendo el consumo en ciertas horas), o por el contrario se

actúa sobre la generación, aumentando la producción a precios bajos (únicamente en el caso del bombeo).

En todos los casos se ha actuado sobre las mismas tres horas pico y tres horas valle, a fin de que los resultados sean comparables directamente.

Tabla 4.1. Descripción de los escenarios desplazamiento de la demanda, almacenamiento en la generación (bombeo) y en la demanda (baterías) considerados

Desplazamiento demanda (PC)	Escenario D1	Escenario D2	Escenario D3
	$\Delta E_1 = 0.59$ TWh/a (2% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Dp} = \Delta E_1$ $\Delta E_{Dv} = \Delta E_1$	$\Delta E_2 = 1.47$ TWh/a (5% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Dp} = \Delta E_2$ $\Delta E_{Dv} = \Delta E_2$	$\Delta E_3 = 2.94$ TWh/a (10% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Dp} = \Delta E_3$ $\Delta E_{Dv} = \Delta E_3$
Bombeo ($\eta = 0.7$)	Escenario B1	Escenario B2	Escenario B3
	$\Delta E_1 = 0.59$ TWh/a (2% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Bp} = \eta \Delta E_1$ $\Delta E_{Bv} = \Delta E_1$	$\Delta E_2 = 1.47$ TWh/a (5% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Bp} = \eta \Delta E_2$ $\Delta E_{Bv} = \Delta E_2$	$\Delta E_3 = 2.94$ TWh/a (10% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Bp} = \eta \Delta E_3$ $\Delta E_{Bv} = \Delta E_3$
Batería ($\eta = 0.9$)	Escenario A1	Escenario A2	Escenario A3
	$\Delta E_1 = 0.59$ TWh/a (2% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Ap} = \eta \Delta E_1$ $\Delta E_{Av} = \Delta E_1$	$\Delta E_2 = 1.47$ TWh/a (5% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Ap} = \eta \Delta E_2$ $\Delta E_{Av} = \Delta E_2$	$\Delta E_3 = 2.94$ TWh/a (10% Demanda PC) 3 h. pico 3 h. valle $\Delta E_{Ap} = \eta \Delta E_3$ $\Delta E_{Av} = \Delta E_3$

Para los escenarios de desplazamiento temporal de la carga, los casos considerados son los siguientes:

- Ofertas de desplazamiento de compra de $\Delta E_{1-3} = 0.59$ TWh, 1.47 TWh y 2.94 TWh al año, desde las tres horas pico a las valle. Estas cantidades de energía corresponden al 2 %, 5 % y 10 % de la demanda horaria pico de los pequeños consumidores durante las tres horas pico que se desplazan a las tres horas valle.
- Para los escenarios con almacenamiento de energía, tanto desde la generación como desde la demanda, se ha considerado ofertas de almacenamiento con las mismas cantidades anuales de energía: $\Delta E_{1-3} = 0.59$ TWh, 1.47 TWh y 2.94 TWh.

En el caso de almacenamiento de la generación, estas cantidades corresponden a la oferta de compra de las tres horas valle (bombeo) que se ofertan como generación renovable (precio nulo) a las tres horas pico (turbinado), afectadas por le rendimiento del ciclo bombeo-turbinado.

Para el caso de almacenamiento en la demanda, estas cantidades corresponden a oferta de compra adicional en las tres horas valle (carga del

dispositivo) que luego se retiran de la demanda en las tres horas pico (descarga).

Como puede verse, en este capítulo se estudian los casos en los que se producen variaciones en la generación o la demanda que afectan únicamente a seis horas del día (tres horas pico y tres horas valle), a diferencia del capítulo anterior donde las variaciones en la generación o la demanda afectaban a todas las horas del día.

La Figura 4.1 muestra la evolución diaria del precio horario correspondiente a un día laborable de finales de invierno, concretamente al 18 de marzo de 2009, descargado de la página de OMIE, a fin de ilustrar la clasificación de las horas del día en horas pico u horas valle.

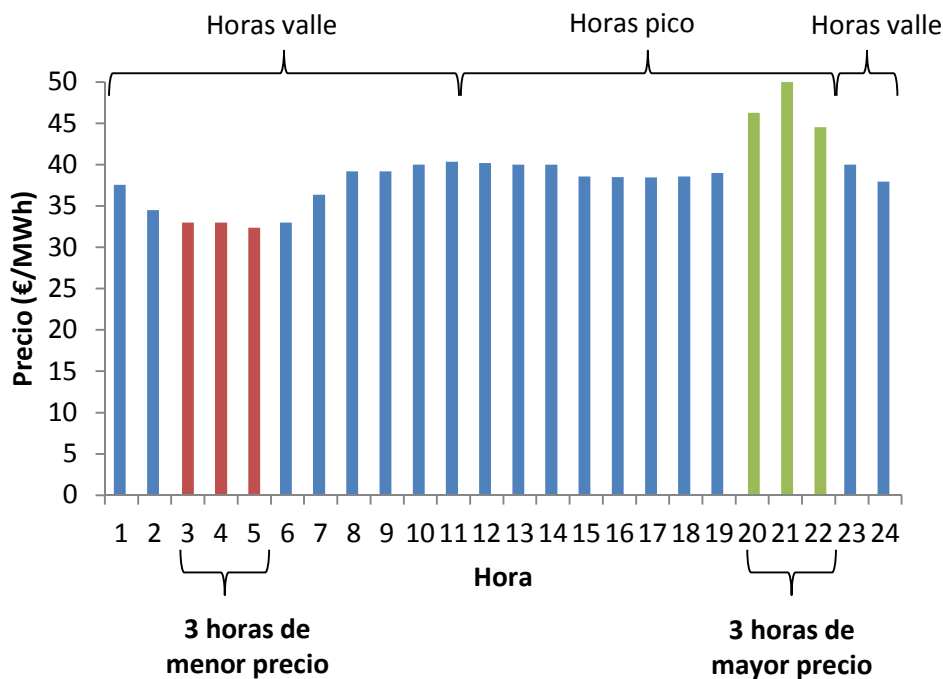


Figura 4.1. Variación del precio horario para el día 18/03/2009. Identificación de las horas pico y valle

En este sentido conviene señalar que, en España, durante el invierno, las horas punta del sistema se dan entre las 11:00 y 12:00 horas, por la actividad simultánea en empresas y en los hogares (uso de hornos y cocinas); o bien entre las 19:00 y 20:00 horas, por la confluencia entre actividad comercial y ocupación de los hogares. Sin embargo, en verano, las horas punta se producen en las horas centrales del día, coincidiendo con los momentos de mayor temperatura. Por ello, las tarifas con discriminación horaria que ofrecen las compañías comercializadoras consideran que el período punta comprende un total de 10 horas, que en invierno va de 12:00 h a 22:00 h, y en verano de 13:00 h a 23:00 h. El período valle comprende un total de 14 horas, que en invierno va de 22:00 h a 12:00 h, y en verano de 23:00 h a 13:00 h. El período invernal comienza a final de octubre y dura hasta finales de marzo, coincidiendo con los días en los que se

cambia la hora. En este estudio se ha considerado el criterio anterior para clasificar las horas en valle o pico. Además dentro del periodo punta se han elegido las tres horas de mayor precio y, dentro del periodo valle, las tres horas de menor precio. La Figura 4.1 se ilustra este procedimiento.

4.1. Desplazamiento de la demanda

En este apartado, al igual que en los casos de renovables y eficiencia del capítulo anterior, inicialmente se procederá a analizar de forma cualitativa el impacto que los escenarios de desplazamiento elegidos tendrán sobre el mercado. Con este análisis se establecerán una serie de hipótesis que serán luego contrastadas con la metodología de las curvas.

4.1.1. Análisis cualitativo lineal

Si se considera que para cada hora h el Operador del Mercado cierra el mercado con una cantidad de energía horaria W_h a un precio p_h , y que la energía total diaria es:

$$W_d = \sum_{h=1}^{24} W_h$$

Si se considera ahora una modificación del caso base anterior en el que una pequeña parte de la energía de la hora pico (ΔE_{Dp}) se retrasa a la hora valle. La Figura 4.2 muestra las curvas de oferta y demanda para las horas pico (20:00 h) y valle (04:00 h) del martes, día 10 de Febrero de 2015. En ella puede verse que al trasladar el consumo de una cantidad de energía de la hora punta al valle se produce una disminución del precio de la hora pico y un aumento del precio en la hora valle, lo que dependiendo del valor de las pendientes se traducirá en un incremento o reducción neta del precio, al considerar el ciclo completo.

Por lo tanto, para este caso de desplazamiento de la demanda, la energía y el precio a hora valle resultan: $W_{Dv} = W_v + \Delta E_D$ y $p_{vD} = p_v + \Delta p_v$, respectivamente. De igual forma, la energía y el precio a hora pico resultan: $W_{Dp} = W_p - \Delta E_D$ y $p_{pD} = p_p - \Delta p_p$, respectivamente. Para calcular el nuevo coste diario de la energía correspondiente al caso base se procederá a reenumerar las horas del día de forma que la primera sea la del valle, la segunda la del pico y luego las 22 h restantes. Con ello, la energía diaria, su valor medio horario, el coste diario, el coste medio horario y el precio medio horario correspondientes al caso base (sin desplazamiento de la carga) pueden expresarse como:

$$W_d = W_v + W_p + \sum_{h=3}^{24} W_h = 24W_{medio}$$

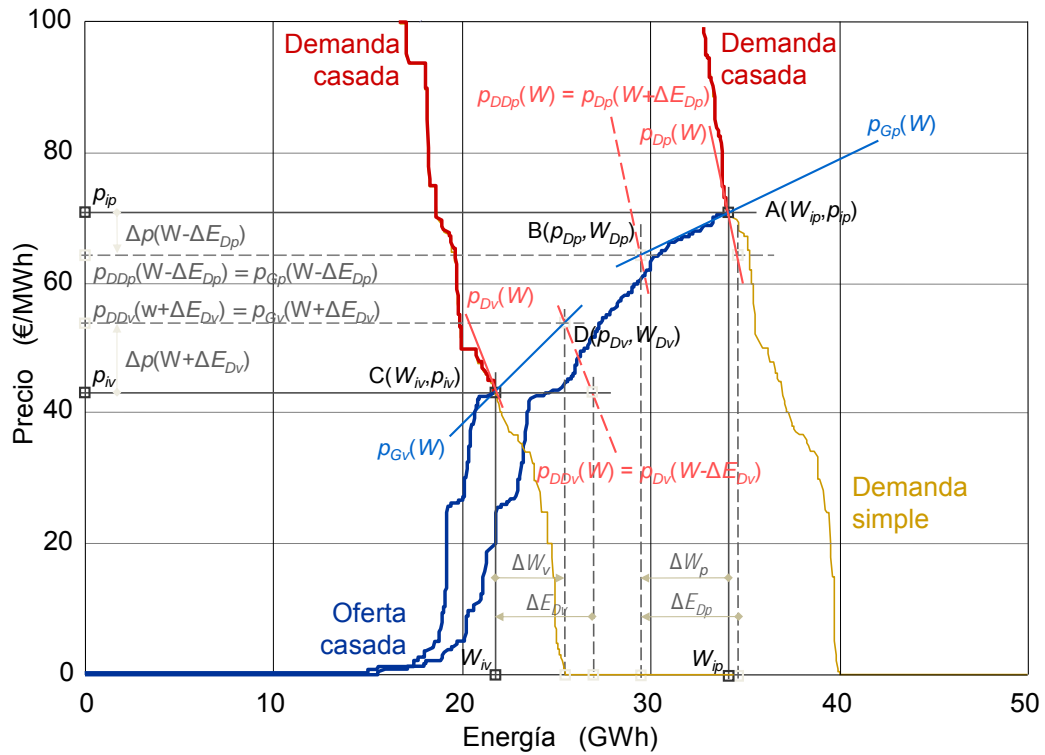


Figura 4.2. Curvas ordenadas de generación y demanda, así como energía y precio casados para las hora pico (20:00 h), y la hora valle (4:00 h) del 10 de Febrero de 2015. Estimación de las variaciones en la energía y precio casados debidos a un ciclo de desplazamiento de la demanda

$$W_{medio} = \frac{W_d}{24} = \frac{1}{24} \left(W_v + W_p + \sum_{h=3}^{24} W_h \right)$$

$$C_d = p_v W_v + p_p W_p + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h$$

$$p_{mpd} = \frac{C_d}{W_d} = \frac{p_v W_v + p_p W_p + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h}{W_v + W_p + \sum_{h=3}^{24} W_h}$$

La energía diaria correspondiente al caso con desplazamiento de carga, W_{Dd} , considerando que la carga que se retira (ΔE_D) en la hora pico ($W_{Dp} = (W_p - \Delta E_D)$) es la misma que se demanda de más a la hora valle ($W_{Dv} = (W_v + \Delta E_D)$), puede expresarse como:

$$W_{Dd} = W_{Dv} + W_{Dp} + \sum_{h=3}^{24} W_h = (W_v + \Delta E_D) + (W_p - \Delta E_D) + \sum_{h=3}^{24} W_h = 24W_{medio} = W_d$$

Considerando que el precio en la hora pico es $p_{pD} = (p_p - \Delta p_p)$ y el de la hora valle ($p_{Dv} = (p_v + \Delta p_v)$), el coste de la energía diaria correspondiente al caso con desplazamiento de carga, despreciando los productos de incrementos, resulta:

$$\begin{aligned} C_{Dd} &= (p_v + \Delta p_v)(W_v + \Delta E_D) + (p_p - \Delta p_p)(W_p - \Delta E_D) + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h \\ &= \left(p_v W_v + p_p W_p + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h \right) + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta E_D (p_v - p_p) \\ &= C_d + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta E_D (p_v - p_p) \end{aligned}$$

El primer término de la izquierda representa el coste diario del caso base sin desplazamiento de carga. En el segundo aparece la diferencia entre el crecimiento del precio en el valle y la reducción en el pico (positiva) multiplicada por sus respectivas energías horarias (potencias). En el tercero aparece la cantidad de energía desplazada (algún tanto porcentual de la energía horaria) multiplicada por la diferencia entre el precio de la hora valle y la del pico (negativa). En un caso general no se ve claro cuál de los dos últimos términos es mayor y determina el sentido de la variación del coste diario. Lo que sí se ve claro es que si las variaciones de precio en el pico y en el valle fuesen aproximadamente iguales, al ser la demanda del pico mayor que la del valle, el segundo término sería negativo. Lo mismo le pasa al tercero, que también es negativo, por ser el precio de la hora pico mayor que la del valle. En consecuencia, el coste diario con desplazamiento de carga, C_{Dd} , es menor que el correspondiente al caso base, C_d , ya que dos últimos términos son negativos ($C_{Dd} < C_d$).

Para ver el sentido de la variación del coste también podría recurrirse a un caso extremo en el que la cantidad de energía desplazada sea tan pequeña que no llegue a producir ninguna variación en el precio. En este caso, el segundo término se anula mientras que el tercero resulta muy pequeño pero negativo (esta es la base del desplazamiento de carga), con lo que el coste diario con desplazamiento de carga, C_{Dd} , resulta menor que el correspondiente al caso base, C_d , ya que dos últimos términos son negativos ($C_{Dd} < C_d$).

Para un caso más general en el que el desplazamiento de carga siga siendo pequeño pero que produzca pequeñas variaciones en el precio, cabe pensar que el segundo término, aunque llegase a hacerse positivo (incremento del coste diario) seguirá siendo considerablemente menor que el tercero, negativo (reducción del coste diario), en valor absoluto. El precio medio ponderado diario a lo largo del día resulta ahora:

$$\begin{aligned} P_{Dmpd} &= \frac{C_{dD}}{W_{dD}} = \frac{C_{dD}}{W_d} = \frac{C_d + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta E (p_v - p_p)}{W_v + W_p + \sum_{h=3}^{24} W_h} = \frac{C_{dD}}{24W_{medio}} \\ &= \frac{C_d}{24W_{medio}} + \frac{(W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta E_D (p_v - p_p)}{24W_{medio}} \end{aligned}$$

$$= p_{mpd} + \frac{(W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta E_D (p_v - p_p)}{24W_{medio}} < p_{mpd}$$

Como la energía diaria con y sin desplazamiento de carga es la misma, al disminuir el coste de la energía diaria con desplazamiento de carga, el precio medio con desplazamiento debe resultar también menor.

Para clarificar el signo de las variaciones de energía, coste y precio es preciso incluir el efecto de las pendientes de las curvas de generación y demanda. Las curvas de generación y demanda pueden ser aproximadas alrededor del punto de casación como:

$$p_G(W) \simeq p_i + m_G(W - W_i) = p_i - m_G W_i + m_G W = p_{Gi} + m_G W$$

$$p_D(W) \simeq p_i + m_D(W - W_i) = p_i - m_D W_i + m_D W = p_{Di} + m_D W$$

En primer lugar, la reducción de una cierta cantidad de energía ($\Delta E_{Dp} > 0$) en la hora pico hace que los generadores con ofertas más caras no entran en el mercado como consecuencia del desplazamiento a la izquierda de la curva de demanda. La aproximación lineal de esta nueva curva de demanda ($p_{DDp} = p_{DDp}(W)$) se muestra en la Figura 4.2 como una línea recta paralela a la curva de demanda inicial en la hora pico.

$$\begin{aligned} p_{DDp}(W) &= p_{Dp}(W + \Delta E_{Dp}) \simeq p_{Dpi} + m_{Dp}(W + \Delta E_{Dp}) \\ &= p_{Dpi} + m_{Dp} \Delta E_{Dp} + m_{Dp} W = p_{DDpi} + m_{Dp} W \end{aligned}$$

En segundo lugar, el incremento de la misma cantidad de energía ($\Delta E_{Dv} > 0$) en la hora valle, conduce a la integración de nuevas ofertas de generación con precio marginal superiores debido al desplazamiento a la derecha de la curva de demanda. La aproximación lineal de esta nueva curva de demanda $p_{Dv} = p_{Dv}(W)$ es mostrada en la Figura 4.2 como una línea paralela a la curva primitiva de demanda para la hora valle.

$$\begin{aligned} p_{Dv}(W) &= p_{Dv}(W - \Delta E_{Dv}) \simeq p_{Dvi} + m_{Dv}(W - \Delta E_{Dv}) \\ &= p_{Dvi} + m_{Dv} \Delta E_{Dv} + m_{Dv} W = p_{DDvi} + m_{Dv} W \end{aligned}$$

La Tabla 4.2 resume los resultados correspondientes a la energía casada, el precio de casación, y el coste de la energía negociada en el mercado, derivados del proceso de desplazamiento de carga, correspondientes al martes, 10 de febrero de 2015. A partir del análisis lineal pueden establecerse las siguientes hipótesis, que serán objeto de comprobación mediante el método de las curvas. Estas hipótesis son:

- El desplazamiento de la carga reduce la energía casada en las horas pico y la aumenta en las horas valle, siendo el incremento de energía casada en el valle inferior a la reducción del pico. En consecuencia, cada ciclo completo de desplazamiento de carga produce una reducción neta de la energía casada.

Tabla 4.2. Resultados del análisis lineal correspondientes al desplazamiento de la demanda para las horas pico y valle del martes, día 10 de Febrero de 2015

	Hora Pico	20:00 h
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(\Delta E_{Dp})}{\Delta E_{Dp}} \approx \frac{m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	-0.91
Variación relativa del precio casado (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p_D(\Delta E_{Dp})}{\Delta E_{Dp}} \approx \frac{m_{Gp} m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	-1.27 10 ⁻³
Variación relativo del coste del mercado (€/MWh)	$\frac{\Delta C(\Delta E_{Dp})}{\Delta E_{Dp}} \approx \frac{(W_{ip} m_{Gp} + p_{ip}) m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} \ll 0$	-107.68
	Hora Valle	04:00 h
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(-\Delta E_{Dv})}{\Delta E_{Dv}} \approx -\frac{m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} > 0$	0.71
Variación relativo del precio casado (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p(-\Delta E_{Dv})}{\Delta E_{Dv}} \approx -\frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}}$	2.07 10 ⁻³
Variación relativa del coste del mercado (€/MWh)	$\frac{\Delta C(-\Delta E_{Dv})}{\Delta E_{Dv}} \approx -\frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \gg 0$	77.75
Comparación pico-valle		
Variación relativa de la energía casada	$\left \frac{\Delta W(-\Delta E_{Dv})}{\Delta W(\Delta E_{Dp})} \right \approx \left \frac{m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Dp}} \right < 1$	0.79
Variación relativa de la suma de la energía casada	$\frac{\Delta W(-\Delta E_{Dv}) - \Delta W(\Delta E_{Dp})}{ \Delta E_D } \approx -\frac{m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	-0.19
Variación relativa del precio casado	$\left \frac{\Delta p_D(-\Delta E_{Dv})}{\Delta p_D(\Delta E_{Dp})} \right \approx \left \frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Gp} m_{Dp}} \right > 1$	1.63
Variación relativa de la suma de la variación del precio casado (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p(-\Delta E_{Dv}) + \Delta p(-\Delta E_{Dp})}{ \Delta E_D } \approx -\frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{m_{Gp} m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} > 0$	7.99 10 ⁻⁴
Variación relativa del coste del mercado	$\left \frac{\Delta C(-\Delta E_{Dv})}{\Delta C(\Delta E_{Dp})} \right \approx \left \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{(W_{ip} m_{Gp} + p_{ip}) m_{Dp}} \right < 1$	0.72
Variación relativa de la suma de la variación del coste del mercado (€/MWh)	$\frac{\Delta C(-\Delta E_{Dv}) + \Delta C(-\Delta E_{Dp})}{ \Delta E_D } \approx -\frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{(W_{ip} m_{Gp} + p_{ip}) m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	-29.94

- El desplazamiento de la carga reduce el precio en las horas pico y lo sube en las horas valle, siendo el incremento de precio en el valle algo superior

a la reducción del pico. Por tanto, cada ciclo de desplazamiento de carga produce un incremento del precio medio aritmético.

- Aunque la reducción de la oferta de compra de energía en el pico sea igual al incremento de oferta de compra en el valle, la energía total casada en un ciclo se reduce como consecuencia del efecto de las pendientes de la generación y, en menor medida, de la demanda. En consecuencia cada ciclo completo de desplazamiento de carga produce una reducción del coste de la energía negociada en el mercado.

4.1.2. Desplazamiento de la demanda: Resultados

La Tabla 4.3 y la Fig. 4.3 resumen los resultados anuales obtenidos en los escenarios de desplazamiento temporal de la carga, en los que puede comprobarse que los valores anuales de la energía casada, precio aritmético medio y el coste anual de la energía en el mercado son siempre menores que los correspondientes valores del caso base. En términos generales, puede observarse lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios analizados puede observarse que se produce una ligera reducción de la energía finalmente casada (Figura 4.3 a). Este, en principio inesperado, ahorro energético se produce como consecuencia de que la reducción de energía que tiene lugar en las horas pico es superior al incremento que se produce en las horas valle. Todo ello permite confirmar las previsiones del análisis cualitativo lineal.
- *Precio.* Para todos los escenarios se produce una reducción del precio medio aritmético. Sin embargo en tres de los ocho años considerados, concretamente, en los años 2011, 2012 y 2015, se produce el resultado contrario: un incremento del precio aritmético medio (Figura 4.3 b), coincidiendo con lo previsto por el método cualitativo lineal. La discrepancia de los resultados relativos al precio, tomados en su conjunto, puede explicarse porque el análisis lineal se ha basado en las curvas de un día concreto, el 10 de febrero de 2015, y a un desplazamiento de carga desde su hora pico (1 hora) a la hora valle. Los resultados del año 2015 son coherentes y muestran el esperado incremento del precio aritmético medio. Los resultados de los años 2011 y 2012 también.

En consecuencia, puede concluirse que la contradicción en el precio se debe a que, si bien el día elegido como base del modelo lineal es representativo del año 2015 (también lo es del 2011 y 2012), a efectos de precio, no es representativo de todo el periodo analizado.

Coste. El desplazamiento de la demanda trae como consecuencia una reducción generalizada del coste anual de la energía negociada en el mercado para todos los escenarios considerados. La reducción del coste resulta aproximadamente proporcional a la cantidad de oferta de energía desplazada del pico al valle, tal como pudo anticiparse con el modelo

cuantitativo lineal. La mayor reducción de coste del mercado se produce en los años 2009 y 2010, mientras que la menor se produce en los años 2011, 2012 y 2015 (Figura 4.3 c), a pesar del incremento de precios que se produce en estos años. Sin embargo, incluso en estos tres años, la reducción de la energía negociada compensa el efecto de subida de precios y hace que se produzca una reducción neta del coste total del mercado.

Tabla 4.3. Evolución anual de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía para los escenarios de desplazamiento temporal de la carga

		Energía casada anualmente					
Año	Caso Base (TWh)	D1		D2		D3	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2008	246.66	246.44	-0.09	246.15	-0.21	245.82	-0.34
2009	231.05	230.82	-0.10	230.55	-0.21	230.30	-0.32
2010	221.13	220.91	-0.10	220.63	-0.23	220.32	-0.37
2011	213.88	213.76	-0.06	213.62	-0.12	213.50	-0.18
2012	223.89	223.71	-0.08	223.49	-0.18	223.25	-0.29
2013	229.33	229.12	-0.09	228.90	-0.19	228.72	-0.27
2014	221.06	220.89	-0.08	220.68	-0.17	220.46	-0.27
2015	226.06	225.91	-0.07	225.72	-0.15	225.51	-0.24
		Precio horario medio					
Año	Caso Base (€/MWh)	D1		D2		D3	
		(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)
2008	64.43	64.38	-0.07	64.25	-0.28	64.08	-0.54
2009	36.96	36.84	-0.32	36.73	-0.63	36.63	-0.89
2010	37.01	36.86	-0.41	36.73	-0.75	36.66	-0.94
2011	49.93	49.99	0.13	50.03	0.22	50.08	0.31
2012	47.23	47.31	0.15	47.32	0.19	47.31	0.17
2013	44.26	44.22	-0.10	44.16	-0.23	44.09	-0.38
2014	42.13	42.12	-0.03	42.10	-0.09	42.10	-0.07
2015	50.32	50.37	0.09	50.40	0.16	50.42	0.19
		Coste anual de la energía negociada en el mercado					
Año	Caso Base (M€)	D1		D2		D3	
		(M€)	(%)	(M€)	(%)	(M€)	(%)
2008	16272	16197	-0.46	16088	-1.13	15959	-1.92
2009	8801	8726	-0.84	8652	-1.69	8582	-2.48
2010	8452	8367	-1.01	8286	-1.96	8213	-2.83
2011	10894	10873	-0.19	10846	-0.44	10814	-0.73
2012	10892	10869	-0.22	10828	-0.59	10772	-1.10
2013	10223	10180	-0.42	10128	-0.93	10067	-1.53
2014	9346	9314	-0.34	9274	-0.77	9235	-1.19
2015	11662	11646	-0.14	11621	-0.35	11584	-0.67

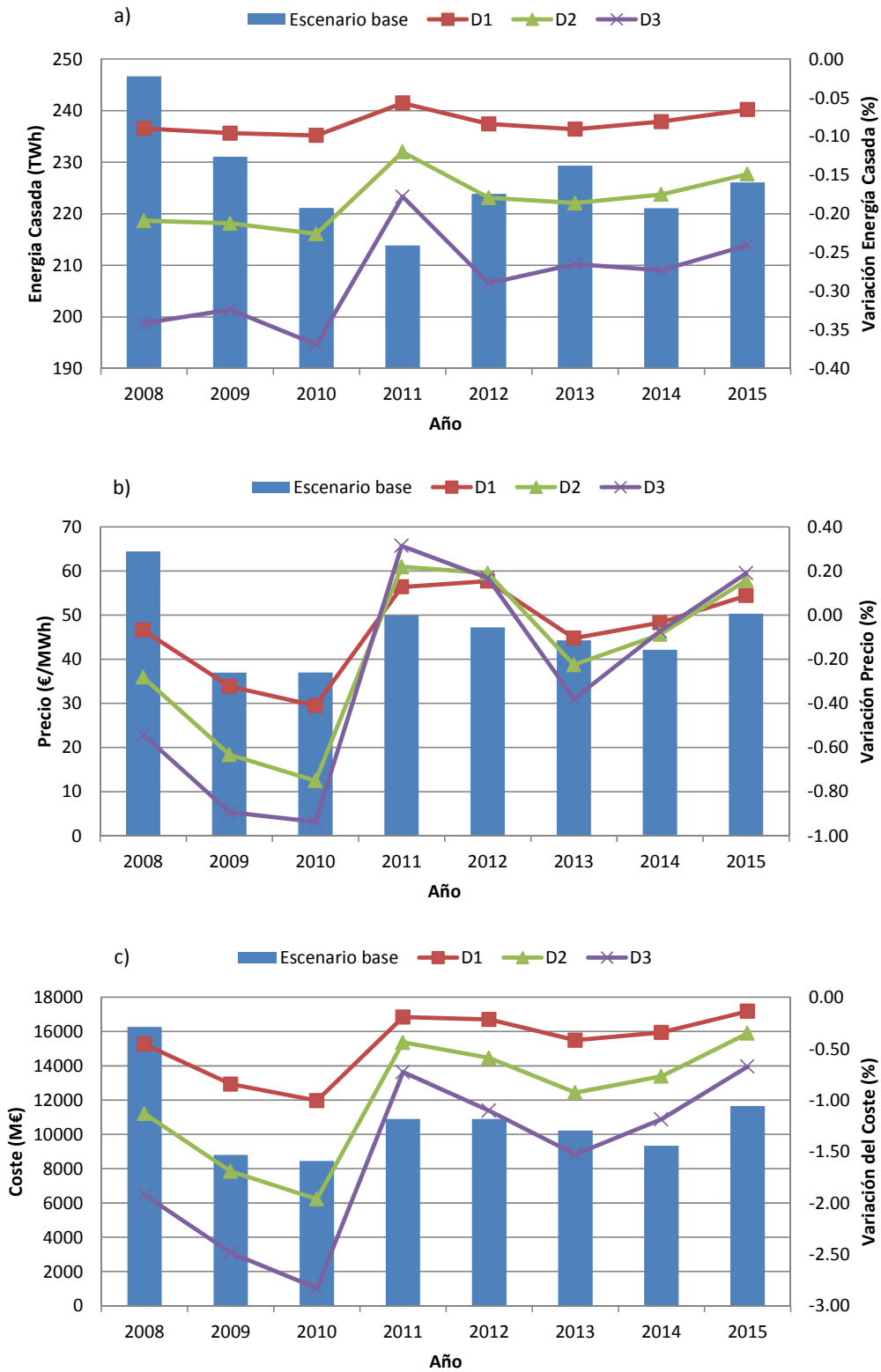


Figura 4.3. a) Variación de la energía casada, b) precio medio y c) coste anual de la energía negociada en el mercado. Escenarios de desplazamiento temporal de la carga

La Tabla 4.4 resume los valores medios correspondientes a las variaciones anuales de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado, tanto en el pico y en el valle como en el ciclo completo de desplazamiento de la carga; todo ello en función de la cantidad de oferta de energía desplazada.

Tabla 4.4. Valores medios de energía casada anual, precio horario y coste medio anual del mercado para el período 2008-2015. Escenarios de desplazamiento de la demanda

Magnitudes	Unidades	Escenario D1 $\Delta E = 2\%$ Desplazamiento demanda (0.59 TWh/año, 3h)			Escenario D2 $\Delta E = 5\%$ Desplazamiento demanda (1.46 TWh/año, 3h)			Escenario D3 $\Delta E = 10\%$ Desplazamiento demanda (2.93 TWh/año, 3h)		
		Pico ΔE_{Dp}^*	Valle ΔE_{Dv}^*	Total ΔE_D^*	Pico ΔE_{Dp}^*	Valle ΔE_{Dv}^*	Total ΔE_D^*	Pico ΔE_{Dp}^*	Valle ΔE_{Dv}^*	Total ΔE_D^*
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	-519	330	-188	-1298	884	-414	-2583	1934	-649
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-2.05	1.86	-0.02	-4.66	4.11	-0.07	-8.52	7.63	-0.11
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-99.6	53.5	-46.1	-228.7	126.4	-102.3	-418.0	253.6	-164.4
2008-2015	Media anual	$W = 224$ TWh/año			$p = 46.53$ €/MWh			$C = 10818$ M€/año		

A la vista de los resultados pueden derivarse las siguientes conclusiones para todos los escenarios:

- *Energía.* La reducción de la energía casada en el pico es mayor que el incremento que se produce en el valle, lo que conduce a una reducción neta de la energía casada en el ciclo de completo de desplazamiento de carga.
- *Precio.* La reducción del precio en el pico es mayor que el incremento que se produce en el valle, lo que da como resultado una reducción neta del precio medio aritmético en el ciclo de completo de desplazamiento de carga.
- *Coste.* La reducción del coste de la energía negociada en el mercado en el pico es mayor que el incremento que se produce en el valle, produciéndose una reducción neta del coste del mercado en el ciclo de completo de desplazamiento de carga.

La Tabla 4.5 recoge los valores de las tasas de variación con la energía desplazada de: la energía casada, el precio y el coste de la energía negociada en el mercado; tanto en el pico y en el valle como en el ciclo completo de desplazamiento de la carga. En dicha tabla puede observarse que, aunque los respectivos valores de cada una de las tasas son similares para los distintos escenarios, existe una tendencia hacia la reducción de los valores de las respectivas tasas (en términos absolutos) conforme aumenta la oferta de energía desplazada del escenario. Este efecto de saturación de las tasas (también observable en la Tabla 4.4) se debe al hecho de que cuanto mayor va siendo la

oferta de compra de energía en el valle, se va obligando a entrar en el mercado a unidades más y más costosas, lo que va deteriorando los valores de las tasas de variación.

Tabla 4.5. Valores medios de energía casada anual, precio horario y coste medio anual del mercado por unidad de energía desplazada para el período 2008-2015. Escenario de desplazamiento de la demanda

Magnitudes	Unidades	Escenario D1			Escenario D2			Escenario D3		
		$\Delta E = 2\%$ Desplazamiento demanda (0.59 TWh/año, 3h)			$\Delta E = 5\%$ Desplazamiento demanda (1.46 TWh/año, 3h)			$\Delta E = 10\%$ Desplazamiento demanda (2.93 TWh/año, 3h)		
		Pico ΔE_{Dp}^*	Valle ΔE_{Dv}^*	Total ΔE_D^*	Pico ΔE_{Dp}^*	Valle ΔE_{Dv}^*	Total ΔE_D^*	Pico ΔE_{Dp}^*	Valle ΔE_{Dv}^*	Total ΔE_D^*
$\Delta W(\Delta E)/\Delta E$	-	-0.886	0.565	-0.322	-0.887	0.604	-0.283	-0.883	0.661	-0.222
$\Delta p(\Delta E)/\Delta E$	€/MWh ²	$-3.9 \cdot 10^{-3}$	$3.5 \cdot 10^{-3}$	$-3.7 \cdot 10^{-3}$	$-3.5 \cdot 10^{-3}$	$3.1 \cdot 10^{-3}$	$-4.1 \cdot 10^{-3}$	$-3.2 \cdot 10^{-3}$	$2.86 \cdot 10^{-3}$	$-3.3 \cdot 10^{-3}$
$\Delta C(\Delta E)/\Delta E$	€/MWh	-170.2	91.4	-78.7	-156.3	86.4	-69.9	-142.8	86.6	-56.2
2008-2015	Media anual	$W = 224$ TWh/año			$p = 46.53$ €/MWh			$C = 10818$ M€/año		

La Tabla 4.6 y la Figura 4.4 resumen los resultados correspondientes al conjunto de escenarios de desplazamiento de la demanda, D1 a D3, considerando todo el periodo 2008-2015 completo.

Como puede verse, en cada uno de los escenarios, tanto la reducción neta de la energía negociada en el mercado, del precio medio y del coste del mercado, resultan aproximadamente proporcionales a la cantidad de oferta de energía desplazada del pico al valle. Todo lo cual confirma lo anticipado por el modelo cualitativo lineal.

Tabla 4.6. 2008-2015: Variación total de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al desplazamiento de la demanda

Magnitudes	D1	D2	D3
Energía desplazada, ΔE_D (TWh)	4.68	11.71	23.41
Variación total de la energía casada, ΔW_D (TWh)	-1.51	-3.31	-5.19
Variación del precio medio, Δp_D (€/MWh)	-0.02	-0.07	-0.11
Variación total del coste en el mercado, ΔC_D (M€)	-46.08	-102.25	-164.44

Finalmente, la Tabla 4.7 muestra los coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado, con la cantidad de oferta de energía desplazada de las tres horas pico a las tres horas valle.

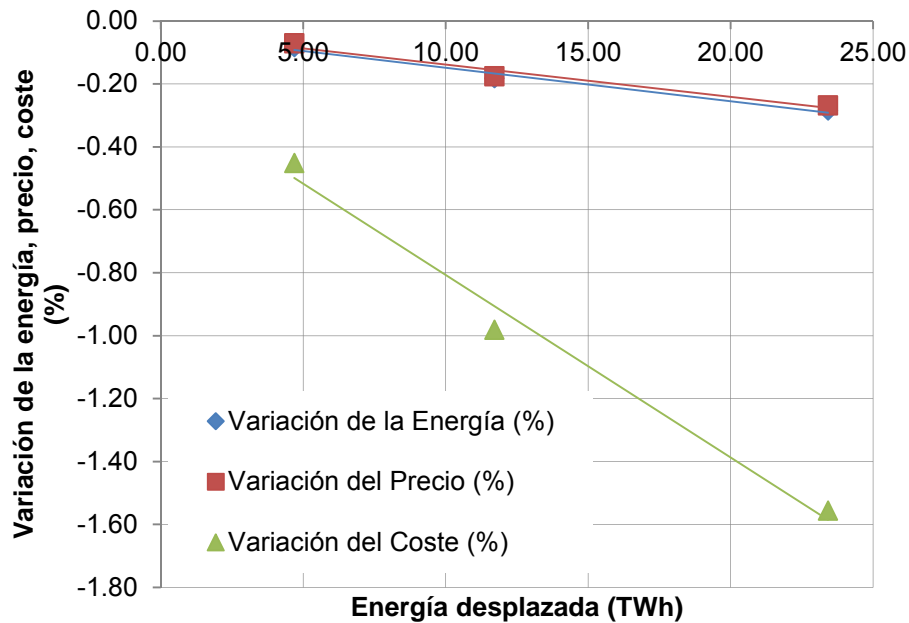


Figura 4.4. 2008-2015: Variación total de la energía casada, precio horario medio y coste de la energía negociada en el mercado debidos al desplazamiento de la demanda

Tabla 4.7. 2008-2015: Coeficientes de las aproximaciones lineales de las variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al desplazamiento de la demanda

Magnitudes	Aproximación lineal $\Delta y = m \cdot \Delta E_r + n$		
	m	n	R^2
Variación total de la energía casada, ΔW_D (TWh)	-0.19	-0.78	0.9826
Variación del precio medio, Δp_D (€/MWh)	-0.005	-0.01	0.9760
Variación total del coste en el mercado, ΔC_D (M€)	-6.22	-21.79	0.9871

Esta tabla permite concluir que por cada TWh de oferta de compra de energía desplazada desde las tres horas pico a las tres horas valle, a lo largo del periodo 2008-2015:

- El total de energía casada se reduce 0.19 TWh
- el precio aritmético medio se reduce en 0.005 €/MWh y
- el coste total de la energía anual negociada en el mercado se reduce en 6.22 M€.

4.2. Almacenamiento en la generación (bombeo)

En la actualidad las centrales de bombeo constituyen la forma más económica de almacenamiento de energía a nivel del sistema eléctrico. El agua contenida en el embalse inferior es bombeada, durante las horas de menor precio, al embalse superior. La energía potencial almacenada en el agua embalsada en el depósito superior está disponible para después ser turbinada, durante las horas de mayor precio; maximizando así el beneficio económico de este tipo de centrales. Si bien el papel de estas centrales está claro, su efecto sobre el mercado eléctrico presenta ventajas e inconvenientes que se analizan a continuación.

4.2.1. Análisis cualitativo lineal

En esta modificación del caso base se considera que las centrales de bombeo realizan la carga del depósito superior durante la hora valle (a la que el precio es más bajo), consumiendo una cantidad adicional de energía ΔE_B . El turbinado se produce cediendo la misma cantidad de energía, pero afectada por el rendimiento, $\eta \cdot \Delta E_B$, durante la hora pico (a la que la energía es más cara y siendo η el rendimiento del ciclo). El rendimiento supuesto para el ciclo de bombeo ha sido de 0.7.

La Figura 4.5 muestra las curvas de oferta y demanda para las horas pico (20:00 h) y valle (04:00 h) del martes, día 10 de Febrero de 2015. En ella puede verse que al incrementarse el consumo de energía de la hora valle, debido al bombeo, se produce un incremento del precio de la hora valle que es inferior a la disminución que sufre en la hora pico, cuando se turbinan la energía almacenada. Esto quiere decir que al considerar un ciclo completo de carga-descarga se produce un incremento neto del precio (que se ve incrementado al considerar que el rendimiento del dispositivo hace que durante el valle se consuma algo más de energía de la que se cede durante la descarga).

Por tanto, para este caso, la energía y el precio a hora de la carga (valle) resultan: $W_{Bv} = W_v + \Delta W_v(E_{Bv})$ y $p_{Bv} = p_v + \Delta p_v$, respectivamente. De igual forma, la energía y el precio a la hora de la descarga (pico) resultan: $W_{Bp} = W_p + \Delta W_p(E_{Bp})$ y $p_{Bp} = p_p - \Delta p_p$, respectivamente.

De forma análoga a como se hizo para el caso de desplazamiento de la demanda se puede calcular el nuevo coste diario de la energía correspondiente al caso base renumerando las horas del día de forma que la primera sea la de carga (valle), la segunda la de descarga (pico) y luego las 22 h restantes. Con ello, la energía diaria, su valor medio horario, el coste diario, el coste medio horario y el precio medio horario correspondientes al caso base (sin almacenamiento) pueden expresarse como:

$$W_d = W_v + W_p + \sum_{h=3}^{24} W_h = 24W$$

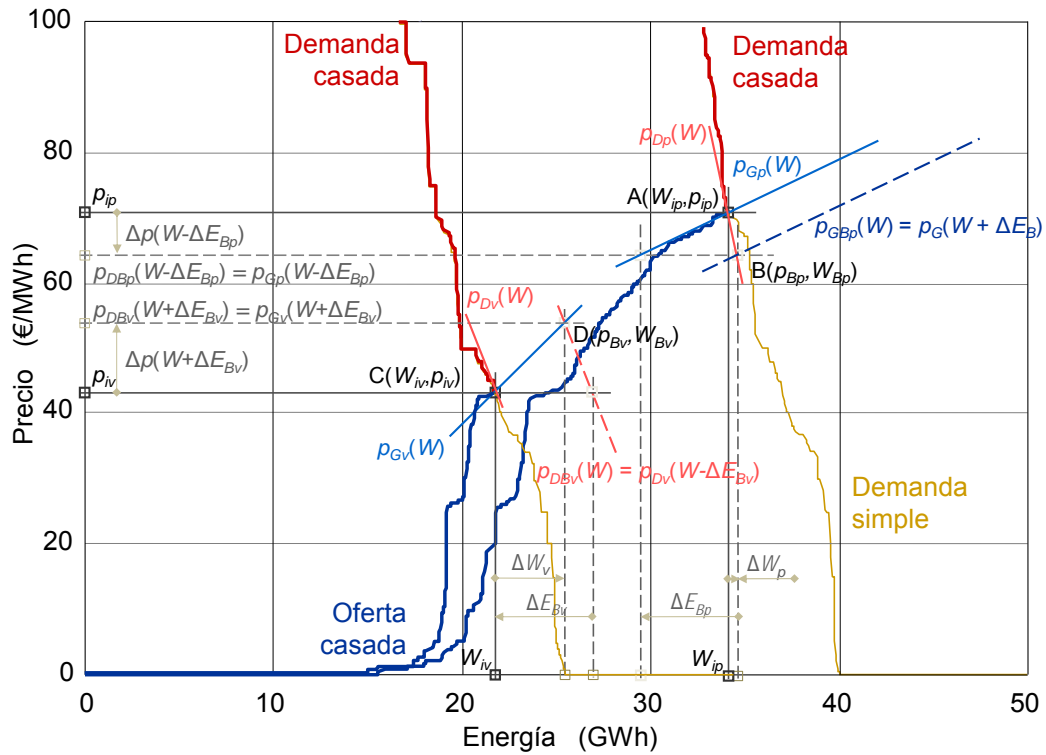


Figura 4.5. Curvas ordenadas de generación y demanda, así como energía y precio casados para las hora pico (20:00 h), y la hora valle (4:00 h) del 10 de Febrero de 2015. Estimación de las variaciones en la energía y precio casados debidos a un ciclo de bombeo pico y valle.

$$W_{medio} = \frac{W_d}{24} = \frac{1}{24} \left(W_v + W_p + \sum_{h=3}^{24} W_h \right)$$

$$C_d = p_v W_v + p_p W_p + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h$$

$$C_{medio} = \frac{C_d}{24} = \frac{1}{24} \left(p_v W_v + p_p W_p + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h \right)$$

$$p_{mpd} = \frac{C_d}{W_d} = \frac{p_v W_v + p_p W_p + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h}{W_v + W_p + \sum_{h=3}^{24} W_h}$$

La energía diaria correspondiente al caso con almacenamiento o bombeo de energía, W_{Bd} , admitiendo que la energía que se inyecta (ΔE_{Bp}) en la hora de descarga (pico) ($W_{Bp} = W_p + \Delta W_p(E_{Bp})$) es la misma que se consume de más a la hora de la carga (valle) ($W_{Bv} = W_v + \Delta W_v(E_{Bv})$), puede expresarse como:

$$\begin{aligned}
W_{Bd} &= W_{Bv} + W_{Bp} + \sum_{h=3}^{24} W_h = (W_v + \Delta W_v (\Delta E_{Bv})) + (W_p + \Delta W_p (\Delta E_{Bp})) + \sum_{h=3}^{24} W_h \\
&= W_d + \Delta W_v (\Delta E_{Bv}) + \Delta W_p (\Delta E_{Bp}) > W_d
\end{aligned}$$

Considerando que el precio en la hora pico es $p_{Bp} = (p_p - \Delta p_p)$ y el de la hora valle, $p_{Bv} = (p_v + \Delta p_v)$, el coste de la energía diaria correspondiente al caso con almacenamiento de energía, despreciando los productos de incrementos, resulta:

$$\begin{aligned}
C_{Bd} &= (p_v + \Delta p_v)(W_v + \Delta W_v) + (p_p - \Delta p_p)(W_p + \Delta W_p) + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h \\
&= \left(p_v W_v + p_p W_p + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h \right) + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta W_v p_v + \Delta W_p p_p \\
&= C_d + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta W_v p_v + \Delta W_p p_p
\end{aligned}$$

El primer término de la izquierda representa el coste diario del caso base sin considerar el almacenamiento. En el segundo aparece la diferencia entre el crecimiento del precio en la carga (valle) y la reducción en la descarga (pico, positiva) multiplicada por sus respectivas energías horarias (potencias). En el tercero aparece el incremento de energía demandada durante la carga multiplicada por el precio de la hora valle. El cuarto es el incremento de energía demandada durante la descarga (pico) multiplicada por el precio de la hora.

Si las variaciones de precio en el pico y en el valle fuesen aproximadamente iguales ($\Delta p_p \approx \Delta p_v$), al ser la demanda del pico mayor que la del valle, el segundo término sería claramente negativo. Por otra parte, la inelasticidad de la demanda hace que, el incremento de energía casada durante la carga (pico) resulte muy pequeño, mucho menor que el incremento durante la carga (valle). Es decir, que $\Delta W_v \gg \Delta W_p$ ($\Delta W_p \rightarrow 0$), por lo que la suma de los dos últimos términos debe tener signo positivo. Pero la diferencia de energías por la variación de precios, $(W_v - W_p) \cdot \Delta p$, podría ser mayor que (la variación de energía (dos últimos términos) por la diferencia de precios, $\Delta W \cdot (p_v - p_p)$, o que el incremento de energía en la carga (valle) por el precio del valle, $\Delta W_v \cdot p_v$, por lo que a priori no queda claro si se reduce o aumenta el coste diario total. Para ver el sentido de la variación del coste también podría recurrirse a un caso extremo en el que la cantidad de energía cargada-descargada sea tan pequeña que no llegue a producir ninguna variación sensible en el precio. Suponiendo que las variaciones de precio son iguales y que $\Delta W_p \rightarrow 0$, el coste diario se puede aproximar por:

$$C_{Bd} \approx C_d + (W_v - W_p) \Delta p + \Delta W_v p_v$$

En este caso, C_{Bd} , resultaría mayor que el correspondiente al caso base, C_d , ($C_{Bd} > C_d$). Para un caso más general en el que la carga-descarga del dispositivo de almacenamiento de energía siga siendo pequeño (en comparación con la energía casada) pero que produzca pequeñas variaciones en el precio, cabe esperar que el segundo término siga siendo negativo (reducción del coste diario) y considerablemente mayor (en valor absoluto) que el tercero (positivo), mientras

que el cuarto sería muy pequeño y podría despreciarse. Por tanto, para un caso general puede aceptarse que:

$$C_{Bd} = C_d + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta W_v p_v + \Delta W_p p_p \leq 0 \geq C_d$$

En este caso no está claro si el coste se reduce o aumenta. Para el precio medio ponderado diario a lo largo del día resulta ahora:

$$\begin{aligned} p_{Bmpd} &= \frac{C_{Bd}}{W_{Bd}} = \frac{(p_v + \Delta p_v)(W_v + \Delta W_v) + (p_p - \Delta p_p)(W_p + \Delta W_p) + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h}{(W_v + \Delta W_v) + (W_p + \Delta W_p) + \sum_{h=3}^{24} W_h} \\ &= \frac{C_d + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta W_v p_v + \Delta W_p p_p}{W_d + \Delta W_v + \Delta W_p} \leq 0 \geq p_{mpd} \end{aligned}$$

Si el coste total disminuye y la cantidad de energía aumenta, el precio medio ponderado diario con almacenamiento de energía debe disminuir con respecto al caso base. Sin embargo que el coste disminuya no está del todo claro. Para identificar el signo de la variación y al igual que en el caso de desplazamiento de la demanda es preciso incluir el efecto de las pendientes de las curvas de generación y demanda. Las curvas de generación pueden ser aproximadas en el punto inicial de casación como:

$$p_G(W) \approx p_i + m_G(W - W_i) = p_i - m_G W_i + m_G W = p_{Gi} + m_G W$$

$$p_D(W) \approx p_i + m_D(W - W_i) = p_i - m_D W_i + m_D W = p_{Di} + m_D W$$

Como puede verse en el caso ilustrado en la Figura 4.5, cuando se pasa de la carga (valle) a la descarga (pico), las aproximaciones lineales de las curvas de generación y demanda sufren una especie de rotación en sentido horario. La pendiente de generación (descarga) a la hora pico es menor que la correspondiente a la carga (valle, $0 < m_{Gp} < m_{Gv}$). Por el contrario, la pendiente de la demanda en la hora de carga (valle) es menor que la de la hora de descarga (pico, $m_{Dp} < m_{Dv} < 0$). Esto hace que para una misma cantidad de oferta de compra (carga) consumida a la hora valle (carga del dispositivo) y devuelta o trasladada como oferta de venta (generación) a la hora pico (descarga del dispositivo), el incremento del precio casado a la hora valle (carga) sea mayor que su reducción a la hora pico (descarga). Por el contrario, el incremento de la energía efectivamente casada a la hora valle (carga) resulta algo mayor que su incremento a la hora pico (descarga). Esta última observación merece alguna atención ya que anticipa que un ciclo completo de carga-descarga da lugar a un incremento neto de la energía diaria casada en el mercado.

La primera etapa del almacenamiento de energía consiste en la carga del dispositivo durante la hora valle, para lo que es necesario incrementar en una cierta cantidad la oferta de compra a la hora valle ($\Delta E_v > 0$). El incremento de las oferta de compra cuando el precio marginal es muy bajo produce un desplazamiento a la derecha de la curva inicial de demanda. La aproximación

lineal de esta nueva curva de demanda, $p_{DBv} = p_{Dv}(W - \Delta E_{Bv})$, se muestra en la Figura 4.5 como una recta paralela a la aproximación lineal de la primitiva curva de demanda para la hora valle:

$$\begin{aligned} p_{DBv}(W) &= p_{Dv}(W - \Delta E_{Bv}) \\ &\simeq p_{Dvi} + m_{Dv}(W - \Delta E_{Bv}) = p_{Dvi} + m_{Dv}\Delta E_{Bv} + m_{Dv}W = p_{DBvi} + m_{DBv}W \end{aligned}$$

Esta situación corresponde al caso de eficiencia energética previamente analizado, considerando $\Delta E_{Bv} = -\Delta E_E > 0$

En la segunda etapa se produce la descarga del dispositivo almacenador a la hora pico, para lo que se incrementa la oferta de venta (generación) a la hora pico ($\Delta E_{Bp} > 0$) a un precio que, en principio, no tendría por qué ser muy superior al de adquisición (precio valle). La integración de ofertas de venta adicionales a precio bajo, cuando el precio marginal esperado es muy alto, da lugar a un desplazamiento a la derecha de la curva inicial de demanda (por lo menos de la parte con precio superior al del valle). La aproximación lineal de esta nueva curva de generación, $p_p = p_{Gp}(W)$, se muestra en la Figura 4.5 como una recta paralela a la aproximación lineal de la primitiva curva de generación de la hora pico:

$$\begin{aligned} p_{GBp}(W) &= p_{Gp}(W - \Delta E_{Sp}) \simeq p_{Gpi} + m_{Gp}(W - \Delta E_{Bp}) \\ &= p_{Gpi} - m_{Gp}\Delta E_{Bp} + m_{Gp}W = p_{GBpi} + m_{Gp}W \end{aligned}$$

Esta situación es similar al escenario renovables previamente analizado, considerando $\Delta E_{Bv} = \Delta E_R > 0$.

La Tabla 4.8 resume los resultados correspondientes a la energía casada, el precio de casación, y el coste de la energía negociada en el mercado correspondientes al escenario de bombeo para las horas pico (20:00 h) y valle (04:00 h) del martes, día 10 de Febrero de 2015.

A partir del análisis lineal pueden establecerse una serie de hipótesis que serán comprobadas posteriormente mediante el método de desplazamiento de las curvas. En concreto:

- El incremento de energía casada en el valle es superior a la disminución en el pico. Como consecuencia, la energía total casada en un ciclo de bombeo completo aumenta.
- El precio se reduce en las horas pico y se incrementa en las horas valle, siendo el incremento en el valle algo superior a la reducción del pico. Por lo tanto, cada ciclo completo de bombeo produce una ligera subida del precio medio.
- El incremento del coste de la energía negociada en el valle es superior a la reducción en el pico. En consecuencia, en cada ciclo de bombeo completo produce un aumento del coste del mercado.

Tabla 4.8. Resultados del análisis lineal para el escenario de bombeo para las horas pico y valle del martes, día 10 de Febrero de 2015

	Hora Pico	20:00 h
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(\Delta E_{Bp})}{\Delta E_{Bp}} \approx \frac{m_{Gp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} > 0$	0.09
Variación relativa del precio casado (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p(\Delta E_{Bp})}{\Delta E_{Bp}} \approx \frac{m_{Gp} m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	-1.27·10 ⁻³
Variación relativa del coste (€/MWh)	$\frac{\Delta C(\Delta E_{Bp})}{\Delta E_{Bp}} \approx \frac{(W_{ip} m_{Dp} + p_{ip}) m_{Gp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} \ll 0$	-36.68
	Hora Valle	04:00 h
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(-\Delta E_{Bv})}{\Delta E_{Bv}} \approx -\frac{m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} > 0$	0.71
Variación relativa del precio casado (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p_S(-\Delta E_{Bv})}{\Delta E_{Bv}} \approx -\frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}}$	2.07·10 ⁻³
Variación relativa del coste del mercado (€/MWh)	$\frac{\Delta C(-\Delta E_{Bv})}{\Delta E_{Bv}} \approx -\frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \gg 0$	77.75
Comparación pico-valle		
Variación relativa de la energía casada	$\left \frac{\Delta W(-\Delta E_{Bv})}{\Delta W(\Delta E_{Bp})} \right \approx \left \frac{m_{Gv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Dp}} \right > 1$	7.59
Variación relativa de la suma de la energía casada	$\frac{\Delta W(-\Delta E_{Bv}) - \Delta W(\Delta E_{Bp})}{ \Delta E_B } \approx -\frac{m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} > 0$	0.81
Variación relativa del precio casado (€/MWh ²)	$\left \frac{\Delta p(-\Delta E_{Bv})}{\Delta p(\Delta E_{Bp})} \right \approx \left \frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Gp} m_{Dp}} \right > 1$	1.63
Variación relativa de la suma de las variaciones del precio casado (€/MWh)	$\frac{\Delta p(-\Delta E_{Bv}) + \Delta p(\Delta E_{Bp})}{ \Delta E_S } \approx -\frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{m_{Gp} m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} > 0$	7.99·10 ⁻⁴
Variación relativa del coste (€/MWh)	$\left \frac{\Delta C(-\Delta E_{Bv})}{\Delta C(\Delta E_{Sp})} \right \approx \left \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{(W_{ip} m_{Gp} + p_{ip}) m_{Dp}} \right > 1$	2.12
Variación relativa de la suma de las variaciones del coste (€/MWh)	$\frac{\Delta C(-\Delta E_{Bv}) + \Delta C(\Delta E_{Sp})}{ \Delta E_S } \approx -\frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{(W_{ip} m_{Gp} + p_{ip}) m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} > 0$	41.06

4.2.2. Almacenamiento en la generación (bombeo): Resultados

En este escenario ha usado la clasificación punta-valle descrita anteriormente, realizándose el siguiente movimiento de energía. Durante las tres horas valle más barata se supone que las centrales o generadores de bombeo consumirían una energía adicional para almacenar agua en sus embalses. Durante las tres horas pico se procederá a turbinar esa energía acumulada, de forma que a estas horas entrarían nuevas unidades generadoras a precio bajo. La relación existente entre la energía consumida en el valle y la energía que se genera en el pico está afectada por el rendimiento cíclico del proceso ($\Delta E_{Bp} = \Delta E_{Bv} \cdot \eta$). En este escenario se ha considerado un rendimiento, $\eta = 0.7$.

La Tabla 4.9 y la Figura 4.6 resumen los resultados anuales de los escenarios de bombeo. En términos generales se puede observar que:

- *Energía.* En todos los escenarios anuales se produce un aumento de la energía casada (Figura 4.6 a), tal y como se adelantó con el análisis lineal, siendo el aumento proporcional la cantidad de energía consumida en el bombeo.
- *Precio.* Para casi todos los años se produce un incremento del precio aritmético medio. Sin embargo para los años 2009 y 2010 se produce una reducción del precio (Figura 4.6 b). En el análisis lineal realizado para una hora pico y una hora valle del 10 de febrero de 2015 se había obtenido que el precio aritmético se incrementa. Esta hipótesis es válida y se cumple en la mayoría de años con la excepción de 2009 y 2010.
- *Coste.* Respecto a coste de la energía negociada en el mercado, el desplazamiento de la demanda trae un incremento generalizado del coste para todos los años y escenarios con excepción de los años 2009 y 2010 (Figura 4.6 c). Como se mencionó anteriormente los años 2009 y 2010 son años donde el bombeo produciría una reducción del precio la cual contrarresta el incremento en energía y por tanto da lugar a una reducción del coste. Sin embargo, para el resto de años, el coste del mercado se incrementa, siendo el mayor incremento el producido en el año 2011. También, el incremento del coste resulta proporcional a la cantidad de energía bombeada del valle al pico.

La Tabla 4.9 muestra los valores medios correspondientes a las variaciones medias anuales de la energía casada, el precio horario casado y el coste de mercado de la energía casada, tanto en el pico (turbinado) y en el valle (bombeo) como en el ciclo completo de bombeo; todo ello en función de la cantidad de oferta de energía almacenada en el bombeo.

Tabla 4.9. Evolución anual de la energía casada, el precio horario medio y el coste anual de la energía negociada en el mercado en los escenarios de bombeo

		Energía casada					
Año	Caso Base (TWh)	B1		B2		B3	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2008	246.66	247.15	0.20	247.91	0.50	249.32	1.08
2009	231.05	231.46	0.18	232.15	0.48	233.48	1.05
2010	221.13	221.51	0.17	222.12	0.45	223.30	0.98
2011	213.88	214.31	0.202	215.01	0.53	216.28	1.12
2012	223.89	224.25	0.16	224.85	0.43	225.93	0.91
2013	229.33	229.64	0.13	230.18	0.37	231.26	0.84
2014	221.06	221.37	0.14	221.90	0.38	222.90	0.83
2015	226.06	226.39	0.15	226.94	0.39	227.94	0.83
		Precio horario medio					
Año	Caso Base (€/MWh)	B1		B2		B3	
		(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)
2008	64.43	64.49	0.10	64.50	0.12	64.54	0.17
2009	36.96	36.93	-0.08	36.90	-0.17	36.88	-0.21
2010	37.01	36.96	-0.13	36.90	-0.28	36.94	-0.19
2011	49.93	50.03	0.22	50.14	0.42	50.28	0.70
2012	47.23	47.37	0.29	47.47	0.49	47.59	0.75
2013	44.26	44.28	0.05	44.32	0.13	44.40	0.32
2014	42.13	42.18	0.11	42.23	0.24	42.36	0.55
2015	50.32	50.41	0.18	50.51	0.38	50.67	0.69
		Coste de la energía negociada en el mercado					
Año	Caso Base (M€)	B1		B2		B3	
		(M€)	(%)	(M€)	(%)	(M€)	(%)
2008	16272	16283	0.07	16291	0.12	16329	0.35
2009	8801	8781	-0.23	8767	-0.38	8774	-0.30
2010	8452	8425	-0.32	8400	-0.62	8406	-0.54
2011	10894	10916	0.20	10948	0.50	11010	1.07
2012	10892	10917	0.22	10940	0.43	10981	0.81
2013	10223	10226	0.03	10237	0.14	10273	0.49
2014	9346	9355	0.10	9369	0.25	9414	0.73
2015	11662	11687	0.21	11720	0.50	11782	1.02

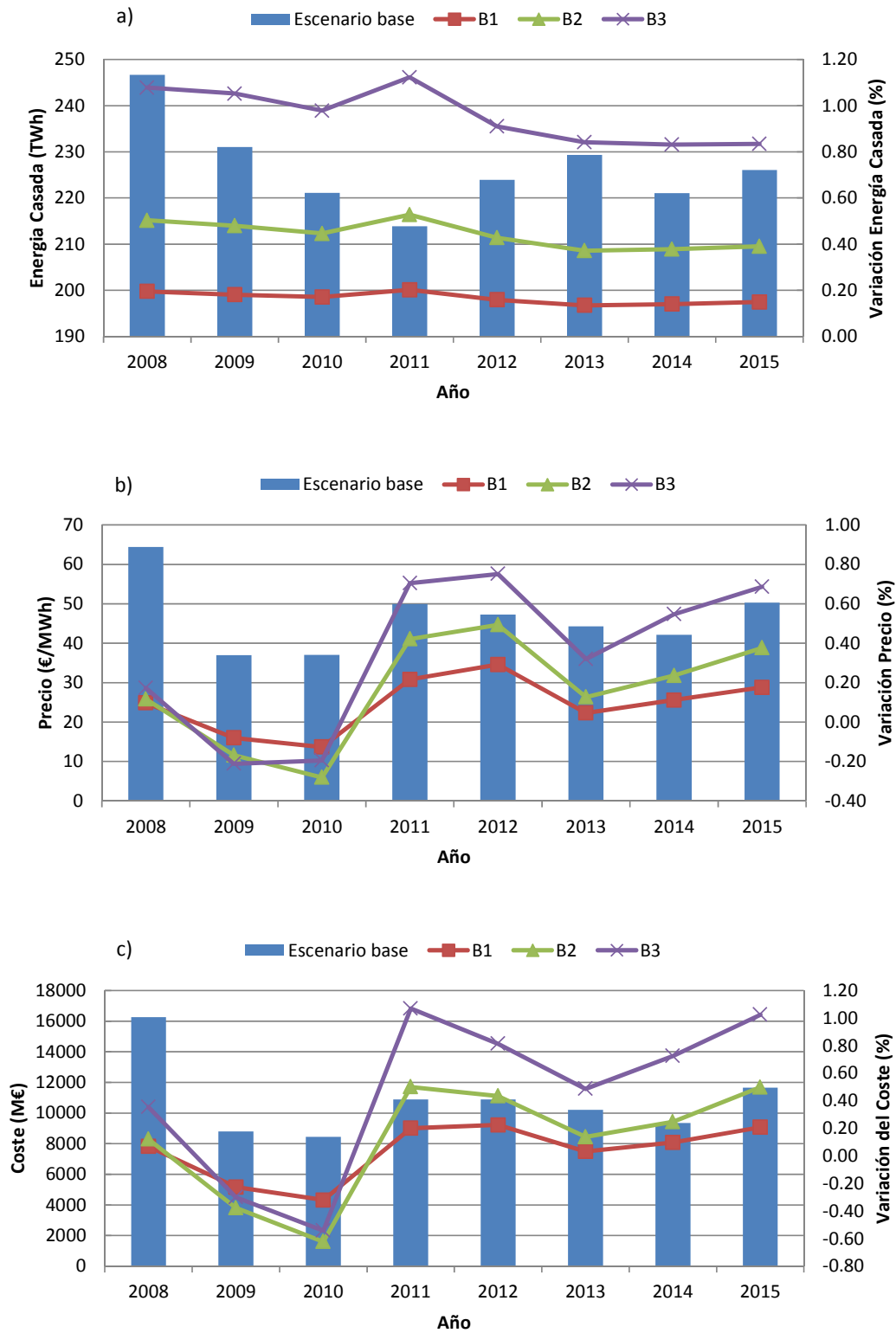


Figura 4.6. a) Variación de la energía casada, b) precio horario y c) coste anual de la energía negociada en el mercado para los escenarios de bombeo

Tabla 4.10. Valores medios de energía casada anual, el precio horario y el coste anual de la energía negociada en el mercado para el período 2008-2015. Escenarios de bombeo

Magnitudes	Uds.	Escenario B1 $\Delta E = 2\%$ Almacenamiento generación (0.59 TWh/año, 3h)			Escenario B2 $\Delta E = 5\%$ Almacenamiento generación (1.46 TWh/año, 3h)			Escenario B3 $\Delta E = 10\%$ Almacenamiento generación (2.93 TWh/año, 3h)		
		Pico	Valle	Total	Pico	Valle	Total	Pico	Valle	Total
		ΔE_{Bp}^*	ΔE_{Bv}^*	ΔE_B^*	ΔE_{Bp}^*	ΔE_{Bv}^*	ΔE_B^*	ΔE_{Bp}^*	ΔE_{Bv}^*	ΔE_B^*
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	47	330	377	116	884	1000	234	1934	2169
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-1.47	1.86	0.05	-3.41	4.11	0.09	-6.24	7.63	0.17
$\Delta p_p(\Delta E)$	€/MWh	-1.54	1.89	-0.05	-3.56	4.21	-0.14	-6.50	7.86	-0.22
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-47.6	53.5	5.9	-110.0	126.4	16.4	-200.1	253.6	53.5
2008-2015	$\eta = 0.7$	$W = 224$ TWh/año			$p = 46.53$ €/MWh			$C = 10818$ M€/año		

A la vista de los resultados consignados en la tabla pueden derivarse las siguientes conclusiones para todos los escenarios, en pleno acuerdo con las previsiones del modelo cualitativo lineal:

- *Energía.* La energía casada se incrementa tanto el valle (mayor demanda por bombeo) como en el pico (mayor oferta de generación renovable), siendo siempre el mayor el incremento de la energía casada en el valle que en el pico. Como consecuencia, los ciclos de bombeo completos producen un incremento sistemático de la energía casada.
- *Precio.* La reducción del precio en el pico es menor que el incremento que se produce en el valle, lo que da como resultado un crecimiento neto del precio medio aritmético en el ciclo de completo de bombeo.

Sin embargo, en términos de precio medio ponderado con la cantidad de energía se produce una reducción neta en el ciclo de bombeo. Esto es debido a que una parte de la demanda pico se cubre con la generación hidráulica turbinada, que se considera que entra a coste nulo.

- *Coste.* La reducción del coste de la energía negociada en el mercado en el pico es menor que el incremento que se produce en el valle, produciéndose un incremento neto del coste del mercado en el ciclo de bombeo.

La Tabla 4.11 recoge los valores de las tasas de variación con la energía por unidad de energía consumida en las horas valle (bombeo) de: la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado; tanto en el pico y en el valle como en el ciclo completo de bombeo.

La Tabla 4.12 y la Figura 4.7 resumen los resultados correspondientes al conjunto de escenarios de bombeo B1 a B3, considerando todo el periodo 2008-2015 en su conjunto. Como puede verse, en cada uno de los escenarios, tanto el incremento neto de la energía negociada en el mercado, del precio medio aritmético y del coste de la energía negociada en el mercado, resultan aproximadamente

proporcionales a la cantidad de oferta de energía demandada en el bombeo (valle). Todo lo cual confirma lo anticipado por el modelo cualitativo lineal.

Tabla 4.11. La tasa de variación con respecto a la energía bombeada de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado para el período 2008-2015. Escenarios de bombeo

Magnitudes	Uds.	Escenario B1 $\Delta E = 2\%$ Almacenamiento generación (0.59 TWh/año, 3h)			Escenario B2 $\Delta E = 5\%$ Almacenamiento generación (1.46 TWh/año, 3h)			Escenario B3 $\Delta E = 10\%$ Almacenamiento generación (2.93 TWh/año, 3h)			ΔE
		Pico ΔE_{Bp}^*	Valle ΔE_{Bv}^*	Total ΔE_B^*	Pico ΔE_{Bp}^*	Valle ΔE_{Bv}^*	Total ΔE_B^*	Pico ΔE_{Bp}^*	Valle ΔE_{Bv}^*	Total ΔE_B^*	
$\Delta W/\Delta E$	-	0.080	0.565	0.645	0.079	0.604	0.683	0.080	0.661	0.741	
$\Delta p/\Delta E$	€/MWh ²	$-2.8 \cdot 10^{-3}$	$3.5 \cdot 10^{-3}$	$7.3 \cdot 10^{-4}$	$-2.6 \cdot 10^{-3}$	$3.1 \cdot 10^{-3}$	$5.2 \cdot 10^{-4}$	$-2.3 \cdot 10^{-3}$	$2.9 \cdot 10^{-3}$	$5.2 \cdot 10^{-4}$	
$\Delta C/\Delta E$	€/MWh	-81.3	91.4	10.2	-75.2	86.4	11.2	-68.4	86.6	18.3	
2008-15	$\eta = 0.7$	$W = 224$ TWh/año			$p = 46.53$ €/MWh			$C = 10818$ M€/año			

Tabla 4.12. 2008-2015: Variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al bombeo

Magnitudes	B1	B2	B3
Energía total consumida bombeo, ΔE_B (TWh)	4.68	11.71	23.41
Variación total de la energía casada, ΔW_B (TWh)	3.02	8.00	17.35
Variación media del precio, Δp_B (€/MWh)	0.05	0.09	0.17
Variación total del coste en el mercado, ΔC_B (M€)	5.95	16.42	53.47

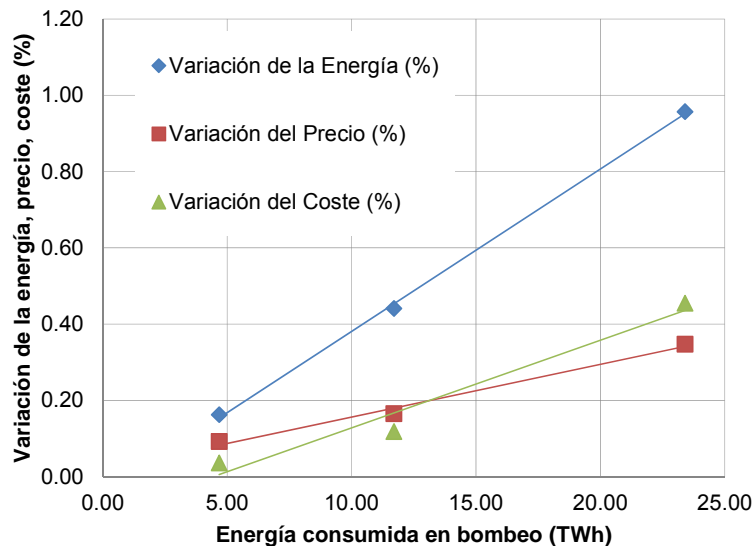


Figura 4.7. 2008-2015: Variaciones totales de la energía casada, precio medio y coste de la energía negociada en el mercado debidos al bombeo

Finalmente, la Tabla 4.13 muestra los coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado, con la cantidad de oferta de energía demandada en el bombeo (valle).

Tabla 4.13. 2008-2015: Coeficientes de las aproximaciones lineales de las variaciones de la energía casada, el precio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al bombeo.

Magnitudes	Aproximación lineal $\Delta y = m \cdot \Delta E_R + n$		
	m	n	R^2
Coeficientes de la regresión			
Variación de la energía casada, ΔW_B (TWh)	0.77	-0.74	0.9990
Variación media del precio, Δp_B (€/MWh)	0.007	0.014	0.9947
Variación del coste en el mercado, ΔC_B (M€)	2.60	-9.24	0.9717

Esta tabla permite concluir que por cada TWh de oferta de compra de energía almacenada por bombeo desde las tres horas valle a las tres horas pico, a lo largo del periodo 2008-2015:

- El total de energía casada se incrementa en 0.77 TWh
- el precio aritmético medio se incrementa en 0.007 €/MWh y
- el coste total de la energía anual negociada en el mercado se incrementa en 2.60 M€.

4.3. Almacenamiento en la demanda (batería)

En esta sección se estudian los posibles efectos de un caso en el que un cierto número de consumidores utilizasen equipos de almacenamiento de energía (baterías) a fin de reducir su demanda de energía en las horas punta, donde su precio es más alto.

4.3.1. Análisis cualitativo mediante método lineal

En esta modificación del caso base se considera que un conjunto agregado de dispositivos de almacenamiento se cargan, consumiendo una cantidad de energía extra, ΔE_{Av} , durante la hora valle (a la que el precio es más bajo). Posteriormente, los dispositivos se descargan, cediendo una cantidad de energía, ΔE_{Ap} ($\Delta E_{Ap} < \Delta E_{Av}$), algo menor, durante la hora pico (a la que la energía es más cara). En esta ocasión, la cantidad de energía cedida no entraría en el mercado como una modificación de la curva de generación sino que esta energía serviría para ser autoconsumida directamente. Esto se reflejaría en el mercado como una reducción

de la demanda a la hora pico y, por tanto, por un desplazamiento hacia la izquierda de la curva de demanda; algo similar al desplazamiento de carga. La diferencia está en que ahora hay que considerar un rendimiento del ciclo carga-descarga del dispositivo de almacenamiento (batería). Para incluir el efecto del rendimiento, η , del ciclo de carga-descarga del acumulador bastaría considerar que la energía autoconsumida durante la carga es $\Delta E_{Av} = \Delta E_{Av}/\eta$, o que la cedida durante la descarga es $\Delta E_{Ap} \cdot \eta$. También conviene tener en cuenta que, aunque normalmente las horas de carga y descarga correspondan con el pico y el valle, estas operaciones podrían hacerse a otras horas.

La Figura 4.8 muestra en un caso ideal en el que reducción de la compra de venta de energía en la hora pico, ΔE_{Ap} , debido a la descarga de la energía almacenada en el dispositivo de almacenamiento (batería) es la misma que el incremento en la oferta de compra en la hora valle, ΔE_{Av} , debido a la carga del dispositivo de almacenamiento (batería).

En el caso ideal considerado los valores de energía casada se pueden expresar como:

Para el pico $W_{Ap} = W_p - \Delta W_p$ y para el valle $W_{Av} = W_v + \Delta W_v$

$$W_{Ad} = W_{Av} + W_{Ap} + \sum_{h=3}^{24} W_h = (W_v + \Delta W_{Av} (\Delta E_{Av})) + (W_p - \Delta W_{Ap} (\Delta E_{Ap})) + \sum_{h=3}^{24} W_h$$

Considerando que el precio en la hora pico es $p_{pA} = p_p - \Delta p_p$, y el de la hora valle $p_{vA} = p_v + \Delta p_v$, el coste de la energía diaria correspondiente a este caso, despreciando los productos de incrementos, resulta:

$$\begin{aligned} C_{Ad} &= (p_v + \Delta p_v)(W_v + \Delta W_{Av} (\Delta E_{Av})) + (p_p - \Delta p_p)(W_p - \Delta W_{Ap} (\Delta E_{Ap})) + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h \\ &= \left(p_v W_v + p_p W_p + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h \right) + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + p_v \Delta W_{Av} - p_p \Delta W_{Ap} \\ &= C_d + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + p_v \Delta W_{Av} - p_p \Delta W_{Ap} \end{aligned}$$

El primer término de la izquierda representa el coste diario del caso base (sin almacenamiento de la demanda). En el segundo aparece la diferencia entre el crecimiento del precio en el valle y la reducción en el pico (positiva), multiplicada por sus respectivas energías horarias (potencias). En el tercero y cuarto aparecen la cantidad de energía desplazada (algún tanto porcentual de la energía horaria) multiplicada por el precio de la hora valle y pico, respectivamente. En un caso general no se ve claro cuál de los términos es mayor y determina el sentido de la variación del coste diario. Aun suponiendo que las variaciones de precio en el pico y en el valle fuesen aproximadamente iguales, al ser la demanda del pico mayor que la del valle, el segundo término sería negativo. Sin embargo el tercero es positivo y el cuarto negativo. La rigidez de la demanda en el pico hace que la variación de la energía casada en el valle sea mayor que en el pico $\Delta W_v > \Delta W_p$. Suponiendo que las variaciones de precio son iguales y que $\Delta W_p \rightarrow 0$, el coste diario se puede aproximar por:

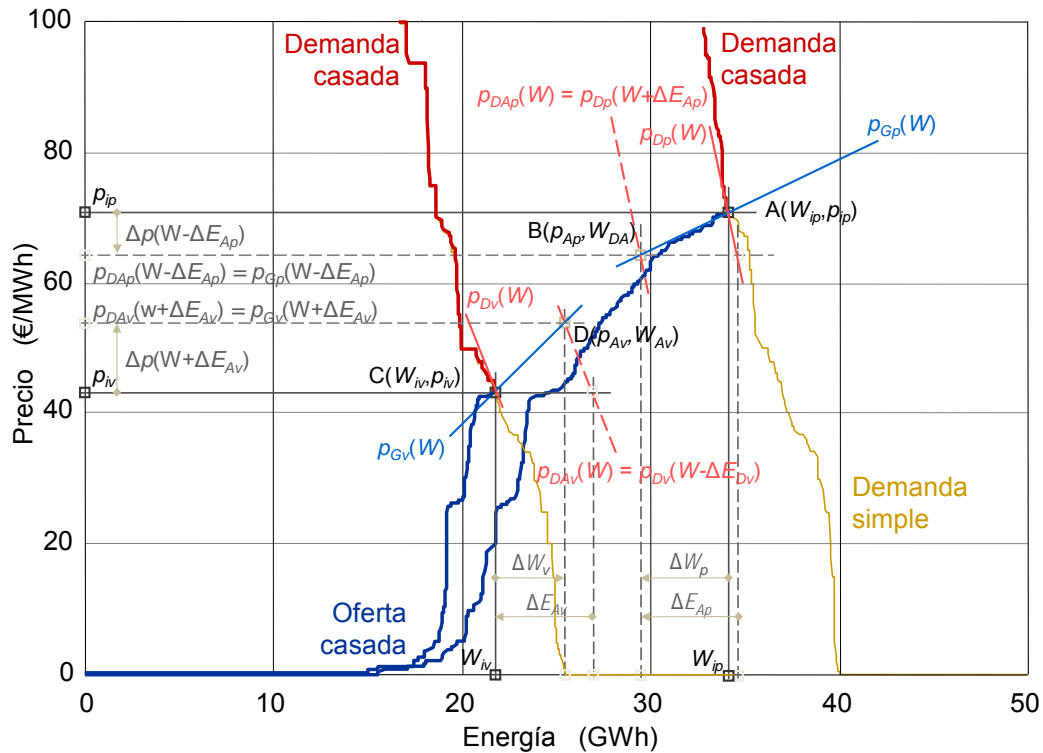


Figura 4.8. Curvas ordenadas de generación y demanda, así como energía y precio casados para las hora pico (20:00 h) y valle (4:00 h de un día laborable de invierno (Martes, 10 de Febrero de 2015) correspondientes al Mercado Ibérico de la Energía (OMIE). Estimación de las variaciones en la energía y precio casados debidos a la carga de un dispositivo de almacenamiento de energía a la hora valle y su posterior descarga a la hora pico

$$C_{Ad} \approx C_d + (W_v - W_p)\Delta p + \Delta W_v p_v$$

En consecuencia no es posible conocer el sentido de la variación del término de coste.

Otra posibilidad consiste en analizar el sentido de la variación del coste a través del caso extremo en el que la cantidad de energía desplazada sea tan pequeña que no llegue a producir ninguna variación significativa en el precio. En este caso cabría esperar que el segundo término siga siendo negativo (reducción del coste diario) y considerablemente mayor (en valor absoluto) que el tercero (positivo), mientras que el cuarto sería muy pequeño y podría despreciarse. Por tanto, para un caso general, puede considerarse que el coste se reduzca, aunque todo dependerá de qué término tenga más peso en la expresión siguiente:

$$C_{Ad} = C_d + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta W_v p_v - \Delta W_p p_p \leq 0 \geq C_d$$

El precio medio ponderado a lo largo del día resulta ahora:

$$\begin{aligned}
p_{Ampd} &= \frac{C_{Ad}}{W_{Ad}} = \frac{(p_v + \Delta p_v)(W_v + \Delta W_v) + (p_p - \Delta p_p)(W_p - \Delta W_p) + \sum_{h=3}^{24} p_h W_h}{(W_v + \Delta W_v) + (W_p - \Delta W_p) + \sum_{h=3}^{24} W_h} \\
&= \frac{C_d + (W_v \Delta p_v - W_p \Delta p_p) + \Delta W_v p_v - \Delta W_p p_p}{W_d + \Delta W_v - \Delta W_p} \leq 0 \geq p_{mpd}
\end{aligned}$$

El precio medio ponderado es el cociente entre el coste de la energía negociada en el mercado y la energía casada. Claramente la energía casada se reduce, sin embargo, al no tenerse certeza total de que el coste disminuye en un ciclo de almacenamiento de la demanda, no se puede determinar si el precio medio ponderado aumentará o disminuirá, a la vista de las expresiones anteriores. Para poder conocer las variaciones es preciso introducir las pendientes de las distintas curvas de demanda y generación que intervienen en el problema.

En el caso de una hora valle, la aproximación lineal de esta nueva curva de demanda, $p_{DAv} = p_{Dv}(W - \Delta E_v)$, se muestra en la Figura 4.8 como una recta paralela a la aproximación lineal de la primitiva curva de demanda para la hora valle:

$$\begin{aligned}
p_{DAv}(W) &= p_{Dv}(W - \Delta E_{Av}) \simeq p_{Dvi} + m_{Dv}(W - \Delta E_{Av}) \\
&= p_{Dvi} + m_{Dv} \Delta E_{Av} + m_{Dv} W = p_{DAvi} + m_{DAv} W
\end{aligned}$$

Esta situación corresponde al Caso 2 (eficiencia energética) previamente analizado, considerando $\Delta E_{Av} = -\Delta E_E > 0$

En la segunda etapa se produce la descarga del dispositivo almacenador, a la hora pico, lo que permite sustituir (autoalimentar) parte de la demanda que, de otra forma se compraría en el mercado a precio elevado (mayor que el precio de la hora valle. En un caso real el precio valle estaría ligeramente incrementado por el coste de las pérdidas). Para ello que se reduce la oferta de compra a la hora pico ($\Delta E_{Ap} > 0$) en la cantidad almacenada en el dispositivo almacenador. Esta reducción de la carga da lugar a un desplazamiento a la izquierda de la curva inicial de demanda (por lo menos de la parte con precio superior al del valle). La aproximación lineal de esta nueva curva de demanda, $p_{DAp} = p_{DAp}(W)$, se muestra en la Figura 4.8 como una recta paralela a la aproximación lineal de la primitiva curva de demanda de la hora pico:

$$\begin{aligned}
p_{DAp}(W) &= p_{Dp}(W + \Delta E_{Ap}) \simeq p_{Dpi} + m_{Dp}(W + \Delta E_{Ap}) \\
&= p_{Dpi} + m_{Dp} \Delta E_{Ap} + m_{Dp} W = p_{DApi} + m_{Dp} W
\end{aligned}$$

Esta situación es similar al Caso 2 (escenario eficiencia) previamente analizado, considerando $\Delta E_{Av} = \Delta E_E > 0$.

La Tabla 4.14 resume los resultados correspondientes a la energía casada, el precio de casación, y el coste de la energía negociada en el mercado correspondientes al escenario de almacenamiento en la demanda para las horas pico (20:00 h) y valle (04:00 h) del martes, día 10 de Febrero de 2015.

Tabla 4.14. Linealización de los escenarios de almacenamiento en la demanda para las horas pico y valle del martes, día 10 de Febrero de 2015

	Hora Pico	20:00 h
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(\Delta E_{Ap})}{\Delta E_{Ap}} \approx \frac{m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	-0.91
Variación relativa del precio casado (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p_D(\Delta E_{Ap})}{\Delta E_{Ap}} \approx \frac{m_{Gp} m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	$-1.27 \cdot 10^{-3}$
Variación relativa del coste del mercado (€/MWh)	$\frac{\Delta C(\Delta E_{Ap})}{\Delta E_{Ap}} \approx \frac{(W_{ip} m_{Gp} + p_{ip}) m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} \ll 0$	-107.68
	Hora Valle	04:00 h
Variación relativa de la energía casada	$\frac{\Delta W(-\Delta E_{Av})}{\Delta E_{Av}} \approx -\frac{m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} > 0$	0.71
Variación relativa del precio casado (€/MWh ²)	$\frac{\Delta p(-\Delta E_{Av})}{\Delta E_{Av}} \approx -\frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}}$	$2.07 \cdot 10^{-3}$
Variación relativa del coste del mercado (€/MWh)	$\frac{\Delta C(-\Delta E_{Av})}{\Delta E_{Av}} \approx -\frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \gg 0$	30.74
Comparación pico-valle		
Variación relativa de la energía casada	$\left \frac{\Delta W(-\Delta E_{Av})}{\Delta W(\Delta E_{Ap})} \right \approx \left \frac{m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Dp}} \right < 1$	0.79
Variación relativa de la suma de la energía casada	$\frac{\Delta W(-\Delta E_{Av}) - \Delta W(\Delta E_{Ap})}{ \Delta E_A } \approx -\frac{m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	-0.19
Variación relativa del precio casado (€/MWh ²)	$\left \frac{\Delta p_A(-\Delta E_{Av})}{\Delta p_A(\Delta E_{Ap})} \right \approx \left \frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Gp} m_{Dp}} \right > 1$	1.63
Variación relativa de la suma de la variación del precio casado (€/MWh)	$\frac{\Delta p(-\Delta E_{Av}) + \Delta p(-\Delta E_{Ap})}{ \Delta E_A } \approx -\frac{m_{Gv} m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{m_{Gp} m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} > 0$	$7.99 \cdot 10^{-4}$
Variación relativa del coste del mercado (€/MWh)	$\left \frac{\Delta C(-\Delta E_{Av})}{\Delta C(\Delta E_{Ap})} \right \approx \left \frac{m_{Gp} - m_{Dp}}{m_{Gv} - m_{Dv}} \frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{(W_{ip} m_{Gp} + p_{ip}) m_{Dp}} \right < 1$	0.72
Variación relativa de la suma de la variación del coste del mercado (€/MWh)	$\frac{\Delta C(-\Delta E_{Av}) + \Delta C(-\Delta E_{Ap})}{ \Delta E_A } \approx -\frac{(W_{iv} m_{Gv} + p_{iv}) m_{Dv}}{m_{Gv} - m_{Dv}} + \frac{(W_{ip} m_{Gp} + p_{ip}) m_{Dp}}{m_{Gp} - m_{Dp}} < 0$	-29.94

A partir del análisis lineal pueden establecerse algunas hipótesis que deberán ser comprobadas posteriormente mediante el método de desplazamiento de las curvas. En concreto, puede observarse que:

- El incremento de energía casada en el valle es inferior a la disminución en el valle, lo que hace que la energía total casada en un ciclo completo de carga-descarga sufra una reducción.
- El precio se reduce en las horas pico y se incrementa en las horas valle, siendo el incremento en el valle algo superior a la reducción del pico. En consecuencia, cada ciclo completo de carga-descarga de las baterías produce una ligera subida del precio medio.
- El incremento del coste de la energía negociada en el valle es menor que la reducción que se produce en el pico. Como resultado, cada ciclo completo de carga-descarga produce una reducción del coste de la energía en el mercado.

Como ha podido verse, el caso ideal de almacenamiento de la demanda examinado es, básicamente igual que el escenario de desplazamiento temporal de la demanda. La diferencia real se debe a las pérdidas (rendimiento) que se producen en cada ciclo de carga-descarga; que hace que una (pequeña) parte de la energía consumida en el valle (carga) no esté disponible en el pico (descarga). Por otra parte, el almacenamiento en la demanda permite realizar el desplazamiento de la demanda sin tener que modificar el patrón temporal al que se destina la energía (el servicio de la energía. Permite desacoplar el perfil temporal de consumo de la energía eléctrica del uso a que se destina), pero es preciso realizar una inversión en la adquisición y puesta en servicio del dispositivo de almacenamiento.

4.3.2. Almacenamiento en la demanda (baterías): Resultados

En este escenario se ha usado la clasificación punta-valle mencionada anteriormente, realizándose el siguiente movimiento de energía: Durante las tres horas valle (precio más bajo) se supone que los consumidores consumirían una energía adicional para cargar sus dispositivos almacenadores. Durante las tres horas pico se procedería a autoconsumir esa energía acumulada, de forma que esa energía dejaría de adquirirse en el mercado y, por tanto, se produciría una reducción de la demanda. La relación existente entre la energía consumida en el valle y la energía que se deja de consumir en el pico está afectada por el rendimiento del proceso que en este caso se ha considerado igual a 0.9 ($\Delta E_{Ap} = \Delta E_{Av} \cdot \eta$).

La Tabla 4.15 y la Figura 4.10 resumen los resultados correspondientes al conjunto de escenarios de almacenamiento en la demanda, a lo largo del periodo 2008-2015 completo. En términos generales, puede observarse lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios se puede observar que se produce una reducción de la energía casada (Figura 4.10 a), tal y como se adelantó con

el análisis lineal. Además, la reducción de la energía casada es proporcional a la cantidad de energía almacenada en el valle y utilizada (autoconsumida) en el pico.

Tabla 4.15. Evolución anual de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de almacenamiento en la demanda

		Energía casada					
Año	Caso Base (TWh)	A1		A2		A3	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2008	246.66	246.51	-0.06	246.32	-0.14	246.16	-0.21
2009	231.05	230.89	-0.07	230.71	-0.15	230.60	-0.19
2010	221.13	220.97	-0.07	220.78	-0.16	220.60	-0.24
2011	213.88	213.81	-0.03	213.75	-0.06	213.76	-0.06
2012	223.89	223.75	-0.06	223.62	-0.12	223.48	-0.19
2013	229.33	229.17	-0.07	229.01	-0.14	228.93	-0.17
2014	221.06	220.93	-0.06	220.78	-0.13	220.67	-0.18
2015	226.06	225.95	-0.05	225.83	-0.10	225.72	-0.15
		Precio horario medio					
Año	Caso Base (€/MWh)	A1		A2		A3	
		(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)
2008	64.43	64.42	-0.01	64.33	-0.15	64.23	-0.30
2009	36.96	36.87	-0.25	36.78	-0.48	36.71	-0.68
2010	37.01	36.89	-0.32	36.79	-0.60	36.75	-0.69
2011	49.93	50.01	0.16	50.07	0.29	50.15	0.45
2012	47.23	47.33	0.20	47.37	0.29	47.40	0.36
2013	44.26	44.24	-0.06	44.21	-0.11	44.19	-0.15
2014	42.13	42.14	0.01	42.14	0.02	42.19	0.13
2015	50.32	50.38	0.12	50.44	0.23	50.51	0.36
		Coste de la energía negociada en el mercado					
Año	Caso Base (M€)	A1		A2		A3	
		(M€)	(%)	(M€)	(M€)	(%)	(%)
2008	16268	16213	-0.36	16124	-0.91	16023	-1.53
2009	8796	8737	-0.73	8673	-1.45	8614	-2.13
2010	8449	8379	-0.87	8308	-1.71	8247	-2.43
2011	10899	10880	-0.13	10862	-0.30	10844	-0.46
2012	10899	10877	-0.14	10846	-0.42	10806	-0.79
2013	10218	10188	-0.34	10146	-0.75	10102	-1.18
2014	9345	9321	-0.26	9291	-0.59	9265	-0.87
2015	11662	11653	-0.08	11636	-0.22	11616	-0.39

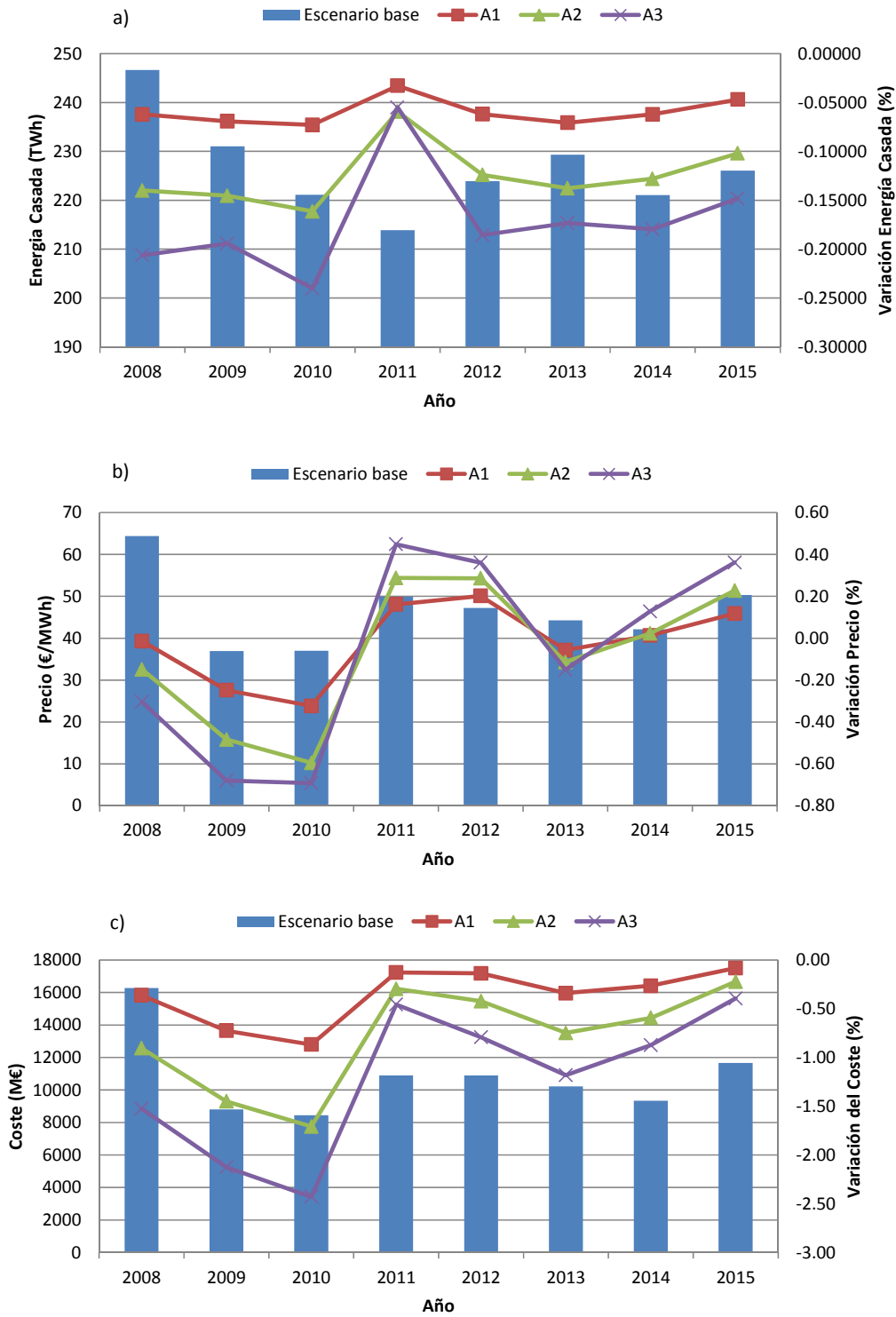


Figura 4.9. Variación anual de la energía negociada, precio horario medio y coste anual de la energía negociada en el mercado en los escenarios de almacenamiento den la demanda A1, A2 y A3

- *Precio.* Para la mitad de los años 2008, 2009, 2010 y 2013 se produce una reducción del precio medio aritmético. Sin embargo para los años 2011, 2012, 2014 y 2015 se produce un incremento del precio medio aritmético (Figura 4.10 b). En el análisis lineal realizado para una hora pico y una hora valle del 10 de febrero de 2015 se había obtenido que el precio aritmético medio se incrementaría. El cumplimiento de esta hipótesis depende del año analizado, y una vez analizado todo el periodo, se impone una ligerísima reducción del precio.
- *Coste.* Respecto a coste de la energía negociada en el mercado, el desplazamiento de la demanda trae una reducción generalizada del coste para todos los escenarios. En los escenarios analizados la mayor reducción de coste de la energía negociada en el mercado se produce en los años 2009 y 2010 y la menor en los años 2011, 2012, 2014 y 2015 (Figura 4.10 c), a pesar del incremento de precios que se experimenta en estos años. Sin embargo, en todos los casos, la reducción en la energía negociada compensa el efecto de subida de precios y conduce a una reducción neta del coste.

La Tabla 4.16 muestra los valores medios correspondientes a las variaciones medias anuales de la energía casada, el precio horario y el coste de la energía negociada en el mercado, tanto en el pico (descarga) y en el valle (carga) como en el ciclo completo de carga-descarga; todo ello en función de la cantidad de oferta de energía almacenada en el valle (carga de la batería).

Tabla 4.16. Valores medios de energía casada anual, precio horario de casación y coste total anual medio para el período 2008-2015. Escenario de Almacenamiento en la demanda

		Escenario A1 $\Delta E = 2\%$ Almacenamiento de la demanda			Escenario A2 $\Delta E = 5\%$ Almacenamiento de la demanda			Escenario A3 $\Delta E = 10\%$ Almacenamiento de la demanda		
		(0.59 TWh/año, 3h)			(1.46 TWh/año, 3h)			(2.93 TWh/año, 3h)		
Magnitudes	Unidades	Pico	Valle	Total	Pico	Valle	Total	Pico	Valle	Total
		ΔE_{Ap}	ΔE_{Av}	ΔE_A	ΔE_{Ap}	ΔE_{Av}	ΔE_A	ΔE_{Ap}	ΔE_{Av}	ΔE_A
$\Delta W(\Delta E)$	GWh	-467	330	-136	-1168	884	-284	-2328	1934	-394
$\Delta p(\Delta E)$	€/MWh	-1.86	1.86	-0.001	-4.25	4.11	-0.02	-7.77	7.63	-0.02
$\Delta C(\Delta E)$	M€	-90.3	53.5	-36.7	-208.4	126.4	-81.9	-381.7	253.6	-128.1
2008-2015	$\eta = 0.9$	$W = 224$ TWh/año			$p = 46.53$ €/MWh			$C = 10818$ M€/año		

A la vista de los resultados señalados en la tabla pueden derivarse las siguientes conclusiones para todos los escenarios, en pleno acuerdo con las previsiones del modelo cualitativo lineal:

- *Energía.* La energía casada se incrementa en el valle (mayor demanda por carga de las baterías) y se reduce en el pico (menor demanda por

autoconsumo durante la descarga de la batería), siendo siempre el mayor la reducción de la energía casada en el pico que el incremento en el valle. Por lo tanto, los ciclos completos de carga-descarga de las baterías producen una reducción de la energía casada, a pesar de las pérdidas asociadas a la carga-descarga cíclica.

- *Precio.* La reducción del precio en el pico es mayor que el incremento que se produce en el valle, lo que da como resultado una reducción neta del precio medio aritmético en el ciclo de completo de carga-descarga.
- *Coste.* La reducción del coste de la energía negociada en el mercado en el pico siempre es mayor que el incremento que se produce en el valle, lo que da lugar a una reducción neta del coste del mercado en el ciclo de completo de carga-descarga (a pesar del coste de las pérdidas cíclicas).

La Tabla 4.17 recoge los valores de las tasas de variación con la energía por unidad de energía consumida en las horas valle (carga de la batería) de: la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado; tanto en el pico y en el valle como en el ciclo completo de carga-descarga. La tabla muestra que, aunque los respectivos valores de cada una de las tasas son similares para los distintos escenarios, se produce una tendencia hacia la reducción de los valores de las respectivas tasas (en términos absolutos) conforme aumenta la oferta de energía almacenada en la batería. Este efecto de saturación de las tasas (también visible en la Tabla 4.16) se debe al hecho de que cuanto mayor va siendo la oferta de compra de energía en el valle para carga de la batería, se va obligando a entrar en el mercado a unidades cada vez más costosas, lo que va deteriorando los valores de las tasas de variación.

Tabla 4.17. Valores medios de las variaciones por unidad de energía almacenada de la energía casada, el precio horario medio y el coste de la energía negociada en el mercado en los escenarios de almacenamiento en la demanda (baterías)

Magnitudes	Uds.	Escenario A1 $\Delta E = 2\%$ Almacenamiento de la demanda (0.59 TWh/año, 3h)			Escenario A2 $\Delta E = 5\%$ Almacenamiento de la demanda (1.46 TWh/año, 3h)			Escenario A3 $\Delta E = 10\%$ Almacenamiento de la demanda (2.93 TWh/año, 3h)		
		Pico	Valle	Total	Pico	Valle	Total	Pico	Valle	Total
		ΔE_{Ap}	ΔE_{Av}	ΔE_A	ΔE_{Ap}	ΔE_{Av}	ΔE_A	ΔE_{Ap}	ΔE_{Av}	ΔE_A
$\Delta W(\Delta E)/\Delta E$	-	-0.80	0.57	-0.23	-0.80	0.60	-0.19	-0.80	0.66	-0.14
$\Delta p(\Delta E)/\Delta E$	€/MWh ²	$-3.49 \cdot 10^{-3}$	$3.48 \cdot 10^{-3}$	$-1.00 \cdot 10^{-5}$	$-3.19 \cdot 10^{-3}$	$3.08 \cdot 10^{-3}$	$-1.07 \cdot 10^{-4}$	$-2.91 \cdot 10^{-3}$	$2.86 \cdot 10^{-3}$	$-5.25 \cdot 10^{-5}$
$\Delta C(\Delta E)/\Delta E$	€/MWh	-154	91	-63	-142	86	-56	-130	86	-44

La Tabla 4.18 y la Figura 4.10 resumen los resultados correspondientes al conjunto de escenarios de almacenamiento en la demanda, considerando todo el periodo 2008-2015 en su conjunto. Como puede verse, en cada uno de los escenarios, tanto la reducción neta de la energía negociada en el mercado, del precio medio aritmético y del coste de la energía negociada en el mercado,

resultan aproximadamente proporcionales a la cantidad de oferta de energía demandada en la carga de la batería (valle). Todo lo cual confirma lo anticipado por el modelo cualitativo lineal.

Tabla 4.18. 2008-2015: Variación total de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al almacenamiento en la demanda (baterías)

Magnitudes	A1	A2	A3
Energía total almacenada en la demanda, ΔE_A (TWh)	4.68	11.71	23.41
Variación total de la energía casada, ΔW_A (TWh)	-1.09	-2.27	-3.15
Variación del precio medio, Δp_A (€/MWh)	-0.001	-0.018	-0.018
Variación total del coste del mercado, ΔC_A (M€)	-36.75	-81.91	-128.11

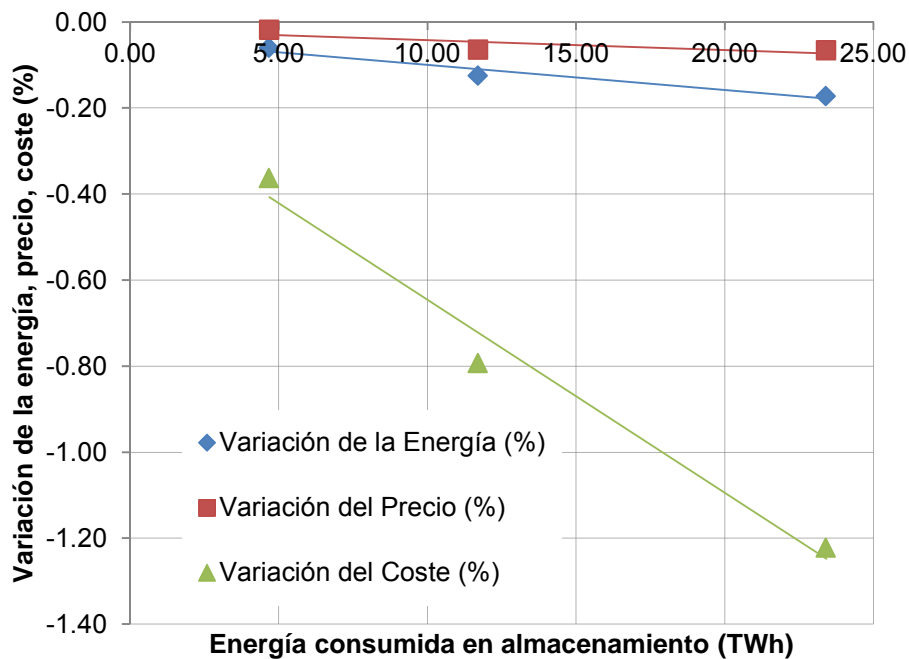


Figura 4.10. 2008-2015: Variación total de la energía, precio medio y coste de la energía negociada en el mercado para el caso de almacenamiento en la demanda (baterías)

Finalmente, la Tabla 4.19 muestra los coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado, con la cantidad de energía consumida en las horas valle (carga de la batería).

Los resultados de la tabla permiten decir que por cada TWh de oferta de compra de energía que se almacene en las baterías durante las tres horas valle y se devuelva en las tres horas pico (autoconsumo), a lo largo del periodo 2008-2015:

- El total de energía casada se reduce en 0.11 TWh

- el precio aritmético medio se reduce en 0.001 €/MWh y
- el coste total de la energía negociada en el mercado se reduce en 4.78 M€.

Tabla 4.19. 2008-2015: Coeficientes de la aproximación lineal de la variación de la energía casada, el precio y el coste de mercado debidos al almacenamiento demanda.

Magnitudes	Aproximación lineal $\Delta y = m \cdot \Delta E_R + n$		
	m	n	R^2
Coefficientes de la regresión			
Variación de la energía casada, ΔW_A (TWh)	-0.11	-0.76	0.9487
Variación media del precio, Δp_A (€/MWh)	-0.001	-0.001	0.6041
Variación del coste en el mercado, ΔC_A (M€)	-4.78	-18.80	0.9814

En líneas generales, si se comparan los resultados de almacenamiento en la demanda con los de desplazamiento de demanda, es fácil comprobar que el escenario del desplazamiento de la demanda produce un efecto más intensivo que el de almacenamiento en la demanda, con reducciones algo mayores de energía casada, precio medio y coste del mercado por unidad de energía almacenada. Este resultado es lógico pues el caso de almacenamiento en la demanda es asimilable a un caso de desplazamiento de la demanda, pero afectado de un cierto rendimiento por ciclo.

Mercado, Sistema Eléctrico, Redistribución de Rentas y Medioambiente

EN este capítulo se trata de sentar las bases para realizar una estimación cualitativa de cómo, las modificaciones que se producen en el mercado (aumento de la producción renovable, reducción o desplazamiento temporal de la carga, cambios en las unidades marginales del mercado, etcétera), afectan al sistema eléctrico en su conjunto (capacidad de generación e infraestructura de transporte), a la redistribución de rentas entre los agentes, así como al medioambiente. En concreto, para cada uno de los escenarios considerados en este trabajo se trata de estimar, de forma aproximada, los siguientes conceptos:

- *Sistema eléctrico.* Afección a la curva ordenada de potencia anual, variación de la demanda extrema anual y de las pérdidas anuales en el sistema de transporte
 - La estimación de la demanda pico, por ejemplo, permitiría comprobar la suficiencia tanto de la capacidad de la generación como de la infraestructura de transporte o, en su caso, estimar las necesidades para cubrirla (ampliaciones, refuerzos y necesidades de inversión)
 - Cambios de tipo más cualitativo en la forma de la curva ordenada de demanda, como por ejemplo un giro de la misma en sentido antihorario, que la hiciera más horizontal, permitiría concluir que se sirve la misma cantidad de energía con menos pérdidas, a la vez que se reduce la demandad pico (costes de explotación)
- *Medioambiente.* Variación del volumen de emisiones de CO₂ correspondiente a los diversos escenarios
 - Permitiría identificar la estrategia más eficiente a la hora de conseguir algún objetivo de emisiones, como pueden ser los objetivos de medioambiente y energía para 2020 de la UE, suscritos por España

- *Redistribución de rentas.* Transferencias de renta entre los diversos agentes del mercado (agentes de venta de los generadores convencionales y de los renovables y de compra, así como de los consumidores finales, como conjunto) y, cuando proceda, valor de las primas neutras de los diversos escenarios
 - Se utiliza el término prima neutra para referirse al valor de la prima con la que los consumidores finales ni ahorran en el coste de la energía que consumen ni pagan de más por ella

En los siguientes apartados se introducen los métodos aproximados de estimación de las diversas magnitudes así como las hipótesis simplificadoras consideradas.

5.1. Mercado y medioambiente

En este apartado se aborda la estimación de los volúmenes de emisiones de CO₂ en el sistema español para los distintos escenarios estudiados. Para ello se partirá de la información de producción eléctrica y emisiones publicada por el operador del sistema, REE, para cada día del periodo estudiado (2922 días).

En la Tabla 5.1 se muestra un ejemplo de la información pública sobre emisiones (sistema peninsular) disponible en la web de REE correspondiente al día 14 de junio de 2014. Como puede verse, se ofrece información diaria del volumen de emisiones de CO₂ por tecnologías, con una periodicidad de 10 minutos. Para cada día se publican los datos de emisiones y generación desde las 21:00 horas del día anterior hasta las 3:00 horas del día siguiente (predicción).

En la información diaria se consigna, además de las emisiones atribuibles a la producción con carbón, ciclos combinados y resto de régimen especial (parte térmica no renovable del régimen especial), las tecnologías que no contribuyen a la producción de emisiones, como son: nuclear, hidráulica, eólica, intercambios internacionales (con signo positivo para importación), enlace balear, solar térmica, solar fotovoltaica y térmica renovable.

En la Figura 5.1 se muestra el peso que cada tecnología tiene en la generación de emisiones de CO₂ para el periodo analizado. Como puede verse, a lo largo de todo el periodo 2008-2015, la generación con carbón produce la mayor cantidad de emisiones, alcanzando los 300 Mt (56.1 % del total emisiones), le sigue la generación con ciclo combinado con 145 Mt (27.2 %), la generación térmica del régimen especial con 88 Mt (16.5) y, finalmente, la producción con fuel/gas con 1.33 Mt (0.2 %), cuya contribución resulta insignificante y no se considerará en este trabajo.

Con estos datos es posible obtener para cada hora del periodo analizado la relación entre las emisiones y la energía generada para cada una de las tecnologías. La obtención de los datos se ha realizado mediante una macro programada en un navegador que accede a la web del operador del sistema y que descarga los ficheros diarios con la información contemplada en la Tabla 5.1, para

los 2922 días del periodo 2008-2015, de la que se utiliza la correspondiente a las 24 horas de cada día.

Tabla 5.1. Información de emisiones de CO₂ (t/h) peninsular, por tecnología de generación, correspondiente al día 14 de junio de 2014

Hora	Nuclear	Fuel	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	Eólica	Resto reg. esp.	Int.	Enlace balear	Solar
		Gas								
13/06/2014 21:10	0	0	7252	1096	0	0	1332	0	0	0
13/06/2014 21:20	0	0	7218	1151	0	0	1332	0	0	0
13/06/2014 21:30	0	0	7193	1191	0	0	1332	0	0	0
13/06/2014 21:40	0	0	7138	1174	0	0	1332	0	0	0
13/06/2014 21:50	0	0	7130	1196	0	0	1332	0	0	0
13/06/2014 22:00	0	0	7154	1230	0	0	1332	0	0	0
.
.
.
14/06/2014 0:00	0	0	5952	1056	0	0	1307	0	0	0
14/06/2014 0:10	0	0	6121	1051	0	0	1151	0	0	0
14/06/2014 0:20	0	0	6148	1051	0	0	1151	0	0	0
14/06/2014 0:30	0	0	6101	1049	0	0	1151	0	0	0
14/06/2014 0:40	0	0	6045	1036	0	0	1151	0	0	0
14/06/2014 0:50	0	0	5884	992	0	0	1151	0	0	0
14/06/2014 1:00	0	0	5762	946	0	0	1151	0	0	0
.
.
.
14/06/2014 23:00	0	0	4305	450	0	0	1109	0	0	0
14/06/2014 23:10	0	0	4225	492	0	0	1098	0	0	0
14/06/2014 23:20	0	0	4098	456	0	0	1098	0	0	0
14/06/2014 23:30	0	0	3875	416	0	0	1098	0	0	0
14/06/2014 23:40	0	0	3766	457	0	0	1098	0	0	0
14/06/2014 23:50	0	0	3481	431	0	0	1098	0	0	0
15/06/2014 0:00	0	0	3271	417	0	0	1098	0	0	0
15/06/2014 0:10	0	0	3168	591	0	0	1051	0	0	0
15/06/2014 0:20	0	0	3026	578	0	0	1051	0	0	0
.
.
.
15/06/2014 3:00	0	0	2002	617	0	0	1007	0	0	0

Además de los datos de emisiones es necesario conocer la energía generada por cada tecnología de generación (especialmente de las productoras de emisiones). La página web de REE ofrece también información diezminutal de la producción de energía por tecnología, para cada día. La Tabla 5.2 muestra la información de

potencia eléctrica producida, por tecnología de generación, correspondiente al 14 de junio de 2014.

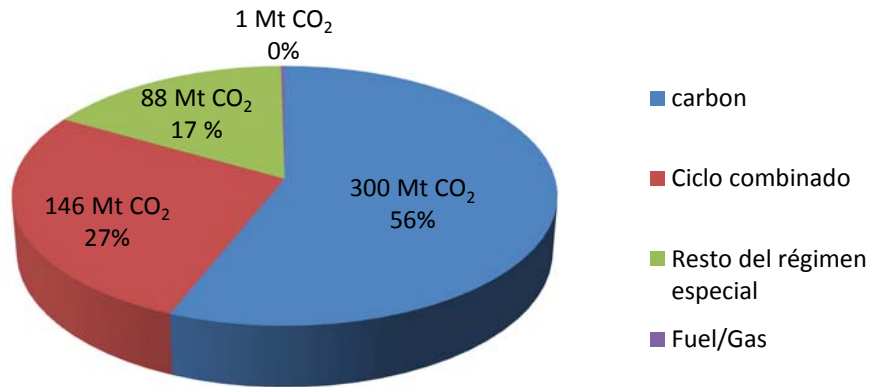


Figura 5.1. 2008-2015: Distribución de las emisiones totales de CO₂ por tecnología de generación

Una vez descargada toda la información anterior se procede a su tratamiento, convirtiendo los datos de emisiones y potencia con periodicidad de 10 minutos a datos horarios. La idea es obtener, para cada hora, i , del periodo analizado, el coeficiente, r_{ij} , que relaciona la cantidad de emisiones producida por una determinada tecnología, j , con la cantidad de energía generada por dicha tecnología. Es decir, es preciso determinar los cocientes:

$$r_{ij} = \frac{V_{CO_2} \text{ tecnología}_j}{E \text{ tecnología}_j}, \text{ para cada hora del periodo } i = 1 \dots 70128 \text{ h}$$

La información de los ficheros diarios sobre emisiones, resumida en la Figura 5.1, muestra que a lo largo de todo el periodo analizado, el volumen total de emisiones ascendió a 447 Mt, y que las centrales de fuel/gas contribuyen con un 0.2 % al total de emisiones, por lo que su efecto se ha despreciado, como ya se ha indicado.

Por otra parte, a efectos del cálculo de variaciones en la cantidad de emisiones derivadas de cada uno de los escenarios analizados, las emisiones producidas por el régimen especial también pueden ignorarse ya que estas unidades del régimen especial participan en el mercado con precios nulos o muy bajos, por lo que su efecto (variación en el volumen de emisiones) en los diferentes escenarios analizados no será relevante.

En consecuencia, en esta parte del trabajo, y a efectos del cálculo de las variaciones de las emisiones producidas por los distintos escenarios analizados, sólo se considerarán las emisiones debidas a las centrales de carbón y de ciclo combinado.

Tabla 5.2. Datos de potencia eléctrica (MW) peninsular por tecnologías correspondiente al día 14 de junio de 2014

Hora	Nuclear	Fuel	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	Eólica	Resto reg. esp.	Int.	Enlace balear	Solar
		Gas								
13/06/2014 21:00	5032	0	7701	3103	3733	6358	4924	-712	-262	1172
13/06/2014 21:10	5032	0	7634	2962	3829	6431	4932	-419	-263	983
13/06/2014 21:20	5033	0	7598	3110	3874	6390	4932	-491	-262	890
13/06/2014 21:30	5034	0	7572	3219	3756	6429	4932	-793	-262	796
13/06/2014 21:40	5031	0	7514	3173	3928	6463	4932	-598	-262	752
13/06/2014 21:50	5036	0	7505	3233	4090	6403	4932	-392	-263	719
.
.
.
14/06/2014 0:00	5030	0	6265	2854	2177	6451	4841	-512	-166	644
14/06/2014 0:10	5027	0	6443	2840	2344	6456	4264	-241	-150	644
14/06/2014 0:20	5039	0	6472	2840	2215	6424	4264	-254	-150	643
14/06/2014 0:30	5035	0	6422	2834	1839	6390	4264	-159	-151	641
14/06/2014 0:40	5037	0	6363	2801	1714	6358	4264	-188	-150	641
14/06/2014 0:50	5037	0	6194	2681	1637	6321	4264	-165	-151	642
14/06/2014 1:00	5038	0	6065	2557	1582	6312	4264	-195	-141	641
.
.
.
14/06/2014 23:00	5027	0	4532	1217	2382	10609	4108	-686	-218	658
14/06/2014 23:10	5024	0	4447	1330	2316	10683	4067	-754	-201	661
14/06/2014 23:20	5026	0	4314	1232	2028	10790	4067	-698	-201	659
14/06/2014 23:30	5027	0	4079	1123	2189	10877	4067	-752	-201	659
14/06/2014 23:40	5027	0	3964	1235	1912	10818	4067	-802	-201	661
14/06/2014 23:50	5027	0	3664	1165	1762	10748	4067	-609	-201	662
15/06/2014 0:00	5023	0	3443	1128	1470	10892	4067	-557	-187	661
15/06/2014 0:10	5027	0	3335	1596	1002	10931	3892	-347	-157	660
15/06/2014 0:20	5032	0	3185	1561	760	11063	3892	-466	-150	658
.
.
.
15/06/2014 3:00	5036	0	2107	1667	-652	10260	3729	-903	-91	653

La Tabla 5.3 muestra los valores medios de los coeficientes emisiones-energía (r_{ij}) para cada tecnología. Como puede apreciarse, la producción térmica de carbón es casi tres veces más productora de emisiones de CO₂ que la correspondiente a la de ciclos combinado por unidad de energía generada.

Tabla 5.3. 2008-2015: Valores medios del coeficiente de emisiones de CO₂-producción para centrales de ciclo combinado y carbón

$\frac{t(\text{CO}_2)}{\text{MWh}}$ Ciclo Combinado	$\frac{t(\text{CO}_2)}{\text{MWh}}$ Carbón
0.372	0.950

Una vez establecida la correspondencia entre volumen de emisiones de CO₂ y cantidad de energía generada por las centrales de carbón y ciclo combinado, el siguiente paso consiste en analizar los resultados del mercado para cada uno de los escenarios estudiados, identificando las unidades de carbón y ciclos combinados, de entre las que hayan resultado despachadas en cada caso.

Para cada uno de los escenarios, se procede a identificar, en las curvas de generación casadas, la cantidad de energía casada de cada tecnología (ciclo combinado y carbón), correspondiente a unidades españolas. Con esta medida de la generación térmica horaria y empleando el coeficiente de emisiones correspondiente, puede obtenerse el volumen de emisiones de las unidades españolas de generación de carbón y ciclo combinado, participantes en cada hora del mercado diario.

La Tabla 5.4 resume la estimación del valor del volumen de emisiones de CO₂ correspondientes a los principales escenarios estudiados, con respecto a las 447 Mt de CO₂ del escenario base para todo periodo 2008-2015: Se han excluido los resultados correspondientes a los escenarios R1I a R3I y E1I a E3I, ya que al ser los de menor volumen energético, a efectos de emisiones, pueden quedar razonablemente representados por los correspondientes R1 a R3 y E1 a E3.

Los resultados de variación del volumen de emisiones de CO₂ correspondientes a cada uno de los escenarios examinados, resumidos en la Tabla 5.4, permiten concluir lo siguiente:

- Los escenarios de integración de renovables y de eficiencia producen reducciones de emisiones similares entre sí, siendo algo mayores en el caso de eficiencia. Este resultado es lógico dado que los escenarios de renovables provocan un ligero aumento en la energía casada y, en consecuencia, la menor sustitución de la producción térmica.
 - La disminución de las emisiones va creciendo cuanto mayor es la cantidad de renovable integrada. Lo mismo sucede en los escenarios de eficiencia. Esto es debido a que conforme crece la cantidad de renovable integrada (o de demanda evitada), cada vez se va desplazando más producción térmica.
- Los escenarios de desplazamiento de la demanda, almacenamiento en la generación y almacenamiento en la demanda presentan reducciones de emisiones muy similares entre sí. Las mayores reducciones de emisiones se producen en los escenarios de desplazamiento y las menores en los de bombeo, debido su menor rendimiento cíclico.

Tabla 5.4. 2008-2015: Variación del volumen de emisiones de CO₂ para los distintos escenarios

Caso base periodo 2008-2015: Volumen Emisiones CO ₂ : 447 Mt						
Renovables	R1		R2		R3	
	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{R1}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{R2}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{R3}}$
	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)
	-4.11	-4.19	-13.31	-6.78	-30.49	-7.77
Eficiencia	E1		E2		E3	
	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{E1}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{E2}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{E3}}$
	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)
	-4.19	-4.27	-13.43	-6.85	-30.70	-7.82
Desplazamiento demanda	D1		D2		D3	
	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{D1}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{D2}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{D3}}$
	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)
	-9.94	-16.99	-8.92	-6.10	-7.24	-2.47
Almacenamiento generación	B1		B2		B3	
	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{B1}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{B2}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{B3}}$
	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)
	-9.78	-16.70	-8.41	-5.74	-5.88	-2.01
Almacenamiento demanda	A1		A2		A3	
	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{A1}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{A2}}$	ΔV_{CO_2}	$\frac{\Delta V_{CO_2}}{\Delta E_{A3}}$
	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)	(Mt)	(Mt/TWh)
	-9.89	-16.89	-8.75	-5.98	-6.78	-2.32

- La disminución de las emisiones se va reduciendo cuanto mayor es la cantidad de desplazada de las horas pico a las valle. Esto es debido a que al desplazar consumo del pico al valle se produce una reducción de las tecnologías marginales del pico (normalmente generación térmica, productora de emisiones). En el valle, sin embargo, se produce un incremento del consumo y por lo tanto, dependiendo de la cantidad aumentada de energía, la posible incorporación de tecnologías emisoras de CO₂.

Algo similar sucede en los escenarios de almacenamiento, empeorado por las pérdidas del ciclo.

- Atendiendo a los valores de las reducciones de emisiones o de las tasas de reducción de emisiones por unidad de energía, los escenarios, D1/B1/A1, resultan más eficientes que los casos de renovables o eficiencia, R1/E1.

Este resultado indica que el desplazamiento o almacenamiento, al concentrar su actuación sobre las horas de pico, es capaz de retirar mayor cantidad de emisiones que en el caso de repartirlo por todas las horas del día, como sucede en los casos de renovables o ahorro. Sin embargo, la tendencia resultante indica que conforme aumenta la energía desplazada o almacenada, el valor de la reducción de emisiones va disminuyendo, en términos absolutos.

Las reducciones de emisiones, o de las tasas de reducción de emisiones por unidad de energía, de los escenarios de desplazamiento de demanda D2/B2/A2 resultan ya algo inferiores a los que se producen en los escenarios de renovables o eficiencia, R2/E2.

Para los escenarios D3/B3/A3, las reducciones de emisiones, o de las tasas de reducción de emisiones por unidad de energía, resultan muy inferiores a las de los R3/E3.

5.2. Mercado y sistema eléctrico

En esta sección se pretende realizar una estimación de cómo los cambios en el mercado inducidos por cada uno de los escenarios estudiados en este trabajo pudieran afectar a la infraestructura del sistema de energía eléctrica (capacidad de generación y de transporte), especialmente a las pérdidas de energía y a la forma de la curva ordenada de demanda (lo que determina las potencias base y pico del sistema) que, de alguna manera, sintetiza el funcionamiento del sistema eléctrico.

La Tabla 5.5 muestra los valores anuales de la energía producida en barras de central, así como los de potencia eficaz y media, y los valores máximos y mínimos de potencia horaria, calculados a partir de los correspondientes datos horarios [217], todo ello para el periodo 2008-2015:

La Figura 5.2 muestra las curvas monótonas anuales de producción horaria en barras de central (denominada, de forma algo confusa, curva monótona de carga en los Informes de REE hasta 2014) correspondientes al mismo periodo, elaboradas a partir de la información diezminutal ofrecida en la página web de REE [217]. Estas curvas típicamente tienen forma de S y muestran tres zonas características:

- *Horas pico*. La zona de máxima de demanda anual, que se produce durante menos de unas 250 horas (3 %) al año. Es la zona convexa (cóncava hacia arriba) inicial de la curva (0 – 250 h)
- *Horas normales*. Es la zona aproximadamente lineal de la curva, con pendiente negativa, que comprende a la mayor parte de las horas del año (250 – 8500 h)
- *Horas valle*. La zona de mínima demanda anual, que se produce durante aproximadamente 250 horas al año. Es la zona cóncava (hacia abajo) final de la curva (8500 - 8760 h)

Tabla 5.5. 2008-2015: Evolución anual de la producción de energía en barras de central, la potencia eficaz y media, así como los valores extremos de potencia horaria

Año	Energía producida en B.C., W_{BC} (GWh)	Potencia eficaz en B.C., $P_{BC\,EF}$ (MW)	Potencia media en B.C., $P_{BC\,m}$ (MW)	Potencia máxima en B.C., $P_{BC\,MAX}$ (MW)	Potencia mínima en B.C., $P_{BC\,min}$ (MW)
2008	265205	30476	30033	42973	19004
2009	252660	29219	28727	44274	17817
2010	260527	30208	29719	43990	18456
2011	255597	29590	29154	43558	17996
2012	252014	29134	28707	43167	17687
2013	246368	28526	28126	39559	17154
2014	243544	28123	27766	38686	18134
2015	248047	28728	28348	40359	18036

La Figura 5.2 y la Tabla 5.5 muestran que la disminución progresiva de la demanda que, en términos generales, se ha venido produciendo durante a lo largo de estos años, produce un desplazamiento hacia abajo y una rotación antihoraria de las curvas anuales de demanda ordenada. La mayor separación entre las curvas se produce en los valores de la potencia máxima, mientras en que en la zona de la potencia mínima, las curvas permanecen más agrupadas. La zona aproximadamente lineal del centro de la curva de demanda ordenada, también se va haciendo más horizontal conforme se reduce la demanda anual (la pendiente de la monótona de demanda se reduce, en valor absoluto).

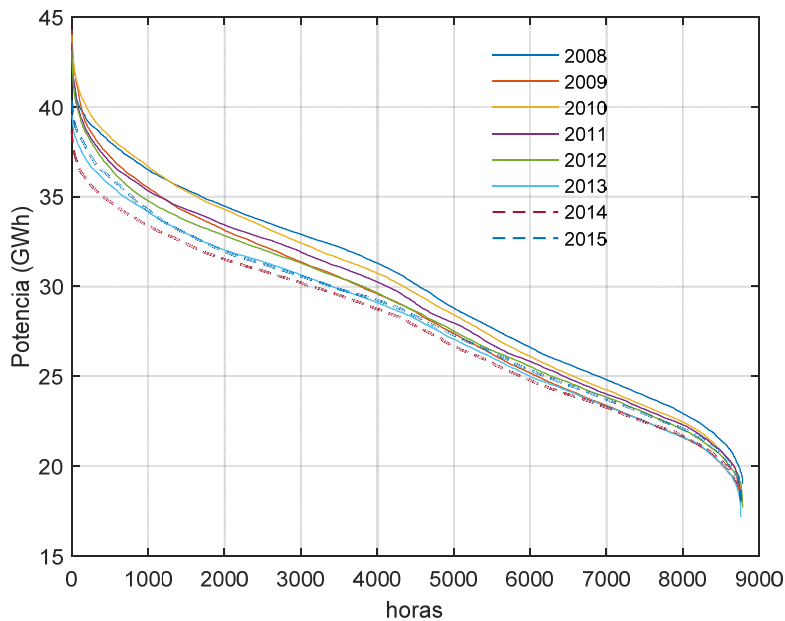


Figura 5.2. 2008-2015: Curvas ordenadas de potencia horaria producida en barras de central, anuales.

Estimar la incidencia de los resultados del mercado sobre las pérdidas en el sistema de potencia es un problema bastante laborioso y complejo de resolver, ya que requiere el conocimiento de la configuración (horaria) de la red así como de los flujos de potencia y los parámetros eléctricos de cada línea y transformador del sistema de transporte de energía.

Dado que esta información no está públicamente accesible y que de las pérdidas en el sistema de transporte solo se conoce la cantidad de energía pérdida anualmente (en el mejor de los casos), para poder hacer una estimación cualitativa de la incidencia de los resultados del mercado sobre las pérdidas en el sistema de potencia se considerará un modelo muy simplificado del sistema eléctrico con la generación agregada conectada a una red, con una configuración de líneas y transformadores fija, a través de la cual se alimenta al conjunto de la demanda agregada, como se muestra esquemáticamente en la Figura 5.3.

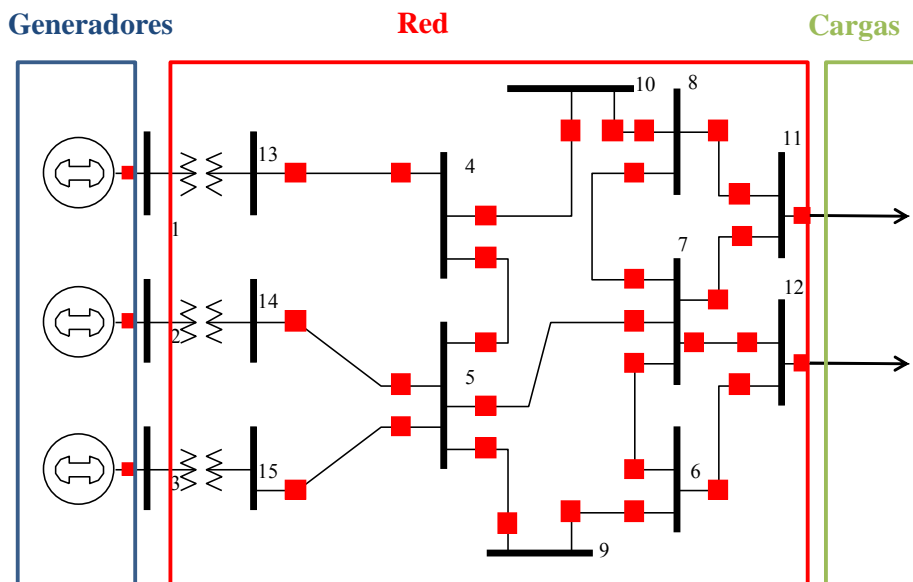


Figura 5.3. Sistema eléctrico simplificado generación-transporte-demanda

Con este modelo simplificado del sistema, las pérdidas instantáneas de potencia en la red, $P_p(t)$, pueden expresarse como la suma de dos términos:

- un primer término, fijo, k_{p0} , que representa las pérdidas en el hierro de los transformadores del sistema y
- un segundo término, variable con el cuadrado de la carga (producción en barras de central), $k_{p1} \cdot P_{BC}^2$, que representa las pérdidas por efecto Joule en las líneas y transformadores

En consecuencia, si $P_{BC}(t)$ representa la potencia horaria producida en barras de central, el modelo de pérdidas considerado puede expresarse como:

$$P_p(t) \approx k_{p0} + k_{p1} \cdot P_{BC}^2(t)$$

Con ello, la energía perdida anualmente en la red de transporte puede expresarse en función del valor eficaz anual de la potencia en barras de central, P_{BCEF} , como:

$$\begin{aligned} W_p &= \int_{t=0}^{T=8760 \text{ h}} P_p(t) \cdot dt \approx \int_{t=0}^{T=8760 \text{ h}} (k_{p0} + k_{p1} \cdot P_{BC}^2(t)) \cdot dt = T \cdot (k_{p0} + k_{p1} \cdot P_{BCEF}^2) \\ &= k_{Wp0} + k_{Wp1} \cdot P_{BCEF}^2 \end{aligned}$$

Esta pérdida anual de energía puede expresarse como una fracción de la energía en barras de central, $W_p = k_{pBC} \cdot W_{BC}$, típicamente del orden del 6 % de la producción [UE].

La Tabla 5.6 muestra, para el periodo 2008-2015, los valores de valores anuales de la energía producida en barras de central, la potencia de transformación instaladas [15], la potencia horaria eficaz y las pérdidas de energía, evaluadas con un valor típico del 6 % de la producción en barras de central, así como la estimación de las pérdidas con el modelo propuesto y los valores de los residuos resultantes.

Tabla 5.6. 2008-2015: evolución anual de la producción de energía en barras de central, la potencia de transformación instalada en el transporte, la potencia eficaz, las pérdidas de energía, la estimación de las pérdidas y el valor del residuo

Año	Energía producida en B.C., W_{BC} (TWh)	Potencia de transformación instalada (GVA)	Potencia eficaz en B.C., P_{BCEF} (TW)	Pérdidas, W_p (TWh)	Estimación de pérdidas, $W_p \approx k_{Wp0} + k_{Wp1} \cdot P_{BCEF}^2$ (TWh)	Residuo (GWh)
2008	265.21	63.72	30.48	15.91	15.84	69
2009	252.66	67.12	29.22	15.16	15.16	2
2010	260.53	69.12	30.21	15.63	15.69	-63
2011	255.60	72.87	29.59	15.34	15.36	-21
2012	252.01	78.63	29.13	15.12	15.11	9
2013	246.37	81.29	28.53	14.78	14.79	-10
2014	243.54	83.94	28.12	14.61	14.58	29
2015	248.05	84.79	28.73	14.88	14.90	-15

Si, como es el caso, se dispone de información correspondiente a varios años, los valores de los coeficientes de pérdidas fijas y variables del modelo propuesto pueden estimarse por regresión lineal de los datos de pérdidas con el cuadrado de los valores eficaces de la potencia horaria en barras de central.

La Figura 5.4 muestra la variación de las pérdidas anuales con el cuadrado de la potencia horaria eficaz para el periodo 2008-2015: Como puede verse, la

regresión lineal de los datos permite expresar las pérdidas anuales en función del valor eficaz de la potencia en barras de central como:

$$W_p \approx 7360 + 9.1334 \cdot 10^{-6} \cdot P_{BCEF}^2 \quad (R^2 = 0.9922)$$

El elevado valor del coeficiente de determinación, R^2 , podría considerarse una forma de soporte a la hipótesis simplificadora de la red, ya que aunque la topología de la red y los flujos de potencia por las líneas pueden variar de una hora a otra a lo largo del año, visto en su conjunto parece no hacerlo o hacerlo con cierto patrón de repetitividad de un año a otro.

Considerando el valor medio de la potencia eficaz, $P_{EFm} = 29.25$ GW, esta aproximación permite identificar la distribución anual de pérdidas de energía fijas, W_{pF} , y variables, W_{pV} , del sistema:

$$W_{pF} \approx 7360 \text{ GWh}$$

$$W_{pV} = k_{WpV} \cdot P_{EFm}^2 \approx 9.1334 \cdot 10^{-6} \cdot 29250^2 = 7814 \text{ GWh}$$

Con ello, el factor de carga (carga normalizada o en p.u.) que minimiza las pérdidas, considerando el valor medio de potencia de transformación instalada, $S_{Nm} = 75.19$ GVA, resulta:

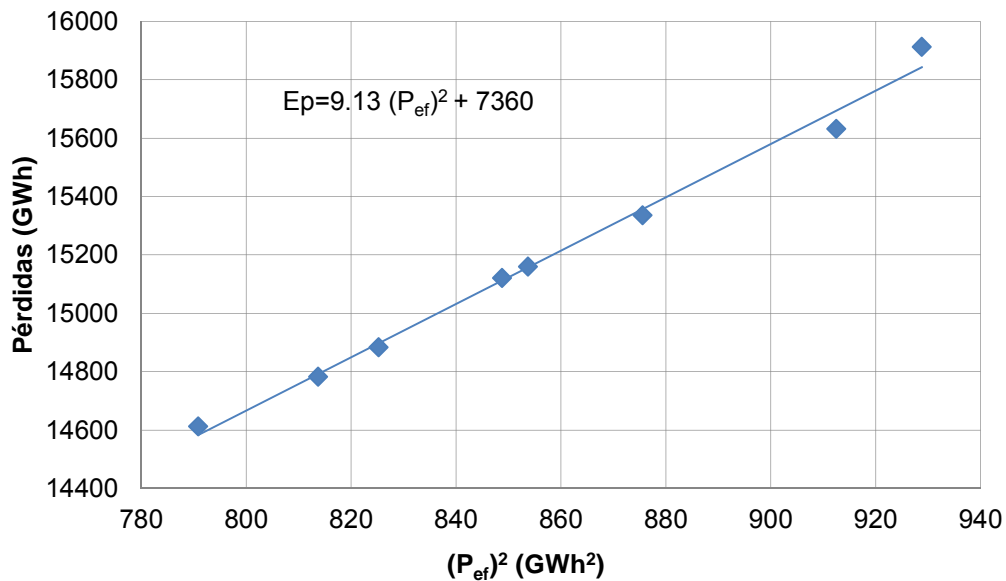


Figura 5.4. 2008-2015: Variación de las pérdidas de energía anuales en función del cuadrado del valor de la potencia horaria eficaz

$$c_{op} \approx \sqrt{\frac{W_{pF}}{k_{WpV} \cdot S_{Nm}}} = \sqrt{\frac{7.36}{9.13 \cdot 10^{-3} \cdot 75.19}} = 0.38$$

Valor que es consistente con el índice de carga medio correspondiente a los valores medios de potencia eficaz y de transformación:

$$c_{EFm} = \frac{P_{BC EFm}}{S_{Nm}} = \frac{29.25}{75.19} = 0.39 \approx c_{op} \approx 0.38$$

También lo es con el criterio $N-1$, de fiabilidad frente a contingencias simples, que hace que los transformadores y otros componentes del sistema deban de funcionar, en líneas generales, a media carga o por debajo de la media carga.

También es consistente con los datos de máxima demanda horaria, que pueden considerarse como cota superior de los factores del año. Por ejemplo, en el Informe del Sistema Eléctrico Español 2015 [15], se indica que la demanda máxima horaria fue de 40.32 GWh y se produjo el día 4 de febrero entre las 20 y 21 horas (40.73 GW de máximo instantáneo a las 19:56 h del mismo día). Para esta hora de máxima demanda, el factor de carga resultó ser:

$$c_M = \frac{P_{BCM}}{S_N} = \frac{49.32}{84.79} = 0.58 > c_{EFm} = 0.39 > c_{op} \approx 0.38$$

Justificadas las simplificaciones anteriores, se procede a describir la metodología a seguir para estimar las pérdidas en los nuevos escenarios. Para ello se va a extrapolar las energías obtenidas en el mercado para estos nuevos escenarios a energías en barra de central del sistema eléctrico español. Esta relación o cociente puede calcularse conocida la relación horaria (hora i) entre energía horaria en barra de central, E_{BCi} , y la energía horaria en el mercado del caso base, W_i .

$$r_i = \frac{E_{BCi}}{W_i}, \text{ para cada hora del periodo } i = 1 \dots 70128 \text{ h}$$

Asumiendo que la proporción r_i se mantiene constante, es posible obtener la energía horaria en barras de central de los nuevos escenarios a partir de las energías casadas en el mercado en cada hora.

Una vez obtenida la energía horaria en barras de central de los nuevos escenarios, se obtiene la energía total anual, y se emplea el ajuste lineal mostrado en Figura 5.4.

Empleando esta metodología se puede por tanto obtener una estimación de las pérdidas en el sistema para los distintos escenarios analizados en este trabajo. Los principales resultados obtenidos están recogidos en la Tabla 5.7 y son:

- Los escenarios de ahorro y eficiencia, al ser los que producen una mayor reducción de energía casada, son los que consiguen una mayor reducción de las pérdidas en el sistema. Los valores aproximadamente constantes de las tasas de variación de las pérdidas con la cantidad de energía ahorrada ($E_p/\Delta E_E \approx -0.45$) permiten concluir que la reducción de pérdidas crece, de forma aproximadamente proporcional, con el volumen de energía retirado del mercado por ahorro o eficiencia.

Tabla 5.7. Variación de las pérdidas para los distintos escenarios

Caso base periodo 2008-2015: Energía de pérdidas E_p : 121438 GWh						
Renovables	R1		R2		R3	
	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{R1}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{R2}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{R3}}$ (pu)
	99	0.101	194	0.099	395	0.101
Eficiencia	E1		E2		E3	
	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{E1}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{E2}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{E3}}$ (pu)
	-446	-0.454	-894	-0.455	-1775	-0.452
Desplazamiento demanda	D1		D2		D3	
	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{D1}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{D2}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{D3}}$ (pu)
	-172	-0.293	-389	-0.296	-645	-0.221
Almacenamiento generación	B1		B2		B3	
	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{B1}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{B2}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{B3}}$ (pu)
	177	0.302	472	0.322	1040	0.355
Almacenamiento demanda	A1		A2		A3	
	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{A1}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{A2}}$ (pu)	ΔE_p (GWh)	$\frac{\Delta E_p}{\Delta E_{A3}}$ (pu)
	-140	-0.239	-312	-0.213	-499	-0.170

- Los escenarios de desplazamiento temporal de la demanda se sitúan en segundo lugar en cuanto a reducción de pérdidas, disminución que se deriva de la reducción de energía casada que también se produce en estos escenarios. Esta reducción de pérdidas, aproximadamente proporcional a la cantidad de energía desplazada ($E_p/\Delta E_D \approx -0.27$), resulta siempre inferior en cantidad y por unidad de energía desplazada, que la del escenario de ahorro y eficiencia.
- Los escenarios de almacenamiento en la demanda tiene unos efectos de reducción de las pérdidas muy similares a los obtenidos con los de desplazamiento de la demanda. Las pérdidas en este caso se reducen algo menos debido que las pérdidas (rendimiento) cíclicas del equipo almacenador (batería).

- Los escenarios de integración de renovables conducen, por el contrario, a un pequeño incremento de las pérdidas, debido al ligero incremento de la energía casada en el mercado que se produce en ellos. También puede verse que el incremento de las pérdidas resulta aproximadamente proporcional a la cantidad de energía renovable integrada en el mercado ($E_p/\Delta E_R \approx 0.10$).
- Los escenarios de almacenamiento con bombeo también conducen a un incremento de las pérdidas mayor incluso que el que se produce en los de integración de renovables, debido de nuevo al mayor incremento neto de energía casada (y por tanto de producción en barras de central) que se produce en estos escenarios.

Otro efecto a tener en cuenta es cómo afectan los distintos escenarios a la curva ordenada de demanda o cómo son las necesidades de generación para la cobertura de las horas de mayor demanda. Para ilustrar los principales efectos de los escenarios, en la Tabla 5.8 se muestran los resultados correspondientes al escenario 2. En la tabla puede apreciarse los siguientes resultados:

- *Renovable*. El incremento de la energía casada que se produce en estos escenarios produce un incremento tanto del valor la potencia eficaz como de la potencia media, que resultan muy similares. Sin embargo, en el escenario considerado, la potencia máxima no se ven afectada.
 - Los incrementos de potencia eficaz y media resultan muy similares entre sí dado que en los escenarios de renovables lo que se produce es un ligero desplazamiento hacia arriba de la curva de demanda ordenada (no cambia la forma de la curva).
- *Eficiencia*. La reducción de la energía casada que se produce en estos escenarios da lugar a una reducción general de los valores de potencia eficaz, media, mínima y máxima. Las reducciones de la potencia eficaz y media son similares, y la potencia máxima se reduce en, aproximadamente, el 1% (430 MW).
 - Las reducciones de potencia eficaz y media resultan muy similares entre sí porque en los escenarios de eficiencia lo que se produce es un ligero desplazamiento hacia abajo de la curva de demanda ordenada (no hay cambios apreciables en la forma de la curva).
- *Desplazamiento de la demanda*. Las intervenciones localizadas de reducción de la demanda en el pico e incremento en el valle produce reducciones en los valores de potencia eficaz, media y máxima. En el caso estudiado no se aprecian variaciones en la potencia mínima debido a que dicha hora no pertenece al grupo de horas valle analizado.
 - En este escenario la potencia eficaz se reduce aproximadamente el doble que la potencia media debido a que el desplazamiento de la demanda tiene un efecto de aplanamiento del perfil de demanda

(reducción del pico e incremento del valle), y por lo tanto la media se ve menos alterada.

- La reducción de la demanda localizada en las horas pico hace que el desplazamiento de la demanda tenga mayor capacidad para reducir la potencia máxima que el caso de eficiencia (efecto distribuido a lo largo de todas las horas).

Tabla 5.8. 2008-2015: Variación de los valores de la potencia eficaz, media, mínima y máxima en los escenarios R2, E2, D2, B2, A2

Caso base periodo 2008-2015: $P_{ef} = 29260$ MW, $P_{media} = 28823$ MW, $P_{min} = 17154$ MW, $P_{max} = 44274$ MW				
Renovables	R2			
	ΔP_{ef} (%)	ΔP_{media} (%)	ΔP_{min} (%)	ΔP_{max} (%)
	0.16	0.17	0.69	0.00
Eficiencia	E2			
	ΔP_{ef} (%)	ΔP_{media} (%)	ΔP_{min} (%)	ΔP_{max} (%)
	-0.72	-0.70	-0.69	-0.97
Desplazamiento demanda	D2			
	ΔP_{ef} (%)	ΔP_{media} (%)	ΔP_{min} (%)	ΔP_{max} (%)
	-0.31	-0.17	0.00	-1.86
Almacenamiento generación	B2			
	ΔP_{ef} (%)	ΔP_{media} (%)	ΔP_{min} (%)	ΔP_{max} (%)
	0.38	0.45	0.00	0.00
Almacenamiento demanda	A2			
	ΔP_{ef} (%)	ΔP_{media} (%)	ΔP_{min} (%)	ΔP_{max} (%)
	-0.25	-0.11	0.00	-1.86

- *Almacenamiento generación.* Los escenarios de bombeo producen un aumento significativo la demanda (y de la energía casada) en las horas valle y un ligero incremento de la energía cada en las horas pico. Esto hace

que en estos escenarios se produzcan incrementos similares de los valores de la potencia eficaz y de la media. En el escenario analizado los valores de potencia máxima y mínima se mantienen sin cambios significativos.

- El escenario de almacenamiento de la generación tiene la capacidad de incrementar la potencia eficaz y la potencia media en mayor cuantía que el escenario de renovables, debido a la acción localizada de aumento de las energías casada las horas valles y, en menor medida, en las horas pico.
- *Almacenamiento demanda.* Las variaciones de estos escenarios son muy similares a los de desplazamiento de la demanda. Se produce una reducción de los valores de la potencia eficaz, media y máxima, manteniéndose la potencia mínima sin cambios significativos.
 - La potencia eficaz se reduce, aproximadamente, el doble de lo que lo hace la potencia media debido a que este escenario produce un aplanamiento (reducción del pico e incremento del valle) de la curva ordenada de demanda.
 - La reducción de la potencia máxima coincide con la obtenida en el desplazamiento de demanda.

5.3. Mercado y redistribución de rentas

En esta sección se trata de evaluar, en primer lugar, las transferencias de renta que se producen en los escenarios estudiados (renovables, ahorro y eficiencia, desplazamiento de carga y almacenamiento) entre los diversos agentes del mercado, especialmente los generadores convencionales (anterior régimen ordinario), los incluidos en el anterior Régimen Especial (renovables) y los agentes de compra (comercializadoras), incluyendo también aquí como colectivo a los consumidores finales de la energía.

También se analizará en esta sección cual debería ser el valor de la posible prima neutra para los consumidores que pudiese establecerse como incentivo en alguna política energética, como el apoyo a los productores renovables. Es decir, cual debería ser el valor de la prima que compensase exactamente la reducción del coste total de la energía negociada en el mercado por efecto de mérito ordenado (*merit-order effect*) de forma que fuese neutra (ni ahorran ni pagan de más) para los consumidores.

En los casos de integración de renovables, se realizarán dos estudios adicionales:

- El primero tratará de cuantificar el impacto que las renovables han tenido sobre el mercado. Este análisis se realizará considerando qué hubiera pasado si las cantidades de energía del régimen especial (renovables) no hubieran participado en el mercado. Esta situación provocaría la cobertura de la demanda con tecnologías convencionales y, por tanto, producirían una subida del coste del mercado.

- El segundo estudio corresponde a una proyección a futuro sobre las implicaciones que los cambios normativos en el sector de las renovables pudieran tener sobre el mercado. Este estudio conlleva el análisis de situaciones en las que los generadores del régimen especial (renovables) comenzasen a presentar ofertas de venta de energía en base a sus costes marginales y no a precio cero como ha sido hasta ahora.

Como punto de partida se toman los escenarios reales de precio y producción energética así como su distribución, según su pertenencia o no al régimen especial (renovable), es decir, según que haya sido primada (prima al régimen especial) o no lo hay sido, como se indica en la Figura 5.8. Esta tabla, elaborada con información procedente de OMIE y CNMC, muestra los valores anuales de producción energética en el mercado español y el ibérico, el precio horario medio, la producción energética del mercado español que corresponde al régimen especial (renovable, producción primada) y la que está fuera de él (anterior régimen ordinario, no perceptores de la prima al régimen especial) así como el importe de la prima anual al régimen especial y la prima media por unidad de energía primada en el régimen especial.

La Figura 5.5 muestra la evolución anual de la prima al régimen especial así como la producción de energía primada en este régimen a lo largo del periodo 2008-2015.

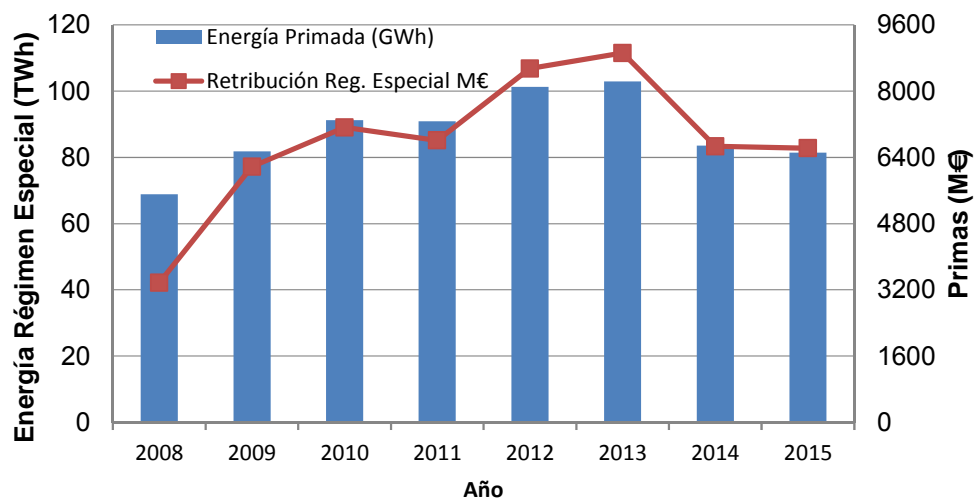


Figura 5.5. 2008-2015: Evolución anual de la prima recibidas por los productores del régimen especial (línea) y de la cantidad de energía primada en este régimen (barras)

La información de la Tabla 5.9 sirve de base para calcular los ingresos y pagos correspondientes a cada uno de los agentes del mercado. La Tabla 5.10 muestra la evolución anual del coste para los consumidores (agentes comercializadores) de la energía negociada en el mercado, los ingresos estrictamente derivados del mercado de los productores del régimen especial (renovables) y de los del ordinario.

Tabla 5.9. 2008-2015: Evolución anual de las energías producidas en el mercado español e Ibérico, el precio horario medio del mercado, las energías producidas en el Régimen Especial (primada) y en el Ordinario españoles, así como la prima a los productores del Régimen Especial y la prima por unidad de energía del Régimen Especial

Año	Energía Mercado Español (TWh)	Energía Mercado Ibérico (TWh)	Precio medio (€/MWh)	Energía Reg. Especial* Mercado Español (TWh)	Energía Reg. Ordinario Mercado Español (TWh)	Retribución Prima Régimen Especial (M€)	Prima por unidad de energía (M€/TWh)
2008	222.2	246.66	64.43	68.87	153.29	3375	49.01
2009	201.2	231.05	36.96	81.84	119.33	6176	75.47
2010	193.3	221.13	37.01	91.29	102.06	7126	78.06
2011	182.3	213.88	49.93	92.5	89.79	6809	73.61
2012	178.3	223.89	47.23	103.04	75.3	8547	82.95
2013	185.1	229.33	44.26	111.39	73.75	8919	80.06
2014	173.9	221.06	42.13	101.61	72.29	6667	65.61
2015	176	226.06	50.32	98.54	77.43	6621	67.19
Total	1512.3	1813.1	46.5	749.1	763.2	54240.0	71.5

* Régimen Especial hasta el año 2014. Años 2014 y 2015 se considera el equivalente al régimen especial

Tabla 5.10. 2008-2015: Evolución del coste de la energía negociada en el mercado para los consumidores, los ingresos debidos al mercado para los productores del Régimen Especial (renovables perceptores de la prima al régimen especial) y del ordinario, los ingresos totales de los productores del régimen especial y el coste total (mercado + prima renovable) para los consumidores finales

Año	Coste del mercado para los consumidores, C_M (M€)	Ingresos del mercado productores del reg. especial (renovables), I_{RM} (M€)	Ingresos del mercado productores del reg. ordinario (no renovables), I_{ROM} (M€)	Prima productores del régimen especial, P_{RE} (M€)	Ingresos totales productores del régimen especial (renovables), I_{RT} (M€)	Coste total para los consumidores, C_T (M€)
2008	14313	4437	9876	3375	7812	17688
2009	7435	3025	4411	6176	9201	13611
2010	7155	3378	3777	7126	10504	14281
2011	9101	4618	4483	6809	11427	15910
2012	8424	4867	3557	8547	13414	16970
2013	8195	4930	3264	8919	13849	17114
2014	7327	4281	3046	6667	10948	13994
2015	8856	4959	3897	6621	11580	15476
Total	70806	34495	36311	54240	88735	125044

También muestra las primas anuales para la producción del régimen especial (renovable), los ingresos totales anuales de estos productores (ingresos de mercado + prima régimen especial) y los costes totales anuales para los consumidores finales (coste de mercado + prima régimen especial).

5.3.1. Renovables

La integración de la producción renovable (régimen especial) en el mercado a coste cero o muy bajo, impulsada por las políticas gubernamentales de primas a las renovables (régimen especial), produce en el mercado un mecanismo de sustitución de otras tecnologías convencionales, con mayores costes de producción, lo que hace bajar los precios del mercado. Esto conduce a que:

- Se reduce el coste de la energía negociada en el mercado, lo que significa una transferencia de renta del conjunto de los generadores, que ven reducidos sus ingresos, a los consumidores, que ven reducidos sus costes en el mercado. Esta no es más que una consecuencia directa de la política energética española y europea: los objetivos de medioambiente y energía para 2002 de la Comisión Europea que buscan una reducción de la generación convencional como medio para reducir las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero.
- Se produce una transferencia de renta entre los propios productores, ya que una parte de la producción convencional (la marginal, más cara) se ve sustituida por otra renovable (ofertada a coste cero o muy bajo). La sustitución de una parte de la producción por generación renovable, produce un desplazamiento de una parte de los ingresos (que antes iban a los productores convencionales) hacia los nuevos productores renovables, que aumentan sus ingresos procedentes del mercado a costa de una reducción de los ingresos de los productores no renovables, que se ven doblemente penalizados (menos precio y menos energía despachada).
- Los consumidores se ven sometidos a dos efectos contrapuestos. Por un lado se ven beneficiados porque reducen sus costes en el mercado pero, por otro, son perjudicados porque han de pagar la prima renovable. Si la prima a pagar no supera la reducción de coste del mercado, la integración de renovables les resulta satisfactoria para los consumidores, desde un punto de vista exclusivamente económico. La prima neutra sería la mayor prima que no perjudica económicamente a los consumidores. Es decir, aquella que equivale al ahorro del coste del mercado producido por el efecto de mérito ordenado de las renovables.

En resumen: los productores convencionales ven reducidos sus ingresos que se transfieren, una parte a los agentes de compra (consumidores) y otra a los productores renovables. Los consumidores (admitiendo que los agentes de compra trasladan la reducción de coste a los consumidores finales) ven un ahorro en el mercado y un incremento del coste debido a la prima renovable. Su balance neto depende del equilibrio entre el ahorro y la prima. Los productores renovables ven

incrementados sus ingresos, una parte procedente de los productores convencionales y otra de los consumidores, a través de la prima renovable (régimen especial).

Como consecuencia de la integración de una cierta cantidad de producción renovable, ΔE_R , en el mercado se producen variaciones en tanto en la energía negociada en el mercado, $W(\Delta E_R) = W_i + \Delta W(\Delta E_R) (\approx W_i)$, como en el precio casado, $p(\Delta E_R) = p_i - \Delta p(\Delta E_R) < p_i$.

Debido a la característica falta de elasticidad de la demanda, el incremento de energía es muy pequeño, $\Delta W(\Delta E_R) \approx 0$, lo que permite considerar que la producción renovable integrada, ΔE_R , ha sustituido la misma cantidad de generación convencional (la de mayor precio), $W_{NR}(\Delta E_R) = W_{NRi} + \Delta W_{NR}(\Delta E_R) \approx W_{NRi} - \Delta E_R$. En consecuencia, la variación (pérdida) de ingresos de los productores renovables resulta: $\Delta I_{NR}(\Delta E_R) \approx -W_{NRi} \cdot \Delta p(\Delta E_R) + p_i \cdot \Delta W_{NR}(\Delta E_R) \approx -W_{NRi} \cdot \Delta p(\Delta E_R) + p_i \cdot \Delta E_R < 0$.

Por otra parte, la producción renovable se ve incrementada en la cantidad integrada, $W_R(\Delta E_R) = W_{Ri} + \Delta E_R$. En consecuencia, la variación (ganancia) de ingresos de los productores renovables debida al mercado resulta: $\Delta I_{RM}(\Delta E_R) \approx -W_{Ri} \cdot \Delta p(\Delta E_R) + p_i \cdot \Delta E_R > 0$. La ganancia total, incluyendo la prima a la producción renovable será: $\Delta I_{RM}(\Delta E_R) \approx -W_{Ri} \cdot \Delta p(\Delta E_R) + p_i \cdot \Delta E_R + p_{PR} \cdot \Delta E_R = -W_{Ri} \cdot \Delta p(\Delta E_R) + (p_i + p_{PR}) \cdot \Delta E_R > 0$.

Por último, la variación (reducción) del coste para los consumidores en el mercado es: $\Delta C_M(\Delta E_R) \approx -W_i \cdot \Delta p(\Delta E_R) + p_i \cdot \Delta E_R < 0$. La variación total, incluyendo la prima a la producción renovable será: $\Delta C(\Delta E_R) \approx -W_i \cdot \Delta p(\Delta E_R) + p_i \cdot \Delta E_R + p_{PR} \cdot \Delta E_R = -W_i \cdot \Delta p(\Delta E_R) + (p_i + p_{PR}) \cdot \Delta E_R$. Como puede verse, según sea el valor de la prima, el consumidor puede resultar económicamente beneficiado o perjudicado.

La Tabla 5.11 muestra las variaciones en los costes e ingresos que experimentan los agentes en los escenarios R1 a R3 de integración de renovables. La segunda columna muestra la reducción del coste de la energía negociada en el mercado (ΔC_M) que produce la integración de renovables. La tercera muestra el aumento de ingresos de los productores renovables directamente procedentes de la venta de su energía en el mercado (ΔI_{RM}), mientras que la cuarta muestra la variación (pérdida) de ingresos (menos energía vendida a menor precio) que experimentan los productores convencionales (ΔI_{NRM}). La quinta y la sexta columnas muestran la variación (incremento) de ingresos totales (mercado + prima renovable) que reciben los renovables ($\Delta I_{RT} = \Delta I_{RM} + \Delta C_{PRE}$), y de coste total (mercado + prima) que sufren los consumidores finales ($\Delta C_T = \Delta C_M + \Delta C_{PRE}$).

La Tabla 5.11 muestra este efecto de transferencia de rentas. Como puede apreciarse en dicha tabla, la pérdida de renta de los generadores convencionales, ΔI_{NRM} , va a parar, por un lado a incrementar los ingresos de la generación renovable, ΔI_{RM} , y por otro lado, a reducir el coste de los agentes de compra (ΔC_M). La renta perdida por los generadores convencionales, ΔI_{NRM} , se transfiere como ahorro para los agentes de compra en un $(\Delta C_M / \Delta I_{NRM} \approx)$ 80 %, y como

aumento de ingresos para los productores renovables en el restante ($|\Delta I_{RM}|/|\Delta I_{NRM}| \approx 20\%$, aproximadamente).

Tabla 5.11. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios renovables

Escenario	Variación de coste del mercado español para los agentes de compra, ΔC_M (M€)	Variación de ingresos por mercado para productores renovables (régimen especial), ΔI_{RM} (M€)	Variación de ingresos por mercado para productores régimen ordinario, ΔI_{ROM} (M€)	Variación de ingresos totales para productores renovables (régimen especial), ΔI_{RT} (M€)	Variación de coste total (mercado + prima régimen especial) para consumidores finales, ΔC_T (M€)
R1	-452	121	-573	678	105
R2	-946	217	-1163	1332	169
R3	-1896	408	-2304	2638	334
2008-2015	$C_M = 70806$	$I_{RM} = 34495$	$I_{ROM} = 36311$	$I_{RT} = 88735$	$C_T = 125044$

Los productores renovables ven incrementados sus ingresos totales, ΔI_{RT} , por dos vías: la venta de energía en el mercado (ΔI_{RM}) y la percepción de la prima renovable (ΔC_{PRE}), de forma que $\Delta I_{RT} = \Delta I_{RM} + \Delta C_{PRE}$.

Los consumidores finales ven dos efectos contrapuestos. Por un lado deben pagar, a través de la tarifa, las primas de promoción de las renovables (prima al régimen especial), ΔC_{PRE} . Por otro, en el mejor de los casos, si los agentes de compra trasladan todo ese ahorro a los consumidores finales, se verían favorecidos por la reducción de costes del mercado, ΔC_M . Esto hace que el resultado neto para el consumidor dependa del balance entre el incremento del coste debido al pago de la prima renovable (régimen especial) y la reducción de precio que le trasladan los agentes de compra ($\Delta C_T = \Delta C_M + \Delta C_{PRE}$).

Los resultados de la Tabla 5.11 confirman que se produce una transferencia neta de renta desde los productores convencionales y desde los consumidores finales hacia los productores renovables (considerando que todo el ahorro de coste en el mercado se traslada a los consumidores finales). También indican que la prima renovable está sobredimensionada y supone un sobrecoste para los consumidores.

La situación para el consumidor final podría mejorarse mediante la revisión de la prima, ajustándola al ahorro previsto en el mercado al introducir la energía renovable (concepto de prima neutra) y trasladando las reducciones de precio de mercado a los consumidores finales.

5.3.1.1. Impacto de las renovables (régimen especial) en el mercado

Las energías renovables, acogidas al régimen especial, reciben mensualmente una prima que abona la CNMC y que, finalmente, se traslada a los consumidores finales a través de la tarifa eléctrica. En [51] se estima el ahorro introducido por los generadores renovables en el mercado para el periodo 2008-2011. En este estudio se concluye que las primas recibidas por la generación renovable superaban ligeramente los ahorros producidos en el mercado como consecuencia de la ordenación por mérito de las renovables.

Para el periodo 2008-2015, la Figura 5.5 muestra las primas recibidas por las energías acogidas al régimen especial. Como ya se ha indicado, a partir del año 2014 desaparece la denominación de régimen especial y cambia el régimen retributivo de este tipo de tecnologías. A pesar de ello estas tecnologías continúan recibiendo primas. En lo que sigue se hablará de régimen especial para el periodo mencionado, aunque lo más correcto sería hablar de régimen especial para los años 2008 al 2013 y hablar de “equivalente al antiguo régimen especial” para los años 2014 y 2015.

Para estimar el impacto que tiene el régimen especial sobre el mercado se procede de la siguiente forma:

- Para una hora determinada se retira de la agregada curva de generación una cierta cantidad de energía renovable (régimen especial) ofertada a precio cero. La nueva curva de generación modificada intersectará con la curva original de demanda en un nuevo punto de mayor precio y menor energía casada.
- Las cantidades de energía a retirar en cada hora se calculan a partir de los cuatro siguientes escenarios anuales: $\Delta E_{RESP1} = 25$ TWh, $\Delta E_{RESP2} = 50$ TWh, $\Delta E_{RESP3} = 75$ TWh, $\Delta E_{RESP4} = 100$ TWh. La energía renovables (régimen especial) ofertada a precio cero a retirar en cada hora, $\Delta E_{OPCi}^{retirar}$, se establecerá de forma proporcional a la parte de la curva de generación ofertada a precio cero, E_{OPCi} . De esta forma resulta:

$$\Delta E_{OPCi}^{retirar} = \frac{E_{OPCi}}{\sum_i E_{OPCi}} E_{RESPj} \quad \text{para } i = 1 \dots \text{número de horas del año y escenario}$$

$$j = 1 \dots 4$$

Siguiendo el procedimiento indicado, la Tabla 5.12 muestra, en su primera columna, las cantidades anuales de energía anual retirada del mercado a precio cero para todo el periodo 2008-2015: Las tres restantes columnas muestran las variaciones de la energía casada, del precio horario medio y del coste de la energía en el mercado, respectivamente. Los resultados indican que, conforme se va retirando oferta del régimen especial (ofertada a precio cero), se reduce la energía casada y aumentan tanto el precio como el coste de la energía negociada en el mercado.

Tabla 5.12. Variaciones de la energía casada, el precio aritmético medio y el coste debidos a la retirada de distintas cantidades de energía del régimen especial a precio cero, a lo largo del periodo 2008-2015

Variación de la energía anual del régimen especial ΔE_{RESP} (TWh)	Variación de la energía casada ΔW_{RESP} (%)	Variación del precio aritmético medio Δp_{RESP} (%)	Variación del coste de la energía en el mercado ΔC_{RESP} (%)
Retirada			
-25.00	-3.58	14.31	12.76
-50.00	-6.07	30.94	28.27
-75.00	-8.73	52.76	48.67
-100.00	-12.06	80.03	73.12
Integrada			
25.00	3.04	-19.50	-17.25
50.00	7.00	-40.31	-36.18
75.00	11.32	-60.86	-56.30
100.00	15.81	-77.57	-73.90
2008-2015	$W = 227$ TWh/año	$p = 46.53$ €/MWh	$C = 10818$ M€/año

La Figura 5.6 ilustra las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado, en función de las cantidades de energía renovable (régimen especial) ofertada a precio cero, retirada del mercado.

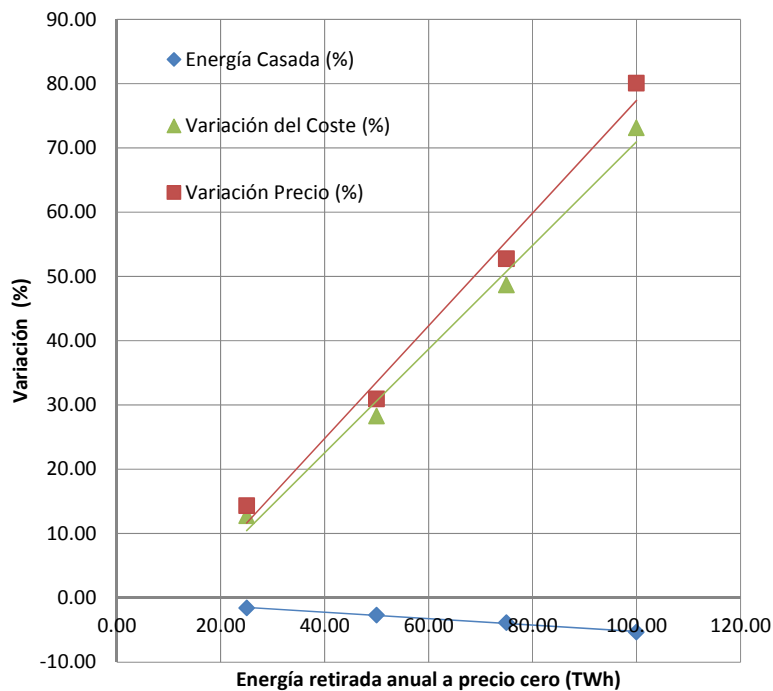


Figura 5.6. 2008-2015: Variación de la energía, precio y coste, caso de retirar la energía producida en el régimen especial

La Tabla 5.13 muestra los coeficientes de las rectas de regresión lineal de estas variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado en función la energía renovable (régimen especial) retirada.

Usando las rectas de regresión lineal introducidas de la Figura 5.7 o la Tabla 5.13 y la cantidad de energía del régimen especial ofertada durante el periodo 2008-2015, puede estimarse cuál hubiera sido la respuesta del mercado si no hubiese participado dicha generación.

Tabla 5.13. 2008-2015: Coeficientes de la aproximación lineal de la variación de la energía casada, el precio y el coste de mercado al retirar la producción del régimen especial

Magnitudes	Aproximación lineal retirada $\Delta y = m \cdot \Delta E_{RESP} + n$			Aproximación lineal integración $\Delta y = m \cdot \Delta E_{RESP} + n$		
	<i>m</i>	<i>n</i>	<i>R</i> ²	<i>m</i>	<i>n</i>	<i>R</i> ²
Coefficientes de la regresión						
Variación de la energía casada, ΔW_{RESP} (TWh)	0.11	-0.58	0.995	0.38	-3.01	0.999
Variación media del precio, Δp_{RESP} (€/MWh)	-0.40	-4.49	0.989	-0.36	-0.26	0.998
Variación del coste en el mercado, ΔC_{RESP} (M€)	-85	-1000	0.991	-81.90	202.8	0.999

Los resultados mostrados en la Tabla 5.13 permiten afirmar que por cada TWh/año de energía retirada o integrada del régimen especial, a lo largo del periodo 2008-2015:

- El total de energía casada se reduce en 0.112 TWh (retirada) y aumenta 0.38 (integrada)
- El precio aritmético medio se incrementa en 0.40 €/MWh (retirada) y se reduce en 0.36 €/MWh (integrada)
- El coste total de la energía negociada en el mercado se incrementa en 85 M€ (retirada) y se reducen en 81.9 M€ (integrada).

Es interesante comparar estos resultados de supresión de la producción renovable del mercado con lo de integración de renovables. La Tabla 5.13 y la Figura 5.7 muestran los resultados de las variaciones en la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado para integración y supresión de la producción renovable del mercado.

Como puede verse, las variaciones en la energía casada son más intensas cuando se integra energía que cuando se retira. Por el contrario, las variaciones en el precio y en el coste de mercado son similares.

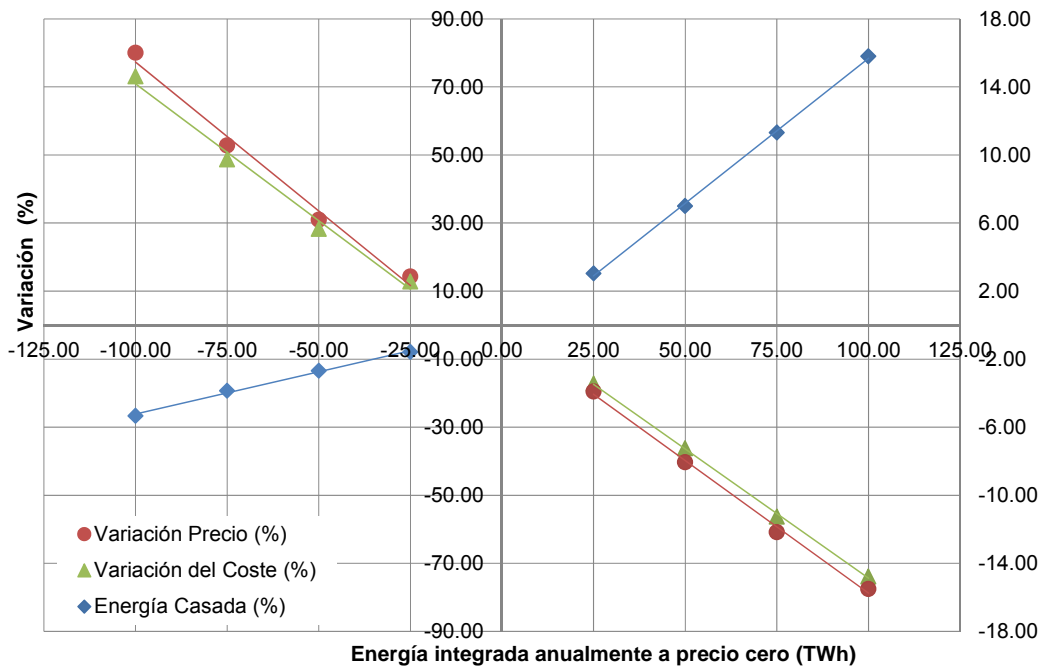


Figura 5.7. 2008-2015: Variaciones de la energía casada, precio medio y coste de la energía en el mercado, cuando se retira o se integra energía del régimen especial (ofertada coste cero)

La Tabla 5.14 muestra, en su segunda y tercera columnas, las cantidades anuales de energía primada en el régimen especial y la prima recibida a lo largo del periodo 2008-2015. Las restantes columnas muestran el efecto de la retirada de esas cantidades de energía anuales (variaciones en la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado).

Como puede verse, las principales consecuencias de la retirada de la energía primada en el régimen especial serían:

- *Energía.* La energía casada, debido a la característica rigidez de la demanda, tan solo sufría una reducción media del 4.61 % (10.5 TWh)
- *Precio.* El precio medio aritmético experimentarían una considerable subida que ascendería al 65.08 % (30.3 €/MWh)
- *Coste.* El coste de la energía negociada en el mercado también experimentarían una subida del 59.91 % (6481 M€). La reducción de la cantidad de energía casada es tan pequeña que no llega a compensar económicamente el significativo crecimiento de los precios en el mercado, lo que lleva a incrementos netos del coste de la energía negociada en el mercado (muy próximos a los de los precios).

Entre los años 2008 y 2015, la energía introducida en el mercado diario como régimen especial (o equivalente) ascendió 702 TWh. Esta energía fue receptora de un volumen de primas igual a 54240 M€. Sin embargo, a la vista de los resultados

obtenidos, si esta energía no hubiese participado en el mercado, se hubiese producido un sobrecoste de 51850 M€.

En consecuencia, considerado globalmente todo el periodo temporal examinado, la prima al régimen especial se compensa, aproximadamente, con el ahorro del coste del mercado; si bien los consumidores han pagado un sobrecoste, por exceso de prima, de 2390 M€ (299 M€/año).

Tabla 5.14. 2008-2015: Evolución anual de la energía primada en el régimen especial y estimación de las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste del mercado al retirar la energía del régimen especial o equivalente

Año	Energía primada (TWh)	Prima al régimen especial (M€)	Estimación variación de la energía casada (TWh)	Estimación de la variación del precio (€/MWh)	Estimación de la variación del coste (M€)
2008	68.87	3375	-8.3	22.80	4870
2009	81.84	6176	-9.8	27.93	5976
2010	91.29	7126	-10.8	31.68	6781
2011	90.94	6809	-10.8	31.54	6752
2012	101.27	8547	-12.0	35.63	7632
2013	102.92	8919	-12.2	36.29	7773
2014	83.57	6667	-10.0	28.62	6123
2015	81.46	6621	-9.7	27.78	5943
2008-2015 total	702	54240	-84	27.03	51850
Media anual	87.8	6780.0	-10.5	30.3	6481

La Tabla 5.15 muestra información similar a la de la Tabla 5.14 pero referida únicamente a la energía eólica, la tecnología del régimen especial que más contribuye a la cobertura de la demanda.

Como puede verse, a lo largo de todo el periodo estudiado la prima recibida por los productores eólicos alcanzó los 13134 M€. No obstante, sin la participación de la producción eólica (primada), la venta de la energía negociada en el mercado habría experimentado un sobrecoste de 19608 M€.

Esto quiere decir que la integración de la generación eólica ha producido una reducción del coste del mercado que excede a la prima recibida en 6474 M€. Es decir, que ha producido un ahorro neto del coste para los consumidores de 6474 M€ para el periodo analizado (809 M€/año).

Tabla 5.15. 2008-2015: Evolución anual de la energía eólica primada y la prima percibida, así como estimación de las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado al retirar la producción eólica

Año	Energía primada (TWh)	Prima a la producción eólica (M€)	Estimación variación de la energía casada (TWh)	Estimación de la variación del precio (€/MWh)	Estimación de la variación del coste (M€)
2008	32.13	1156	-4.2	8.24	1739
2009	38.28	1621	-4.9	10.68	2262
2010	43.15	1960	-5.4	12.61	2678
2011	41.85	1711	-5.3	12.09	2567
2012	48.34	2053	-6.0	14.66	3120
2013	47.88	2125	-6.0	14.48	3081
2014	37.54	1254	-4.8	10.39	2200
2015	34.72	1254	-4.5	9.27	1959
2008-2015 total	324	13134	-41	10.38	19608
Media	40.5	1641.7	-5.1	11.6	2451

5.3.1.2. Reducción de primas y su impacto sobre el mercado

Como se mencionó anteriormente los años 2013 y 2014 fueron muy intensos en cuanto a legislación energética se refiere. Durante el año 2013 fue especialmente relevante en lo que se refiere a las renovables. El Real Decreto Ley 9/2013 del 12 de julio [218], por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico señala, entre otros, como responsable del incremento de los costes regulados del sistema, a las primas del anterior Régimen Especial. Por ese motivo tanto esta regulación como las posteriores han perseguido el objetivo/propósito de cambiar el sistema de retribución de las energías renovables (Régimen Especial). Se cambia pues el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica, desapareciendo el Régimen Especial, y pasando todas las instalaciones productoras a regirse por la misma normativa.

Las retribuciones de los generadores se basan ahora en los ingresos derivados de la participación en el mercado junto con una retribución adicional. Esta retribución adicional consiste en un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo. La retribución a la inversión permite a la instalación poder alcanzar la rentabilidad razonable definida por el Gobierno. La instalación de energía renovable, cogeneración o residuos percibirá esta retribución a la inversión siempre que no haya alcanzado en el

momento de la publicación del Real Decreto-ley 9/2013 la rentabilidad razonable definida.

Respecto a la retribución o término de operación, éste deberá cubrir la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo. En el caso de que la instalación de energía renovable, cogeneración o residuos tuviera ingresos por venta de electricidad en el sistema que sean superiores a sus costes de explotación, no percibiría esta retribución.

Para las instalaciones con derecho a prima, con anterioridad a esta Ley, el nuevo sistema retributivo garantiza lo que denomina una rentabilidad razonable. El concepto de rentabilidad razonable lo fija el gobierno para una instalación tipo y se estima antes de impuestos como las Obligaciones del Estado a 10 años (media de los últimos 10 años) incrementada con un diferencial de 300 puntos básicos. Además podrá ser revisada a los seis años.

Al mismo tiempo, el nuevo marco regulatorio suprime el complemento por eficiencia para las instalaciones que estuvieran percibiéndolo y la bonificación por energía reactiva. La Ley 24/2013 del 26 de diciembre del Sector Eléctrico recoge los principios anteriores y fija que el régimen retributivo de las instalaciones con derecho a prima, con anterioridad a esta Ley, se referenciará a las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos durante el primer periodo regulatorio que finalizará el 31 de diciembre de 2019. Sin embargo el Gobierno establece un régimen retributivo diferente para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos.

La nueva norma sustituye pues el anterior sistema de primas a la generación renovable por una retribución fundamentalmente a la inversión que, en vez de incentivar la generación, incentiva la potencia.

Finalmente, y desarrollando el Real Decreto-ley 9/2013, se publica el Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Orden Ministerial 1045/2014 por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En esta misma Orden Ministerial también se indica la retribución a la operación y la retribución a la inversión para el primer semiperiodo regulatorio que termina en 2016 para todas las instalaciones tipo definidas.

La rentabilidad razonable se fija para el primer periodo regulatorio en el 7.398%. Esto implica que parques eólicos anteriores al 2004 no reciben retribución a la inversión por haber superado la rentabilidad razonable.

Como consecuencia de los cambios legislativos se ha empezado a observar en el mercado situaciones en las que el generador renovable ofrece su energía a precios distintos de cero. Según la Asociación de Productores Eólicos (AEE) el modo de operar en el mercado también ha cambiado: el nuevo sistema de retribución obliga a las empresas renovables a dejar de asegurar su entrada en el mercado a toda

costa maximizando su producción como hasta ahora, sino en tener suficientes ingresos para hacer frente a los costes. Esto se traduce en que si los generadores renovables tradicionalmente venían presentando ofertas a precios muy bajos o próximos a cero, ahora estas ofertas se ajustan más a sus costes marginales.

Con idea de cuantificar este efecto de realización de ofertas de venta de la producción renovable (régimen especial) a precio (marginal) no nulo, se ha analizado la evolución del precio medio aritmético y ponderado, a lo largo de los últimos años, de la energía casada por este tipo de generadores.

En la Figura 5.8 se puede observar la tendencia creciente de los precios medios a partir de la fecha del cambio regulatorio (2013-2014). En concreto entre los años 2008 y 2013 el valor medio del precio medio ponderado se sitúa en 0.37 €/MWh, sin embargo, en 2014 este valor se triplica (1.15 €/MWh) y en 2015 es cinco veces superior (1.96 €/MWh). La misma tendencia es observable en el precio aritmético medio alcanzándose valores próximos a los 4.5 €/MWh en el año 2015.

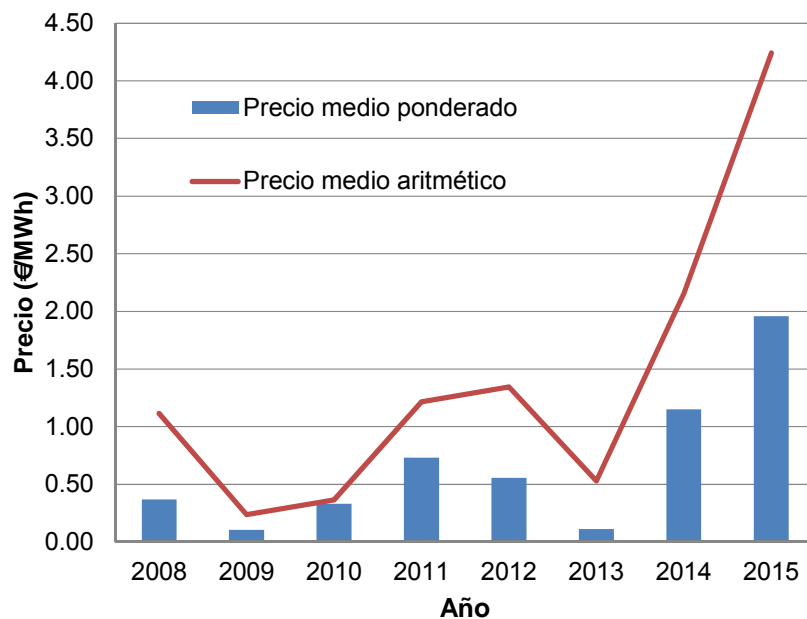


Figura 5.8. Evolución anual de los precios medio ponderado y aritmético de la energía casada por generadores del Régimen Especial o equivalente

Los datos de los últimos años muestran que los generadores renovables han dejado de presentar ofertas de venta a precio nulo, sino que ya están acudiendo al mercado con ofertas a precios más altos, que tienen en cuenta sus costes marginales. En el caso de la energía eólica (AEE Eólica 2015) los costes marginales que se manejan están en torno a los 20 €/MWh.

Con idea de cuantificar el efecto que tendría sobre el mercado el incremento del precio de oferta de los generadores renovables se ha procedido a analizar

diferentes escenarios. En concreto se han considerado escenarios de producción renovable ofertando a 5, 10 y 20 €/MWh. Para ello se han examinado las ofertas horarias de los productores del anterior Régimen Especial o equivalente, y se ha incrementado el precio de todas las ofertas que se encuentran por debajo de los niveles de precio anteriores. Finalmente se han obtenido los nuevos valores de energía casada y precios medio. La Tabla 5.16 y la Figura 5.9 muestran los resultados obtenidos.

En términos generales, puede observarse lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios analizados se produce una ligera reducción de la energía finalmente casada en el mercado. Los años con mayor reducción de energía son 2013 y 2014.
 - Esta reducción de la energía casada (demanda) es la respuesta típica del mercado a la subida de precio de la oferta. No obstante, la reducción es muy pequeña debido a la rigidez característica de la demanda
- *Precio.* Para todos los escenarios se produce un aumento del precio medio aritmético. El mayor incremento de precio se produce en 2013.
 - De nuevo, esta subida del precio casado es la respuesta típica del mercado a la subida de precio de venta. Podría relacionarse con el número de horas al año en que el régimen especial resulta la tecnología marginalista (ahora a precio no nulo). El porcentaje de crecimiento del precio resulta superior al de la energía casada debido a los menores valores que suelen presentar las pendientes de las curvas de generación en comparación con las de demanda (en valor absoluto).
- *Coste.* Se produce un incremento generalizado del coste de la energía negociada en el mercado en todos los escenarios estudiados. El mayor crecimiento del coste del mercado se produce en 2013 y 2014.
 - La subida de la oferta de venta de la producción renovable (régimen especial) produce una subida generalizada del coste del mercado, a pesar de la reducción en la energía casada.

Como puede observarse, hay años en los que el impacto de un aumento en el precio de las ofertas de generación del anterior régimen especial es poco significativo y otros en los que es mayor. Esto está relacionado con el número de veces al año en las que se cierra el mercado con precio marginal próximo a cero en el escenario base. Cuanto mayor es ese número, más influencia tiene un aumento del precio de la energía ofertada por los productores renovables (régimen especial).

Tabla 5.16. 2008-2015: Evolución anual de la energía casada, el precio horario medio y el coste anual de la energía negociada en el mercado en los escenarios de régimen especial con ofertas a precio distinto de cero

		Energía casada					
Año	Caso Base (TWh)	Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 5 \text{ €/MWh}$		Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 10 \text{ €/MWh}$		Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 20 \text{ €/MWh}$	
		(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2008	246.66	246.67	0.00	246.67	0.00	246.67	0.00
2009	231.05	231.03	-0.01	231.00	-0.02	230.80	-0.10
2010	221.13	220.31	-0.37	220.12	-0.46	219.66	-0.67
2011	213.88	213.85	-0.01	213.83	-0.02	213.76	-0.05
2012	223.89	223.83	-0.03	223.78	-0.05	223.49	-0.18
2013	229.33	228.20	-0.49	227.90	-0.62	227.34	-0.87
2014	221.06	220.56	-0.23	220.21	-0.39	219.33	-0.79
2015	226.06	226.06	0.00	226.03	-0.01	225.91	-0.07
		Precio horario medio					
Año	Caso Base (€/MWh)	Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 5 \text{ €/MWh}$		Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 10 \text{ €/MWh}$		Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 20 \text{ €/MWh}$	
		(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)	(%)
2008	64.43	64.56	0.21	64.56	0.21	64.57	0.21
2009	36.96	37.08	0.31	37.12	0.44	37.34	1.02
2010	37.01	37.34	0.90	37.65	1.75	38.61	4.32
2011	49.93	50.08	0.30	50.13	0.40	50.28	0.71
2012	47.23	47.48	0.51	47.57	0.71	47.89	1.40
2013	44.26	44.63	0.84	45.09	1.86	46.23	4.44
2014	42.13	42.37	0.57	42.75	1.48	43.95	4.31
2015	50.32	50.35	0.05	50.38	0.10	50.50	0.36
		Coste de la energía negociada en el mercado					
Año	Caso Base (M€)	Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 5 \text{ €/MWh}$		Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 10 \text{ €/MWh}$		Escenario Reg. Esp $p_{RESP} = 20 \text{ €/MWh}$	
		(M€)	(%)	(M€)	(%)	(M€)	(%)
2008	16272	16304.07	0.20	16304.07	0.20	16304.76	0.20
2009	8801	8824.96	0.28	8832.72	0.37	8866.94	0.75
2010	8452	8515.96	0.75	8571.90	1.42	8743.65	3.45
2011	10894	10922.83	0.27	10931.82	0.35	10958.47	0.59
2012	10892	10942.55	0.46	10959.53	0.62	11015.24	1.13
2013	10223	10313.12	0.88	10422.68	1.95	10690.24	4.57
2014	9346	9406.83	0.65	9501.41	1.66	9771.09	4.55
2015	11662	11668.44	0.05	11673.83	0.10	11697.71	0.30

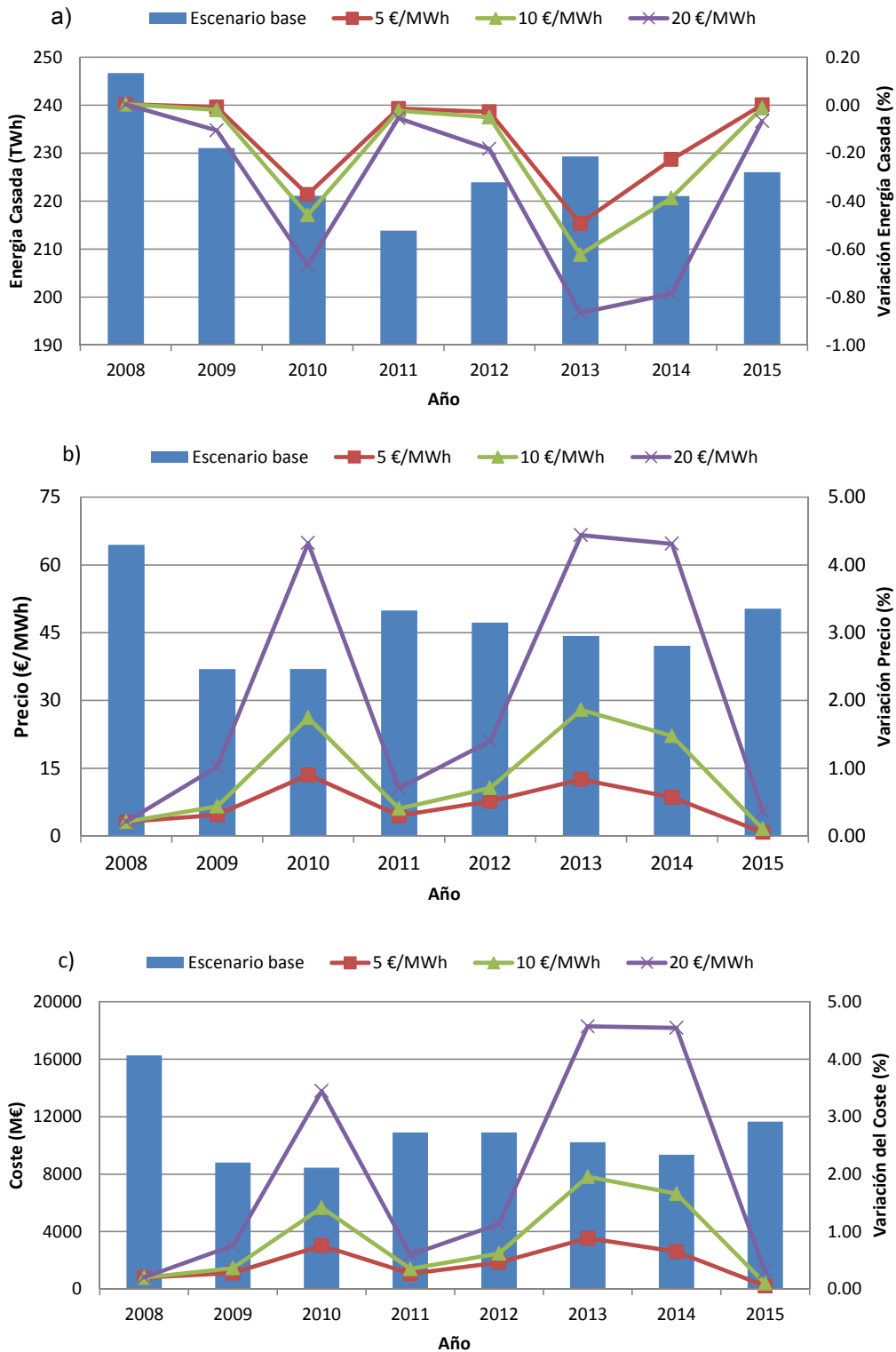


Figura 5.9. 2008-2015: Variaciones anuales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado en los escenarios de régimen especial con ofertas a precio distinto de cero.

La Tabla 5.17 y la Figura 5.10 muestran la evolución anual del número de horas al año en que el precio de mercado, en el escenario de referencia, cierra a precio nulo o inferior a 5 €/MWh, 10 €/MWh o 20 €/MWh. En ellas puede apreciarse que los años 2008 y 2015 son los que tienen menor número de horas con precios por debajo de los umbrales marcados para el análisis. Como consecuencia son los años en los que el aumento del precio ofertado por las renovables (régimen especial) tiene menor impacto.

Sin embargo existe una diferencia importante en las razones de este comportamiento entre el año 2008 y 2015. El año 2008 fue un año de precios muy altos, como consecuencia de la gran demanda existente hasta el comienzo de la crisis económica. Por el contrario el año 2015 es un año con niveles de precios y demanda inferiores a los años previos a la crisis (aproximadamente iguales a los de 2005), y que presenta un número reducido de horas en las que los precios casados caen por debajo de los umbrales considerados.

La Tabla 5.17 y la Figura 5.10 muestran que en 2015 dejan de producirse horas con precios de casación iguales a cero y el número de ocurrencias respecto al resto de umbrales se reduce de forma drástica, en comparación con los años inmediatamente anteriores (2014 a 2012). Esto es especialmente significativo ya que puede relacionarse con los cambios normativos acaecidos en los años inmediatamente anteriores al año 2015.

Tabla 5.17. 2008-2015: Número de veces al año en que el precio de mercado, en el escenario de referencia, resulta 0, menor que 5, 10 y 20 €/MWh

	Número de ocurrencias de precio $p = 0$ €/MWh	Número de ocurrencias de precio $p \leq 5$ €/MWh	Número de ocurrencias de precio $p \leq 10$ €/MWh	Número de ocurrencias de precio $p \leq 20$ €/MWh
2008	0	0	2	8
2009	16	56	127	320
2010	331	502	653	1133
2011	31	80	105	198
2012	44	153	212	442
2013	478	736	888	1155
2014	177	543	825	1301
2015	0	31	64	174

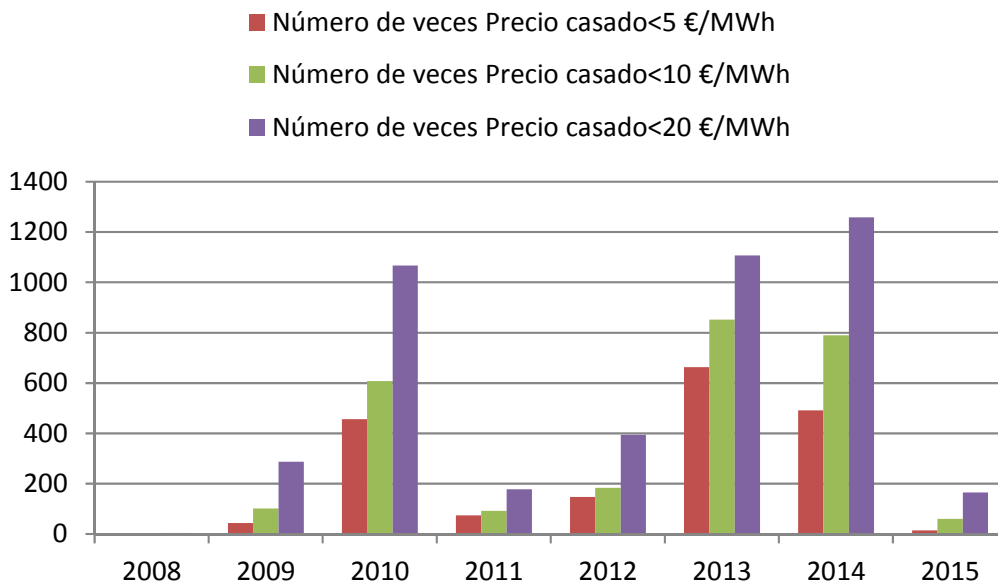


Figura 5.10. Número de veces en las que el precio de casación es inferior a 5, 10 y 20 €/MWh

La Tabla 5.18 y la Figura 5.10 resumen los resultados correspondientes al conjunto de escenarios de incremento de precios de la energía ofertada por las unidades del régimen especial, considerando todo el periodo 2008-2015 en su conjunto. En términos generales, puede observarse lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios analizados se produce una reducción de la energía casada en el mercado.
 - La reducción de la energía casada crece menos que proporcionalmente con el incremento del precio ofertado por los productores renovables (régimen especial).
- *Precio.* Para todos los escenarios se produce un aumento del precio medio aritmético.
 - El precio casado sube de forma aproximadamente proporcional al incremento del precio ofertado por los productores renovables (régimen especial).
- *Coste.* Se produce un incremento generalizado del coste de la energía negociada en el mercado.
 - El coste del mercado crece de forma aproximadamente proporcional al incremento del precio ofertado por los productores renovables (régimen especial).

Tabla 5.18. 2008-2015: Variación total de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado debidos al incremento de precios de la energía ofertada en el régimen especial

Magnitudes	Escenario 1 $\Delta p_{RESP} = 5 \text{ €/MWh}$	Escenario 2 $\Delta p_{RESP} = 10 \text{ €/MWh}$	Escenario 3 $\Delta p_{RESP} = 20 \text{ €/MWh}$
Variación total de la energía casada, $\Delta W(\Delta p_{RESP})$ (TWh)	-2.55	-3.52	-6.11
Variación del precio medio, $\Delta p(\Delta p_{RESP})$ (€/MWh)	0.20	0.37	0.89
Variación total del coste del mercado, $\Delta C(\Delta p_{RESP})$ (M€)	357.09	656.30	1506.43

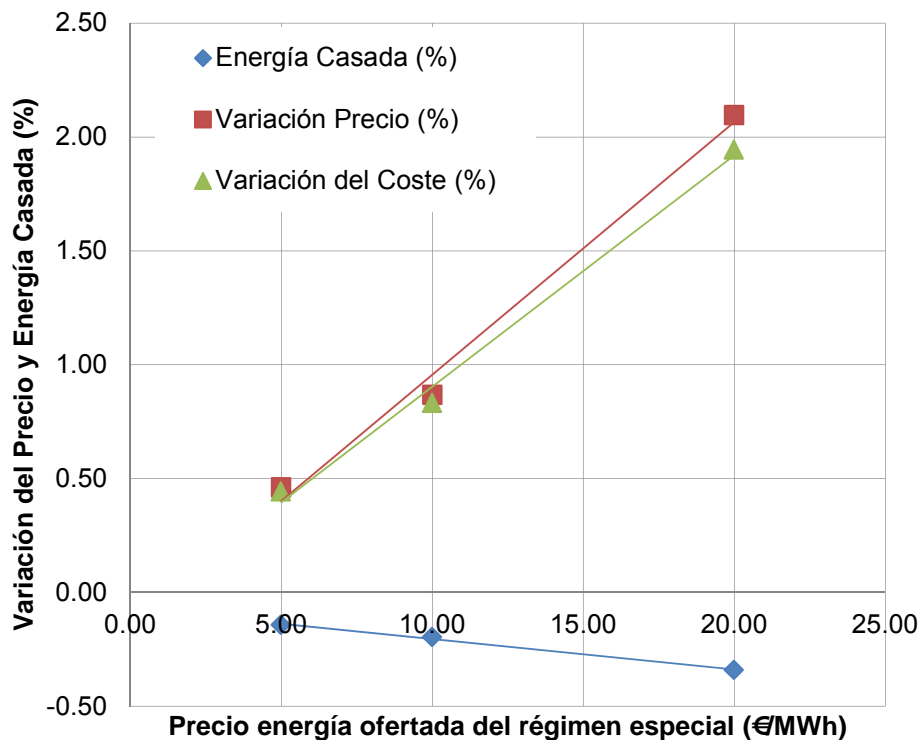


Figura 5.11. 2008-2015: Variación total de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía negociada en el mercado, para el caso de aumento del precio de la energía ofertada por el régimen especial

Finalmente, la Tabla 5.19 muestra los coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones totales de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado, con el incremento del precio de la oferta de venta de energía correspondiente al régimen especial.

Tabla 5.19. 2008-2015: Coeficientes de las rectas de regresión lineal de las variaciones totales de la energía casada, el precio y el coste de mercado, debidos al aumento del precio de la energía ofertada por el régimen especial

Magnitudes	Aproximación lineal $\Delta y = m \cdot \Delta p_{RESP} + n$		
	m	n	R^2
Coefficientes de la regresión			
Variación total de la energía casada, $\Delta W(\Delta p_{RESP})$ (TWh)	-0.24	-1.26	0.995
Variación media del precio, $\Delta p(\Delta p_{RESP})$ (€/MWh)	0.05	-0.06	0.992
Variación del coste en el mercado, $\Delta C(\Delta p_{RESP})$ (M€)	77.82	-67.97	0.994

Los resultados de la tabla permiten decir que por cada €/MWh de incremento del precio de la oferta de venta de energía correspondiente al régimen especial, a lo largo del periodo 2008-2015:

- El total de energía casada se reduce en 0.24 TWh
- El precio aritmético medio se incrementa en 0.05 €/MWh y
- El coste total de la energía negociada en el mercado se incrementa en 77.82 M€.

5.3.2. Escenario de ahorro y eficiencia

En los escenarios de ahorro o eficiencia se confirmó que se produce una reducción de precios y del coste de la energía negociada en el mercado, como consecuencia de la reducción de la demanda. Los agentes de compra realizan ofertas con un volumen menor y eso va producir la salida o no participación de una parte de la generación convencional más cara. Por tanto, al igual que sucedía con el caso renovables, la generación convencional será productora de un flujo monetario o de renta que se traslada a los agentes de compra. Sin embargo, en esta ocasión tanto la generación convencional como la generación del régimen especial o equivalente verán mermados sus ingresos. Esto es debido a la reducción de precios producida por el desplazamiento a la izquierda de la demanda y la consecuente reducción de los precios, que produce una reducción de los ingresos de todos los generadores.

Desde el punto de vista de los consumidores finales, éstos se ven favorecidos por la reducción de precios del mercado, además de la reducción de su facturación energética al reducirse el volumen de energía comprado.

Usando un procedimiento similar al utilizado en el caso de la integración de renovables, se ha cuantificado este efecto de transferencia de rentas y sus resultados se muestran en la Tabla 5.20. La tabla muestra, concretamente, las variaciones en los costes e ingresos que experimentan los agentes en los escenarios de ahorro y eficiencia E1 a E3. La segunda columna muestra la reducción del coste de la energía negociada en el mercado, ΔC_M , que produce el

ahorro y la eficiencia. La tercera muestra la reducción de ingresos de los productores renovables (energía vendida a menor precio) directamente procedentes de la venta de su energía en el mercado, ΔI_{RM} , mientras que la cuarta muestra la pérdida de ingresos (menos energía vendida a menor precio) que experimentan los productores convencionales, ΔI_{NRM} . La última fila muestra los valores reales del mercado, para el periodo 2008-2015, que sirven de base a los distintos escenarios.

Como puede apreciarse en la Tabla 5.20, pierden de renta todos los generadores, tanto los convencionales ($\Delta I_{NRM} < 0$) como los renovables ($\Delta I_{RM} < 0$), siendo la pérdida de ingresos de la generación convencional aproximadamente un ($\Delta I_{NRM}/\Delta I_{RM} \approx$) 160 % mayor que en la de la generación del régimen especial o equivalente. Toda esta pérdida de renta de generación va a parar a reducir el coste de los agentes de compra ($\Delta C_M < 0$) que, en estos escenarios (E1 a E3), resulta un ($\Delta C_{ME}/\Delta C_{MR} - 1 \approx$) 60 % superior a la reducción que se produce en los de renovables (R1 a R3).

La renta perdida por el conjunto de generadores, como se ha indicado, se transfiere como ahorro para los agentes de compra, $\Delta C_M = \Delta I_{NRM} + \Delta I_{RM}$. El ahorro para los agentes de compra procede, aproximadamente, en un ($\Delta I_{NRM}/\Delta C_M \approx$) 68% de la generación convencional y el ($\Delta I_{RM}/\Delta C_M \approx$) 32% restante de la generación renovable.

Tabla 5.20. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios de ahorro y eficiencia

Escenario	Incremento de coste del mercado español para los agentes de compra, ΔC_M (M€)	Incremento de ingresos por mercado para productores renovables (régimen especial), ΔI_{RM} (M€)	Incremento de ingresos por mercado para productores régimen ordinario, ΔI_{ROM} (M€)
E1	-758	-244	-514
E2	-1553	-507	-1046
E3	-3091	-1017	-2074
2008-2015	$C_M = 70806$ M€	$I_{RM} = 34496$ M€	$I_{ROM} = 36310$ M€

La reducción de la facturación para los consumidores finales también puede explicarse en base a que, en primer lugar, han reducido la energía consumida, y en segundo lugar, como consecuencia de la reducción de la demanda, se ha producido una reducción en los precios de la energía (se asume que los agentes de compra trasladan dicha reducción a los consumidores finales). Este sería el caso de las actuales tarifas PVPC-Precio Voluntario al Pequeño Consumidor, que aplican a los consumidores domésticos. El precio de la energía aplicado a estos consumidores tiene una componente asociada al valor del precio del mercado.

En este caso, a diferencia del caso anterior de las renovables, no hay primas adicionales que deban ser sustentadas por los consumidores finales. No obstante,

conviene observar que aunque el esfuerzo de ahorro y eficiencia energética lo desarrollen un número más o menos reducido de consumidores (que denominaremos “consumidores E”), la reducción de los costes energéticos beneficiaría a todos los consumidores en su conjunto. Sin embargo, la ejecución práctica de los proyectos de eficiencia supone la asunción de unos costes de adquisición e implantación por parte de los consumidores E.

Los resultados muestran que el efecto de mérito ordenado del ahorro y eficiencia ($\Delta C_M < 0$) permitiría establecer una prima neutra (sin coste extra para los consumidores finales) para los consumidores con la que poder sustentar económicamente campañas de incentivación del ahorro y la eficiencia. Como en el caso de la prima al régimen especial (renovables), esta prima la pagarían los consumidores y la recibirían solo los consumidores E. Su valor debería establecerse de forma que fuese equivalente al ahorro que produce en el coste del mercado, como máximo. De esta forma, el pago de la prima no resultaría un sobrecoste para el resto de consumidores.

5.3.3. Desplazamiento temporal de la demanda

En estos escenarios, los agentes de compra reducen su demanda en las horas pico y, posteriormente, la incrementan algo en las horas valle. Como se mostró en el Capítulo 3, tras un ciclo diario de desplazamiento temporal de la carga se produce una reducción neta de la energía casada en el mercado, así como una ligera reducción de precios y del coste de la energía negociada en el mercado. Los agentes de compra incrementan la adquisición de energía en las horas valle, pero menos de lo que la reducen en el pico. En las horas valle, el incremento de la demanda hace que participen nuevas unidades de generación convencionales (más caras) en el mercado, lo que hace subir el precio. Esto origina un flujo económico desde los consumidores hacia toda la generación (especialmente hacia la generación convencional extra que, de otra forma, no hubiese participado en el mercado). Por el contrario, en las horas pico, la reducción de la demanda excluye del mercado a las últimas unidades casadas de generación convencional (las unidades que fueron marginales, más caras), lo que hace bajar el precio. Esto origina un flujo económico desde el conjunto de generadores hacia los consumidores (especialmente desde la generación convencional excedente que, de otra forma, hubiese participado en el mercado).

Por lo tanto, se produce un flujo de masa monetaria desde los generadores convencionales de mayor coste, partícipes usuales en horas pico, hacia otros nuevos generadores convencionales que participan en las horas valle. Finalmente, los consumidores finales con tarifas ligadas al precio de mercado se ven favorecidos por la reducción de precios medios (ponderados).

La Tabla 5.21 muestra las variaciones en los costes e ingresos que experimentan los agentes en los escenarios de desplazamiento temporal de la carga D1 a D3. La segunda columna muestra la reducción del coste de la energía negociada en el

mercado, ΔC_M , que produce el desplazamiento de la demanda. La tercera muestra la reducción de ingresos de los productores renovables (energía vendida a menor precio) directamente procedentes de la venta de su energía en el mercado, ΔI_{RM} , mientras que la cuarta muestra la pérdida de ingresos (menos energía vendida a menor precio) que experimentan los productores convencionales, ΔI_{NRM} . La última fila muestra los valores reales del mercado, para el periodo 2008-2015, que sirven de base a los distintos escenarios.

Como puede apreciarse en la tabla, todos los generadores pierden de renta, tanto los convencionales ($\Delta I_{NRM} < 0$) como los renovables ($\Delta I_{RM} < 0$), siendo la pérdida de ingresos de la generación convencional aproximadamente un $(\Delta I_{NRM}/\Delta I_{RM} - 1 \approx)$ 70 % mayor que en la de la generación del régimen especial o equivalente. Toda esta pérdida de renta de generación va a parar a reducir el coste de los agentes de compra ($\Delta C_M < 0$) que, en estos escenarios (D1 a D3), resulta un $(1 - \Delta C_{MD}/\Delta C_{MR} \approx)$ 30 % inferior a la reducción que se produce en los renovables (R1 a R3). Se asumirá, de nuevo, que los agentes de compra trasladan todo ese ahorro a los consumidores finales.

La renta perdida por el conjunto de generadores, como se ha indicado, se transfiere como ahorro para los agentes de compra, $\Delta C_M = \Delta I_{NRM} + \Delta I_{RM}$. El ahorro para los agentes de compra procede, aproximadamente, en un $(\Delta I_{NRM}/\Delta C_M \approx)$ 63% de la generación convencional y el $(\Delta I_{RM}/\Delta C_M \approx)$ 37% restante de la generación renovable. Esto es debido a que la generación convencional ve reducido sus ingresos tanto por la reducción del precio pico como por la no participación de una parte de esta generación pico.

Tabla 5.21. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios de desplazamiento temporal de la demanda

Escenario	Incremento de coste del mercado español para los agentes de compra, ΔC_M (M€)	Incremento de ingresos por mercado para productores renovables (régimen especial), ΔI_{RM} (M€)	Incremento de ingresos por mercado para productores régimen ordinario, ΔI_{ROM} (M€)
D1	-315	-116	-199
D2	-697	-257	-440
D3	-1119	-417	-702
2008-2015	$C_M = 70806$ M€	$I_{RM} = 34496$ M€	$I_{ROM} = 36310$ M€

Como en el caso anterior de ahorro y eficiencia, en estos escenarios no hay primas que deban ser sustentadas por los consumidores. Sin embargo, conviene observar que aunque las medidas de desplazamiento temporal de la carga las desarrollen un número más o menos reducido de consumidores (que denominaremos consumidores “D”), la reducción de los costes energéticos beneficiaría a todos los consumidores en su conjunto. Sin embargo, la ejecución práctica de los planes de

desplazamiento de la carga puede suponer la asunción de unos costes de adquisición e implantación por parte de los consumidores “D”.

Los resultados muestran que el efecto de mérito ordenado del desplazamiento temporal de carga ($\Delta C_M < 0$) permitiría establecer una prima neutra (sin coste extra para los consumidores finales) para los consumidores con la que poder apoyar económicamente posibles campañas de incentivación del desplazamiento de cargas. Como en el caso de la prima al régimen especial (renovables), esta prima la pagarían los consumidores y la recibirían solo los “consumidores D”. Su valor debería establecerse de forma que fuese equivalente al ahorro que produce en el coste del mercado, como máximo. De esta forma, el pago de la prima no resultaría un sobrecoste para el resto de consumidores.

5.3.4. Almacenamiento en la generación (bombeo)

El aumento del consumo en las horas valle provocado por la demanda debida al bombeo provoca la participación en el mercado de generadores de mayor precio, lo que incrementa sus ingresos (que hubieran sido nulos sin el bombeo) y los toda la generación casada, ya sea renovable o convencional. Por el contrario los agentes de compra ven incrementados sus costes al tener que adquirir la energía más cara. Esto es bastante similar a lo que sucedía en el caso de desplazamiento de demanda, en horas valle. Sin embargo durante las horas pico, el turbinado de las centrales de bombeo, aumenta la oferta de generación (que se admite que es) ofertada a precios bajos, lo que expulsa del mercado a la generación más cara (la que, sin el turbinado, hubiera resultado marginal). La entrada de esta nueva generación a bajo precio en el pico produce un ligero crecimiento de la energía casada que es pequeño en comparación con el aumento del consumo del valle. Por ello, dado que tanto en el valle como en el pico se produce la entrada de generación más cara, hay una transferencia de renta de los consumidores o agentes de compra hacia los generadores.

El aumento del consumo durante las horas valle, provocado por la entrada de las unidades de bombeo como consumidor, produce un aumento de los precios y de la energía casada en esas horas. Este hecho hace que generadores situados en la parte de precios bajos de la curva de generación (generadores acogidos al régimen especial o equivalente) vendan su energía a un precio superior al del caso base. Además se produce la entrada de unidades más caras para poder satisfacer el incremento de demanda provocado por las unidades de bombeo. Por lo tanto durante las horas valle, los generadores que ofertan su energía a precios más bajos ven aumentados sus ingresos.

Para las horas pico sucede que las unidades de bombeo entran como generadores, aportando la energía que fue previamente almacenada durante las horas valle. Para garantizarse la entrada se asume que ofertan a un precio suficientemente bajo como para entrar en el mercado, de manera que producen un desplazamiento hacia la derecha de la curva de generación. Esta generación reemplaza, en buena

medida, generación más cara, alcanzándose un punto de casación con menor precio y mayor energía casada (similar al caso renovable). Para las horas pico, algunos generadores que ofertan su energía con precios altos (generación convencional) ven mermados sus ingresos al no poder participar en el mercado.

Dicho esto, pueden establecerse los siguientes flujos monetarios. Por un lado, se produce un trasvase de masa monetaria desde los agentes de compra de las horas valle hacia la generación del régimen especial o equivalente. Por otro lado durante las horas pico, los generadores que ofertan con precios más altos ceden parte de sus ingresos a favor de la generación adicional de bombeo.

Desde el punto de vista de la demanda o de los agentes de compra se produce un aumento de los costes y, en gran medida, una transferencia de renta hacia los generadores que ofertan a precio más bajo. Dicho de otra forma, tras un ciclo de bombeo, el aumento del precio de la energía y el incremento de la misma hace que los agentes de compra adquieran más energía a mayor precio.

Como puede comprobarse en la Tabla 5.22, se incrementa el coste de la energía negociada en el mercado ($\Delta C_M > 0$). En consecuencia, se produce una pérdida de renta de los agentes de compra, que se ve acompañada también de una pérdida de renta de los generadores convencionales ($\Delta I_{ROM} < 0$). Toda esta pérdida de renta va a parar, a manos de los productores renovables (régimen especial), incluyendo a las centrales de bombeo ($\Delta I_{RM} > 0$).

El incremento de coste que experimentan los agentes de compra ($\Delta C_M > 0$) en este estos escenarios (B1 a B3), resulta un $(1 - |\Delta C_{MB}|/\Delta C_{MR} \approx)$ 88 % inferior a la reducción que se produce en los de renovables (R1 a R3). Se asumirá, de nuevo, que los agentes de compra trasladan todo ese ahorro a los consumidores finales.

Tabla 5.22. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios de bombeo

Escenario	Incremento de coste del mercado español para los agentes de compra, ΔC_M (M€)	Incremento de ingresos por mercado para productores renovables (régimen especial), ΔI_{RM} (M€)	Incremento de ingresos por mercado para productores régimen ordinario, ΔI_{ROM} (M€)
B1	36	121	-85
B2	102	298	-196
B3	345	635	-289
2008-2015	$C_M = 70806$ M€	$I_{RM} = 34496$ M€	$I_{ROM} = 36310$ M€

La renta perdida por los generadores convencionales y por los agentes de compra, como se ha indicado, se transfiere a los generadores renovables (régimen especial), $\Delta I_{RM} = \Delta C_M - \Delta I_{ROM}$. El incremento de renta de los generadores renovables (régimen especial) procede, aproximadamente, en un $(|\Delta I_{ROM}|/\Delta C_M \approx)$ 61% de la generación convencional y el $(\Delta I_{RM}/\Delta C_M \approx)$ 39% restante de la del incremento de coste para los agentes de compra.

Como en los casos anteriores de ahorro y eficiencia y de desplazamiento de la carga, en estos escenarios no hay primas que deban ser sustentadas por los consumidores. Sin embargo, la necesidad del uso del bombeo, por parte del operador del sistema, puede relacionarse con la corrección de los desvíos o desequilibrios entre la generación y la demanda, por lo que el incremento del coste del mercado que origina el bombeo debería distribuirse entre los consumidores y los generadores (especialmente entre los renovables variables).

Los resultados muestran que el efecto de mérito ordenado del desplazamiento temporal de carga ($\Delta C_M > 0$) supone, en este caso, un incremento de los costes del mercado que pagan tanto los consumidores como los generadores convencionales y que va a parar a los generadores renovables. Por tanto, cabría la posibilidad de diseñar el establecimiento de sendas primas neutras (sin coste extra para los productores renovables) esta vez desde los productores renovables hacia los convencionales y los consumidores, con la que sufragar el sobre coste que se origina en el mercado.

5.3.5. Almacenamiento en la demanda (baterías)

El almacenamiento para autoconsumo es un caso que guarda una gran similitud con el caso de desplazamiento de la demanda, con la salvedad que el almacenamiento está afectado de un determinado valor de rendimiento cíclico. Como se mostró en el Capítulo 4, los ciclos completos de carga-descarga de los dispositivos almacenadores (baterías) producen tanto una ligera reducción de la energía negociada en el mercado como del precio.

Durante las horas valle se procede a la carga del dispositivo de almacenamiento (batería), lo que incrementa la demanda y, en consecuencia, también la energía casada y el precio. Esto provoca que, en las horas valle, entre generación convencional adicional y que toda la generación valle se pague algo más cara.

Por otro lado, durante la hora pico se descargan los dispositivos de almacenamiento, provocando la reducción de la demanda (autoconsumo) y la salida del despacho de la generación convencional más cara (que, de no ser por el autoconsumo, hubiese sido marginalista), lo que reduce el precio pico. En consecuencia, estos últimos generadores convencionales ven reducidos sus ingresos, ya que su energía no es necesaria a estas horas; pero todos los demás generadores despachados (ya sean renovables o convencionales) también ven reducidos sus ingresos, debido al menor precio que reciben.

Por lo tanto lo que se plantea es un balance entre el flujo monetario que, en las horas valle, sale de los agentes de compra hacia el conjunto de la generación; mientras que en las horas pico, el flujo monetario sale de los generadores convencionales, que quedan fuera del mercado, y del resto de la generación, que ve reducido su precio de venta y los agentes de compra.

Como puede comprobarse en la Tabla 5.23, todos los generadores pierden de renta, tanto los convencionales ($\Delta I_{NRM} < 0$) como los renovables ($\Delta I_{RM} < 0$), siendo la pérdida de ingresos de la generación convencional aproximadamente un ($\Delta I_{NRM}/\Delta I_{RM} - 1 \approx$) 90 % mayor que en la de la generación del régimen especial o equivalente. Toda esta pérdida de renta de generación va a parar a reducir el coste de los agentes de compra ($\Delta C_M < 0$) que, en estos escenarios (A1 a A3), resulta un ($\Delta C_{MD}/\Delta C_{MR} \approx$) 45 % de la reducción que se produce en los renovables (R1 a R3). Se asumirá, de nuevo, que los agentes de compra trasladan todo ese ahorro a los consumidores finales.

La renta perdida por el conjunto de la generación, como se ha indicado, se transfiere como ahorro para los agentes de compra, $\Delta C_M = |\Delta I_{NRM} + \Delta I_{RM}|$. El ahorro para los agentes de compra procede, aproximadamente, en un ($\Delta I_{NRM}/\Delta C_M \approx$) 65% de la generación convencional y el ($\Delta I_{RM}/\Delta C_M \approx$) 35% restante de la generación renovable. Esto es debido a que la generación convencional ve reducido sus ingresos tanto por la reducción del precio pico como por la no participación de una parte de esta generación pico.

Tabla 5.23. 2008-2015: Estimación de las transferencias de renta (variaciones de costes e ingresos) entre los agentes del mercado en los escenarios de almacenamiento en la demanda (Baterías)

Escenario	Incremento de coste del mercado español para los agentes de compra, ΔC_M (M€)	Incremento de ingresos por mercado para productores renovables (régimen especial), ΔI_{RM} (M€)	Incremento de ingresos por mercado para productores régimen ordinario, ΔI_{ROM} (M€)
A1	-129	-36	-93
A2	-560	-212	-347
A3	-874	-339	-536
2008-2015	$C_M = 70806$ M€	$I_{RM} = 34496$ M€	$I_{ROM} = 36310$ M€

Como en los casos anteriores de ahorro y eficiencia y de desplazamiento de la carga, en estos escenarios no hay primas que deban ser sustentadas por los consumidores. Sin embargo, conviene observar que aunque el almacenamiento en la demanda (baterías) solo lo desarrollen un número más o menos reducido de consumidores (que denominaremos consumidores “A”), la reducción de los costes energéticos beneficiaría a todos los consumidores en su conjunto. Sin embargo, la ejecución práctica de los planes de implantación y operación de baterías supone la asunción de unos costes de adquisición e implantación por parte de los consumidores “A”.

Los resultados muestran que el efecto de mérito ordenado del almacenamiento en la demanda ($\Delta C_M < 0$) permitiría establecer una prima neutra (sin coste extra para los consumidores finales) para los consumidores con la que poder apoyar económicamente posibles campañas de incentivación del uso de baterías para autoconsumo. Como en el caso de la prima al régimen especial (renovables), esta

prima la pagarían los consumidores y la recibirían solo los “consumidores B”. Su valor debería establecerse de forma que fuese equivalente al ahorro que produce en el coste del mercado, como máximo. De esta forma, el pago de la prima no resultaría un sobrecoste para el resto de consumidores.

Conclusiones y Líneas Futuras

TRADICIONALMENTE, los sistemas de energía eléctrica han sido ideados y operados desde el punto de vista de la generación, centrándose en los aspectos técnicos y económicos de las diversas tecnologías de producción.

De esta forma, el principal objetivo en el diseño de los sistemas de energía eléctrica siempre ha consistido en tratar de garantizar la suficiencia y seguridad del suministro con el menor coste posible.

Dado que la demanda no es controlable, en la operación convencional de los sistemas eléctricos, el necesario equilibrio instantáneo entre la generación y la carga se consigue adecuando, en todo momento, la producción de los generadores a la demanda de los consumidores (operación basada en el seguimiento de la carga o generación a demanda).

Este enfoque convencional se fundamenta, principalmente, en dos ideas:

- Los grandes generadores convencionales son completamente programables: pueden producir cualquier cantidad de energía (dentro de los límites de su potencia nominal) en cualquier momento del día que se desee, y
- Su número es relativamente pequeño: los requisitos de comunicación para la gestión del sistema (consignas de generación, producción actual de las unidades, ...) son limitados.

Hoy en día, este paradigma está siendo cuestionado, entre otras razones, por el elevado grado de penetración de las energías renovables que ya experimentan los sistemas europeos. Dado que los objetivos medioambientales y energéticos de la Unión Europea tanto para 2020 como para 2030 incluyen el claro propósito de aumentar significativamente la proporción de la producción renovable, se desprende la necesidad de que los sistemas eléctricos europeos sean más flexibles, es decir, dispongan de una mayor capacidad de equilibrar generación y demanda.

La condición de casi insularidad del sistema español, debido a la escasa capacidad de interconexión con Francia, junto a la elevada penetración renovable, hace que nuestro sistema resulte particularmente expuesto a este tipo de dificultades. También hace que pudiera resultar más beneficiado por el establecimiento y desarrollo de este tipo de medidas de flexibilidad (ajuste).

Como se indicó en la Introducción, si bien existe una copiosa literatura sobre los efectos de la integración de las renovables en el mercado, apenas se ha dedicado esfuerzo investigador al análisis de los efectos de las medidas de gestión de la demanda y el almacenamiento. Este trabajo ha tratado de mitigar esta carencia analizando los efectos en el mercado mayorista de la energía eléctrica de tres tipos de políticas energéticas:

- Integración de renovables, que servirá como base de comparación
- Gestión de la demanda
 - ahorro y eficiencia energética y
 - desplazamiento temporal de cargas
- Almacenamiento de energía
 - desde la generación (centrales de bombeo) y
 - del lado de la demanda (baterías).

Para su realización se ha utilizado, como fuente de información, las curvas horarias de generación y demanda (ofertadas y casadas) correspondientes al mercado español/ibérico durante el periodo 2008-2015 (70128 casaciones horarias), descargados del archivo histórico del Operador del Mercado (OMIE). Esta ingente cantidad de información se ha utilizado como base para la elaboración de escenarios realistas de integración de la producción renovable, de la gestión o respuesta de la demanda (ahorro energético y desplazamiento de carga) y almacenamiento (desde la generación y la demanda), a fin de poder estudiar sus efectos en el mercado.

Con este propósito se ha desarrollado primero un sencillo modelo cualitativo, basado en la linealización del mercado en torno al punto de operación, con el que se han podido establecer algunas hipótesis sobre el potencial impacto de cualquiera de estas medidas en el mercado, especialmente las variaciones en:

- la energía y
- precio casados
- el coste de la energía negociada.

A partir del bien conocido efecto de ordenación por mérito de las renovables, este modelo cualitativo se ha utilizado también para describir y establecer lo que podría denominarse efecto de ordenación por mérito de la gestión de la demanda (ahorro energético y desplazamiento temporal de la demanda) y el almacenamiento (tanto desde la generación como desde la demanda).

Posteriormente se ha utilizado el que se ha denominado procedimiento de desplazamiento y continuación de las curvas de generación y demanda, desarrollado para este trabajo, que permite simplificar el proceso de optimización del bienestar global (*welfare*) que conduce a la determinación del punto de equilibrio del mercado (energía y precio casados), la tarea más exigente en cuanto a tiempo de cómputo para el operador del mercado.

De esta forma se ha llevado a cabo un reanálisis de los datos históricos del mercado español/ibérico desde 2008 a 2015, que se toman como base, incorporando las particularidades concretas de cada uno de los escenarios considerados.

Posteriormente, analizado el efecto en el mercado, se estudiarán otro tipo de efectos más generales sobre el sistema eléctrico, los agentes del mercado o el medioambiente, como pueden ser las variaciones en el volumen de emisiones de CO₂, en la generación e infraestructura de transporte o las pérdidas técnicas en el sistema de transporte, la cuantificación económica del efecto de ordenación por mérito y de las primas neutras (cuando proceda), así como las transferencias de renta entre los diversos agentes participantes: generadores convencionales y renovables, consumidores, y posibles terceras partes (almacenamiento).

6.1 Conclusiones

El método cualitativo propuesto, basado en la linealización del mercado en torno al punto de casación real, permite establecer una primera evaluación cualitativa del efecto esperable en el mercado de la adopción de cualquier política que conduzca a cualquier clase de variación de la oferta de compra y/o de venta. En esta estimación, las variaciones en las pendientes de las curvas de generación y demanda juegan un papel muy importante.

Por todo ello puede decirse que es un instrumento aproximado, pero muy sencillo y rápido de utilizar, lo que lo hace útil como herramienta de análisis preliminar. Esta herramienta ha permitido identificar efectos de mérito ordenado (*merit-order effect*), aún no descritos en la literatura, asociados al ahorro o eficiencia energética, al desplazamiento temporal de las cargas y el almacenamiento, tanto desde la generación (bombeo) como desde la demanda (baterías). Resulta especialmente destacable el hecho de que haya sido capaz de predecir un ahorro de energía neto cada vez que se realiza un ciclo de desplazamiento temporal de la demanda, resultado tampoco descrito en la literatura. También ha permitido describir el almacenamiento en la demanda (baterías) como una forma de realización del desplazamiento de la carga, sin tener que alterar la programación de la producción, pero con unos costes de inversión en la batería y un coste de operación, derivado de las pérdidas en el ciclo de carga-descarga. También ha permitido describir el almacenamiento en la generación como una variante de desplazamiento de la carga.

Por otra parte, la metodología de continuación y desplazamiento de curvas, propuesta en este trabajo, ha permitido hacer frente al estudio de escenarios plurianuales en tiempos de cómputo abordables, superando los casi impracticables tiempos de cómputo resultantes de la utilización de la metodología Euphemia. Por otra parte, siempre que las variaciones de energía consideradas en los escenarios sea pequeña en comparación con la energía casada en el escenario real de base, no cabe esperar grandes errores derivados del método propuesto, ya que las

variaciones se producirán únicamente en las últimas unidades eliminadas o añadidas de la lista de las realmente casadas en el escenario real de partida (que incluye centenares de unidades de compra y venta).

Este método de continuación y desplazamiento de curvas ha permitido confirmar, en líneas generales, las hipótesis establecidas con el método cualitativo, basado en la linealización. Ha permitido cuantificar los efectos de mérito ordenado (*merit-order effect*) correspondientes al ahorro o eficiencia energética, al desplazamiento temporal de la carga, al bombeo y al almacenamiento, tanto desde la generación (bombeo) como desde la demanda (baterías). También ha permitido confirmar el ahorro neto de energía que se produce en cada ciclo de desplazamiento temporal de la demanda.

En los subapartados que siguen se han resumido las principales conclusiones de este trabajo y que fueron previamente presentadas en el análisis de los resultados correspondientes a cada uno de los escenarios analizados. En todas ellas se hace referencia al periodo completo 2008-2015.

6.1.1 Renovables

A lo largo del periodo 2008-2015, los escenarios de integración de energía renovable permiten confirmar plenamente, y sin excepción alguna, las hipótesis de planteadas en base al modelo cualitativo lineal. En términos generales en estos escenarios puede observarse lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios puede observarse que se produce un ligero incremento de la energía casada.
- *Precio.* En todos los escenarios se produce una reducción del precio medio aritmético.
- *Coste.* Se produce una reducción generalizada del coste de la energía negociada en el mercado para todos los escenarios.
- *Proporcionalidad.* Todas las variaciones de energía casada, precio medio y coste de la energía en el mercado, resultan sensiblemente proporcionales a las cantidades de oferta renovable introducidas. Los resultados muestran que, en el periodo 2008-2015, por cada TWh de renovable adicional ofertado:
 - la energía casada crece, aproximadamente, 0.21 TWh
 - el precio aritmético medio se reduce en 0.05 €/MWh y
 - el coste de la energía anual negociada en el mercado se reduce en 11.02 M€.

6.1.2 Ahorro y eficiencia energética

A lo largo del periodo 2008-2015, los resultados de los escenarios de ahorro y eficiencia energética permiten confirmar las hipótesis realizadas con el modelo cualitativo lineal, y en términos generales, permiten observar lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios analizados puede observarse que se produce una reducción de la energía casada que es del mismo orden que la oferta de energía retirada, aunque ligeramente inferior a ésta.
- *Precio.* En todos los escenarios se produce una reducción del precio medio aritmético.
- *Coste.* Se produce una reducción generalizada del coste de la energía negociada en el mercado para todos los escenarios. La reducción del coste resulta proporcional a la cantidad energía retirada de la demanda.
- *Proporcionalidad.* Las variaciones de la energía casada, el precio medio y el coste de la energía en el mercado, resultan sensiblemente proporcionales a la oferta de compra de energía evitada. Por cada TWh de oferta de compra de energía evitada por ahorro o eficiencia energética, a lo largo del periodo 2008-2015:
 - la energía casada se reduce, aproximadamente, 0.12 TWh
 - el precio aritmético medio se reduce en 0.05 €/MWh y
 - el coste anual de la energía negociada en el mercado se reduce en 17.85 M€.

6.1.3 Comparación Renovables-Ahorro y eficiencia energética

Las cantidades adicionales de energía renovable ofertada en los escenarios R1 a R6 se eligieron iguales a las de energía ahorrada o evitada en los escenarios E1 a E6, a fin de poder realizar una comparación directa de los mismos. Para el periodo 2008-2015, la comparación de los resultados de los escenarios de integración de renovables con los de ahorro o eficiencia energética permite establecer lo siguiente:

- *Energía.* La variación de la energía casada, en valor absoluto, es mucho mayor en el caso de ahorro que en el caso de renovables. Esto es debido a que la variación de energía casada depende principalmente de la pendiente de la generación, en el caso del escenario de las renovables, y de la pendiente de la demanda, en el caso del ahorro. Esto, junto con el hecho de que la pendiente de la demanda es, en términos absolutos, mucho mayor que la de generación, hace que la variación (reducción) de la energía casada en el escenario de ahorro sea mayor (en valor absoluto) que la de su simétrico renovable (incremento).

- *Precio.* La reducción del precio de casación en los escenarios de integración de renovables es la misma que en los de ahorro o eficiencia energética.
- *Coste.* La reducción del coste de la energía casada resulta menor en el caso del escenario renovable que en el de ahorro y eficiencia. Esto es consecuencia de que el precio casado es el mismo en ambos casos (igual reducción de precio), pero la energía casada es mayor en el caso de integración de renovables que en el de ahorro y eficiencia.

La intensidad de la variación con la cantidad de energía ahorrada (en valor absoluto), $\Delta W(\Delta E)/\Delta E$, y del coste económico de la energía casada, $\Delta C(\Delta E)/\Delta E$, es siempre mayor para los casos de los escenarios de ahorro de energía que para los escenarios de integración de renovables.

6.1.4 Desplazamiento temporal de la carga

En los escenarios de desplazamiento temporal de la carga se considera que los agentes de compra de un cierto grupo de consumidores reducen su demanda en una cierta cantidad en las tres horas pico, en las que la energía alcanza su mayor precio, y la consumen de más en las tres horas valle, cuando el precio es más bajo. En principio, solo se trata de trasladar las horas de consumo de un momento del día a otro.

Los resultados de los escenarios de desplazamiento temporal de la carga permiten, en términos generales, observar lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios puede observarse que la reducción de la energía casada en el pico es ligeramente superior al incremento que se produce en el valle. En consecuencia, se produce una disminución neta de energía casada en cada ciclo completo de desplazamiento de carga, en pleno acuerdo con lo previsto por el modelo cualitativo lineal.
- *Precio.* La subida de precio en las horas valle resulta inferior a la bajada en las pico, lo que produce una reducción del precio medio aritmético, en contra de la hipótesis establecida con el modelo lineal. Esta contradicción puede explicarse porque el análisis lineal se realizó en base a las curvas de un día concreto, el 10 de febrero de 2015, y a un desplazamiento de carga desde su hora pico a la hora valle. Los resultados del año 2015 son coherentes y muestran el esperado incremento del precio aritmético medio. Los resultados de los años 2011 y 2012 también, por que puede concluirse que la contradicción en el precio se debe a que el día elegido como base del modelo lineal no es representativo de todo el periodo analizado.
- *Coste.* El desplazamiento de la demanda produce una reducción generalizada del coste de la energía negociada en el mercado, para todos los escenarios. La reducción del coste resulta proporcional a la cantidad de

energía desplazada del pico al valle. Todo ello confirma lo adelantado por el modelo cualitativo lineal.

- *Proporcionalidad.* Todas las variaciones de energía casada, precio medio y coste de la energía en el mercado, resultan sensiblemente proporcionales a la cantidad de energía desplazada del pico al valle. Los resultados muestran que, por cada TWh de oferta de compra de energía desplazada desde las tres horas pico a las tres horas valle, en promedio, a lo largo del periodo 2008-2015:
 - la energía casada se reduce 0.19 TWh
 - el precio aritmético medio se reduce en 0.005 €/MWh y
- el coste de la energía anual negociada en el mercado se reduce en 6.22 M€.

Como puede verse, en líneas generales puede decirse que los efectos en el mercado del desplazamiento temporal de la carga son similares a los de ahorro y eficiencia, pero con menor intensidad.

6.1.5 Almacenamiento en la generación

En este escenario se ha considerado que durante las tres horas valle, en las que el precio de la energía es más bajo, las centrales de bombeo consumen una cierta cantidad de energía bombeando agua del depósito inferior al superior. Durante las tres horas pico, cuando el precio es más elevado, se procede a turbinar el agua previamente acumulada en el depósito superior, ofreciendo al operador del mercado nuevas unidades generadoras a precio nulo o muy bajo. La relación existente entre la energía consumida en el valle y la energía que se genera en el pico está afectada por el rendimiento del proceso ($\Delta E_{Bp} = \Delta E_{Bv} \cdot \eta$, habiéndose considerado un rendimiento cíclico, $\eta = 0.7$).

Los resultados de los escenarios de almacenamiento en la generación (bombeo) permiten confirmar plenamente, y sin excepción alguna, las hipótesis planteadas en base al modelo cualitativo lineal. En términos generales en estos escenarios puede observarse lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios puede observarse que la energía casada se incrementa tanto en el pico (aumento de la oferta) como en el valle (aumento de la demanda), lo que conduce a un aumento neto de la energía casada en cada ciclo de bombeo.
- *Precio.* La subida media de precio en las horas valle resulta algo mayor que la bajada en las horas pico. En consecuencia, los ciclos de bombeo conducen a un aumento del precio aritmético medio.
- *Coste.* El bombeo produce un incremento del coste de la energía negociada en el mercado para todos los escenarios. Esto es debido a que tanto la energía negociada como el precio suben con los ciclos de bombeo.

- *Proporcionalidad.* Todas las variaciones de energía casada, precio medio y coste de la energía en el mercado, resultan sensiblemente proporcionales a la cantidad de energía desplazada, por bombeo, desde las horas valle a las pico. Los resultados muestran que, por cada TWh de oferta de compra de energía desplazada desde las tres horas pico a las tres horas valle, en promedio, a lo largo del periodo 2008-2015:
 - la energía casada se incrementa 0.77 TWh/año
 - el precio aritmético medio se incrementa en 0.007 €/MWh y
 - el coste de la energía anual negociada en el mercado se incrementa en 2.60 M€.

Como puede verse, y en contra de lo que a primera vista pudiera parecer, los efectos del almacenamiento en la generación (bombeo) en el mercado difieren notablemente de los correspondientes a la integración de renovables.

En líneas generales puede decirse que los efectos del almacenamiento en la generación (bombeo) son opuestos a los de ahorro y eficiencia.

6.1.6 Almacenamiento en la demanda

En este escenario se ha considerado que durante las tres horas valle (precio más bajo), los consumidores demandan una cantidad de energía adicional, que utilizan para cargar sus dispositivos de almacenamiento (baterías). Durante las tres horas pico (precio más alto) los consumidores proceden a autoconsumir esa energía acumulada, de forma que esa energía deja de adquirirse en el mercado y, por tanto, se produce una reducción de la demanda en las horas pico. La relación existente entre la energía consumida en el valle y la energía que se deja de consumir en el pico está afectada por el rendimiento del proceso cíclico de carga-descarga que, en este caso, se ha considerado igual a 0.9 ($\Delta E_{Ap} = \Delta E_{Av} \cdot \eta$).

Los escenarios de almacenamiento en la demanda (batería), en términos generales y conforme a lo previsto por el modelo cualitativo lineal, permiten observar lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios se produce una reducción de la energía casada en las horas pico algo mayor que el aumento que se produce en las horas valle, lo que produce una reducción neta de la energía casada en cada ciclo de carga-descarga de la batería.
- *Precio.* En todos los escenarios se produce una reducción del precio en el pico mayor que el incremento que se produce en el valle, lo que da como resultado una reducción neta del precio medio aritmético en el ciclo de completo de carga-descarga.
- *Coste.* La reducción del coste de la energía negociada en el mercado en el pico siempre es mayor que el incremento que se produce en el valle, lo que

da lugar a una ligera reducción neta del coste del mercado en el ciclo de completo de carga-descarga (a pesar del coste de las pérdidas cíclicas).

- *Proporcionalidad.* Todas las variaciones de energía casada, precio medio y coste de la energía en el mercado, resultan sensiblemente proporcionales a la cantidad adicional de oferta de energía demandada en el valle (carga de la batería). Los resultados muestran que, por cada TWh de oferta de compra de energía desplazada desde las tres horas pico a las tres horas valle, en promedio, a lo largo del periodo 2008-2015:
 - la energía casada se reduce 1.09 TWh/año
 - el precio aritmético medio se reduce en 0.001 €/MWh y
 - el coste anual de la energía negociada en el mercado se reduce en 26.75 M€.

Como puede verse, los efectos en el mercado del almacenamiento en la demanda (baterías) son similares a los de desplazamiento temporal de la carga, aunque algo peores, debido a las pérdidas que se producen en cada ciclo de carga-descarga de la batería.

6.1.7 Mercado y medioambiente

Los resultados de variación del volumen de emisiones de CO₂ correspondientes a cada uno de los escenarios examinados, para todo el periodo 2008-2015, permiten concluir lo siguiente:

- Los escenarios de integración de renovables y de eficiencia producen reducciones de emisiones similares entre sí, siendo algo mayores en el caso de eficiencia.
 - La disminución de las emisiones va creciendo cuanto mayor es la cantidad de renovable integrada debido a que conforme crece la cantidad de renovable integrada, cada vez se va desplazando a más producción térmica. Lo mismo sucede en los escenarios de eficiencia.
- Los escenarios de desplazamiento de la demanda, almacenamiento en la generación y almacenamiento en la demanda presentan reducciones de emisiones muy similares entre sí. Las mayores reducciones de emisiones se producen en los escenarios de desplazamiento y las menores en los de bombeo, debido su menor rendimiento cíclico.
 - La disminución de las emisiones se va reduciendo cuanto mayor es la cantidad de desplazada de las horas pico a las valle. Esto es debido a que al desplazar consumo del pico al valle se produce una reducción de las tecnologías marginales del pico (normalmente generación térmica, productora de emisiones). En el valle, sin embargo, se produce un incremento del consumo y por lo tanto,

dependiendo de la cantidad aumentada de energía, la posible incorporación de tecnologías emisoras de CO₂.

Algo similar sucede en los escenarios de almacenamiento, empeorado por las pérdidas del ciclo.

- Atendiendo a los valores de las reducciones de emisiones o de las tasas de reducción de emisiones por unidad de energía, los escenarios, D1/B1/A1, resultan más eficientes que los casos de renovables o eficiencia, R1/E1. Este resultado indica que el desplazamiento o almacenamiento, al concentrar su actuación sobre las horas de pico, es capaz de retirar mayor cantidad de emisiones que en el caso de repartirlo por todas las horas del día, como sucede en los casos de renovables o ahorro. Sin embargo, la tendencia resultante indica que conforme aumenta la energía desplazada o almacenada, el valor de la reducción de emisiones va disminuyendo, en términos absolutos.

6.1.8 Mercado y sistema eléctrico

Los resultados de variación de las pérdidas de energía correspondientes a cada uno de los escenarios examinados, para todo el periodo 2008-2015, permiten concluir lo siguiente:

- Los escenarios de ahorro y eficiencia, al ser los que producen una mayor reducción de energía casada, son los que consiguen una mayor reducción de las pérdidas en el sistema. La reducción de pérdidas es, aproximadamente proporcional, al volumen de energía retirado del mercado por ahorro o eficiencia.
- Los escenarios de desplazamiento temporal de la demanda se sitúan en segundo lugar en cuanto a reducción de pérdidas, disminución que se deriva de la reducción de energía casada que también se produce en estos escenarios. Esta reducción de pérdidas, aproximadamente proporcional a la cantidad de energía desplazada, resulta siempre inferior en cantidad y por unidad de energía desplazada, que la del escenario de ahorro y eficiencia.
- Los escenarios de almacenamiento en la demanda tiene unos efectos de reducción de las pérdidas muy similares a los obtenidos con los de desplazamiento de la demanda, algo inferiores debido las pérdidas (rendimiento) cíclicas del equipo almacenador (batería).
- Los escenarios de integración de renovables conducen, por el contrario, a un pequeño incremento de las pérdidas, debido al ligero incremento de la energía casada en el mercado que se produce en ellos. También puede verse que el incremento de las pérdidas resulta proporcional a la cantidad de energía renovable integrada en el mercado.

- Los escenarios de almacenamiento con bombeo también conducen a un incremento de las pérdidas mayor incluso que el que se produce en los de integración de renovables, debido de nuevo al mayor incremento neto de energía casada (y por tanto de producción en barras de central) que se produce en estos escenarios.

Con respecto a los cambios en las curvas monótonas de demandada ordenada anuales, los escenarios de renovables y los de ahorro y eficiencia producen variaciones de los valores de potencia eficaz similares a los de la potencia media. Esto es debido que, en estos escenarios, la monótona de demandada sufre un desplazamiento en su conjunto hacia arriba (renovables) o hacia abajo (ahorro y eficiencia), pero no modifica sensiblemente su forma.

En los restantes escenarios, las variaciones en la generación o en la demanda están localizados en las horas punta y valle, por lo que se modifica la forma de la monótona. Esto hace que los valores de las variaciones en la potencia eficaz difieran de los de la potencia media.

Los escenarios de ahorro y eficiencia son los que presentan mayores variaciones (reducciones) en los valores de potencia media y eficaz.

Los escenarios de desplazamiento temporal de la demanda y almacenamiento en la demanda son los que producen la mayor variación (reducción) de la potencia pico.

6.1.9 Mercado y redistribución de rentas – Integración de renovables

Los escenarios de integración adicional de renovables producen los efectos de transferencia de renta entre los agentes que se relacionan a continuación:

- *Generadores convencionales.* Se produce una la pérdida de renta de los generadores convencionales, ΔI_{ROM} , que va a parar, por un lado a incrementar los ingresos de la generación renovable, ΔI_{RM} , y por otro lado, a reducir el coste de los agentes de compra (ΔC_M). La renta perdida por los generadores convencionales, ΔI_{ROM} , se transfiere como ahorro para los agentes de compra en un $(\Delta C_M / \Delta I_{ROM} \approx) 80 \%$, y como aumento de ingresos para los productores renovables en el restante $(\Delta I_{RM} / |\Delta I_{ROM}| \approx) 20 \%$, aproximadamente.
- *Generadores renovables.* Los productores renovables ven incrementados sus ingresos totales, ΔI_{RT} , por dos vías: la venta de energía en el mercado (ΔI_{RM}) y la percepción de la prima renovable (ΔC_{PRE}), de forma que $\Delta I_{RT} = \Delta I_{RM} + \Delta C_{PRE}$.
- *Consumidores.* Los consumidores finales ven dos efectos contrapuestos. Por un lado deben pagar, a través de la tarifa, las primas de promoción de las renovables (prima al régimen especial), ΔC_{PRE} . Por otro, en el mejor de los casos, si los agentes de compra trasladan todo ese ahorro a los

consumidores finales, se verían favorecidos por la reducción de costes del mercado, ΔC_M . Esto hace que el resultado neto para el consumidor dependa del balance entre el incremento del coste debido al pago de la prima renovable (régimen especial) y la reducción de precio que le trasladen los agentes de compra ($\Delta C_T = \Delta C_M + \Delta C_{PRE}$).

- *Prima renovable (régimen especial)*. Los datos del periodo 2008-2015 indican que la prima renovable (régimen especial) está algo sobredimensionada y supone un sobrecoste para los consumidores.
 - La situación para el consumidor final podría mejorarse mediante la revisión de la prima, ajustándola al ahorro previsto en el mercado al introducir la energía renovable (concepto de prima neutra).

En otro orden de cosas, también se ha estudiado la retirada de la oferta del régimen especial, cuyas principales consecuencias serían:

- *Energía*. La energía casada, debido a la característica rigidez de la demanda, tan solo sufría una reducción media del 4.62 %
- *Precio*. El precio medio aritmético experimentaría una considerable subida que ascendería al 66.65 %
- *Coste*. El coste de la energía negociada en el mercado también experimentaría una subida del 61.07 %. La reducción de la cantidad de energía casada es tan pequeña que no llega a compensar económicamente el significativo crecimiento de los precios en el mercado, lo que lleva a incrementos netos del coste de la energía negociada en el mercado (muy próximos a los de los precios).

Entre los años 2008 y 2015, la energía introducida en el mercado diario como régimen especial (o equivalente) ascendió 702.14 TWh. Esta energía fue receptora de un volumen de primas igual a 54240 M€. Sin embargo, a la vista de los resultados obtenidos, si esta energía no hubiese participado en el mercado, se hubiese producido un sobrecoste de 51850 M€. En consecuencia, considerado globalmente todo el periodo temporal examinado, la prima al régimen especial se compensa, aproximadamente, con el ahorro del coste del mercado; si bien los consumidores han pagado un sobrecoste, por exceso de prima, de 2390 M€ (299 M€/año).

A lo largo de todo el periodo estudiado la prima recibida por los productores eólicos, la tecnología del régimen especial que más contribuye a la cobertura de la demanda, alcanzó los 13134 M€. No obstante, sin la participación de la producción eólica (primada), la venta de la energía negociada en el mercado habría experimentado un sobrecoste de 19608 M€. Esto quiere decir que la integración de la generación eólica ha producido una reducción del coste del mercado que excede a la prima recibida en 6474 M€. Es decir, que ha producido un ahorro neto del coste para los consumidores de 6474 M€ para el periodo analizado (809 M€/año).

Los resultados del estudio relativo a los escenarios de producción renovable con ofertas de venta a 5, 10 y 20 €/MWh, permiten concluir lo siguiente:

- *Energía.* En todos los escenarios analizados se produce una reducción de la energía casada en el mercado.
 - La reducción de la energía casada crece menos que proporcionalmente con el incremento del precio ofertado por los productores renovables (régimen especial).
- *Precio.* Para todos los escenarios se produce un aumento del precio medio aritmético.
 - El precio casado sube de forma aproximadamente proporcional al incremento del precio ofertado por los productores renovables (régimen especial).
- *Coste.* Se produce un incremento generalizado del coste de la energía negociada en el mercado.
 - El coste del mercado crece de forma aproximadamente proporcional al incremento del precio ofertado por los productores renovables (régimen especial).

6.1.10 Mercado y redistribución de rentas – Ahorro y eficiencia

- *Generadores.* Todos los generadores experimentan una pérdida de renta, tanto los convencionales ($\Delta I_{ROM} < 0$) como los renovables ($\Delta I_{RM} < 0$), siendo la pérdida de ingresos de la generación convencional aproximadamente un $(\Delta I_{ROM}/\Delta I_{RM} - 1 \approx)$ 60 % mayor que en la de la generación del régimen especial o equivalente.
- *Consumidores.* La renta perdida por el conjunto de generadores, como se ha indicado, se transfiere como ahorro para los agentes de compra, $\Delta C_M = \Delta I_{ROM} + \Delta I_{RM}$. El ahorro para los agentes de compra procede, aproximadamente, en un $(\Delta I_{ROM}/\Delta C_M \approx)$ 68% de la generación convencional y el $(\Delta I_{RM}/\Delta C_M \approx)$ 32% restante de la generación renovable.
 - La reducción del coste de la energía para los agentes de compra ($\Delta C_M < 0$), en los escenarios de ahorro y eficiencia (E1 a E3), resulta un $(\Delta C_{ME}/\Delta C_{MR} - 1 \approx)$ 60 % superior a la reducción que se produce en los de renovables (R1 a R3).
- *Prima.* En este caso, a diferencia del caso anterior de las renovables, no hay primas adicionales que deban ser sustentadas por los consumidores finales. No obstante, los resultados muestran que el efecto de mérito ordenado del ahorro y eficiencia ($\Delta C_M < 0$) permitiría establecer una prima neutra (sin coste extra para los consumidores finales) para los

consumidores con la que poder sustentar económicamente campañas de incentivación del ahorro y la eficiencia.

6.1.11 Mercado y redistribución de rentas – Desplazamiento de la demanda

- *Generadores.* Todos los generadores pierden de renta, tanto los convencionales ($\Delta I_{ROM} < 0$) como los renovables ($\Delta I_{RM} < 0$), siendo la pérdida de ingresos de la generación convencional aproximadamente un ($\Delta I_{ROM}/\Delta I_{RM} - 1 \approx$) 70 % mayor que en la de la generación del régimen especial o equivalente.
- *Consumidores.* Toda la pérdida de renta de generación va a parar a reducir el coste de los agentes de compra ($\Delta C_M < 0$) que, en los escenarios de desplazamiento (D1 a D3), resulta un ($1 - \Delta C_{MD}/\Delta C_{MR} \approx$) 30 % inferior a la reducción que se produce en los de renovables (R1 a R3).
 - El ahorro para los agentes de compra procede, aproximadamente, en un ($\Delta I_{ROM}/\Delta C_M \approx$) 63% de la generación convencional y el ($\Delta I_{RM}/\Delta C_M \approx$) 37% restante de la generación renovable. Esto es debido a que la generación convencional ve reducido sus ingresos tanto por la reducción del precio pico como por la no participación de una parte de esta generación pico.
- *Prima.* Como en el caso anterior de ahorro y eficiencia, en estos escenarios no hay primas que deban ser sustentadas por los consumidores. Sin embargo, los resultados muestran que el efecto de mérito ordenado del desplazamiento temporal de carga ($\Delta C_M < 0$) permitiría establecer una prima neutra (sin coste extra para los consumidores finales) para los consumidores con la que poder apoyar económicamente posibles campañas de incentivación del desplazamiento de cargas.

6.1.12 Mercado y redistribución de rentas – Almacenamiento en la generación

- *Consumidores.* Se incrementa el coste de la energía negociada en el mercado ($\Delta C_M > 0$).
 - El incremento de coste que experimentan los agentes de compra ($\Delta C_M > 0$) en los escenarios de bombeo (B1 a B3), resulta un ($1 - |\Delta C_{MB}|/\Delta C_{MR} \approx$) 88 % inferior a la reducción que se produce en los de renovables (R1 a R3).
- *Generadores convencionales.* El incremento del coste de la energía también produce una pérdida de renta de los generadores convencionales ($\Delta I_{NRM} < 0$).

- *Generadores renovables.* Toda la renta perdida por los generadores convencionales y por los agentes de compra se transfiere íntegramente a los generadores renovables (régimen especial), $\Delta I_{RM} = \Delta C_M - \Delta I_{ROM}$.
 - El incremento de renta de los generadores renovables (régimen especial) procede, aproximadamente, en un $(|\Delta I_{ROM}|/\Delta C_M \approx)$ 61% de la generación convencional y el $(\Delta I_{RM}/\Delta C_M \approx)$ 39% restante de la del incremento de coste para los agentes de compra.

Prima. Como en los casos anteriores de ahorro y eficiencia y de desplazamiento de la carga, en estos escenarios no hay primas que deban ser sustentadas por los consumidores. Sin embargo, los resultados muestran que el efecto de mérito ordenado del desplazamiento temporal de carga ($\Delta C_M > 0$) supone, en este caso, un incremento de los costes del mercado que pagan tanto los consumidores como los generadores convencionales y que va a parar a los generadores renovables. Por tanto, cabría la posibilidad de diseñar el establecimiento de sendas primas neutras (sin coste extra para los productores renovables) esta vez desde los productores renovables hacia los convencionales y los consumidores, con la que sufragar el sobrecoste que se origina en el mercado.

6.1.13 Mercado y redistribución de rentas – Almacenamiento en la demanda

- *Generadores.* Todos los generadores experimentan una pérdida de renta, tanto los convencionales ($\Delta I_{ROM} < 0$) como los renovables ($\Delta I_{RM} < 0$).
 - La pérdida de ingresos de la generación convencional aproximadamente un $(\Delta I_{ROM}/\Delta I_{RM} - 1 \approx)$ 90 % mayor que en la de la generación del régimen especial o equivalente.
- Toda esta pérdida de renta de generación va a parar a reducir el coste de los agentes de compra ($\Delta C_M < 0$) que, en estos escenarios (A1 a A3), resulta un $(\Delta C_{MD}/\Delta C_{MR} \approx)$ 45 % de la reducción que se produce en los de renovables (R1 a R3).
- *Consumidores.* La renta perdida por el conjunto de la generación se transfiere como ahorro para los agentes de compra, $\Delta C_M = |\Delta I_{ROM} + \Delta I_{RM}|$ que, en los escenarios (A1 a A3), resulta un $(\Delta C_{MD}/\Delta C_{MR} \approx)$ 45 % de la reducción que se produce en los de renovables (R1 a R3).
 - El ahorro para los agentes de compra procede, aproximadamente, en un $(\Delta I_{ROM}/\Delta C_M \approx)$ 65% de la generación convencional y el $(\Delta I_{RM}/\Delta C_M \approx)$ 35% restante de la generación renovable. Esto es debido a que la generación convencional ve reducido sus ingresos tanto por la reducción del precio pico como por la no participación de una parte de esta generación pico.

- Como en los casos anteriores de ahorro y eficiencia y de desplazamiento de la carga, en estos escenarios no hay primas que deban ser sustentadas por los consumidores. Sin embargo, los resultados muestran que el efecto de mérito ordenado del almacenamiento en la demanda ($\Delta C_M < 0$) permitiría establecer una prima neutra (sin coste extra para los consumidores finales) para los consumidores con la que poder apoyar económicamente posibles campañas de incentivación del uso de baterías para autoconsumo.

6.2 Publicaciones y otras actividades de investigación

Este trabajo de investigación ha dado lugar a las siguientes publicaciones en revistas indexadas en el *Journal Citation Reports* – JCR:

- Manuel Burgos Payán, Juan Manuel Roldán Fernández, Ángel Luis Trigo García, Juan Manuel Bermúdez Ríos, Jesús Manuel Riquelme Santos, Costs and benefits of the renewable production of electricity in Spain, *Energy Policy*, Volume 56, May 2013, Pages 259-270, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.047>.
- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Jesús Manuel Riquelme Santos, Ángel Luis Trigo García, Renewable generation versus demand-side management. A comparison for the Spanish market, *Energy Policy*, Volume 96, September 2016, Pages 458-470, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.014>.
- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Jesús Manuel Riquelme Santos, Ángel Luis Trigo García, The Voluntary Price for the Small Consumer: Real-Time Pricing in Spain, *Energy Policy* (Aceptado para publicación el 26 de noviembre de 2016)

También ha dado lugar a tres comunicaciones en congresos internacionales:

- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Ángel Luis Trigo García, Juan Luis Diaz García, Jesús Manuel Riquelme Santos, "Impact of Renewable Generation in the Spanish Electricity Market," 11th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2014, vol., no., pp.1,5, Krakow, Poland, 28-30 May 2014
- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Jesús Manuel Riquelme Santos and Ángel Luis Trigo García, The Merit-Order Effect of Energy Efficiency, Energy Economics Iberian Conference – EEIC 2016 (ISBN-978-989-97531-4-3), Lisbon (Portugal), 4 - 5 February 2016.
- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Jesús Manuel Riquelme Santos and Ángel Luis Trigo García, Renewables versus Efficiency. A Comparison for Spain, Energy Economics Iberian

Conference – EEIC 2016 (ISBN-978-989-97531-4-3), Lisbon (Portugal), 4 - 5 February 2016.

Durante la realización de este trabajo su autor ha participado en los siguientes proyectos de investigación:

- Optimización de la planificación de las interconexiones para la integración del mercado europeo con gran penetración renovable-OPIIME, Programa Estatal de I+D+i orientada a los Retos de la Sociedad, ENE2016-77650-R. 2016-2019. Investigadores responsables: Dra. Catalina Gómez Quiles y Dr. Jesús M. Riquelme Santos
- Gestión de la Generación y el Almacenamiento para la Regulación de Frecuencia en Sistemas Basados en Energías Renovables, ENE2015-69597-R. Investigadores responsables: Dr. José Luis Martínez Ramos y Dr. Alejandro Marano Marcolini
- Optimización de la Planificación Integral y Operación de Parques Eólicos: Incorporación de la Incertidumbre en la Información, ENE2011-27984. Investigador responsable: Dr. Manuel Burgos Payán
- Innovación en la Red de distribución de Nuevo Aislado. RedNA (IPT-2011-1751-920000. Investigador responsable: Dr. José Antonio Rosendo Macías

Durante la realización de este trabajo su autor ha realizado las siguientes formaciones y estancias en centros de investigación:

- Universidad de Manchester. Del 15 de agosto al 18 de noviembre de 2011. Supervisor: Prof. Francisco González Longatt.
- Universidad de Coventry. Del 30 de mayo al 30 de septiembre de 2013. Supervisor: Prof. Francisco González Longatt.
- Universidad politécnica de Turín. Curso de doctorado “Electrical Load Management, Forecasting and Control” del 15 al 19 de septiembre de 2014. Coordinadores: Gianfranco Chicco y Federico Piglione.
- Universidad de Loughborough. Del 15 de julio al 16 de octubre del 2015. Supervisor: Prof. Francisco González Longatt.
- Universidad Pablo de Olavide. Del 20 de julio al 20 de octubre del 2016. Supervisor: Prof. Alicia Troncoso Lora

6.3 Líneas futuras de investigación

De entre las posibles líneas de continuación y mejora del trabajo cabría citar algunos aspectos relacionados con la metodología aproximada de casación del mercado, la ampliación de los escenarios considerados o la extensión de los efectos colaterales de los escenarios a otros aspectos del funcionamiento del

sistema eléctrico. Más concretamente, las líneas de mejora y ampliación del trabajo, agrupadas en cuatro grandes categorías, podrían ser las siguientes:

- *Metodología de casación del mercado*

El método aproximado de continuación y desplazamiento de curvas propuesto funciona razonablemente bien cuando se analizan escenarios plurianuales con pequeñas variaciones en las cantidades de energía ofertada, tanto de venta como de compra (pequeñas en comparación con la energía realmente casada en el escenario base). En estos casos, las diferencias con respecto al caso base real se producen en las últimas unidades añadidas o eliminadas al analizar los nuevos escenarios que, si bien son muy significativas por que son las que cierran el mercado, se apoyan en centenares de unidades que resultaron realmente casadas. Sin embargo, en escenarios temporales más cortos (menos de un año), cuando fuese preciso estudiar escenarios con grandes variaciones en la energía ofertada, cabe pensar que los errores introducidos por el método aproximado irían creciendo, por lo que sería aconsejable, en estos casos, considerar alguna método que reprodujese la metodología de Euphemia, siquiera sea de forma aproximada.

- *Ampliación del conjunto de escenarios*

La ampliación de los escenarios bajo estudio podría hacerse por dos vías: mayor detalle de los escenarios analizados o aumento de la clase de escenarios a estudiar.

En los escenarios analizados en este trabajo se ha considerado variaciones en las ofertas de energía (compra y venta) uniformes, tanto en cantidades de energía como en precio. Por ejemplo, en los escenarios renovables, toda la nueva oferta de venta se ha considerado que se realiza a precio cero (aunque en el capítulo 5 se han considerado precios de hasta 20 €/MWh). Podrían asignarse cantidades individualizadas tanto de energía como de precio a cada unidad renovable, distinguiendo por tecnología, por ejemplo. En relación con el desplazamiento de carga, podría ser interesante estudiar otro caso en el que se concentrara el recorte de la demanda en la hora pico, lo que reduciría significativamente el coste de energía a esa hora, y se recuperara en varias horas valle, lo que atenuaría el incremento de coste a estas horas.

De entre los nuevos escenarios que interesaría estudiar, de cara a poder anticipar resultados por su posible realización en el corto o medio plazo, cabría citar el caso de la implantación de los vehículos eléctricos. Este tipo de carga reúne dos características relevantes: niveles de potencia y consumo de energía significativos, si se comparan con el consumo doméstico medio; y unos previsibles horarios de demanda que, si no se hace nada, se iniciarán coincidiendo con el pico nocturno. Además de los problemas de congestión en las redes de distribución en baja y media tensión (o en la infraestructura de transporte, lo que obligaría incorporar

las redes al problema), el impacto en el mercado podría ser muy importante. ¿Cuánto ahorro en el coste de la energía podría dedicarse a gestionar la programación de la carga de las baterías de forma escalonada y progresiva sin sobrecoste para las compañías de distribución?

En otro orden de cosas, los elevados niveles de desempleo y la reducción de las rentas del trabajo, derivadas de la larga crisis económica que atraviesa el país, están obligando a un número significativo de familias a tener que reducir su factura energética, aunque sea a costa de recortar necesidades tan básicas como el alumbrado o la calefacción. Esta reducción de la demanda derivada de la pobreza energética también tiene un valor en el mercado mayorista de la energía. Las leyes del mercado hacen que la reducción de la demanda de este conjunto de consumidores domésticos produzca una reducción del precio del mercado y, en definitiva, del coste de la energía negociada en el mercado, de la que se benefician todos los restantes consumidores que adquieren su energía a menor precio. ¿Cuál es el valor de la pobreza energética en el mercado mayorista? ¿Podría establecerse una política de reasignación de esos ahorros sin perjudicar al conjunto de agentes del mercado (generadores y consumidores)?

Las políticas de eficiencia producen un ahorro en el coste del mercado que podría utilizarse para premiarse a los agentes que implementen esas políticas. Un fondo establecido a partir de estos ahorros podría utilizarse para el establecimiento de políticas de incentivo de sustitución de motores eléctricos por otros con mejor clase de rendimiento, en el terreno industrial; o la sustitución de electrodomésticos por otros con mejor clasificación energética, para los clientes domésticos.

Los escenarios de autoproducción constituyen un capítulo de especial interés.

- *Extensión de los efectos a otros aspectos del sistema eléctrico*

Con respecto a la repercusión al medioambiente, en este trabajo se ha realizado una estimación de la cantidad de emisiones de CO₂ para cada uno de los escenarios estudiados. No obstante, la combustión de combustibles fósiles da lugar a la emisión de otros contaminantes atmosféricos como SO_x y NO_x que podrían evaluarse siguiendo una metodología similar a la empleada con el CO₂, lo que contribuiría a una mejor apreciación de la contaminación evitada por las diferentes políticas energéticas.

Por lo que se refiere a las pérdidas (técnicas y no técnicas) en la infraestructura de transporte de energía, su tratamiento actual es muy básico: simplemente se trasladan al mercado como un incremento adicional de la demanda que, finalmente, pagan los consumidores finales (también pagan los impuestos correspondientes a esta energía perdida). Esto hace que los operadores de estas infraestructuras (ni la administración

pública) no tengan ningún incentivo económico para reducir las y, lo que es peor, da lugar a efectos perversos en el mercado: el incremento adicional de demanda originado por las pérdidas hace subir el precio de la energía, el coste de la energía negociada en el mercado, la cantidad de emisiones, etcétera.

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, en su disposición adicional cuarta establece el uso de coeficientes de liquidación horarios de pérdidas reales. No obstante el propio Real Decreto hace la previsión para que se haga una liquidación final, después del cierre de energía, que se incorporará como costes o ingresos del sistema de liquidaciones.

Una política de incentivo económico a la reducción de las pérdidas podría utilizar el ahorro en el coste de la energía negociada en el mercado como base, lo que evitaría sobrecostes para los clientes.

La estimación de las pérdidas en las infraestructuras de distribución en media y baja tensión, podría ser otro aspecto interesante a considerar.

En lo que se refiere a los aspectos sociales, tanto la instalación y operación de plantas renovables como la adopción de proyectos de ahorro y eficiencia energéticos tienen un claro impacto en el empleo que podría tratar de estimarse. También sería interesante evaluar su incidencia en ciertos indicadores macroeconómicos como pueden ser la tasa de dependencia energética, de intensidad energética (kep/ϵ_{PIB}) o el propio PIB nacionales.

En lo referente a las curvas monótonas de demanda ordenada, se ha demostrado que el desplazamiento temporal de la demanda y el almacenamiento en la generación, seguidos por el ahorro y la eficiencia, son los escenarios que permiten una mayor reducción de la demanda máxima. En casos de sistemas muy congestionados o escasos de capacidad de producción, la gestión de la demanda permitiría evitar o posponer la necesidad de inversiones para refuerzo o ampliación de la capacidad de generación o la infraestructura de transporte. Estimar el valor económico de esa capacidad de generación o de infraestructura de transporte permitiría (o, incluso, de distribución) evitada o pospuesta, podría servir de base para el establecimiento de compensaciones a los clientes que opten por adoptar alguna de estas estrategias de gestión de la demanda.

- *Otras vías de mejora y continuación*

Por último, dada la situación de práctica insularidad del sistema ibérico, tanto las políticas de ahorro y eficiencia como las de integración de renovables o ambas darán lugar a un incremento del número de horas al año en los que la producción renovable exceda a la demanda, lo que obligaría al operador del sistema a ordenar un recorte de la producción

renovable que se perdería. Para atenuar este tipo de efectos indeseables podría incrementarse la capacidad de las líneas de interconexión internacionales y/o la capacidad de las centrales de bombeo (mediante la repotenciación de los embalses de las centrales operativas, por ejemplo). Los efectos en el mercado serían muy diferentes. Por ejemplo, la venta de la producción renovable excedentaria a través de una línea de interconexión, supondría un incremento de la demanda que conduciría a una subida del precio y del coste de la energía negociada en el mercado. Los generadores venderían más energía, más cara, pero los consumidores nacionales tendrían que pagar más por la energía que consumen, aunque los consumidores del mercado importador ahora se beneficiarían de un precio más bajo y los generadores más caros de esta área resultarían expulsados del mercado. El desvío de la energía renovable excedentaria hacia el bombeo ha sido analizado en este trabajo: produce también una subida del precio y el coste de la energía en el mercado. Como puede verse, los efectos esperables son similares. Sería conveniente plantear una comparación entre la conveniencia de incrementar las interconexiones internacionales o incrementar la capacidad de las centrales de bombeo, como estrategias facilitadoras tanto de la integración renovable como de las políticas de ahorro y eficiencia energéticas. La comparación podría ampliarse a las políticas de respuesta de la demanda, que también permitirían mantener el equilibrio generación-demanda, presumiblemente con menores costes.

Referencias

- [1] REE, Informe del Sistema Eléctrico Español 2014, 09/07/2015, <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2014>
- [2] BP, Statistical Review of World Energy 2014. <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-workbook.xlsx>
- [3] U.S. Energy Information Administration (EIA). <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rbrte&f=a>
- [4] Naciones Unidas, "Protocolo de Kioto", disponible on-line en <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>
- [5] Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- [6] REE, estadísticas del Sistema eléctrico. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas>
- [7] REE, Informe del Sistema Eléctrico Español 2010, http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2010.pdf
- [8] REE, Informe del Sistema Eléctrico Español 2006, http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2006.pdf
- [9] Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030. Comunicación de la comisión al parlamento europeo, al consejo, al comité económico y social europeo y al comité de las regiones. 22/01/2014. <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energy-strategy>
- [10] Rangoni, B. A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain, Utilities Policy 23 (2012) 31-39. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2012.07.007>
- [11] COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 25.2.2015, COM(2015) 82 final, paquete sobre la unión de la energía comunicación de la comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 % Preparación de la red eléctrica europea de 2020. http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a5bfdc21-bdd7-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0009.02/DOC_1&format=PDF
- [12] Bryony Parrish, Phil Heptonstall, Rob Gross, How much can we really expect from smart consumers? HubNet Position Paper Series, March 2016, 75p, http://www.hubnet.org.uk/filebyid/781/Smart_consumers.pdf
- [13] M.H. Albadí, E.F. El-Saadany, A summary of demand response in electricity markets, Electric Power Systems Research, Volume 78, Issue 11, November 2008, Pages 1989-1996, ISSN 0378-7796, <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608001272>

- [14] REE, Demanda en tiempo real. <https://demanda.ree.es/demanda.html>
- [15] REE, Informe del Sistema Eléctrico Español 2015, 19/06/2016, <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2015>
- [16] REE, Informe del Sistema Eléctrico Español 2011, <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2011>
- [17] Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Energy Roadmap 2050. COM/2011/0885. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2050-energy-strategy>
- [18] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014. Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética, PNAEE2014–2020 (ActionPlanforEnergyEfficiency and Saving2014–2020). https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/NEEAP_2014_ES-es.pdf
- [19] ODYSSEE-MURE, 2015. Synthesis: Energy Efficiency Trends and Policies in the EU. An Analysis Based on the ODYSSEE and MURE Databases, September 2015. <http://www.odyssee-mure.eu/publications/br/synthesis-energy-efficiency-trends-policies.pdf>
- [20] Eurostat. Dependencia energética <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc310&plugin=1>
- [21] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, 2012. Inventarios Nacionales De Emisiones a La Atmósfera 1990–2012. http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/Documento_Resumen_Inventario_1990-2012_tcm7-336746.pdf
- [22] Eurostat. Consumo bruto de energía anual. <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc320&plugin=1>
- [23] Eurostat. Consumo de energía primaria (código eurostat: ten00086) http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=t2020_33&tableSelection=2
- [24] Eurostat. Consumo final de energía (código eurostat: t2020_34) http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_34&plugin=1
- [25] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 1996. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-1996>
- [26] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 2000. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2000>
- [27] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 2008. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2008>
- [28] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 2009. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2009>
- [29] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 2012. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2012>
- [30] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 2013. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2013>
- [31] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 2014. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2014>

- [32] European Commission, 2010. Europe 2020 Initiative Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond: A Blue Print for an Integrated European Energy Network. November, 17.
- [33] EWE, 2012. eTelligent Final Report. 2012.
- [34] Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.
- [35] U. S. D. of E. (DOE), “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them,” U.S. Dep. Energy, no. February, p. 122, 2006.
- [36] Darby, S., 2006. The Effectiveness of Feedback on Residential Energy Consumption. A Review for DEFRA of the Literature on Metering, Billing and Direct Displays. Environmental Change Institute, University of Oxford.
- [37] European Parliament, “Directive 2012/27/EU,” Off. J. Eur. Union, vol. L315/1, no. October, pp. 1–56, 2012.
- [38] Faruqui, A., Hledik, R., Newell, S., Pfeifenberger, H., 2007. The power of 5 Percent. *Electr. J.* 20 (8), 68–77.
- [39] Haney, A.B., Jamasb, T., Pollitt, M.G., 2009. Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience. Electricity Policy Research Group, Cambridge, Working Paper EPRG0903.
- [40] J. P. Zimmermann, “End-use metering campaign in 400 households In Sweden Assessment of the Potential Electricity Savings,” *Contract*, vol. 17, no. September, pp. 05–2743, 2009.
- [41] P. Stoll, N. Brandt, and L. Nordström, “Including dynamic CO2 intensity with demand response,” *Energy Policy*, vol. 65, pp. 490–500, 2014.
- [42] A. Nilsson, P. Stoll, N. Brandt, “Assessing the impact of real-time price visualization on residential electricity consumption, costs, and carbon emissions,” *Resources, Conservation and Recycling*, Available online 29 October 2015, ISSN 0921-3449, pp. 1-10, <http://dx.doi.org/10.1016/j.resconrec.2015.10.007>.
- [43] Mapping Demand Response in Europe Today. Tracking Compliance with Article 15.8 of the Energy Efficiency Directive. Smart Energy Demand Coalition. http://smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping_DR_In_Europe-2014-04111.pdf
- [44] Mapping Demand Response in Europe Today - 2015
<http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf>
- [45] EU Reference Scenario 2016 – Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050, 20 July 2016
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20\(2\)-web.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20(2)-web.pdf)
- [46] European Parliament, “Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009,” Off. J. Eur. Union, vol. 140, no. 16, pp. 16–62, 2009.
- [47] The 2020 climate and energy package. URL:
http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm
- [48] 2030 climate & energy framework
http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index_en.htm
- [49] DG ENER Working Paper The future role and challenges of Energy Storage. European Commission Directorate-General for Energy. [accessed 25.06.15] URL:
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_storage.pdf

- [50] Rafael Cossent, Tomás Gómez, Luis Olmos, Large-scale integration of renewable and distributed generation of electricity in Spain: Current situation and future needs, *Energy Policy*, Volume 39, Issue 12, December 2011, Pages 8078-8087, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.069>, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151100783X>
- [51] Manuel Burgos-Payán, Juan Manuel Roldán-Fernández, Ángel Luis Trigo-García, Juan Manuel Bermúdez-Ríos, Jesús Manuel Riquelme-Santos, Costs and benefits of the renewable production of electricity in Spain, *Energy Policy*, Volume 56, May 2013, Pages 259-270, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.047>, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512011007>.
- [52] William F. Pickard, Amy Q. Shen, Nicholas J. Hansing, Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply-demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 13, Issue 8, October 2009, Pages 1934-1945, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2009.03.002>, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109000562>.
- [53] L. Barelli, U. Desideri, A. Ottaviano, Challenges in load balance due to renewable energy sources penetration: The possible role of energy storage technologies relative to the Italian case, *Energy*, Volume 93, Part 1, 15 December 2015, Pages 393-405, ISSN 0360-5442, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.09.057>.
- [54] Electrical energy storage: white paper. Technical report. Prepared by electrical energy storage project team. International Electrotechnical Commission (IEC), Published December 2011.
- [55] <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>.
- [56] International Energy Agency, 2007, IEA Energy Efficiency Policy Recommendations to the G8 2007 Summit, Heiligendamm. OECD/IEA, Paris.
- [57] G8. 2008. Joint Statement by G8 Energy Ministers. http://www.enecho.meti.go.jp/topics/g8/g8sta_eng.pdf
- [58] Intergovernmental Panel on Climate Change. 2007. Summary for Policy Makers—Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC Working Group III.
- [59] Philibert, Cédric and Jonathan Pershing, 2002, Beyond Kyoto – Energy Dynamics and Climate Stabilisation, OECD/IEA, Paris http://philibert.cedric.free.fr/Downloads/Beyond%20Kyoto_NS.pdf
- [60] Patrinos, A., Bradley, R., 2009. Energy and technology policies for managing carbon risk. *Science* 325, 949–950.
- [61] CNMC Informe mensual de ventas de energía de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos <https://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica/retribuci%C3%B3nespec%C3%ADficayliquidaciones.aspx?p=p4&ti=Ventas%20r%C3%A9gimen%20especial>
- [62] Lazard. https://www.lazard.com/media/1777/levelized_cost_of_energy_-_version_80.pdf
- [63] Lehmann P, Gawel E. Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme? *Energy Policy* 2013;52:597–607. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.018>.
- [64] Palzer A, Henning H-M. A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;30:1019–34. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.032>.

- [65] Grossman PZ. Energy shocks, crises and the policy process: a review of theory and application. *Energy Policy* 2015;77:56–69. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.031>.
- [66] Monstadt J, Scheiner S. Allocating greenhouse gas emissions in the German federal system: regional interests and federal climate governance. *Energy Policy* 2014;74:383–94. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.001>.
- [67] Wassermann S, Reeg M, Nienhaus K. Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents: the case of direct marketing of electricity from renewable energy sources. *Energy Policy* 2015;76:66–75. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.10.013>.
- [68] Haas R, Resch G, Panzer C, Busch S, Ragwitz M, Held A. Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – lessons from EU countries. *Energy* 2011;36:2186–93. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.06.028>.
- [69] Pegels A, Lütkenhorst W. Is German's energy transition a case of successful green industrial policy? Contrasting wind and solar PV. *Energy Policy* 2014;74:522–34. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.031>.
- [70] Creutzig F, Goldschmidt JC, Lehmann P, Schmid E, von Blücher F, Breyer C, et al. Catching two European birds with one renewable stone: mitigating climate change and Eurozone crisis by an energy transition. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;38:1015–28. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.028>.
- [71] Marius Dillig, Manuel Jung, Jürgen Karl, The impact of renewables on electricity prices in Germany - An estimation based on historic spot prices in the years 2011-2013, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 57, May 2016, Pages 7-15, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.003>.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115013866>
- [72] BMWI. Die Energie der Zukunft Ein Strommarkt für die Energiewende; 2014.
- [73] Tveten ÅG, Bolkesjø TF, Martinsen T, Hvarnes H. Solar feed-in tariffs and the merit order effect: a study of the German electricity market. *Energy Policy* 2013;61:761–70. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.060>.
- [74] Stoft S. *Power system economics: designing markets for electricity*. Wiley; 2002.
- [75] Yang H, Hildmann M, Herzog F, Andersson G. Modeling the merit order curve of the European energy exchange power market in Germany. *Power Syst IEEE Trans* 2013;28:3155–64. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2242497>.
- [76] Wehinger LA, Galus MD, Andersson G. Agent-based simulator for the German electricity wholesale market including wind power generation and wide scale PHEV adoption. In: *Proceedings of the 7th international conference on the European Energy Market (EEM)*; 2010. p. 1–6. doi:10.1109/EEM.2010.5558718.
- [77] Jianhui W, Botterud A, Conzelmann G, Koritarov VS. Market power analysis in the EEX electricity market: an agent-based simulation approach. In: *Power and energy society general meeting – conversion and delivery of electrical energy in the 21st century*, 2008 IEEE; 2008. p. 1–8. doi:10.1109/PES.2008.4596563.
- [78] Pirrong C, Jermakyan M. The price of power: the valuation of power and weather derivatives. *J Bank Financ* 2008;32:2520–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jbankfin.2008.04.007>.
- [79] Frank F. *Preisbildung von Strom-Forwards*. 1. Aufl. Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Gabler; <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8349-6683-4>
- [80] Krey V, Martinsen D, Wagner H-J. Effects of stochastic energy prices on long-term energy-economic scenarios. *Energy* 2007;32:2340–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2007.05.013>.

- [81] Fuglerud M, Vedahl KE, Fleten SE. Equilibrium simulation of the Nordic electricity spot price. In: Proceedings of 2012 9th international conference on the European energy market (EEM); 2012. p. 1–10. doi:10.1109/EEM.2012.6254696.
- [82] Wagner A. Residual Demand Modeling and Application to Electricity Pricing 2012.
- [83] Olsina F, Röscher M, Larisson C, Garcés F. Short-term optimal wind power generation capacity in liberalized electricity markets. *Energy Policy* 2007;35:1257–73. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2006.03.018>.
- [84] Olsina F, Weber C. Stochastic simulation of spot power prices by spectral representation. *Power Syst IEEE Trans* 2009;24:1710–9. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2030362>.
- [85] Möst D, Keles D. A survey of stochastic modelling approaches for liberalised electricity markets. *Eur J Oper Res* 2010;207:543–56. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2009.11.007>.
- [86] Keles D, Genoese M, Möst D, Ortlieb S, Fichtner W. A combined modeling approach for wind power feed-in and electricity spot prices. *Energy Policy* 2013;59:213–25. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.028>.
- [87] OMIE. <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- [88] Weron R, Bierbrauer M, Trück S. Modeling electricity prices: jump diffusion and regime switching. *Phys A Stat Mech Its Appl* 2004;336:39–48. <http://dx.doi.org/10.1016/j.physa.2004.01.008>.
- [89] Sijm JPM, Hers SJ, Lise W, BJHW Wetzelaer. The impact of the EU ETS on electricity prices. Energy Research Centre of the Netherlands 2008.
- [90] Cartea Á, Villaplana P. Spot price modeling and the valuation of electricity forward contracts: the role of demand and capacity. *J Bank Financ* 2008;32:2502–19. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jbankfin.2008.04.006>.
- [91] Burger M, Klar B, Müller A, Schindlmayr G. A spot market model for pricing derivatives in electricity markets. *Quant Financ* 2004;4:109–22.
- [92] Bierbrauer M, Menn C, Rachev ST, Trück S. Spot and derivative pricing in the EEX power market. *J Bank Financ* 2007;31:3462–85. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jbankfin.2007.04.011>.
- [93] BMWi. Zweiter Monitoring-Bericht “Energie der Zukunft.” Berlin; 2014.
- [94] Fischer C. How can renewable portfolio standards lower electricity prices? RFF Discussion Paper 2006.
- [95] Hirth L. The market value of variable renewables: the effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Econ* 2013;38:218–36. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004>.
- [96] Lamont AD. Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies. *Energy Econ* 2008;30:1208–31. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2007.02.007>.
- [97] Schmid E, Pahle M, Knopf B. Renewable electricity generation in Germany: a meta-analysis of mitigation scenarios. *Energy Policy* 2013;61:1151–63. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.105>.
- [98] Traber T, Kemfert C. Gone with the wind? — electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply *Energy Econ* 2011;33:249–56. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2010.07.002>.
- [99] Wissen R, Nicolosi M. Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit- Order Effekt der erneuerbaren Energien. EWI Work Pap 2007;07/3:EWI Working Paper; No. 07/3.

- [100] He Y, Hildmann M, Herzog F, Andersson G. Modeling the merit order curve of the European energy exchange power market in Germany. *Power Syst IEEE Trans* 2013;28:3155–64. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2242497>.
- [101] Rathmann M. Do support systems for RES-E reduce EU-ETS-driven electricity prices? *Energy Policy* 2007;35:342–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.029>.
- [102] Unger T, Ahlgren EO. Impacts of a common green certificate market on electricity and CO₂-emission markets in the Nordic countries. *Energy Policy* 2005;33:2152–63. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2004.04.013>.
- [103] Weigt H. Germany's wind energy: the potential for fossil capacity replacement and cost saving. Dresden: Chair for Energy Economics and Public Sector Management; 2008.
- [104] Sensfuß F, Ragwitz M, Genoese M. The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 2008;36:3086–94. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.035>.
- [105] Cludius J, Hermann H, Matthes FC, Graichen V. The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: estimation and distributional implications. *Energy Econ* 2014;44:302–13. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.020>.
- [106] Sensfuß F. Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); 2013.
- [107] Von Roon S, Huber M. Modeling spot market pricing with the residual load. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2010.
- [108] Kopp O, Eßer-Frey A, Engelhorn T. Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? *Zeitschrift Für Energiewirtschaft* 2012;36:243–55. <http://dx.doi.org/10.1007/s12398-012-0088-y>.
- [109] Fürsch M, Malischek R, Lindenberger D. Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien-Analyse der kurzen und langen Frist. Köln: Energie-wirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; 2012.
- [110] Fürsch M, Lindenberger D, Malischek R, Nagl S, Panke T, Trüby J. German nuclear policy reconsidered: implications for the electricity market. *EWI Working Paper no. 11/12* 2012.
- [111] Paraschiv F, Erni D, Pietsch R. The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy* n.d. <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.004>.
- [112] Sáenz de Miera G, del Río González P, Vizcaíno I. Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: the case of wind electricity in Spain. *Energy Policy* 2008; 36: 3345–59. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.022>.
- [113] Gil HA, Gomez-Quiles C, Riquelme J. Large-scale wind power integration and wholesale electricity trading benefits: estimation via an ex post approach. *Energy Policy* 2012;41:849–59. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.067>.
- [114] Clòs, Cataldi A, Zoppoli P. The merit-order effect in the Italian power market: the impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy* 2015;77:79–88. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.038>.
- [115] Delarue ED, Luickx PJ, D'haeseleer WD. The actual effect of wind power on overall electricity generation costs and CO₂ emissions. *Energy Convers Manag* 2009;50:1450–6. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2009.03.010>.
- [116] Jónsson T, Pinson P, Madsen H. On the market impact of wind energy forecasts. *Energy Econ* 2010;32:313–20. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2009.10.018>.

- [117] Munksgaard J, Morthorst PE. Wind power in the Danish liberalised power market—policy measures, price impact and investor incentives. *Energy Policy* 2008;36:3940–7. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.024>.
- [118] O'Mahoney A, Denny E. The merit order effect of wind generation on the Irish electricity market. MPRA Paper no. 56043; 2011.
- [119] Würzburg K, Labandeira X, Linares P. Renewable generation and electricity prices: taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Econ* 2013;40(Suppl.):S159–71. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.011>.
- [120] Bundestag D. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien; 2012. p. 1–57. [71] Übertragungsnetzbetreiber D. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 2013.
- [121] Huismann R, Stradnic V, Westgaard S. Renewable energy and electricity prices: indirect empirical evidence from hydro. *Power* 2013.
- [122] Gelabert L, Labandeira X, Linares P. Renewable energy and electricity prices in Spain. *Economics for Energy*, Working Paper WP01; 2011.
- [123] Green R, Vasilakos N. The long-term Impact of Wind Power on Electricity Prices and Generating Capacity. University of Birmingham. Economics Discussion Paper 11-09 2011.
- [124] Obersteiner C, Saguean M. Parameters influencing the market value of wind power – a model-based analysis of the Central European power market. *Eur Trans Electr Power* 2011;21:1856–68. <http://dx.doi.org/10.1002/etep.430>.
- [125] Mills A, Wiser R. Changes in the economic value of variable generation at high penetration levels: a pilot case study of California. LBNL-5445E. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory; 2012.
- [126] Gowrisankaran G, Reynolds SS, Samano M. Intermittency and the value of renewable energy 2011.
- [127] Woo CK, Horowitz I, Moore J, Pacheco A. The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: the Texas experience. *Energy Policy* 2011;39:3939–44. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.084>.
- [128] MacCormack J, Hollis A, Zareipour H, Rosehart W. The large-scale integration of wind generation: impacts on price, reliability and dispatchable conventional suppliers. *Energy Policy* 2010;38:3837–46. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.004>.
- [129] De Cesaro J, Porter K. Wind energy and power system operations: a review of wind integration studies to date. Subcontract Report NREL/SR-550-47256 2009.
- [130] Fripp M, Wiser RH. Effects of temporal wind patterns on the value of wind-generated electricity in California and the Northwest. *IEEE Trans Power Syst* 2008;23:477–85.
- [131] Baldick R. Wind and energy markets: a case study of Texas. *IEEE Syst J* 2012;6:27–34.
- [132] Cutler NJ, Boerema ND, MacGill IF, Outhred HR. High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market. *Energy Policy* 2011;39:5939–49. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.053>.
- [133] De Jonghe, C., Hobbs, B.F., Belmans, R., 2012. Optimal generation mix with short term demand response and wind penetration. *IEEE Trans. Power Syst.* 27 (2), 830–839.
- [134] Dietrich, K., Latorre, J.M., Olmos, L., Ramos, A., 2012. Demand response in an isolated system with high wind integration. *IEEE Trans. Power Syst.* 27 (1), 20–29.
- [135] Moura, P.S., de Almeida, A.T., 2010. Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 1461–1468.

- [136] Redpoint Energy, Element Energy, 2012. Electricity System Analysis e Future System Benefits from Selected DSR Scenarios (Presentation). Prepared for DECC https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48551/5759-electricity-system-analysis-future-system-benefit.pdf
- [137] Stadler, I., 2008. Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. *Util. Policy* 16 (2), 90e98.
- [138] EC, 2007a. Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: a European Strategic Energy Technology Plan (Setplan)e 'Towards a Low Carbon Future'. Brussels, 22.11.2007 COM (2007) 723 Final.
- [139] EC, 2010a. Commission Staff Working Paper: an Energy Policy for Consumers. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_citizen_energy_en.htm
- [140] EC, 2011b. European Task Force for the Implementation of Smart Grids into the European Internal Market e Mission and Work Programme. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm
- [141] EC, 2012a. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Making the Internal MarketWork. Brussels, 15.11.2012 COM (2012) 663 Final.
- [142] EC, 2012b. Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on Energy Efficiency, Amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and Repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC.
- [143] ENTSO-E, 2012b. ENTSO-E Network Code on Demand Connection, 21 December 2012.
- [144] ETP SmartGrids, 2012. SmartGrids SRA 2035 Strategic Research Agenda Update of the SmartGrids SRA 2007 for the Needs by the Year 2035. <http://www.smartgrids.eu>
- [145] Smart-A, 2008. Synergy Potential of Smart Appliances. A Report Prepared as Part of the EIE Project "Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)".
- [146] Smart-A, 2009b. Costs and Benefits of Smart Appliances in Europe. D 7.2 of WP 7 from the Smart-A Project e a Report Prepared as Part of the EIE Project "Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)".
- [147] Sustainability First, 2012a. Paper 3: What Demand Side Services Could Household Customers Offer?. April 2012.
- [148] Sustainability First, 2012b. Paper 4: What Demand-side Services Can Provide Value to the Electricity Sector? June 2012.
- [149] Sustainability First, 2012c. Paper 3: what Demand Side Services Could Customers Offer? Industry Electricity Demand. September 2012.
- [150] Faruqui, A., Sergici, S., Shultz, E., 2013. Consistency of Results in Dynamic Pricing Experiments e Toward a Meta Analysis. In: Proceedings of DistribuTECH Conference, San Diego, CA, January 29, 2013.
- [151] EC, 2009b. M/441 EN. Standardisation Mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the Field of Measuring Instruments for the Development of an Open Architecture for Utility Meters Involving Communication Protocols Enabling Interoperability.
- [152] EC, 2010d. Standardisation Mandate to CEN, CENELEC and ETSI Concerning the Charging of Electric Vehicles. Brussels, 4th June 2010 M/468.
- [153] EC, 2011c. Smart Grid Mandate Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to Support European Smart Grid Deployment. Brussels 1st March 2011 M/490.

- [154] EC, 2012c. Commission Recommendation of 9 March 2012 on Preparations for the Roll-out of Smart Metering Systems, 2012/148/EU. OJ L 73/9.
- [155] EA Technology, September 2011. Delivering the Benefits of Smart Appliances. A Research Report Completed for the Department for Environment, Food and Rural Affairs efficient-products.defra.gov.uk/spm/download/document/id/996
- [156] ETP SmartGrids, 2011. Energy Retailers' Perspective on the Deployment of Smart Grids in Europe. <http://www.smartgrids.eu>
- [157] Smart-A, 2009a. Case Studies: Results and Conclusions D6.2 of WP 6 from the Smart-A Project. A Report Prepared as Part of the EIE project "Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)".
- [158] EC, 2012d. Smart Metering as a First Step Towards Smart Grids (Presentation). London Forum, 13e14 November 2012.
- [159] Consumer Focus, 2013a. Smart Grids and Consumer Issues Position Paper e Final Draft. <http://www.consumerfutures.org.uk>
- [160] CEER, 2011a. CEER Advice on the Take-off of a Demand-response Electricity Market with Smart Meters. C11-RMF-36e03 <http://www.energy-regulators.eu>
- [161] Ruester, S., Pérez-Arriaga, I., Schwenen, S., Batlle, C., Glachant, J.M., 2013b. From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European DSOs, ISBN 978-92-9084-144-9. Final Report of the EU FP7 Funded Research Project THINK (Topic n_ 12/12: <http://think.eui.eu>).
- [162] Smart Grids Task Force, 2013. EG3 First Year Report: Options on Handling Smart Grids Data. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm
- [163] Allcott, H., 2011. Rethinking real-time electricity pricing. *Resour. Energy Econ.* 33, 820-842.
- [164] Lijesen, M.G., 2007. The real-time price elasticity of electricity. *Energy Econ.* 29, 249-258.
- [165] Torriti, J., 2012. Price-based demand side management: assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy. *Energy* 44, 576-583.
- [166] CER, 2011. Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report. Commission for Energy Regulation. CER11080a.
- [167] Faruqui, A., Sergici, S., 2010. Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. *J. Regul. Econ.* 38 (2), 193-225.
- [168] Faruqui, A., Sergici, S., Shultz, E., 2013. Consistency of Results in Dynamic Pricing Experiments e Toward a Meta Analysis. In: Proceedings of DistribuTECH Conference, San Diego, CA, January 29, 2013.
- [169] Ivanov, C., Getachew, L., Fenrick, S.A., Vittetoe, B., 2013. Enabling technologies and energy savings: the case of EnergyWise Smart Meter Pilot of Connexus Energy. *Util. Policy* 26, 76e84. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2012.10.001>.
- [170] Stromback, J., Dromaque, C., Yassin, M.Z., 2011. The Potential of Smart Meter Enabled Programs to Increase Energy and Systems Efficiency: a Mass Pilot Comparison. VaasaETT Global Energy Think Tank. <http://www.esmig.eu/press/filestor/empower-demand-report.pdf>
- [171] Bradley, P., Leach, M., Torriti, J., 2013. A review of the costs and benefits of demand response for electricity in the UK. *Energy Policy* 52, 312e327.

- [172] Olmos, L., Ruester, S., Liong, S.-J., Glachant J-, M., 2011. Energy efficiency actions related to the rollout of smart meters for small consumers, application to the Austrian system. *Energy* 36 (7), 4396e4409.
- [173] Cappers, P., Mills, A., Goldman, C., Wiser, R., Eto, J.H., 2012. An assessment of the role mass market demand response could play in contributing to the management of variable generation integration issues. *Energy Policy* 48, 420e429.
- [174] Gyamfia, S., Krumdieck, S., 2012. Scenario analysis of residential demand response at network peak periods. *Elect. Power Syst. Res.* 93, 32e38.
- [175] Eurelectric, 2011. Eurelectric Views on Demand-side Participation. http://www.eurelectric.org/media/61240/dsp_report_0810-02_simple_page_final-2011-030-0638-01-e.pdf
- [176] Lewis, Ph. E., Dromacque, C., Stromback, J., Kennedy, D., 2012. Empower Demand 2: Energy Efficiency through Information and Communication Technology e Best Practice Examples and Guidance. VaasaETT Global Energy Think Tank. http://www.esmig.eu/filestor/Final_Empower%202_Demand_Report_FINAL_Distr2.pdf
- [177] Delmas, M.A., Fischlein, M., Asensio, O.I., 2013. Information Strategies and Energy Conservation Behavior: a Meta-analysis of Experimental Studies from 1975 to 2012. UC Center for Energy and Environmental Economics Working Paper Series. E3 WP-061 www.uce3.berkeley.edu
- [178] Dulleck, U., Kaufmann, S., 2004. Do customer information programs reduce household electricity demand? the Irish program. *Energy Policy* 32, 1025-1032.
- [179] Vassileva, I., Wallin, F., Dahlquist, E., 2012. Understanding energy consumption behavior for future demand response strategy development. *Energy* 46, 94e100.
- [180] Dütschke, E., Paetz, A.-G., 2013. Dynamic electricity pricing - which programs do consumers prefer? *Energy Policy*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.025>.
- [181] Ibrahim H, Ilinca A, Perron J. Energy storage systems-characteristics and comparisons. *Renew Sust Energy Rev* 2008;12:1221-50.
- [182] Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Prog Nat Sci* 2009;19:291-312.
- [183] Hall PJ, Bain EJ. Energy-storage technologies and electricity generation. *Energy Policy* 2008;36:4352-5.
- [184] Liu C, Li F, Ma L-P, Cheng H-M. Advanced materials for energy storage. *Adv Mater* 2010;22:E28-62.
- [185] Díaz-González F, Sumper A, Gomis-Bellmunt O, Villafáfila-Robles R. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renew Sust Energy Rev* 2012;16:2154-71.
- [186] Beaudin M, Zareipour H, Schellenberglabe A, Rosehart W. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review. *Energy Sust Dev* 2010;14:302-14.
- [187] Zhao H, Wu Q, Hu S, Xu H, Rasmussen CN. Review of energy storage system for wind power integration support. *Appl Energy* 2015;137:545-53. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.103> [accessed 26.08.14].
- [188] Evans A, Strezov V, Evans TJ. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renew Sust Energy Rev* 2012;16:4141-7.
- [189] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Appl Energy* 2010;87:1059-82.

- [190] Zhou L, Qi ZP. A review of flywheel energy storage system. Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I - Vol. V). Berlin, Heidelberg: Springer, Berlin Heidelberg; 2009. p. 2815-19.
- [191] Weber AZ, Mench MM, Meyers JP, Ross PN, Gostick JT, Liu Q. Redox flow batteries: a review. *J Appl Electrochem* 2011;41:1137-64.
- [192] Sharma P, Bhatti TS. A review on electrochemical double-layer capacitors. *Energy Convers Manage* 2010;51:2901-12.
- [193] Zhou D, Zhao CY, Tian Y. Review on thermal energy storage with phase change materials (PCMs) in building applications. *Appl Energy* 2012;92:593-605.
- [194] Dunn B, Kamath H, Tarascon J-M. Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. *Science* 2011;334:928-35.
- [195] Whittingham MS. Materials challenges facing electrical energy storage. *MRS Bull* 2008;33:411-9.
- [196] Zhai Y, Dou Y, Zhao D, Fulvio PF, Mayes RT, Dai S. Carbon materials for chemical capacitive energy storage. *Adv Mater* 2011;23:4828-50.
- [197] Barelli L, Ottaviano A. Supercharged gas turbine combined cycle: an improvement in plant flexibility and efficiency. *Energy*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.004>.
- [198] Hitting E, Whitacre JF, Apt J. Compensating for wind variability using collocated natural gas generation and energy storage. *Energy Syst* 2010;1(4):417-39.
- [199] Díaz-González F, Sumper A, Gomis-Bellmunt O, Villafáfila-Robles R. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renew Sust Energy Rev* 2012;16:2154-71.
- [200] Beaudin M, Zareipour H, Schellenberglabe A, Rosehart W. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review. *Energy Sust Dev* 2010;14:302-14.
- [201] Zhao H, Wu Q, Hu S, Xu H, Rasmussen CN. Review of energy storage system for wind power integration support. *Appl Energy* 2015;137:545-53. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.103> [accessed 26.08.14].
- [202] Evans A, Strezov V, Evans TJ. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renew Sust Energy Rev* 2012;16:4141-7.
- [203] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Appl Energy* 2010;87:1059-82.
- [204] Zhou L, Qi ZP. A review of flywheel energy storage system. Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I - Vol. V). Berlin, Heidelberg: Springer, Berlin Heidelberg; 2009. p. 2815-19.
- [205] Weber AZ, Mench MM, Meyers JP, Ross PN, Gostick JT, Liu Q. Redox flow batteries: a review. *J Appl Electrochem* 2011;41:1137-64.
- [206] Sharma P, Bhatti TS. A review on electrochemical double-layer capacitors. *Energy Convers Manage* 2010;51:2901-12.
- [207] Zhou D, Zhao CY, Tian Y. Review on thermal energy storage with phase change materials (PCMs) in building applications. *Appl Energy* 2012;92:593-605.
- [208] Dunn B, Kamath H, Tarascon J-M. Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. *Science* 2011;334:928-35.
- [209] Whittingham MS. Materials challenges facing electrical energy storage. *MRS Bull* 2008;33:411-9.

- [210] Zhai Y, Dou Y, Zhao D, Fulvio PF, Mayes RT, Dai S. Carbon materials for chemical capacitive energy storage. *Adv Mater* 2011;23:4828-50.
- [211] Keatley P, Shibli P, Hewitt N. Estimating power plant start costs in cyclic operation. *Appl Energy* 2013;111:550-7.
- [212] Kumar N, Besuner P, Lefton S, Agan D, Hilleman D. Power plant cycling costs. Intertek APTECH, NREL Technical Monitor; 2012.
- [213] Troy N, Flynn D, Milligan M, O'Malley M. Unit commitment with dynamic cycling costs. *IEEE Trans Power Syst* 2012;27(4):2196-205.
- [214] Balling L. Fast cycling and rapid start-up: new generation of plants achieves impressive results. *Mod Power Syst* January 2011;31(1):35-41.
- [215] Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica. BOE 312, de 30 de diciembre de 2015, páginas 123280 a 123398
- [216] CNMC, boletín de indicadores eléctricos de mayo de 2016.
- [217] REE. Datos diarios de demanda, generación y emisiones. <https://demanda.ree.es/movil/peninsula/demanda/tablas/2>
- [218] BOE, núm. 167, de 13 de julio de 2013. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

PROGRAMA DE DOCTORADO:

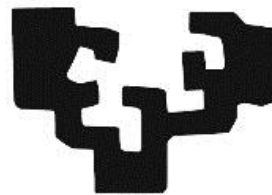
Sistemas de Energía Eléctrica

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
UNIVERSIDAD DE SEVILLA



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

eman ta zabal zazu



UPV EHU



Anexo
para
Mención de Doctorado Internacional

Abstract

THE main effects of the integration of renewable generation on the electricity wholesale market are widely studied in the literature, however, hardly any research effort has been devoted to the analysis of the effects of demand management or storage. This work tries to mitigate this lack by analyzing the effects in the wholesale market of three types of activities:

- Integration of renewable generation, that will be used as a reference for comparison
- Demand management (demand response)
 - Efficiency and energy saving
 - Load-shifting
- Energy storage
 - From the generation side (pumping hydropower)
 - From the demand side (bateries).

In this work, the source of information used as reference are the hourly generation and demand curves (offered and cleared) corresponding to the Spanish/Iberian market during the period 2008-2015 (70128 hourly cleared prices), retrieved from the historical archive of the Market Operator OMIE). From these, realistic scenarios of integration of renewables, demand management (demand response) and energy storage have been elaborated, in order to study their effects in the market.

With this purpose, first, a simple qualitative model, based on the linearization of the market around the point of operation, has been developed. This qualitative model has lead to the establishment of some hypotheses about the potential impact of any of these actions in the market, especially the variations in energy traded and clearing price.

This qualitative model has also been used to describe and establish what could be called the merit-order effect of demand management (energy saving and load-shifting) and storage (generation and demand).

Subsequently, what has been called the displacement and continuation of the generation and demand curves, developed for this work, has been introduced. This method allows simplifying the process of optimization of the global welfare (welfare) that leads to the determination of the equilibrium point of the Market

(traded energy and cleared price), the most demanding task in terms of computation time for the market operator. A reanalysis of the historical data of the Spanish/Iberian market from 2008 to 2015, incorporating the particular particularities of the considered scenarios, has been carried out with this method.

Once the effect on the market has been analyzed, other more general effects on the power system, market agents or the environment, such as variations in the volume of CO₂ emissions, technical losses in the transmission system, economic quantification of the merit-order effect and neutral premiums (where applicable), as well as income transfers between the various players involved: conventional and renewable generators, consumers, and possible third parties (storage).

The proposed qualitative method, based on the linearization of the market around the real marking point, has allowed establishing a first qualitative evaluation of the expected effect in the market of the adoption of any policy that leads to any kind of variation of the purchase and/or sale bids. In this estimation, the variations in the slopes of the generation and demand curves play a very important role. As a result it can be said that it is an approximate instrument, but very simple and fast to use, which makes it useful as a preliminary analysis tool.

This tool has lead to identify merit-order effects, not yet described in the literature, associated with energy saving or efficiency, the load-shifting and energy storage (generation and demand). Particularly noteworthy is the fact that it has been able to predict a net energy saving after a cycle of load-shifting, a result still not described in the literature.

It has also made it possible to describe the storage on the demand side (batteries) as form of carry out the load-shifting, without having to alter the scheduling of the production of the industrial plant, but with an investment cost in the battery and a operation cost, derived from the losses in the charge-discharge cycle. It has also allowed describing the storage in the generation side as a variant of load-shifting.

The methodology of continuation and displacement of curves, proposed in this work, has made it possible to face the study of multiannual scenarios in affordable computation times, surpassing the almost impracticable computation times resulting from the use of the Euphemia methodology. On the other hand, whenever the energy variations considered in the scenarios are small compared to the traded energy in the base (actual) scenario, we can not expect large errors derived from the proposed method, since the variations will occur only in the last units removed or added from the list of the actually cleared in the base real scenario, which includes hundreds of units of purchase and sale.

The method of continuation and displacement of curves has allowed confirming, in general lines, the hypotheses established with the qualitative (linear) method. The method has allowed for a more precise quantification of the merit-order effect corresponding to the energy saving or efficiency, the load-shifting, and the storage, both from generation (pumping) and from load (batteries). It has also allowed confirming the net energy saving that occurs in each cycle of load-shifting.

Conclusions

TRADITIONALLY, electric power systems have been designed and operated from the point of view of generation, focusing on the technical and economic aspects of the various production technologies. In this way, the main objective in the design of electric power systems has always been to try to guarantee the sufficiency and security of the supply with the lowest possible cost.

Since the demand is not controllable, in the conventional operation of electrical systems, the necessary instantaneous balance between generation and load is achieved by adapting, instantaneously, the generation of the generators to the demand of the consumers (operation based on load-following or generation on demand).

This conventional approach is based mainly on two ideas:

- Large conventional generators are fully programmable: they can produce any amount of energy (within their rated power limits) at any time of the day, and
- Their number is relatively small: the communication requirements for the management of the system (generation setpoints, current unit production, ...) are limited.

Nowadays, this paradigm is in question, among other reasons, by the high degree of penetration of the renewables already experienced by European systems. Given that the EU's environmental and energy objectives for both 2020 and 2030 include the clear aim of significantly increasing the share of renewable production, there is a need for more flexible European electricity systems, i.e. greater capacity to balance generation and demand.

The quasi-insular nature of the Spanish/Iberian system, due to the lack of interconnection capacity with France, together with the high penetration of renewables, makes our system particularly exposed to this type of difficulties. It also makes it more likely to benefit from the establishment and development of such flexibility (adjustment) tools.

As indicated in the Introduction, although there is a wealth of literature on the effects of the integration of renewables on the market, little research effort has been devoted to the analysis of the effects of demand management and storage measures. This work has tried to mitigate this lack by analyzing the effects in the electricity wholesale market of three types of actions:

- Integration of renewable generation, that will be used as a reference for comparison
- Demand management (demand response)
 - Efficiency and energy saving
 - Load-shifting
- Energy storage
 - From the generation side (pumping hydropower)
 - From the demand side (bateries).

For its realization, the generation and demand hourly curves (offered and cleared) corresponding to the Spanish/Iberian market during the period 2008-2015 (70128 hourly cleared), downloaded from the historical archive of the Market Operator (OMIE). This vast amount of information has been used as a basis for the elaboration of realistic scenarios for the integration of renewable production, demand management or response (energy saving and load-shifting) and storage (from the generation and demand sides).

To this end, first, a simple qualitative model, based on the linearization of the market around the operating point, has been developed. This model has been able to establish some hypotheses about the potential impact of each of these actions in the market, especially the variations in:

- The traded energy and
- The cleared price, as well as
- The cost of the traded energy.

Based on the well-known merit-based ranking of renewables, this qualitative model has also been used to describe and establish what could be called the merit-order effect of demand management (energy saving and load-shifting) and storage (from generation and demand).

Subsequently, what has been called the displacement and continuation process of the merit curves of generation and demand, developed for this work, has been used. This method allows to simplify the process of optimization of global welfare leading to the determination of the equilibrium point of the market (traded energy and clearing price), the most demanding task in terms of computation time for the market operator.

In this way, a reanalysis of the historical data of the Spanish/Iberian market, from 2008 to 2015, has been carried out, which are taken as a basis, incorporating the particularities of each of the considered scenarios.

Once the effect on the market has been analyzed, other more general effects on the power system, market agents or the environment, such as variations in the volume of CO₂ emissions, technical losses in the transmission system, economic quantification of the merit-order effect and neutral premiums (where applicable),

as well as income transfers between the various players involved: conventional and renewable generators, consumers, and possible third parties (storage).

6.1 Conclusions

The proposed qualitative method, based on the linearization of the market around the real marking point, allows establishing a first qualitative evaluation of the expected effect in the market of the adoption of any policy that leads to any kind of variation of the purchase and/or sale bids. In this estimation, the variations in the slopes of the generation and demand curves play a very important role.

As a result it can be said that it is an approximate instrument, but very simple and fast to use, which makes it useful as a preliminary analysis tool. This tool has allowed identifying effects of merit-order effect, not yet described in the literature, associated with energy saving or efficiency, the load-shifting and the storage, both from generation (hydro pumping) and from demand (batteries). Particularly noteworthy is the fact that it has been able to predict a net energy saving after a cycle of load-shifting, a result still not described in the literature. It has also made it possible to describe the storage on the demand side (batteries) as form of carry out the load-shifting, without having to alter the scheduling of the production of the industrial plant, but with an investment cost in the battery and a operation cost, derived from the losses in the charge-discharge cycle. It has also allowed describing the storage in the generation side as a variant of load-shifting.

The methodology of continuation and displacement of curves, proposed in this work, has made it possible to face the study of multiannual scenarios in affordable computation times, surpassing the almost impracticable computation times resulting from the use of the Euphemia methodology. On the other hand, whenever the energy variations considered in the scenarios are small compared to the traded energy in the base (actual) scenario, we can not expect large errors derived from the proposed method, since the variations will occur only in the last units removed or added from the list of the actually cleared in the base real scenario, which includes hundreds of units of purchase and sale.

The method of continuation and displacement of curves has allowed confirming, in general lines, the hypotheses established with the qualitative (linear) method. The method has allowed for a more precise quantification of the merit-order effect corresponding to the energy saving or efficiency, the load-shifting, and the storage, both from generation (pumping) and from load (batteries). It has also allowed confirming the net energy saving that occurs in each load-shifting cycle.

6.2 Future research work

Among the possible lines of continuation and improvement of the work could be mentioned some aspects related to the approximate market clearing methodology, the extension of the scenarios considered or the extension of the side effects of the scenarios to other aspects of the operation of the power system. More specifically, the lines of continuation and improvement of the work, grouped into three broad categories, could be the following:

- Improvement of the market clearing methodology
- Expansion of the set of scenarios
- Extension of the effects to other aspects of the electrical system

6.3 Publications

This research work has led to the following publications in journals indexed in the Journal Citation Reports - JCR:

- Manuel Burgos Payán, Juan Manuel Roldán Fernández, Ángel Luis Trigo García, Juan Manuel Bermúdez Ríos, Jesús Manuel Riquelme Santos, Costs and benefits of the renewable production of electricity in Spain, *Energy Policy*, Volume 56, May 2013, Pages 259-270, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.047>.
- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Jesús Manuel Riquelme Santos, Ángel Luis Trigo García, Renewable generation versus demand-side management. A comparison for the Spanish market, *Energy Policy*, Volume 96, September 2016, Pages 458-470, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.014>.

It has also led to three papers at international conferences:

- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Ángel Luis Trigo García, Juan Luis Díaz García, Jesús Manuel Riquelme Santos, "Impact of Renewable Generation in the Spanish Electricity Market," 11th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2014, vol., no., pp.1,5, Krakow, Poland, 28-30 May 2014
- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Jesús Manuel Riquelme Santos and Ángel Luis Trigo García, The Merit-Order Effect of Energy Efficiency, Energy Economics Iberian Conference – EEIC 2016 (ISBN-978-989-97531-4-3), Lisbon (Portugal), 4 - 5 February 2016.
- Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Jesús Manuel Riquelme Santos and Ángel Luis Trigo García, Renewables versus Efficiency. A Comparison for Spain, Energy Economics Iberian

Conference – EEIC 2016 (ISBN-978-989-97531-4-3), Lisbon (Portugal), 4
- 5 February 2016.

PROGRAMA DE DOCTORADO:

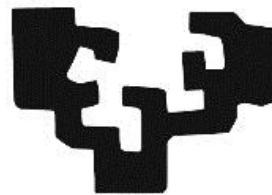
Sistemas de Energía Eléctrica

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
UNIVERSIDAD DE SEVILLA



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

eman ta zabal zazu



UPV EHU

