

TESIS DOCTORAL

“ASPECTOS RELATIVOS A LA INVERSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL ANTE EL DESAFÍO DEL PROTOCOLO DE KIOTO”

D. ALFONSO ZÁRATE CONDE
LICENCIADO EN DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS

Departamento de Economía de la Empresa y Contabilidad
Facultad: Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED)
Año 2009

**DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA DE LA
EMPRESA Y CONTABILIDAD**

**“ASPECTOS RELATIVOS A LA INVERSIÓN
DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL ANTE EL
DESAFÍO DEL PROTOCOLO DE KIOTO”**

D. ALFONSO ZÁRATE CONDE
LICENCIADO EN DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS

DIRECTOR: CATEDRÁTICO DOCTOR D. RAFAEL MORALES-ARCE
MACÍAS

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de investigación nunca se hubiera podido llevar a cabo sin las valiosísimas orientaciones del director de la Tesis, el Catedrático Don Rafael Morales-Arce, a quien quiero expresar públicamente mi mayor agradecimiento y reconocimiento por su labor de dirección, por el tiempo que me ha dedicado y por todas sus atenciones. Así como también le agradezco el ánimo y estímulo que siempre me ha concedido para llevar a buen término esta investigación y que me han permitido contrarrestar momentos de cansancio y casi agotamiento que son inherentes a cualquier proyecto de esta naturaleza.

También quiero expresar mi más sincero y profundo agradecimiento por su valiosa ayuda a los profesores Dr. D. José María Marín Quemada, Dr. D Juan Velarde Fuertes y Dr. D. Nelson Álvarez Vázquez. Sus comentarios, sugerencias, orientaciones e indicaciones siempre han sido tenidas en cuenta y han resultado de enorme valor para el trabajo que ahora se presenta.

Además, quisiera mostrar mi mayor reconocimiento a la atención y ayuda que me han prestado responsables de empresas del sector eléctrico y que se han sentido interesadas por los contenidos y objetivos del proyecto de investigación que ahora se presenta. A través de entrevistas y encuentros me han proporcionado información útil en todo momento, me han sugerido fuentes de estadísticas y documentales, a veces de difícil acceso, y me han transmitido opiniones que me han servido de motivo de reflexionar y de orientación.

Por último me permito expresar mi reconocimiento a la UNED, como Universidad que ha hecho posible compatibilizar mis estudios de doctorado con mis obligaciones y responsabilidades laborales, y muy particularmente a todos sus profesores con los que he tenido relación a lo largo de los cursos de Doctorado y, en particular, al profesor Dr. D. Gil Sánchez Arroyo como tutor en la elaboración de la Tesina para la obtención del DEA,. La formación recibida en esta Universidad ha venido a enriquecer la que ya había obtenido

Aspectos relativos a la inversión del sector eléctrico español ante el desafío del Protocolo de Kioto.

previamente a través de mi licenciatura en la Universidad Autónoma de Madrid y del Máster de Análisis Financiero realizado en la Universidad Carlos III.

ÍNDICE DE LA TESIS	PAG.
1. Introducción.....	17
1.1. Estado de la cuestión	17
1.2. Hipótesis de partida y objetivos.....	24
1.3. Metodología.....	28
2. El marco regulador.....	33
2.1. Antecedentes.....	33
2.2. Protocolo de Kioto.....	38
2.3. Legislación europea.....	45
2.4. Plan Nacional de Asignación 2005-07. Objetivos difíciles para España.....	55
2.5. Plan Nacional de Asignación 2008-12. Aumentan las restricciones para el sector eléctrico.....	71
3. Evolución del Sector y los Planes Nacionales de Asignación de derechos de emisión.....	76
3.1. Evolución del sector eléctrico. Principales magnitudes	76
3.2. Resultados del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-07. Déficit del sector eléctrico.....	91
3.3. Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-12.....	118
4. Modelos de previsión y Estimación de los costes del déficit...	125
4.1. Primer modelo teórico. Sin nuevas instalaciones desde 2007.....	125
4.1.1. Escenario Base.....	125
4.1.2. Escenario 1. Producción de electricidad con aumentos de	136

potencia instalada sólo en parques eólicos.....	
4.1.3. Escenario 2. Producción de electricidad con aumentos de potencia instalada sólo en centrales de ciclo combinado.....	166
4.1.4. Escenario 3. Producción de electricidad con aumentos de potencia instalada sólo en centrales nucleares.....	190
4.1.5. Conclusiones conjuntas.....	212
4.2. Escenario sobre el precio medio de producción.....	222
4.2.1 Punto de indiferencia en la producción de electricidad en Ciclos Combinados.....	227
4.2.2. Punto de indiferencia en la producción de electricidad en centrales nucleares.....	230
4.2.3. Punto de indiferencia en la producción de electricidad en parques eólicos.....	231
4.2.4. Conclusiones conjuntas en función del coste medio de producción.....	234
4.3. Escenario sobre la Planificación Energética del Ministerio de Industria.....	242
4.3.1. Planificación Energética.....	242
4.3.2. Estrategias de cobertura del déficit.....	247
4.3.3. Conclusiones conjunta.....	257
5. El impacto positivo de la actual crisis económica.....	259
6. Conclusiones de la tesis.....	267
Bibliografía.....	278
Apéndice de gráficos y tablas estadísticas.....	288

LISTA DE TABLAS Y GRÁFICOS

<u>TABLAS</u>	<u>Pág.</u>
Tabla 1. Reparto de Derechos de emisión por sectores según PNA.....	57
Tabla 2. Emisiones de CO ₂ por habitante de la UE.....	58
Tabla 3. Evolución de la producción de electricidad en los países de la UE-15.....	60
Tabla 4. Detalle de la evolución de la producción de electricidad en España y en el conjunto de la UE-15.....	61
Tabla 5. Evolución de las emisiones de CO ₂ del sector eléctrico en los países de la UE-15.....	63
Tabla 6. Ratio de emisión de CO ₂ / producción de electricidad.....	64
Tabla 7. Resumen de la evolución de la producción de electricidad en España y en el conjunto de la UE-15 por tecnología.....	65
Tabla 8. Evolución de las emisiones relativas por países de la UE-15.....	66
Tabla 9. Porcentaje de producción con energía nuclear y renovable.....	70
Tabla 10. Reparto de derechos de emisión según el PNA 2008-12.....	73
Tabla 11. Precios de cotización de los futuros de los derechos de CO ₂	74
Tabla 12. Estimación del déficit de derechos para el sector eléctrico.....	74
Tabla 13. Evolución de la producción de electricidad.....	77
Tabla 14. Cobertura de la demanda.....	78
Tabla 15. Evolución de la potencia instalada.....	80
Tabla 16. Participación por tipo de instalación en la potencia instalada del sector....	81
Tabla 17. Evolución del PIB y de la Demanda de electricidad.....	83
Tabla 18. Dependencia energética exterior de 2005 para la UE-25.....	86
Tabla 19. Evolución de las emisiones, de la producción de electricidad y de las emisiones relativas de los países de la Unión Europea a 15 países.....	88
Tabla 20. Balance de emisiones en el año 2006 en los países de la UE-24.....	92

Tabla 21. Balance de emisiones por sectores del PNA.....	95
Tabla 22. Peso relativo de las emisiones del sector en el total del país.....	97
Tabla 23. Balance de emisiones del sector eléctrico según el tipo de generación.....	100
Tabla 24. Evolución de la producción de electricidad 2005-07.....	101
Tabla 25. Participación en la producción de electricidad de las tecnologías emisoras de CO ₂	102
Tabla 26. Factor de emisión por tipo de tecnología y año.....	104
Tabla 27. Déficit de derechos de emisión del sector eléctrico.....	106
Tabla 28. Precios medios de cotización del derecho de CO ₂	107
Tabla 29. Coste del déficit de derechos, según déficit lineal.....	108
Tabla 30. Coste del déficit de derechos, según déficit anual.....	109
Tabla 31. Déficit de derechos por tipo de instalación.....	110
Tabla 32. Estimación del coste del déficit por tipo de instalación.....	111
Tabla 33. Déficit de derechos de emisión por grupo empresarial y año.....	112
Tabla 34. Estimación del coste del déficit de derechos por grupo empresarial.....	115
Tabla 35. Comparación entre el resultado del ejercicio de los principales grupos empresariales con el coste estimado del déficit de derechos.....	116
Tabla 36. Asignación de derechos de emisión PNA I (2005-07) y PNA II (2008-12)..	119
Tabla 37. Producción teórica de electricidad por grupo empresarial y tipo de instalación en función de las asignaciones recibidas.....	121
Tabla 38. Producción de electricidad con cumplimiento de los objetivos del PNA II...	129
Tabla 39. Producción de electricidad media con la potencia instalada de 2007.....	132
Tabla 40. Previsión de déficit para el periodo 2008-12 según el Escenario Base.....	134
Tabla 41. Evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión.....	137
Tabla 42. Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 5%.....	140

Tabla 43. Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 5%.....	141
Tabla 44. Coste del déficit de derechos de emisión (en euros) con un precio de 25 € / tCO ₂	142
Tabla 45. Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión del 5%.....	143
Tabla 46. Coste del déficit de derechos de emisión en el Escenario 1 con una inversión del 5%.....	143
Tabla 47. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 –inversión del 5%- a distintos precios del CO ₂	144
Tabla 48. Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 10%.....	147
Tabla 49. Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 10%.....	147
Tabla 50. Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión 10% y coste del déficit de derechos de emisión.....	148
Tabla 51. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 –inversión del 10%- a distintos precios del CO ₂	149
Tabla 52. Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 15%.....	150
Tabla 53. Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 15%.....	150
Tabla 54. Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión 15% y coste del déficit de derechos de emisión.....	151
Tabla 55. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 –inversión del 15%- a distintos precios del CO ₂	151
Tabla 56. Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 20%.....	152
Tabla 57. Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 20%.....	152
Tabla 58. Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión 20% y coste del déficit de derechos de emisión.....	153
Tabla 59. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 –inversión del 20%- a distintos precios del CO ₂	153
Tabla 60. Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 30%.....	154
Tabla 61. Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 30%.....	154

Tabla 62. Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión 30% y coste del déficit de derechos de emisión.....	155
Tabla 63. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 –inversión del 30%- a distintos precios del CO ₂	156
Tabla 64. Comparación de las distintas hipótesis del Escenario 1.....	160
Tabla 65. Amortización del coste de la inversión en el Escenario 1.....	163
Tabla 66. Ahorro por KW invertido en el Escenario 1.....	165
Tabla 67. Evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión en el Escenario 2.....	166
Tabla 68. Hipótesis del Escenario 2 con una inversión del 5%.....	168
Tabla 69. Estimación del déficit del Escenario 2 con una inversión del 5%.....	168
Tabla 70. Coste de la inversión del Escenario 2. Inversión del 5% y coste del déficit de derechos de emisión.....	169
Tabla 71. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 2 –inversión del 5%- a distintos precios del CO ₂	170
Tabla 72. Hipótesis del Escenario 2 con una inversión del 10%.....	171
Tabla 73. Estimación del déficit del Escenario 2 con una inversión del 10%.....	172
Tabla 74. Coste de la inversión en el Escenario 2. Inversión del 10% y coste del déficit de derechos de emisión.....	172
Tabla 75. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 2 –inversión del 10%- a distintos precios del CO ₂	173
Tabla 76. Hipótesis del Escenario 2 con una inversión del 15%.....	175
Tabla 77. Estimación del déficit del Escenario 2 con una inversión del 15%.....	175
Tabla 78. Comparación del ahorro de derechos de emisión entre distintas hipótesis de inversión del Escenario 2.....	176
Tabla 79. Evolución del ahorro de emisiones en el Escenario 2 con una inversión del 15%.....	178
Tabla 80. Coste de la inversión en el Escenario 2. Inversión de 15% y coste del	178

déficit de derechos de emisión.....	
Tabla 81. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 2 –inversión del 15%- a distintos precios del CO ₂	179
Tabla 82. Hipótesis del Escenario 2 con una inversión del 20%.....	180
Tabla 83. Estimación del déficit del Escenario 2 con una inversión del 20%.....	181
Tabla 84. Comparación del ahorro de derechos de emisión entre distintas hipótesis de inversión del Escenario 2.....	182
Tabla 85. Evolución del ahorro de emisiones en el Escenario 2 con una inversión del 20%.....	183
Tabla 86. Coste de la inversión en el Escenario 2. Inversión del 20% y coste del déficit de derechos de emisión.....	183
Tabla 87. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 2 –inversión del 20%- a distintos precios del CO ₂	184
Tabla 88. Cuadro resumen de los resultados del Escenario 2.....	186
Tabla 89. Amortización del coste de la inversión en el Escenario 2.....	188
Tabla 90. Ahorro por KW invertido en el Escenario 2.....	189
Tabla 91. Evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión en el Escenario 3.....	190
Tabla 92. Hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 5%.....	192
Tabla 93. Estimación del déficit del Escenario 3 con una inversión del 5%.....	193
Tabla 94. Coste de la inversión del Escenario 3. Inversión del 5% y coste del déficit de derechos de emisión.....	194
Tabla 95. Importe del ahorro en el déficit de derechos de emisión en el Escenario 3 –inversión del 5%- a distintos precios del CO ₂	194
Tabla 96. Hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 10%.....	196
Tabla 97. Estimación del déficit del Escenario 3 con una inversión del 10%.....	196
Tabla 98. Coste de la inversión en el Escenario 3. Inversión del 10% y coste del déficit de derechos de emisión.....	

	197
Tabla 99. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 3 –inversión del 10%- a distintos precios del CO ₂	198
Tabla 100. Hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 15%.....	199
Tabla 101. Estimación del déficit del Escenario 3 con una inversión del 15%.....	200
Tabla 102. Coste de la inversión en el Escenario 3. Inversión del 15% y coste del déficit de derechos de emisión.....	201
Tabla 103. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 3. Inversión del 15%- a distintos precios del CO ₂	202
Tabla 104. Hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 20%.....	203
Tabla 105. Estimación del déficit del Escenario 3 con una inversión del 20%.....	204
Tabla 106. Coste de la inversión en el Escenario 3. Inversión del 20% y coste del déficit de derechos de emisión.....	205
Tabla 107. Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 3. Inversión del 20%-a distintos precios del CO ₂	205
Tabla 108. Cuadro resumen de los resultados del Escenario 3.....	208
Tabla 109. Amortización del coste de la inversión en el Escenario 3.....	209
Tabla 110. Ahorro por KW invertido en el Escenario 3.....	210
Tabla 111. Ahorro de emisiones en toneladas de CO ₂ en los distintos escenarios....	213
Tabla 112. Ahorro de emisiones de CO ₂ por KW invertido y por cada 1000 € invertidos en los tres escenarios.....	215
Tabla 113. Ahorro de emisiones de CO ₂ con distintos costes de inversión en los tres escenarios.....	216
Tabla 114. Coste de generación eléctrica según UNESA.....	222
Tabla 115. Hipótesis de los escenarios propuestos por UNESA.....	224
Tabla 116. Aumento del 5% de la potencia instalada en energía eólica.....	235
Tabla 117. Aumento del 5% de la potencia instalada en ciclos combinados.....	236

Tabla 118. Aumento del 5% de la potencia instalada en centrales nucleares.....	237
Tabla 119. Producción de electricidad en España para el periodo 2006-2016.....	243
Tabla 120. Estimación del déficit de derechos de emisión, según producción de electricidad de la “Planificación Energética del Ministerio de Industria.....	246
Tabla 121. Producción de electricidad con cumplimiento de los objetivos del PNA II.	248
Tabla 122. Déficit de producción eléctrica por tecnología con cumplimiento de los objetivos del PNA II.....	249
Tabla 123. Déficit de derechos de emisión por tecnología, según el déficit de producción eléctrica.....	250
Tabla 124. Coste de la sustitución del déficit de electricidad del sector con producción eólica.....	250
Tabla 125. Coste de la sustitución del déficit de electricidad del sector con producción nuclear.....	251
Tabla 126. Producción y emisiones de las tecnologías emisoras menos contaminantes según la Planificación Energética.....	253
Tabla 127. Producción en centrales de carbón con los derechos de emisión restantes.....	254
Tabla 128. Comparación de las estrategias.....	257
Tabla 129. Estimación de las emisiones de CO ₂	262
Tabla 130. Comparación de emisiones de CO ₂ según los datos del Planificación Energética y los datos publicados por REE.....	265

<u>GRÁFICOS</u>	<u>Pág.</u>
Gráfico 1. Evolución de las Emisiones de CO ₂ per cápita (datos en toneladas de CO ₂).....	59
Gráfico 2. Evolución de la potencia instalada en la península.....	82
Gráfico 3. Evolución de la ratio Demanda de Electricidad / PIB.....	84
Gráfico 4. Evolución del precio de cotización del derecho de emisión (2005-07)	94
Gráfico 5. Déficit anual por tipo de instalación.....	110
Gráfico 6. Emisiones de CO ₂ por grupo empresarial y año.....	113
Gráfico 7. Déficit de derechos de CO ₂ por grupo empresarial.....	114
Gráfico 8. Estimación de la producción de electricidad por tipo de instalación según asignación de derechos para el periodo 2008-12.....	122
Gráfico 9. Estimación de la producción de electricidad por grupo empresarial según asignación de derechos para el periodo 2008-12.....	123
Gráfico 10. Producción de electricidad con cumplimiento de los objetivos del PNA II.....	129
Gráfico 11. Producción de electricidad media con la potencia instalada de 2007.....	133
Gráfico 12. Gráfico con la evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión.....	138
Gráfico 13. Diferencia del coste Escenario Base con Escenario 1, Inversión 5% en eólico.....	145
Gráfico 14. Punto de indiferencia Escenario 1. Inversión 5%.....	146
Gráfico 15. Evolución del déficit de derechos de emisión con las distintas hipótesis de inversión.....	157
Gráfico 16. Evolución del coste total del Escenario 1 bajo las distintas hipótesis.....	158
Gráfico 17. Puntos de indiferencia del Escenario 1.....	159

Gráfico 18. Comparación del coste del Escenario 1 con distintas hipótesis y precios frente al coste del Escenario Base.....	161
Gráfico 19. Amortización del coste de la inversión.....	164
Gráfico 20. Ahorro por KW invertido.....	165
Gráfico 21. Evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión.....	167
Gráfico 22. Punto de Indiferencia Escenario 2. Inversión del 5% (datos en euros).....	170
Gráfico 23. Punto de indiferencia Escenario 2. Inversión del 10% (datos en euros).....	174
Gráfico 24. Comparación del ahorro de derechos de emisión entre distintas hipótesis de inversión.....	179
Gráfico 25. Punto de indiferencia Escenario 2. Inversión del 15% (datos en euros).....	182
Gráfico 26. Comparación del ahorro de derechos de emisión entre distintas hipótesis de inversión.....	184
Gráfico 27. Punto de indiferencia Escenario 2. Inversión del 15%.....	186
Gráfico 28. Comparación entre los distintos escenarios.....	189
Gráfico 29. Amortización del coste de la inversión.....	189
Gráfico 30. Ahorro por KW invertido.....	191
Gráfico 31. Evolución de la potencia en función de los porcentajes de inversión.....	191
Gráfico 32. Evolución del déficit con una inversión del 5%.....	193
Gráfico 33. Punto de indiferencia Escenario 3. Inversión del 5%.....	195
Gráfico 34. Evolución de las emisiones con una inversión del 10%.....	197
Gráfico 35. Punto de indiferencia Escenario 3. Inversión del 10%.....	198
Gráfico 36. Evolución de las emisiones con un 15% de inversión.....	200

Gráfico 37. Punto de Indiferencia Escenario 3. Inversión del 15%.....	202
Gráfico 38. Evolución de las emisiones con una inversión del 20%.....	204
Gráfico 39. Punto de indiferencia Escenario 3. Inversión del 20%.....	206
Gráfico 40. Comparación entre las distintas hipótesis de inversión.....	207
Gráfico 41. Amortización del coste de la inversión.....	210
Gráfico 42. Ahorro por KW invertido.....	211
Gráfico 43. Ahorro de emisiones en toneladas de CO ₂	214
Gráfico 44. Ahorro de emisiones de CO ₂ por KW invertido y por cada 1000 € invertidos.....	215
Gráfico 45. Ahorro de emisiones de CO ₂ con distintos costes de inversión.....	216
Gráfico 46. Comparación del coste de la inversión según los escenarios propuestos.....	217
Gráfico 47. Comparación del coste del déficit de los distintos escenarios propuestos con un precio de referencia del CO ₂ de 25 €......	218
Gráfico 48. Comparación del coste total (inversión más déficit) de los distintos escenarios propuestos con un precio de referencia del CO ₂ de 25 €......	219
Gráfico 49. Comparación de los puntos de indiferencia de los distintos escenarios propuestos.....	220
Gráfico 50. Comparación de los puntos de indiferencia de los distintos escenarios propuestos con los costes medios de inversión según UNESA.....	221
Gráfico 51. Evolución del punto de indiferencia ante variaciones porcentuales del precio del combustible en centrales de ciclo combinado.....	229
Gráfico 52. Evolución del punto de indiferencia ante variaciones porcentuales del precio del combustible en centrales nucleares.....	231
Gráfico 53. Evolución del punto de indiferencia ante variaciones porcentuales del precio del combustible en los distintos tipos de centrales.....	233
Gráfico 54. Función de rentabilidad para un incremento acumulado de la potencia instalada.....	238

Gráfico 55. Producción de electricidad según la Planificación Energética del Ministerio de Industria.....	244
Gráfico 56. Evolución del precio de cotización del derecho de emisión para el periodo 2008-12.	258
Gráfico 57. Evolución de la demanda peninsular de electricidad acumulada mensual.....	260
Gráfico 58. Evolución de la producción mensual acumulada de electricidad en centrales emisoras de CO ₂	261
Gráfico 59. Evolución de las emisiones de CO ₂ (datos en toneladas).....	263

1. INTRODUCCIÓN

1. 1. ESTADO ACTUAL DEL TEMA

La concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera está aumentando de manera intensa desde la Revolución Industrial, y especialmente a partir de la Segunda Guerra Mundial, por el consumo masivo de combustibles fósiles. En el último informe del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC 2007 – Intergovernmental Panel on Climate Change) se estima que el nivel de GEI en la atmósfera era de 379 ppm en 2005 mientras que antes de la Revolución Industrial era de 280 ppm (IPCC 2007b).

En la actualidad se relaciona este incremento de la concentración de gases de efecto invernadero con una elevación de las temperaturas medias que pudiera estar provocando un cambio climático brusco. A pesar de existir todavía una fuerte polémica sobre temas como la existencia misma del cambio climático, la relación existente entre el aumento de la concentración de GEI y el de las temperaturas medias o sobre el origen antropogénico o natural del mayor nivel de GEI en la atmósfera, la Naciones Unidas firmaron en diciembre de 1997 el Protocolo de Kioto como principal iniciativa en la lucha contra el cambio climático, tratando de imponer una limitación a las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Utilizando la perspectiva de los *bienes públicos globales* se justifica la adopción del Protocolo como instrumento y mecanismo (o bien público global intermedio) para luchar contra el cambio climático a pesar de no existir estudios concluyentes sobre el coste del cambio climático y el coste de la aplicación del Protocolo de Kioto. La mayoría de los estudios sobre los impactos del calentamiento global ofrecen unas cuantiosas estimaciones de daños, si bien su elevada dispersión aconseja profundizar en la valoración de esos impactos (San Martín, E y García-Verdugo, J., 2008). Es este sentido el Informe Stern trata de justificar la adopción de este tipo de medidas cuantificando el coste de la lucha contra el cambio climático en el 1 por ciento del consumo per cápita frente a un daño evitado del 5 al 20% (Stern, N, 2006)

Sin embargo el propio Informe Stern ha tenido importantes críticas, pudiendo citarse a modo de ejemplo, el que en la valoración de los daños se hayan utilizado tasas de descuento muy reducidas, lo que asegura una valoración elevada de aquellos (Yohe, 2007).

Se abre, por tanto, un intenso debate sobre la necesidad de actuar con mecanismos como el Protocolo de Kioto, dentro del que se deben valorar factores tales como: el elevado coste que pueden llegar a tener; su escasa incidencia en la lucha contra el cambio climático –según Lomborg, (2005) se prevé que su utilización reducirá en sólo 0,15º el aumento de temperatura-; o la mejor asignación de estos recursos a otros fines más rentables en términos de beneficios obtenidos, como, por ejemplo, el tratamiento en el Tercer Mundo de enfermedades curables en los países desarrollados.

No obstante lo anterior, las Naciones Unidas y el conjunto de los países del mundo, han asumido que el riesgo de no realizar medidas de mitigación del cambio climático, como el Protocolo de Kioto, es mayor que el coste que pudiera ocasionar su aplicación.

Por lo tanto, las obligaciones establecidas por el Protocolo de Kioto de limitar las emisiones de gases de efecto invernadero no sólo son un tema de candente actualidad desde el punto de vista de la ecología y de la conservación del medioambiente, sino que también constituyen un asunto económico de primera importancia para el conjunto del planeta, para los diferentes estados y, consecuentemente, para España. En este sentido, debe tenerse presente, que la reducción de emisiones establecida por el Protocolo de Kioto para frenar el cambio climático comporta importantes costes para el sistema productivo e introduce condicionantes económicos y oportunidades de desarrollo.

De esta forma, para los países que desarrollan tecnologías no contaminantes y para los que emiten menos gases con efecto invernadero de

lo permitido, el Protocolo de Kioto puede suponer una fuente de ganancias. Sin embargo, para aquellos otros que emiten gases por encima de lo permitido, como es el caso español, la adaptación a las obligaciones de Kioto supondrá costes sobreañadidos. Así, para España, y sólo a modo de ejemplo y de aproximación al tema, el primer Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión aprobado (PNA) por el Gobierno en 2004 y comprensivo del periodo 2005-07, estableció unas asignaciones de 85,4 millones de toneladas de CO₂ anuales para los sectores españoles incluidos en la Directiva europea, cantidad que supone un déficit de Derechos de emisión y que las fuentes de las propias empresas afectadas han llegado a cuantificar en 4.000 millones de euros anuales.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que los costes de adaptación de España a las obligaciones de reducción de emisiones establecidas por el Protocolo de Kioto serán soportados de manera muy especial por el sector eléctrico, sobre el que la Unión Europea y el propio Gobierno han hecho gravitar la responsabilidad fundamental de la reducción de emisiones. Tal atribución se justifica, no sólo en atención a que casi un cuarto de las emisiones de gases de efecto invernadero totales se deben a la producción de electricidad sino, además, al hecho de ser uno de los sectores donde existe un menor riesgo de pérdida de competitividad y empleo, consecuencias estas últimas que pretende evitar el propio Protocolo.

De este modo, todas las empresas del sector eléctrico se han visto obligadas a adaptar sus estrategias de inversión a la adopción de sistemas y tecnologías cada vez más eficientes, no sólo con vistas a equilibrar y mejorar sus cuentas de resultados sino también a reducir sus emisiones a la atmósfera, dentro de los márgenes marcados por el Estado, la Unión Europea y el concierto internacional de naciones. De ahí el primer y fundamental interés del tema de investigación que presentamos: *“El sector eléctrico español ante el desafío del Protocolo de Kioto: diferentes alternativas de inversión”*.

Se trata, pues, de saber, a través de nuestro trabajo de investigación y en primer lugar, qué costes reales comporta para el sector eléctrico su adaptación y adecuación al Protocolo de Kioto para reducir emisiones de gases efecto invernadero a la atmósfera, y qué estrategias de gestión e inversión tendrían que adoptar las empresas del sector para cumplir esos objetivos y reducir sus impactos en sus cuentas de resultado.

Pero además, el tema de investigación propuesto se justifica por la necesidad para las empresas españolas contaminantes obligadas por las Directivas de la Unión Europeo y, especialmente para las del sector eléctrico, de participar en el mercado europeo de emisiones de CO₂, con todo lo que ello comporta de riesgos de precios de mercados, de tomas de decisión, de gestión y de definición de las necesarias estrategias para actuar en una bolsa de cotización de derechos de emisión que resulta sumamente volátil.

A través de la cotización en bolsa de los derechos de emisión, las empresas se ven obligadas a comprar o a vender derechos en función de los máximos y mínimos otorgados por los Planes Nacionales de Asignación de Emisiones, siempre en función de estrategias productivas vinculadas a las tecnologías utilizadas, más o menos contaminantes, y, por supuesto, en función de unos costes de los derechos de emisión de CO₂ que oscilan fuertemente. Los derechos de emisión de CO₂ de las empresas, concedidos por el Gobierno en los planes de asignación, pasan así a ser tan preciados como el oro, la plata, el precio del barril de petróleo o el Ibex 35. Consecuentemente, los sectores financieros, inversionistas y entidades bancarias entran en un mercado en el que los derechos de emisión son materia básica “transaccionable”. Barclays Bank, el Banco de Santander o el Banco de Sabadell son algunas de las entidades bancarias que intervienen en un mercado que se negocia en las grandes bolsas internacionales, como las de Londres y París.

Para las empresas del sector eléctrico español, las decisiones de compra de derechos de emisión condicionan sus cuentas de resultados y repercuten en estrategias de producción que, a su vez, influyen en el conjunto de la economía

española. Todo ello justifica de manera más que suficiente el interés del tema de nuestro trabajo de investigación en el que se analizan de manera muy especial las repercusiones para el sector eléctrico español de las obligaciones de reducción de emisión de gases contaminantes a la atmósfera, se investigan estrategias de inversión y de producción para determinar cuáles serían más eficientes para minimizar el impacto económico del déficit de “derechos de emisión” y se proponen unos modelos de previsión y estimación de los costes del déficit de derechos de emisión que han de servir para facilitar dentro de lo posible y de los componentes de aleatoriedad que siempre comporta el mercado, las tomas de decisión de gestión de las empresas del sector y así optimizar sus inversiones en el marco de la adaptación a las exigencias del Protocolo de Kioto.

En el caso español, hay que tener en cuenta, y esa consideración también refuerza el interés de nuestro proyecto de investigación, que la obligatoria participación en ese mercado de emisiones se realiza desde los fuertes condicionantes que suponen, por una parte, la excesiva y creciente dependencia energética del exterior en la producción de electricidad, y, por otra, la asignación a nuestro país de unos valores de emisión de gases efecto invernadero muy restrictivos. Ambos hechos repercuten necesariamente sobre los esfuerzos de nuestro sector eléctrico de adaptación a las obligaciones de Kioto, no solo desde el punto de vista tecnológico sino, y ello en todo caso y de manera fundamental, de tomas de decisión y de gestión de estrategias financiera que justifican la realización y presentación de esta tesis doctoral en el marco del departamento de Economía de la Empresa y Contabilidad.

La tendencia actual del sector eléctrico muestra un aumento claro de producción de energía en nuevas centrales de ciclo combinado o en nuevas parques eólicos. Este hecho tiene dos consecuencias directas:

- Por un lado, la utilización de centrales de ciclo combinado, supone un incremento de la dependencia exterior de combustibles. Así, según la Dirección General de Política Energética y Minas el grado de

autoabastecimiento del gas en España ha sido sólo del 0,1 % en 2007 y a nivel nacional el grado de autoabastecimiento en 2007 se situó en torno al 20,9 %.

- De otro, la inversión en una tecnología renovable que presenta un rendimiento mucho menor que otras alternativas y con un grado importante de inestabilidad en la producción, poniendo en riesgo lo que debe de constituir el principal objetivo de la política energética, esto es, la garantía de suministro (Iranzo J. y Colinas, M. 2008 pág. 144).

En consonancia con lo anterior, plantearemos la necesidad de contar con todas las fuentes posibles de producción de energía, por supuesto con la energía eólica y el ciclo combinado, y demostraremos como, en términos de rentabilidades por emisiones de CO₂, se debería de tener en cuenta la necesidad de retomar inversiones en centrales nucleares.

Todo ello, en un entorno europeo dónde la política energética y medioambiental están estrechamente relacionadas y donde, a pesar de no existir un modelo claro energético a nivel europeo (Marín, J. M. 2008), la legislación referente al control y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero se ha convertido en un camino para profundizar en la integración de las políticas energéticas comunes, especialmente gracias al mercado europeo de emisiones de CO₂ o al objetivo de la Comisión Europea de lograr en 2020 la reducción del 20 % de las emisiones de GEI, aumentar la eficiencia energética en un 20% y el uso de energía procedente de fuentes renovables.

En conclusión, nuestro proyecto de investigación se centra en el estudio pormenorizado y detallado de los condicionantes impuestos al sector eléctrico español por la legislación aprobada a partir de la firma del Protocolo de Kioto, y de manera muy especial, y esto es lo que consideramos que constituye la principal aportación de nuestra tesis, en la elaboración de unos modelos teóricos de previsión y estimación de los costes del déficit de derechos de

emisión en función de diferentes escenarios de inversión y de producción de energía así como del cálculo del precio de cotización que harán rentables las distintas estrategias planteadas

Hemos comprobado, además, que este tipo de estudios de rentabilidades de las inversiones en las empresas eléctricas desde el punto de vista de las emisiones de CO₂ escasean en el mundo académico y, sin embargo, pueden ser de utilidad para el mundo de la empresa como herramienta de gestión y de carácter estratégico. Creemos que puede ser un ejemplo de colaboración universidad-empresa, si bien, con las necesarias adaptaciones y precisiones a los objetivos estructurales y coyunturales de las distintas empresas del sector.

Por último, queremos señalar que la elección del tema de investigación ha venido también apoyada por el especial conocimiento que el doctorando tiene del sector eléctrico, debido a su vinculación y experiencia con él, primero, como becario en prácticas del Programa de Cooperación Educativa, desde el tercer año de la carrera de Dirección y Administración de Empresas cursada en la Universidad Autónoma de Madrid, y posteriormente, desde la obtención de la licenciatura, a través de la actividad profesional.

Las tareas profesionales y la participación en numerosos seminarios y actividades relacionados con la problemática de la gestión de la energía eléctrica han permitido a este doctorando acceder a fuentes de información que, en muchos casos, son directas y de primera mano, y siempre, útiles para la investigación acometida. Todo ello se ha realizado sin menoscabo de recurrir obligatoriamente al exhaustivo manejo de los datos y fuentes oficiales relacionadas con el tema objeto de investigación, a pesar del inconveniente que pueda suponer el que la publicación de esos datos oficiales se publica con retraso. Unas y otras fuentes han permitido elaborar tablas estadísticas y gráficos que se presentan a lo largo de la tesis y en el apéndice documental. Así mismo, los contactos con personas relacionadas directamente con el tema de investigación, nos han proporcionado enfoques, comentarios sugerentes y observaciones que, en muchos casos, se han incorporado al trabajo

1.2. HIPÓTESIS DE PARTIDA Y OBJETIVOS

El objetivo principal de nuestra investigación queda recogido en el propio título de la tesis: *“Estudiar las reacciones del sector eléctrico ante el desafío del Protocolo de Kioto y diseñar posibles estrategias de gestión e inversión a partir de la creación de modelos en distintos escenarios tecnológicos con la finalidad de minimizar el impacto económico del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la ratificación del Protocolo y de la legislación posterior”*.

Este objetivo estratégico, que presta especial atención a las exigencias de acudir al mercado de emisiones y a las inversiones en distintas fuentes de producción de energía eléctrica, parte de una hipótesis que se quiere demostrar a través de la investigación acometida y que es la necesidad de actuar conjuntamente en la inversión en distintas tecnologías como mecanismo óptimo para reducir los costes económicos derivados del mercado de emisiones. Esa hipótesis de partida plantea a su vez la práctica imposibilidad de llegar a un escenario en el que la situación de déficit de emisiones a la que se enfrentan todas las empresas españolas del sector eléctrico se convierta en una situación de excedencia o simplemente de equilibrio.

No obstante, para alcanzar el objetivo principal de nuestra tesis y contrastar científicamente la hipótesis planteada de partida, hemos tenido que dar respuesta a otros objetivos que se reseñan a continuación. Todos ellos constituyen, además, parte imprescindible de nuestra aportación al conocimiento sobre un tema de tanta importancia para la economía española y especialmente para las empresas del sector eléctrico como es el de minimizar sus costes para responder con criterios de eficiencia a las exigencias de adaptación a las obligaciones del “Protocolo de Kioto” y de los “Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión”:

1. Analizar las obligaciones de reducción de emisiones de CO₂ para el sector eléctrico español y el funcionamiento del mercado europeo de derechos de emisiones. Se trata de conocer los condicionantes para la producción de

electricidad que se han establecido en los “*Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisiones*” y que resultan de unos objetivos de reducción de emisiones establecidos en ellos que son de obligado cumplimiento para las empresas.

2. Estudiar la evolución de las principales magnitudes del sector eléctrico español, destacando la evolución de la producción de electricidad por tecnología utilizada, la potencia instalada y la emisión de CO₂ en el proceso productivo. Dentro de este estudio, se analizará el entorno energético mundial y nacional en el que operan las empresas del sector

3. Averiguar el grado de eficiencia del sector eléctrico español respecto a otros de nuestro entorno europeo y ponerlo en relación con los objetivos de reducción de emisiones fijados para España, en general, y para el sector eléctrico, en particular. Resulta importante en una aproximación al tema este objetivo, puesto que de la eficiencia del sector se desprende su posible capacidad para adaptarse a las exigencias establecidas sin poner en riesgo los beneficios empresariales y su adecuación para dar respuesta a una demanda que ha crecido en mayor cuantía que lo hacía la economía española en su conjunto.

4. Conocer la ratio “emisión de CO₂/producción de electricidad” y su evolución, siempre en relación con el crecimiento económico de España y con el considerable aumento de la demanda de energía eléctrica a lo largo de la década del 2000. También en este caso, nos interesa comparar la evolución de esta ratio con la que este mismo indicador ha podido seguir en otros países de la UE, entre otras razones para determinar la influencia que en ella han tenido las distintas tecnologías aplicadas a la producción de electricidad y los condicionantes que siempre resultan de las condiciones medioambientales. En España, un condicionante importante es el que resulta de los contrastes pluviométricos entre unos y otros años, como consecuencia de unas características climatológicas muy irregulares

5. Investigar no sólo la eficiencia emisora de CO₂ del sector en su conjunto sino de manera separada e individualizada por cada una de las fuentes emisoras de gases contaminantes y efecto invernadero: centrales térmicas a partir del carbón, fuel-oil y gas natural. Para argumentar con más precisión acerca del grado de eficiencia de estas fuentes, se establecerán comparaciones con otras de su misma naturaleza en Europa, nuestro marco espacial obligado de referencia.

6. Valorar desde el punto de vista de la incidencia en la reducción de CO₂, en las inversiones y en la producción de electricidad, la apuesta del sector por la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado y, en menor cuantía, en energías renovables, sobre todo en centrales eólicas. Esta valoración se hará siempre desde criterios de eficiencia, inversión y rentabilidad.

7. Cuantificar los resultados del primer *“Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007”* y compararlos con los obtenidos en el resto de la Unión Europea. Este objetivo se relaciona estrechamente con nuestra hipótesis de investigación, que parte de considerar la asignación de derechos de emisión demasiado cortos para el sector eléctrico, lo que, entre otras cosas, comporta un enorme esfuerzo de inversión de capital en nuevas tecnologías o en aquellas que resulten más rentables y eficientes.

8. Precisar de manera individualizada cómo las distintas empresas de generación de electricidad tienen que hacer frente al déficit en el mercado de emisiones desde situaciones desiguales en función de la naturaleza de sus instalaciones y de sus necesidades de inversión. Para alcanzar ese objetivo, habrá que considerar los distintos pesos en la producción final de energía eléctrica que tienen cada una de las diferentes tecnologías.

9. Definir estrategias de inversión capaces de minimizar los impactos económicos del déficit de derechos durante el periodo de vigencia del PNA II a partir de la creación de unos modelos teóricos que han de funcionar sobre

Aspectos relativos a la inversión del sector eléctrico español ante el desafío del Protocolo de Kioto.

escenarios tecnológicos contrastados, bajo diferentes supuestos y con distintas variables económicas.

1.3. METODOLOGÍA

La metodología utilizada se ha basado en la formulación teórica de un modelo inicial en función de unas variables predeterminadas, en el estudio de esas variables, el comportamiento pasado y la contrastación de ese modelo teórico con datos reales del pasado.

Además, se han realizado una serie de entrevistas con personalidades de reconocido prestigio para la correcta orientación de la formulación teórica del modelo, que ha permitido enriquecer el análisis del tema estudiado y centrar el enfoque del objetivo de la tesis.

Basándose en el modelo desarrollado y contrastado, se han elaborado una serie de escenarios futuros variando los valores de las variables, es decir, introduciendo variaciones en las hipótesis de partida. Los resultados de esas variaciones se estudian y a partir de ellos se intenta obtener unas conclusiones afines al objetivo de la tesis, **“establecer estrategias que minimicen el impacto económico del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la ratificación del Protocolo de Kioto”**

El modelo pretende calcular el coste del déficit de derechos de emisión para el conjunto del sector eléctrico español. Este modelo se base en una función lineal a partir de las variables *“déficit de derechos de emisión”* y *“precio de derechos de emisión”*

$$\text{Coste Déficit} = \text{Déficit dchos (tCO}_2\text{)} \times \text{Precio dchos de emisión (€/tCO}_2\text{)}$$

- El **“déficit de derechos”** es la diferencia entre la cantidad de derechos de emisión asignados y las emisiones reales de CO₂.

La asignación de derechos de emisión depende del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, en el que el Estado asigna de

forma gratuita a las instalaciones emisoras de CO₂ un número determinado de derechos de emisión que han de servir para cubrir las emisiones reales. Si las instalaciones rebasan el número de derechos asignados, las empresas titulares de esas instalaciones tendrán que acudir al mercado de derechos de emisión para adquirir los derechos que les faltan para igualar emisiones reales con derechos de emisión a la hora de presentarlos a la autoridad pública. Si, por el contrario, se presenta una situación en las que se poseen más derechos de emisión que emisiones reales, las empresas podrán acudir al mercado de derechos de emisión y vender esos derechos sobrantes.

- El “**precio de derechos de emisión**” es el precio de cotización del derecho de emisión de CO₂, cada derecho equivale a una tonelada de CO₂, en el mercado europeo de derechos de emisión. Aunque lo desarrollaré más tarde, las características básicas de este mercado es su ámbito geográfico, europeo, y que es un sistema de mercado “cap&trade”, donde la cantidad de derechos está limitado por el número de derechos asignados en los distintos planes de asignaciones de los países de la Unión Europea y todos los habilitados por las autoridades nacionales pueden operar comprando o vendiendo derechos de emisión.

El déficit de derechos depende al final de las emisiones reales de CO₂, pues el nivel de asignación es un dato fijo y dado para cada periodo de validez de los Planes Nacionales de Asignación.

Las emisiones de CO₂ se producen por el consumo de combustibles fósiles en las instalaciones productivas, cada una presentará un factor de emisión dependiendo del tipo de combustible y de la eficiencia de la instalación. En el caso de esta Tesis, el proceso productivo de las empresas del sector eléctrico es la generación de electricidad, y las emisiones de CO₂ se producen

cuando las empresas utilizan en sus centrales térmicas los combustibles carbón, fuel-oil o gas natural.

A la cantidad media de tonelada de CO₂ emitido por unidad producida (GWh) lo denominamos *factor de emisión* (t CO₂/GWh producido)

Las emisiones, por lo tanto, dependen de la cantidad de electricidad generada por el factor de emisión.

Es decir, que el modelo inicial se completa de la siguiente forma:

$$\text{Coste Déficit} = \text{Déficit dchos (tCO}_2\text{)} \times \text{Precio dchos de emisión (€/tCO}_2\text{)}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste Déficit} &= (\text{Emisiones reales} - \text{Dchos Asignad}) \times \text{Precio dcho emisión} \\ &= [(\text{Producción Electricidad} \times \text{Factor de Emisión}) - \text{Dchos Asignados}] \times \\ &\text{Precio dcho emisión} \end{aligned}$$

Para la obtención de los datos del modelo hemos estudiado la evolución de las empresas del sector durante los últimos años y más concretamente durante el periodo 2005-07, primer periodo de vigencia de un sistema de derechos de emisión en la UE.

Sobre la base de este estudio hemos calculado los factores medios de emisión por tecnología utilizando datos de producción de energía por cada central térmica, según los anuarios de Red Eléctrica de España, y los datos de emisión de las instalaciones según las publicaciones del Ministerio de Medioambiente y el Registro Nacional de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (RENADE) en aplicación de la ley 1/2005.

Con esto hemos calculado los factores medios de emisión para los años 2005 y 2006. Con la publicación de los datos de emisiones de 2007 hemos podido comprobar que las medias eran representativas, pues los datos publicados en 2007 eran muy parecidos a los datos obtenidos utilizando el modelo. Es decir, con la producción real de electricidad para este año y con los factores medios de emisión hemos logrado calcular unas emisiones totales de CO₂ con una simple diferencia del 0,77% respecto de los datos reales

Los factores medios de emisión calculados han sido los siguientes:

<u>Factor de emisión</u>	<u>Tn CO₂/GWh</u>
Carbón	953,26
Fuel	690,94
Ciclo Combinado	312,36
Extrapeninsular	762,82

Además, para asegurar la contrastación de los datos, hemos recalculado las emisiones teóricas del año 2000, 2001 y 2002, en base a la producción de electricidad de esos años y lo hemos comparado con los datos que aparecen en el Plan Nacional de Asignación, y nuevamente, hemos comprobado que **los factores utilizados son útiles para predecir emisiones partiendo de una producción de energía dada**, lo que constituye unas de **las primeras aportaciones de esta tesis**. Pues los errores de cálculo para estos años fueron sólo del 0,38%, -0,13% y del 0,03% para cada año.

Por último, las modificaciones en las hipótesis del modelo base se han hecho a partir de variaciones en la potencia instalada por tipo de tecnología y fuente de energía según se trate de nuclear, centrales de gas natural o energía eólica

Antes de esto, hemos estudiado y calculado cuál es la producción media de energía (GWh) por cada MW instalado de cada tecnología. Para lograrlo hemos hecho un estudio de la evolución del sector en los últimos años, comparando la generación de electricidad con la potencia instalada.

Gracias a este estudio, y a los valores medios de producción de electricidad, podremos establecer distintas hipótesis basadas en la inversión y en el aumento de potencia instalada en cada uno de los tipos de plantas generadoras de electricidad. Y con estas nuevas hipótesis, podremos estudiar el impacto teórico en las emisiones de CO₂.

2. EL MARCO REGULADOR.

2.1. Antecedentes:

2.1.1. Primeros Acuerdos Internacionales

La alerta ante la evolución del clima se declara por primera vez a finales de los años sesenta con el establecimiento del *Programa Mundial de Investigación Atmosférica*.

Por su parte, el proceso político comienza en 1972 con la *Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano (CNUMAH)*, que emprende las actividades necesarias para mejorar la comprensión de las causas naturales y artificiales de un posible cambio climático. Sin embargo, hasta 1979 no se convoca la Primera Conferencia Mundial sobre el Clima.

Es en 1983 cuando en el seno de la Organización de Naciones Unidas (ONU) se constituye la *Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*, conocida como *Comisión Brundtland*. Esta Comisión concluye con la elaboración de un informe – Informe Brundtland, 1987- en el que, entre otras cuestiones, se subraya la necesidad de iniciar las negociaciones para un tratado mundial sobre el clima, de investigar los orígenes y efectos de un posible cambio climático, de vigilar científicamente el clima y de establecer políticas internacionales para la reducción de las emisiones a la atmósfera de los gases de efecto invernadero.

Otro de los hitos importantes lo constituye la creación, en 1988, del *Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)*, agencia especializada de las Naciones Unidas con el cometido de realizar evaluaciones periódicas del conocimiento sobre el cambio climático y sus consecuencias. Hasta el momento, el IPCC ha publicado cuatro Informes de Evaluación- en

1990, en 1995, en 2001 y en 2007- dotados del máximo reconocimiento mundial.

Especial mención merece el *Protocolo de Montreal*, Tratado internacional relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono (CFCs), que se acuerda en la sede de la Organización Internacional de la Aviación Civil en Montreal y que, tras muchas dificultades, entra en vigor el 1 de enero de 1989, al ser ratificado por 29 países y la por la Comunidad Europea (representantes en total de aproximadamente el 82% del consumo mundial de dichas sustancias). En la actualidad, se encuentra ratificado por la mayor parte de los países pertenecientes a Naciones Unidas.

La dificultad de obtener un acuerdo de los distintos países en la materia hace que figuren en el mismo cláusulas que abarcan las circunstancias especiales en relación a los países en desarrollo con índices de consumo bajos que no desean que el Protocolo obstaculice su desarrollo. Por ello, se prevé una serie de medidas iniciales pudiendo incrementarse paulatinamente su rigurosidad, a fin de conseguir lo que se establece en el Protocolo como "objetivo final", esto es, la eliminación de las sustancias que agotan la capa de ozono. Para evitar este efecto, el Protocolo de Montreal controla la contaminación producida por productos tales como equipos de refrigeración y aire acondicionado para uso comercial y doméstico (refrigeradores, congeladores, deshumificadores, equipos de aire acondicionado) y aire acondicionado instalados en los vehículos, extintores portátiles, planchas, tableros y cubiertas de tuberías aislantes, productos en aerosol, prepolímeros, etc.

Por último, a finales de 1990, tuvo lugar la celebración de la *Segunda Conferencia Mundial sobre el Clima*, reunión clave para que la ONU arrancara el proceso de negociación que condujese a la elaboración de un Tratado internacional sobre el clima.

2.1.2. Convención Marco sobre Cambio Climático

El 21 de diciembre de 1990, la Resolución 45/212, de Naciones Unidas, creaba un Comité Intergubernamental de Negociación con el mandato de elaborar una Convención Marco sobre el Cambio Climático. Durante año y medio el Comité mantuvo cinco sesiones de negociación y, finalmente, la Convención Marco sobre Cambio Climático (CMCC) fue adoptada en Nueva York, el 9 de mayo de 1992. Se abrió a la firma a partir del 4 de junio de aquel año, coincidiendo con la celebración en Río de Janeiro de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo.

La Convención entró en vigor el 21 de marzo de 1994, tres meses después de la ratificación número 50. Actualmente, ha sido ratificada por 192 Estados.

El artículo 2 de la CMCC establece que el objetivo último de la Convención es "lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible". La Convención, pues, no especifica cuáles deberían ser esos niveles de concentración.

Las medidas que adopten los países ratificantes para lograr este objetivo deben inspirarse en una serie de principios recogidos en el artículo 3 de la Convención:

1. La protección del sistema climático en beneficio de las generaciones presentes y futuras.

2. Las responsabilidades comunes pero diferenciadas de las partes integrantes (países). Como consecuencia, los países desarrollados deberán tomar la iniciativa.
3. El principio por el que la falta de total certidumbre científica no debería utilizarse para posponer las medidas de mitigación del cambio climático cuando haya amenaza de daño grave.
4. El derecho al desarrollo sostenible de todos los países.
5. La cooperación para la promoción de un sistema económico internacional abierto y propicio al crecimiento económico.

Para la consecución de dichos objetivos, los países ratificantes deben asumir una serie de compromisos, destacando como más significativos los siguientes:

- La elaboración y publicación periódica de inventarios nacionales de emisiones antropogénicas de todos los gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal.
- La elaboración y aplicación de programas nacionales de medidas para la mitigación del cambio climático.
- La comunicación a la Conferencia de las Partes de la información relativa a la aplicación de la Convención.

El resto de los compromisos aceptados por todas las Partes son de carácter más genérico, como, por ejemplo, promover el desarrollo, aplicación y difusión de tecnologías y prácticas que reduzcan las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero; promover la gestión sostenible y la conservación de los sumideros de carbono, especialmente bosques y océanos; tener en cuenta, en la medida de lo posible, las consideraciones relativas al cambio climático en la formulación y aplicación de las políticas y medidas en los

distintos sectores socioeconómicos; promover la observación sistemática y la investigación sobre el sistema climático; promover la cooperación y el intercambio de información relativa al cambio climático y promover la educación y la sensibilización pública respecto al cambio climático.

Además de estos compromisos generales, existen compromisos específicos para determinados tipos de países.

2.2. Protocolo de Kioto

El Protocolo de Kioto es un acuerdo de desarrollo del Convenio Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (Río de Janeiro, 1992). Fue aprobado en la ciudad japonesa de Kioto el 11 de diciembre de 1997.

El Protocolo representa un importante paso hacia adelante en la lucha contra el calentamiento del planeta, ya que contiene objetivos obligatorios y cuantificados de limitación y reducción de gases de efecto invernadero.

Para alcanzar estos objetivos, los países que históricamente han realizado mayores emisiones (básicamente, los países de OCDE y las llamadas economías en transición, relacionados en el Anexo I del Protocolo) se comprometen a realizar reducciones o limitaciones del crecimiento de sus emisiones.

El Protocolo de Kioto se aplica a las emisiones de seis gases de efecto invernadero:

- dióxido de carbono (CO₂);
- metano (CH₄);
- óxido nitroso (N₂O);
- hidrofluorocarbonos (HFC);
- perfluorocarbonos (PFC);
- hexafluoruro de azufre (SF₆).

Se estima que los países más ricos del mundo, con un 20% de la población total, emiten más del 60% de los gases de efecto invernadero, fundamentalmente dióxido de carbono, metano y óxido nitroso. Por este motivo, Estados Unidos y Europa se comprometieron a una reducción mayor (del 7% y el 8% respectivamente) que la media establecida.

Sin embargo, aunque EE UU firmó el Protocolo bajo la presidencia de Bill Clinton, éste no fue ratificado durante su mandato debido a la hostilidad del Senado. Poco después se produce la victoria del Partido Republicano en las elecciones presidenciales del 2000 y, con ella, la negativa a la ratificación del Protocolo, debido a las presiones ejercidas por gran parte de la industria petrolífera estadounidense, y justificando su posición en la imposibilidad de alcanzar el objetivo a que se había comprometido (reducción del 7%), ya que la década de los 90 (recordemos que el año base a efectos de mediciones es 1990) fue uno de los períodos de mayor crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) americano y que este fuerte crecimiento es el que ha ocasionado un aumento de las emisiones.

La nueva Administración americana gobernada por Barack Obama se ha mostrado más proclive a alcanzar futuros acuerdos una vez finalice el primer período de validez del Protocolo de Kioto (a partir de 2012).

A pesar de la relevante ausencia de EE.UU –principal emisor mundial de gases de efecto invernadero-, el Protocolo se encuentra en la actualidad en vigor ya que los dos requisitos establecidos en el mismo para su vigencia: ratificación de no menos de 55 países, y que las emisiones totales de dióxido de carbono de los mismos representen por lo menos el 55% del total de emisiones de 1990 han sido cumplidos. El primero de ellos se alcanzó en 2002. Mientras, el segundo, se cumplió con la ratificación de Rusia, en Octubre de 2004. Por ello, el Protocolo es jurídicamente obligatorio desde el 16 de Febrero de 2005 (noventa días después de cumplirse los requisitos).

En el primer período de compromiso, 2008 a 2012, el objetivo a alcanzar es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en, al menos, un 5,2% respecto a los niveles registrados en relación a un año base tomado como referencia y debiendo poder demostrar en el año 2005 un avance concreto en el cumplimiento de dichas obligaciones. Además en el año 2005

también se deben comenzar a establecer los objetivos del período siguiente (a partir de 2012).

Para comprobar el cumplimiento de dicho compromiso, las partes deberán asegurar al finalizar dicho período (2012) que sus emisiones no superan las cantidades establecidas para cada una de ellas en el Anexo B del Protocolo.

El año base tomado como referencia para los países desarrollados es 1990. No obstante, podrán utilizar el año 1995 como año de base para los hidrofluorocarbonos, los perfluorocarbonos y el hexafluoruro de azufre.

Así, por ejemplo, España podría emitir como máximo el 92% de las emisiones de gases efecto invernadero correspondientes a 1990, esto es, una reducción del 8% en relación con los gases emitidos en tal fecha.

En el caso de los países en vías de transición a una economía de mercado, pueden elegir el año que establecen como base, siempre y cuando lo notifiquen a la Conferencia de las Partes.

De esta forma, y con el objetivo de promover el desarrollo sostenible, cada una de las partes del Anexo I (países de OCDE y las llamadas economías en transición) se comprometen a:

- a) Fomentar la eficiencia energética.
- b) Investigación y desarrollo de formas nuevas y renovables de energía.
- c) Protección y mejora de los sumideros y depósitos de gases que contrarresten la polución (zonas verdes).
- d) Promoción de modalidades agrícolas sostenibles a la luz de las consideraciones del cambio climático.
- e) Reducción progresiva de los incentivos fiscales y subvenciones que sean contrarios a los objetivos del Protocolo.

- f) Cooperar con las otras partes del Anexo I para fomentar la eficacia individual y global de las políticas y medidas que se adopten. Con este fin, las partes procurarán intercambiar la experiencia e información acumulada.
- g) Procurarán limitar o reducir las emisiones de gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal.

Las partes aplicarán estas políticas y medidas de forma tal que se reduzcan al mínimo los efectos adversos, comprendidos los efectos adversos del cambio climático, efectos en el comercio internacional y repercusiones sociales, ambientales y económicas. En este sentido, las partes que son países desarrollados tendrán que evitar en lo posible que se produzcan consecuencias negativas para aquellas otras partes que son países en vías de desarrollo.

En resumen, los objetivos Kioto se consiguen, o bien **reduciendo los gases de efecto invernadero** o bien **incrementando la absorción de los gases por sumideros** (limitación de emisiones netas, por ejemplo, mediante la creación de zonas verdes). Es decir, la emisión final se determina por la siguiente fórmula:

Emisión de Gases = Emisión Bruta - Efecto Sumidero

$$t \text{ CO}_2 \text{ NETAS} = t \text{ CO}_2 \text{ BRUTAS} - t \text{ CO}_2 \text{ ABSORBIDAS}$$

Esto es,

- *Emisiones brutas*, expresadas en toneladas de CO₂ son la cantidad de CO₂ emitida en los procesos de combustión con combustibles fósiles en un país durante un periodo determinado.

- *Efecto sumidero*, expresadas en toneladas de CO₂ son la cantidad de CO₂ que la masa forestal de un país consigue capturar y fijar, evitando así, que

pasen a la atmósfera. Gracias a la absorción vegetal se reducen los niveles totales de CO₂

- *Emisiones netas*, expresadas en toneladas de CO₂ es la cantidad final de CO₂ que se emiten desde un país durante un tiempo determinado.

Pero, además de lo ya comentado, el Protocolo de Kioto establece una tercera forma de cumplimiento: la utilización de ***mecanismos de flexibilidad***.

Estos son:

a) Burbuja entre países. Se permite la fijación del objetivo de reducción para una agrupación de países, debiéndose luego redistribuir este objetivo entre los miembros, de forma tal que alcancen todos juntos el objetivo del grupo. La Unión Europea ha utilizado este mecanismo de flexibilidad, y ha asumido de forma conjunta el cumplimiento del Protocolo de Kioto por parte de todos los Estados Miembros.

El compromiso de la Unión Europea en su conjunto es una reducción de emisiones del 8% respecto de los niveles de 1990. Dentro de la Unión se firmó en junio de 1998 lo que se ha dado en llamar el "burden sharing agreement", por el cual el compromiso de reducción global se reparte de manera asimétrica entre los distintos estados miembros. En el caso concreto de España, mientras que el Protocolo comprometía a una reducción del 8% de sus emisiones, el acuerdo realizado dentro de los Estados miembros nos permite incrementar emisiones en el período comprendido entre el 2008 y 2012 en un 15% respecto del año base.

b) Proyectos de aplicación conjunta (joint implementation). Se refiere a aquellos proyectos que generen un ahorro de emisiones adicional al que se hubiera producido en el supuesto de haber empleado tecnología convencional, o no haber incentivado la capacidad de absorción de las masas forestales, realizados por países del Anexo I (países de la OCDE) en otros países también pertenecientes al Anexo I pero denominados "economías en

transición". Este ahorro de emisiones debe de ser verificado o bien por el país receptor del proyecto conforme a su procedimiento nacional, o bien por una Entidad Independiente acreditada por el Comité de Supervisión del Mecanismo de Aplicación Conjunta.

Las entidades públicas o privadas que realicen estos proyectos reciben "*unidades de reducción de emisiones -UREs-*" ("emission reduction unit" ERU) que pueden ser utilizados para el cumplimiento de sus compromisos de reducción en el Protocolo de Kioto.

Los potenciales países receptores de estos proyectos (por su estructura económica y escenario de emisiones) serían los de Europa Central y del Este. Los países con economías en transición se beneficiarán de las inversiones en tecnologías limpias y de la modernización de sus sectores económicos.

c) Proyectos de Desarrollo Limpio (Clean Development Mechanism). Este mecanismo consiste en la realización de proyectos en países en vías de desarrollo (países no pertenecientes al Anexo I) que reduzcan emisiones de gases de efecto invernadero. Este ahorro de emisiones debe ser certificado por una Entidad Operacional Designada (EOD), acreditada por la Junta Ejecutiva del Mecanismos de Desarrollo Limpio.

Los países desarrollados que logren reducciones en países en vías de desarrollo (por ejemplo, de ayuda a lograr una mayor eficiencia energética, etc.), obtendrán "*reducciones certificadas de emisiones -RCE-*" ("Certified Emission Reductions –CER-") que se contabilizarán a favor del cumplimiento del país del Anexo I que lo haya realizado. Las RCEs así obtenidas pueden ser comercializadas y adquiridas por las entidades públicas o privadas de los países desarrollados o de las economías en transición para el cumplimiento de sus compromisos de reducción en el Protocolo de Kioto.

d) Mercado de emisiones (Comercio Internacional de Emisiones). Mediante este mecanismo de flexibilidad se otorga a los entes emisores de gases efecto invernadero unos derechos de emisión. Si dicha entidad emite más gases de los que tiene permitido, debe comprar más derechos a otra entidad que no haya utilizado todos los suyos y ponga los sobrantes a la venta. En caso de que se contamine sin tener derechos suficientes, se deberá pagar una multa.

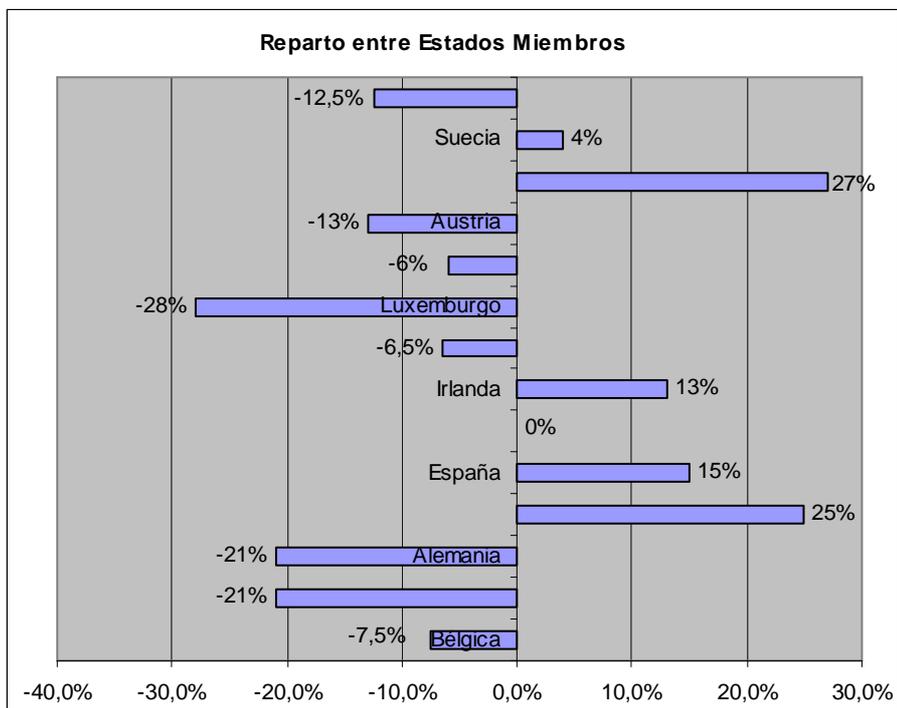
2.3. Legislación europea

El Consejo de la Unión Europea, aprobó mediante Decisión 2002/358/CE, de 25 de Abril de 2002, el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, así como el cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo.

Es decir, mediante este acuerdo de cumplimiento conjunto (burden sharing agreement), la Unión reparte su objetivo de Kioto (reducción de sus emisiones en 2012 de un 8% respecto de los niveles de emisión de 1990) entre sus Estados miembros. Este acuerdo asigna objetivos diferenciales a cada Estado miembro, de forma tal que algunos deben reducir sus emisiones, otros tienen que mantenerlas y, finalmente, otros pueden incluso incrementarlas. Para el primer período de compromiso (2008-2012) la reducción de las emisiones se reparte de la siguiente forma:

Estados Miembros	Emisiones año base (Mt CO2)	Objetivo a alcanzar en 2012	Emisiones en 2001 (Mt CO2)	Cambio 2001 (en % de emisiones de año base)	Cambio 2001 (en % de emisiones de 2000)	Indicador de distancia al objetivo (puntos de índice)
Austria	78,3	-13,00%	85,9	9,60%	4,80%	16,8
Bélgica	141,2	-7,50%	150,2	6,30%	0,20%	10,5
Dinamarca	69,5	-21,00%	69,4	-0,2%(-9,0)	1,80%	+11,4(+2,6)
Finlandia	77,2	0,00%	80,9	4,70%	7,30%	4,7
Francia	560,8	0,00%	560,8	0,40%	0,50%	0,4
Alemania	1216,2	-21,00%	993,5	-18,30%	1,20%	-6,8
Grecia	107	25,00%	132,2	23,50%	1,90%	9,8
Irlanda	53,4	13,00%	70	31,10%	2,70%	23,9
Italia	509,3	-6,50%	545,4	7,10%	0,30%	10,7
Luxemburgo	10,9	-28,00%	6,1	-44,20%	1,30%	-28,8
Países Bajos	211,1	-6,00%	219,7	4,10%	1,30%	7,4
Portugal	61,4	27,00%	83,8	36,40%	1,90%	21,6
España	289,9	15,00%	382,8	32,10%	-1,10%	23,8
Suecia	72,9	4,00%	70,5	-3,30%	2,20%	-5,5
Reino Unido	747,2	-12,50%	657,2	-12,00%	1,30%	-5,2
Total CE	4.204	-8,00%	4.108	-2,30%	1,00%	2,1

- (1) El año base para CO₂, CH₄ y N₂O es 1990; para los gases fluorados, el año base es 1995, tal y como permite el Protocolo de Kioto.
 (2) Para Dinamarca, los datos que reflejan los ajustes de las variaciones de mercado de electricidad en 1990 aparecen entre paréntesis.



Elaboración Propia

La Unión Europea, a través de la **Directiva 2003/87/CE** (modificada por las Directivas 2004/101/CE, 2008/101/CE y, más recientemente, por la 2009/29/CE), establece un régimen comunitario para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, a partir del 1 de enero de 2005, y permite y regula el uso de los mecanismos de flexibilidad que incorpora el Protocolo de Kioto.

Régimen comunitario para el comercio de derechos de emisión: Descripción y principales características.

El régimen comunitario se basa en 6 principios fundamentales:

- Es un sistema de comercio con fijación previa de unos límites máximos (“cap&trade”).

- Inicialmente se centra en el CO₂ procedente de los grandes emisores industriales.
- Su puesta en práctica se lleva a cabo por fases, con revisiones periódicas y posibilidad de expansión a otros gases y sectores.
- La asignación de los derechos de emisiones se decide periódicamente.
- Existe un sólido marco dispositivo que atiende a la observación del régimen.
- El mercado es de ámbito comunitario, pero permite aprovechar las posibilidades de reducción de emisiones en el resto del mundo, a través de los mecanismos de flexibilidad y facilita puentes con otros regímenes compatibles de terceros países.

De esta forma, la Unión Europea ha desarrollado el régimen más completo que existe en el ámbito del comercio de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a nivel de empresas, convirtiéndose en líder mundial de este mercado emergente.

Las empresas que participan en el sistema de derechos de emisión están reguladas por las respectivas autoridades nacionales o por la Comisión, de acuerdo con el principio de subsidiariedad.

El comercio de derechos de emisión es un sistema (mercado “cap&trade”) que permite asignar a las empresas cuotas, *derechos de emisión*, para sus emisiones de gases de efecto invernadero. La asignación está en función de los objetivos de sus respectivos Gobiernos en materia de medio ambiente, expresados en los distintos Planes Nacionales de Emisiones (PNAs). El total de emisiones están limitadas (capped) y el exceso de derechos puede ser vendido (traded).

Se trata de un sistema muy práctico, ya que permite a las empresas superar su cuota de emisiones a condición de que encuentren otras empresas que produzcan menos emisiones y les vendan sus cuotas. Se ofrece así flexibilidad para el cumplimiento, sin ningún perjuicio para el medio ambiente, a la par que se fomenta el desarrollo de nuevas tecnologías. Las empresas, motivadas por los beneficios que obtienen de la venta de sus derechos de emisión, desarrollan y utilizan tecnologías limpias.

En cualquier caso, no puede olvidarse que este principio de cuotas negociables (o derechos de emisión) no es nuevo, aplicándose en el marco de la política medioambiental (Protocolo de Montreal), de la política agrícola común (cuotas lecheras) y de la política pesquera (cuotas de capturas).

Este sistema permite, en definitiva, la internalización de una externalidad como es el derecho a emitir CO₂. Además, este método es más flexible y más fácil de implantar que medidas puramente regulatorias como lo serían la imposición de límites de emisión o de medidas fiscales.

La base fundamental de funcionamiento reside en la señal que se emite al mercado de que debe reducir las emisiones aquel al que le cueste menos. Es eficiente en costes, pues permite minimizar los costes totales de reducción. De esta forma, el régimen debería permitir que la UE logre sus objetivos de Kioto a un coste comprendido entre los 2.900 y los 3.700 millones de euros anuales. Esto supone menos del 0,1% del PIB de la UE. Sin el régimen, los costes de cumplimiento podrían alcanzar los 6.800 millones de euros anuales.

Finalmente, otra de ventajas del comercio comunitario de derechos de emisión es el establecimiento de un precio único para el intercambio de cuotas entre empresas, compatible con el correcto funcionamiento del mercado interior. Para ello será preciso:

- Garantizar la igualdad de trato a las empresas de dimensiones comparables en el marco del sistema de comercio de derechos de emisión.
- Reducir al mínimo las posibilidades de distorsión de la competencia.
- Asegurar la sinergia con la normativa en vigor.
- Garantizar la aplicación eficaz del sistema.
- Garantizar la compatibilidad con el sistema previsto en el Protocolo de Kioto.

En este contexto, se entiende por “*derecho de emisión*” el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono o de cualquier otro gas de invernadero de efecto equivalente durante un período determinado. Ello implica que, inicialmente, sólo se incluye el dióxido de carbono, quedando fuera de control por parte de este mecanismo los restantes gases de efecto invernadero, aunque dejando abierta la posibilidad de su inclusión en un futuro.

Así, a partir del 1 de enero de 2005, toda instalación que lleve a cabo alguna de las actividades enumeradas en el Anexo I de la Directiva (actividades energéticas, producción y transformación de metales férreos, industrias minerales, fabricación de pasta de papel, papel y cartón) que dé lugar a emisiones especificadas en relación con dicha actividad deberá poseer un permiso expedido (“*permiso de emisión*”) a tal efecto por una autoridad competente. Las autoridades concederán el permiso si consideran que el titular de la instalación es capaz de garantizar el seguimiento y la notificación de las emisiones. El permiso podrá cubrir una o más instalaciones en un mismo emplazamiento operado por un mismo titular. Estos permisos de emisión son intransferibles.

Para la gestión de los derechos, cada Estado miembro elaborará un Plan nacional, que respetará los criterios enumerados en la Directiva, y en el que indicará los derechos de emisión que prevé asignar durante el período de que se trate, así como el procedimiento de asignación. Los planes correspondientes al primer período de tres años establecido por la Directiva (1 de enero de 2005

- 1 de enero de 2008) se publicarán el 31 de marzo de 2004 a más tardar, y los correspondientes a los períodos subsiguientes de cinco años se publicarán al menos dieciocho meses antes del inicio del período correspondiente.

Para el primer período de tres años, los Estados miembros deben asignar gratuitamente al menos el 95 % de los derechos de emisión. Para el período de cinco años que comenzará el 1 de enero de 2008, asignarán gratuitamente al menos el 90 % de estos derechos.

Los Estados miembros garantizarán la libre circulación de los derechos de emisión en la Comunidad Europea. Los Estados miembros velarán por que, a más tardar el 30 de abril de cada año, el titular de cada instalación entregue un número de derechos de emisión equivalente a las emisiones totales de esa instalación durante el año anterior, estos derechos se cancelan a continuación.

Seguimiento y notificación de las emisiones

Una vez finalizado un año, los titulares de cada instalación deben notificar a la autoridad competente las emisiones de dicha instalación durante dicho año. Las notificaciones deberán ajustarse a las “directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones” que la Comisión ha adoptado a tal efecto sobre la base de los criterios establecidos en el Anexo IV de la Directiva.

Se realizará una verificación de las notificaciones presentadas por los titulares teniendo en cuenta los principios definidos en el Anexo V de la Directiva. Si las verificaciones de las notificaciones no satisfacen los criterios del Anexo, el titular no podrá transferir más derechos hasta que su notificación sea satisfactoria.

Sanciones

Cualquier titular que no entregue derechos de emisión a más tardar el 30 de abril de cada año para cubrir sus emisiones del año anterior estará obligado a

pagar una multa por exceso de emisiones. La multa será de 100 euros por cada tonelada equivalente de dióxido de carbono (40 euros durante el período de tres años que comienza el 1 de enero de 2005) y no eximirá al titular de la obligación de entregar una cantidad de derechos de emisión equivalente a las emisiones en exceso.

Además, para asegurar que no se supera el objetivo medioambiental, la sanción incorpora también un componente de penalización ambiental con una ratio 1:1. Por cada tonelada excedentaria, se reducirá un derecho de la asignación inicial que le correspondería a esa instalación para el periodo siguiente.

Registros, informes y acuerdos

La Comisión adoptará un reglamento relativo a un régimen de registros, en forma de bases de datos electrónicas que permitan realizar el seguimiento de la expedición, la titularidad, la transferencia y la cancelación de los derechos de emisión y que garanticen igualmente el acceso del público a la información, la confidencialidad y el respeto de las obligaciones derivadas del Protocolo de Kioto.

La Comisión designará a un Administrador Central que llevará un registro independiente en el que se consignarán las expediciones, las transferencias y las cancelaciones de derechos de emisión a nivel comunitario. El Administrador Central controlará, de manera automatizada, cada transacción relativa a derechos de emisión. Si se detectan anomalías, se detendrán las transacciones en cuestión hasta que se hayan resuelto las irregularidades.

Cada Estado miembro presentará cada año a la Comisión un informe sobre la aplicación de la Directiva. Basándose en dichos informes, la Comisión publicará un informe anual.

Particularidades en la aplicación del sistema de comercio de derechos

En cuanto al ámbito de actuación de la Directiva, se contempla la posibilidad de que los Estados miembros apliquen, a partir de 2008 y previa aprobación de la Comisión, el régimen de comercio de derechos de emisión a actividades, instalaciones y gases de efecto invernadero que no estén enumerados en los Anexos de la Directiva, después de haber estudiado las consecuencias para el mercado interior, la competencia y el régimen de comercio de derechos. Igualmente y, en este caso a partir de 2005, los Estados miembros tenían la posibilidad de aplicar el régimen a las instalaciones del Anexo I que estén por debajo de los límites de emisión contemplados en ese Anexo.

Dentro de estas opciones debe enmarcarse la inclusión de las actividades de aviación en el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión, llevada a cabo a través de la Directiva 2008/101/CE y que entrará en vigor a partir 2012.

De otro lado, también se contempla la posibilidad de que los Estados miembros puedan solicitar a la Comisión que haya instalaciones que queden excluidas (“opting out”) del régimen comunitario siempre que cumplan los requisitos exigidos por la Directiva.

En cuanto a la gestión, se faculta a los Estados miembros para que puedan permitir que los titulares de las instalaciones del Anexo I formen una agrupación (durante el período de tres años desde el 1 de enero de 2005 y durante el período de cinco años que comienza el 1 de enero de 2008) de sus instalaciones dedicadas a la misma actividad. Estos titulares deberán designar un administrador fiduciario para la gestión de los derechos de las instalaciones y que será responsable de la entrega de una cantidad de derechos de emisión igual al total de las emisiones procedentes de las instalaciones agrupadas.

Se admite la posibilidad de realizar banking Inter-periodo, esto es, la posibilidad de utilizar un derecho emitido en el año n en la liquidación del año n+i (siempre que n+i esté dentro del mismo período de cumplimiento). También se admite el borrowing, esto es, la posibilidad de utilizar derechos del año n+i en la liquidación del año n, siempre y cuando ambos años estén también dentro del mismo período.

Transposición al ordenamiento jurídico nacional.

La Directiva 2003/87/CE se incorpora al ordenamiento jurídico español a través del **Real Decreto-Ley 5/2004**, de 27 de agosto (BOE de 28 de agosto), por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y convertido en la **Ley 1/2005, de 9 de marzo** (BOE de 10 de marzo), tras su tramitación parlamentaria.

La transposición mediante Real Decreto-Ley se justifica en la extraordinaria y urgente necesidad de atender los siguientes requerimientos:

1. Cumplir con las exigencias de calendario contempladas en la Directiva y que, entre otras, exigían que todas las instalaciones contaran con una autorización de emisión el 1 de enero de 2005 y que el Registro Nacional de derechos de emisión estuviera operativo el 1 de octubre de 2004.
2. La necesidad de que las empresas puedan conocer con tiempo suficiente las obligaciones a que quedarán sujetas y las inversiones necesarias para hacerles frente.
3. Garantizar la participación de nuestros agentes económicos en el mercado internacional de derechos de emisión en condiciones de igualdad a las de los restantes países de la UE, motivo por el cual, la implantación se debe acompañar a la del resto de países.
4. Permitir la aprobación inmediata del Plan Nacional de asignación de derechos de emisión y evitar así el que se produzcan situaciones que pudieran resultar contrarias al Derecho comunitario de la competencia,

en particular, en el ámbito de las ayudas de Estado y que podrían conducir a la devolución por las empresas de los beneficios indebidamente percibidos, previos los oportunos procedimientos de investigación o, en su caso, de infracción.

2.4. Plan Nacional de Asignación 2005-07. Objetivos difíciles para España

2.4.1 Descripción del Plan

El artículo 9 de la Directiva 2003/87/CE, establece que cada Estado Miembro debe aprobar un Plan Nacional de Asignaciones (PNA) en el que se determine el total de *derechos de emisión* a asignar durante el período de tres años que comienza el 1 de enero de 2005, así como el procedimiento de asignación. El Plan debe basarse en criterios objetivos y transparentes.

En cumplimiento de este mandato, y a través del Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre (BOE del 7) se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA), que establece para el trienio 2005-2007 la cantidad total de derechos que se asigna a las instalaciones que desarrollan actividades incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto Ley 5/2004 de 27 de agosto, por el que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Mediante el Real Decreto 60/2005, de 21 de enero y el Real Decreto 777/2006, de 23 de junio se modifica el Real Decreto 1866/2004, respondiendo a las alegaciones interpuestas por las empresas afectadas por el Protocolo.

La elaboración del PNA ha estado a cargo del Grupo Interministerial de Cambio Climático.

El PNA se constituye como una pieza clave para el cumplimiento de los objetivos de Kioto para nuestro país, pero **preservando la competitividad y el empleo de la economía española**, minimizando los efectos sociales potencialmente adversos, en particular los que se refieren al empleo.

El objetivo básico del Plan Nacional es fijar las emisiones de CO₂ para el trienio 2005-2007 en 400,7 Mt CO_{2eq} / año. Esto implica una reducción del

0,2% respecto 2002 (401,34 Mt CO_{2eq}). Este objetivo supone un **40% por encima de las emisiones del año base (286,8 Mt CO_{2eq})**. El esfuerzo de reducción para lograr los objetivos del Protocolo de Kioto se tendrán que hacer en el siguiente periodo de compromiso (2008-2012), durante este periodo las emisiones no deberán sobrepasar el 24% de las emisiones de 1990, porcentaje que se alcanza aunando el objetivo del Protocolo (15%) a la estimación de absorción por sumideros (2%) y los créditos del mercado internacional (7%).

La aplicación del PNA afecta a las instalaciones de los sectores incluidos en la Directiva 2003/87/CE , lo que supone un 40% del total de las emisiones totales. Esto supone que del objetivo de 400,7 Mt CO_{2eq} / año, 160,28 se asignan mediante este Plan (de los cuales 5,42 se reservan para nuevos entrantes) con un ahorro de 2,5% respecto los datos de 2002 (164,32 Mt CO₂).

Para lograr los objetivos fijados en los sectores no incluidos en la Directiva se requieren unas medidas adicionales a este Plan (medidas complementarias a la "*Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012*") que conduzcan una reducción total de emisiones por valor aproximado de 52 Mt CO_{2eq}.

Las asignaciones del PNA (Tabla 1) se dividen en dos grandes niveles sectoriales, uno será el sector eléctrico y el otro el sector industrial. A las instalaciones del sector eléctrico se les asignan en total una media de 86,4 millones de Tm de CO₂ / año, de los cuales 1,00 se destinará a reserva para nuevos entrantes. Esto supone un 54% del total del PNA. Al resto de sectores industriales (refino de petróleo, siderurgia, cemento y cal, ladrillos y tejas, industria cerámica, vidrio, pasta de papel, papel y cartón e instalaciones mixtas) se le asignan un total de 73,88 millones de Tm de CO₂ / año, de los cuales 1,994 son reserva.

Tabla 1

Reparto de Derechos de emisión por sectores según PNA

SECTOR	1990	2000	2001	2002	Promedio 2000-2002		Asignaciones Promedio anual 2005-2007		
	Mill Tm CO2	PM/90	Sin reserva (A)	Reserva (B)	Total (A)+(B)				
Generación Eléctrica (1)	61,61	86,77	81,26	95,95	87,99	42,8%	85,400	1,000	86,400
Refino de Petróleo (2)	12,64	15,25	14,99	14,86	15,03	18,9%	15,250		
Siderurgia (3)	13,83	10,79	10,74	10,85	10,79	-22,0%	11,230		
Cemento y Cal	22,72	27,08	27,76	28,78	27,87	22,7%	29,991		
Industria cerámica	4,31	6,1	6,43	6,61	6,38	48,0%	5,625	1,994	73,880
Vidrio	1,78	2,48	2,63	2,76	2,62	47,2%	2,921		
Pasta de papel, papel y cartón	2,29	3,64	4,33	4,52	4,16	81,7%	5,288		
Instalaciones mixtas anexo I	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		1,581		
Subtotal sectores industriales	57,60	65,34	66,89	68,37	66,87	16,1%	71,886	1,994	73,880
TOTAL ANEXO I	119,17	152,11	148,15	164,32	154,86	29,9%	157,286	2,994	160,280
Cogeneración noanexo I (4)		8,62		10,20			12,238	0,364	12,602
Instalaciones mixtas no anexo I (4)		0,00		0,00			1,682	0,000	1,682
TOTAL NO ANEXO II							13,920	0,364	14,284
TOTAL EMISIONES ESPAÑA (Mt CO2-eq)(5)	285,69	386,68	385,05	401,34	391,02	36,9%			

(1) Los datos de emisiones históricas no incluyen las correspondientes a la quema de gases siderúrgicos

(2) Se incluyen las plantas de hidrógeno cuando su titular es el de la refinería

(3) Emisiones y asignaciones sumando los gases siderúrgicos y coquerías

(4) En este epígrafe se incluyen las instalaciones de cogeneración e instalaciones mixtas que den servicio en sectores no enumerados en el Anexo I de la directiva. En el caso de las instalaciones mixtas, estas entraron en funcionamiento con posterioridad en el año 2002

(5) Todos los gases de efecto invernadero y todos los sectores

Las asignaciones del PNA van a exigir un esfuerzo a las empresas para lograr los objetivos que les han impuesto. Tras haber recibido las peticiones de las empresas y sectores afectados y después de varias reuniones entre los responsables de las instituciones públicas responsables del Plan y las empresas, se puede decir que en términos generales, la cobertura del PNA será del 94,38% respecto de las peticiones sectoriales.

Se estima que a priori, van a faltar derechos de emisión y que las empresas españolas van a tener que realizar compra de *derechos* en el mercado de permisos o bien tendrán que recurrir a otros mecanismo de flexibilidad para poder entregar al final de cada año unos *derechos* que igualen las emisiones reales y se eviten así la multa de 40 € / tonelada de CO₂ que excedan.

España es un país que presenta un **importante grado de eficiencia energética**, esto hace aumentar las dificultades para lograr ahorros en las

emisiones de gases contaminantes. Esto hace pensar que se tendrán que comprar gran cantidad de *derechos de emisión* si queremos cumplir con los objetivos que la Unión Europea nos ha fijado para cumplir con nuestras obligaciones de Kioto.

Si observamos las emisiones de CO₂ por habitante, podemos comprobar cómo España presenta unos valores inferiores a la media europea, tanto de la EU-15 como de la EU-25. Si bien es cierto que debido al fuerte crecimiento económico del país de los últimos años se ha producido un gran incremento, pero siempre por debajo de los valores medios de la UE.

Tabla 2

Emisiones de CO₂ por habitante de la UE.

Emisiones de CO₂ por habitante en la UE

Toneladas

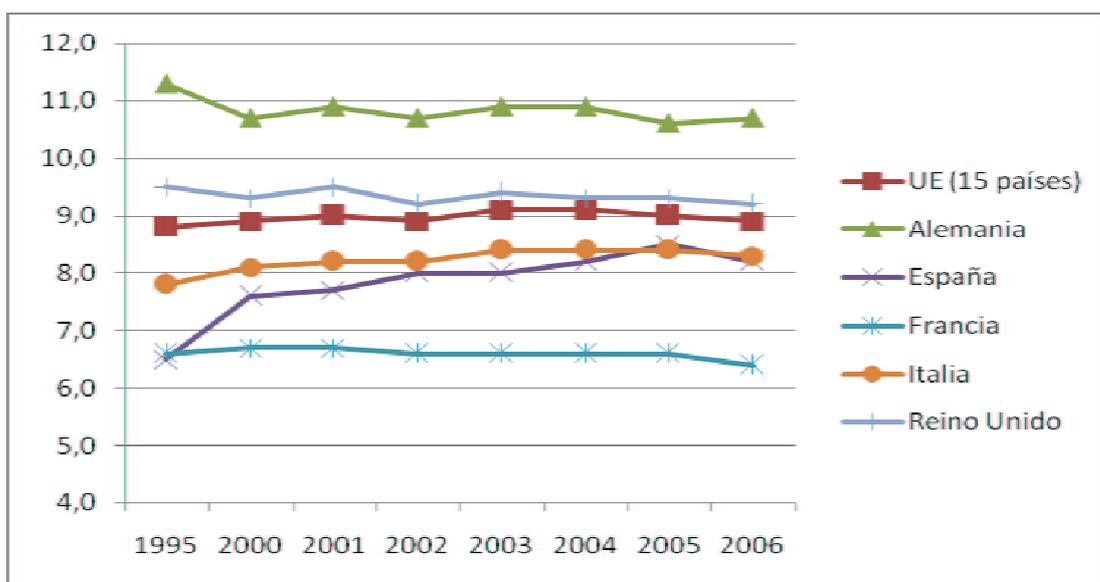
geolaños	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
UE (25 países)	8,90	8,80	8,90	8,80	9,00	9,00	8,90	8,80
UE (15 países)	8,80	8,90	9,00	8,90	9,10	9,10	9,00	8,90
Alemania	11,30	10,70	10,90	10,70	10,90	10,90	10,60	10,70
España	6,50	7,60	7,70	8,00	8,00	8,20	8,50	8,20
Francia	6,60	6,70	6,70	6,60	6,60	6,60	6,60	6,40
Italia	7,80	8,10	8,20	8,20	8,40	8,40	8,40	8,30
Reino Unido	9,50	9,30	9,50	9,20	9,40	9,30	9,30	9,20

Fuente: Eurostat

Fecha de la actualización: 18.12.2008

Gráfico 1

Evolución de las Emisiones de CO₂ per cápita (datos en toneladas de CO₂)



Elaboración propia

Lógicamente **es difícil conjugar a la vez convergencia con la UE con reducción de emisiones de gases de efecto invernadero**, pues si aumenta la producción y el consumo del país, es decir si logramos efectivamente una mayor convergencia con la UE, se generarán más emisiones. Esto puede activar una importante barrera, ya que el aumento de emisiones implicará soportar unos costes mayores para poder pagar ese mayor déficit, y estos incrementos de costes dificultarían a su vez la convergencia.

Centrándonos en los datos del sector eléctrico, sector objeto de análisis en esta Tesis, podremos comprobar que haciendo un estudio comparativo con la UE tenemos un **sector eléctrico muy eficiente** (dado el mix de producción instalado) y al que se le ha exigido un fortísimo recorte de emisiones en el PNA, pasando de unas emisiones en 2002 de 95,95 Mill Tm a una media de 86,4 durante el periodo 2005-2007.

2.4.2. Comparación con los países de la UE-15. La eficiencia del sector eléctrico español

Si realizamos una comparación con los países de nuestro entorno (UE-15) podremos ver como el sector eléctrico español viene de un largo recorrido en el que ya ha hecho importantes esfuerzos en sustitución del empleo del carbón por otros combustibles y por lo tanto, en la reducción de emisiones de CO₂.

La producción de electricidad en la Europa de los 15 ha pasado de ser en 1990 de 2.158 TWh a ser en 2006 de 2.887 TWh, con un incremento de 729 TWh, lo que supone un 34%.

Tabla 3

Evolución de la producción de electricidad en los países de la UE-15

Producción Bruta							Variación 1990-06	
	TWh	1990	2003	2004	2005	2006	% in 2006	(TWh)
Austria	50,29	60,11	64,16	65,72	63,50	2,20%	13,21	26,27%
Bélgica	70,85	84,62	85,44	87,03	85,50	2,96%	14,65	20,68%
Dinamarca	25,82	46,18	40,43	36,28	45,72	1,58%	19,90	77,07%
Finlandia	54,36	84,23	85,82	70,55	82,30	2,85%	27,94	51,40%
Francia	420,74	566,96	573,79	575,37	574,47	19,90%	153,73	36,54%
Alemania	549,94	599,47	616,79	620,30	636,60	22,05%	86,66	15,76%
Grecia	35,00	58,47	59,35	60,02	60,79	2,11%	25,79	73,69%
Irlanda	14,52	25,23	25,58	25,36	27,48	0,95%	12,96	89,26%
Italia	216,89	293,88	303,32	303,70	314,12	10,88%	97,23	44,83%
Luxemburgo	1,38	3,61	4,15	4,13	4,33	0,15%	2,95	213,77%
Holanda	71,97	96,78	100,77	100,22	98,39	3,41%	26,42	36,71%
Portugal	28,50	46,86	45,11	46,58	49,04	1,70%	20,54	72,07%
España	151,84	262,86	280,01	294,08	303,01	10,50%	151,17	99,56%
Suecia	146,92	135,40	151,73	158,44	143,30	4,96%	-3,62	-2,46%
Reino Unido	318,96	398,21	395,21	400,52	398,33	13,80%	79,37	24,88%
UE-15	2.157,98	2.762,87	2.831,66	2.848,30	2.886,88		728,90	33,8%

Fuente: Eurostat

Elaboración propia

Del total de este incremento, España es el país que más ha aumentado su producción (sin tener en cuenta a Luxemburgo), aportando al crecimiento de toda la UE más del 20%.

En el caso de España, este **crecimiento se ha basado sobre todo en la producción con gas natural y con energías renovables**. La evolución de la producción se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4

Detalle de la evolución de la producción de electricidad en España y en el conjunto de la UE-15

TWh	1990	2003	2004	2005	% en 1990	% en 2005	Variación 1990-05	
							(TWh)	(%)
España	151,84	262,84	280,02	294,08	100,00%	100,00%	142,24	93,68%
Carbón (TWh)	59,73	74,72	79,11	79,05	39,34%	26,88%	19,32	32,35%
Petróleo (TWh)	8,60	24,00	23,84	24,42	5,66%	8,30%	15,82	183,95%
Gas (TWh)	2,44	40,60	56,68	80,48	1,61%	27,37%	78,04	3198,36%
Nuclear (TWh)	54,27	61,88	63,61	57,54	35,74%	19,57%	3,27	6,03%
Renovables (TWh)	26,03	57,44	51,34	43,96	17,14%	14,95%	17,93	68,88%
Otros(TWh)	0,77	4,20	5,44	8,63	0,51%	2,93%	7,86	1020,78%
UE-15	2.158,01	2.762,93	2.831,80	2.848,33	100,00%	100,00%	690,32	31,99%
Carbón (TWh)	677,19	739,40	721,58	680,36	31,38%	23,89%	3,17	0,47%
Petróleo (TWh)	193,35	146,51	132,15	125,00	8,96%	4,39%	-68,35	-35,35%
Gas (TWh)	168,39	555,59	605,55	651,74	7,80%	22,88%	483,35	287,04%
Nuclear (TWh)	720,20	898,25	910,26	901,00	33,37%	31,63%	180,80	25,10%
Renovables (TWh)	281,31	384,15	419,08	418,60	13,04%	14,70%	137,29	48,80%
Otros(TWh)	117,57	39,03	43,18	71,63	5,45%	2,51%	-45,94	-39,07%

Fuente: Eurostat
Elaboración propia

Esto ha permitido que la tecnología más contaminante, el carbón, haya pasado de representar el 39% del total de la producción a representar el 27% en 2005 y que la producción de electricidad con gas (la tecnología menos contaminante de entre las que emplean combustibles fósiles) haya pasado de representar el 1,6% en 1990 a representar el 27,4% en 2005.

Sin embargo, en el mix de producción ha perdido mucho peso relativo la producción de electricidad en centrales nucleares, pues en 1990 esta representaba el 35,7% y en 2005 el 19,6%. Esto nos aleja de la media de la UE-15, que tiene una producción nuclear relativa del 31,6% en 2005 (33,4% en 1990).

Si analizamos ahora la evolución de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico comparándolo con el resto de los países de la UE-15, veremos **como España es el país que más ha aumentado la emisión de CO₂**, casi un 58%, frente al 7,4% del conjunto de la UE-15, aportando el 53% del incremento de toda la UE-15 y pasando de representar en 1990 el 6,8% del total de las emisiones al 9,9% en 2006.

Esto se debe, en gran medida, a la pérdida de peso relativo de la producción nuclear en el mix de producción Si en España ha perdido 16 puntos porcentuales (del 35,7% en 1990 al 19,6% en 2005) en la media de la UE-15 ha perdido sólo 1,7%.

Tabla 5

Evolución de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico en los países de la UE-

15

	(Gg CO ₂ equivalentes)						Variación 1990-06	
	1990	2003	2004	2005	2006	% 2006	(Gg CO ₂)	(%)
Austria	10.888	13.422	12.939	12.744	12.049	1,18%	1.161	10,66%
Bélgica	23.420	23.590	24.231	24.462	22.637	2,22%	-783	-3,34%
Dinamarca	24.736	28.869	22.832	19.603	26.858	2,64%	2.122	8,58%
Finlandia	16.646	33.271	29.354	18.654	29.412	2,89%	12.766	76,69%
Francia	48.131	46.145	43.328	45.788	46.883	4,60%	-1.248	-2,59%
Alemania	334.810	328.709	333.531	325.341	329.294	32,34%	-5.516	-1,65%
Grecia	40.632	52.709	53.897	53.823	50.945	5,00%	10.313	25,38%
Irlanda	10.876	15.109	14.737	15.136	14.411	1,42%	3.535	32,50%
Italia	107.135	124.833	122.597	119.968	121.579	11,94%	14.444	13,48%
Luxemburgo	1.268	1.266	1.383	1.415	1.462	0,14%	194	15,30%
Holanda	39.923	54.995	56.807	53.970	49.312	4,84%	9.389	23,52%
Portugal	13.960	17.680	18.951	22.598	19.508	1,92%	5.548	39,74%
España	64.341	91.082	99.637	110.042	101.361	9,95%	37.020	57,54%
Suecia	7.691	10.216	9.389	8.400	8.125	0,80%	434	5,64%
Reino Unido	203.991	170.578	170.894	175.763	184.504	18,12%	-19.487	-9,55%
UE-15	948.448	1.012.474	1.014.507	1.007.707	1.018.340		69.892	7,4%

Fuente: Eurostat

Elaboración propia

No obstante, el conjunto del sector eléctrico ha mantenido una importante mejoría en la **ratio emisión de CO₂ vs. producción de electricidad**. Aunque el conjunto del sector tenga una media algo mayor que el conjunto de la UE-15, si analizamos individualizadamente cada tecnología, veremos cómo nuestro sector presenta datos más eficientes que la media de la UE-15, con unas emisiones relativas menores en carbón, fuel y gas natural. Siendo especialmente relevante la eficiencia de la producción con gas natural. Si la

media de la UE-15 emite 346,5 Gg CO₂ por TWh producido, el sector eléctrico español sólo emite 253 Gg CO₂ por TWh producido.

Tabla 6

Ratio de emisión de CO₂ / producción de electricidad

	Emission / Production		
	GgCO ₂ / TWh		
	1990	2004	2005
España	423,742	355,821	374,157
Carbón (TWh)	967,470	951,144	961,581
Petróleo (TWh)	698,488	498,154	529,525
Gas (TWh)	175,000	209,474	253,044
Nuclear (TWh)	0,000	0,000	0,000
Renovables (TWh)	0,000	0,000	0,000
Otros(TWh)	155,844	118,199	83,778
UE-15	440,324	357,902	352,451
Carbón (TWh)	1.109,694	959,461	992,848
Petróleo (TWh)	643,807	588,664	598,944
Gas (TWh)	358,905	352,993	346,473
Nuclear (TWh)	0,000	0,000	0,000
Renovables (TWh)	0,000	0,000	0,000
Otros(TWh)	117,666	686,244	387,045

Fuente: Eurostat

Elaboración propia

A pesar de que la emisión relativa de CO₂ está condicionada por el mix de producción, el sector eléctrico nacional ha conseguido mejorarlo aún habiendo aumentado el empleo de tecnologías intensivas en carbono (carbón, petróleo y gas natural). Gracias a la eficiencia del sector eléctrico español hemos logrado mejorar las emisiones relativas con casi 16 puntos porcentuales más en el uso de tecnologías intensivas en carbono.

Tabla 7

Resumen de la evolución de la producción de electricidad en España y en el conjunto de la UE-15 por tecnología

TWh	1990	2003	2004	2005	Variación 1990-05			
					% en 1990	% en 2005	(TWh)	(%)
España	151,84	262,84	280,02	294,08	100,0%	100,0%	142,24	93,7%
Tecn. Intensiva en carbono	70,77	139,32	159,63	183,95	46,6%	62,6%	113,18	159,9%
Tecn. NO intensiva en carbono	81,07	123,52	120,39	110,13	53,4%	37,4%	29,06	35,8%
UE-15	2.158,01	2.762,93	2.831,80	2.848,33	100,0%	100,0%	690,32	32,0%
Tecn. Intensiva en carbono	1.038,93	1.441,50	1.459,28	1.457,10	48,1%	51,2%	418,17	40,3%
Tecn. NO intensiva en carbono	1.119,08	1.321,43	1.372,52	1.391,23	51,9%	48,8%	272,15	24,3%

Fuente: Eurostat
Elaboración propia

Tal y como ya hemos dicho anteriormente, la emisión relativa de CO₂ está condicionada por el mix de producción eléctrica. Evidentemente no podemos ser más eficientes que Francia, Suecia o Finlandia, que presentan una producción relativa de energía nuclear del 78,48%, 45,68% y 32,98% respectivamente.

Por países, los datos de las emisiones por producción se recogen en la tabla que figura a continuación::

Tabla 8

Evolución de las emisiones relativas por países de la UE-15

Gg CO ₂ / TWh	1990	2003	2004	2005	2006
Austria	216,50	223,29	201,67	193,91	189,75
Bélgica	330,56	278,78	283,60	281,08	264,76
Dinamarca	958,02	625,14	564,73	540,33	587,45
Finlandia	306,22	395,00	342,04	264,41	357,38
Francia	114,40	81,39	75,51	79,58	81,61
Alemania	608,81	548,33	540,75	524,49	517,27
Grecia	1.160,91	901,47	908,12	896,75	838,05
Irlanda	749,04	598,85	576,11	596,85	524,42
Italia	493,96	424,78	404,18	395,02	387,05
Luxemburgo	918,84	350,69	333,25	342,62	337,64
Holanda	554,72	568,25	563,73	538,52	501,19
Portugal	489,82	377,29	420,11	485,14	397,80
España	423,74	346,50	355,83	374,19	334,51
Suecia	52,35	75,45	61,88	53,02	56,70
Reino Unido	639,55	428,36	432,41	438,84	463,19
UE-15	439,51	366,46	358,27	353,79	352,75

Fuente: Eurostat
Elaboración propia

Los países con menores emisiones relativas son - excluyendo a Luxemburgo - Suecia, Francia, Austria, Finlandia y Bélgica. Luego estaría España, que presenta mejores datos que países como Reino Unido, Alemania o Italia.

Los países más eficientes, son países que tienen un mix de producción basado en la energía nuclear y/o en energía hidráulica. A continuación mostraremos algunos ejemplos del mix de producción que pueden explicar los datos de eficiencia.

Además, se podrá demostrar cómo el **sector eléctrico español es uno de los eficientes**, pues a pesar del mix de producción de 2005, presenta unas emisiones por TWh producido muy bajas.

Cuadro resumen de los sectores eléctricos europeos y las emisiones de CO₂ asociadas a la producción

	TWh		GgCO ₂	Emisión / Producción GgCO ₂ / TWh	
	2005	% en 2005		2005	2005
Austria	65,72	100,00%	TOTAL	12.736	193,8
Carbón (TWh)	7,17	10,91%	Combust. Sólidos	5.844	815,1
Petróleo (TWh)	1,64	2,50%	Combust. Líquidos	1.083	660,4
Gas (TWh)	14,35	21,84%	Combust. Gaseoso	5.319	370,7
Nuclear (TWh)	0,00	0,00%			
Renovables (TWh)	39,58	60,23%			0,0
Otros(TWh)	2,98	4,53%	Otros Combustibles	490	164,4
Bélgica	87,03	100,00%	TOTAL	24.623	282,9
Carbón (TWh)	8,20	9,42%	Combust. Sólidos	15.317	1.867,9
Petróleo (TWh)	1,74	2,00%	Combust. Líquidos	1.126	647,1
Gas (TWh)	25,14	28,89%	Combust. Gaseoso	6.607	262,8
Nuclear (TWh)	47,60	54,69%			0,0
Renovables (TWh)	2,63	3,02%			0,0
Otros(TWh)	1,72	1,98%	Otros Combustibles	1.573	914,5
Dinamarca	36,28	100,00%	TOTAL	19.606	540,4
Carbón (TWh)	15,47	42,64%	Combust. Sólidos	13.687	884,7
Petróleo (TWh)	1,37	3,78%	Combust. Líquidos	1.072	782,5
Gas (TWh)	8,82	24,31%	Combust. Gaseoso	4.234	480,0
Nuclear (TWh)		0,00%			
Renovables (TWh)	10,62	29,27%			0,0
Otros(TWh)	0,00	0,00%	Otros Combustibles	613	
Finlandia	70,55	100,00%	TOTAL	18.650	264,4
Carbón (TWh)	10,97	15,55%	Combust. Sólidos	6.854	624,8
Petróleo (TWh)	0,50	0,71%	Combust. Líquidos	981	1.962,0
Gas (TWh)	11,94	16,92%	Combust. Gaseoso	4.856	406,7
Nuclear (TWh)	23,27	32,98%			0,0
Renovables (TWh)	23,56	33,39%			0,0
Otros(TWh)	0,31	0,44%	Otros Combustibles	5.959	19.222,6
Francia	575,37	100,00%	TOTAL	45.787	79,6
Carbón (TWh)	27,60	4,80%	Combust. Sólidos	27.672	1.002,6

Aspectos relativos a la inversión del sector eléctrico español ante el desafío del Protocolo de Kioto.

Petróleo (TWh)	7,23	1,26%	Combus. Líquidos	8.827	1.220,9
Gas (TWh)	26,00	4,52%	Combus. Gaseoso	4.204	161,7
Nuclear (TWh)	451,53	78,48%			0,0
Renovables (TWh)	58,29	10,13%			0,0
Otros(TWh)	4,72	0,82%	Otros Combustibles	5.084	1.077,1
Alemania	620,30	100,00%	TOTAL	325.398	524,6
Carbón (TWh)	269,61	43,46%	Combus. Sólidos	281.126	1.042,7
Petróleo (TWh)	10,58	1,71%	Combus. Líquidos	5.911	558,7
Gas (TWh)	76,61	12,35%	Combus. Gaseoso	30.308	395,6
Nuclear (TWh)	163,06	26,29%			0,0
Renovables (TWh)	64,66	10,42%			0,0
Otros(TWh)	35,78	5,77%	Otros Combustibles	8.053	225,1
Grecia	60,02	100,00%	TOTAL	54.342	905,4
Carbón (TWh)	35,54	59,21%	Combus. Sólidos	43.968	1.237,1
Petróleo (TWh)	9,21	15,34%	Combus. Líquidos	6.265	680,2
Gas (TWh)	8,17	13,61%	Combus. Gaseoso	4.109	502,9
Nuclear (TWh)		0,00%			
Renovables (TWh)	6,41	10,68%			0,0
Otros(TWh)	0,69	1,15%	Otros Combustibles		0,0
Irlanda	25,35	100,00%	TOTAL	15.137	597,1
Carbón (TWh)	8,84	34,87%	Combus. Sólidos	7.910	894,8
Petróleo (TWh)	3,34	13,18%	Combus. Líquidos	2.563	767,4
Gas (TWh)	10,96	43,23%	Combus. Gaseoso	4.664	425,5
Nuclear (TWh)		0,00%			
Renovables (TWh)	1,87	7,38%			0,0
Otros(TWh)	0,34	1,34%	Otros Combustibles		0,0
Italia	303,70	100,00%	TOTAL	120.588	397,1
Carbón (TWh)	43,61	14,36%	Combus. Sólidos	39.614	908,4
Petróleo (TWh)	47,12	15,52%	Combus. Líquidos	22.765	483,1
Gas (TWh)	155,07	51,06%	Combus. Gaseoso	57.898	373,4
Nuclear (TWh)		0,00%			
Renovables (TWh)	49,75	16,38%			0,0
Otros(TWh)	8,15	2,68%	Otros Combustibles	311	38,2
Luxemburgo	4,13	100,00%	TOTAL	356	86,2
Carbón (TWh)		0,00%	Combus. Sólidos	0	
Petróleo (TWh)		0,00%	Combus. Líquidos	12	
Gas (TWh)	3,11	75,30%	Combus. Gaseoso	344	110,6
Nuclear (TWh)		0,00%			
Renovables (TWh)	0,24	5,81%			0,0
Otros(TWh)	0,78	18,89%	Otros Combustibles		0,0
Holanda	100,22	100,00%	TOTAL	53.961	538,4
Carbón (TWh)	23,50	23,45%	Combus. Sólidos	25.734	1.095,1
Petróleo (TWh)	2,26	2,26%	Combus. Líquidos	2.150	951,3
Gas (TWh)	61,28	61,15%	Combus. Gaseoso	23.976	391,3
Nuclear (TWh)	4,00	3,99%			0,0
Renovables (TWh)	8,92	8,90%			0,0
Otros(TWh)	0,26	0,26%	Otros Combustibles	2.101	8.080,8
Portugal	46,59	100,00%	TOTAL	21.174	454,5
Carbón (TWh)	15,23	32,69%	Combus. Sólidos	12.157	798,2

Aspectos relativos a la inversión del sector eléctrico español ante el desafío del Protocolo de Kioto.

Petróleo (TWh)	8,79	18,87%	Combust. Líquidos	5.417	616,3
Gas (TWh)	13,61	29,21%	Combust. Gaseoso	3.600	264,5
Nuclear (TWh)		0,00%			
Renovables (TWh)	8,56	18,37%			0,0
Otros(TWh)	0,40	0,86%	Otros Combustibles		0,0
España	294,08	100,00%	TOTAL	110.032	374,2
Carbón (TWh)	79,05	26,88%	Combust. Sólidos	76.013	961,6
Petróleo (TWh)	24,42	8,30%	Combust. Líquidos	12.931	529,5
Gas (TWh)	80,48	27,37%	Combust. Gaseoso	20.365	253,0
Nuclear (TWh)	57,54	19,57%			0,0
Renovables (TWh)	43,96	14,95%			0,0
Otros(TWh)	8,63	2,93%	Otros Combustibles	723	83,8
Suecia	158,45	100,00%	TOTAL	8.435	53,2
Carbón (TWh)	0,65	0,41%	Combust. Sólidos	5.477	8.426,2
Petróleo (TWh)	1,38	0,87%	Combust. Líquidos	1.258	911,6
Gas (TWh)	1,32	0,83%	Combust. Gaseoso	556	421,2
Nuclear (TWh)	72,38	45,68%			0,0
Renovables (TWh)	82,05	51,78%			0,0
Otros(TWh)	0,67	0,42%	Otros Combustibles	1.144	1.707,5
Reino Unido	400,54	100,00%	TOTAL	173.071	432,1
Carbón (TWh)	134,92	33,68%	Combust. Sólidos	114.121	845,8
Petróleo (TWh)	5,42	1,35%	Combust. Líquidos	2.507	462,5
Gas (TWh)	154,88	38,67%	Combust. Gaseoso	54.770	353,6
Nuclear (TWh)	81,62	20,38%			0,0
Renovables (TWh)	17,50	4,37%			0,0
Otros(TWh)	6,20	1,55%	Otros Combustibles	1.673	269,8
UE-15	2.848,33	100,00%	TOTAL	1.003.896	352,5
Carbón (TWh)	680,36	23,89%	Combust. Sólidos	675.494	992,8
Petróleo (TWh)	125,00	4,39%	Combust. Líquidos	74.868	598,9
Gas (TWh)	651,74	22,88%	Combust. Gaseoso	225.810	346,5
Nuclear (TWh)	901,00	31,63%			0,0
Renovables (TWh)	418,60	14,70%			0,0
Otros(TWh)	71,63	2,51%	Otros Combustibles	27.724	387,0

Fuente: Eurostat
Elaboración propia

Se puede comprobar como los países que menos CO₂ emiten por TWh producido son aquellos que presentan mayor peso de energías nuclear y renovable, es decir, las no intensivas en CO₂. Pero es que **España es incluso más eficiente que países como Alemania, que presenta un mix de producción con fuentes no intensivas en CO₂ (nuclear y renovables) mayores que España.**

Tabla 9

Porcentaje de producción con energía nuclear y renovable

% sobre producción eléctrica en 2005	NUCLEAR	RENOVABLE	TOTAL
Suecia	45,68%	51,78%	97,46%
Francia	78,48%	10,13%	88,61%
Austria	-	60,23%	60,23%
Finlandia	32,98%	33,39%	66,38%
Bélgica	54,69%	3,02%	57,72%
España	19,57%	14,95%	34,51%
Reino Unido	20,38%	4,37%	24,75%
Alemania	26,29%	10,42%	36,71%

Fuente: Eurostat

Elaboración propia

Tenemos por lo tanto, una situación en la que el sector eléctrico español tiene que reducir sus emisiones de CO₂ en un **entorno** en el que ya ha hecho un esfuerzo importantísimo en esta materia, con unas **ratios de eficiencia muy buenas**, y con la dificultad añadida de una situación internacional inestable en cuanto a precios de materias primas, y una situación nacional donde cada vez **aumenta más la dependencia energética del exterior**, con pluviosidad irregular e incluso con tendencia descendente, y donde, de momento y **por decisión política, no se pueden iniciar construcciones de nuevas centrales nucleares.**

2.5. Plan Nacional de Asignación 2008-2012. Aumentan las restricciones para el sector eléctrico

Se aprueba mediante el **Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre de 2006**, por el que se asignan derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el periodo 2008-2012.

Este Plan se enfrenta a un difícil equilibrio: por un lado ha de hacer posible el cumplimiento del compromiso cuantificado de limitación del crecimiento de emisiones de gases de efecto invernadero en España asumido al ratificar el Protocolo de Kioto. Por otro lado debe preservar la competitividad y el empleo y resultar compatible con la estabilidad económica y presupuestaria y no incidir negativamente en la economía española. Para lograr este objetivo, se continúa e intensifica el esfuerzo iniciado con el Plan Nacional de Asignación 2005-07 en aquellos sectores que presentan las oportunidades de reducción más eficientes minimizando los efectos sociales potencialmente adversos, en particular los que afecten al empleo.

La estructura del Plan Nacional de Asignación incluye la referencia al compromiso de España en la decisión de ratificación del Protocolo de Kioto; la cuantía total de derechos que se pueden asignar; la coherencia con el compromiso de Kioto y la carga compartida en el ámbito de la Unión Europea; las medidas de los sectores no afectados por el comercio de derechos de emisión; los instrumentos de flexibilidad; las asignaciones por sectores; el método de asignación a nivel de instalación; los aspectos técnicos; los potenciales de reducción de emisiones; el tratamiento de los nuevos entrantes; otras legislaciones de la Unión Europea y las principales cuestiones vinculadas a los procesos de consulta pública.

El objetivo fijado en este Plan 2008-12 está dirigido a que las emisiones globales de Gases de Efecto Invernadero en España no superen en más de 37% las del año base en promedio anual durante el periodo de vigencia. Esto

supone un aumento respecto del objetivo marcado en el anterior Plan, en el que se decía que en las emisiones durante este periodo se debían de estabilizar en un 24%.

El reparto del esfuerzo de reducción se hace en base a la **Ley 1/2005**, se mantiene el peso actual de las emisiones de CO₂ de los sectores incluidos en la Directiva (45%) respecto a las emisiones totales nacionales.

Se propone repartir en el Plan un total de 152,673 Mt CO₂ /año (se reparten 144,848 Mt CO₂ /año y una reserva adicional de 7,825 Mt CO₂ /año) Esto supone una reducción del 19,6% respecto de las emisiones de 2005 (189,84Mt) y una reducción del 16,2% respecto de la asignación promedio anual de los años 2005-2007.

Del total de derechos asignados, **54,05 Mt CO₂ /año se asignan al sector eléctrico**. Este sector es el que va a tener que hacer **el mayor esfuerzo**, pues es el menos sensible a competencia exterior y tiene mayor capacidad de internalizar estos costes, es por tanto el que puede minimizar un impacto negativo en la competitividad y el empleo. Aplicar este carácter restrictivo al resto de sectores industriales podría suponer la deslocalización de muchas empresas a otros países menos restrictivos

Tabla 10

Reparto de derechos de emisión según el PNA 2008-12

Unidades: Mill. Tm CO ₂	Emisiones 2002		Emisiones 2005		Asignaciones Promedio PNA 2005-07		Asignaciones Promedio PNA 2008-12	
	Directiva (sectores comercio)	180,960	45%	189,840	43%	178,881		144,700
Generación Eléctrica	95,950	53%	101,240	56%	85,400	47%	54,694	30%
Subsectores Industriales	85,010	47%	88,600	47%	93,481	52%	90,006	62%
Otras instalaciones de combustión	16,630	9%	20,430	11%	23,136	13%	17,200	12%
Refinerías de hidrocarburos	14,860	8%	15,460	8%	15,250	9%	15,889	11%
Instalaciones producción de arrabio o de acero	10,850	6%	11,050	6%	11,230	6%	11,790	8%
Cemento	26,580	15%	27,380	14%	27,535	15%	29,015	20%
Cal	2,200	1%	2,060	1%	2,456	1%	2,276	2%
Vidrio	2,160	1%	1,990	1%	2,244	1%	2,160	1%
Fritas	0,600	0%	0,580	0%	0,684	0%	0,624	0%
Ladrillos y Tejas	5,510	3%	4,100	2%	4,773	3%	4,219	3%
Azulejos y Baldosas	1,100	1%	0,800	0%	0,875	0%	1,363	1%
Pasta de papel a partir de madera	4,520	2%	4,750	3%	5,298	3%	5,470	4%
Reserva					3,294		7,959	
TOTAL ASIGNACIÓN					182,175		152,659	
No Directiva	221,100	55%	250,809	57%				
Total	402,060		440,649					

Fuente: PNA 2008-2012

Según datos de las emisiones verificadas del año 2007¹, el sector eléctrico tuvo unas emisiones de 102,605 Mt CO₂ /año, presentando ya un déficit del 22%. Si además se les asigna un total de 54,7 Mt CO₂ /año se prevé que presentará fuertes déficit que tendrá que cubrir con mecanismos de flexibilidad, y por lo tanto **tendrá que asumir importantes aumentos en sus costes de producción de energía.**

A continuación hago una primera valoración del posible impacto en gastos que tendrán que asumir las empresas titulares de instalaciones de generación eléctrica sujetas por la Ley 1/2005, utilizando el precio de cotización de los futuros de los derechos de emisión (datos facilitados por European Climate Exchange a mediados de enero de 2009) que presento en la siguiente tabla:

¹ Aplicación de la Ley 1/2005. Emisiones Verificadas frente a asignaciones: Año 2007. Ministerio de Medio Ambiente. Secretaria General para la Prevención de la Contaminación y del Cambio Climático

Tabla 11

Precios de cotización de los futuros de los derechos de CO₂

Mes	Precio (euros)
Dic08 (*)	15,30
Dic09	11,91
Dic10	12,26
Dic11	12,74
Dic12	13,38

Fuente:

www.europeanclimateexchange.com

(*) cotización del último día del año

Y realizando una simple hipótesis en la que suponemos que en el periodo 2008-2012 el sector eléctrico es capaz de reducir un 5% cada año sus emisiones de forma continuada, se puede observar que el déficit para el periodo 2008-12 es mayor a 2.200 millones de euros.

Tabla 12

Estimación del déficit de derechos para el sector eléctrico

	Emisiones 2007	102,6	MtCO ₂	Déficit medio	
	Asignación Promedio 08-12	54,694	MtCO ₂	MtCO ₂	Mill. Euros
	Emisiones	Reducción s/ 2007	Precio Futuro	MtCO ₂	Mill. Euros
2008	97,71	95%	15,3	43,02	658,2
2009	93,06	91%	11,91	38,37	457,0
2010	88,63	86%	12,26	33,94	416,1
2011	84,41	82%	12,74	29,72	378,6
2012	80,39	78%	13,38	25,70	343,8
Total				170,73	2.253,6

Elaboración Propia

Haciendo el mismo ejercicio, y con los mismos datos de cotización, pero asumiendo una reducción anual del 10% en las emisiones, el déficit seguiría siendo de 115,46 Mt CO₂ con un coste estimado de 1.539,8 Mill euros.

Al resto de sectores sujetos a este Plan se le asignan un promedio anual de 90,0 Mt CO₂ /año, exigiéndoles un esfuerzo del 6,6% frente a las asignaciones promedio de 2005-07 (93,48 Mt CO₂ /año). Según los datos de las emisiones verificadas del año 2007, las emisiones fueron de 84,0 Mt CO₂ /año, y presentaron un superávit de derechos de 9,8 Mt CO₂.

En los demás sectores no sujetos por esta normativa también se van a desarrollar importantes actuaciones encaminadas a lograr reducciones en sus emisiones. Se estima que respecto de las emisiones del año base, un 28% se deberá de reducir mediante medidas adicionales de limitación de las emisiones y un 22% mediante la adquisición de créditos de carbono y sumideros.

Los mecanismos de flexibilidad serán, por lo tanto, pieza clave para el cumplimiento de los objetivos de Kioto. Se establece un límite a la utilización de los mecanismos flexibilidad por parte de los titulares de instalaciones; un 70% para el sector de producción eléctrica de servicios público y del 20% para el resto de sectores.

Por otro lado, y en referencia a la absorción por los sumideros de carbono, se estima un mínimo de 28,94 Mt para el periodo 2008-2012, esto es, el 2% de las emisiones del año base multiplicado por los 5 años del quinquenio.

3. EVOLUCIÓN DEL SECTOR Y LOS PLANES NACIONALES DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN

A continuación presentamos un resumen de las principales magnitudes del sector eléctrico español para analizar su evolución durante los últimos años, así como un estudio de los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión

3.1 EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO. PRINCIPALES MAGNITUDES

3.1.1. Evolución de la producción y potencia instalada del sector eléctrico español

El Sector Eléctrico Español ha sufrido en los últimos años unos cambios muy fuertes. En 12 años, desde 1996 hasta 2007, la demanda ha pasado de 156.249 GWh a 276.849 GWh, lo que supone un incremento del 77%.

En la siguiente tabla mostramos la evolución de la cobertura de demanda por tipo de central desde 1996 hasta 2007. Esta misma estructura es la que utilizaremos para realizar las hipótesis de producción futuras

Tabla 13

Evolución de la producción de electricidad

GWh	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Cobertura de Demanda												
Carbón	52.395	62.098	60.190	72.315	76.374	68.091	78.769	72.249	76.359	77.393	66.005	71.833
hulla+antracita				38.182	39.450	34.671	40.313	36.708	38.926	40.416	32.412	35.751
Lignito negro				7.327	9.057	6.466	9.612	8.222	8.888	9.780	8.640	8.313
Lignito pardo				13.924	14.262	14.240	15.651	14.142	15.463	13.277	12.826	13.637
Carbón Importación				12.882	13.605	12.714	13.193	13.177	13.082	13.920	12.127	14.132
Fuel	2.149	6.843	5.658	9.925	10.249	12.398	16.474	8.035	7.697	10.013	5.905	2.397
Ciclo Combinado	0	0	0	0	0	0	5.308	14.991	28.974	48.885	63.506	68.139
Extrapeninsular					10.851	11.620	12.046	13.217	14.001	14.693	15.353	15.705
TOTAL emisores	54.544	68.941	65.848	82.240	97.474	92.109	112.597	108.492	127.031	150.984	150.769	158.074
Hidráulica	37.692	33.168	33.992	24.171	27.842	39.424	22.598	38.872	29.777	19.169	25.330	26.352
Nuclear	56.329	55.298	59.003	58.852	62.206	63.708	63.016	61.875	63.606	57.539	60.126	55.102
Consumos en generación	-5.511	-6.351	-6.309	-7.224	-7.827	-7.584	-8.420	-8.162	-8.649	-9.082	-8.907	-8.753
Consumos en generación Extrapeninsular					-742	-781	-809	-825	-852	-858	-863	-846
Régimen Especial	13.659	16.161	19.733	24.260	26.640	30.278	35.401	41.404	45.868	50.605	50.238	56.302
Hidráulica	3.544	3.429	3.578	3.738	3.836	4.289	3.771	4.939	4.596	3.653	3.971	3.965
Eólica	304	620	1.237	2.474	4.462	6.600	9.257	11.720	15.753	20.532	22.631	26.888
Otras renovables			1.109	1.310	1.371	2.107	2.830	3.295	3.038	3.956	4.049	4.876
No renovables	8.741	11.100	13.809	16.738	16.971	17.282	19.543	21.450	22.481	22.464	19.587	20.573
Régimen Especial Extrapeninsular					685	742	731	729	668	671	645	717
Consumos en bombeo	-1.523	-1.761	-2.588	-3.666	-4.907	-4.131	-6.957	-4.678	-4.605	-6.358	-5.261	-4.349
Intercambios Internacionales	1.059	-3.073	3.402	5.719	4.426	3.458	5.329	1.264	-3.027	-1.343	-3.280	-5.750
TOTAL DEMANDA (B.C.)	156.249	162.383	173.081	184.352	205.797	217.223	223.486	238.971	249.817	261.327	268.797	276.849
RO Peninsular	148.565	157.407	158.843	165.263	176.671	183.621	186.165	196.022	206.413	212.999	220.872	223.823
RE Peninsular	13.659	16.161	19.733	24.260	26.640	30.278	35.401	41.404	45.868	50.605	50.238	56.302
RO Extrapeninsular	0	0	0	0	10.851	11.620	12.046	13.217	14.001	14.693	15.353	15.705
RE Extrapeninsular	0	0	0	0	685	742	731	729	668	671	645	717

Fuente: Red Eléctrica de España

La cobertura de la demanda ha presentado profundos cambios

Tabla 14

Cobertura de la demanda

% de producción	1996	2000	2007
Carbón	32,3%	35,5%	24,2%
Fuel	1,3%	4,8%	0,8%
Ciclo Combinado	0,0%	0,0%	23,0%
Extrapeninsular	0,0%	5,1%	5,3%
Hidráulica	23,2%	13,0%	8,9%
Nuclear	34,7%	29,0%	18,6%
Régimen Especial Peninsular:	8,4%	12,4%	19,0%
- Eólica	0,2%	2,1%	9,1%
- Otros Régimen Especial	8,2%	10,3%	9,9%
Régimen Especial Extrapeninsular	0,0%	0,3%	0,2%
Total Producción	100,0%	100,00%	100,00%

Elaboración Propia

Se puede observar en la tabla anterior cómo la disminución de producción relativa en centrales de carbón, en centrales de fuel, hidráulicas y nucleares se han cubierto por el desarrollo del Ciclo Combinado y por el crecimiento del Régimen Especial, sobre todo por la energía eólica

Si bien es cierto, que la producción con carbón ha aumentado un 37% desde 1996 y que la producción nuclear se ha mantenido más o menos estable durante todo el periodo, la pérdida de peso relativo en el mix de producción es evidente.

Y parece clara la **apuesta** que el sector ha hecho **por el ciclo combinado**, pues hemos pasado de no tener nada de producción con este tipo de centrales hasta 2002 a cubrir, en sólo 5 años, casi el **23% del total de la demanda**.

Es importante destacar, pues nos determinará mucho a la hora de cuantificar las emisiones de CO₂ del sector, la irregularidad de la producción de electricidad en centrales hidroeléctricas convencionales, ya que puede pasar de producir un máximo de 39.424 GWh en 2001 o 38.872 GWh en 2003 a un mínimo de 19.169 GWh en 2005. Lógicamente, este descenso se tuvo que cubrir gracias a la aportación de la producción de electricidad en centrales de carbón y sobretodo de ciclo combinado. Es decir, la irregularidad de la producción de electricidad en una fuente de generación no emisora de gases de efecto invernadero se tiene que suplir con producción en centrales emisoras, aunque sea con las nuevas y eficientes plantas de ciclo combinado.

Este grado de volatilidad, hace difícil el establecimiento de modelos futuros de producción.

Estos cambios en la producción se explican por el fortísimo esfuerzo inversor que ha permitido casi duplicar la potencia instalada desde el año 1996, más concretamente ha permitido pasar de una potencia instalada de 56.231 MW en el año 2000 a una potencia instalada de 90.459 MW en 2007 (un incremento de un 61% en sólo 7 años)

Tabla 15

Evolución de la potencia instalada

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
MW												
Carbón	10.674	11.224	11.224	11.238	11.542	11.565	11.565	11.565	11.565	11.424	11.424	11.357
hulla+antracita	5.960	5.960	5.960	5.974	6.080	6.088	6.088	6.088	6.088	5.947	5.947	5.880
Lignito negro	1.450	1.450	1.450	1.450	1.502	1.502	1.502	1.502	1.502	1.502	1.502	1.502
Lignito pardo	1.950	1.950	1.950	1.950	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031
Carbón Importación	1.314	1.864	1.864	1.864	1.929	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
Fuel / mixtas	8.214	8.214	8.214	8.214	8.214	8.214	7.511	6.947	6.947	6.647	6.647	4.810
Ciclo Combinado	0	0	0	0	0	0	3.136	4.347	8.233	12.224	15.500	20.958
Extrapeñinsular (régimen Ord)					2.971	3.031	3.074	3.507	3.740	3.880	4.199	4.479
TOTAL emisores	18.888	19.438	19.438	19.452	22.727	22.810	25.286	26.366	30.485	34.175	37.770	41.604
Hidráulica	16.549	16.532	16.452	16.524	16.524	16.586	16.586	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657
Nuclear	7.422	7.581	7.632	7.686	7.799	7.816	7.816	7.816	7.876	7.876	7.716	7.716
Régimen Especial	3.812	4.598	5.712	7.206	8.986	10.876	13.208	14.846	17.447	19.261	20.809	24.200
Hidráulica	1.026	1.095	1.158	1.290	1.380	1.433	1.489	1.559	1.636	1.767	1.809	1.913
Eólica	163	405	760	1.467	2.298	3.442	4.950	6.220	8.442	9.890	11.140	13.909
Otras renovables	229	231	247	295	339	455	626	702	879	948	1.091	1.507
No renovables	2.393	2.867	3.547	4.154	4.969	5.546	6.143	6.365	6.490	6.656	6.769	6.871
Régimen Especial (extrapeñinsular)					195	214	224	241	261	236	246	282
TOTAL	46.671	48.149	49.234	50.868	56.231	58.302	63.120	65.926	72.726	78.205	83.198	90.459
Peninsular					53.065	55.057	59.822	62.178	68.725	74.089	78.753	85.698
Total Régimen Ordinario	42.859	43.551	43.522	43.662	47.050	47.212	49.688	50.839	55.018	58.708	62.143	65.977
Total Régimen Especial	3.812	4.598	5.712	7.206	9.181	11.090	13.432	15.087	17.708	19.497	21.055	24.482

Fuente: REE Informe Anual 2005/06/07

Estudiando por tipo de centrales la evolución de la potencia instalada podemos justificar el crecimiento de la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado y el crecimiento del régimen especial, concretamente de la energía eólica.

Tabla 16

Participación por tipo de instalación en la potencia instalada del sector

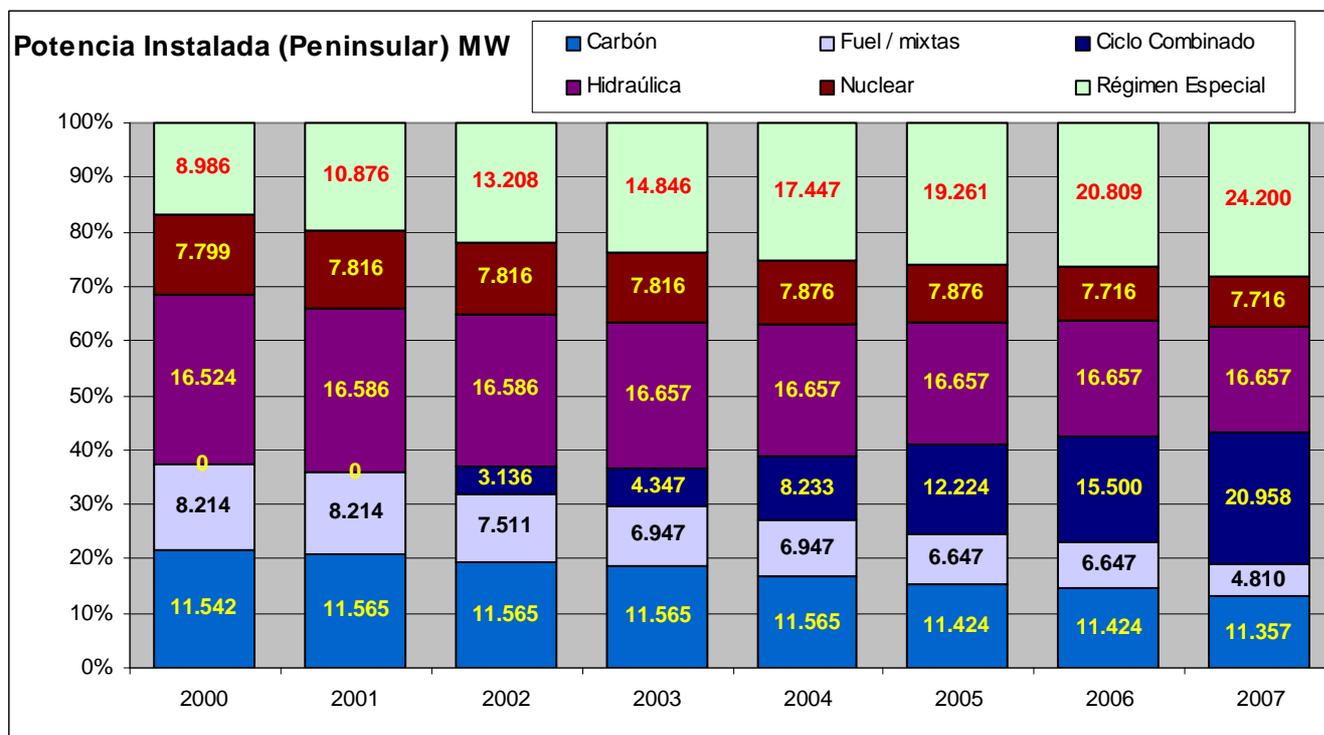
% instalación	1996	2000	2007
Carbón	22,9%	20,5%	12,6%
Fuel	17,6%	14,6%	5,3%
Ciclo Combinado	0,0%	0,0%	23,2%
Extrapeeninsular	0,0%	5,3%	5,0%
Hidráulica	35,5%	29,4%	18,4%
Nuclear	15,9%	13,9%	8,5%
Régimen Especial:	8,2%	16,0%	26,8%
Eólica	0,3%	4,1%	15,4%
Otros Régimen Especial	7,8%	11,9%	11,4%
Régimen Especial			
Extrapeeninsular	0,0%	0,3%	0,3%
Total Producción	100,0%	100,0%	100,0%

Elaboración propia

En el siguiente gráfico, se puede comprobar rápidamente el enorme desarrollo del ciclo combinado y del régimen especial frente a tecnologías más convencionales como son las centrales de carbón o la de fuel

Gráfico 2

Evolución de la potencia instalada en la península



Fuente: Red Eléctrica de España. Elaboración propia

Es muy relevante la pérdida de peso relativo de las centrales de carbón, fuel, hidráulica y nuclear a favor de las centrales de ciclo combinado y de las centrales eólicas. Y esto a pesar de que a penas ha habido variación en su potencia instalada. Se puede decir que en España durante los últimos años se ha invertido en centrales de ciclo combinado y en parques eólicos.

3.1.2. Dependencia energética del crecimiento económico nacional.

¿Cambio de tendencia?

El crecimiento de la producción de electricidad ha venido condicionado por el fuerte crecimiento económico del país de los últimos años, si bien es cierto que en la economía española se ha producido con una **gran dependencia energética**.

Tabla 17

Evolución del PIB y de la Demanda de electricidad

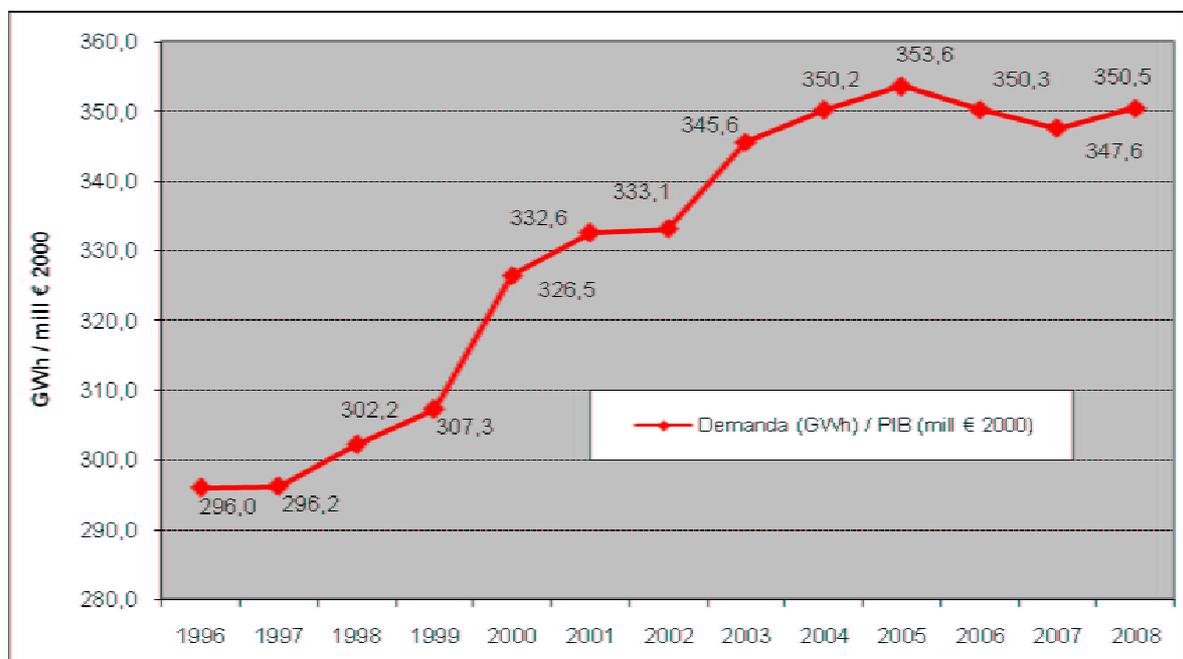
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
PIB mill € 2000	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,20	670,90	691,40	713,40	739,00	767,40	796,56	805,80
Variación n / n-1		3,9%	4,5%	4,7%	5,1%	3,6%	2,7%	3,1%	3,2%	3,6%	3,8%	3,8%	1,2%
Variación n / 1996		3,9%	8,5%	13,7%	19,4%	23,7%	27,1%	31,0%	35,1%	40,0%	45,4%	50,9%	52,6%
Demanda BC (GWh)	156.249	162.383	173.081	184.352	205.797	217.223	223.486	238.971	249.817	261.327	268.797	276.849	282.424
Variación n / n-1		3,9%	6,6%	6,5%	11,6%	5,6%	2,9%	6,9%	4,5%	4,6%	2,9%	3,0%	2,0%
Variación n / 1996		3,9%	10,8%	18,0%	31,7%	39,0%	43,0%	52,9%	59,9%	67,3%	72,0%	77,2%	80,8%
Demanda (GWh) / PIB (mill € 2000)	295,98	296,16	302,17	307,25	326,51	332,55	333,11	345,63	350,18	353,62	350,27	347,56	350,5

Fuente: Secretaría General de Energía

Durante el periodo 1996 a 2008 el Producto Interior Bruto (PIB en euros constantes de 2000) del país ha aumentado un 53%, pasando de 527,90 millones de euros constantes de 2000 en 1996 a valer 805,8 millones de euros constantes de 2000 en 2008. Sin embargo, la demanda de electricidad ha aumentado un 80,8%, **necesitando generar más electricidad para cada unidad de PIB**. Esta evolución se puede ver claramente en el siguiente gráfico:

Gráfico 3

Evolución de la ratio Demanda de Electricidad / PIB



Fuente: Secretaría General de Energía

La tendencia ha sido claramente creciente hasta el año 2005, y a partir de 2006 y 2007 se ha conseguido crecimientos económicos del 3,8 % cada año con un crecimiento de la demanda del 2,9% en 2006 y del 3.0% en 2007. Sin embargo, en 2008, parece que se ha vuelto a aumentar respecto del año anterior.

Esto se ha interpretado como **una mejora en la eficiencia de la economía**, pues se necesita menos energía por cada unidad de PIB

3.1.3. Dependencia energética exterior. Un país más dependiente de las importaciones de energía

Por otro lado, este cambio tecnológico motivado por el **incremento del uso del ciclo combinado, tiene una consecuencia negativa un aumento del grado de dependencia exterior**, tanto del sector como del conjunto se la economía.

Según los datos de la Secretaría General de Energía, desde el año 2000 hasta 2007, el sector ha pasado de tener que importar el 37% de la energía primaria que utiliza en su proceso productivo a importar el 51,4% en 2007.

Lógicamente, y debido al peso del consumo de energía primaria en el conjunto de la economía (casi el 38% del consumo de la energía primaria se utiliza en la generación de electricidad), esto ha hecho empeorar el grado de autoabastecimiento energético de nuestro país al 20,9 % en 2007 (frente a un 26,3% en el año 2000).

Si nos comparamos con la Unión Europea, podemos ver que **España es de los países con mayor grado de dependencia**, ya que si en 2006, la media del a UE-25 era de 54.4%, España tuvo ese año una dependencia del 81.4%

Esto provoca, tanto para el sector como para el conjunto de la economía un **doble riesgo** que hay que tratar de cubrir y gestionar. Nos enfrentamos, por un lado a un **riesgo de suministro** y por otro lado a un **riesgo de tipos de cambios en los precios de importación**.

Tabla 18

Dependencia energética exterior de 2005 para la UE-25

Año 2005				
Consumo Interno de energía bruto			Import. netas. 10 ⁶ tep	Dependencia energética (%)
	10 ⁶ tep	tep por hab.		
UE 25	1.637,2	3,6	949,7	56,2
Chipre	2,2	2,9	2,6	105,5
Portugal	24,3	2,3	24,6	99,4
Luxemburgo	4,6	10,1	4,6	99,0
Letonia	3,5	1,5	3,3	94,0
Irlanda	15,4	3,7	14,0	90,2
Italia	181,9	3,1	160,9	86,8
España	139,5	3,2	125,7	85,1
Austria	29,2	3,6	24,1	82,6
Bélgica	52,0	5,0	48,4	80,7
Grecia	30,2	2,7	23,5	70,8
Finlandia	27,0	5,2	18,7	69,3
Eslovaquia	18,5	3,4	12,5	67,8
Hungría	26,3	2,6	17,2	65,3
Alemania	324,2	3,9	212,6	65,1
Lituania	7,8	2,3	5,0	63,1
Eslovenia	6,3	3,1	3,5	55,9
Francia	257,3	4,2	141,9	54,5
Suecia	41,3	4,6	19,4	45,0
Holanda	79,6	4,9	37,8	39,9
Rep Checa	34,2	3,3	12,9	37,6
Estonia	4,6	3,4	1,5	33,9
Polonia	86,2	2,3	15,9	18,4
Reino Unido	224,1	3,7	29,4	13,0
Dinamarca	16,9	3,1	-10,4	-58,8
Malta	(a)	(a)	(a)	(a)

(a) Dato no disponible

Fuente: Eurostat

3.1.4. Comparación con la Unión Europea. Desarrollo del sector y mejora de la eficiencia en las emisiones de CO₂

Dentro de este estudio inicial del Sector Eléctrico Español y para entender su situación actual, es conveniente volver a remarcar el alto grado de eficiencia que presenta en relación a los países de su entorno.

Si comparamos el **Sector Eléctrico Español** con los países de la UE-15 veremos que el español es el que **ha presentado un crecimiento más fuerte** (excluyendo a Luxemburgo) desde 1990 hasta 2006. Si la media de la UE ha aumentado un 33,8%, España lo ha hecho en un 99,6%.

Esto lo ha logrado además **mejorando la eficiencia en cuanto a emisiones de CO₂**. Si hacemos una ratio entre las emisiones realizadas por el sector con la producción de electricidad, veremos que de media, en 1990 para generar un TWh, en España se emitían 423,74 Gg CO₂ / TWh, sin embargo en 2006 se logró bajar a un 334,51. Manteniéndose por debajo de la media europea en 96.8% (352,72 media UE-15) y logrando una reducción de esta ratio mayor que la media europea, un 21% frente a 19,7% de la UE-15

Esto se ha logrado, como hemos dicho anteriormente por la apuesta clara por el ciclo combinado y, en menor medida, por la energía eólica.

Tabla 19

Evolución de las emisiones, de la producción de electricidad y de las emisiones relativas de los países de la Unión Europea a 15 países

	Emisiones de gases de efecto invernadero (Gg CO ₂ equivalentes)					Variación 1990-06		
	1990	2003	2004	2005	2006	% in 2006		
						Emisión (Gg CO ₂)	(%)	
Austria	10.888	13.422	12.939	12.744	12.049	1,18%	1.161	17,05%
Bélgica	23.420	23.590	24.231	24.462	22.637	2,22%	-783	4,45%
Dinamarca	24.736	28.869	22.832	19.603	26.858	2,64%	2.122	-20,75%
Finlandia	16.646	33.271	29.354	18.654	29.412	2,89%	12.766	12,06%
Francia	48.131	46.145	43.328	45.788	46.883	4,60%	-1.248	-4,87%
Alemania	334.810	328.709	333.531	325.341	329.294	32,34%	-5.516	-2,83%
Grecia	40.632	52.709	53.897	53.823	50.945	5,00%	10.313	32,46%
Irlanda	10.876	15.109	14.737	15.136	14.411	1,42%	3.535	39,17%
Italia	107.135	124.833	122.597	119.968	121.579	11,94%	14.444	11,98%
Luxemburgo	1.268	1.266	1.383	1.415	1.462	0,14%	194	11,59%
Holanda	39.923	54.995	56.807	53.970	49.312	4,84%	9.389	35,19%
Portugal	13.960	17.680	18.951	22.598	19.508	1,92%	5.548	61,88%
España	64.341	91.082	99.637	110.042	101.361	9,95%	37.020	71,03%
Suecia	7.691	10.216	9.389	8.400	8.125	0,80%	434	9,22%
Reino Unido	203.991	170.578	170.894	175.763	184.504	18,12%	-19.487	-13,84%
UE-15	948.448	1.012.474	1.014.507	1.007.707	1.018.340		69.892	6,2%

Aspectos relativos a la inversión del sector eléctrico español ante el desafío del Protocolo de Kioto.

Producción Bruta							Variación 1990-06	
	1990	2003	2004	2005	2006	% en 2006	(TWh)	(%)
TWh								
Austria	50,29	60,11	64,16	65,72	63,50	2,20%	13,21	26,27%
Bélgica	70,85	84,62	85,44	87,03	85,50	2,96%	14,65	20,68%
Dinamarca	25,82	46,18	40,43	36,28	45,72	1,58%	19,90	77,07%
Finlandia	54,36	84,23	85,82	70,55	82,30	2,85%	27,94	51,40%
Francia	420,74	566,96	573,79	575,37	574,47	19,90%	153,73	36,54%
Alemania	549,94	599,47	616,79	620,30	636,60	22,05%	86,66	15,76%
Grecia	35,00	58,47	59,35	60,02	60,79	2,11%	25,79	73,69%
Irlanda	14,52	25,23	25,58	25,36	27,48	0,95%	12,96	89,26%
Italia	216,89	293,88	303,32	303,70	314,12	10,88%	97,23	44,83%
Luxemburgo	1,38	3,61	4,15	4,13	4,33	0,15%	2,95	213,77%
Holanda	71,97	96,78	100,77	100,22	98,39	3,41%	26,42	36,71%
Portugal	28,50	46,86	45,11	46,58	49,04	1,70%	20,54	72,07%
España	151,84	262,86	280,01	294,08	303,01	10,50%	151,17	99,56%
Suecia	146,92	135,40	151,73	158,44	143,30	4,96%	-3,62	-2,46%
Reino Unido	318,96	398,21	395,21	400,52	398,33	13,80%	79,37	24,88%
UE-15	2.157,98	2.762,87	2.831,66	2.848,30	2.886,88		728,90	33,8%

GgCO ₂ / TWh						Variación 1990-06	
	1990	2003	2004	2005	2006	Gg CO ₂ / TWh	(%)
Austria	216,50	223,29	201,67	193,91	189,75	-26,76	-12,36%
Bélgica	330,56	278,78	283,60	281,08	264,76	-65,80	-19,90%
Dinamarca	958,02	625,14	564,73	540,33	587,45	-370,57	-38,68%
Finlandia	306,22	395,00	342,04	264,41	357,38	51,16	16,71%
Francia	114,40	81,39	75,51	79,58	81,61	-32,79	-28,66%
Alemania	608,81	548,33	540,75	524,49	517,27	-91,54	-15,04%
Grecia	1.160,91	901,47	908,12	896,75	838,05	-322,87	-27,81%
Irlanda	749,04	598,85	576,11	596,85	524,42	-224,62	-29,99%
Italia	493,96	424,78	404,18	395,02	387,05	-106,91	-21,64%
Luxemburgo	918,84	350,69	333,25	342,62	337,64	-581,20	-63,25%
Holanda	554,72	568,25	563,73	538,52	501,19	-53,53	-9,65%
Portugal	489,82	377,29	420,11	485,14	397,80	-92,03	-18,79%
España	423,74	346,50	355,83	374,19	334,51	-89,23	-21,06%
Suecia	52,35	75,45	61,88	53,02	56,70	4,35	8,31%
Reino Unido	639,55	428,36	432,41	438,84	463,19	-176,36	-27,58%
UE-15	439,51	366,46	358,27	353,79	352,75	-86,76	-19,74%

Fuente: Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2006 and inventory report 2008

Elaboración Propia

Tenemos al final, un **sector eléctrico** que ha presentado un **crecimiento muy fuerte, con grandes esfuerzos inversores con el fin de cambiar y renovar el mix de producción y mejorar la eficiencia energética en la producción y emisión de CO₂**, pero que sin embargo ha aumentado mucho su dependencia exterior al aumentar mucho el uso de combustibles que hay que importar.

Es decir, tenemos un sector que ya ha hecho esfuerzos importantes en aumentos de eficiencia energética, al que, a pesar de esto, se le va a exigir aún mayores esfuerzos por centrarse en él las políticas de reducción de emisión de gases de efecto invernadero del país.

3.2 RESULTADOS DEL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2005-2007. DÉFICIT DEL SECTOR ELÉCTRICO

A continuación realizaremos un resumen de los resultados del primer Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-07. La Unión Europea decidió adelantarse al periodo 2008-12 que exigía el Protocolo de Kioto para probar los mecanismos aprobados y asegurar un correcto funcionamiento de su sistema para el periodo de compromiso del Protocolo.

Gracias a este análisis obtendremos unos resultados que serán válidos, útiles y necesarios para el resto de la Tesis.

3.2.1. Balance de emisiones vs. asignaciones 2005-2007. Déficit de España, superávit en Europa y déficit en el sector eléctrico

Según datos del Ministerio de Medio Ambiente (Informe de aplicación del comercio de emisiones: balance global / sectorial) y European Transaction Log a mayo/07, España ha presentado déficit de derechos en estos años, frente a al superávit de la media de la UE

Lo más destacable de estos resultados es que los países del Este (con industrias obsoletas e ineficientes que han tenido que reconvertir) y los países con fuerte peso relativo de la energía nuclear o energías renovables en su mix de producción han presentado superávit de derechos. Mientras que países con un peso relativo importante de centrales térmicas que utilizan como combustible principal combustibles fósiles han presentado déficit de derechos (como Reino Unido, Italia y España)

Para el caso concreto del año 2006, los datos son los siguientes:

Tabla 20

Balance de emisiones en el año 2006 en los países de la UE-24

	Emisiones 06 MtCO2	Asig. 06 MtCO2	Super / Déficit MtCO2
Alemania	477,6	496,20	18,60
R.U.	251,1	206,00	-45,10
Italia	227,1	204,30	-22,80
Polonia	208,7	237,10	28,40
España	179,7	175,70	-4,00
Francia	123,3	150,00	26,70
Rep. Checa	83,6	96,90	13,30
Holanda	76,7	86,40	9,70
Grecia	70,0	71,20	1,20
Bélgica	54,8	60,00	5,20
Finlandia	44,6	44,60	0,00
Dinamarca	34,2	27,90	-6,30
Portugal	33,1	36,90	3,80
Austria	32,4	32,60	0,20
Hungría	25,8	30,20	4,40
Eslovaquia	25,5	30,50	5,00
Irlanda	21,7	19,20	-2,50
Suecia	19,9	22,50	2,60
Estonia	12,1	18,20	6,10
Eslovenia	8,8	8,70	-0,10
Lituania	6,5	10,60	4,10
Chipre	5,3	5,60	0,30
Letonia	2,9	4,10	1,20
Luxemburgo	2,7	3,20	0,50
EU-24	2.028,1	2.078,6	50,50

Fuente: ETL a 15/05/07

En 2005, en España **las empresas sujetas al Plan Nacional de Asignación emitieron 183,4 MtCO₂ frente a las 173,4 MtCO₂ que tenía asignado** en el Plan. Esto supuso un déficit de 10 MtCO₂ (un 5,77%)

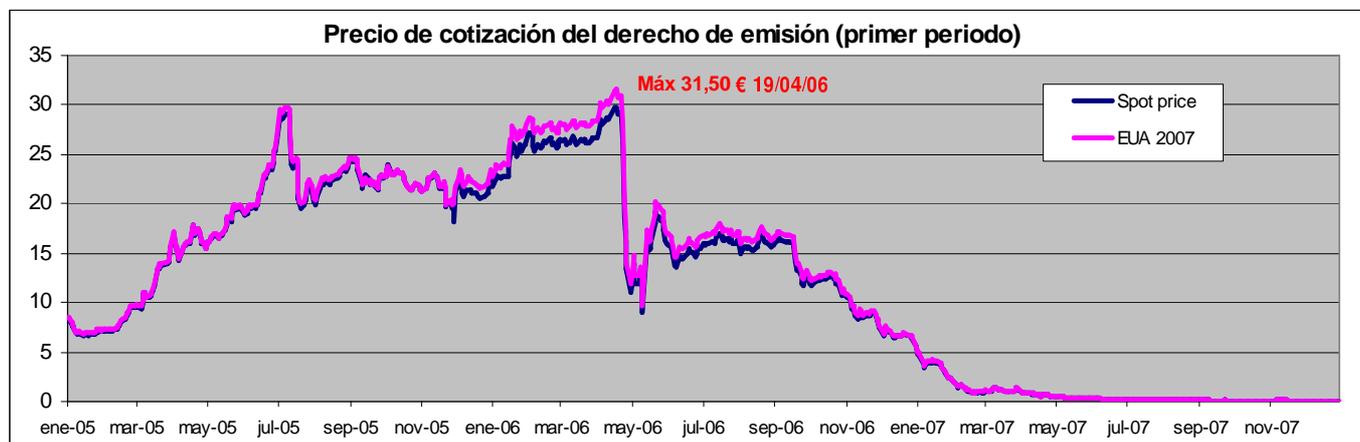
Sin embargo, **la Unión Europea-21 presentó un superávit** de 42.2 MtCO₂ (1.837,4 MtCO₂ según las asignaciones frente a unas emisiones de 1.795,2 MtCO₂).

Esto provocó una **brusca caída de precios de los derechos de emisión**, desde el máximo alcanzado en abril de 2006 (fecha en la que se empiezan a publicar los datos de emisiones del año 2005) El derecho de emisiones pasó de valer 31,50 € /tCO₂ el día 19-04-2006 a valer 9,70 € /tCO₂ en menos de un mes (12-05-2006)

En 2006, la situación fue similar, el conjunto de las empresas españolas obligadas por el Plan Nacional de Asignación a presentar el mismo número de derechos de emisión que emisiones realizadas emitieron 179,7 MtCO₂ frente a las 175,7 MtCO₂ que tenían asignadas en el Plan. Esto supuso un déficit de 4 MtCO₂ (un 2,3%). Por el contrario, la Unión Europea-24 ha tenido un superávit de 50,5 MtCO₂ que supone un 2,4% de la asignación. Este superávit aún mayor que el del año anterior, ha terminado de hundir el precio al contado del derecho de emisión, hasta los mínimos de 2007 de 0,03 € /tCO₂

Gráfico 4

Evolución del precio de cotización del derecho de emisión (2005-07)



Fuente: Point Carbon

Sin embargo, en los dos años, **tanto en la UE como en España, el sector eléctrico presentó déficit de derechos y superávit en el resto de sectores.**

En toda la UE-24 (sin Malta) existe un superávit en el sector industrial (9,7% en 2006 similar al 9,5% de 2005) y déficit en el sector energía y cogeneración (-0,9 en 2006 frente a 1,3% en el año 2005)

En España, el superávit de los sectores industriales fue de 4,7 MtCO₂ en 2005 (emisiones de 79,6 MtCO₂ frente a unas asignaciones de 84,2 MtCO₂) y de 8,4 MtCO₂ en 2006 (emisiones de 83,1 MtCO₂ frente a unas asignaciones de 91,5 MtCO₂).

Por el contrario, el déficit del sector eléctrico fue en 2005 de 15 MtCO₂ en 2005 (emisiones de 104,1 frente a unas asignaciones de 89,0 MtCO₂) y de 12,4 MtCO₂ en 2006 (emisiones de 96,6 MtCO₂ frente a unas asignaciones de 84,2 MtCO₂)

Se ve de forma clara que el **mayor esfuerzo** de reducción se está haciendo, **tanto en Europa como en España, sobre el sector eléctrico**. Justificándolo por el menor riesgo a la competencia y menor sensibilidad a pérdidas de empleos o competitividad.

Si observamos el año 2007, último año del Plan Nacional de Asignación 2005-07, veremos cómo, nuevamente, el sector eléctrico es el que ha tenido que asumir ese mayor esfuerzo. Según los datos publicados por el Ministerio de Medioambiente, del déficit de derechos de 8,5 millones de toneladas de CO₂, el sector de la generación eléctrica ha tenido 18,2 millones, frente a un superávit de 9,7 millones de toneladas de CO₂ en el resto de sectores sujetos al PNA

Tabla 21

Balance de emisiones por sectores del PNA

		Millones de ton CO ₂			Total Periodo
		2005	2006	2007	
Total	Asignación	173,2	175,7	178,1	527,0
	Emisiones Reales	183,6	179,7	186,6	549,8
	Déficit	-10,4	-4,0	-8,5	-22,8
Subtotal Combustión	Asignación	16,0	21,6	22,7	60,3
	Emisiones Reales	14,2	17,1	18,1	49,3
	Déficit	1,8	4,5	4,6	11,0
Subtotal Industrial	Asignación	68,2	69,9	71,0	209,2
	Emisiones Reales	65,4	66,0	65,9	197,3
	Déficit	2,9	3,9	5,1	11,9
Subtotal Generación Eléctrica	Asignación	89,0	84,2	84,4	257,6
	Emisiones Reales	104,1	96,6	102,6	303,3
	Déficit	-15,0	-12,4	-18,2	-45,7

Fuente Balances de Emisiones

Informes de aplicación Ley 1/2005 año 2005, 2006, 2007

Por otro lado, el año **2006 fue un año histórico en España**, en cuanto que fue el primero en el que se había logrado una **reducción en las emisiones de CO₂ siendo un año de fuerte crecimiento económico**. Según el estudio “Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007)”, Santamarta, J. y Nieto, J. (2008), CC.OO. las emisiones en 2006 fueron un 149,54% más que el año base (1990) frente al 152,16% de 2005. Esto supuso una reducción de un 2,62%, con una reducción del consumo de energía primaria (-1,3%) mientras que el PIB creció un 3,9%. Es la mayor reducción en las emisiones de GEI con crecimiento económico.

Se puede hablar de una mejora en la eficiencia energética y, aparentemente, del desacoplamiento de la economía española de las emisiones de gases de efecto invernadero, pues se produjo una reducción en las emisiones de gases con un fuerte crecimiento económico. Pero parte de este ahorro de emisiones se debió a que el año 2006 fue un buen año hidráulico, con una producción de energía hidroeléctrica un 32% superior a la de 2005. Esto permitió que las centrales térmicas, sobre todo las de carbón y fuel, funcionasen menos horas. Según este mismo informe, el consumo de carbón en las centrales termoeléctricas se redujo en 14,9% respecto de 2005, el fuel oil cayó un 44%, y el consumo de gas natural en las centrales de ciclo combinado creció pero mucho menos que en 2005. Además es muy importante el incremento en el precio del petróleo, con una cotización media del barril tipo Brent en 2005 de 54,4\$ mientras que en 2006 ha sido de 65,1\$.

Sin embargo, las emisiones en 2007, y según el mismo informe, fueron de 441,4 millones de toneladas (8,1 millones más que en 2006), elevando al 52,3 % el aumento de emisiones respecto del año 1990 (año base de referencia). Durante el año 2007 la energía primaria aumentó un 1,8% y España se situó como el país en el que más aumentaron las emisiones

Para el conjunto de las emisiones de gases de efecto invernadero del país, la evolución de la generación eléctrica es fundamental. Del total de

las emisiones sujetas a la Directiva 2003/87/CE, en 2005, el sector de la “generación” supuso 56,8% del total. Según el “Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España 1990-2005: Sumario Edición 2007”, las emisiones en 2005 de CO₂ fueron de 440,65 Mt. Esto supone que del total nacional de emisiones, casi el 24% procede de la generación de electricidad, manteniéndose estos porcentajes en niveles parecidos durante los años 2006 y 2007.

Tabla 22

Peso relativo de las emisiones del sector en el total del país

	Emisiones 05 MtCO ₂	% s/total %	Emisiones 06 MtCO ₂	Dif. Emisiones 2006-2005	% s/total %	Emisiones 07 MtCO ₂	Dif. Emisiones 2007-2006	% s/total %
Total Emisiones	440,65		433,3	-7,35		441,4	8,10	
No Directiva	257,06	58,34%	253,59	-3,47	58,53%	254,85	1,26	57,74%
Directiva	183,59	41,66%	179,71	-3,88	41,47%	186,55	6,84	42,26%
Sector Eléctrico	104,04	23,61%	96,62	-7,42	22,30%	102,61	5,99	23,25%
Sector Industrial	79,55	18,05%	83,09	3,54	19,18%	83,94	0,85	19,02%

Elaboración Propia

Fuentes

Emisiones 2005 "Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España 1990-2005: Sumario Edición 07"

Emisiones 2006 y 2007. CC.OO. "Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007)"

Ministerio de Medioambiente: Informe de Aplicación Ley 1/2005

Si observamos las emisiones procedentes del sector eléctrico, podemos ver cómo se redujeron en 2006 en 7,42 MtCO₂. Es decir, que toda la reducción del conjunto del país se debió al buen comportamiento del sector eléctrico. Parece, por lo tanto, evidente que el sector eléctrico es una pieza clave para el cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kioto para España. Aunque hay que destinar importantes esfuerzos en conseguir reducciones de emisiones en los sectores que no están regulados por las Directiva ni por los planes nacionales de asignación, sobretudo con políticas de ahorro y eficiencia energética.

Si nos fijamos en el año 2007, se comprueba que la reducción del año 2006 frente al 2005 no ha tenido continuación ya que ha habido un incremento de

emisiones de 8,1 millones de toneladas, de las cuales casi 6 procede del sector eléctrico

Ya no se puede hablar, como en 2006, de un desacoplamiento de la economía española de las emisiones de gases de efecto invernadero, pues si en 2006 se redujeron las emisiones con un crecimiento del PIB del 3,9%, en 2007 crecieron con un aumento del PIB del 3,8%.

Aunque existe una evidente relación entre crecimiento económico y emisiones de gases de efecto invernadero, según lo estudiado anteriormente, la variable económica no es la única que determina la evolución de las emisiones. Variables como las temperaturas o pluviosidad pueden tener también un peso determinante en la que evolución de las emisiones.

3.2.2. Balance de emisiones por tipo de generación eléctrica. Incentivos al Ciclo Combinado

Haciendo un estudio, dentro del sector de la “generación eléctrica”, por rama de actividad, y con los datos publicados en los “Informes de aplicación de la Ley 1/2005” del Ministerio de Medioambiente para los años 2005, 2006 y 2007 podemos observar que **el reparto entre los cuatro subsectores (carbón, ciclo combinado, fuel y extrapeninsular) no ha sido equitativo**. El sector más castigado por las asignaciones del primer Plan Nacional de Asignación es el del “fuel” seguido del de “carbón”.

Sin embargo, la generación extrapeninsular ha tenido un déficit muy bajo y el ciclo combinado ha tenido en el conjunto del periodo superávit de derecho. Se puede comprobar cómo desde las instituciones públicas se está apostando por esta tecnología menos contaminante que el carbón o el fuel.

Esta asignación desigual puede distorsionar las distintas rentabilidades de las centrales de generación eléctrica, pues generan beneficios o pérdidas sobrevenidos a las decisiones de inversión tomadas por los grupos empresariales antes de la aprobación de la Directiva de Comercio de Derechos de Emisiones.

Tabla 23

Balance de emisiones del sector eléctrico según el tipo de generación

Millones de ton CO ₂		2005	2006	2007	Total Periodo
Subtotal Generación	Asignación	89,0	84,2	84,4	257,6
	Emisiones Reales	104,1	96,6	102,6	303,3
	Déficit	-15,0	-12,4	-18,2	-45,7
Carbón	Asignación	60,0	54,2	47,4	161,6
	Emisiones Reales	73,4	63,2	69,1	205,8
	Déficit	-13,5	-9,0	-21,7	-44,2
Ciclo Combinado	Asignación	16,6	18,8	26,4	61,7
	Emisiones Reales	13,3	18,9	21,4	53,6
	Déficit	3,3	-0,1	5,0	8,1
Fuel	Asignación	1,5	0,6	0,0	2,1
	Emisiones Reales	5,9	3,1	0,7	9,7
	Déficit	-4,4	-2,5	-0,7	-7,6
Extrapeñinsular	Asignación	11,0	10,6	10,6	32,2
	Emisiones Reales	11,4	11,4	11,3	34,2
	Déficit	-0,5	-0,8	-0,8	-2,0

Fuente Balances de Emisiones

Informes de aplicación Ley 1/2005 año 2005, 2006, 2007

La mejora de las emisiones en el año 2006 del sector de la generación eléctrica se debe sobre todo a una menor utilización de las centrales térmicas de carbón y de fuel, y a un aumento de las de ciclo combinado. Las emisiones totales del sector en 2005 fueron de 104,1 Mt mientras que en 2006 fueron de 96,6 Mt. Con una reducción de 13,0 Mt en las ramas de carbón y fuel, frente a un incremento de 5,6 Mt en la rama de ciclo combinado.

Si estudiamos ahora la evolución de la producción de electricidad durante el periodo 2005-07, por tipo de tecnología utilizada, podemos comprobar cómo el año 2006, año con reducción en las emisiones de CO₂, hubo una fuerte reducción en la producción de electricidad en centrales de carbón y de fuel,

acompañado de un importante crecimiento en la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado, nucleares y centrales hidráulicas.

Tabla 24

Evolución de la producción de electricidad 2005-07

GWh	2005	2006	% Variación 06/05	2007	% Variación 07/06
	Cobertura de Demanda				
Carbón	77.393	66.005	-14,7%	71.833	8,8%
hulla+antracita	40.416	32.412	-19,8%	35.751	10,3%
Lignito negro	9.780	8.640	-11,7%	8.313	-3,8%
Lignito pardo	13.277	12.826	-3,4%	13.637	6,3%
Carbón Importación	13.920	12.127	-12,9%	14.132	16,5%
Fuel	10.013	5.905	-41,0%	2.397	-59,4%
Ciclo Combinado	48.885	63.506	29,9%	68.139	7,3%
Extrapeninsular	14.693	15.127	3,0%	15.705	3,8%
TOTAL emisores	150.984	150.543	-0,3%	158.074	5,0%
Hidráulica	19.169	25.330	32,1%	26.352	4,0%
Nuclear	57.539	60.126	4,5%	55.102	-8,4%
Consumos en generación	-9.082	-8.907	-1,9%	-8.753	-1,7%
Consumos en generación Extrapeninsular	-858	-730	-14,9%	-846	15,9%
Régimen Especial	49.978	50.018	0,1%	56.303	12,6%
Hidráulica	3.652	4.001	9,6%	3.965	-0,9%
Eólica	20.532	22.736	10,7%	26.888	18,3%
Otras renovables	3.970	4.045	1,9%	4.876	20,5%
No renovables	21.824	19.236	-11,9%	20.574	7,0%
Régimen Especial Extrapeninsular	671	697	3,9%	717	2,9%
Consumos en bombeo	-6.358	-5.261	-17,3%	-4.349	-17,3%
Intercambios Internacionales	-1.343	-3.280	144,2%	-5.750	75,3%
TOTAL DEMANDA (B.C.)	260.700	268.536	3,0%	276.850	3,1%

Fuente: Red Eléctrica de España

Elaboración Propia

La menor utilización de carbón y fuel y una mayor aportación de tecnologías menos contaminantes como la producción hidráulica, nuclear o de ciclos combinados, permite una importante reducción de las emisiones.

Tabla 25

Participación en la producción de electricidad de las tecnologías emisoras de CO₂

GWh	2005	2006	2007
Régimen Ordinario	227.692	235.999	239.528
Régimen Especial	50.649	50.715	57.020
Total	278.341	286.714	296.548
Régimen Ordinario	81,80%	82,31%	80,77%
Régimen especial	18,20%	17,69%	19,23%

Régimen Ordinario	2005	2006	2007
Carbón	33,99%	27,97%	29,99%
Fuel	4,40%	2,50%	1,00%
Ciclo Combinado	21,47%	26,91%	28,45%
Extrapeeninsular	6,45%	6,41%	6,56%
Tecnologías Emisoras	66,31%	63,79%	65,99%
Hidráulica	8,42%	10,73%	11,00%
Nuclear	25,27%	25,48%	23,00%
Tecnologías no emisoras	33,69%	36,21%	34,01%

Elaboración propia

Según la tabla 25, en el año 2005, la producción del “régimen ordinario” se cubrió en un 66,3% por tecnologías emisoras de CO₂ (34% Carbón, 4,4% Fuel y 21,5% Ciclo Combinado), mientras que en 2006, ese porcentaje se redujo hasta el 63,8%.

Además, en el año 2006, dentro de la producción de electricidad con tecnologías emisoras de CO₂, el ciclo combinado, que es la que menos gases emite por unidad de energía producida, pasó de representar el 21,5% del total del “régimen ordinario” al 26,7%. Sin embargo, el carbón y fuel, pasaron de representar el 38,4% en 2005 a representar el 30,5% en 2006

Se puede comprobar la **importante aportación que en la reducción de gases de efecto invernadero tiene el cambio hacia tecnologías más limpias.**

3.2.3. Cálculo de la ratio de emisión

Se presenta una ratio en la que se compara, por tecnologías, la producción de las centrales de electricidad con las emisiones de CO₂ que generan. Hemos utilizado una a una todas las instalaciones que han tenido que presentar datos sobre sus emisiones verificadas y sus producciones según los Informes Anuales de Red Eléctrica de España sobre el Sector Eléctrico Español 2005, 2006 y 2007.

La suma de las emisiones de todas las instalaciones que aparecen en los Informes de Red Eléctrica son mayores que el dato resumen del sector generación eléctrica del Ministerio de Medioambiente porque hay instalaciones mixtas que el ministerio las ha clasificado como “combustión” (como por ejemplo el caso de la central de ciclo combinado Nueva Generadora del Sur). Ahora presentamos la suma de todas y cada una de las instalaciones que producen electricidad.

Tabla 26

Factor de emisión por tipo de tecnología y año

	2005			2006			2007		
	Emisiones tn CO ₂	Producción GWh	factor Emisión kg CO ₂ /kWh	Emisiones tn CO ₂	Producción GWh	factor Emisión kg CO ₂ /kWh	Emisiones tn CO ₂	Producción GWh	factor Emisión kg CO ₂ /kWh
Carbón	73.436.226	77.393	0,949	63.210.211	66.005	0,958	69.135.975	71.833	0,962
hulla+antracita	38.491.948	40.416	0,952	31.126.185	32.412	0,960	34.716.244	35.751	0,971
Lignito negro	9.292.294	9.780	0,950	8.323.357	8.640	0,963	7.922.857	8.313	0,953
Lignito pardo	13.546.517	13.277	1,020	12.969.740	12.826	1,011	14.048.139	13.637	1,030
Carbón Importación	12.105.467	13.920	0,870	10.790.929	12.127	0,890	12.448.735	14.132	0,881
Fuel (*)	5.875.659	8.469	0,694	3.061.677	4.449	0,688	740.788	1.010	0,733
Ciclo Combinado	14.823.387	48.885	0,303	20.399.128	63.506	0,321	24.563.196	68.139	0,360
Extrapeeninsular	11.440.980	14.693	0,779	11.435.458	15.127	0,756	11.308.850	15.705	0,720
TOTAL emisores	105.576.252	149.440	0,706	98.106.474	149.087	0,658	105.748.809	156.687	0,675
(*) descuento Elcogas									
Hidráulica		19.169			25.330			26.352	
Nuclear		57.539			60.126			55.102	
Fuel (Elcogas)		1.544			1.456			1.387	
Consumos en generación		-9.940			-9.637			-9.599	
Régimen Especial		49.979			50.018			56.303	
Hidráulica		3.653			4.001			3.965	
Eólica		20.532			22.736			26.888	
Otras renovables		3.970			4.045			4.876	
No renovables		21.824			19.236			20.574	
Régimen Especial Extrapeeninsular		671			697			717	
Consumos en bombeo		-6.358			-5.261			-4.349	
Intercambios Internacionales		-1.343			-3.280			-5.750	
TOTAL DEMANDA (B.C.)	105.576.252	260.701	0,405	98.106.474	268.536	0,365	105.748.809	276.850	0,382

Elaboración Propia

Fuente: Ministerio de Medioambiente y Red Eléctrica de España

Se ve claramente que **la tecnología más contaminante es la de carbón, casi tres veces más contaminante que el ciclo combinado**. A continuación, por ratio de emisión, tendríamos al fuel.

Además, dentro del carbón, el más eficiente en términos medioambientales es el Carbón de Importación. Parece por tanto evidente, que **para reducir emisiones, sin aumentar la capacidad del parque nuclear o hidráulico (de momento descarto esta posibilidad por el teórico rechazo social que tienen), habrá que ir sustituyendo centrales térmicas de carbón por otras de ciclo combinado, o por lo menos, utilizar carbón más eficiente**. Esto puede tener daños colaterales, como es el aumento de la dependencia energética exterior (no tenemos yacimientos de gas y el carbón de importación

es más eficiente que el nacional) y una mayor dependencia de precios internacionales de materias primas.

Si hacemos un estudio conjunto de las tecnologías emisoras de CO₂ podemos comprobar cómo en el año 2006 se logró una importantísima mejora en el factor de emisión, pasando en 2005 de 0,706 kg CO₂ / kWh a 0,658 en 2006 (incremento de la eficiencia en un 7%).

Sin embargo, en 2007 las emisiones conjuntas vuelven a subir. A pesar de esto tenemos un factor del 0,675 kg CO₂ / kWh. Esto se ha logrado gracias al menor peso relativo del carbón en el conjunto de las tecnologías emisoras (51,8% en 2005, 44,3 % en 2006 y 45,8% en 2007) y un mayor peso relativo del ciclo combinado (32,7% en 2005, 42,6% en 2006 y 43,5% en 2007)

Para haber logrado el objetivo marcado en el primer PNA, en el año 2005, y con la misma producción de electricidad, 149.440 GWh, la ratio de emisiones debería de haber sido de 587,58 t CO₂ / GWh, esto implica una reducción de un 17%. Esto se lograría prácticamente sustituyendo todas las centrales que utilizan lignitos y las de fuel por otras de ciclo combinado (suponiendo constantes las tasas de emisiones)

En definitiva, la mejora de las ratios del sector eléctrico pasa por una **sustitución tecnológica importante y por unas mejoras en la eficiencia de las tecnologías existentes.**

3.2.4. Coste del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-07 para el conjunto del sector

Vamos a realizar, a continuación, una estimación media del coste del déficit de derechos de emisión obtenido por el conjunto de instalaciones eléctricas para el periodo 2005-07.

El coste del déficit estará determinado por el precio medio de cotización del CO₂ multiplicado por el volumen del déficit generado.

Para realizar este cálculo utilizaremos precios medios de cotización del CO₂, tanto en media anual, como en media mensual. Sin embargo, a la hora de cuantificar las emisiones deficitarias, tendremos en cuenta el volumen anual de déficit publicado en los informes del ministerio de Medio Ambiente.

Esto obliga a linealizar el déficit anual cuando se utilice los precios medios mensuales. Si bien asumimos que producción de electricidad no es lineal, y por lo tanto la emisión de CO₂, no es lineal.

Partimos por un lado del déficit anual que han presentado el conjunto de instalaciones productivas de las empresas del sector eléctrico.

Tabla 27

Déficit de derechos de emisión del sector eléctrico

tn CO ₂	2005	2006	2007	TOTAL
Emisiones Reales	105.576.252	98.106.474	105.748.809	309.431.535
Derechos Asignados	87.807.619	83.240.318	84.970.561	256.018.498
Déficit	-17.768.633	-14.866.156	-20.778.248	-53.413.037

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente. Informes de aplicación Ley1/2005

A continuación linealizamos el déficit para poder multiplicarlo por los precios medios mensuales de cotización del derecho de emisión, obteniendo para el año 2005 un déficit mensual de 1.480.719 tn CO₂ , un déficit mensual de

1.238.846 para el año 2006 y un déficit mensual de 1.731.521 tn CO₂ para el año 2007.

Aplicamos a estos déficits mensuales los precios medios mensuales de cotización utilizando como fuente los datos a la plataforma Point Carbon.

Tabla 28

Precios medios de cotización del derecho de CO₂

	2005	2006	2007
Precio Apertura	8,37	22,35	5,53
Precio Cierre	21,1	6,45	0,03
Precio Medio Anual	18,12	17,27	0,65
Enero	7,12	23,94	3,75
Febrero	7,84	26,18	1,25
Marzo	11,53	26,37	1,11
Abril	16,15	26,35	0,68
Mayo	17,58	15,07	0,35
Junio	21,29	14,98	0,18
Julio	24,63	16,23	0,12
Agosto	22,11	15,81	0,10
Septiembre	22,80	14,85	0,08
Octubre	22,58	12,11	0,07
Noviembre	21,55	9,08	0,08
Diciembre	20,99	6,80	0,03

Fuente: Point Carbon y elaboración propia

Según estos precios, el conjunto del sector habrá tenido que afrontar un **coste para el conjunto del periodo 2005-07 de 591 millones de euros.**

Tabla 29

Coste del déficit de derechos, según déficit lineal

Coste (Déficit lineal)	2005	2006	2007	
Enero	10.542.722	29.656.292	6.490.054	
Febrero	11.613.282	32.437.952	2.158.341	
Marzo	17.076.220	32.667.301	1.913.330	
Abril	23.909.388	32.637.407	1.178.345	
Mayo	26.025.663	18.673.919	598.949	
Junio	31.524.516	18.555.666	314.972	
Julio	36.466.594	20.104.706	213.292	
Agosto	32.734.844	19.589.392	176.163	
Septiembre	33.753.672	18.398.638	137.656	
Octubre	33.436.125	15.004.118	124.218	
Noviembre	31.908.830	11.246.472	139.309	
Diciembre	31.080.301	8.419.591	51.034	
TOTAL (euros)	320.072.158	257.391.454	13.495.663	590.959.275

Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005 y Point Carbon
Elaboración Propia

Utilizando el precio medio anual por el total del déficit anual, el coste que hubiesen tenido que afrontar las empresas hubiera sido de:

Tabla 30

Coste del déficit de derechos, según déficit anual

	2005	2006	2007	
Déficit anual x Precio Medio Anual	321.978.041	256.737.931	13.581.641	592.297.613

Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005 y Point Carbon
Elaboración Propia

Por lo tanto, podemos afirmar que durante el primer periodo de prueba y bajo el **Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-07 el conjunto del sector ha tenido un sobre coste cercano a los 600 millones de euros.**

Sin embargo, la situación no es la misma para las empresas del sector, y ni mucho menos para cada tipo de instalación, ya que se las instalaciones de ciclo combinado han presentado un importante superávit de derechos mientras que el carbón y el fuel han soportado todo el déficit.

Lógicamente, este hecho afectará más o menos a las empresas en función de cada uno de sus mixes de producción que a continuación paso a comentar.

3.2.5. Coste del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-07 por tipo de instalación

Si hacemos un estudio por tipo de instalación, podremos ver cómo desde el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión **se ha primado claramente al Ciclo Combinado**.

Tabla 31

Déficit de derechos por tipo de instalación

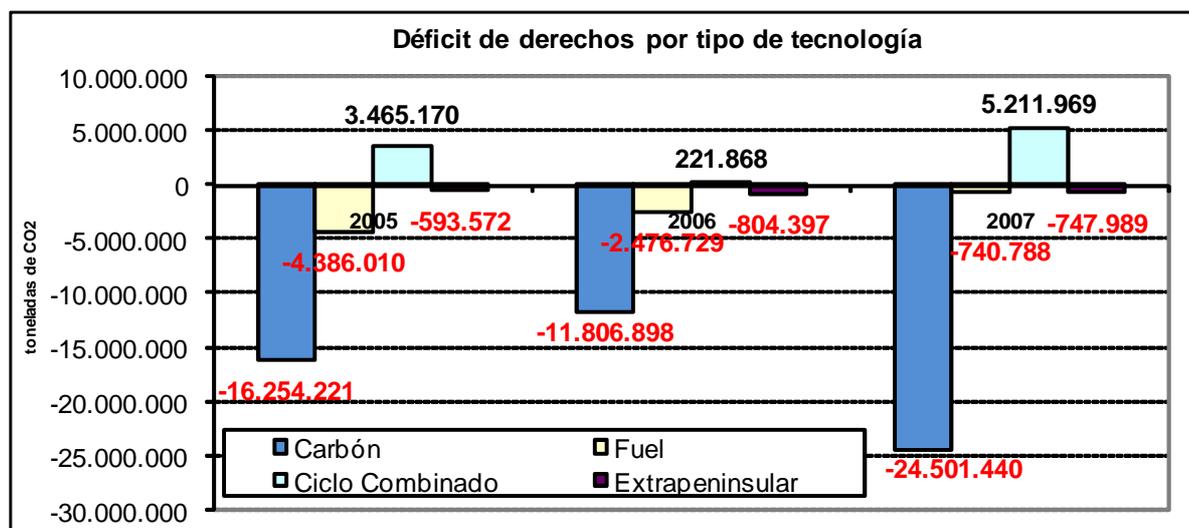
Déficit (tn CO ₂)	2005	2006	2007	Total
Carbón	-16.254.221	-11.806.898	-24.501.440	-52.562.559
Fuel	-4.386.010	-2.476.729	-740.788	-7.603.527
Ciclo Combinado	3.465.170	221.868	5.211.969	8.899.007
Extrapeninsular	-593.572	-804.397	-747.989	-2.145.958
Resto			8.818	8.818

Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005

Elaboración Propia

Gráfico 5

Déficit anual por tipo de instalación



Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005 y Point Carbon

Elaboración Propia

Se ve claramente que se ha perjudicado especialmente al carbón, teniendo que asumir prácticamente todo el déficit del sector.

Esto, si lo cuantificamos utilizando los precios medios anuales implicaría que el carbón ha tenido que afrontar un sobre coste de 514 millones de euros, las instalaciones de fuel un sobre coste de 123 millones, mientras que **el ciclo combinado ha tenido un beneficio de 70 millones de euros**

Tabla 32

Estimación del coste del déficit por tipo de instalación

Coste en euros				
2005	2006	2007	Total	
-294.536.008	-203.904.665	-16.015.294	-514.455.968	Carbón
-79.477.071	-42.773.013	-484.214	-122.734.298	Fuel
62.790.911	3.831.652	3.406.788	70.029.351	Ciclo Combinado
-10.755.872	-13.891.905	-488.921	-25.136.698	Extrapeeninsular
0	0	5.764	5.764	Resto

Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005 y Point Carbon
Elaboración Propia

3.2.6. Estimación del déficit por grupo empresarial

Si analizamos el reparto de derechos de emisión por empresas, en función de las instalaciones que tiene cada una, se puede ver claramente que aquellas empresas con más carbón son las que han tenido que afrontar mayores costes.

Según la siguiente tabla, **el grupo empresarial más perjudicado ha sido Endesa**, que ha tenido que asumir un déficit total de 28.827 miles de toneladas de CO₂ lo que supone un coste de 305 millones de euros, mientras que las nuevas instalaciones de ciclo combinado han tenido un superávit de derechos de 3.428 miles de toneladas de CO₂ lo que les ha supuesto unos resultados positivos de 18 millones de euros

Endesa posee prácticamente la mitad la mitad del parque térmico de carbón de España y un tercio del de fuel.

Tabla 33

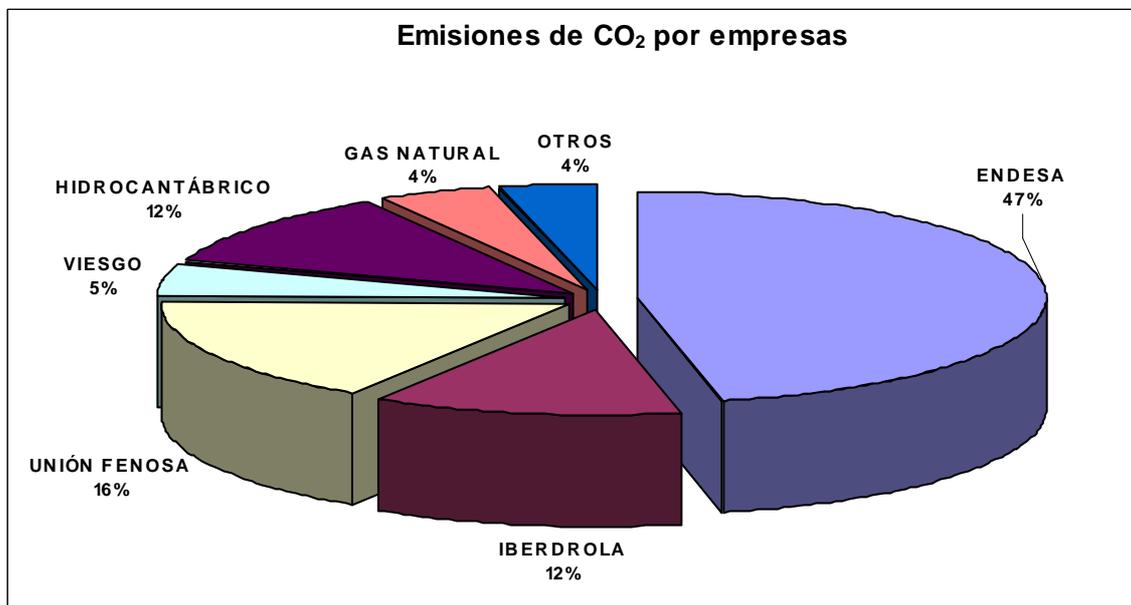
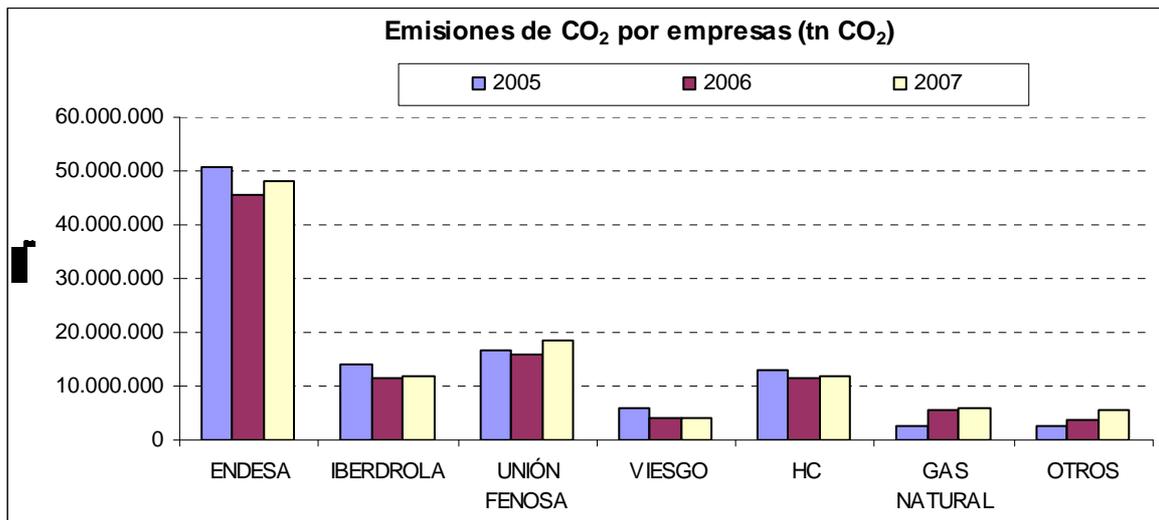
Déficit de derechos de emisión por grupo empresarial y año

Déficit (tn CO ₂)	2005	2006	2007	Total
ENDESA	-9.056.900	-7.679.697	-12.090.853	-28.827.450
IBERDROLA	-1.505.523	49.790	636.586	-819.147
UNIÓN FENOSA	-3.373.714	-2.996.443	-6.072.834	-12.442.992
VIESGO	-2.147.259	-761.192	-1.454.655	-4.363.106
HIDROCANTÁBRICO	-3.074.252	-2.621.837	-4.214.081	-9.910.170
GAS NATURAL	1.110.691	-1.496.558	-83.903	-469.770
OTROS	278.324	639.781	2.510.310	3.428.416
TOTAL	-17.768.633	-14.866.156	-20.769.430	-53.404.219

Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005
Elaboración Propia

Gráfico 6

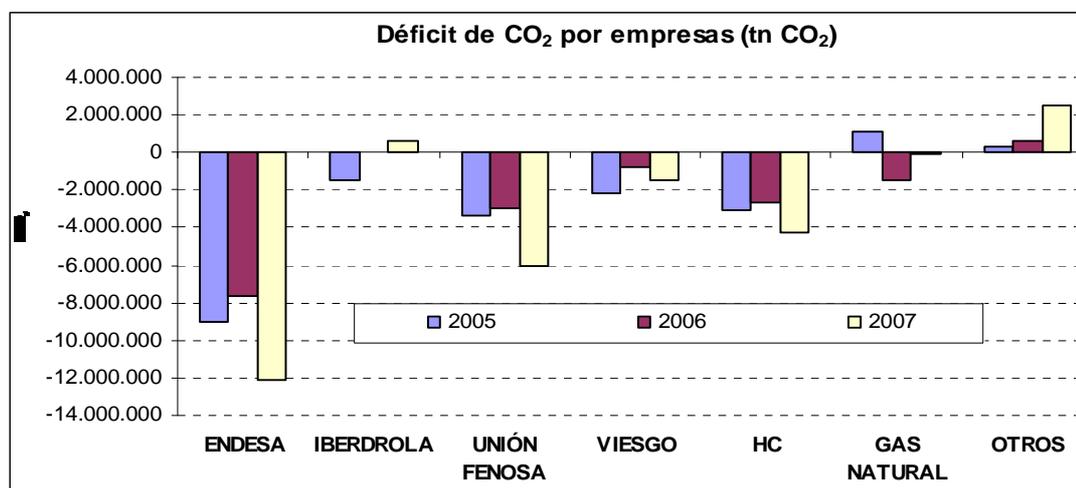
Emisiones de CO₂ por grupo empresarial y año



Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005
Elaboración Propia

Gráfico 7

Déficit de derechos de CO₂ por grupo empresarial



Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005
Elaboración Propia

Si comparamos las emisiones por empresas con los resultados de déficit obtenidos, veremos que empresas como Endesa, Unión Fenosa, Hidrocantábrico y Viesgo han tenido un porcentaje de participación mayor en el déficit que su peso en las emisiones del sector (por ejemplo Endesa emitió el 47% del sector y soportó el 54% del total del déficit y Unión Fenosa emitió el 16% y soportó el 23,3% del total del déficit).

Mientras que otras empresas, como Iberdrola, Gas Natural o el resto han soportado un déficit menor que el de sus emisiones. El caso más claro es el conjunto de empresas clasificadas como "resto", que emitieron el 4% del total del sector y obtuvieron un superávit del 6,4%.

Tabla 34

Estimación del coste del déficit de derechos por grupo empresarial

Déficit	Coste en euros			Total
	2005	2006	2007	
ENDESA	-164.116.341	-132.628.066	-7.903.151	-304.647.557
IBERDROLA	-27.280.963	859.876	416.103	-26.004.985
UNIÓN FENOSA	-61.133.668	-51.748.462	-3.969.490	-116.851.621
VIESGO	-38.909.591	-13.145.756	-950.831	-53.006.178
HIDROCANTÁBRICO	-55.707.248	-45.279.022	-2.754.522	-103.740.791
GAS NATURAL	20.126.372	-25.845.498	-54.843	-5.773.969
OTROS	5.043.398	11.048.997	1.640.857	17.733.253
TOTAL	-321.978.041	-256.737.931	-13.575.877	-592.291.849

Fuente: Ministerio de Medioambiente. Informes de aplicación Ley 1/2005 y Point Carbon

Elaboración Propia

Para tener una referencia de la importancia del impacto económico del déficit de derechos, realizaremos una comparación con el Beneficio Antes de Empresa que han presentado el conjunto de las empresas presentes en la patronal UNESA, (formada por Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Viesgo y Hidrocantábrico).

Según los datos de la Memoria Anual 2007 de UNESA, las actividades desarrolladas en España del conjunto de las empresas que lo forman han tenido un Beneficio Antes de Impuestos de 5.224 millones de euros en 2007 y de 5.057 en 2006. Si hemos estimado que el coste del déficit **en 2006** fue de 242 millones (excluyendo a Gas Natural y a otras empresas), supone que **el déficit fue casi el 5% del total del Beneficio**. Sin embargo, en 2007, gracias al derrumbe del precio de cotización del derecho de emisión este coste no supuso ni el 0.5% del Beneficios Antes de Impuestos

Si nos fijamos en los resultados de las principales empresas del sector eléctrico, Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa, podemos ver el porcentaje sobre el Resultado del ejercicio que ha supuesto este nuevo coste

Tabla 35

Comparación entre el resultado del ejercicio de los principales grupos empresariales con el coste estimado del déficit de derechos

Año	(datos en millones de euros)	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa
2005	Resultado del ejercicio	3.757	1.405	835
	Coste Déficit	-164	-27	-61
	Porcentaje	-4,4%	-1,9%	-7,3%
2006	Resultado del ejercicio	3.798	1.691	653
	Coste Déficit	-132	+1	-52
	Porcentaje	-3,5%	+0%	-8%
2007	Resultado del ejercicio	3.483	2.396	1.028
	Coste Déficit	-8	+0.4	-4
	Porcentaje	-0,2%	+0%	-0,4%

Elaboración Propia

Fuente:

- Resultados del Ejercicio: Informes Anual de Endesa años 2005, 2006 y 2007. Informe Anual de Iberdrola años 2005, 2006 y 2007 e Informe Anual de Unión Fenosa años 2005, 2006 y 2007.

- Coste del déficit: Déficit de emisiones procedentes de los informes de Aplicación de la Ley 1/2005 de los años 2005, 2006, 2007 y 2008 por el precio medio anual de cotización del derechos de emisión

(1) Se incorporan los datos de 2008 en esta tabla por la intención de aportar los últimos datos publicados y porque aportan las mismas conclusiones que los datos de los años del primer Plan Nacional de Asignación. Los datos se comentarán en el siguiente capítulo

(2) Descontado el efecto de las plusvalías extraordinarias (4.564 millones de euros) por las ventas de activos procedentes del acuerdo entre Enel y Acciona

Se hace una doble comprobación. Por un lado, que las empresas en función de su propio mix de producción habrán tenido unos resultados muy dispares, en el caso de Iberdrola ha llegado a aportar de forma positiva al resultado mientras que en el caso de Unión Fenosa o de Endesa el coste ha tenido un peso importante en su resultado final.

Por otro lado, que para el coste final del déficit tiene una importancia fundamental el precio de los derechos. La altísima volatilidad del precio de los derechos de emisión ha hecho que en 2007 con el máximo volumen de déficit de emisiones haya supuesto el menor coste de todo el periodo.

En el primer Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión **se ha primado de forma clara, y quizás excesiva, la tecnología de Ciclo Combinado**, obligando a empresas con instalaciones en uso a gestionar un sobre coste nuevo con el fin de incentivar nuevas inversiones. Es decir, han restado rentabilidad a instalaciones que estaban en uso (carbón y fuel) para favorecer el uso y la inversión en ciclo combinado.

Además, ha quedado claro, que **la variable que más ha primado en la valoración del déficit de derechos ha sido el precio de cotización**, más que la emisión real de CO₂. Está claro que sin un precio de referencia lo suficientemente alto no habrá mucho incentivo para que las empresas reduzcan sus emisiones de gases de efecto invernadero.

3.3 PLAN NACIONAL DE DERECHOS DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2008-12.

Ya hemos explicado anteriormente que el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión para el periodo 2008-12 se presenta con un fortísimo recorte de derechos para el sector eléctrico.

El Plan Nacional de Asignaciones 2008-12 (PNA II) ha mantenido el criterio de trasladar los mayores esfuerzos al sector eléctrico, debido a que se supone tendrá más facilidad para internalizar estos sobre costes y está menos expuesto a la competencia internacional, por lo que se espera que no afecte al empleo ni a la competitividad de las empresas del sector.

Tabla 36

Asignación de derechos de emisión PNA I (2005-07) y PNA II (2008-12)

tn CO2

Grupo Empresarial	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ENDESA	42.063.410	38.851.585	36.663.785	29.354.894	27.464.548	26.191.150	24.779.945	24.753.640
Carbón	28.889.757	25.937.949	22.613.566	19.408.708	18.110.263	17.040.282	16.870.017	16.850.457
Fuel	264.037	103.681						
Ciclo Combinado	1.796.188	1.384.994	2.128.158	1.911.124	1.874.803	1.874.803	1.874.803	1.874.803
Extrapeninsular	11.113.428	11.424.961	11.922.061	8.035.062	7.479.482	7.276.065	6.035.125	6.028.380
IBERDROLA	12.553.452	12.050.586	12.466.018	6.833.521	6.431.363	5.991.825	5.921.751	5.913.515
Carbón	5.503.747	4.941.402	4.308.079	3.192.837	2.859.284	2.419.746	2.349.672	2.341.436
Fuel	763.047	299.630						
Ciclo Combinado	6.286.658	6.809.554	8.157.939	3.640.684	3.572.079	3.572.079	3.572.079	3.572.079
UNIÓN FENOSA	12.277.342	12.104.132	13.027.079	9.781.311	8.617.870	8.060.521	7.942.084	7.898.841
Carbón	10.170.224	9.183.730	8.061.376	7.002.285	5.891.659	5.334.310	5.215.873	5.172.629
Fuel	236.089	92.706						
Ciclo Combinado	1.871.029	2.827.696	4.965.703	2.779.026	2.726.212	2.726.212	2.726.212	2.726.212
VIESGO	3.898.722	3.396.347	2.648.043	2.786.946	2.145.799	1.825.573	1.758.277	1.734.154
Carbón	3.672.246	3.307.416	2.648.043	2.786.946	2.145.799	1.825.573	1.758.277	1.734.154
Fuel	226.476	88.931						
Ciclo Combinado								
HIDROCANTÁBRICO	9.844.125	8.725.313	7.712.857	5.460.123	4.826.566	4.523.508	4.470.291	4.459.179
Carbón	8.946.031	8.032.816	7.003.471	5.150.729	4.523.052	4.219.994	4.166.777	4.155.665
Fuel								
Ciclo Combinado	898.094	692.497	709.386	309.394	303.514	303.514	303.514	303.514
GAS NATURAL	3.592.376	4.674.355	5.852.435	2.883.734	2.834.929	2.834.929	2.834.929	2.834.929
Ciclo Combinado	3.592.376	4.674.355	5.852.435	2.883.734	2.834.929	2.834.929	2.834.929	2.834.929
OTROS	2.170.394	5.597.685	6.029.781	3.646.375	3.582.437	3.582.437	3.582.437	3.582.437
Carbón								
Fuel								
Ciclo Combinado	2.170.394	5.597.685	6.029.781	3.553.362	3.489.424	3.489.424	3.489.424	3.489.424
Cogeneración				71.567	71.567	71.567	71.567	71.567
Biomasa	0	0	0	21.446	21.446	21.446	21.446	21.446
Extrapeninsular								
TOTAL	86.399.821	85.400.002	84.399.998	60.746.904	55.903.512	53.009.943	51.289.714	51.176.694
Carbón	57.182.005	51.403.313	44.634.535	37.541.505	33.530.057	30.839.905	30.360.616	30.254.341
Fuel	1.489.649	584.948	0	0	0	0	0	0
Ciclo Combinado	16.614.739	21.986.780	27.843.402	15.077.324	14.800.960	14.800.960	14.800.960	14.800.960
Cogeneración	0	0	0	71.567	71.567	71.567	71.567	71.567
Biomasa	0	0	0	21.446	21.446	21.446	21.446	21.446
Extrapeninsular	11.113.428	11.424.961	11.922.061	8.035.062	7.479.482	7.276.065	6.035.125	6.028.380

Fuente: Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-07 y PNA 2008-12

Las asignaciones del PNA II suponen un nuevo **recorte de derechos de emisión** respecto de las asignaciones del PNA I. Esto a pesar de que en el año 2007 el conjunto del sector eléctrico ha presentado un déficit de 20 millones de toneladas respecto a sus asignaciones.

Las asignaciones para el año 2008 se han reducido en un 28% respecto de las asignaciones de 2007, y en los sucesivos años se hacen reducciones hasta

llegar a unas asignaciones de 51,2 millones de toneladas de CO₂ lo que supone una reducción del 39% respecto de las asignaciones de 2007.

Según los primeros datos publicados en mayo de 2009 con las emisiones realizadas durante el año 2008, el conjunto del sector eléctrico ha presentado un déficit de 23,4 millones de toneladas, a pesar de haber logrado una reducción del 16,1% de las emisiones respecto de 2007.

Para lograr el cumplimiento de los objetivos del nuevo PNA, las empresas tendrán que reducir drásticamente sus producciones de electricidad en aquellas centrales que emitan CO₂.

Según los factores medios de emisión, las empresas para cumplir con sus asignaciones podrán producir sólo la electricidad que presentamos en la siguiente tabla.

Tabla 37

Producción teórica de electricidad por grupo empresarial y tipo de instalación en función de las asignaciones recibidas

GWh	Estimación			PREVISION					2007-2012	2008-2012
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		
ENDESA	64.204	57.984	61.418	39.552	37.269	35.849	34.039	34.009	55,37%	85,99%
Carbón	39.036	34.262	36.685	20.929	19.529	18.375	18.192	18.170		86,82%
Fuel	2.586	1.252	446	0	0	0	0	0		
Ciclo Combinado	7.930	7.117	8.588	8.089	7.935	7.935	7.935	7.935		98,10%
Extrapeeninsular	14.652	15.353	15.699	10.533	9.805	9.538	7.912	7.903		75,03%
IBERDROLA	24.258	21.999	20.310	14.063	13.506	13.036	12.961	12.952	63,77%	92,10%
Carbón	7.394	5.431	7.001	3.414	3.057	2.587	2.512	2.503		73,33%
Fuel	3.595	2.080	312	0	0	0	0	0		
Ciclo Combinado	13.269	14.488	12.997	10.650	10.449	10.449	10.449	10.449		98,12%
UNIÓN FENOSA	21.740	22.983	27.421	15.151	13.879	13.318	13.199	13.155	47,98%	86,83%
Carbón	13.314	11.508	12.903	7.050	5.932	5.371	5.251	5.208		73,87%
Fuel	1.184	841	269	0	0	0	0	0		
Ciclo Combinado	7.243	10.635	14.249	8.101	7.948	7.948	7.948	7.948		98,10%
VIESGO	6.946	4.630	4.691	3.084	2.374	2.020	1.946	1.919	40,91%	62,22%
Carbón	5.841	4.353	4.521	3.084	2.374	2.020	1.946	1.919		62,22%
Fuel	1.105	277	170	0	0	0	0	0		
Ciclo Combinado										
HIDROCANTÁBRICO	13.752	12.009	12.377	5.867	5.240	4.945	4.893	4.882	39,44%	83,21%
Carbón	11.809	10.451	10.723	5.016	4.405	4.110	4.058	4.047		80,68%
Fuel										
Ciclo Combinado	1.943	1.558	1.653	851	835	835	835	835		98,10%
GAS NATURAL	8.391	17.324	16.241	9.262	9.105	9.105	9.105	9.105	56,06%	98,31%
Ciclo Combinado	8.391	17.324	16.241	9.262	9.105	9.105	9.105	9.105		98,31%
OTROS	10.064	12.383	14.412	12.109	11.891	11.891	11.891	11.891	82,51%	98,20%
Carbón										
Fuel										
Ciclo Combinado	10.064	12.383	14.412	12.109	11.891	11.891	11.891	11.891		98,20%
Cogeneración	0	0								
Biomasa	0	0								
Extrapeeninsular										
TOTAL	149.356	149.312	156.868	99.088	93.265	90.163	88.033	87.913	56,04%	88,72%
Carbón	77.394	66.005	71.833	39.493	35.297	32.463	31.959	31.848	44,34%	80,64%
Fuel	8.470	4.449	1.197	0	0	0	0	0	0,00%	
Ciclo Combinado	48.840	63.505	68.139	49.062	48.162	48.162	48.162	48.162	70,68%	98,17%
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0		
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0		
Extrapeeninsular	14.652	15.353	15.699	10.533	9.805	9.538	7.912	7.903	50,34%	75,03%

Fuente: Años 2005 y 2006 Red Eléctrica de España. Resto elaboración propia

En conjunto, la producción tendría que pasar de 156,8 TWh a 99 TWh, es decir tendrían que reducir la producción en un 37%. Evidentemente, aquí se plantea la primera pregunta, **¿será posible satisfacer la demanda de electricidad con fuentes no emisoras de CO₂?**

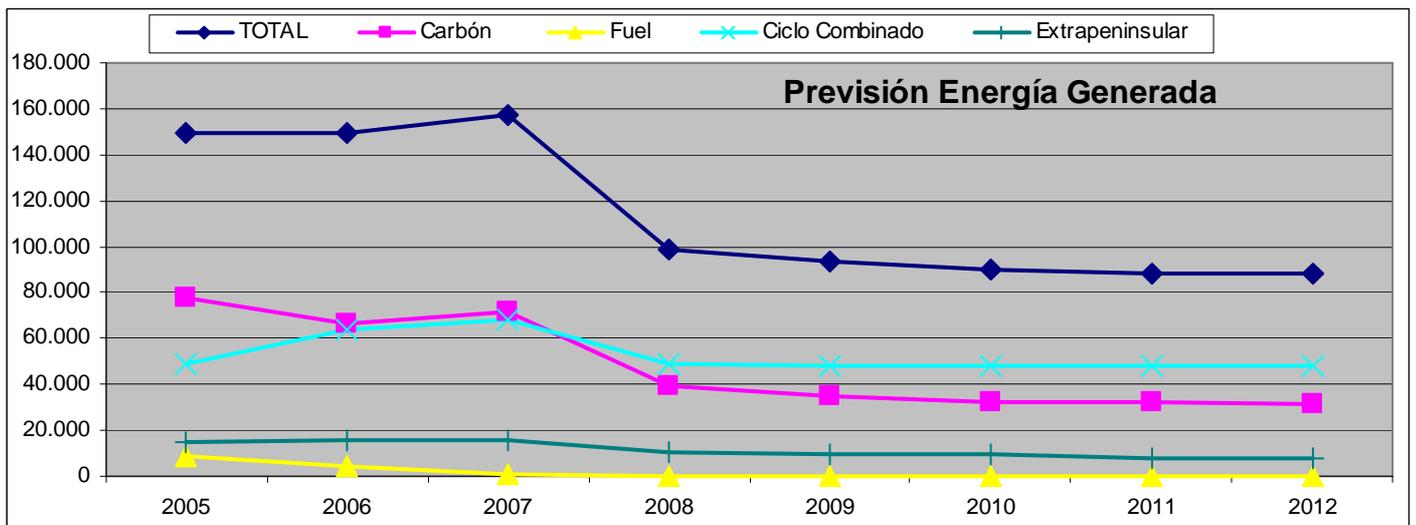
El esfuerzo que se exige a las empresas es muy fuerte, pues no sólo se les exigen una primera reducción de producción de electricidad con fuentes

emisoras de CO₂, sino que además, a lo largo del periodo se les va a exigir una continua reducción de emisiones y, lo que es lo mismo, una continua reducción en la producción de electricidad en las centrales que utilizan combustibles fósiles.

En los dos gráficos siguientes mostramos la reducción que tendrán que realizar las empresas del sector, tanto por tecnología como por empresa.

Gráfico 8

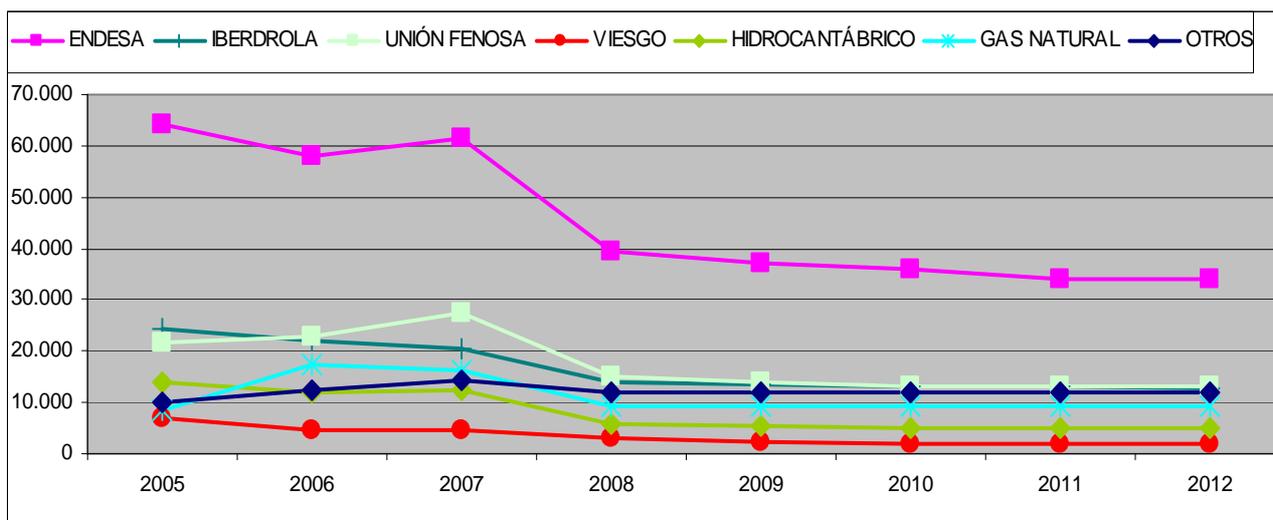
Estimación de la producción de electricidad por tipo de instalación según asignación de derechos para el periodo 2008-12



Datos en Gigawattios por hora
Elaboración Propia

Gráfico 9

Estimación de la producción de electricidad por grupo empresarial según asignación de derechos para el periodo 2008-12



Datos en Gigawatios por hora
Elaboración Propia

Hay una relativa penalización a la generación de electricidad en centrales de carbón, aunque no tan fuerte como en el primer Plan Nacional de Asignaciones. Esta vez, el **reparto del esfuerzo reductor está más equilibrado** entre el ciclo combinado y el carbón, pues si bien es cierto que en el primer año el recorte frente a las asignaciones del periodo 2005-07 es mayor en términos porcentuales para el ciclo combinado, a lo largo de los años 2008-12, no se le exige una constante reducción como sí que se le exige al carbón y además, según hemos mostrado en el gráfico 8, la reducción de producción de electricidad en las centrales de carbón para cumplir con los derechos asignados es más fuerte que la exigida a las centrales de ciclo combinado.

Este incentivo hacia el ciclo combinado tiene los primeros resultados en el año 2008, donde según el “Avance del Informe del año 2008” de Red Eléctrica de España, y con datos provisionales, la producción de carbón ha descendido

en ese año un 33,7% mientras que la producción en centrales de ciclo combinado ha aumentado un 32,9%.

Además del impulso recibido por las asignaciones, la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado se ha visto beneficiada de unos precios de cotización de los derechos de emisión altos (media de 2008 22 € / t CO₂) y de un mayor aumento del precio medio del carbón frente al aumento del precio medio del gas. En el caso del carbón, utilizando el índice McCloskey el precio medio durante el año 2008 fue de 150 \$ / tonelada de carbón frente a los 86,6 \$ de 2007 (incremento del 173%). Mientras que el caso del gas, y tomando como referencia el precio del gas natural para Europa publicado con el Banco Mundial, el precio medio anual ha pasado de 8,6 \$/mmbtu en 2007 a valer 13,4 \$/mmbtu en 2008 (incremento del 156%)

Al igual que en el caso del primer Plan Nacional de Asignaciones, aunque sin ser tan acentuado esta vez, la preferencia por el ciclo combinado frente al carbón, puede generar distorsiones en el mercado de la electricidad. Atendiendo a las recomendaciones del Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España (Pérez Arriaga J. L., 2005) *“las decisiones empresariales que se tomaron sin saber que iba a existir el mercado de emisiones y que se adoptaron con una confianza legítima en la regulación vigente eran correctas en su momento y no se deberían de ver castigadas o premiadas por un cambio en la regulación “*

Además parece evidente que un aumento en la producción de electricidad en ciclo combinado **hará aumentar la dependencia energética del país, y por supuesto la del conjunto del sector.**

4. MODELOS DE PREVISIÓN Y ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DEL DÉFICITS

En esta parte de la Tesis desarrollaremos los modelos con los que se presentarán distintas estrategias que se analizarán para poder obtener la más eficiente para poder reducir el impacto económico del déficit de derechos de emisión que presenta el sector eléctrico.

4.1. PRIMER MODELO TEÓRICO. SIN NUEVAS INSTALACIONES DESDE 2007

A continuación se va a realizar una estimación de las emisiones para el próximo periodo de compromiso (2008-2012), partiendo de la potencia instalada a finales de 2007 y con distintas hipótesis de inversión en nueva potencia instalada de las distintas fuentes de producción

Además, en estos escenarios se valorará y comparará el coste del déficit de derechos de emisión y las inversiones realizadas respecto de un escenario base, que será el que surge de utilizar la potencia instalada a finales de 2007 y con una producción media en función de la media del cociente entre producción y potencia instalada por tecnología de los últimos años.

Para hacer la valoración del coste del déficit se usarán distintos precios de cotización de los derechos de emisión.

4.1.1. ESCENARIO BASE

En primer lugar se establece un escenario con el que se realizarán las comparaciones. A partir de este escenario se harán los estudios en términos de

costes, tanto por el déficit de emisiones como por el coste de las inversiones en nueva potencia instalada.

Los escenarios estarán basados en unas funciones de costes condicionadas por el precio de los derechos de emisión a cubrir (déficit de derechos) y por la cantidad de emisiones generadas sin cubrir por las asignaciones.

Esta función dependerá de las siguientes variables:

- **Producción de electricidad por tecnología emisora**, que a su vez dependerá de la potencia instalada por el factor medio de producción.
- **Factor medio de emisión de CO₂** (CO₂ emitido por kWh producido).
- **Precio del derecho**. Valor medio de cotización del derecho de emisión.

Por lo tanto la función de costes quedará como sigue:

$$\text{Función Coste (emisiones, precio medio cotización)}_n = (\text{Emisiones} - \text{Asignaciones}) \times \text{Precio de Mercado} = \text{Déficit} \times \text{Precio de Mercado}$$

$$\text{Función Coste (emisiones, precio medio cotización)}_n = [(P_{\text{carbón}} \times F_{\text{carbón}} + P_{\text{ciclo combinado}} \times F_{\text{ciclo combinado}} + P_{\text{fuel}} \times F_{\text{fuel}} + P_{\text{extrapeninsular}} \times \text{extrapeninsular}) - A_{\text{total}}] \times \text{PM}_{\text{derecho de emisión}}$$

$P_{\text{carbón}}$ = Producción electricidad en centrales térmicas de carbón

$P_{\text{ciclo combinado}}$ = Producción electricidad en centrales térmicas de ciclo combinado

P_{fuel} = Producción electricidad en centrales térmicas de fuel

$P_{\text{extrapeninsular}}$ = Producción electricidad en el régimen extrapeninsular

$F_{\text{carbón}}$ = Factor medio de emisión (CO₂ emitido por kWh generado) de las centrales de carbón

$F_{\text{ciclo combinado}}$ = Factor medio de emisión (CO₂ emitido por kWh generado) de las centrales de ciclo combinado

F_{fuel} = Factor medio de emisión (CO₂ emitido por kWh generado) de las centrales de fuel

$F_{\text{extrapeninsular}}$ = Factor medio de emisión (CO₂ emitido por kWh generado) del régimen extrapeninsular

A_{total} = Asignación total del sector por año

$PM_{\text{derecho de emisión}}$ = Precio de Medio de cotización del derecho de emisión

n= año del periodo de compromiso

A la vez, la producción de electricidad por tecnología depende de la potencia instalada por un factor medio de producción. De esta forma, los modelos de los distintos escenarios los haremos sobre modificaciones en las potencias instaladas de las distintas tecnologías.

Función producción = potencia instalada por tecnología x factor de producción

Antes de hacer el escenario que utilizaremos para las comparaciones, quisiera plantear la siguiente pregunta **¿será posible satisfacer la demanda de electricidad con fuentes no emisoras de CO₂ y cumplir con los objetivos impuestos en el PNA II (2008-12)?**

4.1.1.1. Escenario base, con cumplimiento de los objetivos del PNA II

Para contestar a la pregunta anterior, hemos hecho una previsión de producción de electricidad con las siguientes hipótesis:

- Cumplimiento de las obligaciones del PNA II por tecnologías, según emisiones asignadas y sobre la base de las medias de los factores de emisión de los años del PNA I

- Ausencia de inversión en aumentos de potencias ni en nuevas centrales. Mantendremos la misma potencia instalada durante el periodo 2008-12 que en el año 2007.

- Producción de electricidad en centrales hidráulicas según la media de los 10 últimos años. Esta tecnología está muy condicionada por las reservas de agua, y por lo tanto por las lluvias del año, para corregir esto, utilizamos la media de producción de los últimos 10 años comparándola con la potencia instalada de esos años.

- Producción de electricidad en centrales nucleares según la media de los últimos 6 años (desde 2002 hasta 2007)

- Producción de electricidad en la central de Elcogás, la mantengo en 1.387 GWh, que es lo que hemos utilizado para realizar la estimación de emisión para el año 2007.

Según estas hipótesis los valores obtenidos son:

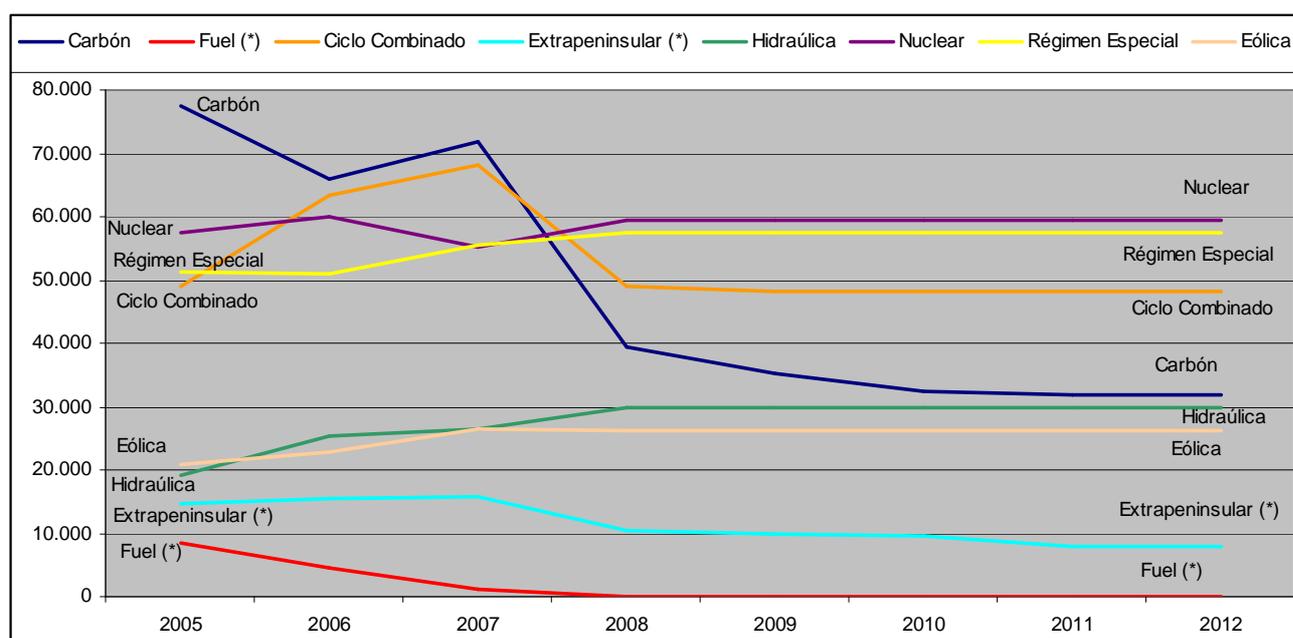
Tabla 38

Producción de electricidad con cumplimiento de los objetivos del PNA II

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	Producción GWh							
Carbón	77.393	66.005	71.833	39.493	35.297	32.463	31.959	31.848
hulla+antracita	40.416	32.412	35.751					
Lignito negro	9.780	8.640	8.313					
Lignito pardo	13.277	12.826	13.637					
Carbón Importación	13.920	12.127	14.132					
Fuel (*)	8.469	4.449	1.010	0	0	0	0	0
Ciclo Combinado	48.885	63.506	68.139	49.062	48.162	48.162	48.162	48.162
Extraperinsular (*)	14.693	15.353	15.705	10.533	9.805	9.538	7.912	7.903
TOTAL emisores	149.440	149.313	156.687	99.088	93.265	90.163	88.033	87.913
(*) descuento Elcogas								
Hidráulica	19.169	25.330	26.352	29.998	29.998	29.998	29.998	29.998
Nuclear	57.539	60.126	55.102	59.534	59.534	59.534	59.534	59.534
Fuel (Elcogas)	1.544	1.456	1.387	1.387	1.387	1.387	1.387	1.387
Consumos en generación								
Régimen Especial	51.276	50.884	56.302	57.025	57.025	57.025	57.025	57.025
Hidráulica	3.653	3.971						
Eólica	20.846	22.924	26.888	27.061	27.061	27.061	27.061	27.061
Otras renovables	4.104	4.184						
No renovables	22.673	19.805						
RESTO Régimen Especial			29.414	29.964	29.964	29.964	29.964	29.964
Consumos en bombeo								
Intercambios Internacionales								
TOTAL DEMANDA	278.968	287.109	295.830	247.032	241.209	238.108	235.977	235.858
Reducción de la producción respecto a 2007				-16,50%	-18,46%	-19,51%	-20,23%	-20,27%
Variación Demanda n / n-1		2,92%	3,04%	-16,50%	-2,36%	-1,29%	-0,89%	-0,05%
Participación generación emisora	53,6%	52,0%	53,0%	40,1%	38,7%	37,9%	37,3%	37,3%

Gráfico 10

Producción de electricidad con cumplimiento de los objetivos del PNA II



Elaboración Propia

Según el cuadro anterior, con un grado de utilización medio de las centrales y plantas generadoras existentes en 2007, sin aumentos de potencias instaladas y con la premisa del cumplimiento de los objetivos del PNA II, la producción de electricidad para el año 2008 rondaría los 250 TWh, muy lejos de la producción de 295 TWh de 2007 o de la producción de 2008, según los primeros datos publicados, de 303 TWh. **Por lo tanto se puede responder negativamente a la pregunta anterior.**

Es decir, **parece que es imposible lograr el cumplimiento de los objetivos marcados en el PNA II para cada tipo de tecnología si se quiere satisfacer la demanda nacional de electricidad.**

La única posibilidad para el cumplimiento de los objetivos del PNA II y la cobertura de la demanda de electricidad será invirtiendo en aumentos de potencia instalada en tecnologías no emisoras de CO₂ (energías renovables, centrales nucleares o centrales hidráulicas) o la sustitución de tecnologías muy intensivas en emisoras por otras menos intensivas (ciclo combinado por centrales térmicas de carbón).

4.1.1.2. Escenario base sin cumplimiento de los objetivos, con una generación media según la potencia instalada en 2007.

El escenario que servirá para establecer las comparaciones se ha elaborado con las mismas hipótesis que el caso anterior salvo la producción de electricidad con tecnologías emisoras de CO₂.

Para este caso, hemos utilizado:

- En las centrales térmicas de carbón, de ciclo combinado y en la generación extrapeninsular; el promedio de la ratio producción / potencia instalada de los años 2005 al 2007 por la potencia instalada a cierre del ejercicio 2007

- Centrales térmicas de fuel; hemos mantenido la producción de energía de 2007

Así el cuadro de generación de electricidad por tecnología y año quedará como sigue:

Tabla 39

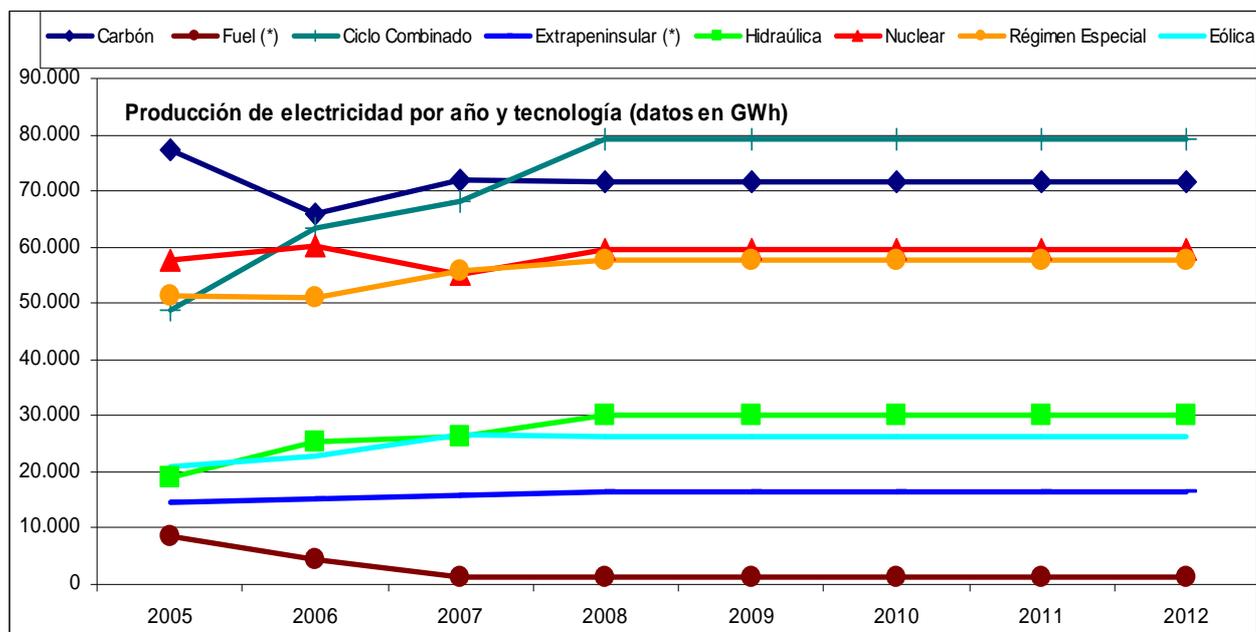
Producción de electricidad media con la potencia instalada de 2007

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	Producción GWh							
Carbón	77.393	66.005	71.833	71.463	71.463	71.463	71.463	71.463
hulla+antracita	40.416	32.412	35.751					
Lignito negro	9.780	8.640	8.313					
Lignito pardo	13.277	12.826	13.637					
Carbón Importación	13.920	12.127	14.132					
Fuel (*)	8.469	4.449	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
Ciclo Combinado	48.885	63.506	68.139	79.277	79.277	79.277	79.277	79.277
Extrapeninsular (*)	14.693	15.353	15.705	16.303	16.303	16.303	16.303	16.303
TOTAL emisores	149.440	149.313	156.687	168.053	168.053	168.053	168.053	168.053
(*) descuento Elcogas								
Hidráulica	19.169	25.330	26.352	29.998	29.998	29.998	29.998	29.998
Nuclear	57.539	60.126	55.102	59.534	59.534	59.534	59.534	59.534
Fuel (Elcogas)	1.544	1.456	1.387	1.387	1.387	1.387	1.387	1.387
Consumos en generación								
Régimen Especial	51.276	50.884	56.302	57.025	57.025	57.025	57.025	57.025
Hidráulica	3.653	3.971						
Eólica	20.846	22.924	26.888	27.061	27.061	27.061	27.061	27.061
Otras renovables	4.104	4.184						
No renovables	22.673	19.805						
RESTO Régimen Especial			29.414	29.964	29.964	29.964	29.964	29.964
Consumos en bombeo								
Intercambios Internacionales								
TOTAL DEMANDA	278.968	287.109	295.830	315.998	315.998	315.998	315.998	315.998
Variación de la producción respecto a 2007				6,82%	6,82%	6,82%	6,82%	6,82%

Elaboración Propia

Gráfico 11

Producción de electricidad media con la potencia instalada de 2007



Elaboración Propia

Suponiendo unas producciones medias, basándose en los tres años anteriores, la producción de electricidad aumentaría sólo un 7% respecto de 2007 durante todos los años del nuevo periodo de compromiso.

Según la evolución de los últimos años, no es probable que en 5 años la demanda de electricidad aumente sólo un 7%.

Con este nivel de generación de electricidad del que partimos, podemos establecer un nivel medio de emisiones utilizando los factores medios de emisión por tecnología durante los años 2005 y 2006.

Así, la previsión de emisión de CO₂ a la atmósfera por parte del sector eléctrico nacional será de:

Tabla 40

Previsión de déficit para el periodo 2008-12 según el Escenario Base

Estimación de emisiones	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Carbón	68.122.983	68.122.983	68.122.983	68.122.983	68.122.983	340.614.916
Fuel	697.829	697.829	697.829	697.829	697.829	3.489.146
Ciclo Combinado	24.763.317	24.763.317	24.763.317	24.763.317	24.763.317	123.816.586
Extrapeninsular	12.436.240	12.436.240	12.436.240	12.436.240	12.436.240	62.181.202
Total Emisiones	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Total Asignaciones	60.653.891	55.810.499	52.916.930	51.196.701	51.083.681	271.661.702
Déficit	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Coste Medio €/tn CO ₂						Total
10	453.664.791	502.098.711	531.034.401	548.236.691	549.366.891	2.584.401.484
15	680.497.186	753.148.066	796.551.601	822.355.036	824.050.336	3.876.602.225
20	907.329.581	1.004.197.421	1.062.068.801	1.096.473.381	1.098.733.781	5.168.802.967
25	1.134.161.977	1.255.246.777	1.327.586.002	1.370.591.727	1.373.417.227	6.461.003.709
30	1.360.994.372	1.506.296.132	1.593.103.202	1.644.710.072	1.648.100.672	7.753.204.451

Elaboración Propia

Basándonos en la fórmula del **escenario base**, los valores de la función de coste quedarán como sigue:

$$\text{Función Coste (emisiones, precio medio cotización)}_n = [(P_{\text{carbón}} \times F_{\text{carbón}} + P_{\text{ciclo combinado}} \times F_{\text{ciclo combinado}} + P_{\text{fuel}} \times F_{\text{fuel}} + P_{\text{extrapeninsular}} \times \text{extrapeninsular}) - A_{\text{total}}] \times PM_{\text{derecho de emisión}}$$

$$Fn(2008) = [(71.463 \times 953,26 + 79.277 \times 312,36 + 1.010 \times 690,94 + 16.303 \times 690,94) - 60.653.891] \times PM_{\text{derecho de emisión}} = (106.020.370 - 60.653.891) \times PM_{\text{derecho de emisión}} = 45.366.479 \times PM_{\text{derecho de emisión}}$$

Aspectos relativos a la inversión del sector eléctrico español ante el desafío del Protocolo de Kioto.

$$Fn(2009) = (106.020.370 - 55.810.499) \times PM_{\text{derecho de emisión}} = 50.209.871 \times PM_{\text{derecho de emisión}}$$

$$Fn(2010) = (106.020.370 - 52.916.930) \times PM_{\text{derecho de emisión}} = 53.103.440 \times PM_{\text{derecho de emisión}}$$

$$Fn(2011) = (106.020.370 - 51.196.701) \times PM_{\text{derecho de emisión}} = 54.823.669 \times PM_{\text{derecho de emisión}}$$

$$Fn(2012) = (106.020.370 - 51.083.681) \times PM_{\text{derecho de emisión}} = 54.936.684 \times PM_{\text{derecho de emisión}}$$

Dado que hemos establecido la hipótesis de que la producción será constante al no haber nuevas inversiones, las funciones de los años 2009 a 2012 serán iguales salvo por la diferencia de asignación por año y dependiendo siempre del $PM_{\text{derecho de emisión}}$

$$Fn(\text{coste total}) = Fn(2008) + Fn(2009) + Fn(2010) + Fn(2011) + Fn(2012)$$

durante todo el periodo a 10 €.

Suponiendo un precio medio de derechos, constante para todo el periodo, quedará al final:

$$Fn(\text{coste total}) = 258.440.148 \text{ toneladas de CO}_2 \times PM_{\text{derecho de emisión}}$$

Debido a la constante reducción por año que hace el PNA II de derechos de emisión, un 16% durante todo el periodo, parece lógico plantear un escenario en el que el déficit de derechos sea creciente.

Estableciendo como hipótesis un precio de derecho constante durante todo el periodo, podemos ver que nos moveríamos en un abanico de coste de entre 7.753 millones de euros (precios constantes a euros de 2008) si el derecho de emisión cotizase a 30 € / tn CO₂ y un coste total de 2.584 millones de euros si

el derecho cotizase Sobre estos costes serán sobre los que haremos las comparaciones de los siguientes escenarios.

<u>Coste Medio</u> <u>del derecho</u>	<u>Millones de</u> <u>euros</u>
10 €	2.584
15 €	3.877
20 €	5.169
25 €	6.461
30 €	7.753

4.1.2. ESCENARIO 1. Producción de electricidad con aumentos de potencia instalada sólo en parques eólicos

A. Definición del Escenario 1.

En el primer escenario de comparación que se ha hecho, el esfuerzo inversor se ha destinado solamente hacia la energía eólica.

Las hipótesis son las mismas que las del **escenario base** menos las relativas a la potencia instalada en parques eólicos. Dentro del **escenario nº1** hemos establecido 5 posibilidades en función del crecimiento acumulado en la potencia eólica instalada anual de forma lineal. Hemos establecido la posibilidad de **invertir e instalar de forma lineal a lo largo de todo el periodo 2008-12 un porcentaje determinado sobre la potencia instalada del año anterior**. Así, dentro de este escenario, hay a la vez otras cinco posibles situaciones.

La primera situación será la que surja de mantener una capacidad inversora (y capacidad para poner en explotación) de un 5% de la potencia total instalada en tecnología eólica respecto del año anterior. Así, en 2008 la potencia eólica instalada pasará de 13.909 MW en 2007 a 14.604 MW. En 2009 dispondremos

de una potencia instalada de 15.335 MW (+ 5% de la potencia de 2008) y así sucesivamente hasta 2012, cuando dispondremos de una potencia eólica instalada de 17.752 MW.

Tabla 41

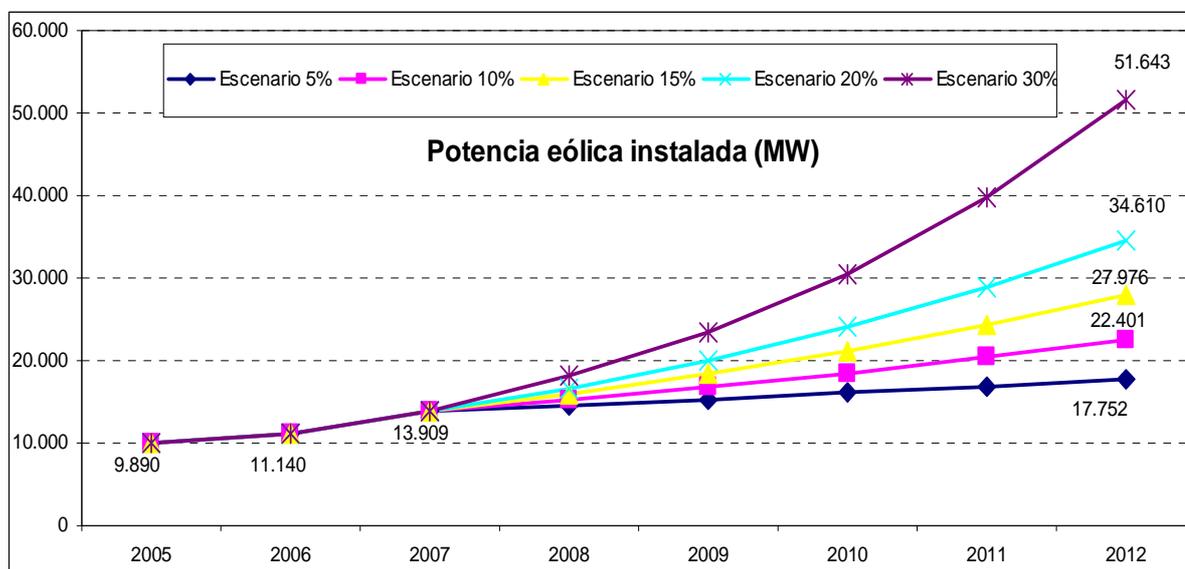
Evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión

Total Potencia Eólica (MW)	2008	2009	2010	2011	2012
5%	14.604	15.335	16.101	16.906	17.752
10%	15.300	16.830	18.513	20.364	22.401
15%	15.995	18.395	21.154	24.327	27.976
20%	16.691	20.029	24.035	28.842	34.610
30%	18.082	23.506	30.558	39.725	51.643

Siguiendo estas pautas, y con unos porcentajes de inversión del 5%, 10%, 15%, 20% y del 30% anual y acumulado, el total de la potencia instalada llegará en 2012 a los valores que mostramos en este gráfico.

Gráfico 12

Gráfico con la evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión



La potencia instalada eólica tendrá un crecimiento que responderá a la siguiente fórmula dependiendo del año que hablemos.

$$\text{Potencia Eólica}_{\text{año } n} = {}^{n-5}_{1-5} \Sigma (\text{Potencia Eólica 2007} (1 + \text{tasa inversión})^n)$$

Donde $n_1 = 2008$ y $n_5 = 2012$

Bajo la fórmula principal del coste del déficit de derechos para el sector eléctrico y con esta modificación la fórmula de costes quedará como sigue:

$$\text{Función Coste (emisiones, precio medio cotización)}_{\text{eólico } n} = (\text{Emisiones Escenario base} - \text{Asignaciones} - \text{Ahorros Escenario 1}) \times \text{Precio Medio Derecho de Emisión} = (\text{Déficit Esc. Base} - \text{Ahorro Esc.1}) \times \text{PM}$$

$$\text{Función Coste (emisiones, precio medio cotización)}_{\text{eólico } n} = [(P_{\text{carbón}} \times F_{\text{carbón}} + P_{\text{ciclo combinado}} \times F_{\text{ciclo combinado}} + P_{\text{fuel}} \times F_{\text{fuel}} + P_{\text{extrapeninsular}} \times \text{extrapeninsular}) - A_{\text{total}}] \times \text{PM}_{\text{derecho de emisión}} - (P_{\text{eólico } n} - P_{\text{eólico 2007}}) \times F_{\text{carbón}} \times \text{PM}_{\text{derecho de emisión}}$$

Donde n supone el porcentaje de incremento de potencia eólica instalada

Es decir, **los aumentos de producción de electricidad motivada por el incremento de potencia instalada en parques eólicos permitirán ahorros en la emisión de CO₂ respecto del mismo año en el Escenario Base**, pues podremos sustituir la producción de electricidad con tecnologías emisoras por el incremento de energía eólica.

Llegado el caso en que la producción eólica fuera mayor que la generación térmica de carbón, sustituiríamos en primer lugar toda la procedente del carbón y luego descontaría de la producción en centrales de ciclo combinado.

Ahora se podrán hacer las comparaciones entre los dos modelos, **escenario base** frente a este escenario. La comparación la haremos en términos de costes, buscando qué opción es más eficiente

B. Escenario 1, con una inversión del 5 %.

Así, los datos para un crecimiento constante del 5% durante cinco años en parques eólicos son los siguientes:

Tabla 42

Hipótesis con una inversión del 5% con una inversión del 5%

	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Escenario 5%								
Potencia Eólica Instalada	9.890	11.140	13.909	14.604	15.335	16.101	16.906	17.752
Increm. MW		1.250	2.769	695	730	767	805	845
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	317.351	318.771	320.263	321.830	323.474
Eólico. Generación Electricidad (GWh)	20.846	22.924	26.888	28.414	29.835	31.327	32.893	34.538
% Eólico / Total Sector	7,47%	7,98%	9,09%	8,95%	9,36%	9,78%	10,22%	10,68%
Increm. Anual GWh		2.078	3.964	1.526	1.421	1.492	1.566	1.645
Increm respecto Escenario. Base				1.353	2.774	4.266	5.832	7.477

Utilizando los factores medios de emisión por tecnología para hacer una estimación de emisiones de CO₂ para el conjunto del sector obtendremos los siguientes datos:

Tabla 43

Estimación del déficit con una inversión del 5%

Estimación Emisiones (tn CO₂)	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	1.289.828	2.644.147	4.066.183	5.559.320	7.127.114	20.686.591
Déficit escenario increm. 5% eólica	44.076.651	47.565.724	49.037.258	49.264.349	47.809.576	237.753.557

Tal y como hemos explicado anteriormente, gracias al incremento de generación de electricidad eólica frente al escenario base, es decir, gracias al ahorro de producción de electricidad en centrales térmicas de carbón, se logrará un ahorro anual cada vez mayor de emisiones de CO₂, llegando en 2012 a un ahorro de 7,1 millones de toneladas.

El ahorro de emisiones va a permitir rebajar el coste de la cobertura del déficit de derechos que he estimado en el **escenario base**.

Tabla 44

Coste del déficit de derechos de emisión (en euros) con un precio de 25 € / tCO₂

Precio referencia 25 euros / tonelada	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Escenario Base	1.134.161.977	1.255.246.777	1.327.586.002	1.370.591.727	1.373.417.227	6.461.003.709
Aumento Potencia Eólica 5%	1.101.916.278	1.189.143.095	1.225.931.438	1.231.608.736	1.195.239.388	5.943.838.936
Diferencia	32.245.698	66.103.682	101.654.564	138.982.990	178.177.838	517.164.773

Según estas hipótesis en el primer año se podrían ahorrar 32 millones de euros aumentando un 5% la potencia instalada de parques eólicos. En el segundo 66 millones de euros, en el tercero 102, en el cuarto 129 millones y en el quinto 178 millones de euros.

El aumento de potencia eólica instalada generará unos ahorros equivalentes a la reducción de emisiones por el precio de cotización del derecho. La nueva función de costes quedará como sigue

$$\text{Fn Coste (inversión 5\%)} = (\text{Déficit Esc. Base} - \text{Ahorros}) \times \text{PM} = 237.753.557 \times \text{PM}_{\text{derecho emisión}}$$

Sin embargo, para estudiar la rentabilidad de estas inversiones habrá que comparar el ahorro logrado con el coste de las inversiones. Según los estudios de APPA (Asociación Productores de Energía Renovables) y PER, de media, el coste de cada kW invertido en parques eólicos es de 937 € /kW o 979,74 € / kW respectivamente.

Según estos valores medios de coste de la inversión, cubrir el supuesto de invertir de forma continuada y acumulada un 5% en energía eólica tendría un coste de:

Tabla 45

Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión del 5%

<u>Coste Inversión</u>	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio medio referencia inversión PER 979,74 € /kW	681.363.139	715.431.296	751.202.860	788.763.003	828.201.154	3.764.961.452
Precio medio referencia inversión APPA 937,00 € /kW	651.636.650	684.218.483	718.429.407	754.350.877	792.068.421	3.600.703.837

Esto hace que, año tras año, el coste de la inversión sea muy superior al ahorro vía reducción de emisiones de CO₂.

Si a continuación estudiamos el mismo escenario, pero con otros precios medios de cotización obtenemos los siguientes datos.

Tabla 46

Coste del déficit de derechos de emisión en el Escenario 1 con una inversión del 5%.

<u>Coste déficit con inversión</u>	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Dcho de emisión						
10 euros	440.766.511	475.657.238	490.372.575	492.643.495	478.095.755	2.377.535.574
15 euros	661.149.767	713.485.857	735.558.863	738.965.242	717.143.633	3.566.303.362
20 euros	881.533.023	951.314.476	980.745.150	985.286.989	956.191.511	4.755.071.149
25 euros	1.101.916.278	1.189.143.095	1.225.931.438	1.231.608.736	1.195.239.388	5.943.838.936
30 euros	1.322.299.534	1.426.971.714	1.471.117.725	1.477.930.484	1.434.287.266	7.132.606.723

En comparación con el **escenario base**, los ahorros que se pueden lograr realizando unas inversiones del 5% nunca son suficientes para compensar el coste de las inversiones. A continuación mostramos una tabla con los ahorros logrados en función de unos precios de cotización medios

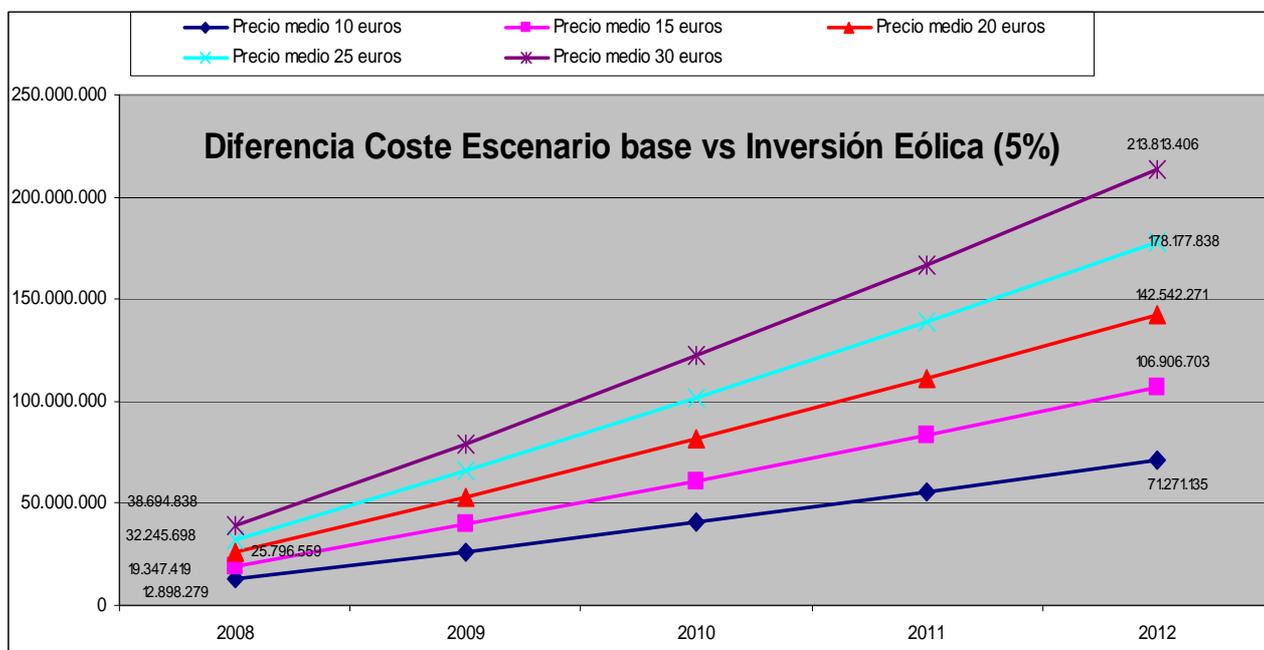
Tabla 47

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 con una inversión del 5%. a distintos precios del CO₂

<i>Dif. Con Esc. Base</i>	2008	2009	2010	2011	2012	<u>Total</u>
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	12.898.279	26.441.473	40.661.826	55.593.196	71.271.135	206.865.909
15 euros	19.347.419	39.662.209	60.992.738	83.389.794	106.906.703	310.298.864
20 euros	25.796.559	52.882.945	81.323.651	111.186.392	142.542.271	413.731.818
25 euros	32.245.698	66.103.682	101.654.564	138.982.990	178.177.838	517.164.773
30 euros	38.694.838	79.324.418	121.985.477	166.779.589	213.813.406	620.597.727

Gráfico 13

Diferencia del coste Escenario Base con Escenario 1, Inversión 5% en eólico



Elaboración Propia

La diferencia, es decir, los ahorros logrados tienen una relación directa con el precio de cotización de los derechos. Cuanto mayor sea el precio de cotización, mayor será la diferencia.

Estos ahorros son siempre inferiores a los costes de las inversiones que hemos enseñado anteriormente. Incluso haciendo el supuesto de un precio de cotización de 100 euros. En este caso, los ahorros serían de:

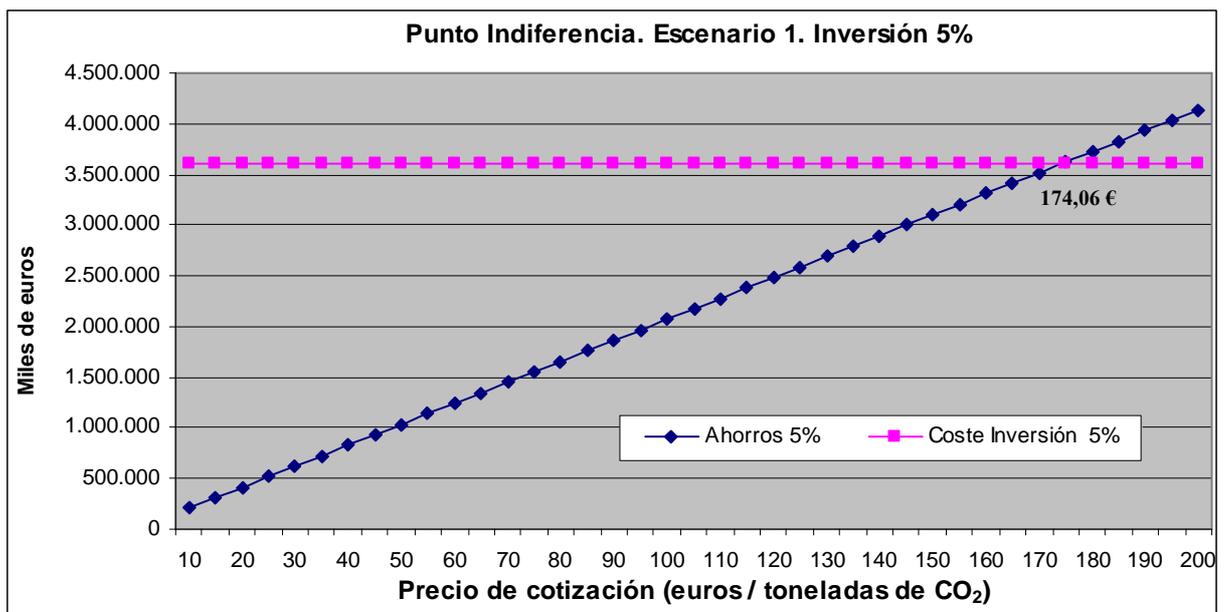
Precio referencia 100 € / tn	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Con Inversión	4.407.665.114	4.756.572.381	4.903.725.751	4.926.434.945	4.780.957.554	23.775.355.745
Escenario base	4.536.647.907	5.020.987.107	5.310.344.007	5.482.366.907	5.493.668.907	25.844.014.835
Diferencia	128.982.793	264.414.726	406.618.256	555.931.962	712.711.353	2.068.659.090

Por lo tanto podemos concluir que nunca será rentable desde un punto de vista económico invertir sólo un 5% en tecnología eólica.

Para lograr que el ahorro que se consigue gracias a las menores emisiones de CO₂ sea rentable en comparación con el coste de la inversión, es decir, el punto en el que la inversión en nueva potencia eólica sea igual o menor que el ahorro logrado, **el precio de cotización tendría que ser mayor o igual que 174,06 € / tonelada**, pues en ese punto el ahorro de 20.668.591 toneladas de CO₂ por 174,06 € iguala los 3.600.704 miles de € según un precio de referencia de coste de inversión de 937€/kW

Gráfico 14

Punto de indiferencia Escenario 1. Inversión 5%



Elaboración propia

C. Escenario 1, con una inversión del 10%.

A continuación, y siguiendo la misma metodología; calcularemos las emisiones del sector con un escenario de inversión acumulada y lineal de un porcentaje determinado, calcularemos el coste del déficit con distintas posibilidades de precios de cotización media, el coste medio de inversión en el aumento de la potencia eólica instalada obtenemos los siguientes datos:

Tabla 48

Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 10%

Escenario 10%	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia Eólica Instalada	9.890	11.140	13.909	15.300	16.830	18.513	20.364	22.401
Increment. MW		1.250	2.769	1.391	1.530	1.683	1.851	2.036
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	318.704	321.681	324.955	328.557	332.519
Eólico. Generación Electricidad (GWh)	20.846	22.924	26.888	29.768	32.744	36.019	39.621	43.583
% Eólico / Total Sector	7,47%	7,98%	9,09%	9,34%	10,18%	11,08%	12,06%	13,11%
Increment. Anual GWh		2.078	3.964	2.880	2.977	3.274	3.602	3.962
Increment respecto Escenario. Base				2.706	5.683	8.957	12.559	16.521

El ahorro de emisiones será:

Tabla 49

Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 10%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	2.579.656	5.417.277	8.538.661	11.972.183	15.749.057	44.256.834
Déficit escenario increm. 10% eólica	42.786.823	44.792.594	44.564.779	42.851.486	39.187.632	214.183.314

El coste de la inversión y el coste de cubrir el déficit de derechos de emisión será:

Tabla 50

Coste de la inversión en el Escenario 1. -Inversión 10%- y coste del déficit de derechos de emisión

Coste Inversión	€/kW	2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
Precio medio referencia inversión							
PER	979,74	1.362.726.277	1.498.998.905	1.648.898.796	1.813.788.675	1.995.167.543	8.319.580.196
Precio medio referencia inversión							
APPA	937,00	1.303.273.300	1.433.600.630	1.576.960.693	1.734.656.762	1.908.122.439	7.956.613.824
Coste déficit							
Precio Medio Dcho de emisión							
10		427.868.232	447.925.938	445.647.792	428.514.862	391.876.320	2.141.833.144
15		641.802.348	671.888.906	668.471.687	642.772.293	587.814.481	3.212.749.715
20		855.736.464	895.851.875	891.295.583	857.029.724	783.752.641	4.283.666.287
25		1.069.670.580	1.119.814.844	1.114.119.479	1.071.287.155	979.690.801	5.354.582.859
30		1.283.604.696	1.343.777.813	1.336.943.375	1.285.544.586	1.175.628.961	6.425.499.431

En comparación con el **escenario base**, los ahorros que se pueden lograr realizando unas inversiones del 10% nunca son suficientes para compensar el coste de las inversiones. Sólo se puede compensar si el precio medio de cotización fuera mayor de 179,78 € por toneladas.

A continuación mostramos una tabla con los ahorros logrados en función de unos precios de cotización medios

Tabla 51

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 –inversión del 10%- a distintos precios del CO₂

<i>Dif. Con Esc. Base</i>	2008	2009	2010	2011	2012	<u>Total</u>
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	25.796.559	54.172.773	85.386.609	119.721.829	157.490.570	442.568.340
15 euros	38.694.838	81.259.160	128.079.914	179.582.743	236.235.855	663.852.510
20 euros	51.593.117	108.345.546	170.773.218	239.443.657	314.981.140	885.136.680
25 euros	64.491.397	135.431.933	213.466.523	299.304.572	393.726.426	1.106.420.850
30 euros	77.389.676	162.518.320	256.159.827	359.165.486	472.471.711	1.327.705.020
100 euros	257.965.587	541.727.732	853.866.091	1.197.218.287	1.574.905.702	4.425.683.399
179,78 euros	463.777.538	973.932.830	1.535.103.652	2.152.391.555	2.831.408.249	7.956.613.824

Además, **si el precio del derecho cotizase a 179,78 €**, el coste total del déficit ascendería a 38.506 millones de euros, muy lejos de los valores que calculamos en el Escenario base, donde con una cotización media de 25 € situábamos el coste en 6.461 millones de euros.

D. Escenario 1, con una inversión del 15%.

Para una **inversión del 15%** los datos son:

Tabla 52

Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 15%

Escenario 15%	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia Eólica Instalada	9.890	11.140	13.909	15.995	18.395	21.154	24.327	27.976
Increm. MW		1.250	2.769	2.086	2.399	2.759	3.173	3.649
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	320.057	324.725	330.093	336.267	343.366
Eólico. Generación Electricidad (GWh)	20.846	22.924	26.888	31.121	35.789	41.157	47.331	54.430
% Eólico / Total Sector	7,47%	7,98%	9,09%	9,72%	11,02%	12,47%	14,08%	15,85%
Increm. Anual GWh		2.078	3.964	4.233	4.668	5.368	6.174	7.100
Increm respecto Escenario. Base				4.059	8.727	14.096	20.269	27.369

El ahorro de emisiones será:

Tabla 53

Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 15%

Estimación Emisiones (tn CO₂)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	3.869.484	8.319.390	13.436.782	19.321.784	26.089.535	71.036.975
Déficit escenario increm. 15% eólica	41.496.995	41.890.481	39.666.658	35.501.885	28.847.154	187.403.173

El coste de la inversión y el coste de cubrir el déficit de derechos de emisión será:

Tabla 54

Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión 15% y coste del déficit de derechos de emisión

Coste Inversión	2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
Precio medio referencia inversión						
PER 979,74 € /kW	2.044.089.416	2.350.702.828	2.703.308.253	3.108.804.491	3.575.125.164	13.782.030.152
Precio medio referencia inversión						
APPA 937,00 € /kW	1.954.909.950	2.248.146.443	2.585.368.409	2.973.173.670	3.419.149.721	13.180.748.192
Coste déficit						
Precio Medio Dchos de emisión						
10	414.969.953	418.904.809	396.666.576	355.018.854	288.471.541	1.874.031.732
15	622.454.929	628.357.214	594.999.864	532.528.281	432.707.311	2.811.047.598
20	829.939.905	837.809.618	793.333.152	710.037.708	576.943.081	3.748.063.465
25	1.037.424.882	1.047.262.023	991.666.440	887.547.135	721.178.852	4.685.079.331
30	1.244.909.858	1.256.714.427	1.189.999.727	1.065.056.562	865.414.622	5.622.095.197

Los ahorros logrados con una inversión del 15% son los siguientes, llegando a igualar el coste de la inversión con un **precio de cotización de 185,55 € por tonelada**

Tabla 55

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 – inversión del 15% - a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	38.694.838	83.193.902	134.367.825	193.217.837	260.895.350	710.369.751
15 euros	58.042.257	124.790.852	201.551.737	289.826.755	391.343.025	1.065.554.627
20 euros	77.389.676	166.387.803	268.735.650	386.435.673	521.790.700	1.420.739.502
25 euros	96.737.095	207.984.754	335.919.562	483.044.592	652.238.375	1.775.924.378
30 euros	116.084.514	249.581.705	403.103.475	579.653.510	782.686.050	2.131.109.254
100 euros	386.948.380	831.939.017	1.343.678.249	1.932.178.366	2.608.953.501	7.103.697.512
185,55 euros	717.973.865	1.543.643.809	2.493.164.246	3.585.112.748	4.840.853.525	13.180.748.192

E. Escenario 1, con una inversión del 20%.

Para una **inversión del 20%** los datos son:

Tabla 56

Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 20%

Escenario 20%	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia Eólica Instalada	9.890	11.140	13.909	16.691	20.029	24.035	28.842	34.610
Increment. MW		1.250	2.769	2.782	3.338	4.006	4.807	5.768
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	321.410	327.905	335.698	345.051	356.274
Eólico. Generación Electricidad (GWh)	20.846	22.924	26.888	32.474	38.968	46.762	56.115	67.337
% Eólico / Total Sector	7,47%	7,98%	9,09%	10,10%	11,88%	13,93%	16,26%	18,90%
Increment. Anual GWh		2.078	3.964	5.586	6.495	7.794	9.352	11.223
Increment respecto Escenario. Base				5.412	11.907	19.701	29.053	40.276

El ahorro de emisiones será:

Tabla 57

Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 20%

Estimación Emisiones (tn CO₂)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	5.159.312	11.350.486	18.779.895	27.695.185	38.393.534	101.378.412
Déficit escenario increm. 20% eólica	40.207.167	38.859.385	34.323.545	27.128.484	16.543.155	157.061.737

El coste de la inversión y el coste de cubrir el déficit de derechos de emisión será:

Tabla 58

Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión 20% y coste del déficit de derechos de emisión

Coste Inversión	€/kW	2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
Precio medio referencia inversión							
PER	979,74	2.725.452.555	3.270.543.066	3.924.651.679	4.709.582.014	5.651.498.417	20.281.727.731
Precio medio referencia inversión							
APPA	937,00	2.606.546.600	3.127.855.920	3.753.427.104	4.504.112.525	5.404.935.030	19.396.877.179
Coste déficit (euros 2008)							
Precio Medio Derechos de emisión							
10		402.071.673	388.593.853	343.235.454	271.284.837	165.431.549	1.570.617.366
15		603.107.510	582.890.779	514.853.181	406.927.255	248.147.323	2.355.926.048
20		804.143.347	777.187.705	686.470.907	542.569.674	330.863.098	3.141.234.731
25		1.005.179.183	971.484.632	858.088.634	678.212.092	413.578.872	3.926.543.414
30		1.206.215.020	1.165.781.558	1.029.706.361	813.854.511	496.294.647	4.711.852.097

Los ahorros logrados invirtiendo un 20% de forma continua serán los siguientes, y llegarán a un **punto de indiferencia con el coste de la inversión en 191,33 € / tonelada**

Tabla 59

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 –inversión del 20%- a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	51.593.117	113.504.858	187.798.947	276.951.854	383.935.342	1.013.784.118
15 euros	77.389.676	170.257.287	281.698.421	415.427.781	575.903.013	1.520.676.177
20 euros	103.186.235	227.009.716	375.597.894	553.903.707	767.870.684	2.027.568.236
25 euros	128.982.793	283.762.145	469.497.368	692.379.634	959.838.354	2.534.460.295
30 euros	154.779.352	340.514.574	563.396.841	830.855.561	1.151.806.025	3.041.352.354
100 euros	515.931.173	1.135.048.581	1.877.989.470	2.769.518.537	3.839.353.418	10.137.841.179
191,33 euros	987.138.526	2.171.704.757	3.593.184.234	5.298.959.607	7.345.890.054	19.396.877.179

F. Escenario 1, con una inversión del 30%.

Para una **inversión del 30%** los datos son:

Tabla 60

Hipótesis del Escenario 1 con una inversión del 30%

Escenario 30%	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia Eólica Instalada	9.890	11.140	13.909	18.082	23.506	30.558	39.725	51.643
Increment. MW		1.250	2.769	4.173	5.425	7.052	9.167	11.918
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	324.116	334.670	348.390	366.226	389.413
Eólico. Generación Electricidad (GWh)	20.846	22.924	26.888	35.180	45.734	59.454	77.290	100.477
% Eólico / Total Sector	7,47%	7,98%	9,09%	10,85%	13,67%	17,07%	21,10%	25,80%
Increment. Anual GWh		2.078	3.964	8.292	10.554	13.720	17.836	23.187
Increment respecto Escenario. Base				8.118	18.672	32.393	50.229	73.416

El ahorro de emisiones será:

Tabla 61

Estimación del déficit del Escenario 1 con una inversión del 30%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	7.738.968	17.799.625	30.878.481	47.880.993	69.984.258	174.282.324
Déficit escenario increm. 30% eólica	37.627.511	32.410.246	22.224.959	6.942.677	-15.047.569	84.157.824

El coste de la inversión y el coste de cubrir el déficit de derechos de emisión será:

Tabla 62

Coste de la inversión en el Escenario 1. Inversión 30% y coste del déficit de derechos de emisión

<u>Coste Inversión</u>		2008	2009	2010	2011	2012	<i>Total Euros</i>
Precio medio referencia inversión							
PER	979,74€ /kW	4.088.178.832	5.314.632.482	6.909.022.226	8.981.728.894	11.676.247.562	36.969.809.995
Precio medio referencia inversión							
APPA	937,00€ /kW	3.909.819.900	5.082.765.870	6.607.595.631	8.589.874.320	11.166.836.616	35.356.892.338
<u>Coste déficit</u>							
Precio Medio Derechos de emisión							
10		376.275.115	324.102.456	222.249.594	69.426.765	-150.475.688	841.578.242
15		564.412.672	486.153.684	333.374.390	104.140.148	-225.713.532	1.262.367.363
20		752.550.229	648.204.912	444.499.187	138.853.531	-300.951.376	1.683.156.484
25		940.687.787	810.256.140	555.623.984	173.566.914	-376.189.220	2.103.945.604
30		1.128.825.344	972.307.368	666.748.781	208.280.296	-451.427.064	2.524.734.725

Los ahorros logrados invirtiendo un 30% de forma continua serán los siguientes, y llegarán a un **punto de indiferencia con el coste de la inversión en 202,87 € / tonelada**

Tabla 63

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 1 –inversión del 30%- a distintos precios del CO₂

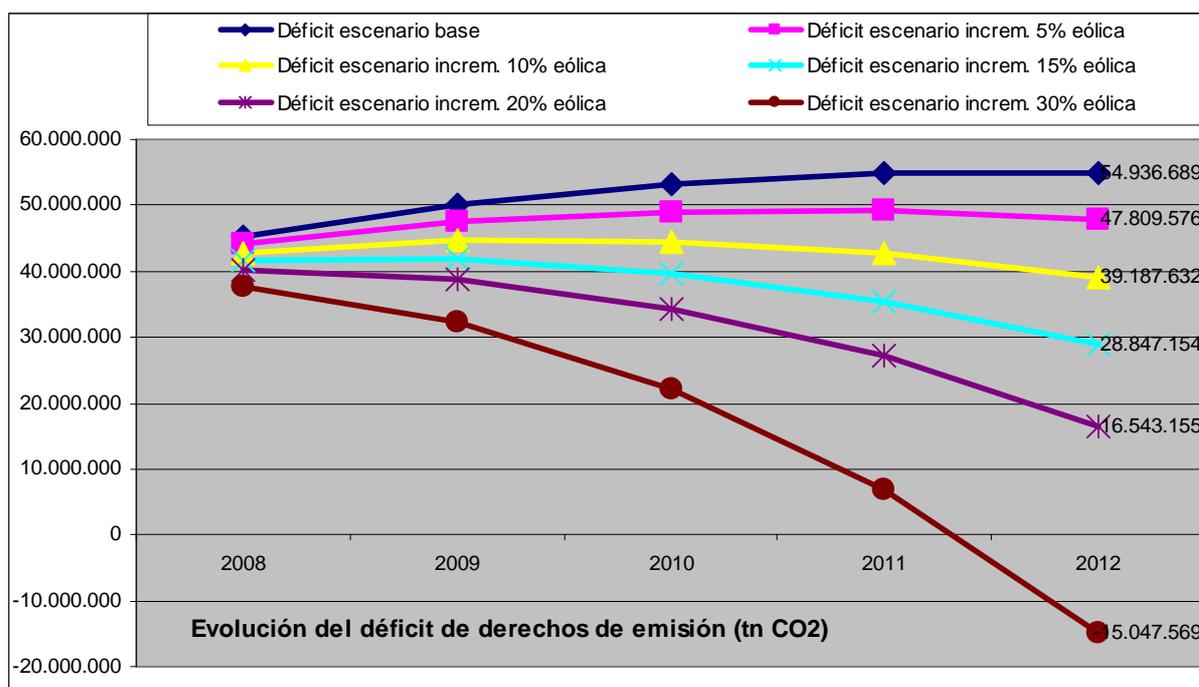
<i>Dif. Con Esc. Base</i>	2008	2009	2010	2011	2012	<u>Total</u>
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	77.389.676	177.996.255	308.784.807	478.809.925	699.842.579	1.742.823.242
15 euros	116.084.514	266.994.382	463.177.211	718.214.888	1.049.763.868	2.614.234.863
20 euros	154.779.352	355.992.509	617.569.614	957.619.850	1.399.685.157	3.485.646.483
25 euros	193.474.190	444.990.637	771.962.018	1.197.024.813	1.749.606.447	4.357.058.104
30 euros	232.169.028	533.988.764	926.354.421	1.436.429.776	2.099.527.736	5.228.469.725
100 euros	773.896.760	1.779.962.547	3.087.848.071	4.788.099.252	6.998.425.787	17.428.232.417
202,87 euros	1.570.014.891	3.611.034.248	6.264.359.413	9.713.682.128	14.197.801.657	35.356.892.338

G. Conclusiones del Escenario 1, relativo a la inversión en parques eólicos

Los aumentos en la potencia instalada de parques eólicos **permite reducir el déficit de derechos de emisión**, si bien y según los modelos estudiados, **nunca se logra evitarlo**. Sólo bajo las hipótesis de una inversión del 30% de forma continua llegamos a presentar en el año 2012 una situación de superávit de derechos, pero en cualquier caso, insuficiente para cubrir todo el periodo 2008-2012.

Gráfico 15

Evolución del déficit de derechos de emisión con las distintas hipótesis de inversión

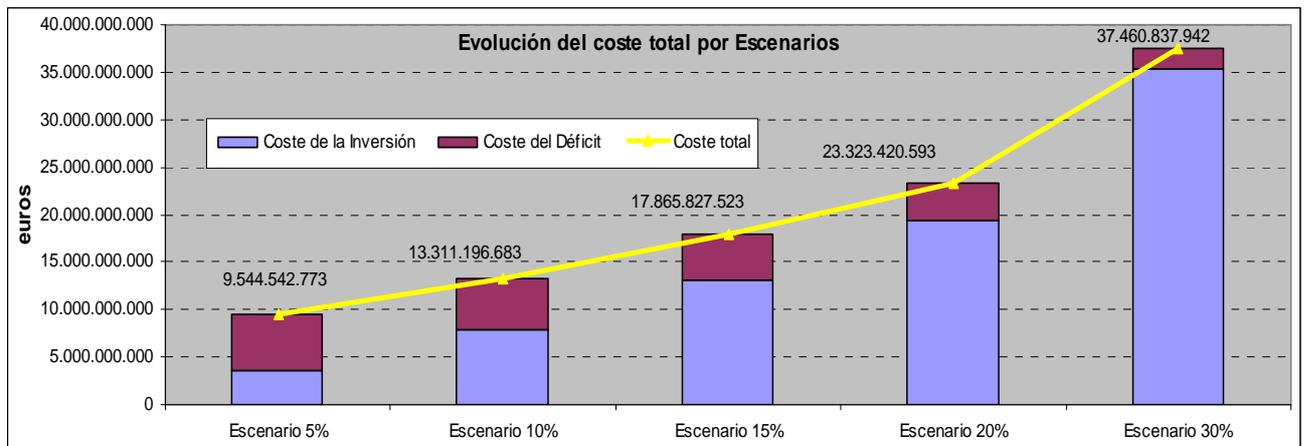


En el **escenario base el déficit anual es creciente**, pues las asignaciones del PNA II son decrecientes. Con los escenarios de **inversión en energía eólica se consigue compensar este efecto**.

Si establecemos una comparación, con un precio de cotización media de 25 euros, podemos ver como en el conjunto del periodo 2008-2012 el coste del déficit es cada vez proporcionalmente más pequeño.

Gráfico 16

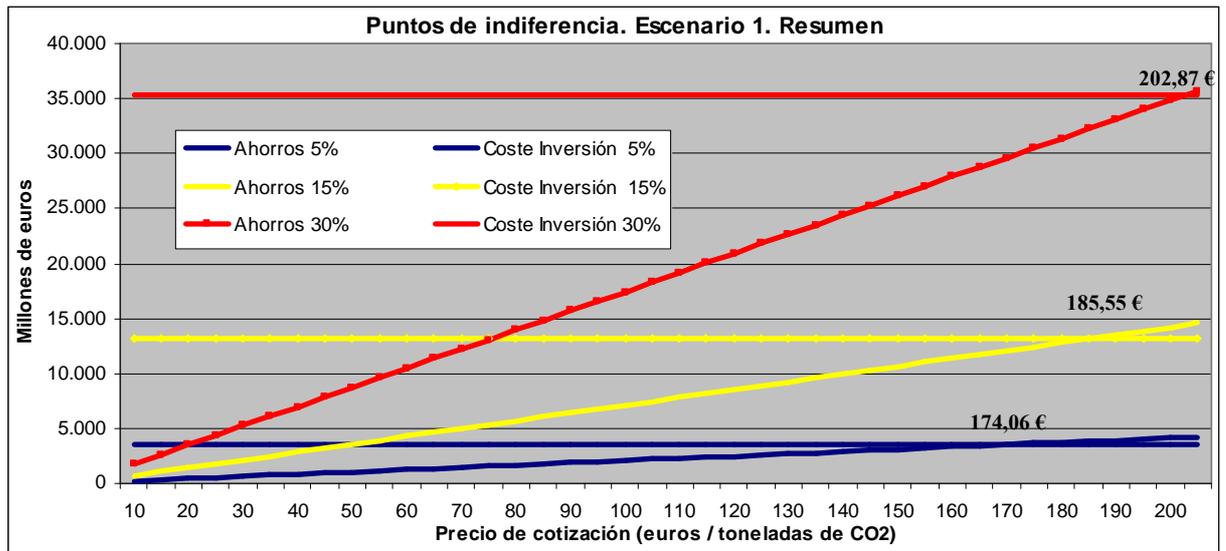
Evolución del coste total del Escenario 1 bajo las distintas hipótesis



Además, **cuanto mayor sea la inversión, más lejos está el punto de indiferencia** entre los ahorros logrados y el coste de la inversión, siendo siempre superior a los 100 € por derecho.

Gráfico 17

Puntos de indiferencia del Escenario 1



Al final, de la comparación de todas las posibilidades barajadas en este escenario, con los distintos escenarios y con los distintos precios medios de cotización de derechos de emisión, obtendremos los siguientes datos:

Tabla 64

Comparación de las distintas hipótesis del Escenario 1

	Escenario 5%	Escenario 10%	Escenario 15%	Escenario 20%	Escenario 30%
10 euros					
Coste total (inversión + déficit)	5.978.239.411	10.098.446.967	15.054.779.925	20.967.494.544	36.198.470.579
Coste Escenario Base	2.584.401.484	2.584.401.484	2.584.401.484	2.584.401.484	2.584.401.484
Diferencia	3.393.837.928	7.514.045.484	12.470.378.441	18.383.093.061	33.614.069.096
% Coste total / Escenario base	43,23%	25,59%	17,17%	12,33%	7,14%
15 euros					
Coste total (inversión + déficit)	7.167.007.199	11.169.363.539	15.991.795.791	21.752.803.227	36.619.259.700
Coste Escenario Base	3.876.602.225	3.876.602.225	3.876.602.225	3.876.602.225	3.876.602.225
Diferencia	3.290.404.973	7.292.761.314	12.115.193.565	17.876.201.002	32.742.657.475
% Coste total / Escenario base	54,09%	34,71%	24,24%	17,82%	10,59%
20 euros					
Coste total (inversión + déficit)	8.355.774.986	12.240.280.111	16.928.811.657	22.538.111.910	37.881.627.063
Coste Escenario Base	5.168.802.967	5.168.802.967	5.168.802.967	5.168.802.967	5.168.802.967
Diferencia	3.186.972.019	7.071.477.144	11.760.008.690	17.369.308.943	32.712.824.096
% Coste total / Escenario base	61,86%	42,23%	30,53%	22,93%	13,64%
25 euros					
Coste total (inversión + déficit)	9.544.542.773	13.311.196.683	17.865.827.523	23.323.420.593	37.460.837.942
Coste Escenario Base	6.461.003.709	6.461.003.709	6.461.003.709	6.461.003.709	6.461.003.709
Diferencia	3.083.539.064	6.850.192.974	11.404.823.814	16.862.416.884	30.999.834.233
% Coste total / Escenario base	67,69%	48,54%	36,16%	27,70%	17,25%
30 euros					
Coste total (inversión + déficit)	10.733.310.560	14.382.113.255	18.802.843.389	24.108.729.275	37.881.627.063
Coste Escenario Base	7.753.204.451	7.753.204.451	7.753.204.451	7.753.204.451	7.753.204.451
Diferencia	2.980.106.110	6.628.908.804	11.049.638.939	16.355.524.825	30.128.422.613
% Coste total / Escenario base	72,23%	53,91%	41,23%	32,16%	20,47%
99,99 euros					
Coste total (inversión + déficit)	27.373.682.046	29.372.803.426	31.919.191.483	35.101.480.217	43.771.833.177
Coste Escenario Base	25.841.430.434	25.841.430.434	25.841.430.434	25.841.430.434	25.841.430.434
Diferencia	1.532.251.612	3.531.372.993	6.077.761.050	9.260.049.784	17.930.402.744
% Coste total / Escenario base	94,40%	87,98%	80,96%	73,62%	59,04%

No hay ninguna posibilidad, con las hipótesis establecidas, de que con inversión en parques eólicos compensemos el coste de la inversión nueva con los ahorros logrados por el lado del déficit de derechos.

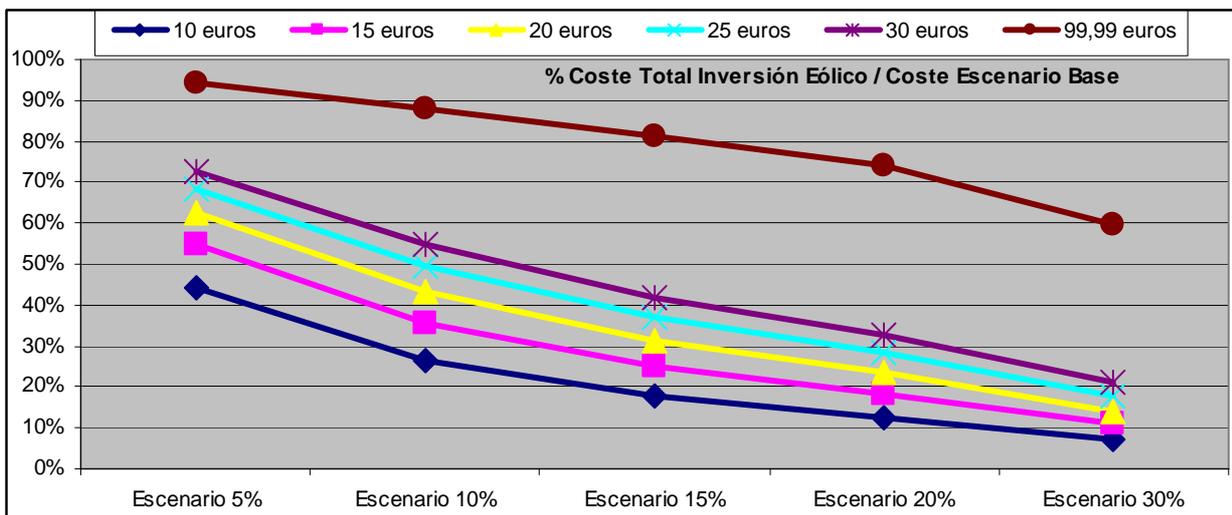
Cuanto más invertimos, más nos alejamos del objetivo de igualar el coste de la inversión con el coste del déficit de derechos del nuevo escenario frente al coste del déficit del escenario base.

Se observa que cuanto mayor es el precio medio de cotización, más nos acercamos al coste del escenario base, lo cual es lógico, pues menos pesa en la función del nuevo escenario el coste de la inversión.

La hipótesis que más nos acerca a igualar los resultados del escenario base es aquella en la que durante todo el periodo 2008-2012 el precio de cotización de los derechos es de 99,99 € e invertimos sólo un 5%. En este caso, estaríamos tan sólo a un 94,4% del coste del escenario base. El coste de esta hipótesis sería de 27.374 millones de euros y un coste de 25.841 millones sino hiciéramos nada. Pero este coste sería prácticamente inasumible por el sector.

Gráfico 18

Comparación del coste del Escenario 1 con distintas hipótesis y precios frente al coste del Escenario Base



Elaboración Propia

Podemos concluir por lo tanto que es imposible cumplir con los objetivos del PNA II con inversión en parques eólicos.

Por último, si hacemos un estudio unitario por cada kW nuevo instalado en un parque eólico, veríamos cómo para hacer rentable la inversión en eólico y con un **precio de referencia de 25 € / tn de CO₂ tardaríamos 20 años en amortizar el coste de la inversión.**

Si 1 kW nuevo de parque eólico cuesta 930 €, y cada kW instalado genera de media 1,95 MWh y esto evita la emisión de 1,859 toneladas de CO₂ (1,95 MWh por 0,95326 – factor de emisión de las centrales de carbón-), sólo lograríamos hacer rentable esta inversión en un año si el precio del derecho fuera de 504,03 €.

En la siguiente tabla y gráfico mostramos la evolución de los ahorros y la evolución del precio medio que igualaría el coste de la inversión

Tabla 65

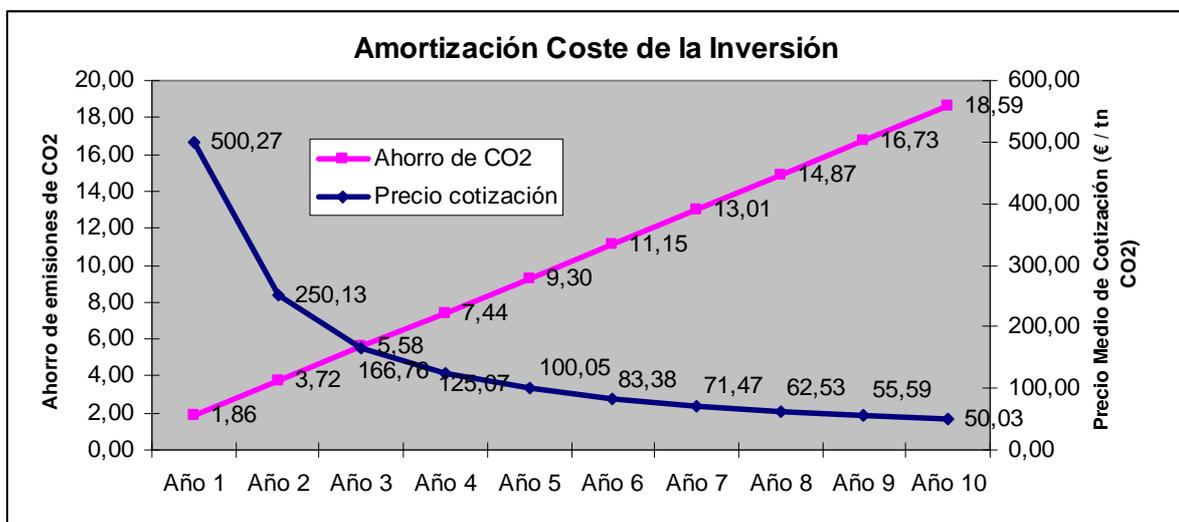
Amortización del coste de la inversión en el Escenario 1

Amortización del Coste de la inversión		
1 kW = 930 euros	Ahorro de CO ₂	Precio cotización
Año 1	1,86	500,27
Año 2	3,72	250,13
Año 3	5,58	166,76
Año 4	7,44	125,07
Año 5	9,30	100,05
Año 6	11,15	83,38
Año 7	13,01	71,47
Año 8	14,87	62,53
Año 9	16,73	55,59
Año 10	18,59	50,03
Año 11	20,45	45,48
Año 12	22,31	41,69
Año 13	24,17	38,48
Año 14	26,03	35,73
Año 15	27,89	33,35
Año 16	29,74	31,27
Año 17	31,60	29,43
Año 18	33,46	27,79
Año 19	35,32	26,33
Año 20	37,18	25,01
Año 21	39,04	23,82

Elaboración Propia

Gráfico 19

Amortización del coste de la inversión



Elaboración Propia

Con un precio de cotización de 25 € / tonelada de CO₂ necesitaríamos 20,16 años para amortizar el desembolso inicial de la inversión, ya que los 930 € / 25 € = 37,48 toneladas y este ahorro se lograría en 37,48 / 1,859 = **20,16 años**

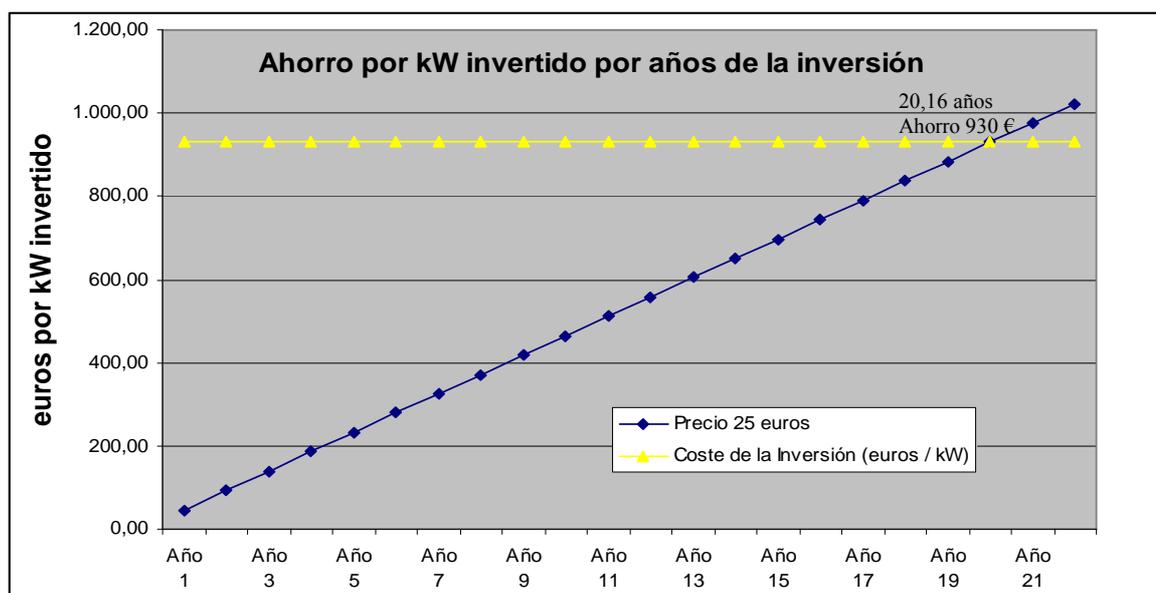
Tabla 66

Ahorro por KW invertido en el Escenario 1

Ahorro por kW invertido por años de la inversión	
1 kW = 1.280 euros	Precio 25 euros
Año 1	46,48
Año 2	92,95
Año 3	139,43
Año 4	185,90
Año 5	232,38
Año 6	278,85
Año 7	325,33
Año 8	371,80
Año 9	418,28
Año 10	464,75
Año 11	511,23
Año 12	557,70
Año 13	604,18
Año 14	650,65
Año 15	697,13
Año 16	743,60
Año 17	790,08
Año 18	836,55
Año 19	883,03
Año 20	929,50
Año 21	975,98

Gráfico 20

Ahorro por KW invertido



Elaboración Propia

4.1.3 ESCENARIO 2. Producción de electricidad con aumentos de potencia instalada sólo en centrales de ciclo combinado

A. Definición del Escenario 2.

En este escenario se destina todo el esfuerzo inversor en aumentos de potencia en centrales de ciclo combinado.

Estas centrales, si bien emiten CO₂, su factor de emisión es tres veces inferior a la emisión en centrales de carbón (312,36 tn CO₂/ GWh frente a 953,26 del carbón). Por lo tanto, si se consigue aumentar la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado frente a la producción de electricidad en centrales térmicas de carbón se conseguirá reducir las emisiones totales del sector.

Con los factores de emisión que estamos manejando, cada 3 GWh producidos con gas natural emitirán el mismo CO₂ que un GWh con carbón.

El escenario que planteamos, al igual que en caso anterior, se basa en un crecimiento continuo de la potencia instalada con un ritmo de crecimiento constante. Así, dentro de este escenario presentaremos los resultados para unos crecimientos anuales constantes del 5%, 10%, 15% y 20%.

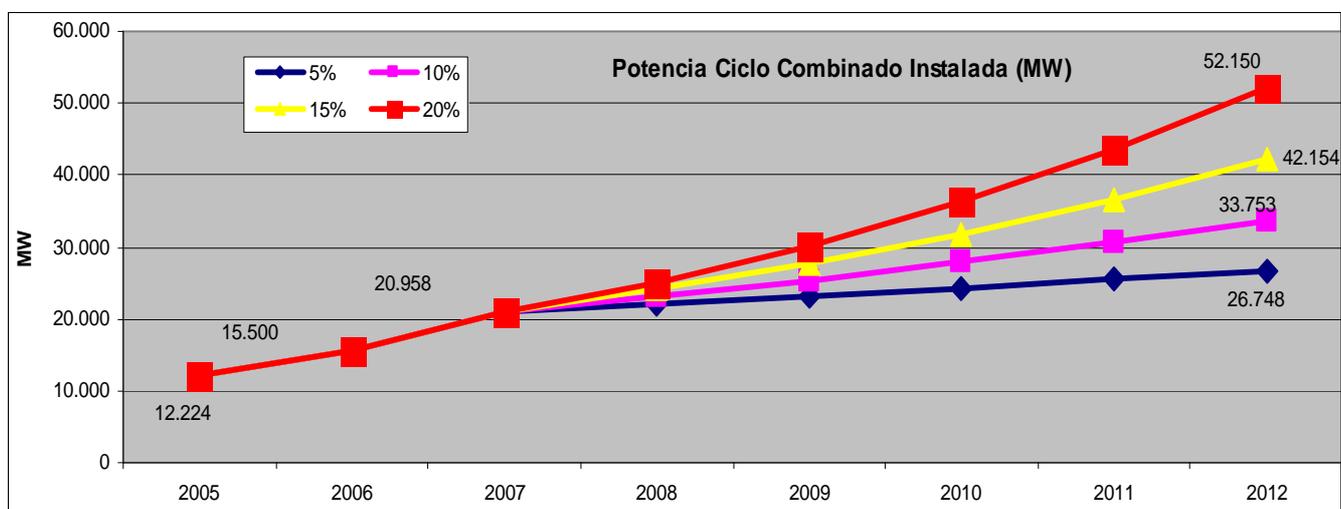
Tabla 67

Evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión

Total Potencia Ciclo Combinado								
MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
5%	12.224	15.500	20.958	22.006	23.106	24.262	25.475	26.748
10%	12.224	15.500	20.958	23.054	25.359	27.895	30.685	33.753
15%	12.224	15.500	20.958	24.102	27.717	31.874	36.656	42.154
20%	12.224	15.500	20.958	25.150	30.180	36.215	43.459	52.150

Gráfico 21

Evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión



Elaboración Propia

Con unas tasas de crecimiento constantes y acumuladas se logrará pasar de una potencia instalada en 2007 de 20.958 MW a un mínimo de 26.748 MW y un máximo de 52.150 MW.

B. Escenario 2, con una inversión del 5%.

Bajo esta hipótesis, aumentamos la potencia instalada en ciclos combinados de forma acumulada y constante en un 5%, y se consigue reducir el déficit de derechos en todo el periodo 2008-12 en un total de 40.744 miles de toneladas, frente al déficit de 258.440 miles de toneladas del Escenario Base.

Los datos de este escenario son los siguientes:

Tabla 68

Hipótesis del Escenario 2 con una inversión del 5%

Escenario 5%	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia GN Instalada	12.224	15.500	20.958	22.006	23.106	24.262	25.475	26.748
Increment. MW		3.276	5.458	1.048	1.100	1.155	1.213	1.274
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	319.962	324.124	328.494	333.082	337.900
GN. Generación Electricidad (GWh)	48.885	63.506	68.139	83.241	87.403	91.773	96.362	101.180
% CC / Total Sector	17,52%	22,12%	23,03%	26,02%	26,97%	27,94%	28,93%	29,94%
Increment. Anual GWh		14.621	4.633	15.101	4.162	4.370	4.589	4.818

A la hora de calcular los ahorros de emisiones logradas con estas inversiones hay que tener en cuenta que si bien, el ciclo combinado emite un tercio menos que el carbón, es también una fuente emisora, por consiguiente, a la sustitución de producción de electricidad en centrales de carbón (y su ahorro de emisiones en base a los factores medios de emisión antes utilizados) habrá que añadir las nuevas emisiones respecto el escenario base que provocará el aumento de producción eléctrica en centrales de ciclo combinado. Obtenemos por lo tanto los siguientes datos:

Tabla 69

Estimación del déficit del Escenario 2 con una inversión del 5%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	2.540.407	5.207.835	8.008.634	10.949.473	14.037.354	40.743.703
Déficit escenario increm. 5% GN	42.826.072	45.002.036	45.094.806	43.874.196	40.899.335	217.696.445

Utilizando la función de costes que manejamos anteriormente, gracias a una inversión acumulada del 5%, podremos pasar de un coste de 258.440.148 x PM _{derecho de emisión} a una en la que el **número total de derechos deficitarios será de 217.696.445 x PM _{derecho de emisión}**

Tabla 70

Coste de la inversión del Escenario 2. Inversión del 5% y coste del déficit de derechos de emisión

Coste Inversión		2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
DGEMP	523€ /kW	548.051.700	575.454.285	604.226.999	634.438.349	666.160.267	3.028.331.600
Coste déficit							
Precio Medio Derechos de emisión							
	10	428.260.718	450.020.361	450.948.061	438.741.961	408.993.352	2.176.964.454
	15	642.391.077	675.030.542	676.422.092	658.112.942	613.490.028	3.265.446.680
	20	856.521.436	900.040.723	901.896.122	877.483.923	817.986.704	4.353.928.907
	25	1.070.651.795	1.125.050.903	1.127.370.153	1.096.854.903	1.022.483.380	5.442.411.134
	74,33	3.183.106.516	3.344.838.051	3.351.733.306	3.261.009.795	3.039.899.177	16.180.586.845
	100	4.282.607.179	4.500.203.614	4.509.480.611	4.387.419.613	4.089.933.519	21.769.644.535

El coste de estos aumentos, con un coste medio de inversión de 523 € / kW, **ascendería a 3.028 millones de euros.**

Con un precio medio de 25 € por tonelada de CO₂ el coste del déficit en este nuevo escenario sería de 5.442 millones de euros, frente a los 6.461 del escenario base. Lograríamos, por lo tanto un ahorro de 1.019 millones de euros, que no compensaría el coste de la inversión. **El precio medio del derecho que iguala el coste de la inversión con el ahorro logrado es 74,33 € / tonelada de CO₂.** Pues el ahorro de 40.744 miles de toneladas de CO₂ por 74,33 € suma 3.028 millones de euros.

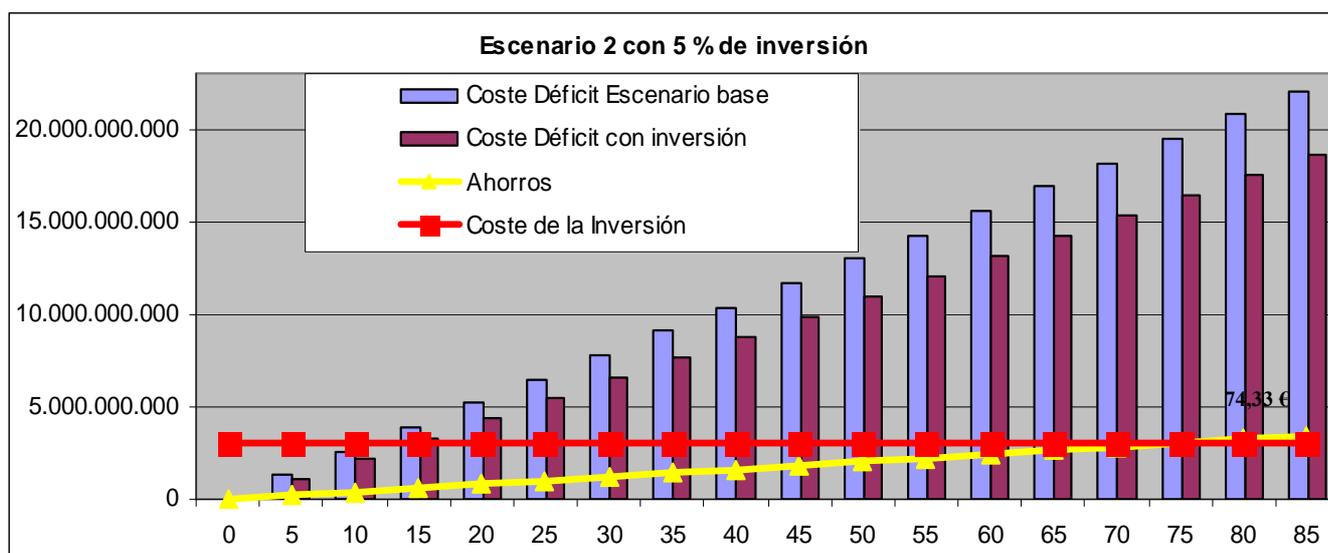
Tabla 71

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 2 –inversión del 5%- a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total (euros)
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	25.404.073	52.078.349	80.086.340	109.494.729	140.373.539	407.437.030
15 euros	38.106.109	78.117.524	120.129.509	164.242.094	210.560.308	611.155.545
20 euros	50.808.146	104.156.699	160.172.679	218.989.459	280.747.077	814.874.060
25 euros	63.510.182	130.195.873	200.215.849	273.736.824	350.933.847	1.018.592.575
74,33 euros	188.819.255	387.079.473	595.252.702	813.834.592	1.043.345.577	3.028.331.600
100 euros	254.040.728	520.783.493	800.863.396	1.094.947.294	1.403.735.387	4.074.370.300

Gráfico 22

Punto de Indiferencia Escenario 2. Inversión del 5% (datos en euros)



Elaboración Propia

Bajo las hipótesis de este escenario, toda situación en la que el **precio de cotización de los derechos de emisión fuera mayor que 74,33 € sería rentable.**

C. Escenario 2, con una inversión del 10%.

Si pasamos a una inversión acumulada del 10% conseguiremos en 2012 una potencia instalada del 33.753 MW, con un crecimiento de 12.795 MW respecto del año 2007. Gracias a estas inversiones, se logran unos ahorros de emisiones de CO₂ de 87.167 miles de toneladas respecto del Escenario Base. Nuevamente, hay que destacar que se logran por un lado un ahorro en emisiones procedentes de la sustitución de producción de electricidad en centrales que utilizan carbón (129.703 miles de toneladas de CO₂ respecto del escenario base), pero también hay un aumento de emisiones por el mayor uso del gas natural (aumento de 42.501 miles de toneladas durante todo el periodo respecto del escenario base)

Los datos obtenidos son los siguientes:

Tabla 72

Hipótesis del Escenario 2 con una inversión del 10%

Escenario 10%	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia GN Instalada	12.224	15.500	20.958	23.054	25.359	27.895	30.685	33.753
Increm. MW		3.276	5.458	2.096	2.305	2.536	2.790	3.068
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	323.925	332.646	342.238	352.790	364.397
GN. Generación Electricidad (GWh)	48.885	63.506	68.139	87.205	95.925	105.518	116.069	127.676
% CC / Total Sector	17,52%	22,12%	23,03%	26,92%	28,84%	30,83%	32,90%	35,04%
Increm. Anual GWh		14.621	4.633	19.065	8.720	9.593	10.552	11.607

En este escenario y con estas inversiones se lograría aumentar la cuota de participación de la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado más de un 12% respecto del año 2007. Si en 2007, la producción de electricidad con esta tecnología, respecto del total nacional supuso un

23%, en 2012 lograríamos tener una participación del 35%. Esto hace que el mix de producción mejore y sea más eficiente desde el punto de vista de las emisiones.

En cuanto al déficit de derechos y los ahorros conseguido, los datos son:

Tabla 73

Estimación del déficit del Escenario 2 con una inversión del 10%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	5.080.815	10.669.711	16.817.496	23.580.060	31.018.881	87.166.963
Déficit escenario increm. 5% GN	40.285.665	39.540.160	36.285.944	31.243.609	23.917.808	171.273.186

Se rebaja la pendiente de la función de coste en 87.167 miles de toneladas, siendo ahora de 171.273 miles de toneladas de CO₂ por el Precio Medio de cotización de los derechos. Así, los costes de este escenario serán:

Tabla 74

Coste de la inversión en el Escenario 2. Inversión del 10% y coste del déficit de derechos de emisión

Coste Inversión	2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
DGEMP 523€ /kW	1.096.103.400	1.205.713.740	1.326.285.114	1.458.913.625	1.604.804.988	6.691.820.867
Coste déficit						
Precio Medio Derechos de emisión						
10	402.856.645	395.401.605	362.859.439	312.436.087	239.178.081	1.712.731.855
15	604.284.968	593.102.407	544.289.158	468.654.130	358.767.121	2.569.097.783
20	805.713.290	790.803.210	725.718.877	624.872.173	478.356.161	3.425.463.711
25	1.007.141.613	988.504.012	907.148.596	781.090.217	597.945.201	4.281.829.639
76,77	3.092.736.534	3.035.504.077	2.785.677.377	2.398.576.544	1.836.173.728	13.148.668.259
100	4.028.566.450	3.954.016.048	3.628.594.385	3.124.360.866	2.391.780.805	17.127.318.555

El coste de este escenario sería de 6.692 millones de euros.

Para ver en qué punto el precio de los derechos de emisión haría rentable estas inversiones, hay que calcular el importe de los ahorros logrados e igualarlo con el coste de la inversión

Tabla 75

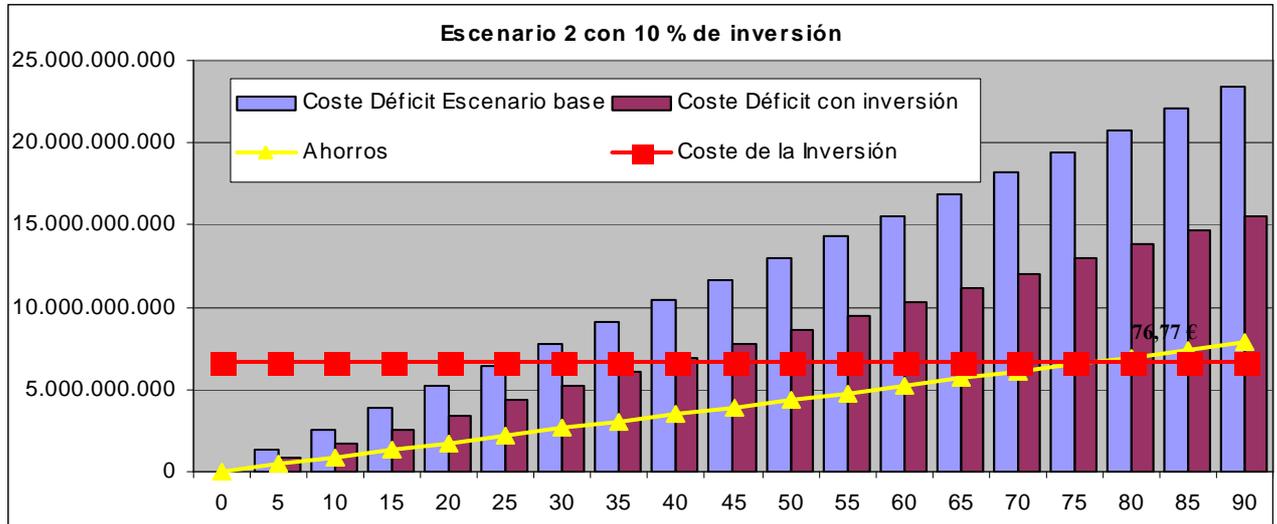
Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 2 –inversión del 10%- a distintos precios del CO₂

<i>Dif. Con Esc. Base</i>	2008	2009	2010	2011	2012	<u>Total</u>
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	50.808.146	106.697.106	168.174.962	235.800.604	310.188.810	871.669.628
15 euros	76.212.219	160.045.659	252.262.443	353.700.906	465.283.215	1.307.504.442
20 euros	101.616.291	213.394.212	336.349.924	471.601.208	620.377.620	1.743.339.256
25 euros	127.020.364	266.742.765	420.437.405	589.501.510	775.472.025	2.179.174.070
76,77 euros	390.054.900	819.115.290	1.291.081.719	1.810.244.790	2.381.324.169	6.691.820.867
100 euros	508.081.457	1.066.971.059	1.681.749.622	2.358.006.041	3.101.888.102	8.716.696.280

Según las hipótesis establecidas en este escenario, todo **precio medio de cotización de los derechos de emisión que esté por debajo de 76,77 € dará lugar a un escenario deficitario**, mientras que si el precio de cotización es superior, las inversiones realizadas en aumentos de potencias en centrales de combinada serán rentables

Gráfico 23

Punto de indiferencia Escenario 2. Inversión del 10%. (datos en euros)



Elaboración Propia

D. Escenario 2, con una inversión del 15%

Si aumentamos la potencia instalada en un 15%, y con las mismas hipótesis obtendremos los siguientes datos:

Tabla 76

Hipótesis del Escenario 2 con una inversión del 15%

Escenario 15%	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia GN Instalada	12.224	15.500	20.958	24.102	27.717	31.874	36.656	42.154
Increm. MW		3.276	5.458	3.144	3.615	4.158	4.781	5.498
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	327.889	341.564	357.291	375.377	396.175
GN. Generación Electricidad (GWh)	48.885	63.506	68.139	91.168	104.844	120.570	138.656	159.454
% CC / Total Sector	17,52%	22,12%	23,03%	27,80%	30,70%	33,75%	36,94%	40,25%
Increm. Anual GWh		14.621	4.633	23.029	13.675	15.727	18.086	20.798

Logramos una potencia instalada que duplica a la de 2007 y un porcentaje de participación en el mix total de generación del 40% en 2012 frente al 23% de 2007.

Gracias esto, los datos estimados sobre las emisiones serán de:

Tabla 77

Estimación del déficit del Escenario 2 con una inversión del 15%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	7.621.222	16.385.627	26.464.693	38.055.619	43.078.424	131.605.585
Déficit escenario increm. 5% GN	37.745.257	33.824.244	26.638.747	16.768.050	11.858.265	126.834.564

Nuevamente, logramos rebajar el déficit de derechos que habíamos estimado en el Escenario Base. Pero, ahora, llegado el punto en que el incremento de producción de electricidad supera a la producción de electricidad en centrales de carbón, no logramos ahorros extras. Es decir, hay un punto de producción de electricidad, a partir del cual no se logran

ningún ahorro. Hemos comentado anteriormente que los incrementos de producción eléctrica utilizando gas natural iban a sustituir a la producción de electricidad con carbón.

Cuando el aumento de producción de electricidad en centrales de ciclo combinado, gracias al aumento de potencia instalada supere los 71.463 GWh (producción en centrales de carbón estimada en centrales de carbón) no se lograrán más ahorros. Tenemos pues un límite de ahorros. Esto se puede ver claramente en el siguiente gráfico, donde comparamos los escenarios anteriores con este nuevo en el que invierto un 15%.

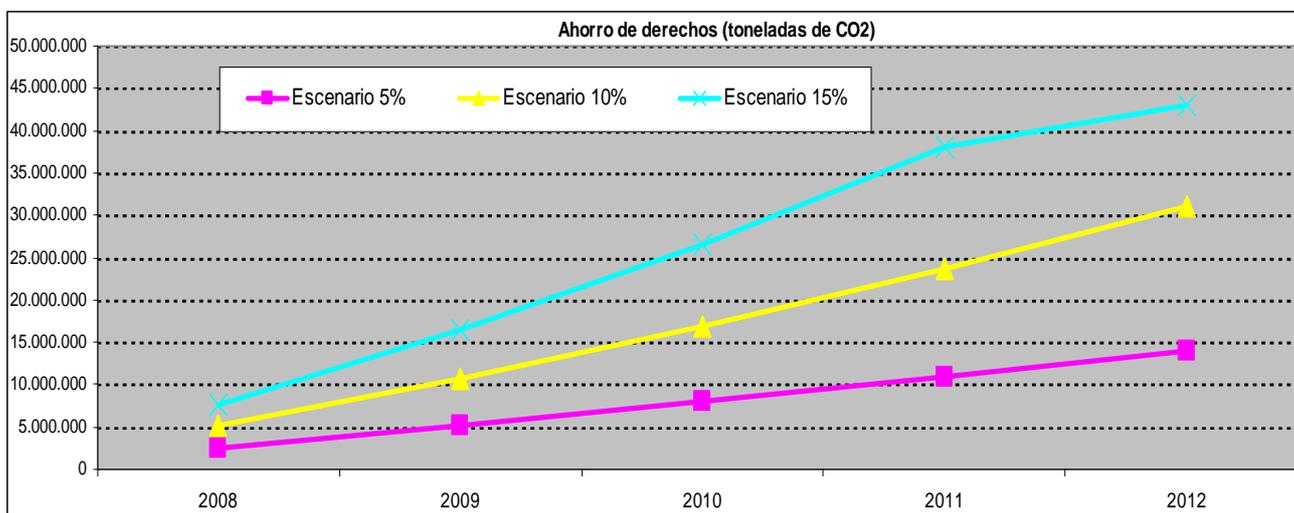
Tabla 78

Comparación del ahorro de derechos de emisión entre distintas hipótesis de inversión del Escenario 2

Ahorro Derechos (toneladas de CO ₂)	2008	2009	2010	2011	2012
Escenario 5%	2.540.407	5.207.835	8.008.634	10.949.473	14.037.354
Escenario 10%	5.080.815	10.669.711	16.817.496	23.580.060	31.018.881
Escenario 15%	7.621.222	16.385.627	26.464.693	38.055.619	43.078.424

Gráfico 24

Comparación del ahorro de derechos de emisión entre distintas hipótesis de inversión



Elaboración Propia

Se puede comprobar en el gráfico cómo a partir de 2012 el ritmo de crecimiento de ahorro de emisiones se reduce respecto del mes anterior.

La explicación está en que en el año 2012, el incremento de producción eléctrica respecto del Escenario base fue de 80.177 GWh, y sólo puede sustituir la producción de 71.463 GWh con carbón. La diferencia provoca sólo un aumento de las emisiones por la utilización de gas natural

Tabla 79

Evolución del ahorro de emisiones en el Escenario 2 con una inversión del 15%

	2008	2009	2010	2011	2012
Incremento GWh respecto Esc. Base	11.891	25.567	41.293	59.379	80.177
Ahorro Emisiones Carbón	-11.335.592	-24.371.670	-39.363.159	-56.603.371	-68.122.817
Aumento Emisiones Gas Natural	3.714.456	7.986.128	12.898.551	18.547.838	25.044.517
Saldo	-7.621.136	-16.385.542	-26.464.607	-38.055.533	-43.078.299

Nos encontramos ahora en un escenario con una función de costes determinada por unas emisiones totales de 126.835 miles de toneladas de CO₂ que presentará los siguientes datos:

Tabla 80

Coste de la inversión en el Escenario 2. Inversión de 15% y coste del déficit de derechos de emisión

<u>Coste Inversión</u>		2008	2009	2010	2011	2012	<i>Total Euros</i>
DGEMP	523€ /kW	1.644.155.100	1.890.778.365	2.174.395.120	2.500.554.388	2.875.637.546	11.085.520.518
<u>Coste déficit</u>							
Precio Medio Derechos de emisión							
10		377.452.572	338.242.441	266.387.472	167.680.504	118.582.648	1.268.345.637
15		566.178.858	507.363.661	399.581.208	251.520.756	177.873.972	1.902.518.456
20		754.905.144	676.484.882	532.774.944	335.361.008	237.165.296	2.536.691.275
25		943.631.430	845.606.102	665.968.680	419.201.260	296.456.620	3.170.864.093
84,23		3.179.392.611	2.849.114.291	2.243.859.023	1.412.421.573	998.856.077	10.683.643.576
100		3.774.525.722	3.382.424.409	2.663.874.719	1.676.805.041	1.185.826.482	12.683.456.373

El coste de la inversión de este escenario sería de 11.086 millones de euros. Calcularemos ahora el punto de indiferencia a partir del cual, este escenario es rentable.

Tabla 81

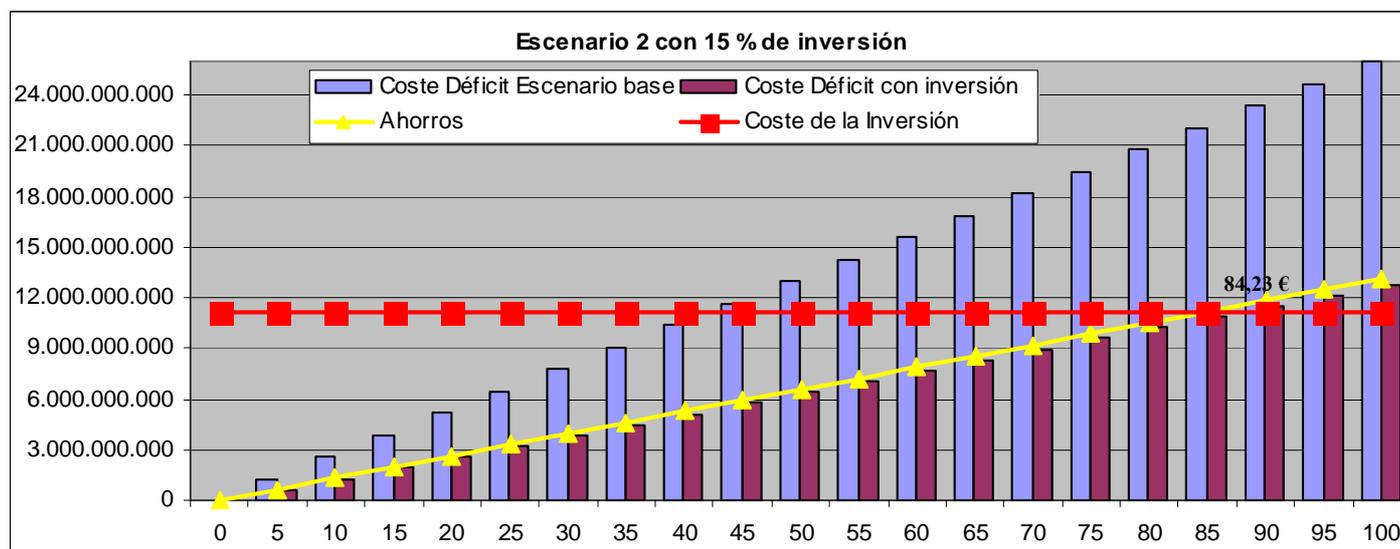
Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 2 –inversión del 15%- a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	76.212.219	163.856.270	264.646.929	380.556.187	430.784.242	1.316.055.846
15 euros	114.318.328	245.784.405	396.970.393	570.834.280	646.176.364	1.974.083.769
20 euros	152.424.437	327.712.540	529.293.858	761.112.373	861.568.485	2.632.111.692
25 euros	190.530.546	409.640.675	661.617.322	951.390.467	1.076.960.606	3.290.139.616
84,23 euros	641.957.645	1.380.208.937	2.229.197.923	3.205.535.257	3.628.620.756	11.085.520.518
100 euros	762.122.185	1.638.562.698	2.646.469.288	3.805.561.866	4.307.842.425	13.160.558.462

El punto de indiferencia se sitúa en 84,23 euros, a partir del cual, los ahorros logrados gracias a las menores emisiones de CO₂ gracias a la sustitución de producción de electricidad con carbón por gas natural.

Gráfico 25

Punto de indiferencia Escenario 2. Inversión del 15% (datos en euros)



Elaboración Propia

E. Escenario 2, con una inversión del 20%.

Este es el último caso que presentamos dentro de este escenario. Un aumento constante de la potencia instalada en centrales de ciclo combinado presentará los siguientes datos.

Tabla 82

Hipótesis del Escenario 2 con una inversión del 20%

Escenario 20%	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia GN Instalada	12.224	15.500	20.958	25.150	30.180	36.215	43.459	52.150
Increm. MW		3.276	5.458	4.192	4.401	6.036	7.243	8.692
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.830	331.853	350.880	373.711	401.109	433.987
GN. Generación Electricidad (GWh)	48.885	63.506	68.139	95.132	114.159	136.990	164.389	197.266
% CC / Total Sector	17,52%	22,12%	23,03%	28,67%	32,54%	36,66%	40,98%	45,45%
Increm. Anual GWh		14.621	4.633	26.993	19.026	22.832	27.398	32.878

Logrando una potencia instalada al final del periodo de 52.150 MW y un aumento de producción eléctrica con esta tecnología respecto de 2007 de 129.127 GWh y con un sector eléctrico en el que el ciclo combinado cubre prácticamente la mitad de la producción total.

En este caso, los datos de emisiones serán:

Tabla 83

Estimación del déficit del Escenario 2 con una inversión del 20%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones (ref. generación carbón)	10.161.629	22.355.584	36.988.330	41.537.086	31.267.243	142.309.872
Déficit escenario increm. 5% GN	35.204.850	27.854.287	16.115.110	13.286.583	23.669.446	116.130.277

Se lograría sólo un ahorro de 142.310 miles de toneladas (muy parecidas a las 131.606 miles de toneladas del Escenario 2 Inversión 15%)

Tenemos el mismo problema que el caso anterior, una vez que la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado supera la producción de electricidad en centrales de carbón estimadas en el escenario base, no se generan más ahorros, sino que se aumentan las emisiones.

Mostrando la misma gráfica que mostramos anteriormente, pero ahora incorporando los datos de este supuesto, se puede ver cómo ahora es a partir de 2010 cuando el ritmo del ahorro disminuye respecto del año anterior, llegando en 2012 a ser menor el ahorro que en 2011

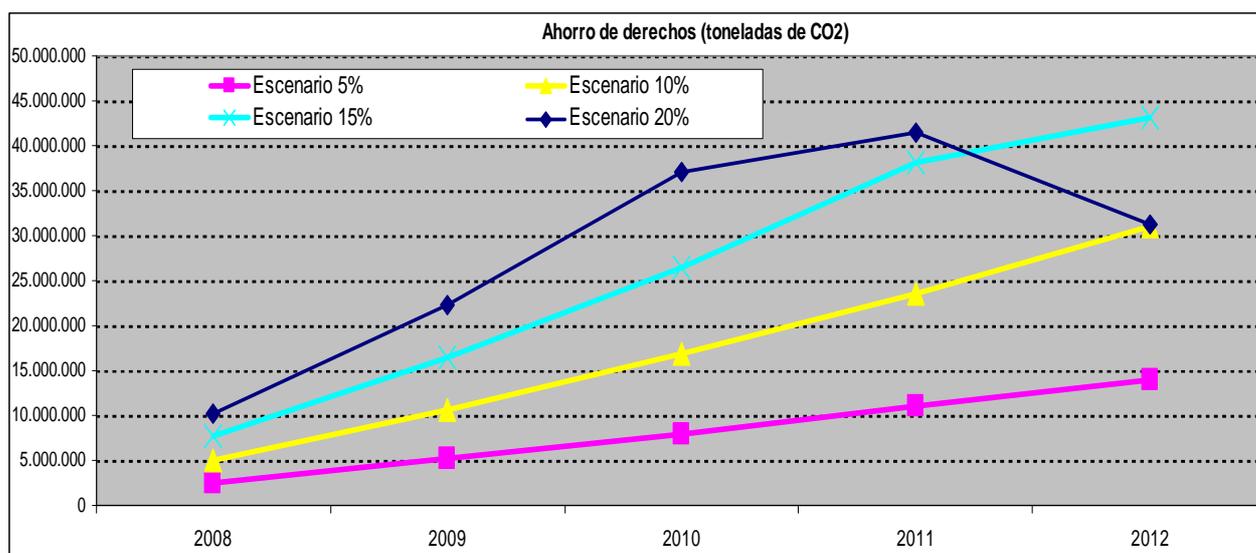
Tabla 84

Comparación del ahorro de derechos de emisión entre distintas hipótesis de inversión del Escenario 2

Ahorro Derechos (toneladas de CO ₂)	2008	2009	2010	2011	2012
Escenario 5%	2.540.407	5.207.835	8.008.634	10.949.473	14.037.354
Escenario 10%	5.080.815	10.669.711	16.817.496	23.580.060	31.018.881
Escenario 15%	7.621.222	16.385.627	26.464.693	38.055.619	43.078.424
Escenario 20%	10.161.629	22.355.584	36.988.330	41.537.086	31.267.243

Gráfico 26

Comparación del ahorro de derechos de emisión entre distintas hipótesis de inversión



Elaboración Propia

Ahora a partir del año 2011 el incremento de producción eléctrica es mayor de 71.463 GWh, por lo que llegamos al tope de ahorro de emisiones y a partir de ese punto, los incrementos de producción con ciclos combinados generan sólo un aumento de emisiones.

Tabla 85

Evolución del ahorro de emisiones del Escenario 2 con una inversión del 20%

	2008	2009	2010	2011	2012
Incremento GWh respeto Esc. Base	15.855	34.882	57.713	85.112	117.989
Ahorro Emisiones Carbón	-15.114.165	-33.251.317	-55.015.898	-68.122.817	-68.122.817
Aumento Emisiones Gas Natural	4.952.622	10.895.818	18.027.653	26.585.856	36.855.699
Saldo	-10.161.544	-22.355.499	-36.988.245	-41.536.961	-31.267.118

A partir de este punto, la función de costes vendrá determinada por un déficit de 116.130 miles de toneladas, presentando los siguientes datos:

Tabla 86

Coste de la inversión en el Escenario 2. Inversión del 20% y coste del déficit de derechos de emisión

<u>Coste Inversión</u>		2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
DGEMP	523€ /kW	2.192.206.800	2.301.817.140	3.156.777.792	3.788.133.350	4.545.760.020	15.984.695.103
<u>Coste déficit</u>							
Precio Medio Derechos de emisión							
10		352.048.499	278.542.870	161.151.100	132.865.833	236.694.463	1.161.302.765
15		528.072.749	417.814.305	241.726.650	199.298.750	355.041.694	1.741.954.148
20		704.096.999	557.085.739	322.302.200	265.731.667	473.388.925	2.322.605.530
25		880.121.248	696.357.174	402.877.750	332.164.583	591.736.157	2.903.256.913
100		3.520.484.994	2.785.428.697	1.611.511.002	1.328.658.333	2.366.944.626	11.613.027.652
112,32		3.954.320.140	3.128.681.650	1.810.100.149	1.492.391.081	2.658.627.099	13.044.120.120

Y con una función de ahorro en base a una emisiones evitadas de 142.310 miles de toneladas, que permitirán presentar los siguientes resultados:

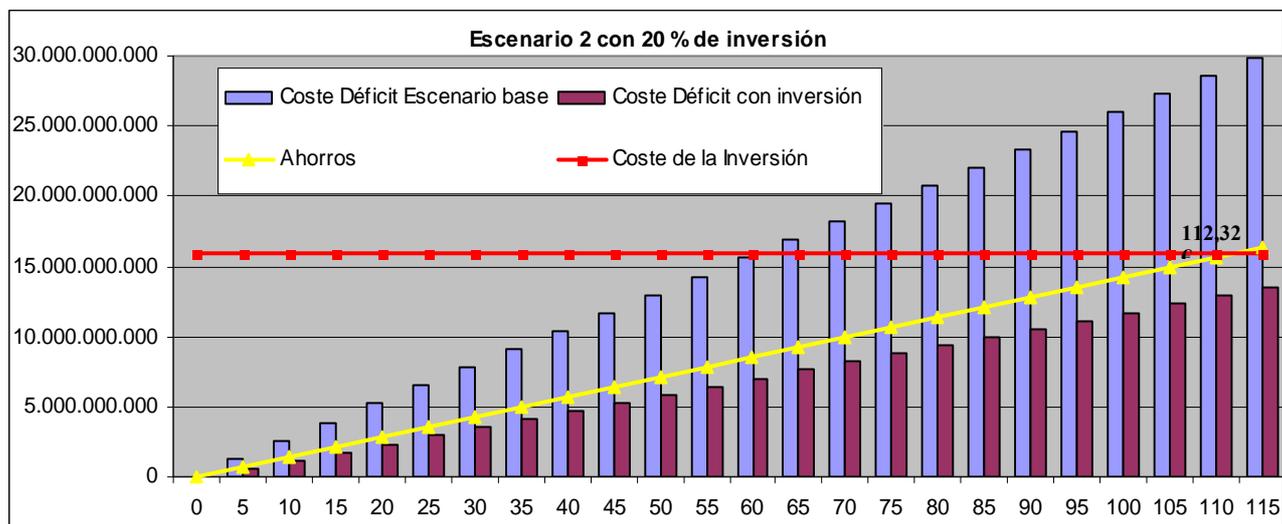
Tabla 87

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 2 –inversión del 20%- a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	101.616.291	223.555.841	369.883.301	415.370.857	312.672.428	1.423.098.718
15 euros	152.424.437	335.333.761	554.824.951	623.056.286	469.008.642	2.134.648.077
20 euros	203.232.583	447.111.682	739.766.601	830.741.715	625.344.856	2.846.197.437
25 euros	254.040.728	558.889.602	924.708.251	1.038.427.143	781.681.070	3.557.746.796
100 euros	1.016.162.914	2.235.558.410	3.698.833.005	4.153.708.574	3.126.724.281	14.230.987.183
112,32 euros	1.141.386.338	2.511.049.944	4.154.646.270	4.665.576.902	3.512.035.649	15.984.695.103

Gráfico 27

Punto de indiferencia Escenario 2. Inversión del 15%



Elaboración Propia

El punto de indiferencia queda ahora establecido en un precio medio de 112,32 € / tonelada de CO₂

F. Conclusiones del Escenario 2, relativo a la inversión en ciclo combinado.

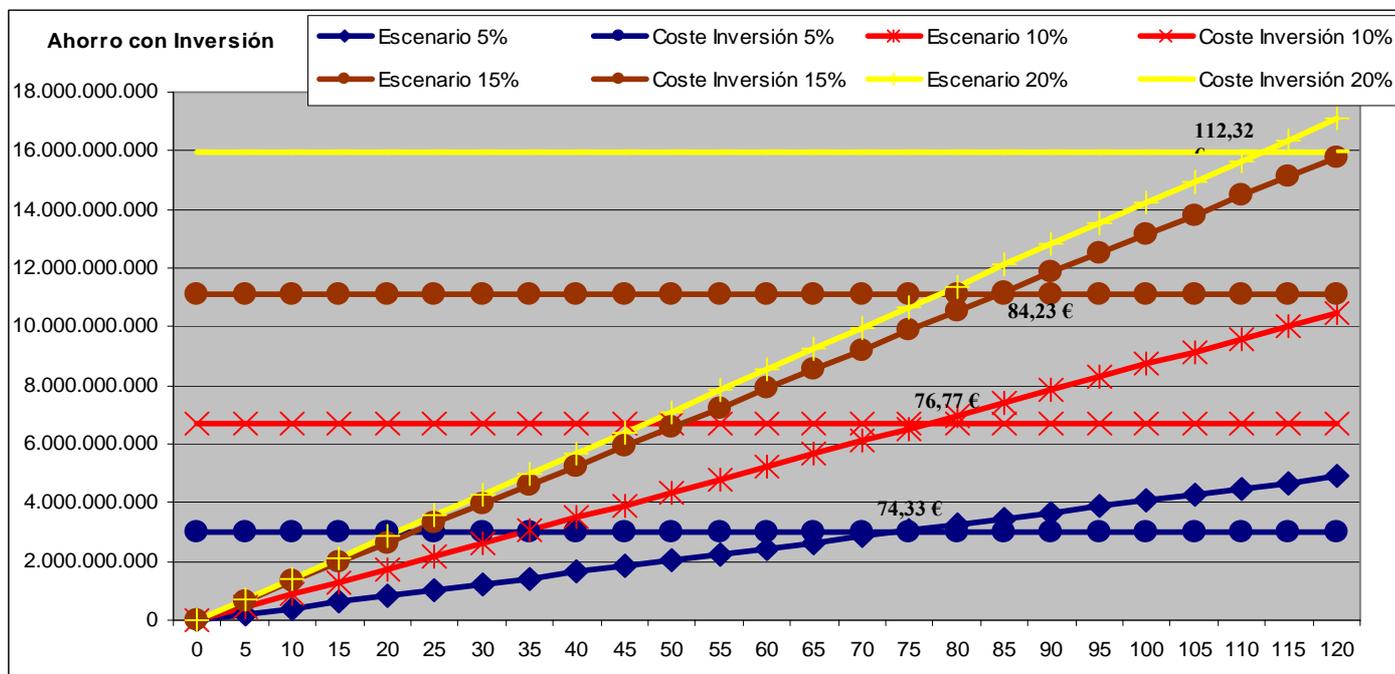
Hemos visto como con **aumentos de capacidad de producción en centrales de ciclo combinado se pueden lograr ahorros de emisiones** y por lo tanto se podrá reducir el déficit de derechos. No logramos nunca eliminar este déficit, pues hemos visto que, por un lado, las reducciones en las emisiones que se podrían lograr gracias a la sustitución del empleo del carbón tienen un límite situado en una producción de electricidad de 71.463 GWh, y por otro lado, la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado emite también CO₂

Lo que sí que hemos logrado es establecer unas hipótesis en las que se podría reducir el impacto económico de este déficit. Todo dependerá del precio medio de cotización de los derechos de emisión. Cuanto mayor sea el precio de cotización, y por lo tanto cuanto mayor sea el coste del Escenario base (recordemos que está condicionado por una función de coste de 258.440 miles de toneladas x PM derechos de emisión), mayor podrá ser la inversión en ciclos combinados, pues antes compensaremos el coste de estos aumentos de potencia. Y cuanto mayor sea esta potencia menor será el déficit (hasta llegar al límite que acabo de comentar)

El conjunto de posibilidades que hemos barajado en este escenario se resume en este gráfico

Gráfico 28

Comparación entre los distintos escenarios



Elaboración Propia

Tabla 88

Cuadro resumen de los resultados del Escenario 2

% de Inversión	Coste de la Inversión (millones de euros)	Ahorro Emisiones (miles de toneladas)	Punto de Indiferencia (Precio de rentabilidad) € / toneladas de CO ₂
5%	3.028	40.744	74,33 €
10%	6.692	87.167	76,77 €
15%	11.086	131.606	84,23 €
20%	15.985	142.310	112,32 €

Invirtiéndose en ciclo combinado **no se soluciona el problema del déficit**, pero sí que se puede lograr reducirlo gracias a los ahorros netos de emisiones que se lograrían.

Además, cuanto más tiempo pase desde que se hace la primera inversión y desde que empezamos a ahorrar emisiones de CO₂ gracias a la sustitución de generación con carbón con generación en ciclo combinado, más bajo podrá ser el precio del derecho para compensar el coste de inversión

En un año, una inversión de 1 kW nuevo de ciclo combinado cuesta 523 €, cada kW instalada produce de media unos 3,78 MWh y esto evita la emisión de 2,422 toneladas de CO₂ (3,78 MWh x factor emisión carbón – 0,95326 – menos factor de emisión del ciclo combinado – 0,31236 -) sólo lograríamos que en un año la inversión fuera rentable con un precio de 215,89 € / tonelada (523 € /kW / 2,422 toneladas de CO₂) Sin embargo, en dos años, los ahorros hubieran sido de 4,844, con lo que el precio medio de cotización para igualar el coste de inversión hubiera sido de 107,97 €. El tercer año, el ahorro ascendería a 7,266 y el precio medio bajaría a 71,98 €

En la siguiente tabla y gráfico mostramos la evolución de los ahorros y la evolución del precio medio que igualaría el coste de la inversión con el ahorro logrado

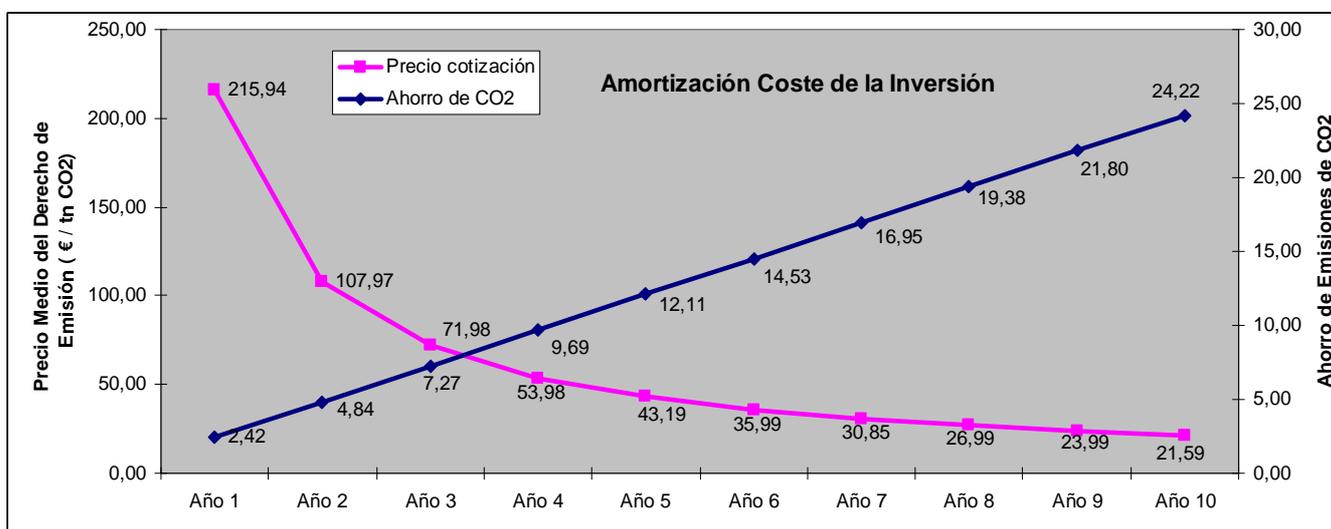
Tabla 89

Amortización del coste de la inversión en el Escenario 2

Amortización del Coste de la inversión		
1 kW = 523 euros	Ahorro de CO ₂	Precio cotización
Año 1	2,42	215,94
Año 2	4,84	107,97
Año 3	7,27	71,98
Año 4	9,69	53,98
Año 5	12,11	43,19
Año 6	14,53	35,99
Año 7	16,95	30,85
Año 8	19,38	26,99
Año 9	21,80	23,99
Año 10	24,22	21,59

Gráfico 29

Amortización del coste de la inversión



Elaboración Propia

Con un precio de 25 € / tonelada de CO₂, necesitaremos 8,64 años para amortizar el coste de la inversión, ya que $523 \text{ €} / 25 \text{ €} = 20,92$ y este ahorro se lograría en $20,92 / 2,42$ toneladas por año = 8,64 años

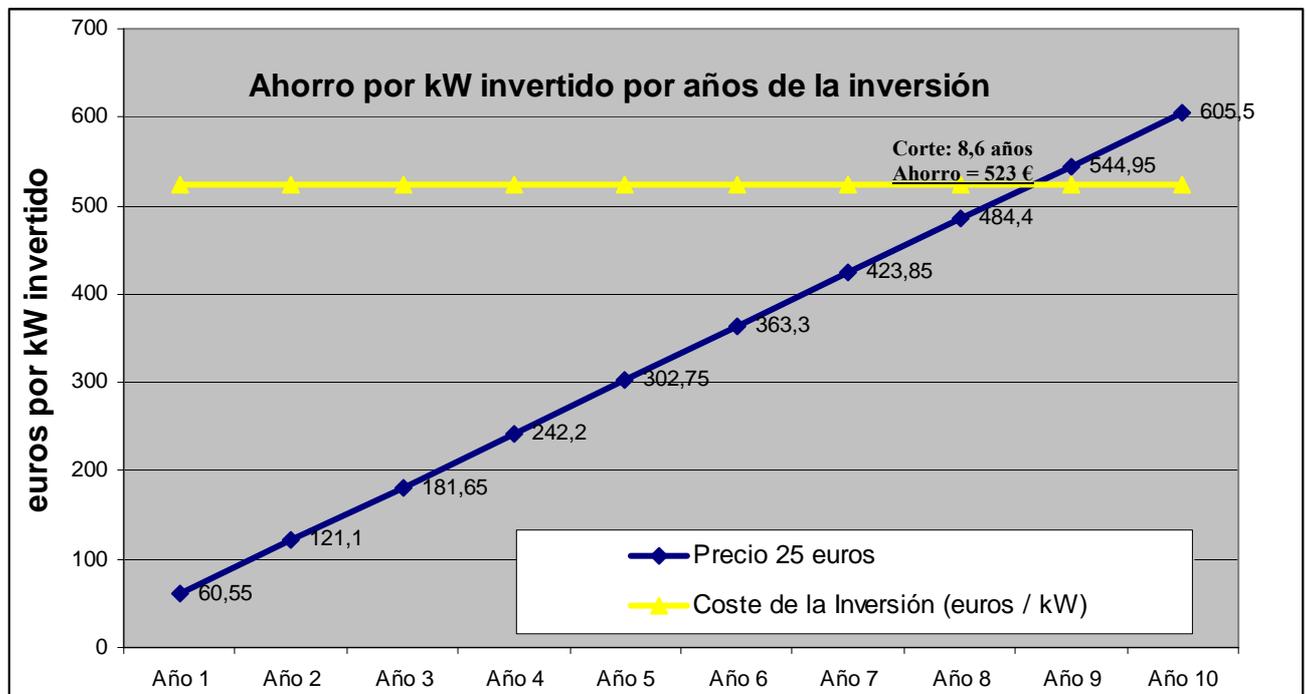
Tabla 90

Ahorro por KW invertido en el Escenario 2

Ahorro por kW invertido por años de la inversión (precio cotización 25 euros)	
1 kW = 523 euros	Ahorro por año
Año 1	60,55
Año 2	121,1
Año 3	181,65
Año 4	242,2
Año 5	302,75
Año 6	363,3
Año 7	423,85
Año 8	484,4
Año 9	544,95
Año 10	605,5

Gráfico 30

Ahorro por KW invertido



Elaboración Propia

4.1.4. ESCENARIO 3. Producción de electricidad con aumentos de potencia instalada sólo en centrales nucleares.

A. Definición del escenario

En este nuevo escenario se realizan los esfuerzos inversores sólo en centrales nucleares, descontando estos incrementos de producción eléctrica de la producción en centrales de carbón, en centrales de fuel y en centrales de ciclo combinado, siguiendo ese orden, pues este sigue, de mayor a menor, el factor de emisión de CO₂ por GWh generado.

Nuevamente, presentamos este Escenario 3 con cuatro supuestos, inversión lineal del 5%, del 10%, del 15% y finalmente del 20%. Presentado al final del periodo 2008-2012 los siguientes datos:

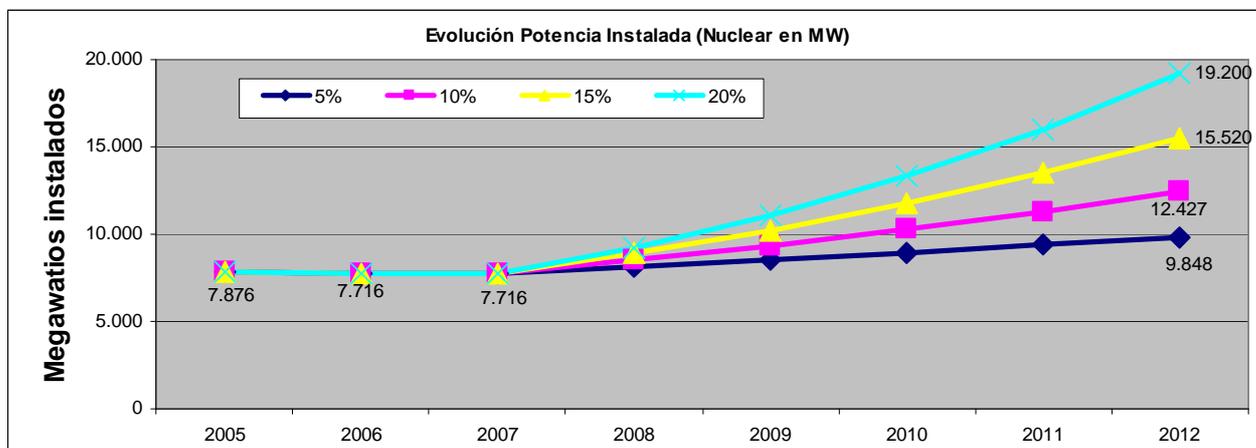
Tabla 91

Evolución de la potencia instalada en función de los porcentajes de inversión en el Escenario 3

Total Potencia Nuclear								
MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
5%	7.876	7.716	7.716	8.102	8.507	8.932	9.379	9.848
10%	7.876	7.716	7.716	8.488	9.336	10.270	11.297	12.427
15%	7.876	7.716	7.716	8.873	10.204	11.735	13.495	15.520
20%	7.876	7.716	7.716	9.259	11.111	13.333	16.000	19.200

Gráfico 31

Evolución de la potencia en función de los porcentajes de inversión



Elaboración Propia

Con estas tasas de crecimiento, logramos en 2012 un parque nuclear con una potencia instalada de un un máximo de 19.200 MW y un mínimo de 9.848 MW

Para realizar la sustitución de producción de electricidad nueva, respecto del Escenario Base, hemos utilizado como factor de producción la media de los 6 últimos años desde 2002 a 2007, con un valor de 7,72 GWh / MW. Recordemos que este factor es el resultado de comparar las distintas potencias instaladas con las producciones de electricidad por tecnología durante una serie de años.

B. Escenario 3, con una inversión del 5%

Bajo la hipótesis de aumento de potencia instalada en centrales nucleares de forma acumulada y constante del 5% se consigue reducir el déficit de derechos en 45.510 miles de toneladas, situando el déficit total del periodo en 214.072 miles de toneladas frente a las 259.582 del Escenario Base

Los datos para este supuesto del Escenario 3 son los siguientes:

Tabla 92

Hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 5%

Escenario 5%	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia Nucleares	7.876,0	7.716,0	7.716,0	8.101,8	8.506,9	8.932,2	9.378,8	9.847,8
Increm. MW		-160,0	0,0	385,8	405,1	425,3	446,6	468,9
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.106	318.974	322.100	325.382	328.828	332.446
Nuclear. Generación Electricidad (GWh)	57.539	60.126	55.102	62.511	65.637	68.918	72.364	75.982
% Nuclear / Total Sector	20,63%	20,94%	18,67%	19,60%	20,38%	21,18%	22,01%	22,86%
Increm. Anual GWh		2.587	-5.024	7.409	3.126	3.282	3.446	3.618
Increm Respecto Escenario base				2.977	6.102	9.384	12.830	16.448

A la hora de calcular los ahorros de emisiones hay que recordar que la metodología que vamos a utilizar se basa en descontar primero la producción de electricidad en centrales de carbón (con un factor de emisión de 953,26 toneladas de CO₂ / GWh producido), llegado el caso en que la producción nueva supera a la producción en centrales de carbón del Escenario Base, sustituiremos de la producción en plantas de fuel (con un factor de emisión de 690,94 toneladas de CO₂ / GWh producido), y si superase también la producción de esta tecnología descontaríamos de la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado (con un factor de emisión de 312,36 toneladas de CO₂ / GWh producido)

En este caso, los datos de emisiones serán:

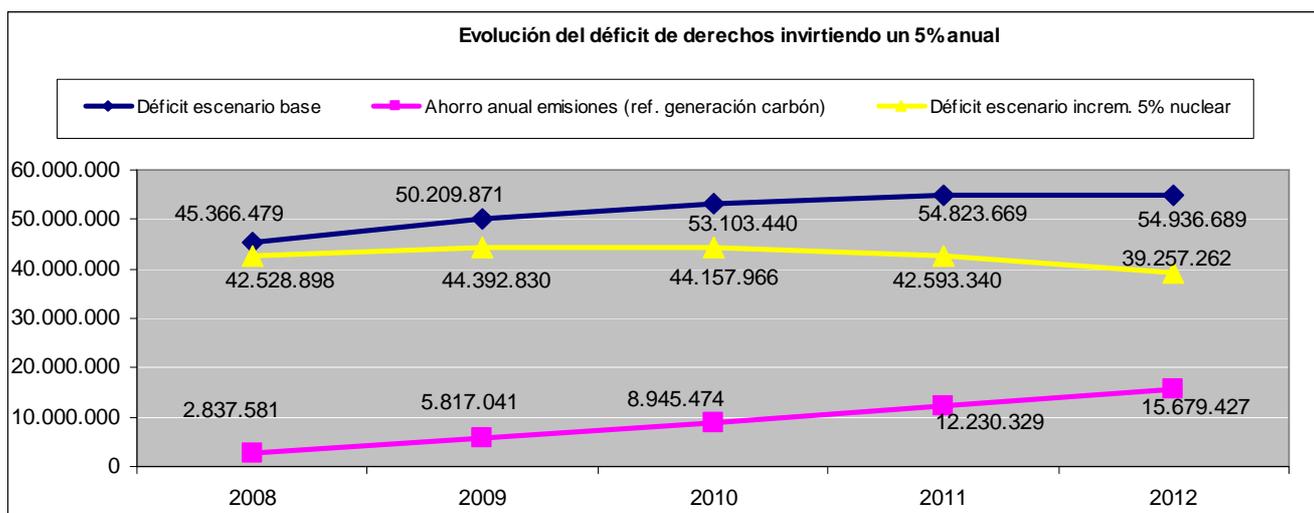
Tabla 93

Estimación del déficit del Escenario 3 con una inversión del 5%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones	2.837.581	5.817.041	8.945.474	12.230.329	15.679.427	45.509.853
Déficit escenario increm. 5% Nuclear	42.528.898	44.392.830	44.157.966	42.593.340	39.257.262	212.930.295

Gráfico 32

Evolución del déficit con una inversión del 5%



Elaboración Propia

Logramos por lo tanto una reducción del déficit de 45.510 miles de toneladas.

A continuación, pasaremos a calcular tanto el coste de la inversión, utilizando un precio de referencia medio por cada kW nuevo instalado, como el coste del nuevo déficit.

Tabla 94

Coste de la inversión del Escenario 3. Inversión del 5% y coste del déficit de derechos de emisión

<u>Coste Inversión</u>		2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
DGEMP 1.280 €/kW		493.824.000	518.515.200	544.440.960	571.663.008	600.246.158	2.728.689.326
Coste déficit							
Precio Medio							
Derechos de emisión							
10		425.288.979	443.928.298	441.579.656	425.933.397	392.572.621	2.129.302.952
15		637.933.469	665.892.447	662.369.484	638.900.096	588.858.932	3.193.954.428
20		850.577.959	887.856.595	883.159.312	851.866.795	785.145.243	4.258.605.904
25		1.063.222.449	1.109.820.744	1.103.949.140	1.064.833.493	981.431.554	5.323.257.379
59,96		2.549.956.588	2.661.714.603	2.647.632.567	2.553.820.402	2.353.795.162	12.766.919.321
100		4.252.889.795	4.439.282.977	4.415.796.558	4.259.333.973	3.925.726.215	21.293.029.518

Fuente Precio de Referencia .Foro Nuclear 2007

El coste total de invertir de forma continua un 5% sobre la potencia del año anterior supondría un total del **2.279 millones de euros**. Para igualar este coste, el precio de cotización de los derechos de emisión tendría que ser de media de **59,96 €**, como demuestro a continuación:

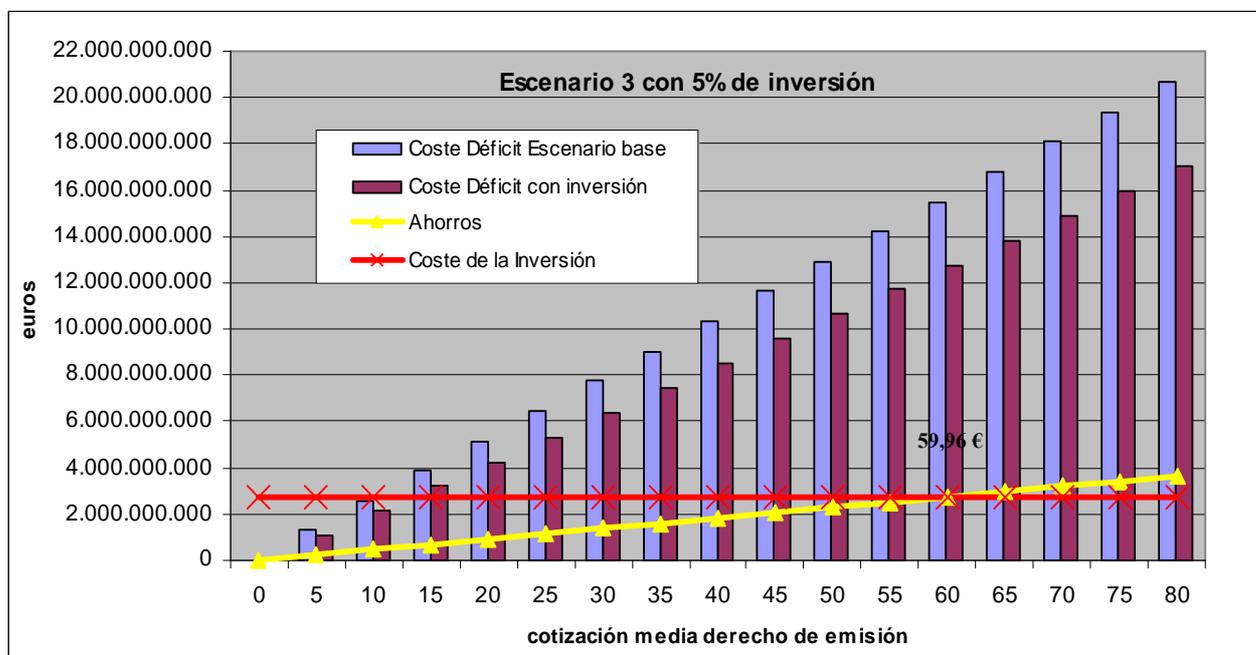
Tabla 95

Importe del ahorro en el déficit de derechos de emisión en el Escenario 3 – inversión del 5%- a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	28.375.811	58.170.413	89.454.745	122.303.293	156.794.269	455.098.532
15 euros	42.563.717	87.255.620	134.182.117	183.454.940	235.191.404	682.647.798
20 euros	56.751.622	116.340.826	178.909.490	244.606.587	313.588.538	910.197.063
25 euros	70.939.528	145.426.033	223.636.862	305.758.233	391.985.673	1.137.746.329
59,96 euros	170.136.284	348.779.383	536.354.637	733.308.653	940.110.370	2.728.689.326
100 euros	283.758.112	581.704.130	894.547.449	1.223.032.934	1.567.942.692	4.550.985.317

Gráfico 33

Punto de indiferencia Escenario 3. Inversión del 5%



Elaboración Propia

C. Escenario 3, con una inversión del 10%

En este caso, la potencia instalada pasaría de 7.716 MW en 2007 a 12.427 MW en 2012, y la producción de electricidad supondría el 27,2% del total en 2012 frente al 18,7% de 2007.

Los datos obtenidos para este escenario son los siguientes:

Tabla 96

Hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 10%

Escenario 10%	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia Nucleares	7.876,0	7.716,0	7.716,0	8.487,6	9.336,4	10.270,0	11.297,0	12.426,7
Increment. MW		-160,0	0,0	771,6	848,8	933,6	1.027,0	1.129,7
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.106	321.951	328.500	335.704	343.628	352.344
Nuclear. Generación Electricidad (GWh)	57.539	60.126	55.102	65.488	72.036	79.240	87.164	95.881
% Nuclear / Total Sector	20,63%	20,94%	18,67%	20,34%	21,93%	23,60%	25,37%	27,21%
Increment. Anual GWh		2.587	-5.024	10.386	6.549	7.204	7.924	8.716
Incremento Respecto Escenario base				5.953	12.502	19.706	27.630	36.346

Gracias a estas inversiones en 2012 se lograría aumentar la producción de electricidad en 36.346 GWh respecto del Escenario Base. Los ahorros de las emisiones logrados serían los siguientes:

Tabla 97

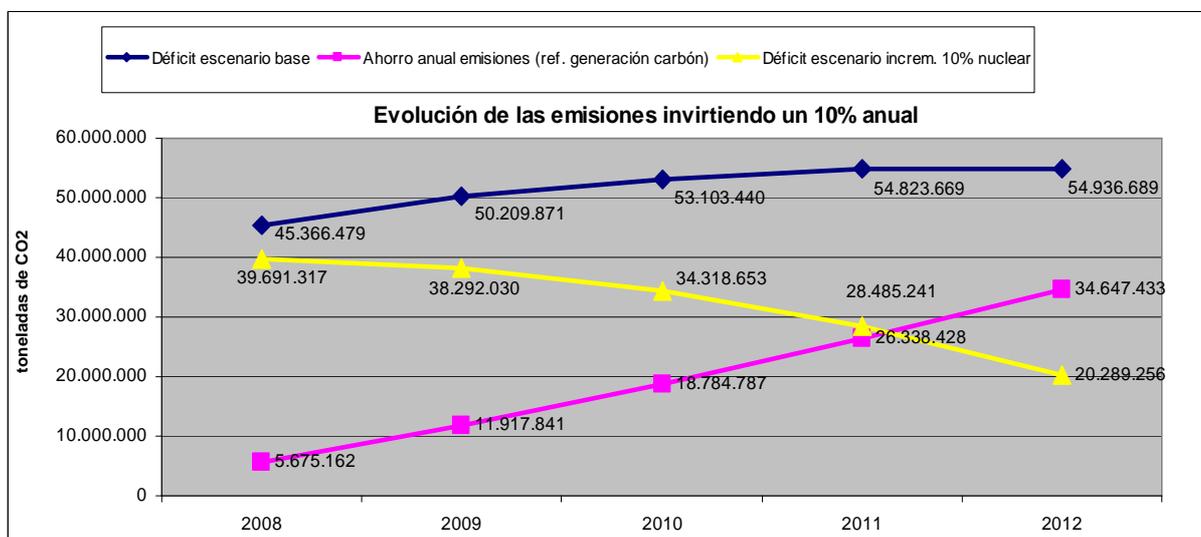
Estimación del déficit del Escenario 3 con una inversión del 10%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones	5.675.162	11.917.841	18.784.787	26.338.428	34.647.433	97.363.651
Déficit escenario increm. 10% Nuclear	39.691.317	38.292.030	34.318.653	28.485.241	20.289.256	161.076.497

Con una inversión del 10% rebajamos la pendiente de la función de costes del Escenario base, pasando de 258.440 miles de toneladas a 161.076 miles de toneladas, llegando en 2012 a ser mayores los ahorros de emisiones respecto del Escenario Base que las emisiones de ese año en este nuevo escenario.

Gráfico 34

Evolución de las emisiones con una inversión del 10%



Elaboración Propia

El coste de estas inversiones y el coste de los derechos de emisión deficitarios de este nuevo escenario son los siguientes:

Tabla 98

Coste de la inversión en el Escenario 3. Inversión del 10% y coste del déficit de derechos de emisión

Coste Inversión	2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
DGEMP 1.280 €/kW	987.648.000	1.086.412.800	1.195.054.080	1.314.559.488	1.446.015.437	6.029.689.805
Coste déficit						
Precio Medio						
Derechos de emisión						
10	396.913.168	382.920.304	343.186.530	284.852.411	202.892.560	1.610.764.974
15	595.369.752	574.380.455	514.779.796	427.278.616	304.338.841	2.416.147.460
20	793.826.337	765.840.607	686.373.061	569.704.822	405.785.121	3.221.529.947
25	992.282.921	957.300.759	857.966.326	712.131.027	507.231.401	4.026.912.434
61,93	2.458.066.496	2.371.409.275	2.125.339.696	1.764.078.956	1.256.505.062	9.975.399.485
100	3.969.131.683	3.829.203.036	3.431.865.304	2.848.524.109	2.028.925.605	16.107.649.736

El precio medio del derecho de emisión que igualaría el ahorro logrado con el coste de la inversión asciende ligeramente a 61,93 €

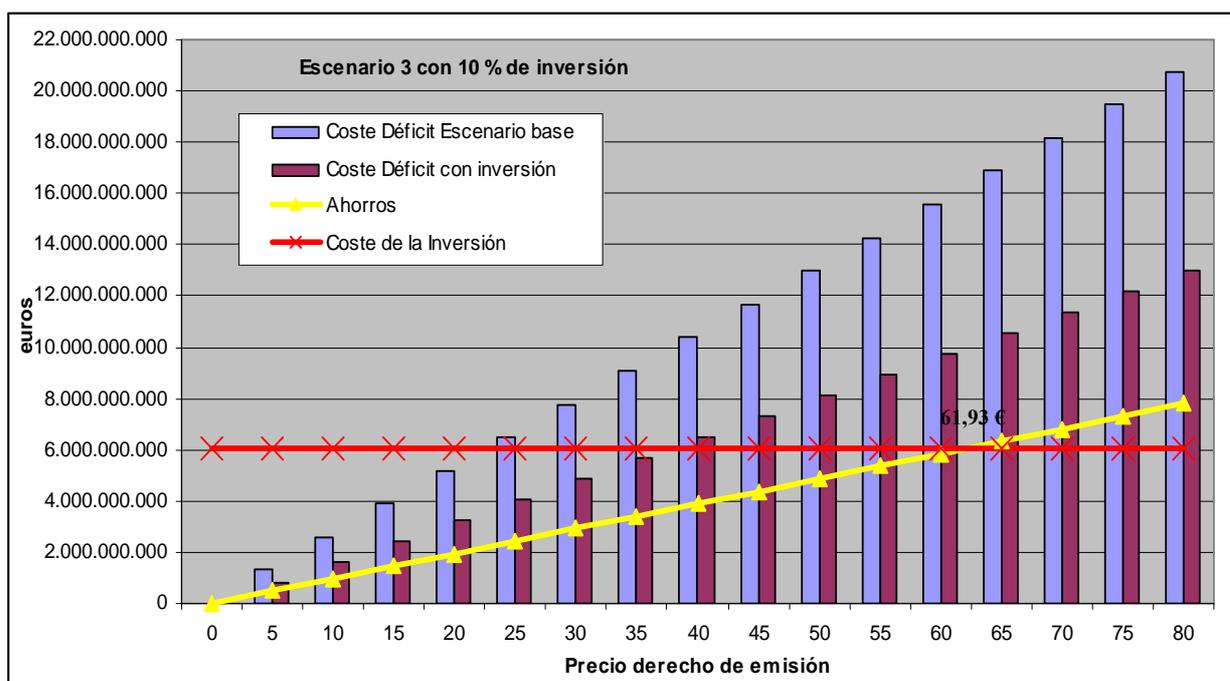
Tabla 99

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 3 –inversión del 10%- a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	56.751.622	119.178.407	187.847.870	263.384.280	346.474.330	973.636.510
15 euros	85.127.434	178.767.611	281.771.805	395.076.420	519.711.495	1.460.454.765
20 euros	113.503.245	238.356.814	375.695.741	526.768.560	692.948.660	1.947.273.020
25 euros	141.879.056	297.946.018	469.619.676	658.460.699	866.185.826	2.434.091.275
61,93 euros	351.460.402	738.066.844	1.163.333.931	1.631.127.726	2.145.700.901	6.029.689.805
100 euros	567.516.224	1.191.784.071	1.878.478.703	2.633.842.798	3.464.743.302	9.736.365.099

Gráfico 35

Punto de indiferencia Escenario 3. Inversión del 10%



Elaboración Propia

D. Escenario 3, con una inversión del 15%

Ahora lograríamos en 2012 una potencia instalada de 15.20 MW y una producción de 119.745 GWh, lo que supondría el 32% del total de la producción nacional.

Tabla 100

Hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 15%

	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Escenario 15%								
Potencia Nucleares	7.876,0	7.716,0	7.716,0	8.873,4	10.204,4	11.735,1	13.495,3	15.519,6
Increm. MW		-160,0	0,0	1.157,4	1.331,0	1.530,7	1.760,3	2.024,3
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.106	324.928	335.197	347.008	360.589	376.208
Nuclear. Generación Electricidad (GWh)	57.539	60.126	55.102	68.464	78.734	90.544	104.126	119.745
% Nuclear / Total Sector	20,63%	20,94%	18,67%	21,07%	23,49%	26,09%	28,88%	31,83%
Increm. Anual GWh		2.587	-5.024	13.362	10.270	11.810	13.582	15.619
Increm Respecto Escenario base				8.930	19.200	31.010	44.592	60.210

Es importante destacar que, de momento, seguimos descontando sólo emisiones evitadas en las centrales de carbón, pues el aumento de producción de electricidad respecto del Escenario Base no supera nunca los 71.463 GWh procedentes del carbón.

Esta vez, el resultado de las emisiones es el siguiente:

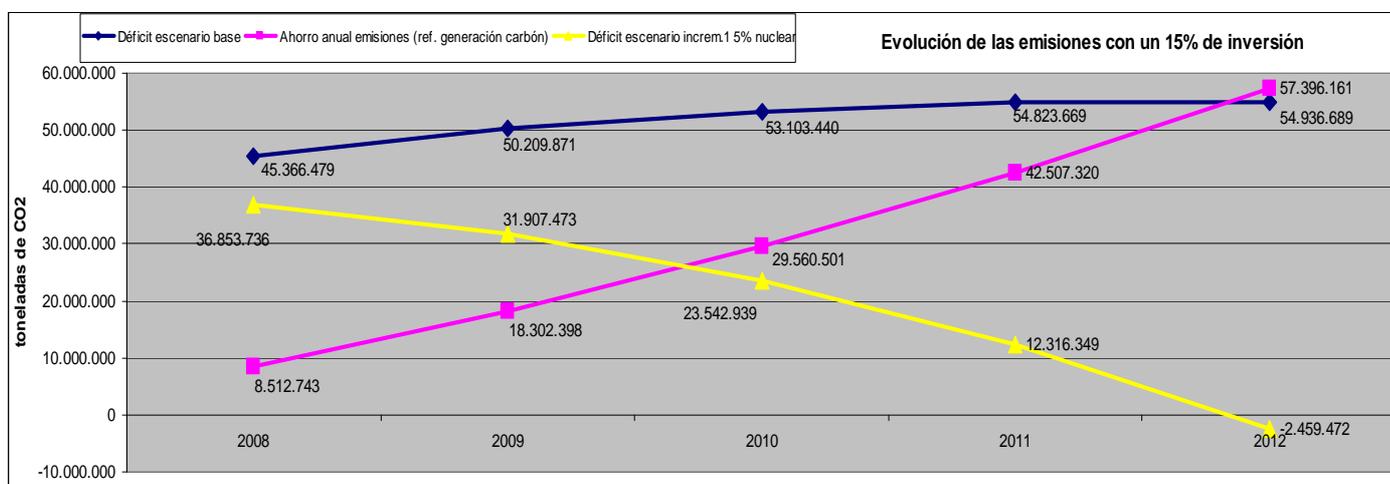
Tabla 101

Estimación del déficit del Escenario 3 con una inversión del 15%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones	8.512.743	18.302.398	29.560.501	42.507.320	57.396.161	156.279.124
Déficit escenario increm. 15% Nuclear	36.853.736	31.907.473	23.542.939	12.316.349	-2.459.472	102.161.024

Gráfico 36

Evolución de las emisiones con un 15% de inversión



Elaboración Propia

Aunque sigamos presentando un escenario deficitario, cabe destacar que bajo la hipótesis de invertir de forma continua un 15% lograríamos en 2012 una situación de superávit de derechos.

El coste de las inversiones y el coste del déficit del escenario sería el siguiente:

Tabla 102

Coste de la inversión en el Escenario 3. Inversión del 15% y coste del déficit de derechos de emisión

<u>Coste Inversión</u>		2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
DGEMP	1.280 € /kW	1.481.472.000	1.703.692.800	1.959.246.720	2.253.133.728	2.591.103.787	9.988.649.035
Coste déficit							
Precio Medio							
Derechos de emisión							
10		368.537.357	319.074.728	235.429.387	123.163.492	-24.594.722	1.021.610.242
15		552.806.036	478.612.092	353.144.081	184.745.237	-36.892.083	1.532.415.363
20		737.074.714	638.149.457	470.858.775	246.326.983	-49.189.444	2.043.220.485
25		921.343.393	797.686.821	588.573.468	307.908.729	-61.486.805	2.554.025.606
63,92		2.355.522.746	2.039.380.176	1.504.757.296	787.204.880	-157.198.248	6.529.666.850
100		3.685.373.570	3.190.747.283	2.354.293.873	1.231.634.916	-245.947.220	10.216.102.423

El precio medio de cotización que haría rentable esta situación, es decir el punto de indiferencia entre el coste de inversión y los ahorros logrados está en 63,92 € por toneladas de CO₂

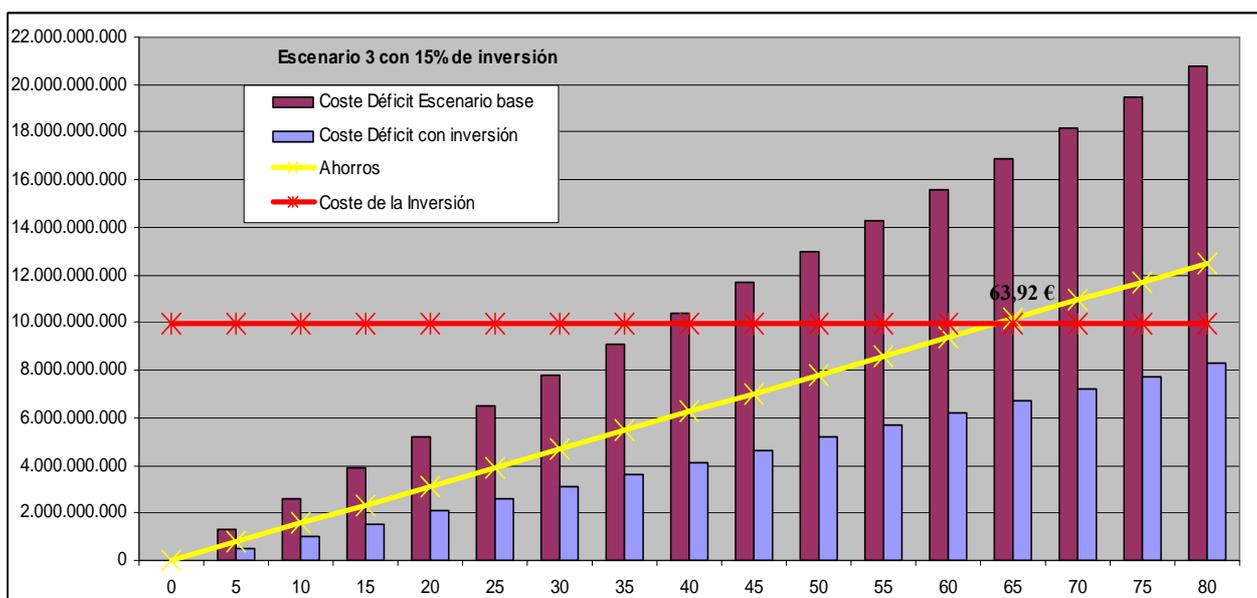
Tabla 103

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 3 –inversión del 15%- a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	368.537.357	319.074.728	235.429.387	123.163.492	-24.594.722	1.021.610.242
15 euros	552.806.036	478.612.092	353.144.081	184.745.237	-36.892.083	1.532.415.363
20 euros	737.074.714	638.149.457	470.858.775	246.326.983	-49.189.444	2.043.220.485
25 euros	921.343.393	797.686.821	588.573.468	307.908.729	-61.486.805	2.554.025.606
63,92 euros	2.355.522.746	2.039.380.176	1.504.757.296	787.204.880	-157.198.248	6.529.666.850
100 euros	3.685.373.570	3.190.747.283	2.354.293.873	1.231.634.916	-245.947.220	10.216.102.423

Gráfico 37

Punto de Indiferencia Escenario 3. Inversión del 15%



Elaboración Propia

E. Escenario 3, con una inversión del 20%

Por último, realizamos una simulación bajo las hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 20%, gracias a la cual logramos presentar en 2012 una potencia instalada de 19.200 MW y una producción de 148.140 GWh (36,6% del total de la producción nacional)

Tabla 104

Hipótesis del Escenario 3 con una inversión del 20%

Escenario 20%	Datos reales			Datos estimados				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potencia Nucleares	7.876	7.716	7.716	9.259	11.111	13.333	16.000	19.200
Increm. MW		-160	0	1.543	1.852	2.222	2.667	3.200
Total Sector Generación Electricidad (GWh)	278.968	287.109	295.106	327.905	342.193	359.339	379.914	404.604
Nuclear. Generación Electricidad (GWh)	57.539	60.126	55.102	71.441	85.729	102.875	123.450	148.140
% Nuclear / Total Sector	20,63%	20,94%	18,67%	21,79%	25,05%	28,63%	32,49%	36,61%
Increm. Anual GWh		2.587	-5.024	16.339	14.288	17.146	20.575	24.690
Increm Respecto Escenario base				11.907	26.195	43.341	63.916	88.606

Esta vez, habrá que descontar, además de las emisiones evitadas de toda la producción de electricidad en centrales de carbón (hasta 71.463 GWh), el total de la producción en centrales de fuel (hasta 1.010 GWh) y 16.133GWh producidos en centrales de ciclo combinado.

De esta forma, las emisiones presentarán el siguiente comportamiento:

Tabla 105

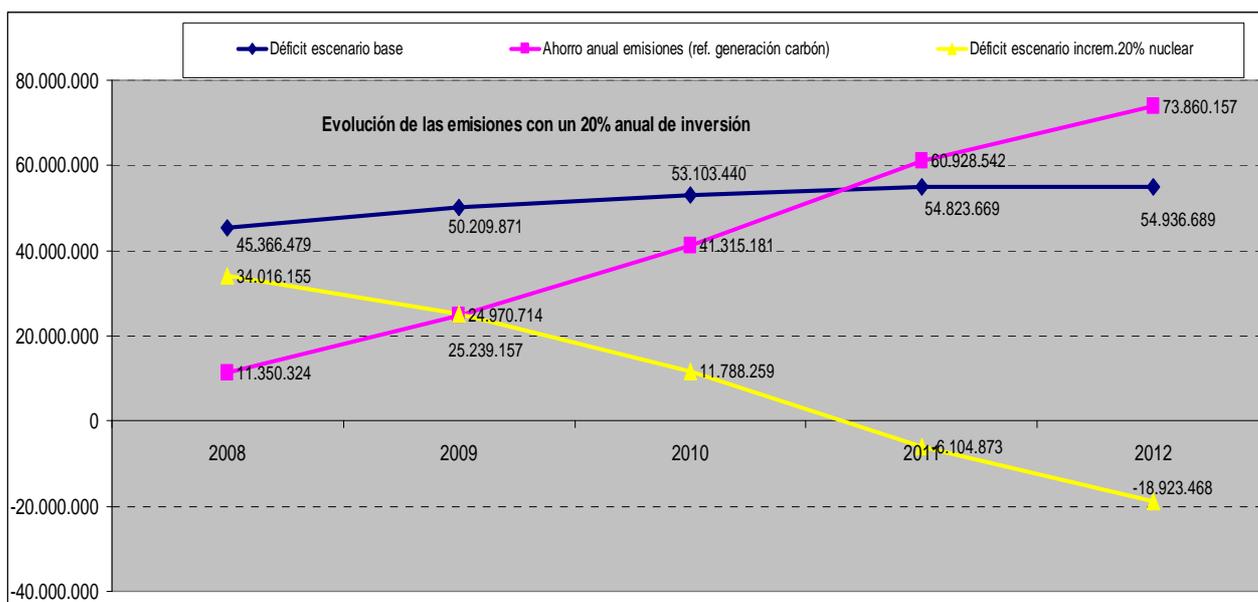
Estimación del déficit del Escenario 3 con una inversión del 20%

Estimación Emisiones (tn CO2)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Emisiones escenario base	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	106.020.370	530.101.850
Déficit escenario base	45.366.479	50.209.871	53.103.440	54.823.669	54.936.689	258.440.148
Ahorro anual emisiones	11.350.324	24.970.714	41.315.181	60.928.542	73.860.157	212.424.919
Déficit escenario increm. 20% Nuclear	34.016.155	25.239.157	11.788.259	-6.104.873	-18.923.468	46.015.230

Gracias a estas inversiones tendremos sólo un déficit para todo el periodo de 46.015 miles de toneladas con unos ahorros de 212.425 miles de toneladas, y **presentando superávit de derechos los años 2011 y 2012.**

Gráfico 38

Evolución de las emisiones con una inversión del 20%



Elaboración Propia

El coste de las inversiones y el coste del déficit del escenario sería el siguiente:

Tabla 106

Coste de la inversión en el Escenario 3. Inversión del 20% y coste del déficit de derechos de emisión

<u>Coste Inversión</u>		2008	2009	2010	2011	2012	Total Euros
DGEMP	1.280 €/kW	1.975.296.000	2.370.355.200	2.844.426.240	3.413.311.488	4.095.973.786	14.699.362.714
Coste déficit							
Precio Medio							
Derechos de emisión							
10		340.161.546	252.391.572	117.882.589	-61.048.728	-189.234.683	460.152.297
15		510.242.319	378.587.358	176.823.884	-91.573.092	-283.852.024	690.228.445
20		680.323.092	504.783.144	235.765.179	-122.097.456	-378.469.365	920.304.593
25		850.403.865	630.978.930	294.706.473	-152.621.820	-473.086.706	1.150.380.741
69,17		2.353.847.173	1.746.497.202	815.723.008	-422.444.504	-1.309.464.659	3.184.158.220
100		3.401.615.458	2.523.915.719	1.178.825.893	-610.487.279	-1.892.346.826	4.601.522.965

Nuevamente, el precio de corte entre las funciones de ahorro y la de coste de la inversión aumenta, situándose ahora en **los 69,17 €**

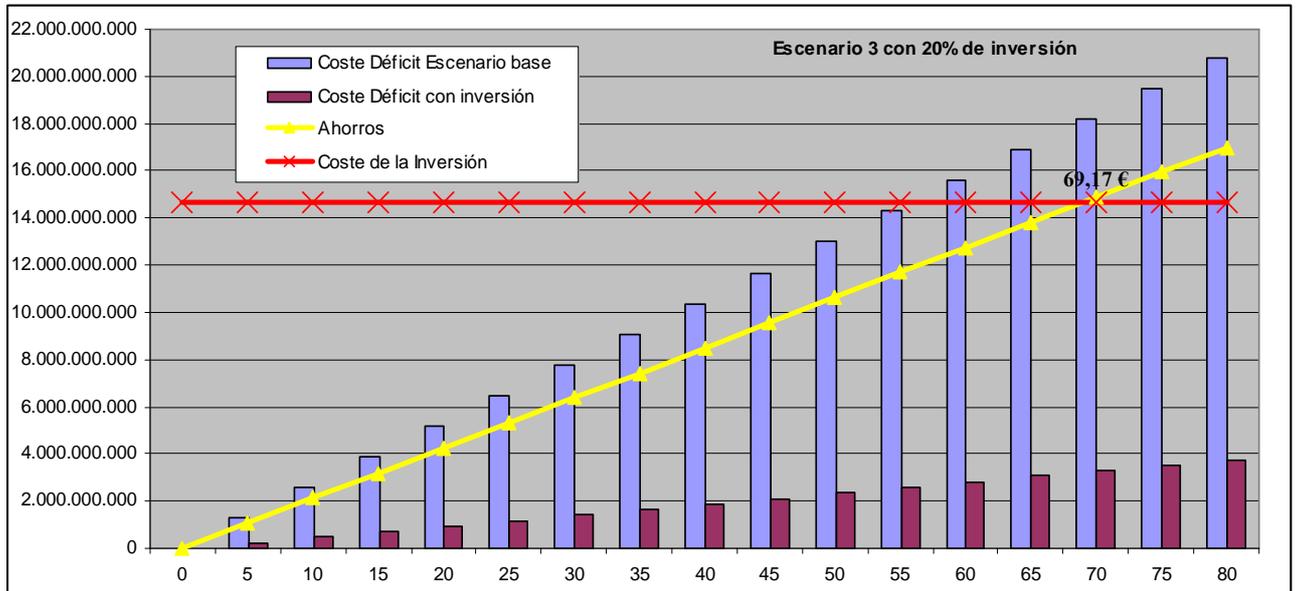
Tabla 107

Importe del ahorro en el déficit de derechos en el Escenario 3 –inversión del 20% a distintos precios del CO₂

Dif. Con Esc. Base	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Precio Medio Derechos de emisión						
10 euros	113.503.245	249.707.139	413.151.811	609.285.419	738.601.573	2.124.249.187
15 euros	170.254.867	374.560.708	619.727.717	913.928.128	1.107.902.360	3.186.373.780
20 euros	227.006.490	499.414.278	826.303.623	1.218.570.837	1.477.203.147	4.248.498.374
25 euros	283.758.112	624.267.847	1.032.879.529	1.523.213.546	1.846.503.933	5.310.622.967
69,17 euros	785.418.856	1.727.921.483	2.858.924.635	4.216.128.418	5.110.969.322	14.699.362.714
100 euros	1.135.032.449	2.497.071.388	4.131.518.114	6.092.854.186	7.386.015.733	21.242.491.870

Gráfico 39

Punto de indiferencia Escenario 3. Inversión del 20%



Elaboración Propia

F. Conclusiones del Escenario 3, relativo a la inversión en centrales nucleares.

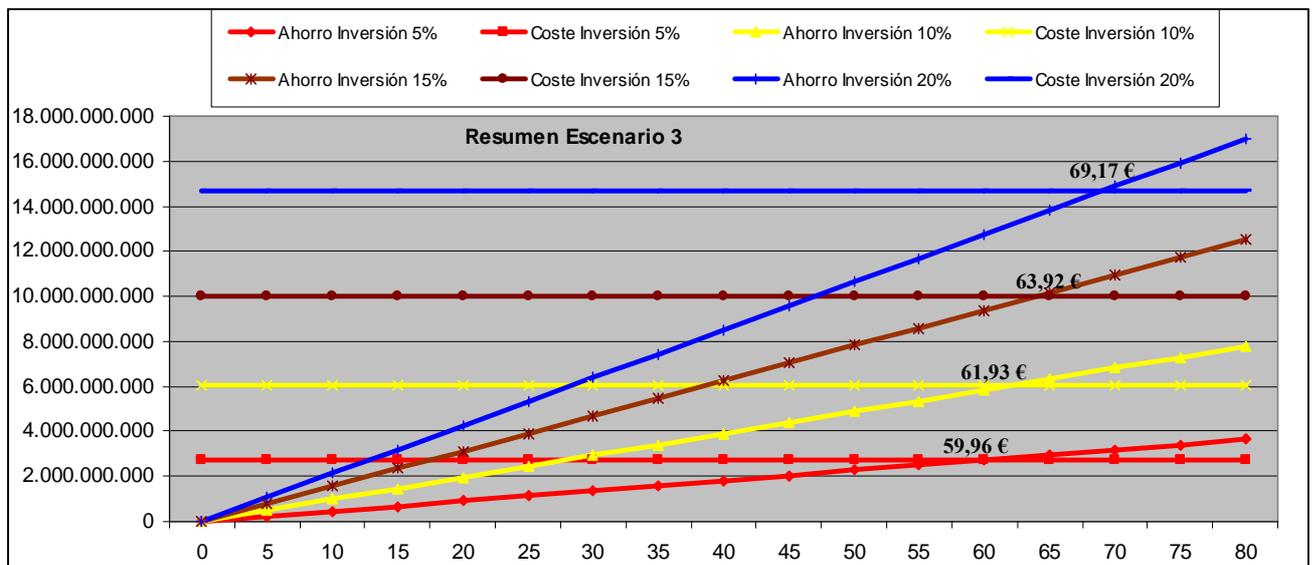
Gracias a las inversiones y aumentos de potencias en centrales nucleares, y al igual que en el Escenario 2, **hemos logrado reducir el déficit de derechos, si bien nunca lo conseguimos anular**. Hemos visto cómo con unas inversiones del 20%, el déficit se queda reducido sólo a 47 millones de toneladas.

A la vez, hemos visto cómo cuanto mayor sea la inversión, mayor tendrá que ser el precio de corte que iguale inversión con ahorros. Sin embargo, y debido a la alta productividad de la energía nuclear (es la que presenta mejor ratio de producción / potencia instalada), **el punto de indiferencia, o precio que hace rentable la inversión, es siempre menor que los precios manejados en los otros dos escenarios.**

Para el conjunto del escenario, los precios de indiferencia quedarían como siguen:

Gráfico 40

Comparación entre las distintas hipótesis de inversión



Elaboración Propia

El resumen de las distintas hipótesis de este escenario se presenta en la siguiente tabla

Tabla 108

Cuadro resumen de los resultados del Escenario 3

% de Inversión	Coste de la Inversión (millones de euros)	Ahorro Emisiones (miles de toneladas)	Punto de Indiferencia (Precio de rentabilidad) € / toneladas de CO ₂
5%	2.729	45.510	59,96 €
10%	6.030	97.364	61,93 €
15%	9.989	156.279	63,92 €
20%	14.699	212.496	69,20 €

Invirtiendo en centrales nucleares se podría llegar a solucionar el déficit, pero tendríamos que invertir algo más del 25% de forma continua, **pasar en 2012 a una potencia de 23.547 MW (lo que supone multiplicar por más de tres la potencia actual)** y generar como mínimo en 2012 un total de 181.684 GWh (41,40 % del total nacional). Esto tendría un coste de 20.264 millones de euros y el precio de cotización tendría que ser de 78,64 € (lejos de los precios actuales)

Aunque es un escenario casi imposible, por lo menos es posible, pues tiene un precio de cotización inferior a 100€ (no como el escenario de inversión en parques eólicos) y consigue dejar a cero el déficit de emisiones (no como el escenario de inversión en ciclos combinados)

Igual que en el Escenario 2, se van a estudiar los ahorros por cada kW invertido, para así calcular el precio teórico que tendría que alcanzar el derecho

de emisión para rentabilizar la inversión en sólo un año y la evolución de los ahorros de emisiones en varios años.

La inversión de 1 kW en centrales nucleares cuesta 1.280 €, cada kW instalado produce unos 7,72 MWh y esto evita la emisión (tomando sólo como referencia el carbón) 7,35 toneladas (7,72 MWh por 0,95326 toneladas por MWh) Así, sólo lograríamos que la inversión fuera rentable el primer año si el precio fuera de 174,15 € (bastante inferior que los 215,89 € del ciclo combinado)

Tabla 109

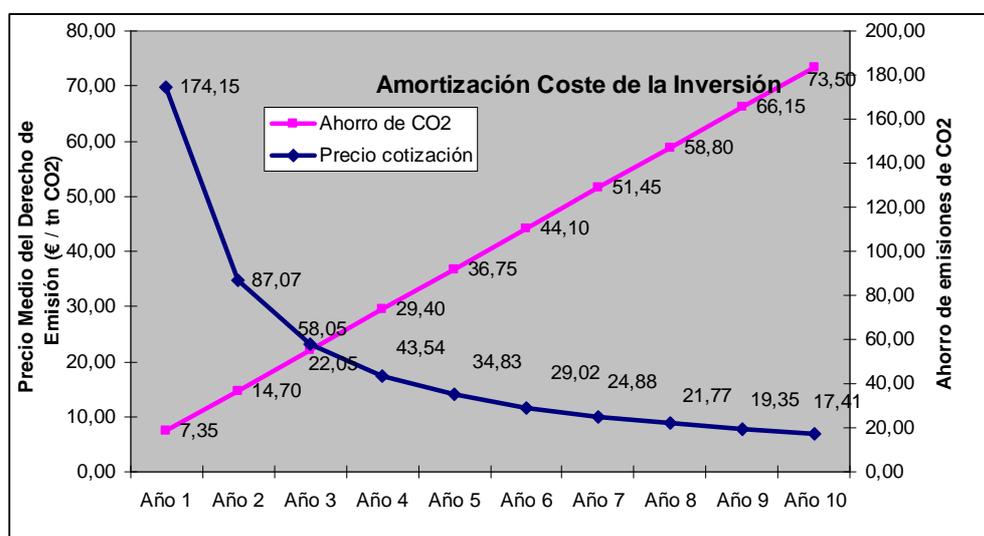
Amortización del coste de la inversión en el Escenario 3

Amortización del Coste de la inversión		
1 kW = 1.280 euros	Ahorro de CO ₂	Precio cotización
Año 1	7,35	174,15
Año 2	14,70	87,07
Año 3	22,05	58,05
Año 4	29,40	43,54
Año 5	36,75	34,83
Año 6	44,10	29,02
Año 7	51,45	24,88
Año 8	58,80	21,77
Año 9	66,15	19,35
Año 10	73,50	17,41

En sólo 7 años, se podría amortizar la inversión si el precio de cotización medio fuera de 24,88 €.

Gráfico 41

Amortización del coste de la inversión



Elaboración propia

Suponiendo un precio medio de 25 € / tonelada de CO₂ necesitaríamos sólo 6,97 años para amortizar el coste de la inversión, ya que los 1.280 € / kW / 25 € / tn = 51,2 kW / tn y este ahorro se lograría en 51,2 / 7,35 tn = 6,97 años

Tabla 110

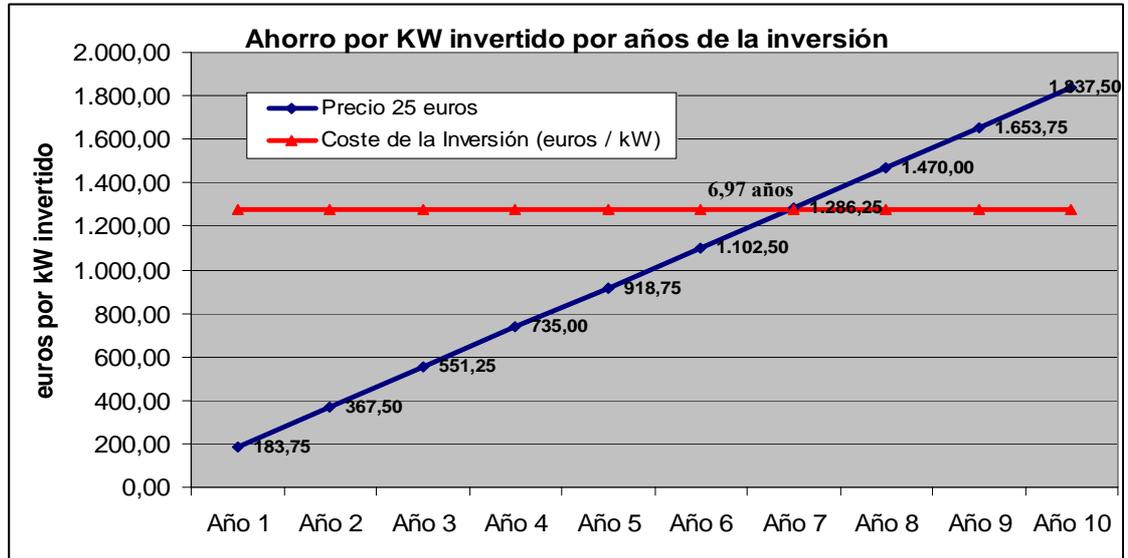
Ahorro por KW invertido en el Escenario 3

Ahorro en euros por kW invertido por años de la inversión (precio cotización 25 euros)	
1 kW = 1.280 euros	Ahorro por año
Año 1	183,75
Año 2	367,50
Año 3	551,25
Año 4	735,00
Año 5	918,75
Año 6	1.102,50
Año 7	1.286,25
Año 8	1.470,00
Año 9	1.653,75
Año 10	1.837,50

Elaboración propia

Gráfico 42

Ahorro por KW invertido



Elaboración propia

4.1.5. CONCLUSIONES CONJUNTAS

Hemos realizado una comparación entre un **escenario base** con unas hipótesis iniciales en las que calculamos tanto la producción de electricidad como las emisiones en función de la potencia instalada del sector eléctrico en el año 2007 y en función de los factores medios de emisión (medias de 2005-2006) por tecnología y factores de producción medios (media de años anteriores entre potencia instalada y producción de electricidad).

Del cálculo de este escenario se ha obtenido un **déficit inicial de emisiones de 258.440 miles de toneladas de CO₂**. Y este déficit es el que tratamos de reducir con los escenarios propuestos.

A continuación hemos elaborado tres escenarios distintos cada uno, en función de aumentos en la potencia instalada de parques eólicos (escenario 1), centrales de ciclo combinado (escenario 2) o centrales nucleares (escenario 3).

A la hora de comparar con el **escenario base**, y de comparar entre los distintos escenarios, hemos buscado aquella situación que **redujera al máximo el déficit y siempre al menor coste posible**. El coste de la inversión de cada uno de los escenarios lo hemos establecido utilizando unos costes medios de inversión por MW invertido según distintas fuentes.

Para el **escenario 1 (inversión en parques eólicos)** hemos utilizado dos costes de referencia, haciendo la comparación con 930 € / kW según la Asociación de Productores de Energía Renovables. En el **escenario 2 (inversión en centrales de ciclo combinado)** hemos utilizado un coste medio de 523 € / kW invertido, según el documento Energía 2007 del Foro Nuclear, que a su vez hace referencia a la DGEMP (del Ministerio de Economía, Finanzas e Industria de Francia). Esta misma fuente es la que hemos utilizado

para establecer el coste medio de la inversión **en centrales nucleares del escenario 3**, fijando el precio medio en 1.280 € / kW invertido.

Aunque hemos utilizado estos costes para todos los cálculos y para el desarrollo de los tres escenarios elaborados haremos referencia también en estas conclusiones a los costes que aparecen en el documento Energía 2008 del Foro Nuclear, en base al documento publicado por UNESA “Prospectiva de generación eléctrica 2030” que utiliza otros costes medios (1.100 € /k W invertido en eólico terrestre, 2.084 € / kW invertido en centrales nucleares y 512 € / kW en centrales de ciclo combinado).

La primera conclusión obtenida según los escenarios planteados es que **la situación de máximo ahorro de emisiones es aquella en la que se invierte de forma continuada un 20% sobre la potencia instalada del año anterior en centrales nucleares**, llegando casi a igualar los ahorros con el déficit del Escenario base

Tabla 111

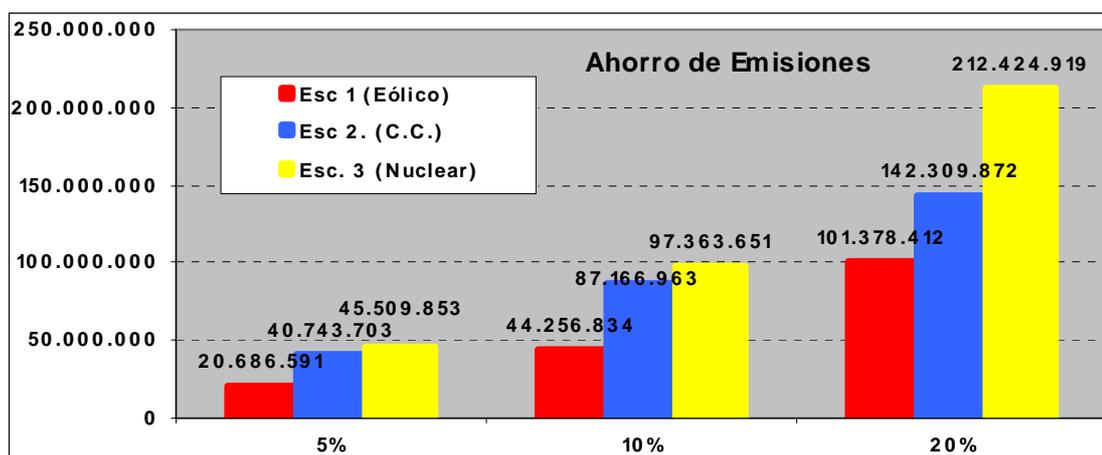
Ahorro de emisiones en toneladas de CO₂ en los distintos escenarios

Ahorro de emisiones (toneladas CO ₂) en función de % de inversión			
% de Inversión	Esc 1 (Eólico)	Esc 2. (C.C.)	Esc. 3 (Nuclear)
5%	20.686.591	40.743.703	45.509.853
10%	44.256.834	87.166.963	97.363.651
20%	101.378.412	142.309.872	212.424.919

Elaboración propia

Gráfico 43

Ahorro de emisiones en toneladas de CO₂



Elaboración propia

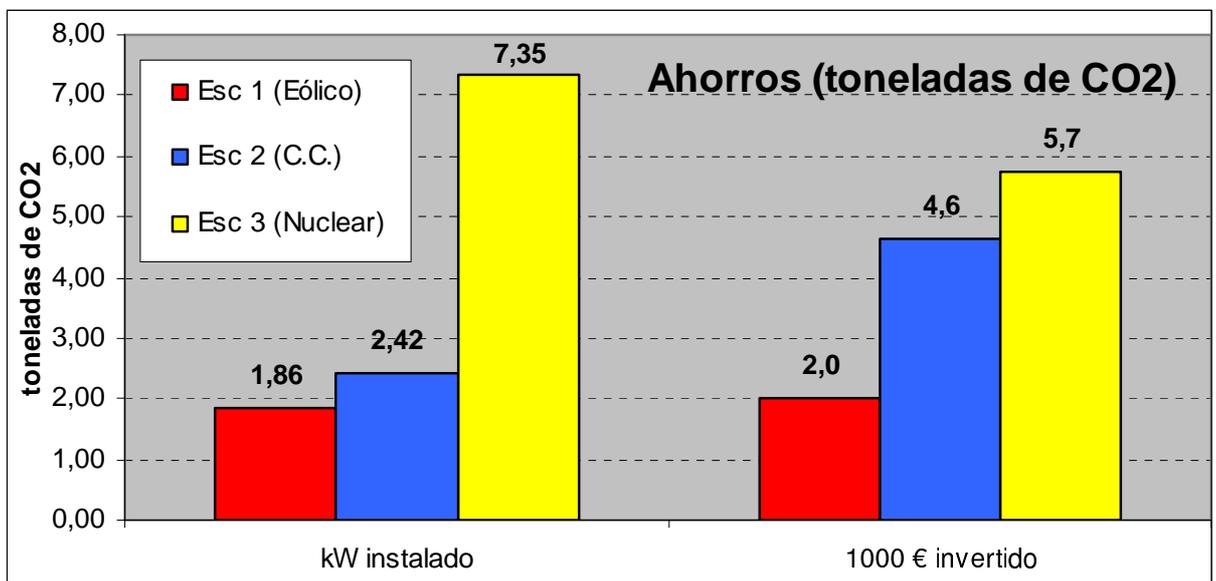
Según esto, en todo momento, **es más eficiente** desde el punto de vista de las emisiones de CO₂ **la inversión en centrales nucleares**. En términos unitarios, cada kW invertido en centrales nucleares consigue ahorrar 7,35 toneladas de CO₂ frente a los 2,42 de las centrales de ciclo combinado o los 1,86 de los parques eólicos.

Esto se debe a que de media, cada kW nuclear produce 7,72 MWh y esta producción, tomando como referencia la media de las emisiones del carbón (0,95326 tn / kWh) evita 7,35 tn de CO₂. En el caso de los parques eólicos, cada kW nuevo instalado generará 1,95 MWh, y tomando la misma referencia del carbón, ahorraremos 1,86 tn / kW. Sin embargo, aunque cada kW instalado de ciclo combinado produce 3,78 MWh esto ahorra 2,42 tn de CO₂ / kW ya que esta fuente es emisora de CO₂ y habrá que calcular el ahorro restando las emisiones evitadas procedentes del carbón (0,95326) frente a las emisiones generadas por el gas natural (0,31236).

Si además, comparamos con el coste de instalación vemos **que cada 1.000 € invertidos, la energía nuclear es también la más eficiente**, pues es la que presenta mayores ahorros.

Gráfico 44

Ahorro de emisiones de CO₂ por KW invertido y por cada 1000 € invertidos



Elaboración propia

Tabla 112

Ahorro de emisiones de CO₂ por KW invertido y por cada 1000 € invertidos en los tres escenarios

Ahorro (tn CO ₂)	kW instalado	1000 € invertido
Esc 1 (Eólico)	1,86	2,0
Esc 2 (C.C.)	2,42	4,6
Esc 3 (Nuclear)	7,35	5,7

Elaboración propia

Sin embargo, **si utilizamos otros costes medios de referencia**, la tecnología **más eficiente económicamente sería la del ciclo combinado**, nunca la eólica.

Tabla 113

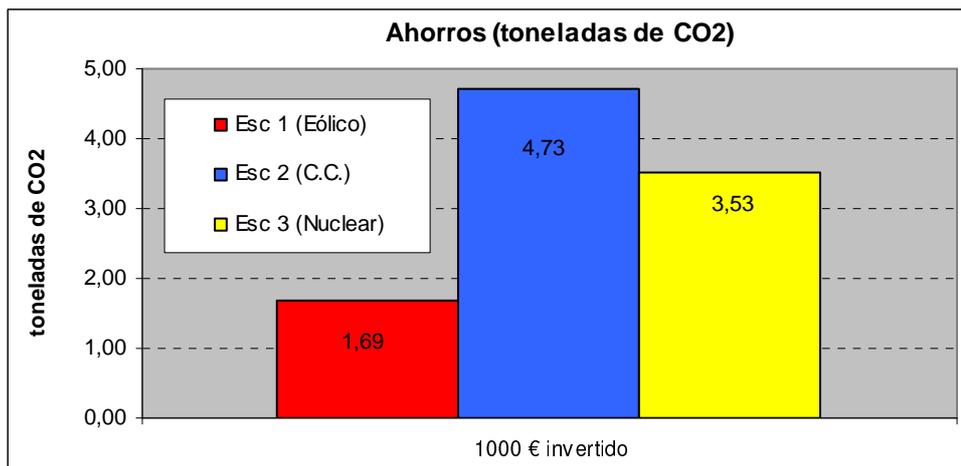
Ahorro de emisiones de CO₂ con distintos costes de inversión en los tres escenarios

Ahorro (tn CO ₂)	kW instalado	1000 € invertido	Precio ref.
Esc 1	1,86	1,69	1.100
Esc 2	2,42	4,73	512
Esc 3	7,35	3,53	2.084

Elaboración propia

Gráfico 45

Ahorro de emisiones de CO₂ con distintos costes de inversión



Elaboración propia

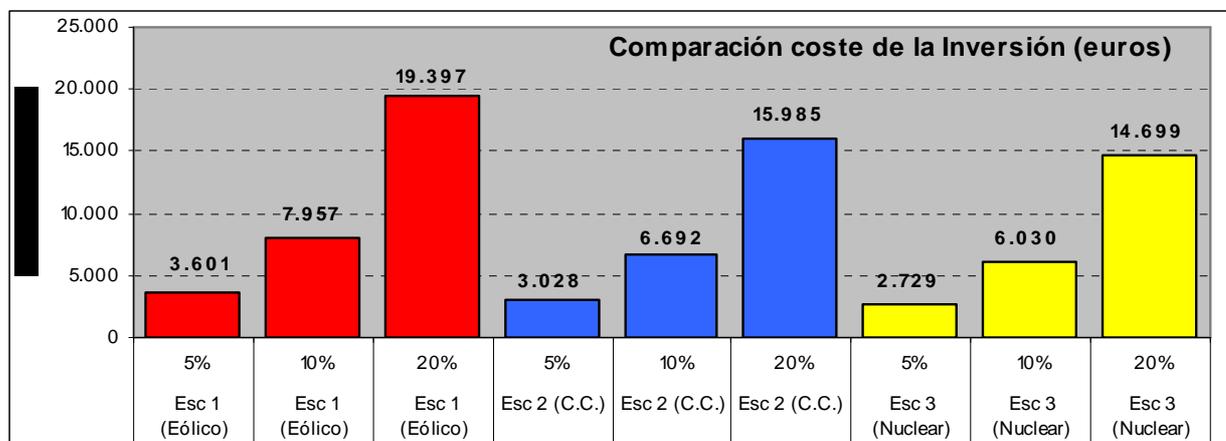
Independientemente de la fuente utilizada, podemos afirmar que **la generación eólica es siempre la más ineficiente.**

Si estudiamos ahora el total del coste de las inversiones sugeridas en los distintos escenarios, podremos observar cómo nuevamente, el escenario que presenta mejores resultados es la nuclear, pues es la que presenta menores costes.

Aunque el coste por kW invertido en tecnología nuclear es más costoso que el ciclo combinado y los parques eólicos, al partir de una potencia instalada menor (7.716 MW en 2007 frente a los 20.958 MW del ciclo combinado y los 13.909 MW de los eólicos) el coste total de invertir un porcentaje fijo sobre la potencia instalada del periodo anterior hace que sea menor.

Gráfico 46

Comparación del coste de la inversión según los escenarios propuestos

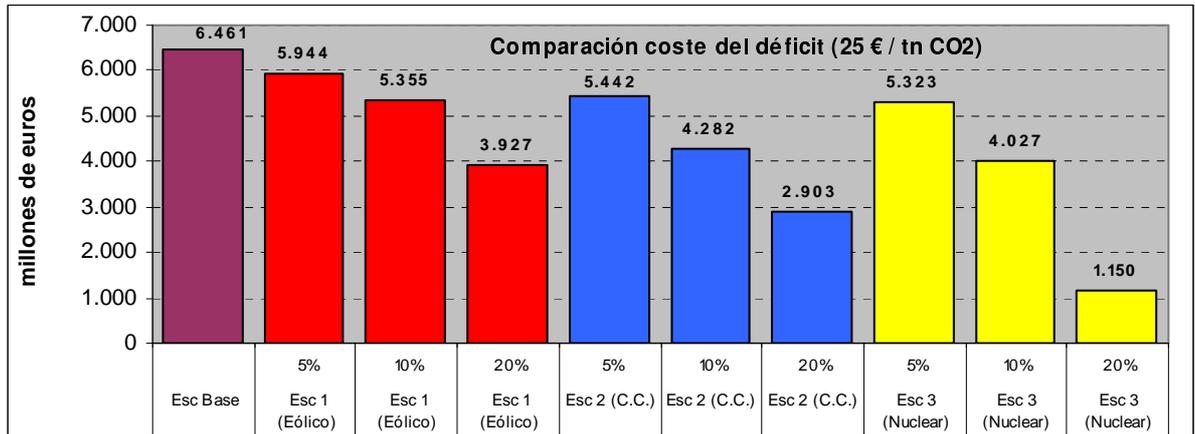


Elaboración Propia

Si tomamos como **precio medio de referencia del derecho de emisión 25 € / tn CO₂** podremos ver cómo la inversión en **tecnología nuclear presenta mejores** resultados que el resto de los escenarios, siendo la que reduce de forma más clara el coste del déficit del Escenario Base

Gráfico 47

Comparación del coste del déficit de los distintos escenarios propuestos con un precio de referencia del CO₂ de 25 €

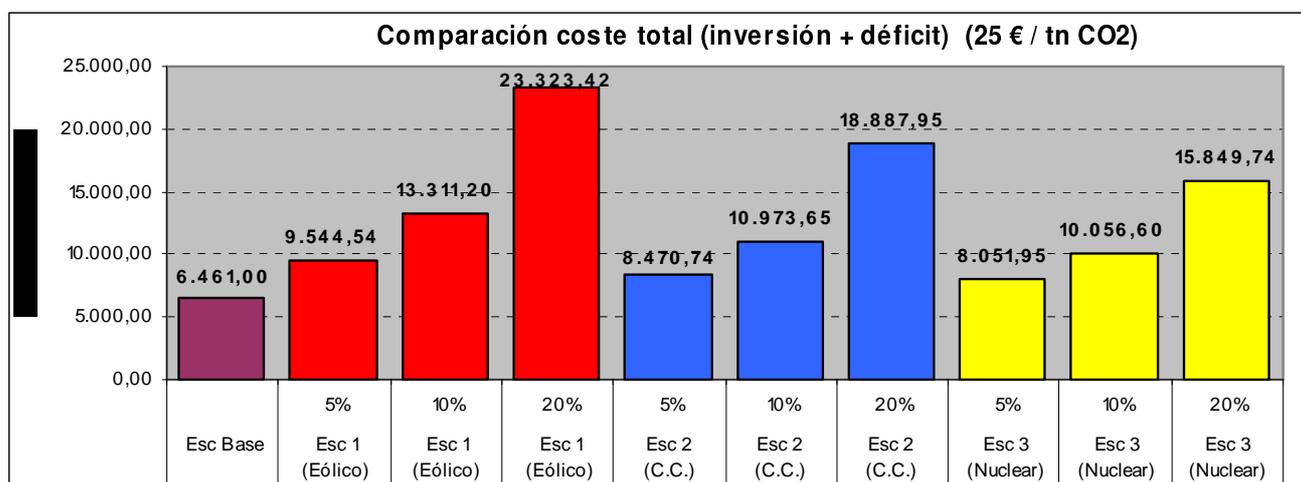


Elaboración Propia

Si al coste del déficit le incorporamos el coste de la inversión, podemos comprobar cómo, **a 25 € por derecho, ninguno de los escenarios planteados es rentable**, pues presentan unos **costes mayores que no hacer nada y asumir el coste total del déficit** del Escenario Base

Gráfico 48

Comparación del coste total (inversión más déficit) de los distintos escenarios propuestos con un precio de referencia del CO₂ de 25 €



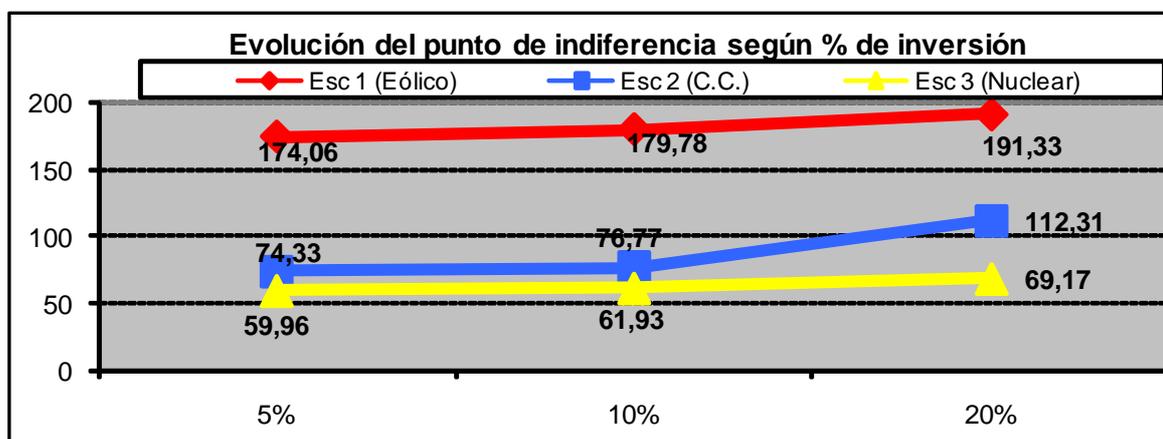
Elaboración Propia

Para ver a qué precio debería de cotizar de media el derecho de emisión para hacer rentable cada uno de los escenarios hemos calculado el **punto de indiferencia o precio de corte del derecho de emisión que iguala el ahorro de emisiones con el coste de la inversión**. Según esto, y con los precios manejados en los distintos escenarios, el Escenario 3 (Nuclear) con una inversión del 5% es el que presenta un precio de corte punto de indiferencia menor (59,96 € / derecho)

Cuanto mayor sea el nivel de inversión mayor será el punto de indiferencia, pues los ahorros logrados necesitarán un precio de cotización del derecho de emisión mayor para poder compensar el coste de la inversión.

Gráfico 49

Comparación de los puntos de indiferencia de los distintos escenarios propuestos

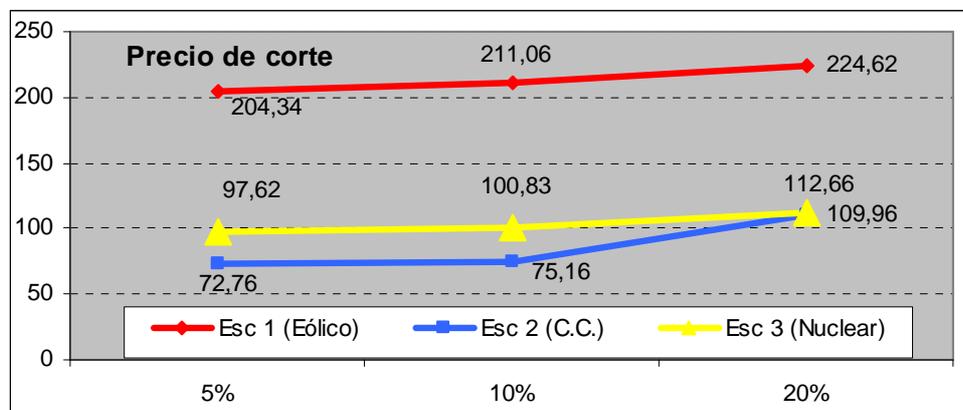


Elaboración Propia

Si hacemos el mismo ejercicio con los otros costes de referencia, es decir, si en el escenario de la inversión en parques eólicos utilizamos un coste de referencia de 1.100 € / kW, para las centrales de ciclo combinado 513 € / kW y para las centrales nucleares 2.084 € / kW, se puede ver como ahora, la tecnología con el punto de indiferencia más bajo es la del ciclo combinado, con un mínimo en 72,76 € / derecho.

Gráfico 50

Comparación de los puntos de indiferencia de los distintos escenarios propuestos con los costes medios de inversión según UNESA



Elaboración Propia

Según lo descrito anteriormente desde el punto de vista de los ahorros en emisiones de CO₂, podemos concluir de forma clara, que **no es posible una inversión eficiente en parques eólicos**. Y por último, que para que exista un incentivo claro para invertir en tecnología nueva, y así rebajar el déficit de derechos de forma rentable, el **precio de cotización tiene que ser bastante mayor que el actual**.

En el **escenario base** fijamos el coste del déficit en 6.490 millones si el derecho de emisión cotizaba en torno a los 25 €. Con las hipótesis de este escenario, **cada euro que suba el precio de cotización costará de media al conjunto de las empresas eléctricas 260 millones de euros**. Nos encontramos, por lo tanto, ante una situación tal que si no hay un aumento del precio de cotización del derecho de emisión del CO₂ no habrá incentivos claros de cambios tecnológicos, pero a la vez estos posibles aumentos de precios de cotización pueden llegar a ser tremendamente costosos para el conjunto del sector.

4.2. ESCENARIO SOBRE EL COSTE MEDIO DE PRODUCCIÓN

El siguiente modelo que presentamos no tiene sólo en cuenta el coste de la inversión en nueva tecnología, sino que tiene en cuenta además el coste de capital de la inversión, el coste medio de operación y mantenimiento de las instalaciones y el coste del combustible más el coste del CO₂.

Gracias a esto, podremos saber qué tecnología será más rentable ante variaciones en los precios de combustibles y en el precio del derecho de emisión.

Utilizando como referencia los costes medios publicados por UNESA en su documento “Prospectivas de Generación Eléctrica 2030” tendremos el siguiente cuadro y con las hipótesis que pasamos a explicar

Tabla 114

Coste de generación eléctrica según UNESA

Fuente: Prospectiva De Generación Eléctrica
2030. UNESA

(pág. 37)

Tipo de Generación	Coste de Inversión €/ MW	Coste de Capital €/ MWh bc	Coste O&M €/ MWh bc	Coste Combustible + CO ₂		COSTE TOTAL	
				Gas Prior €/ MWh bc	Carbón Prior €/ MWh bc	Gas Prior €/ MWh bc	Carbón Prior €/ MWh bc
Central Ultrasupercrítica con captura	1.800.000	23,9	4,9	27,5	26,6	56,3	55,4
IGCC con Captura	1.607.170	15,2	12,9	26,1	25	54,2	53,1
Turbina de gas	315.000	26	20,4	55,8	73,5	102,2	119,9
CCGT	512.436	6,2	4,5	42,3	55,1	53,0	65,8
Carbón supercrítico sin captura	969.434	9,7	4	0	32,91		46,6
Nuclear	2.083.972	20,6	10,2	5,6	5,6	36,4	36,4
Ampliación Hidroeléctrica regulada	630.000	37,26	8,2	0	0	45,5	45,5
Eólica Terrestre	1.100.040	58,4	11,2	0	0	69,6	69,6
Eólica off-shore	1.696.000	56,6	16,8	0	0	73,4	73,4
Fotovoltaica fija	5.050.000	378,46	1,59	0	0	380,1	380,1

La utilización de este documento como referencia se debe a que en ella se ha revisado y utilizado distintas fuentes bibliográficas solventes y por otra parte se han incorporado todos los costes que no se contemplan en la bibliografía internacional, como es el caso del coste de almacenamiento de los residuos nucleares, el pago de las tarifas de peajes en el caso del gas natural o el coste del transporte del carbón como un coste más.

Según el mismo documento, “en cuanto al coste de inversión, con el fin de permitir la comparación entre tecnologías de muy diferente repercusión de los costes de capital en el coste del producto, se ha representado mediante una anualidad (amortización + retribución del capital) constante a lo largo de toda la vida útil de la inversión”

Por último, se han realizado el análisis económico en moneda constante y con inflación cero de tal forma que las tasas y tipos de interés real coincidan con las nominales.

En el documento de referencia se establecen dos escenarios futuros de generación eléctrica, pero en base a hipótesis distintas.

Uno, el escenario denominado como “Gas Prior”, en el que se define que el precio del gas es bajo (12 € / MWh pcs) y por lo tanto habrá clara preferencia por este tipo de combustible, y otro escenario (“Carbón prior”) en el que la preferencia del tipo de combustible es el carbón, debido al alto precio del gas (20 € / MWh pcs) y al bajo precio de cotización del derecho de emisión de CO₂ (20 € /t CO₂)

Tabla 115

Hipótesis de los escenarios propuestos por UNESA

Hipótesis (escenarios)	Gas Prior	Carbón Prior
Precio del gas (€ / MWh pcs)	12	20
Precio del carbón \$ / tec	70	70
Precio del CO ₂ (€ / t)	30	20

En la ecuación planteada por UNESA para el ciclo combinado (CCGT) se juntan los costes asociados al combustible y los costes asociados a las emisiones de CO₂

Gracias a la presentación de dos escenarios distintos (“gas prior” y “carbon prior”) con hipótesis distintas, podemos deducir qué parte del coste se debe al coste del combustible y qué parte al coste del CO₂. Lógicamente, necesitamos diferenciar esto para estudiar el comportamiento del precio de producción de energía ante variaciones en el precio del combustible y ante variaciones en el precio del CO₂

Así, para el Ciclo Combinado se presenta la siguiente ecuación

	Coste Capital + O&M	Coste de Combustible	Coste de CO ₂	Coste Total € / MWh
Gas Prior	10,7	12*X	30*Y	53,0
Carbon Prior	10,7	20*X	20*Y	65,8

Despejando las incógnitas,

$$X = 2.242$$

$$Y = 0.513$$

Con esto hemos despejado el rendimiento que UNESA considera para el ciclo combinado tanto por combustible utilizado como por emisiones generadas.

Según los factores históricos de emisión de CO₂ que hemos estado manejando, algo inferior a 0,4 kg /kWh, el dato de UNESA sería un poco elevado (probablemente por la incorporación e internalización del coste de los peajes)

Ahora podemos presentar las siguientes **ecuaciones de coste por cada unidad de electricidad generada para cada una de las tecnologías** que estamos estudiando (ciclo combinado, nuclear y eólica) y en base al coste de capital, coste de Operación y Mantenimiento, coste de combustible y coste de las emisiones de CO₂

Ciclo Combinado

Fn coste (MWh generados, coste de capital, coste de O&M, Precio CO₂, Coste Combustible) =

$$= \text{MWh} \times (6,2 + 4,5 + 2,242 \times \text{Coste Combustible} + 0,513 \times \text{Precio CO}_2) =$$

$$= \text{MWh} \times (10,7 + 2,242 \times \text{Coste Combustible} + 0,513 \times \text{Precio CO}_2)$$

Nuclear

Fn coste (MWh generado, coste de capital, coste de O&M, coste Combustible) =

$$= \text{MWh} \times (30,8 + 5,6) = \text{MWh} \times (20,6 + 10,2 + 5,6)$$

$$= \text{MWh} \times 36,4 \text{ € / MWh}$$

Eólico

Fn coste (MWh generado, coste de capital, coste de O&M) =

$$= \text{MWh} \times 69,6 \text{ € / MWh}$$

Gracias a estas ecuaciones podemos **establecer ahora hipótesis tanto por MW instalado nuevo, como por MWh generado** a partir de los factores medios de producción que calculamos anteriormente en base a los datos de los últimos años.

GWh producido por MW instalados

Ciclo Combinado	3,78 GWh / MW _{instalado}
Nuclear	7,72 GWh / MW _{instalado}
Eólico	1,95 GWh / MW _{instalado}

En los capítulos anteriores fijábamos el punto de indiferencia, es decir, el punto de rentabilidad, en función del coste de la inversión. Calculábamos qué precio tendría que tener el CO₂ para que una inversión determinada en cada una de las tecnologías fuera rentable.

Ahora podemos calcular el **punto de rentabilidad en función del coste de producción de la electricidad**, independientemente del coste de la inversión.

Así para cada una de las tecnologías utilizadas, el punto de indiferencia sería:

4.2.1 Punto de indiferencia en la producción de electricidad en Ciclos Combinados

Calculamos el **precio de cotización del CO₂ para que la producción de electricidad con esta tecnología sea rentable**. Para lograrlo calculamos el ahorro de emisiones respecto de la tecnología más contaminante, es decir, el carbón, y asumimos que las nuevas producciones con ciclos combinados sustituirán producción en centrales térmicas convencionales de carbón.

El ahorro de emisiones sustituyendo producción de energía en centrales térmicas de carbón por energía producida en centrales de ciclo combinado estará condicionado por la diferencia entre el factor medio de emisión de las centrales de carbón (953,26 tCO₂ / GWh) menos el factor medio de emisión de las centrales de ciclo combinado (312,36 tCO₂ / GWh), es decir, que la sustitución permitirá ahorrar 640,89 tCO₂ / GWh

Según nuestra ecuación de coste de producción, el punto de indiferencia, es decir, el precio que igualaría la función de coste de producción con la función de ahorro de emisiones, será:

$$\mathbf{Fn\ coste_{ciclo\ combinado} = MWh \times (10,7 + 2,242 \times Coste\ Combustible)}$$

$$\mathbf{Fn\ ahorro = 0,64089\ tCO_2 / MWh \times Precio\ CO_2}$$

Lógicamente, de la función de coste de la producción hemos eliminado el coste de las emisiones CO₂ pues en la función de ahorro hemos utilizado el neto de lo que emitía una central de carbón y lo que emitiría una central de ciclo combinado

Si igualamos las ecuaciones

$$\mathbf{Fn\ coste_{ciclo\ combinado} = MWh \times (10,7 + 2,242 \times Coste\ Combustible) =}$$

$$\mathbf{= Fn\ ahorro = 0,64089\ tCO_2 / MWh \times Precio\ CO_2}$$

$$\mathbf{10,7 + 2,242 \times Coste\ Combustible = 0,64089\ tCO_2 \times Precio\ CO_2}$$

$$\mathbf{Precio\ CO_2 = (10,7 + 2,242 \times Coste\ Combustible) / 0,64089}$$
$$\mathbf{tCO_2}$$

Si utilizamos como valor de referencia el precio del combustible que utiliza UNESA, es decir, 12 € / MWh pcs, entonces el punto de indiferencia estará en:

$$\begin{aligned} \text{Precio CO}_2 &= (10,7 + 2,242 \times 12) / 0,64089 \text{ tCO}_2 = \\ &= 37,604 / 0,64089 \text{ tCO}_2 = \mathbf{58,67 \text{ € / tCO}_2} \end{aligned}$$

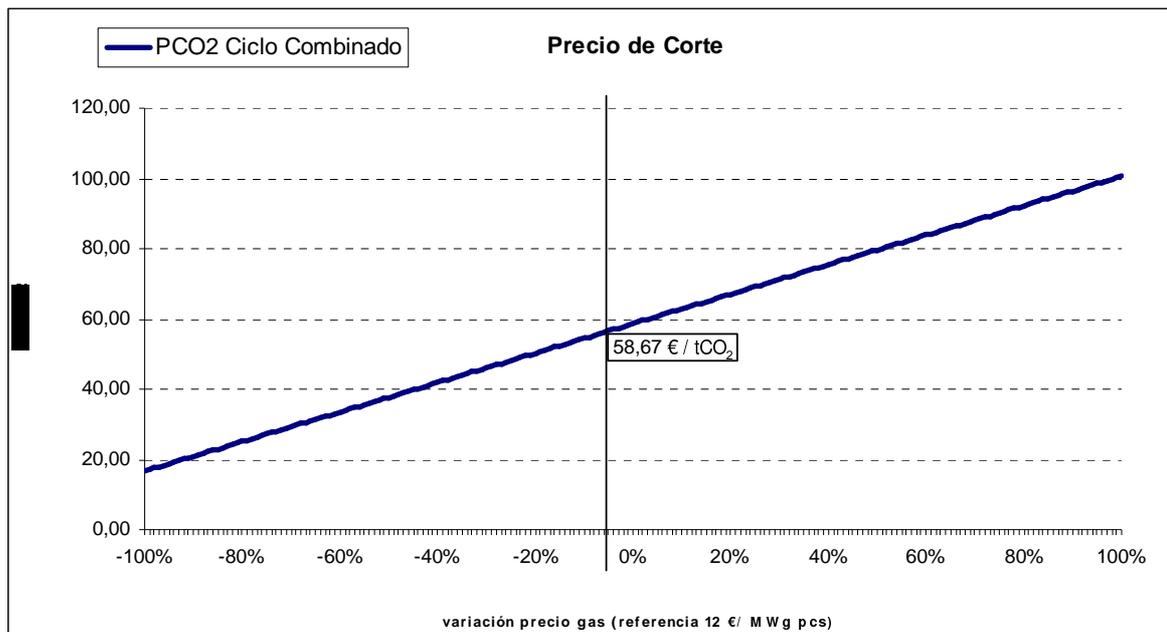
Según esta ecuación, el **punto de indiferencia oscilaría en función del coste de capital, el coste de Operación y Mantenimiento y los costes de combustible y CO₂.**

En relación al coste del combustible, **cuanto mayor sea el precio del gas natural, mayor tendrá que ser el precio de cotización del CO₂ para hacer rentable** la sustitución de producción con carbón con producción en ciclos combinados.

El comportamiento del precio de corte se puede ver gráficamente en la siguiente representación:

Gráfico 51

Evolución del punto de indiferencia ante variaciones porcentuales del precio del combustible en centrales de ciclo combinado



Elaboración Propia

4.2.2. Punto de indiferencia en la producción de electricidad en centrales nucleares

Para calcular el precio medio de cotización del CO₂ que haría rentable la producción de electricidad gracias al ahorro de emisiones por la sustitución de generación en centrales térmicas de carbón hay que igualar la función de coste de producción con la de ahorro de emisiones

Fn coste_{nuclear} (MWh generado, coste de capital, coste de O&M, coste Combustible) = MWh x (30,8 + 5,6) = MWh x 36,4 € / MWh

Fn ahorro = 0,95326 tCO₂ / MWh x Precio CO₂

Fn coste_{nuclear} = Fn ahorro

MWh x 36,4 € / MWh = 0,95326 tCO₂ / MWh x Precio CO₂

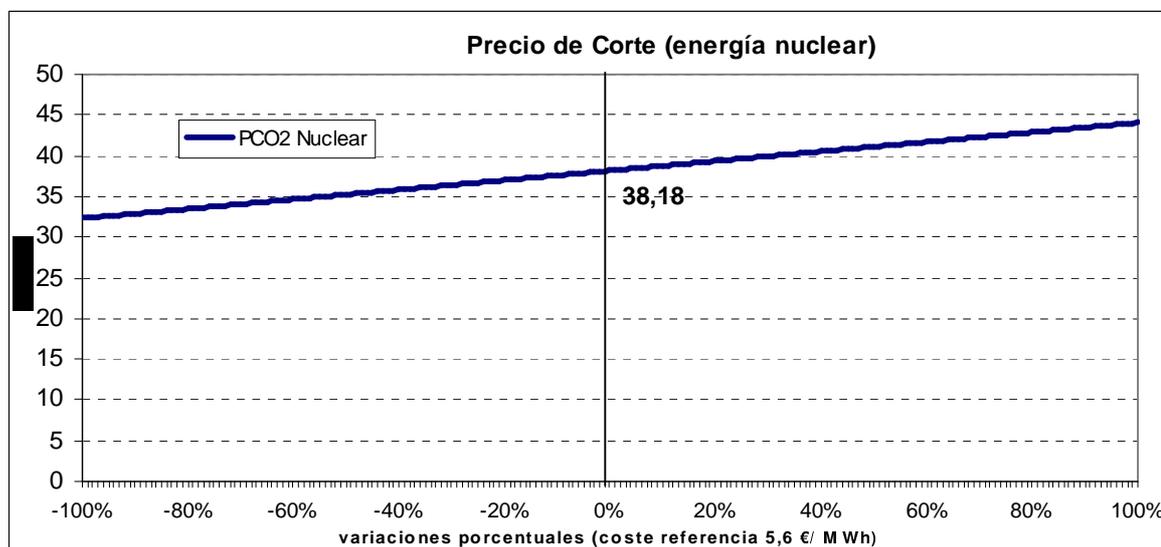
Precio CO₂ = 36,4 / 0,95326 tCO₂ = 38,18 € / tCO₂

Nuevamente, el precio de cotización del CO₂ que marcará el punto de indiferencia, dependerá de los costes de capital, de operación y mantenimiento y del combustible. Cuanto mayores sean estos, mayor será el punto de indiferencia.

Si hacemos el mismo ejercicio que hicimos con el ciclo combinado, representado gráficamente el comportamiento del punto de indiferencia respecto de variaciones porcentuales en el coste de combustible de referencia (5,6 € / MWh) obtendremos los siguientes resultados

Gráfico 52

Evolución del punto de indiferencia ante variaciones porcentuales del precio del combustible en centrales nucleares



Elaboración Propia

4.2.3. Punto de indiferencia en la producción de electricidad en parques eólicos

Por último vamos a calcular el punto de indiferencia o punto de rentabilidad si sustituyéramos la producción de energía eléctrica en centrales de carbón por energía eléctrica producida en parques eólicos.

Para lograrlo, nuevamente igualaremos la función de coste de producción con las hipótesis utilizadas por UNESA con la función de ahorro de emisiones mediante la sustitución de producción en centrales térmicas de carbón

$$\begin{aligned} \text{Fn coste eólico (MWh generado, coste de capital, coste de O\&M)} &= \\ &= \text{MWh} \times 69,6 \text{ € / MWh} \end{aligned}$$

$$\text{Fn ahorro} = 0,95326 \text{ tCO}_2 / \text{MWh} \times \text{Precio CO}_2$$

$$\text{MWh} \times 69,6 \text{ € / MWh} = 0,95326 \text{ tCO}_2 / \text{MWh} \times \text{Precio CO}_2$$

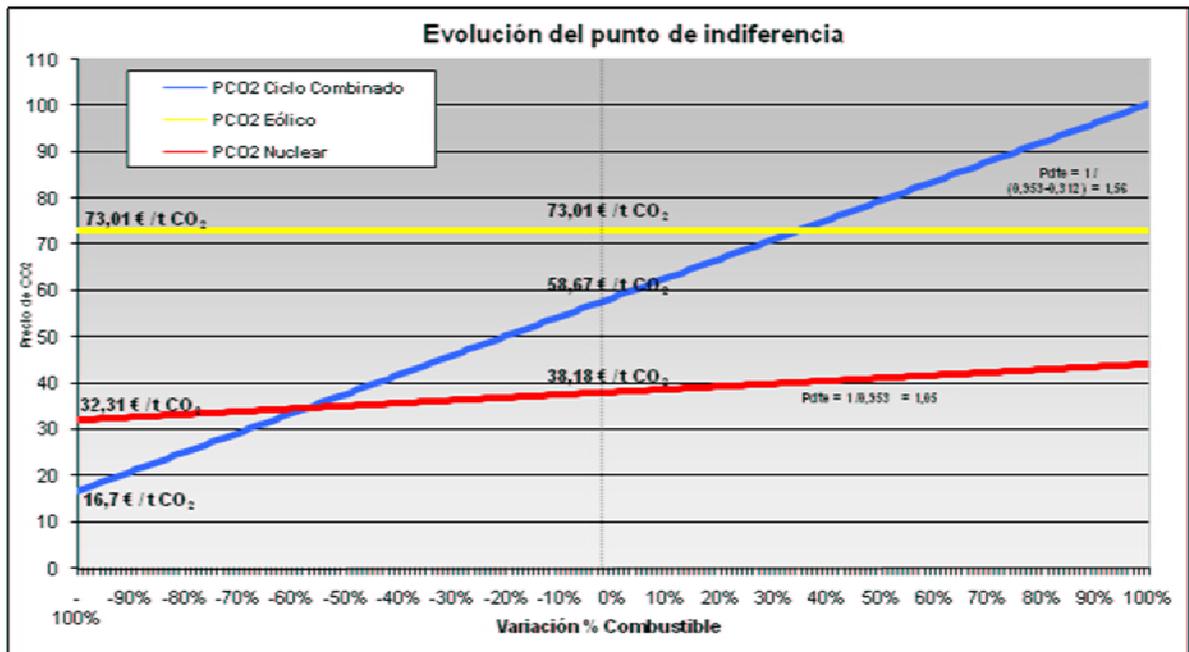
$$\begin{aligned} \text{Precio CO}_2 &= 69,6 / 0,95326 \text{ tCO}_2 = 73,01 \text{ € /} \\ &\text{tCO}_2 \end{aligned}$$

En el caso de la sustitución de producción de electricidad en parques eólicos, al no utilizar ningún tipo de combustible, **el punto de indiferencia dependerá únicamente del coste de capital y del coste de operación y mantenimiento.**

A continuación represento de manera conjunta el comportamiento de los puntos de indiferencia de cada una de las tecnologías utilizadas en función de variaciones porcentuales en los precios de combustibles de referencia.

Gráfico 53

Evolución del punto de indiferencia ante variaciones porcentuales del precio del combustible en los distintos tipos de centrales



Elaboración Propia

4.2.4. Conclusiones conjuntas en función del coste medio de producción

Nuevamente demostramos que **la tecnología que presenta un punto de indiferencia menor es la tecnología nuclear**, ya que con las hipótesis del modelo de partida (coste del capital 20,6 €/ MWh, coste de Operación y Mantenimiento de 10,2 € / MWh y Coste de Combustible 5,6 € /MWh), el coste de la producción de energía sería menor que el coste del déficit de derechos de emisión, es decir, que la producción de energía sería rentable con un precio de CO₂ mayor que el punto de indiferencia de la tecnología nuclear de 38,18 € /t CO₂

Sin embargo, si sustituyésemos producción de electricidad en centrales térmicas de carbón por producción en centrales de ciclo combinado o en parques eólicos, los precios de cotización del CO₂ para que fueran rentables deberían de ser de 58,67 € / t CO₂ y de 73,01 € / CO₂

Para demostrar la mayor rentabilidad de la energía nuclear, hemos **comparado qué rentabilidad obtendría la producción de electricidad para cada una de las tres tecnologías estudiadas**. De forma similar que en capítulos anteriores, hemos establecido un escenario en el que cada año de validez del PNA II se invirtiera un 5% en potencia instalada respecto del año anterior.

A continuación comparamos el coste de esta inversión, tomando como referencia el coste de la inversión de UNESA, con el beneficio o pérdida obtenido por el ahorro de emisiones de CO₂ en función de la producción de energía generada durante el periodo 2008-2012 presentando los siguientes resultados.

Tabla 116

Aumento del 5% de la potencia instalada en energía eólica

Inversión	Coste Inversión (k €)	Ahorros t CO ₂	Producción GWh	Coste Producción k€
5%	4.092.901	20.029.213	21.011	1.462.385

Precio CO ₂	Ahorro k€	B ⁰ en k €	Rentabilidad Eólico
25	500.730	-961.655	-23,50%
30	600.876	-861.509	-21,05%
35	701.022	-761.363	-18,60%
40	801.169	-661.217	-16,16%
45	901.315	-561.071	-13,71%
50	1.001.461	-460.925	-11,26%
55	1.101.607	-360.778	-8,81%
60	1.201.753	-260.632	-6,37%
65	1.301.899	-160.486	-3,92%
70	1.402.045	-60.340	-1,47%
75	1.502.191	39.806	0,97%
80	1.602.337	139.952	3,42%

Tabla 117

Aumento del 5% de la potencia instalada en ciclos combinados

Inversión	Coste Inversión (k €)	Ahorros t CO ₂	Producción GWh	Coste Producción k€
5%	2.966.738	40.737.871	63.564	2.390.262

Precio CO ₂	Ahorro k€	B ⁰ en k €	Rentabilidad Ciclo Combinado
25	1.018.447	-1.371.815	-46,24%
30	1.222.136	-1.168.126	-39,37%
35	1.425.825	-964.436	-32,51%
40	1.629.515	-760.747	-25,64%
45	1.833.204	-557.058	-18,78%
50	2.036.894	-353.368	-11,91%
55	2.240.583	-149.679	-5,05%
60	2.444.272	54.010	1,82%
65	2.647.962	257.700	8,69%
70	2.851.651	461.389	15,55%
75	3.055.340	665.078	22,42%
80	3.259.030	868.768	29,28%

Tabla 118

Aumento del 5% de la potencia instalada en centrales nucleares

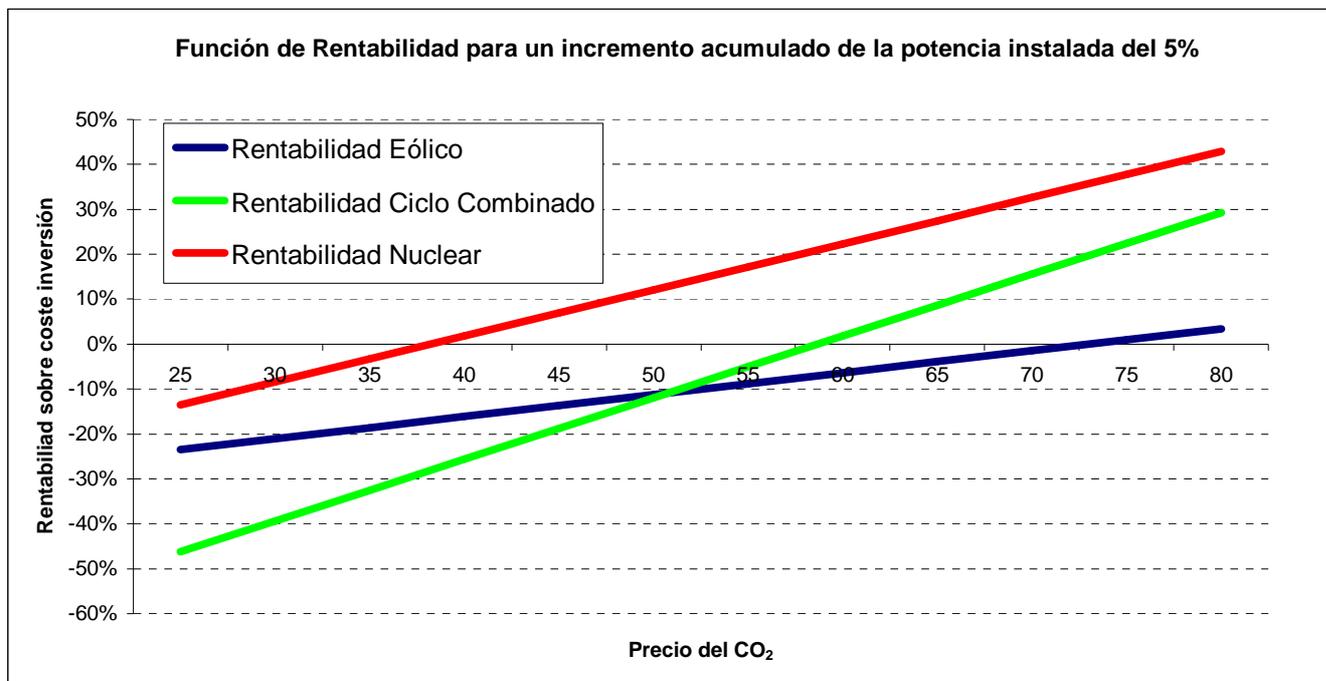
Inversión	Coste Inversión (k €)	Ahorros t CO ₂	Producción GWh	Coste Producción k€
5%	4.442.588	45.509.853	47.741	1.737.783

Precio Co2	Ahorro k€	B ⁰ en k €	Rentabilidad Nuclear
25	1.137.746	-600.036	-13,51%
30	1.365.296	-372.487	-8,38%
35	1.592.845	-144.938	-3,26%
40	1.820.394	82.611	1,86%
45	2.047.943	310.161	6,98%
50	2.275.493	537.710	12,10%
55	2.503.042	765.259	17,23%
60	2.730.591	992.809	22,35%
65	2.958.140	1.220.358	27,47%
70	3.185.690	1.447.907	32,59%
75	3.413.239	1.675.456	37,71%
80	3.640.788	1.903.006	42,84%

A continuación, mostramos gráficamente la evolución de la rentabilidad de las inversiones en las tres tecnologías estudiadas. En el gráfico se puede observar **cómo la inversión en centrales nucleares es siempre más rentable que en los otro dos casos.**

Gráfico 54

Función de rentabilidad para un incremento acumulado de la potencia instalada



Elaboración propia

Estos resultados se han calculado para los valores de precios de combustibles, costes de capital y de operación y mantenimiento del modelo de UNESA de referencia. **Incrementos en estos costes harían menos rentables las inversiones**, pues las rentabilidades de las inversiones estudiadas dependen de las siguientes fórmulas.

1. Ecuación de la rentabilidad de la inversión en parques eólicos

$$\text{Rentabilidad}_{\text{eólico}} = (\text{Ahorro Emisiones} - \text{Coste Producción}) / \text{Coste Inversión}$$

$$= [\text{Ahorro t/CO}_2 \times \text{PCO}_2 - \text{MWh} \times (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M})] / \text{Coste Inversión}$$

$$= [\text{MWh} \times \text{Factor Emisión}_{\text{carbón}} \times \text{PCO}_2 - \text{MWh} \times (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M})] / \text{Coste Inversión}$$

$$= \text{MWh} [\text{Factor Emisión}_{\text{carbón}} \times \text{PCO}_2 - (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M})] / \text{Coste Inversión}$$

$$= \text{MWh} [0,95326 \times \text{PCO}_2 - (58,4 + 11,2)] / \text{Coste Inversión}$$

$$= \text{MWh} [0,95326 \times \text{PCO}_2 - 69,2] / \text{Coste Inversión} = \text{Rentabilidad}_{\text{eólico}}$$

2. Ecuación de la rentabilidad de la inversión en Ciclos Combinados

$$\text{Rentabilidad}_{\text{c.c.}} = (\text{Ahorro Emisiones} - \text{Coste Producción}) / \text{Coste Inversión}$$

$$= [\text{Ahorro t/CO}_2 \times \text{PCO}_2 - \text{MWh} \times (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M} + \text{Coste Combustible} + \text{Coste CO}_2)] / \text{Coste Inversión}$$

$$= [\text{MWh} \times \text{Factor Emisión}_{\text{carbón}} \times \text{PCO}_2 - \text{MWh} \times (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M} + \text{Coste Combustible} + \text{Factor Emisión}_{\text{carbón}} \times \text{PCO}_2)] / \text{Coste Inversión}$$

$$= \text{MWh} [\text{Factor Emisión}_{\text{ahorro}} \times \text{PCO}_2 - (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M} + \text{Coste Combustible})] / \text{Coste Inversión}$$

$$= \text{MWh} [0,64089 \times \text{PCO}_2 - (6,2+4,5+2,242 \times \text{P.Combustible})] / \text{Coste Inversión}$$

$$= \text{MWh} [0,64089 \times \text{PCO}_2 - 10,5 - 2,242 \times \text{P.Combustible}] / \text{Coste Inversión} = \text{Rentabilidad}_{\text{c.c.}}$$

3. Ecuación de la rentabilidad de la inversión en Centrales Nucleares

$$\text{Rentabilidad}_{\text{nuclear}} = (\text{Ahorro Emisiones} - \text{Coste Producción}) / \text{Coste Inversión}$$

$$= [\text{Ahorro t/CO}_2 \times \text{PCO}_2 - \text{MWh} \times (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M} + \text{Coste Combustible})] / \text{Coste Inversión}$$

$$= [\text{MWh} \times \text{Factor Emisión}_{\text{carbón}} \times \text{PCO}_2 - \text{MWh} \times (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M} + \text{Coste Combustible})] / \text{Coste Inversión}$$

$$= \text{MWh} [\text{Factor Emisión}_{\text{carbón}} \times \text{PCO}_2 - (\text{Coste Capital} + \text{Coste O\&M} + \text{Coste Combustible})] / \text{Coste Inversión}$$

$$= \text{MWh} [0,95326 \times \text{PCO}_2 - (20,6 + 10,2 + \text{Coste Combustible})] / \text{Coste Inversión}$$

$$\begin{aligned} &= \text{MWh [0,95326 x PCO}_2 - 30,8 - \text{Coste Combustible]} / \text{Coste Inversión} \\ &= \text{Rentabilidad}_{\text{nuclear}} \end{aligned}$$

Demostramos por lo tanto que la inversión más rentable, desde el punto de vista del ahorro y compensación de déficit de derechos de emisiones de CO₂, es la que se realice en tecnología nuclear.

4.3. ESCENARIO SOBRE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL MINISTERIO DE INDUSTRIA

Este va a ser el último escenario que vamos a plantear. En él tomaremos como referencia los valores de la “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016” del Ministerio de Industria.

Tomaremos como **referencia los datos de producción de electricidad que presenta el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo**. Sobre estos datos **calcularemos un nuevo déficit** de derechos estimado para los años 2008-2012, en base a los factores medios de emisión que hemos ido utilizando y en comparación con las asignaciones de derechos del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-2012.

Posteriormente, **estableceremos las estrategias más eficientes** para reducir el coste de este déficit utilizando como referencia los costes medios de producción por tecnología empleada.

4.3.1. Planificación Energética

Según los datos publicados en la “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016” del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y atendiendo al escenario elaborado por el Operador del Sistema, la producción de electricidad para los próximos años será la que se muestra en columnas coloreadas.

Tabla 119

Producción de electricidad en España para el periodo 2006-2016

Escenario del operador del sistema	Peninsular									
	2006	2008	2009 ^(*)	2010 ^(*)	2011	2012 ^(*)	2013 ^(*)	2014 ^(*)	2015 ^(*)	2016
Balance de Energía (GWh)										
Hidráulica convencional + bombeo mixto	22.652	27.250	27.458	27.666	27.874	27.768	27.662	27.557	27.451	27.345
Bombeo puro	2.678	3.750	3.917	4.083	4.250	4.750	5.250	5.750	6.250	6.750
Nuclear (1)	60.126	59.000	59.000	59.000	59.000	59.000	59.000	59.000	59.000	59.000
Carbón	66.006	60.500	57.667	54.833	52.000	51.600	51.200	50.800	50.400	50.000
Fuel / Gas	5.905	2.000	1.627	1.253	880	748	616	484	352	220
Ciclo Combinado	63.506	79.926	82.895	85.864	88.833	93.250	97.667	102.085	106.502	110.919
Equipos de punta (turbina de gas, etc)	0	540	720	900	1.080	1.464	1.848	2.232	2.616	3.000
Eólica	23.400	32.500	37.333	42.167	47.000	50.000	53.000	56.000	59.000	62.000
Resto Régimen Especial	27.607	34.600	38.233	41.867	45.500	48.900	52.300	55.700	59.100	62.500
Total Producción	271.880	300.066	308.850	317.633	326.417	337.480	348.544	359.607	370.671	381.734
Consumos en generación	-8.907	-9.000	-9.333	-9.667	-10.000	-10.200	-10.400	-10.600	-10.800	-11.000
Consumos en bombeo	-5.261	-6.000	-6.667	-7.333	-8.000	-8.400	-8.800	-9.200	-9.600	-10.000
SalDOS de Intercambios internacionales	-3.280	-7.700	-7.924	-8.147	-8.371	-8.595	-8.818	-9.042	-9.265	-9.489
Demanda	254.432	277.366	284.926	292.486	300.046	310.286	320.526	330.765	341.005	351.245
	Extrapeninsular									
Demanda Anual (barras de central) GWh										
	2006	2008	2009 ^(*)	2010 ^(*)	2011	2012 ^(*)	2013 ^(*)	2014 ^(*)	2015 ^(*)	2016
Baleares	5.872,0	6.703,0	7.064	7.426	7.787,0	8.195	8.603	9.011	9.419	9.827,0
Canarias	8.891,0	9.955,0	10.508	11.061	11.614,0	12.272	12.930	13.587	14.245	14.903,0
Ceuta	201,8	299,0	315	330	346,0	356	367	377	388	398,2
Melilla	197,2	252,8	260	267	274,0	282	290	298	306	314,1
Total Extrapeninsular	15.162	17.210	18.147	19.084	20.021	21.105	22.190	23.274	24.358	25.442
TOTAL ESPAÑA (GWh)	287.042	317.276	326.997	336.717	346.438	358.586	370.733	382.881	395.029	407.176

(*) Datos de demanda de electricidad estimados

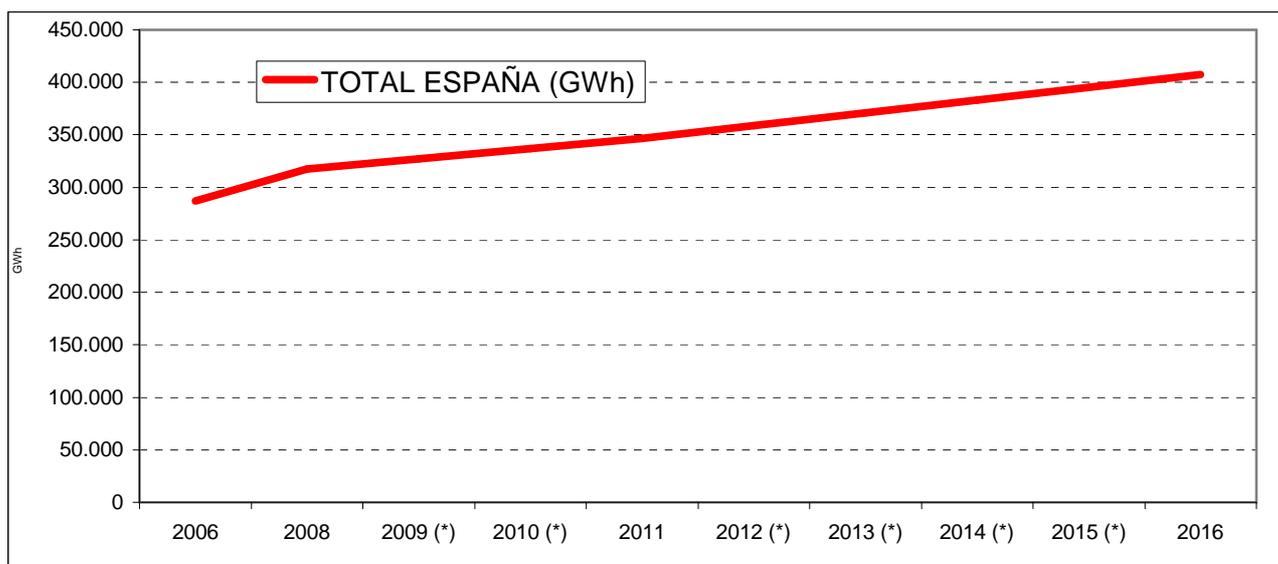
Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

Los datos de las columnas en blancas son datos estimados, de forma lineal para mantener un crecimiento constante entre años no publicados. Así, por ejemplo, los datos estimados para la producción en “hidráulica convencional + bombeo mixto” para los años 2009-10 están estimados como diferencia entre el dato de 2011 y 2008 repartidos de forma lineal y sumado al dato del año anterior.

Con estos datos, el perfil futuro de la demanda nacional de electricidad tendrá este comportamiento

Gráfico 55

Producción de electricidad según la Planificación Energética del Ministerio de Industria



(*) Datos estimados

Elaboración propia con datos del Ministerio de Industria

Según las **hipótesis** del Escenario elaborado por el Operador del Sistema de la Planificación Energética del Ministerio de Industria, la **demanda en barras de central aumentará de media un 3,1% para el periodo 2008-11** y de un 3% para el periodo 2011-16.

Además, para la elaboración de la “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-16” del ministerio se han tenido en cuenta las siguientes hipótesis:

- Económicas: Para el entorno de la UE-15 unas tasas de crecimiento medio anual del 1,9% hasta 2010 y del 2,1% para el periodo 2010-16. Para España, la **previsión de crecimiento medio anual de su economía se elevaba a un 3%** durante todo el periodo.

- Demográficas: Utilizando como referencia las proyecciones demográficas del Instituto Nacional de Estadística, que suponen una ligera moderación de la entrada de inmigrantes hasta 2015, se **prevé una población de más de 48 millones de habitantes para el año 2012 frente a los 46,2 millones de habitantes** del último padrón municipal (enero 2008)

Se espera, por lo tanto, que haya un incremento constante en la producción de energía eléctrica, si bien, en los cálculos del Ministerio **no se ha tenido en cuenta la profundidad de la crisis que estamos sufriendo** y su reflejo en la producción de electricidad que ya estamos constando

Según los datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística, la economía española ha crecido en 2008 un 1,2% respecto de 2007 (1,8 puntos menos que la previsión de la Planificación), y se espera que los datos empeoren. Los datos del último trimestre del año 2008 indican la existencia de un fuerte decrecimiento económico, pues han supuesto unas tasas del -1,0% en tasa intertrimestral y del -0,7% en tasa interanual, es decir, comparando los datos del último trimestre de 2007 con los del último trimestre de 2008.

Parece que la crisis se agrava, pues los datos del primer trimestre son aún peores, con una variación del -3% respecto del mismo periodo del año anterior y del -1,9% en tasa interanual. Si acudimos a las previsiones del Banco de España, "Boletín Económico Marzo 2009, Informe de proyecciones de la Economía Española" prevé un **decrecimiento del Producto Interior Bruto del -3% para el año 2009 y del -1% para el año 2010.**

Lógicamente, esta crisis tiene su reflejo en la demanda de electricidad. Según los datos publicados por Red Eléctrica de España, la demanda peninsular en barras de central aumentó en 2008 sólo un 1,24%, lejos del 3% estimado por el Operador del Sistema para la Planificación. Pero los datos que se van conociendo del año en curso, 2009, reflejan todavía más la profundidad de la crisis que estamos sufriendo, pues la **demanda eléctrica peninsular** en

barras de central para el primer trimestre **ha descendido un histórico - 7,5%** respecto del mismo trimestre del año anterior.

Más adelante comentaremos el impacto de la crisis en las emisiones de CO₂ pero por ahora, daremos por buenos los datos oficiales del Ministerio. Con ellos calculamos las emisiones de CO₂ partiendo de estos datos de demanda de electricidad utilizando la misma metodología que hemos usado anteriormente. Es decir, multiplicamos la producción de electricidad por los factores medios de emisión de CO₂

Como es lógico, las tecnologías que no utilizan combustibles fósiles en sus procesos productivos, no emitirán CO₂

Tabla 120

Estimación del déficit de derechos de emisión, según producción de electricidad de la “Planificación Energética del Ministerio de Industria

Emisiones (t CO₂)	2008	2009 ^(*)	2010 ^(*)	2011	2012 ^(*)	Total
Hidráulica convencional + bombeo mixto						
Bombeo puro						
Nuclear (1)						
Carbón	57.672.228	54.971.324	52.270.421	49.569.518	49.188.214	263.671.706
Fuel / Gas	1.381.874	1.123.924	865.975	608.025	516.821	4.496.619
Ciclo Combinado	24.966.084	25.893.495	26.820.907	27.748.319	29.128.097	134.556.902
Equipos de punta (turbina de gas, etc)						
Eólica						
Resto Régimen Especial						
Total Peninsular	84.020.186	81.988.744	79.957.303	77.925.861	78.833.132	402.725.227
Total Extrapeninsular	13.127.974	13.842.787	14.557.600	15.272.413	16.099.508	72.900.283
Total Nacional	97.148.160	95.831.532	94.514.903	93.198.275	94.932.640	475.625.510
Asignaciones	60.653.891	55.810.499	52.916.930	51.196.701	51.083.681	271.661.702
Déficit	36.494.269	40.021.033	41.597.973	42.001.574	43.848.959	203.963.808

(*) Datos de demanda de electricidad estimados

Elaboración Propia

Al igual que en el primer escenario, en el “escenario base”, se presenta una **situación de fuerte déficit de derechos de emisión**. Y además, este déficit es creciente año tras año.

El déficit calculado utilizando como referencia el marco propuesto por el Ministerio de Industria es de **54.476 miles de toneladas de CO₂ menor que el déficit que calculamos inicialmente en el “escenario base”** (258.440 miles de toneladas de CO₂), lo que supone un 27% inferior.

Este escenario estaba elaborado con la hipótesis de que a lo largo del periodo 2008-2012 no se ampliaría la potencia instalada del sector en el cierre del año 2007, y que la producción de electricidad se basaría en una producción media por cada tipo de tecnología utilizada.

Con un ritmo normal de crecimiento de demanda, o por lo menos, con el ritmo esperado por el Ministerio, el volumen de déficit sigue siendo muy abultado. Utilizando un **precio medio de cotización del derecho de CO₂ de 25 € / t CO₂**, el sector tendría que afrontar un **sobrecoste de unos 5.099 millones de euros durante el periodo 2008-2012**.

4.3.2. Estrategias de cobertura del déficit

Vamos a intentar presentar **distintas estrategias basadas en la sustitución de producción de electricidad con tecnologías emisoras por otras no emisoras o más eficientes**, con el fin de comprobar cuál sería la óptima.

4.3.2.1. Actuación por tecnología, sustitución de producción no cubierta por el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-12

En primer lugar partimos de una situación en la que no habría déficit de derechos, es decir, aquellas tecnologías con derechos asignados producirán sólo lo que le permita igualar las emisiones reales con las asignadas y en el resto de las tecnologías se producirá la misma cantidad que se fija en la “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016”, obteniendo los siguientes resultados

Tabla 121

Producción de electricidad con cumplimiento de los objetivos del PNA II

Datos en GWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Carbón	71.833	39.382	35.174	32.352	31.849	31.738
hulla+antracita	35.751					
Lignito negro	8.313					
Lignito pardo	13.637					
Carbón Importación	14.132					
Fuel (*)	1.010	0	0	0	0	0
Ciclo Combinado	68.139	48.268	47.384	47.384	47.384	47.384
Extraperinsular (*)	15.705	10.533	9.805	9.538	7.912	7.903
TOTAL emisores	156.687	98.184	92.363	89.274	87.144	87.024
(*) descuento Elcogas						
Hidráulica	26.352	31.000	31.375	31.749	32.124	32.518
Nuclear	55.102	59.000	59.000	59.000	59.000	59.000
Fuel (Elcogas)	1.387	2.000	1.627	1.253	880	748
Equipos de punta		540	720	900	1.080	1.464
Consumos en generación						
Régimen Especial	56.302	67.100	75.567	84.033	92.500	98.900
Hidráulica						
Eólica	26.888	32.500	37.333	42.167	47.000	50.000
Otras renovables						
No renovables						
RESTO Régimen Especial	29.414	34.600	38.233	41.867	45.500	48.900
TOTAL DEMANDA	295.830	257.824	260.651	266.210	272.728	279.654

Elaboración Propia

A continuación comparamos la producción de las tecnologías emisoras con la producción estimada por el Ministerio, es decir, si para cumplir con el PNA II la producción de carbón tiene que ser de 39.382 GWh y el Ministerio estima una producción de 60.500 GWh, el carbón tendrá un déficit de producción de 21.118 GWh para el año 2008.

Haciendo lo mismo para todos los años y las tecnologías, se obtienen los siguientes datos

Tabla 122

Déficit de producción eléctrica por tecnología con cumplimiento de los objetivos del PNA II

Diferencias GWh	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Carbón	21.118	22.493	22.481	20.151	19.862	106.105
Fuel						
Ciclo Combinado	31.658	35.511	38.480	41.449	45.867	192.966
Extrapeninsular	6.676	8.342	9.546	12.109	13.203	49.876
TOTAL emisores	59.452	66.346	70.507	73.710	78.931	348.946

Elaboración Propia

A continuación calculamos el déficit por tecnología, aplicando cada uno de los factores de emisión a cada uno de los déficits de producción.

Tabla 123

Déficit de derechos de emisión por tecnología, según el déficit de producción eléctrica

Déficit por tecnología (t / CO ₂)	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Carbón	20.130.723	21.441.268	21.430.516	19.208.902	18.933.873	101.145.282
Fuel	1.381.874	1.123.924	865.975	608.025	516.821	4.496.619
Ciclo Combinado	9.888.760	11.092.535	12.019.947	12.947.359	14.327.137	60.275.738
Extrapeninsular	5.092.912	6.363.305	7.281.535	9.237.288	10.071.128	38.046.169
Déficit de derechos	36.494.269	40.021.033	41.597.973	42.001.574	43.848.959	203.963.808

Elaboración Propia

La **primera estrategia** que planteamos es la **sustitución del déficit de producción en tecnologías emisoras sin derechos asignados con producción en centrales no emisoras (nuclear y eólica).**

Si los 59.452 GWh de 2008 los sustituyéramos con **producción eólica**, y utilizando las funciones de costes según UNESA, tendríamos que asumir un coste de 4.138 millones de euros sólo para ese año. Haciendo el mismo ejercicio para cada uno de los años, obtendríamos los siguientes resultados:

Tabla 124

Coste de la sustitución del déficit de electricidad del sector con producción eólica

Sustitución con eólico	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Coste (miles €)	4.137.853	4.617.671	4.907.308	5.130.188	5.493.625	24.286.645
Precio de corte (€ / t CO ₂)	113,38	115,38	117,97	122,14	125,29	119,07

Elaboración Propia

El **coste total de esta estrategia sería de 24 mil millones** de euros, y el precio medio de cotización para que fuera rentable tendría que ser de 119 euros por tonelada de CO₂. Este coste es altísimo y está lejos de otros puntos de indiferencia que hemos calculado anteriormente.

De igual forma, si sustituimos el déficit de producción por **energía nuclear**, los datos que obtendríamos serían los siguientes:

Tabla 125

Coste de la sustitución del déficit de electricidad del sector con producción nuclear

Sustitución con nuclear	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Coste (miles €)	2.164.049	2.414.989	2.566.466	2.683.030	2.873.103	12.701.636
Precio de corte (€ / t CO ₂)	59,30	60,34	61,70	63,88	65,52	62,27

Elaboración Propia

El **coste de esta estrategia sería de 13 mil millones de euros**. Esta estrategia se presenta cara y nada eficiente, pues **los puntos de indiferencia** de sustitución de energía son **distintos y más alejados** de los calculados en el capítulo anterior.

4.3.2.2. Actuación conjunta del sector contra el déficit, compensación entre tecnologías

Esta vez, se plantea es una **estrategia coordinada** entre los agentes del sector para la asignación más eficiente del total de derechos asignados en el PNAII

Es decir, si el conjunto del sector del sector ha tenido una asignación de 271.662 miles de derechos de emisión para el periodo 2008-12, intentar derivar hacia las tecnologías más eficientes esa asignación, con el fin de reducir al máximo la producción de energía sin cubrir por los derechos asignados en el PNA II

Partiendo de la demanda de la Planificación Energética, aseguramos primero toda la producción en centrales de ciclo combinado (la tecnología emisora más eficiente), luego aseguramos la producción de los extrapeninsulares para acabar con la producción en centrales de fuel.

Los derechos restantes los utilizaremos para producir en centrales térmicas de carbón

Tabla 126

Producción y emisiones de las tecnologías emisoras menos contaminantes según la Planificación Energética

	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Ciclo Combinado						
Producción (GWh)	79.926	82.895	85.864	88.833	93.250	430.768
Emisiones t CO ₂	24.966.084	25.893.495	26.820.907	27.748.319	29.128.097	134.556.902
Fuel-oil						
Producción (GWh)	2.000	1.627	1.253	880	748	6.508
Emisiones t CO ₂	1.381.874	1.123.924	865.975	608.025	516.821	4.496.619
Extrapeeninsular						
Producción (GWh)	17.210	18.147	19.084	20.021	21.105	95.567
Emisiones t CO ₂	13.127.974	13.842.787	14.557.600	15.272.413	16.099.508	72.900.283
TOTAL						
GWh	99.136	102.669	106.201	109.734	115.103	532.843
t CO₂	39.475.932	40.860.207	42.244.482	43.628.757	45.744.426	211.953.804

Elaboración Propia

Comparando con las asignaciones del sector:

	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Asignaciones	60.653.891	55.810.499	52.916.930	51.196.701	51.083.681	271.661.702

Elaboración Propia

Vemos cómo queda el siguiente volumen de derechos para poder utilizarlos con producción de electricidad en centrales de carbón

Tabla 127

Producción en centrales de carbón con los derechos de emisión restantes

	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Diferencias t CO ₂	21.177.959	14.950.292	10.672.448	7.567.944	5.339.255	59.707.898
Producción de carbón (GWh)	22.216	15.683	11.196	7.939	5.601	62.635

Elaboración Propia

Ante este nuevo reparto, **el déficit de derechos sería el mismo**, 203.964 miles de toneladas, **pero la producción sin cubrir es bastante menor**; 213.965 GWh frente a los 348.946 GWh de la estrategia anterior.

Posteriormente planteamos la sustitución de esta electricidad sin cubrir mediante la producción en parques eólicos, centrales de ciclo combinado y centrales nucleares.

Realizaremos en primer lugar la sustitución con **energía eólica y con nuclear** utilizando los valores de referencia de UNESA:

	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Eólica (coste k €)	2.664.542	2.922.040	3.037.177	3.066.645	3.201.527	14.891.930
Nuclear (coste k €) (precio combustible = 5,6)	1.393.525	1.528.193	1.588.408	1.603.820	1.674.362	7.788.308

Elaboración Propia

Podemos ver cómo es el **doble de cara la sustitución de la electricidad con electricidad generada en parques eólicos que en centrales nucleares**. Calculando el precio del CO₂ que haría rentable esta sustitución, es decir, el precio del CO₂ que igualaría el coste de producción con el coste del déficit, vemos como los **puntos de indiferencia** son de:

Eólico = Coste de producción / Déficit de derechos

Eólico = 14.891.930 miles de euros / 203.963.808 t CO₂ = 73,01 € / t CO₂

Nuclear = Coste de producción / Déficit de derechos

Nuclear = 7.788.308 miles de euros / 203.963.808 t CO₂ = 38,18 € / t CO₂

A continuación, haremos la sustitución por electricidad generada en plantas de ciclo combinado, pero sin tener en cuenta en el cálculo del coste de producción el coste de los derechos de emisión:

	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Ciclo Combinado (coste k €)	1.439.618	1.578.741	1.640.948	1.656.869	1.729.745	8.045.922
(precio combustible = 12 € /MWh pcs)						

Elaboración Propia

Para calcular el **punto de indiferencia**, no tenemos en cuenta en el déficit los derechos de emisión que hemos tenido que utilizar al generar electricidad con gas natural.

Para calcular el volumen de estas emisiones, utilizamos los mismos factores de emisión que he utilizado a lo largo del trabajo 312,36 t CO₂ / GWh Y con la producción generada (213.965 GWh), habremos emitido las siguientes cantidades de CO₂

	2008	2009	2010	2011	2012	
Emisiones en Ciclo Combinado	11.958.471	13.114.124	13.630.857	13.763.109	14.368.462	
				TOTAL		66.835.023

Elaboración Propia

Es decir, que el punto de indiferencia será:

Ciclo Combinado = Coste de producción (sin CO₂) / (Déficit derechos – Derechos emitidos)

Ciclo Combinado = 8.045.922 / (203.963.808 - 66.835.023 t CO₂) = 58,67 € / t CO₂

Sin embargo, para calcular el coste total de esta sustitución, tendremos ahora en cuenta el coste total de la producción en centrales de ciclo combinado, es decir, al coste calculado anteriormente, habrá que sumarle el coste de las emisiones generadas, con el mismo precio de referencia que el punto de indiferencia, es decir, 58,67 € / t CO₂

Entonces a los 8.045.922 miles de euros habrá que sumarle, 66.835.023 t CO₂ x 58,67. Y esto da un **coste total de 11.967 millones de euros**

Aplicando esta estrategia conjunta hemos logrado **rebajar el coste de la cobertura del déficit** de 24.287 millones de euros para la sustitución con eólicos a 14.892 millones, y de 12.702 millones a 7.788 millones de euros para el caso de la sustitución con energía nuclear.

4.3.3. Conclusiones conjunta

Hemos demostrado que **lo más eficiente para el sector es una actuación conjunta**, intentando asegurar, en la medida de lo posible, las producciones de electricidad con tecnologías no emisoras o por lo menos con las más eficientes.

La actuación conjunta ha permitido **rebajar el coste de la cobertura casi a la mitad**, frente al escenario en el que cada tecnología, y por lo tanto, cada instalación, utilizaba sus cupos de asignaciones y luego trataba de cubrir el déficit con otras tecnologías.

Tabla 128

Comparación de las estrategias

		<u>Coste sustitución</u> (millones de euros)	<u>Punto de Rentabilidad</u> euros / t CO ₂
<u>Actuación por tecnología</u>	Eólico	24.287	119,07
	Nuclear	12.702	62,27
	Ciclo Combinado		
<u>Actuación conjunta</u>	Eólico	14.892	73,01
	Nuclear	7.788	38,18
	Ciclo Combinado	11.967	58,67

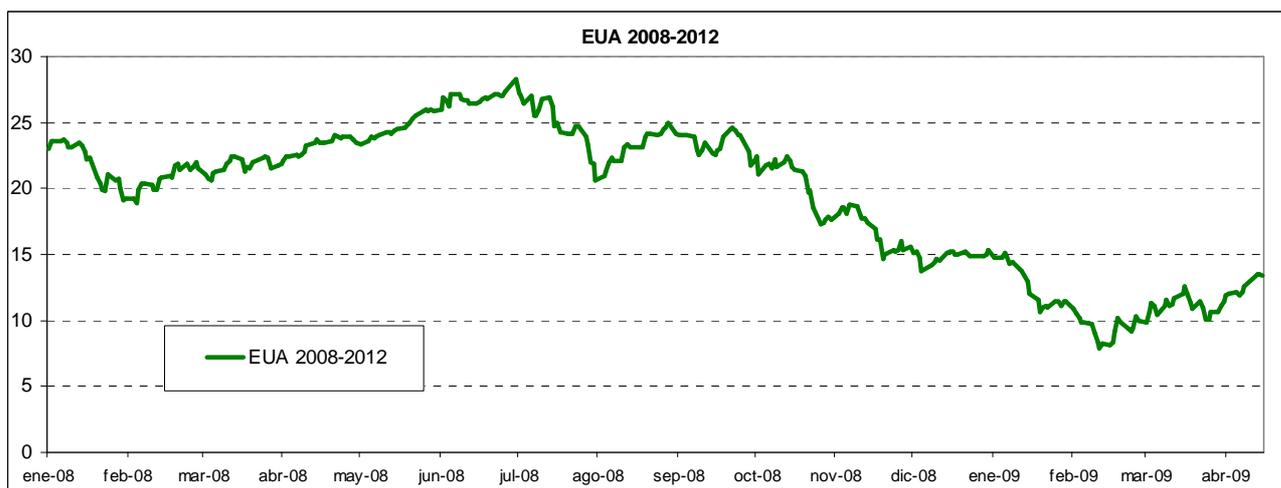
Elaboración Propia

Además a lo largo de todo el trabajo **la estrategia más eficiente**, la que ha presentado un coste más bajo ha sido la **sustitución de producción de electricidad en centrales térmicas de carbón por la producción en plantas nucleares**.

Sin embargo, en todos los escenarios y estrategias propuestas, para que fuera rentable la cobertura de derechos deficitarios con producción de electricidad con tecnologías distintas de la del carbón, se ha hecho necesario un coste medio de cotización del derecho de emisión de CO₂ muy superior a los precios de cotización desde enero de 2008

Gráfico 56

Evolución del precio de cotización del derecho de emisión para el periodo 2008-12



Fuente: Sendeco2
Elaboración Propia

Esto significa que para que exista un incentivo claro para la sustitución tecnológica motivada por el Protocolo de Kioto y sus consecuencias legales **los precios deberían de ser mucho más altos**. Y si esto ocurriera, se presentaría una situación difícil para la economía española y para el sector eléctrico en su conjunto, pues tendrían que financiar unas inversiones fortísimas en muy poco tiempo y aumentaría en gran medida el precio de la electricidad, lo que tendría un efecto pernicioso para la competitividad de nuestra economía.

Es decir, sin aumentos de precios de cotización en los derechos de emisión no habrá incentivos para la inversión en nuevas plantas generadoras de electricidad más eficientes, pero aumentos de precios aumentarán los costes de la producción de electricidad.

5. EL IMPACTO POSITIVO DE LA ACTUAL CRISIS ECONÓMICA

Hemos hecho un estudio realizando diversas hipótesis sobre los factores productores de electricidad. Pero es evidente que **actuaciones en la demanda**, y no sólo en la oferta, ayudarían también a reducir las emisiones.

Así, desde el **Estado y las propias empresas del sector**, se están lanzando campañas y planes de ahorro de energía y de eficiencia energética. Ejemplos de estos planes estatales son: la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4)”, la “Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia” y las “Medidas urgentes de la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia” o las campañas y actuaciones que se desarrollan desde el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

Por parte de las empresas son múltiples las campañas publicitarias recomendando un uso racional de la energía y campañas encaminadas a un consumo eficiente de la energía. Intentan así, dirigir sus esfuerzos en cumplir con su Responsabilidad Social Corporativa con el medioambiente y el entorno en general. Además, se entiende que la contaminación y las emisiones de gases de efecto invernadero no tienen sólo un coste económico directo (el precio que pagan por generarlos) sino que tienen un **coste social** que tratan de minimizar, pues es evidente que ese coste social y el daño en la imagen corporativa se puede traducir en un futuro perjuicio económico para la empresa.

Como hemos comentado, la crisis económica que estamos sufriendo puede ayudar de forma clara a la reducción del déficit de derechos, y por lo tanto, se pueden lograr importantes ahorros de costes para el sector gracias la reducción del consumo de electricidad.

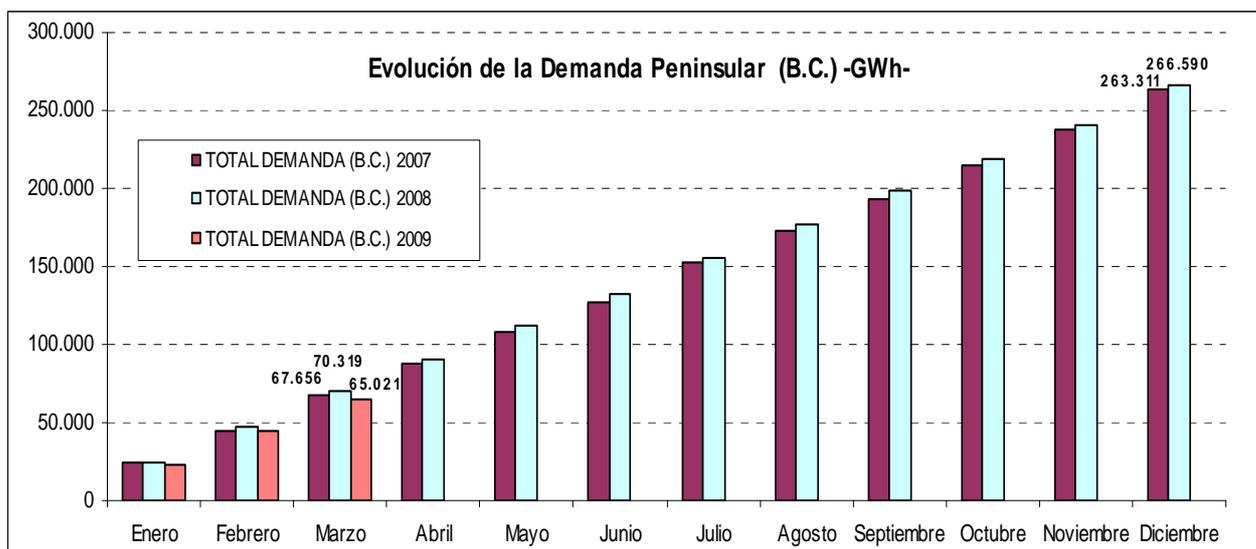
Basándonos, como hemos hecho anteriormente, en los datos de la “Planificación de los Sectores de la Electricidad y del Gas 2008-16” del Ministerio de Industria, la previsión de crecimiento económico era del 3% de

media anual. Según los datos reales de 2008 publicados por el Instituto Nacional de Estadística el PIB creció sólo un 1,2%, y según las previsiones del Banco de España, se espera un decrecimiento del -3% para este año 2009 y del -1% para el año 2010

Con los datos provisionales que está adelantando Red Eléctrica de España, tanto en los cierres de los balances de energía mensuales como en su documento “Avance del Informe 2008”, podemos comprobar que el incremento de la demanda eléctrica peninsular ha sido de tan sólo un 1% en 2008 frente al cierre de 2007, el dato más bajo desde 1993. Y que los primeros datos acumulados del cierre del mes de marzo sitúan la demanda peninsular de electricidad en un -7,5% respecto de los tres primeros meses de 2008.

Gráfico 57

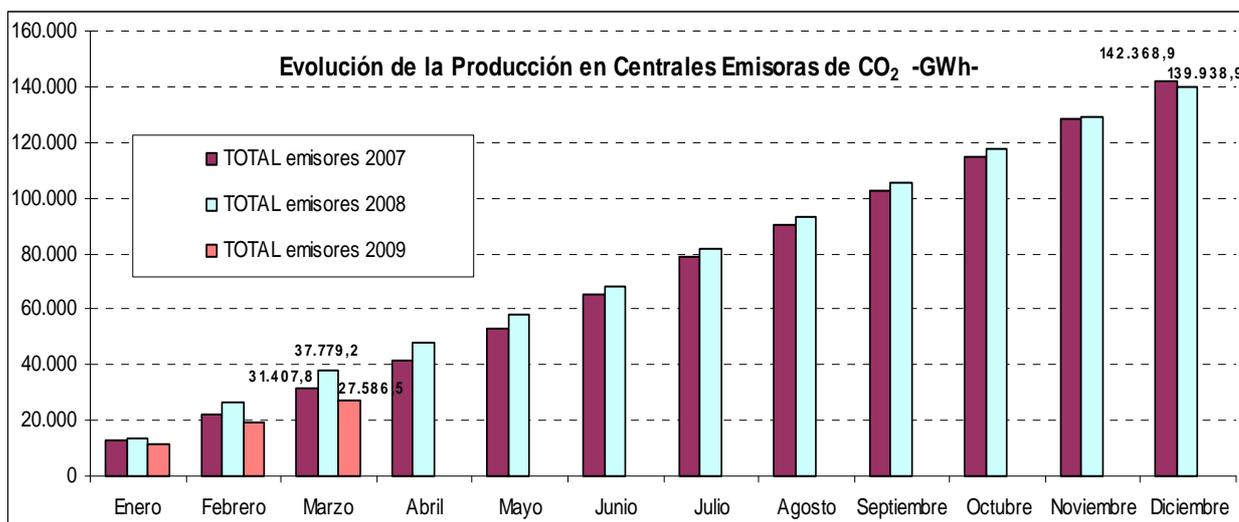
Evolución de la demanda peninsular de electricidad acumulada mensual



Fuente: Red Eléctrica de España
Elaboración Propia

Gráfico 58

Evolución de la producción mensual acumulada de electricidad en centrales emisoras de CO₂



Fuente: Red Eléctrica de España

Elaboración Propia

Si observamos los dos gráficos anteriores, veremos cómo se está produciendo un frenazo en el consumo de electricidad, llegando en marzo de 2009 a acelerarse la caída de la demanda, si bien habrá que esperar la evolución de los siguientes meses.

Analizando sólo la producción de electricidad en las centrales que en su proceso productivo emiten CO₂ vemos cómo ya al cierre de 2008 la producción fue menor que en 2007 (139.939 GWh frente a 142.366 GWh en 2008) y el dato es más llamativo en el acumulado a marzo, pues hay un descenso del 27% respecto del mismo periodo de 2008 y del 12% año 2007. Lógicamente esto conduce a una clara reducción de emisiones de CO₂.

La reducción de las emisiones de CO₂ se potencia además por el hecho de que la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado en el año

2008 aumentó en 23.147 GWh (un incremento del 34%) y la producción en centrales de carbón se redujo en 25.558 GWh (un descenso del 36%).

Con estos datos de producción de electricidad y aplicando la metodología desarrollada en esta tesis, es decir, multiplicando producción de electricidad por el factor medio de emisión de cada tecnología, obtenemos los siguientes datos provisionales:

Tabla 129

Estimación de las emisiones de CO₂

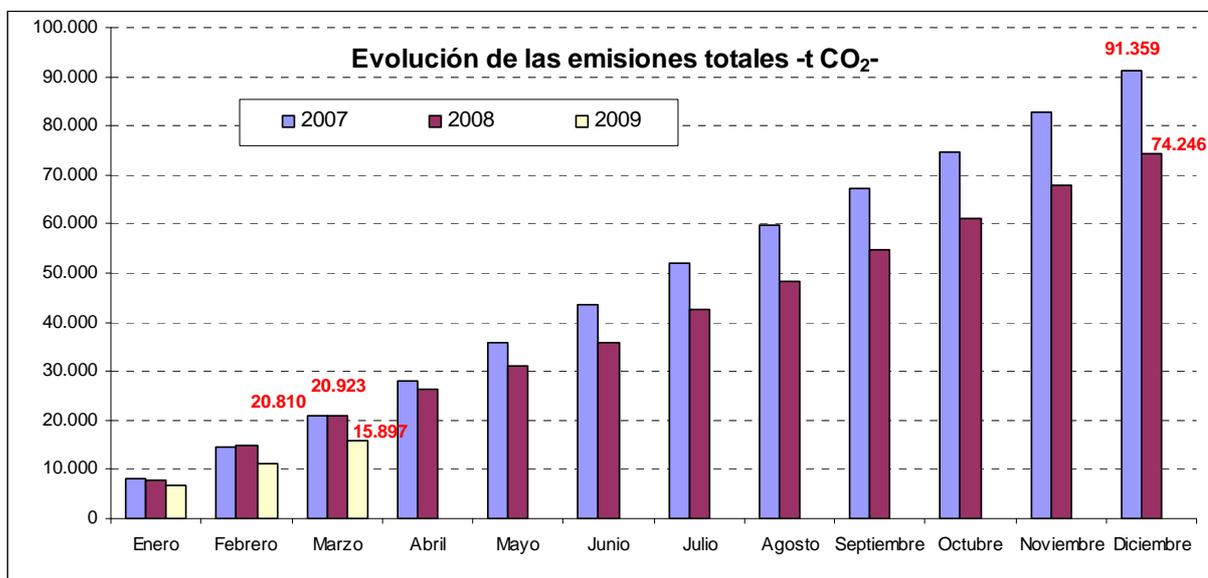
Emisiones en		Año	Marzo	Diciembre
miles de t CO ₂				
Carbón	2007	16.030	68.428	
	2008	13.380	44.101	
	2009	10.599	-	
Fuel	2007	412	1.656	
	2008	265	1.643	
	2009	355	-	
Ciclo Combinado	2007	4.369	21.275	
	2008	7.278	28.502	
	2009	4.943	-	
Emisiones totales	2007	20.810	91.359	
	2008	20.923	74.246	
	2009	15.897	-	

Fuente: REE

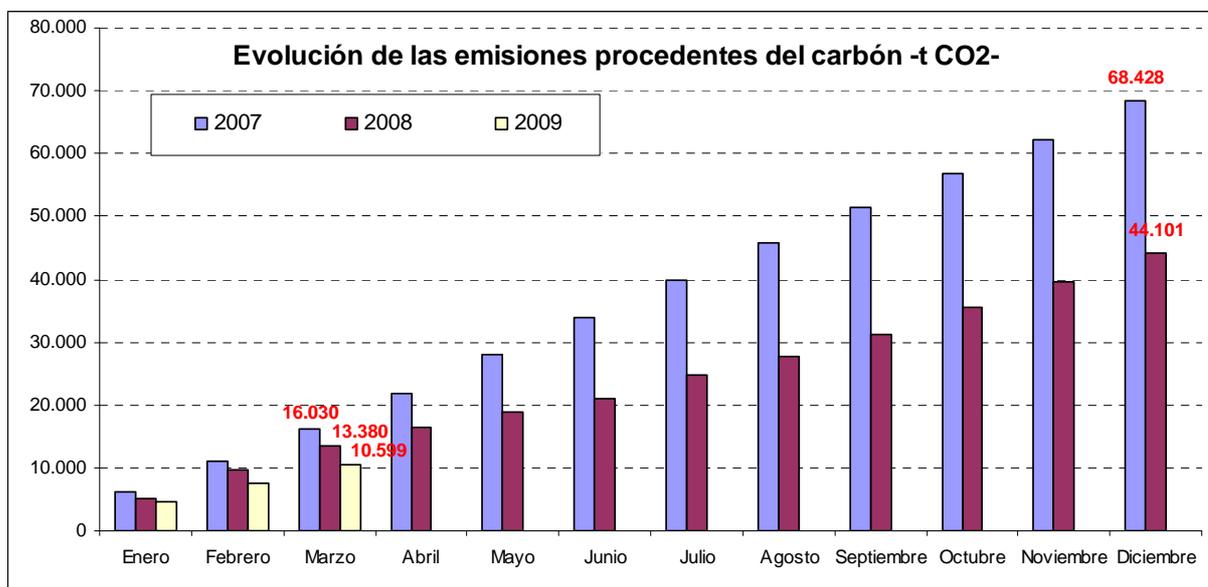
Elaboración Propia

Gráfico 59

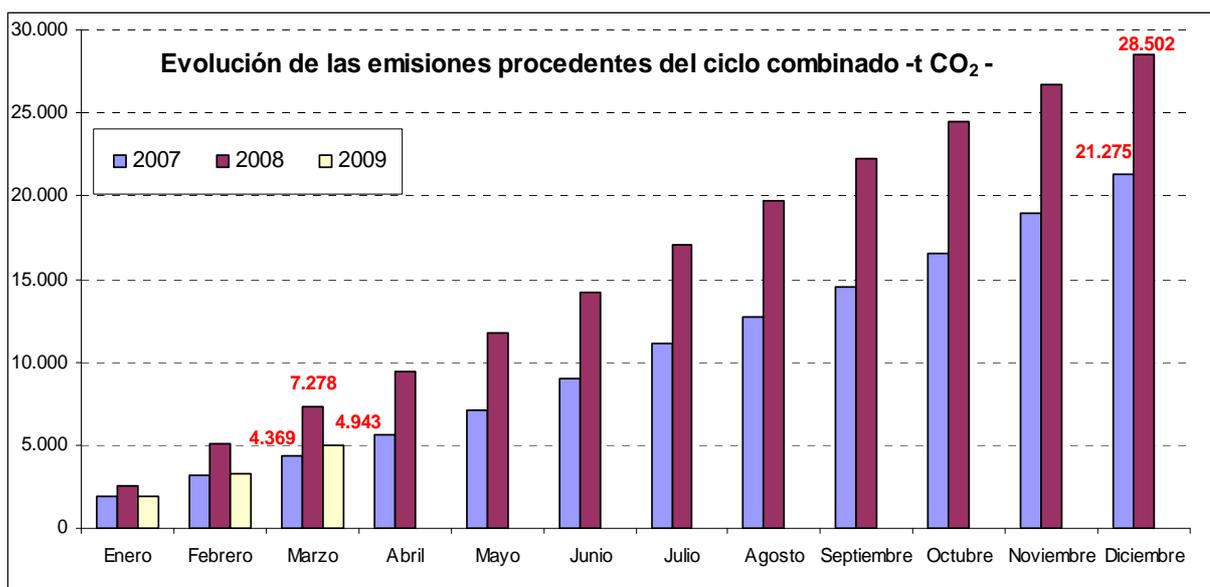
Evolución de las emisiones de CO₂ (datos en toneladas)



Fuente: Red Eléctrica de España
Elaboración Propia



Fuente: Red Eléctrica de España
Elaboración Propia



Fuente: Red Eléctrica de España

Elaboración Propia

Comprobamos tanto en la tabla de datos como en los gráficos que, por un lado, la reducción en la producción de electricidad, el mayor uso de las centrales de ciclo combinado añadido con una reducción en las centrales de carbón (sobre todo en 2008) y, por otro lado, la mayor aportación de la producción de electricidad en centrales no emisoras frente al conjunto de centrales emisoras (36,9 % en el acumulado de marzo de 2009 frente al 44,1 % del mismo periodo de 2007 y del 49,7% de 2008), están permitiendo unos ahorros en las emisiones de CO₂ importantísimos (5 millones de toneladas en el acumulado de marzo 2009 frente a 2008 y de 17 millones durante todo el año 2008 frente a 2007).

Si comparamos estos datos con los que se deducen de las hipótesis de la “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-16” del Ministerio de Industria vemos unos ahorros de:

Tabla 130

Comparación de emisiones de CO₂ según los datos del Planificación Energética y los datos publicados por REE

Emisiones CO ₂ (miles de toneladas) para el año 2008	Emisiones estimadas de la Planificación	Emisiones estimadas según datos de REE	Diferencias
Carbón	57.672	44.101	+13.571
Ciclo Combinado	24.966	28.502	-3.536
Fuel	1.382	1.643	-261
Totales	84.020	74.246	9.774

Fuente: REE

Elaboración Propia

Estos ahorros de 9.774 miles de toneladas de CO₂ por el precio medio de cotización del derecho de emisión durante el pasado año 2008 (22,02 € / t CO₂) han supuesto un total de 215 millones de euros respecto del escenario estimado a partir de los datos de la Planificación del Ministerio.

Gracias al comportamiento de la producción durante el año 2008, se ha pasado de un déficit estimado de 31.401 miles de toneladas para la Península a un déficit de 21.627 miles de toneladas.

Valorando los datos acumulados a marzo de 2009, con el gran descenso de la producción de electricidad (-7.5%) pasaríamos de un déficit acumulado y linealizado a marzo de 8.415 miles de toneladas a un déficit de 3.814 miles de toneladas (15.897 miles de toneladas de CO₂ de emisiones estimadas a marzo de 2009 – 12.083 toneladas de CO₂ asignadas para las centrales peninsulares), es decir, un ahorro de 4.601 miles de toneladas en sólo 3 meses, que por la media de los precios del primer trimestre (11.05 € / t CO₂) supondrían 51 millones de euros en un trimestre.

Por lo tanto, y aunque sólo sea en este aspecto, podemos afirmar que **el parón económico** que estamos sufriendo , y el consecuente impacto en la producción de electricidad, **junto con el buen comportamiento del ciclo combinado**, el descenso de la producción en centrales térmicas de carbón, **los buenos datos de las centrales no emisoras de CO₂** (nuclear, hidráulica y régimen especial –sobre todo eólico-) **y el descenso de los precios medios de cotización** del derechos de emisión (media de 2008 de 22 € y media acumulada a marzo de 2009 11 € / tCO₂) **están ayudando a reducir el coste del déficit de CO₂ en unas cantidades muy importantes.**

6. CONCLUSIONES DE LA TESIS

Se ha realizado un trabajo de investigación en el que se ha tratado de poner de manifiesto la **dureza de las obligaciones de reducciones de emisiones de CO₂ para el sector eléctrico español**. Hemos demostrado la imposibilidad del cumplimiento de los objetivos marcados en los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisiones, pues siempre se ha centrado el esfuerzo reductor en el sector empresarial que presenta menor riesgo ante la competencia internacional y por lo tanto menor riesgo de pérdida de empleo.

En los primeros capítulos de esta Tesis, y como se expuso en los objetivos del trabajo, se ha hecho un análisis de la eficiencia del país y más concretamente de la eficiencia del Sector Eléctrico, demostrando que los objetivos marcados para España y para su sector eléctrico son exageradamente exigentes, aún a pesar de permitir al conjunto del país un aumento de las emisiones desde 1990 del 15%.

Debido al fuerte crecimiento de la economía desde 1996 hasta 2008 (más del 50%) y que la estructura económica de España hace que de forma normal el crecimiento de la demanda de electricidad crezca más que el producto interior bruto, es decir, debido a la fuerte dependencia energética interna de la economía, es inviable conjugar y lograr una convergencia con la UE y a la vez el cumplimiento de los objetivos marcados en Kioto y pactados en el seno de la UE para España.

Al analizar las obligaciones impuestas, hemos demostrado que en lugar de haber fijado unos objetivos por niveles totales de emisiones, **se debería de haber fijado un objetivo en términos relativos**. Mostramos cómo, por ejemplo, en cuanto a emisiones de CO₂ por habitante, España estaba por debajo de la media de la UE, si bien había presentado un crecimiento muy fuerte en los últimos 16 años, reflejo del desarrollo económico nacional. Una fijación de objetivos en base a este criterio no hubiera sido tan restrictiva ni tan costosa para el país.

En el caso concreto del sector objeto de este trabajo, **el Sector Eléctrico**, pudimos ver cómo el español, a pesar del mix energético que tenía, era **de los más eficientes de la media de la UE**. Y todo ello siendo el que más creció desde 1990, con un aumento de la producción del 94% frente a un 32% del conjunto de la UE-15.

El crecimiento económico del país y, por lo tanto, el fortísimo crecimiento de la demanda de electricidad se ha realizado con una **importante mejoría de la ratio “emisión de CO₂ / producción de electricidad”**, si bien es cierto que en menor cuantía que la media de la UE-15. Aparentemente España ha perdido eficiencia en este sentido, pero analizando por cada tipo de producción de electricidad vimos cómo el número total de la ratio del sector estaba más condicionado por el mix energético del país (a la vez condicionado por decisiones políticas como el “parón nuclear” de los años ochenta o condicionantes del entorno, como son la irregularidad de la pluviosidad en España) que por la eficiencia del parque generador.

Al analizar de forma separada la eficiencia de cada fuente emisora de CO₂ (centrales térmicas con combustión de carbón, fuel-oil y gas natural) pudimos comprobar cómo España presentaba unos datos mejores que la media de la UE, con una producción de electricidad en centrales de carbón, de fuel y de gas natural más eficientes que el conjunto de Europa.

Vimos cómo si en 2005, de media la producción de electricidad en centrales de carbón o mediante el uso de petróleo generaron en España unas emisiones medias de 961,6 Gg CO₂ / TWh y de 529,6 respectivamente, en la UE se generó de media 992,8 y 598,9 respectivamente. En el caso del gas natural la diferencia es mucho mayor pues si la ratio para 2005 en España fue de 253 Gg CO₂ / TWh, en la UE fue de 346,5.

Un ejemplo claro de la eficiencia del sector eléctrico fue la comparación directa con Alemania. Este país tiene una mayor proporción de producción de

electricidad en centrales nucleares, y en conjunto un mix de generación de fuentes no emisoras mayor que el caso español (en 2005 el 37% de su producción de electricidad frente al 34,5% de España). A pesar de esto, las emisiones relativas de su sector eléctrico eran de 524,6 Gg CO₂/ TWh en 2005 frente a las 374 Gg CO₂/ TWh de España.

La situación actual de nuestro sector eléctrico se ha logrado gracias a la **decisiva apuesta por la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado y, en menor cuantía, al crecimiento de las energías renovables y más concretamente a la apuesta clara por la energía eólica**. Si en 1996 no había producción de electricidad en centrales de ciclo combinado, y la energía eólica sólo cubría el 0,2% del total de la producción de electricidad, en 2008, la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado cubrió el 32% del total de la demanda y la generación en parques eólicos el 11% del total de la demanda.

Se le junta al sector la necesidad de afrontar un **doble reto**:

- Por un lado, la apuesta clara por el gas natural, junto con el pasado y actual rechazo por la energía nuclear, ha hecho que aumente mucho la **dependencia energética exterior**, pues si en el año 2000, el conjunto del sector importaba el 37% de la energía primaria, en 2007 importó el 51,4%, convirtiéndose esto en un riesgo para el sector (riesgo de suministro y riesgo de tipos de cambio) y para el conjunto de la economía española (ha pasado de un grado de autoabastecimiento del 26,3% en el año 2000 a uno del 20,9 % en 2007)
- Por otro lado la necesidad de **reducir las emisiones de CO₂** en su proceso productivo si no quiere tener que acudir al mercado europeo de derechos de emisiones para cubrir su déficit. Lógicamente, esto provoca un encarecimiento directo de los costes de producción, y por lo tanto afectará a los precios de la producción de electricidad que habrá que repercutir al conjunto de la economía. A esto se añade, lógicamente otro

riesgo que tendrá que gestionar, el riesgo de precio del derecho de emisión.

Además hemos analizado los resultados del **primer Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-07**, comprobando la existencia de un déficit para el conjunto de los sectores sujetos a esta normativa y realizando una estimación del coste del déficit para el conjunto del sector eléctrico, cuantificándolo en torno a los 595-590 millones de euros para los tres años.

El déficit lo soportó el sector eléctrico mientras que el resto de sectores industriales presentaron una situación de superávit. A diferencia del resto de la Unión Europea, dónde el conjunto de sectores tuvieron superávit, con ligero déficit en el sector eléctrico y superávit más abultado en el resto de sectores, en el caso español, el **déficit del sector eléctrico fue muy superior al superávit del resto** (un total de -45,7 millones de toneladas frente a 22,9 millones de toneladas)

Demostramos por un lado cómo la **asignación de derechos ha sido claramente corta para el sector eléctrico**, buscando la protección de la competitividad del resto de sectores. Y por otro lado, se explicó la tremenda **volatilidad del precio de cotización del derecho de emisión** en el mercado europeo como consecuencia de la situación de superávit en el conjunto de la Unión, pasando el derecho de emisión a unos precios máximos de 30 € por t CO₂ en abril de 2006 a valer a penas unos céntimos de euros a finales de 2007.

Quedó por lo tanto claro, por un lado, la **necesidad de unas asignaciones más ajustadas a la realidad para asegurar un precio de cotización del derecho de emisión que dé señales al mercado** de la necesidad de reducir de forma clara las emisiones de CO₂ y por otro lado, la **excesiva exigencia impuesta al sector eléctrico**

Además, dentro de la asignación del sector eléctrico pudimos demostrar cómo se realizó un reparto injusto y nada equitativo entre las distintas fuentes productoras de energía, siendo especialmente restrictivas con las instalaciones que utilizan como combustible el carbón y generosas con las nuevas instalaciones de ciclo combinado, pues en las primeras se concentró prácticamente todo el déficit del sector, mientras que en las segundas se dio una situación de superávit.

Esta situación se puede explicar como un **claro incentivo desde la administración pública hacia una tecnología más eficiente**, pero con un claro impacto empresarial en función del mix de generación de los principales grupos energéticos. Aquellos grupos empresariales con mayor proporción de centrales de carbón han soportado un sobre coste mayor que los que tuvieran un peso mayor en centrales de ciclo combinado.

Comparando las emisiones totales frente a los déficits pudimos comprobar cómo los grupos empresariales de Endesa, Unión Fenosa e Hidrocantábrico con unas emisiones totales del 47%, 16% y 12% respectivamente sobre el total del sector suportaron el 54%, 23% y el 18,5% del déficit. Y otros grupos como Iberdrola y Gas Natural con unas emisiones del 12% y del 4% suportaron sólo el 1,6% y el 1% del déficit del sector.

Esta sobre asignación al ciclo combinado, a parte de perjudicar en exceso al carbón, desincentiva la búsqueda de aumentos en la eficiencia en la generación de electricidad con combustión de gas natural, logrando sólo una simple y clara preferencia por el gas, pero sin perseguir la optimización de su eficiencia.

Por último, del estudio de los resultados del primer Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión pudimos **calcular los factores medios de emisión por unidad de electricidad producida** por cada tipo de tecnología, demostrando la bondad de estos factores, replicando los datos reales del año 2007 y recalculando los datos pasados del año 2000, 2001 y 2002.

Utilizando los datos de producción de estos años y utilizando los factores de medios de emisión, tuvimos unos errores inferiores al 1%.

Por lo tanto, **otra aportación de esta Tesis**, es el cálculo y contrastación de unos **factores de emisión capaces de reproducir las emisiones reales** en función de una producción de electricidad dada.

Antes de la formulación de los modelos utilizados en esta Tesis, se realizaron unos comentarios al segundo Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-12, donde se destacó nuevamente, por un lado, la imposibilidad de cumplimiento de los objetivos fijados y, por otro lado, el sobreesfuerzo exigido otra vez a las instalaciones térmicas de carbón.

El objetivo de la formulación de modelos se ha basado en la **búsqueda de una estrategia que minimizase el impacto económico del déficit de derechos durante el periodo de vigencia del PNA II.**

Los modelos se han basado en primer lugar, en el establecimiento del déficit inicial para el periodo estudiado. Calculado en el primer caso como el déficit teórico sobre la potencia instalada de 2007 y una producción media en base a esa potencia y en un segundo caso como el déficit teórico calculado en base a la Planificación Energética del Ministerio de Industria.

A partir de ese déficit, se han presentado distintas alternativas dirigidas a su reducción al menor coste posible y al estudio de las situaciones de rentabilidad de esas reducciones.

Para lograrlo hemos propuesto al principio tres escenarios basados en la inversión y aumento constante de un porcentaje fijo de la potencia instalada del año 2007 durante los años 2008 a 2012 para las tecnologías de ciclo combinado, centrales nucleares y parques eólicos. Y cada uno de los

escenarios hemos variado ese porcentaje fijo de inversión (5%, 10%, 15% y 20%)

Para estudiar el coste de estas estrategias hemos utilizado distintos precios de referencia de coste medio unitario de inversión por tecnología. Por lo tanto, **basamos el estudio en el coste medio de inversión.**

Así, en el caso de la inversión en energía eólica hemos utilizado un coste de inversión de 937 € / kW nuevo, para el ciclo combinado de 523 € /kW instalado y para el nuclear de 1.280 € / kW nuevo.

Demostramos que era imposible la eliminación total del déficit de derechos, pues ningún escenario lograba cubrir todo el déficit.

Quedó demostrado que **la inversión más eficiente para reducir el déficit era la de energía nuclear**, pues era la que más CO₂ evitaba por kW nuevo instalado, 7,35 t CO₂ frente a los 2,42 del ciclo combinado y los 1,86 de la inversión en eólico.

Además, con los costes medios de referencia utilizados era la tecnología más rentable por cada euro invertido. Si bien es cierto, que hicimos el mismo ejercicio con otros costes de referencia distintos (utilizando otras fuentes) y en este caso fue el ciclo combinado el más rentable. Pero lo que sí que quedó contrastado fue que **la inversión menos rentable en términos económicos de reducción del déficit era la inversión en parques eólicos.**

En esta fase de la tesis calculamos el precio medio de cotización que tendría que tener el derecho de emisión para que el ahorro de derechos hiciera rentable la inversión en cada tecnología, concepto que llamamos **punto de indiferencia.**

Siempre se llegó a la misma conclusión doble; **la inversión en parques eólicos necesita un precio de cotización mucho mayor que la inversión en**

energía nuclear o en centrales de ciclo combinado (superando siempre el valor de 150 € / tCO₂) y que los **precios de cotización del derecho emisión** para que fueran rentables nuevas inversiones **debería de ser mucho mayor que los precios actuales** de 10-15 €, siendo el primer precio que haría rentable estas inversiones el de 59,96 € para el escenario de invertir un 5% de forma acumulada en energía nuclear.

Luego realizamos otro **estudio en base al coste medio de producción** de la energía. Gracias a esto calculamos nuevamente los precios medios de cotización de los derechos de emisión que harían rentable la sustitución de producción por la recuperación de ese coste gracias al ahorro de derechos de emisión.

Para hacer este estudio utilizamos un trabajo de UNESA (“Prospectivas de Generación Eléctrica 2030”) dónde se fijaban unos costes medios de capital, costes medios de operación y mantenimiento de las instalaciones y unos costes medios de combustibles y de CO₂

En base a esta referencia concluimos que con las hipótesis del documento de referencia, **la energía que presentaba un punto de rentabilidad más bajo era la nuclear con un valor de 38,18 € / t CO₂**, seguida de la electricidad generada en centrales de ciclo combinado (58,67 € / t CO₂) y por último la eólica, con un precio de 73,01 € / t CO₂.

Hicimos además un **análisis de la variación** de este punto en función de la variación de los **precios de los combustibles** y concluimos que **la tecnología con mayor sensibilidad** antes estos cambios era la del **ciclo combinado** y, lógicamente, **la que menos sensibilidad presentaba (cero) era la eólica**.

Para finalizar con los modelos desarrollados hicimos uno en el que tomamos como referencia de producción de electricidad y, por lo tanto, de déficit de derechos, los valores de la **Planificación Energética del Ministerio de Industria**. A través de este modelo fijamos el déficit en un nivel de 204

millones de toneladas de CO₂, frente a las 258 millones que calculamos en los primeros modelos. Con en este nuevo escenario se rebajaba en más de un 20% el coste del déficit que tendrán que soportar las empresas del sector. Y se establecía el coste del déficit en 5.100 millones de euros tomando como referencia un precio medio de cotización de derechos de emisión de 25 € / t CO₂

Dentro de este último modelo fijamos **dos estrategias distintas**, una en la que se buscaba la **actuación individualizada por tipo de instalación** para lograr la cobertura del déficit y otra en la que, a través de **una actuación conjunta del sector** se buscaba minimizar el impacto del déficit y la búsqueda del punto de rentabilidad de la sustitución de producción eléctrica.

Concluyendo, nuevamente, que **lo más eficiente, y lo que presenta mejores resultados es una actuación conjunta del sector, tratando de sustituir producción en centrales de carbón por producción en nuevas centrales nucleares**

A lo largo de este trabajo ha quedado demostrado que la exigente asignación de derechos de emisión al sector eléctrico español hace prácticamente imposible una estrategia de cobertura total del déficit. Lo que sí que hemos logrado presentar son distintas alternativas para reducirlas a través de una sustitución de producción en centrales térmicas de carbón por otras en tecnologías no emisoras o más eficientes desde el punto de vista de las emisiones.

Hemos demostrado que la mejor alternativa es, con una actuación conjunta del sector, el aumento de la producción con energía nuclear, y para ello hubiera sido necesario disponer de unos aumentos en el parque nuclear, que debido al periodo medio de construcción de este tipo de centrales es ahora imposible, pero sin entrar en otras valoraciones que aquí no se han tenido en cuenta por no ser objeto de este trabajo (rechazo social, problemas de la seguridad y de la gestión de los residuos) hubiera sido beneficioso para el sector y para el

conjunto de la economía. Hemos demostrado que **aumentos en la potencia instalada nuclear hubieran reducido las emisiones totales en mayor cuantía que el resto de las estrategias.**

En España, la **tendencia actual** está claramente marcada por el **aumento de potencia instalada en centrales de ciclo combinado**, que ha pasado de no tener nada en el año 2000 a tener en 2008 casi 23.000 MW (24% del total del parque). Durante el desarrollo de esta tesis, se demostró que este tipo de inversiones eran las segundas más eficientes, si bien exigen que el precio medio de cotización del derecho de emisión sea bastante mayor que con la inversión nuclear.

Gracias a estos aumentos, el sector ha logrado mejorar las emisiones medias y por lo tanto ha mejorado su eficiencia. Pero por contra, **presenta un mayor riesgo ante variaciones en el precio de combustible** (de las tres alternativas era la que tenía mayor sensibilidad a variaciones en el precio de la materia prima) y al ser un bien **importado hace aumentar la dependencia exterior** del sector y que se tenga que gestionar el doble riesgo de precios de importación y de garantía de suministro.

Otra de las características de la evolución del sector y de la tendencia actual es **el importante desarrollo de la producción eólica**. Aunque hemos demostrado que **es la tecnología más cara, es la más estable en cuanto a su coste de producción**, pues no tiene coste de combustibles y **permite reducir la dependencia energética** del sector y del país y al ser una fuente no emisora de CO₂ **ha ayudado al aumento de eficiencia** del conjunto del sector

Queda por lo tanto claro que **es muy difícil reducir el coste del déficit de derechos que vamos a tener en España sin contar con más energía nuclear.**

Afortunadamente para el sector, **la abultada reducción de precios de los derechos de emisión** (pasando de los 28,30 de julio de 2008 a los actuales precios en torno a los 12 euros) **puede reducir mucho este nuevo coste.**

Sólo un aumento de precios hasta valores superiores a 60 € haría rentable la sustitución de electricidad generada en centrales de carbón por otra generada en nuevas plantas, pero estos precios llevarían al sector a tener que afrontar unos costes tremendos. Según el escenario del Ministerio en el que fijamos en déficit en 204 millones de toneladas pasaríamos de un coste actual de unos 2.448 millones (204 millones por 12 € t CO₂) a unos coste de 12.240 millones de euros, lo que supondría un 1,46% del Producto Interior Bruto español del año 2008.

La actual situación de crisis económica y de reducción de demanda de electricidad puede ayudar a reducir este déficit, pues todo lo que permita una menor producción de electricidad conducirá hacia una clara minoración de las emisiones y permitirá además una menor utilización de las centrales más contaminantes (las de carbón) ya que la demanda se podrá cubrir en mayor porcentaje por instalaciones no emisoras o más eficientes.

Vimos **cómo sólo en el año 2008**, y sin sufrir el histórico descenso de la producción de los primeros meses de 2009, se ha producido una reducción del déficit estimado que hemos cuantificado en unos **215 millones de euros.**

A lo largo de esta Tesis se **han cubierto los objetivos prefijados** al inició del trabajo, concluyendo y demostrando la **imposibilidad del cumplimiento de los objetivos** marcados en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión y la **necesidad de una actuación conjunta del Sector Eléctrico con un decidida aportación e inversión en energía nuclear** para poder reducir el impacto económico del déficit de derechos de emisión.

BIBLIOGRAFÍA

- ALD, Joseph E.; Ashton, John; Baron, Richard; Bodansky, Daniel; Charnovitz, Steve; Diringer, Elliot; Heller, Thomas C.; Pershing, Jonathan; Shukla, P.R.; Tubiana, Laurence; Tudela, Fernando; Wang, Xueman. *Beyond Kyoto. Advancing the international effort against climate change*, Pew Center of Global Climate Change, EUA, diciembre 2003.

-BRAHIC, CATHERINE (2006): "Price crash rattles Europe's CO2 Reduction Scheme". *Science*, Washington, Vol. 312, pp. 1123.

-DE BRAUW, ALAN (2006): "The Kioto Protocol, market power and enforcement". *Applied Economics*, London, Vol. 38, pp. 2169.

-DUBASH K., Navroz. *"Power Politics: Equity and Environment in Electricity Reform"*. World Resources Institute. Washington, D.C. 2002. ISBN 1-56973-503-4.

-GIBLIN, S. and McNABOLA, A. (2009): "Modelling the impacts of a carbon emission-differentiated vehicle tax system on CO2 sub emissions intensity from new vehicle purchases in Ireland". *Energy Policy*, Kidlington, Vol. 37, pp. 1404.

-GUTIÉRREZ, Y. (2006) "Kioto y mercado europeo de emisiones de efecto invernadero: implicaciones para España" en "Mitos y Realidades del Cambio Climático". Instituto de Estudios Económicos, Madrid. Páginas 375-391

-HAGERN, CATHRINE (2009): "The clean development mechanism versus international permit trading: The effect on technological change". *Resource and Energy Economics*, Amsterdam, vol. 31, Iss pp 1.

-IRANZO MARTÍN, J. E. y COLINAS GONZÁLEZ, M. (2008): "La energía en España: un reto estratégico". *Información Comercial Española, ICE*, pp. 141-156.

-IRANZO MARTÍN, J.E. Y COLINAS GONZÁLEZ, M (2008): “La vulnerabilidad energética” en “Energía, una visión económica” en “ Energía, una visión económica”. Club Español de la Energía, EnerClub, Instituto Español de la Energía, Madrid. Páginas 67-102

-LECOCQ, Franck y Capoor, Karan. *Situación y tendencias del mercado de carbono*, 2003. Banco Mundial, Washington, 2004

-LÓPEZ GORDO, J. F. (2008): *Medio ambiente comunitario y protocolo de Kioto: la armonización de la imposición energética o un mercado sobre emisiones de gases de efecto invernadero*. Ed. La Ley, Madrid.

-MARÍN QUEMADA, J. M^a. (2008): “Política energética en la UE: el debate entre la timidez y el atrevimiento”. *Información Comercial Española, ICE*, N^o 842, pp. 65-76.

-MARÍN QUEMADA, J. M^a. (2007): “La política energética de la UE: desafío pendiente y urgente”. *Cuadernos de Información Económica*, N^o 198, pp. 35-42.

-MARÍN QUEMADA, J. M^a. (2006): “La energía que nos viene”. *Cuadernos de Información Económica*, N^o 193, pp. 35-42.

-MARÍN QUEMADA, J. M^a. (2001): “La política energética de la Unión Europea: hacia la necesaria definición del destino energético de Europa”. *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, N^o 3, pp. 315-330.

-MARÍN QUEMADA, J.M^a. y ESCRIBANO, G (2008): “Seguridad energética de la Unión Europea. Implicaciones para España” en “ Energía, una visión económica”. Club Español de la Energía, EnerClub, Instituto Español de la Energía, Madrid. Páginas 133-163.

-MASCHA, M. F, HARDEN, J. W. and TREBBY, J. (2009): “*Trading in CO2 Credits: Tax Issues to consider*”. The CPA Journal, New York, Vol. 79, pp. 42-45.

-MOLINA MORALES, A. y GUERRERO, M. (2006): “The European Union as first mover in the market for green house gas emissions permits”. *Journal of Environmental Planning and Management*, Abingdon, vol. 49, pp. 533.

-LOMBORG, B (2005): “El ecologista escéptico”, 2ª Edición, Espasa-Calpe, S.A., Pozuelo de Alarcón (Madrid), páginas 414-415.

-ONTIVEROS, E y ROJAS, A. (2008): “La demanda de energía en España” en “Energía, una visión económica”. Club Español de la Energía, EnerClub, Instituto Español de la Energía, Madrid. Páginas 265-298

-PÉREZ ARRIAGA, J. L (2005) “Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España”. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España.. Páginas 481-487

-SAN MARTÍN GONZÁLEZ, E. y GARCÍA-VERDUGO, J. (2006): “Kioto y los bienes públicos globales” en “Mitos y Realidades del Cambio Climático”. Instituto de Estudios Económicos, Madrid. Páginas 237-272

-SAN MARTÍN GONZÁLEZ, E. y GARCÍA VERDUGO SALES, J. (2008): “Análisis económico del cambio climático: de Kioto a Bali”. *Información Comercial Española*, ICE. Pp. 45-64.

-STERN, N (2006): “The Economics of Climate Change. The Stern Review, Executive Summary, Cambridge University Press. Cambridge, páginas iii y v, páginas 144, 164 y 239

-YOHE, G.W. (2007) Appendix-Testimony un the Stern Review, página 1. Senate Committe on Energy and Natural Resources.

-VALDEMOROS, M.J. (2006) “Externalidades medioambientales y mecanismos de mercado: el comercio de permisos de emisión” en “Mitos y Realidades del Cambio Climático”. Instituto de Estudios Económicos, Madrid. Páginas 273-318

-VELARDE FUERTES, J. de (2004): “La energía: un problema fundamental para España”. *Cuadernos de pensamiento político, FAES*, Nº 4, pp. 9-38.

-VELARDE FUERTES, J. de (2009): “La situación de la economía mundial”. *Razón española: Revista bimestral de pensamiento*, Nº 155, pp. 261-279.

-VELARDE FUERTES, J. de (2009): “Retos de la economía española (ante un momento decisivo de nuestra historia económica)”. *Cuadernos de pensamiento político FAES*, Nº 22, pp. 67-97.

-VELARDE FUERTES, J. de (2009): *Cien años de economía española*. Ed. Encuentro, Madrid.

INFORMES Y ESTUDIOS UTILIZADOS

-MINISTERIO DE ECONOMÍA “Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012” (2003). Secretaria de Estado de Energía. Ministerio de Economía.

-MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO “Plan de Acción de la E4. 2005-2007” (2005). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO “Plan de Acción de la E4. 2008-2012” (2007) Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO “Plan de Energías Renovables (2005-2010)” (2005). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016” (2008). Subdirección General de Planificación Energética. Secretaría General de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

-MINISTERIO DE MEDIOAMBIENTE “Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia” (2007). Ministerio de Medioambiente.

- MINISTERIO DE MEDIOAMBIENTE “Informe de Aplicación de la Ley 1/2005 del año 2005” (2006). Oficina Española de Cambio Climático (OECC).Secretaria de Estado de Cambio Climático. Ministerio de Medioambiente.

- MINISTERIO DE MEDIOAMBIENTE “Informe de Aplicación de la Ley 1/2005 del año 2006” (2007). Oficina Española de Cambio Climático (OECC).Secretaria de Estado de Cambio Climático. Ministerio de Medioambiente

- MINISTERIO DE MEDIOAMBIENTE Y MEDIO RURAL Y MARINO “Informe de Aplicación de la Ley 1/2005 del año 2007” (2008). Oficina Española de Cambio Climático (OECC).Secretaria de Estado de Cambio Climático. Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino.

- MINISTERIO DE MEDIOAMBIENTE Y MEDIO RURAL Y MARINO “Informe de Aplicación de la Ley 1/2005 del año 2008” (2009). Oficina Española de Cambio Climático (OECC).Secretaria de Estado de Cambio Climático. Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino.

- MINISTERIO DE MEDIOAMBIENTE “Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España: 1990-2007. Sumario Edición 2008”. Subdirección General de Calidad del Aire y Prevención de Riesgo, Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, Secretaría General para la Prevención de la contaminación y del cambio climático, Ministerio de Medio Ambiente

- MINISTERIO DE MEDIOAMBIENTE Y MEDIO RURAL Y MARINO “Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España: 1990-2008. Sumario Edición 2009” Subdirección General de Calidad del Aire y Medioambiente Industrial, Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, Secretaria de Estado de Cambio Climático, Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino.

-MINISTERIO DE ECONOMIA. “La Energía en España 2002” (2003) Secretaria de Estado de Energía y Desarrollo Industrial y de la PYME, Ministerio de Economía

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. “La Energía en España 2003” (2004), “La Energía en España 2004” (2005), “La Energía en España 2005” (2006), “La Energía en España 2006” (2007) y “La Energía en España 2007” (2008). Secretaria General de Energía, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. “Boletín Trimestral de Coyuntura Energética”, números 56 (4º trimestre de 2008), 55 (3er trimestre de 2008), 54 (2º trimestre de 2008) y 53 (1er trimestre de 2008). Secretaria General de Energía, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. “El Sistema Eléctrico Español”. Ediciones de los años 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008”. Red Eléctrica de España.

-EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY “Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2007 and inventory report 2009” (2009) y

“Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2006 and inventory report 2008” (2008). European Environmental Agency

-COMISIÓN EUROPEA “EU energy and transport in figures” (2008). European Community.

- SANTAMARTA, J y NIETO, J (2008) “Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007)” CC.OO. Madrid

-SANTAMARTA, J y LLORENÇ (2009) “Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2008)” CC.OO. Madrid

- ENDESA. “Informes Anuales de Endesa”. Años 2005, 2006, 2007 y 2008.

- IBERDROLA “Informes Anuales de Iberdrola”. Años 2005, 2006, 2007 y 2008

- UNIÓN FENOSA “Informes Anuales de Unión Fenosa”. Años 2005, 2006, 2007 y 2008

-BRITISH PETROLEUM, “BP Statistical Review of World Energy June 2008” (2008) “BP Statistical Review of World Energy June 2009” (2009).

- CARBUNION. MEMORIA ANUAL 2007.

-COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA. “Información Básica de los sectores de la Energía 2007”. Comisión Nacional de la Energía 2008.

-UNESA. MEMORIA ANUAL 2007.

-UNESA, “Prospectiva de generación eléctrica 2030” (2007). Asociación Española de la Industria Eléctrica (Unesa).

-CONSEJO EUROPEO (2002): Decisión del Consejo Europeo de 25 de abril de 2002 relativa a la aprobación en nombre de la Comunidad Europea del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento de los compromisos contraídos con arreglo al mismo (2002/358/CE)". *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, 15 mayo (L 130/1).

-COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS (2006^a): *Libro Verde. Estrategia Europea para una energía sostenible, competitiva y segura*, COM (2006) 105 final (Sec (2006)317, Bruselas.

http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_259_sum_en.pdf

-COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS (2007): Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo. Una política energética para Europa, COM/2007/0001 final, Bruselas.

<http://eur->

lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:ES:PDF

NORMATIVA CONSULTADA

-ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS "Protocolo de Kioto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC) del 11 de diciembre de 1997". ONU

-Directiva 2003/87/CE, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE, del Consejo (DOCE de 25 de octubre de 2003).

-Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (BOE de

28 de agosto de 2004), convertido en Ley 1/2005, de 9 de marzo (BOE de 10 de marzo de 2004), tras su tramitación parlamentaria.

-Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (BOE de 7 de septiembre de 2004).

-Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-2012 (BOE de 25 de noviembre de 2006).

-Orden PRE/3420/2007, de 14 de noviembre, Acuerdo del Consejo de Ministros por el que se aprueba la asignación individual de derechos de emisión del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-12.

DIRECCIONES DE INTERNET CONSULTADAS

<http://www.marn.es>

<http://www.mityc.es>

<http://www.boe.es/>

<http://www.bp.com>

<http://www.unesa.es>

<http://www.cne.es>

<http://www.foronuclear.org>

<http://www.ree.es>

<http://www.unionfenosa.es>

<http://www.iberdrola.es>

<http://www.endesa.es>

<http://www.carbunion.com>

<http://www.foronuclear.org>

<http://www.ine.es>

Aspectos relativos a la inversión del sector eléctrico español ante el desafío del Protocolo de Kioto.

<http://www.ccoo.es>

<http://www.eia.doe.gov/>

<http://econ.worldbank.org/>

<http://www.eurelectric.org>

<http://ec.europa.eu>

<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

<http://www.world-nuclear.org>

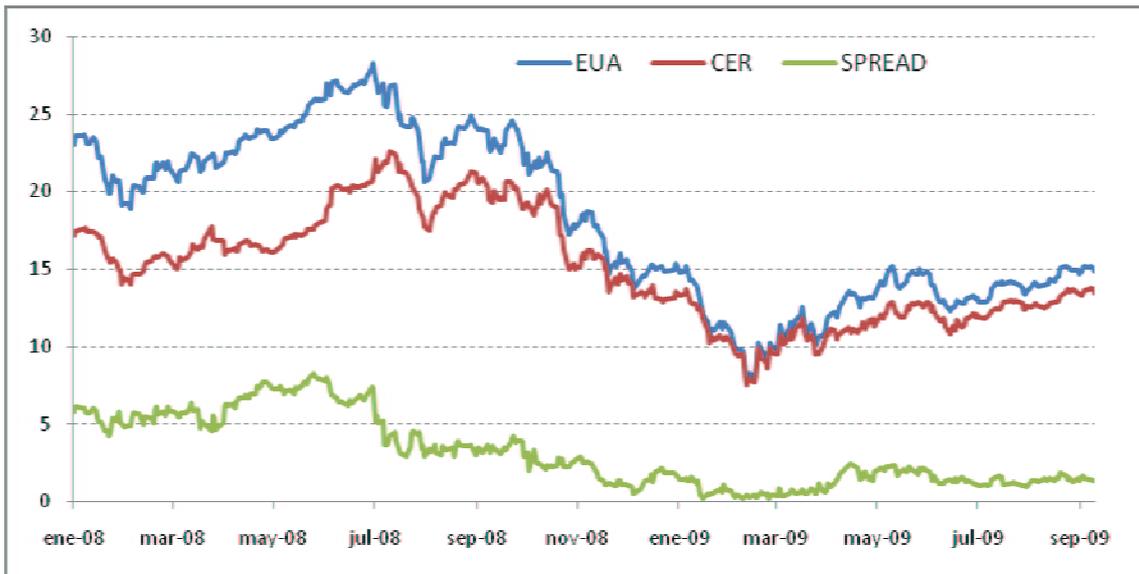
<http://www.sendeco2.com/>

<http://www.pointcarbon.com>

<https://www.renade.es/>

APÉNDICE DE GRÁFICOS Y TABLAS ESTADÍSTICAS

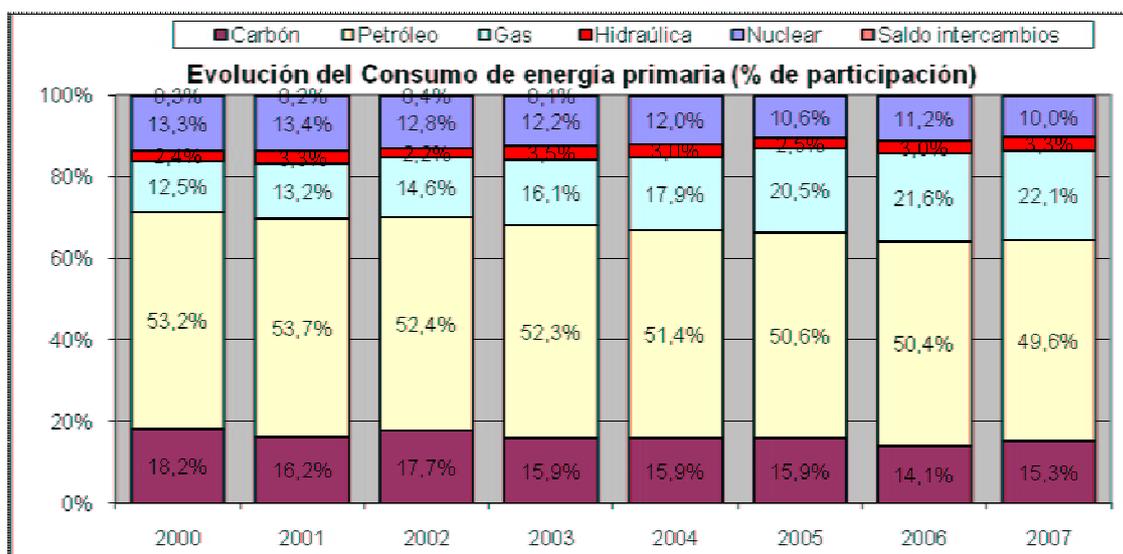
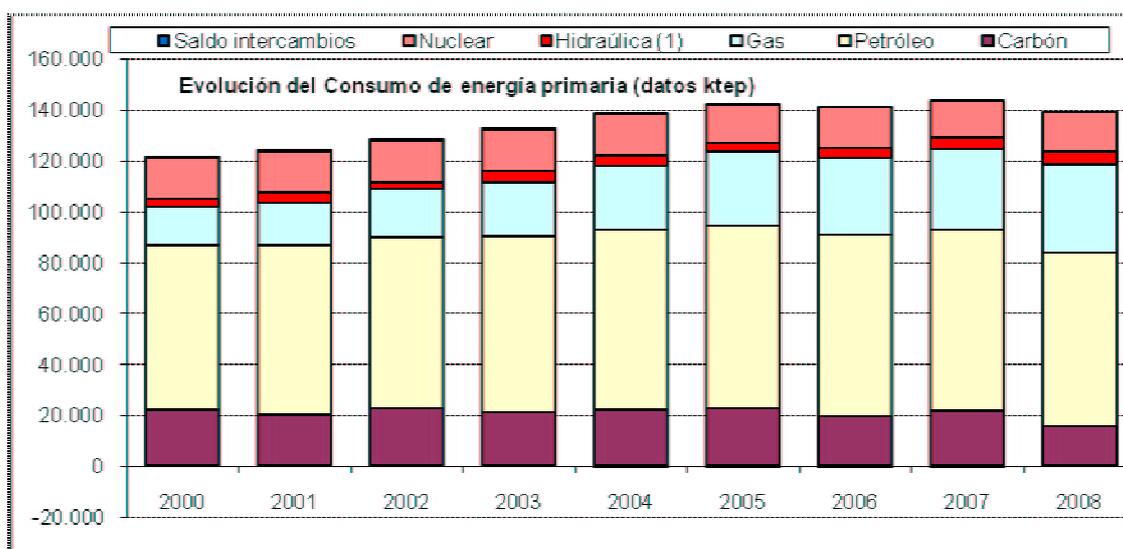
Precio de Cotización del derecho de CO₂ (EUA), del Certificado de Reducción de Emisiones (CER) y del diferencial de precios entre ambos



Fuente: www.sendeco2.com

Elaboración Propia

Evolución del Consumo de energía Primaria en España



Consumo de Energía Primaria en España

	Carbón		Petróleo		Gas		Hidráulica (1)		Nuclear		Saldo intercambios		Total		VAR
	ktep	(%)	ktep	(%)	ktep	(%)	ktep	(%)	ktep	(%)	ktep	(%)	ktep	(%)	
2000	22.137	18,2%	64.663	53,2%	15.223	12,5%	2.943	2,4%	16.211	13,3%	382	0,3%	121.559	4,91%	
2001	20.105	16,2%	66.622	53,7%	16.405	13,2%	4.132	3,3%	16.602	13,4%	298	0,2%	124.164	2,14%	
2002	22.679	17,7%	67.334	52,4%	18.757	14,6%	2.808	2,2%	16.422	12,8%	458	0,4%	128.458	3,46%	
2003	21.046	15,9%	69.233	52,3%	21.255	16,1%	4.584	3,5%	16.125	12,2%	109	0,1%	132.352	3,03%	
2004	22.000	15,9%	71.018	51,4%	24.671	17,9%	4.128	3,0%	16.576	12,0%	-260	-0,2%	138.133	4,37%	
2005	22.514	15,9%	71.765	50,6%	29.120	20,5%	3.527	2,5%	14.995	10,6%	-116	-0,1%	141.805	2,66%	
2006	19.849	14,1%	70.759	50,4%	30.298	21,6%	4.227	3,0%	15.669	11,2%	-282	-0,2%	140.520	-0,91%	
2007	21.874	15,3%	70.848	49,6%	31.602	22,1%	4.772	3,3%	14.360	10,0%	-495	-0,3%	142.961	1,74%	
2008	15.630	11,3%	68.110	49,4%	34.783	25,2%	4.897	3,6%	15.368	11,1%	-949	-0,7%	137.839	-3,58%	

(1) Incluye eólica y fotovoltaica

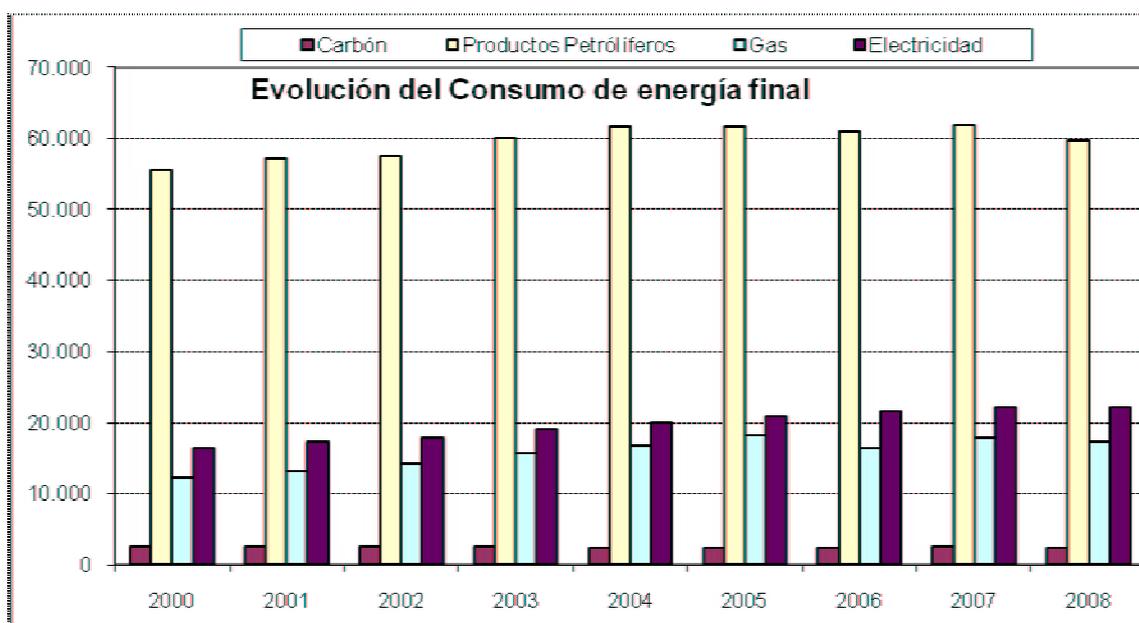
Fuente: Secretaría General de la Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)

Evolución del Consumo de Energía Final (datos en k tep)

Consumo de Energía Final en España						
	Carbón	Productos Petrólferos	Gas	Electricidad	Total	VAR
	ktep	ktep	ktep	ktep	ktep	%
2000	2.546	55.628	12.292	16.306	86.772	5,00%
2001	2.544	57.255	13.208	17.292	90.299	4,06%
2002	2.486	57.642	14.224	17.791	92.143	2,04%
2003	2.436	60.082	15.601	19.038	97.157	5,44%
2004	2.405	61.689	16.720	19.914	100.728	3,68%
2005	2.424	61.780	18.119	20.867	103.190	2,44%
2006	2.265	60.919	16.430	21.540	101.154	-1,97%
2007	2.498	61.928	17.756	22.154	104.336	3,15%
2008	2.355	59.663	17.281	22.088	101.387	-2,83%

No incluye renovable

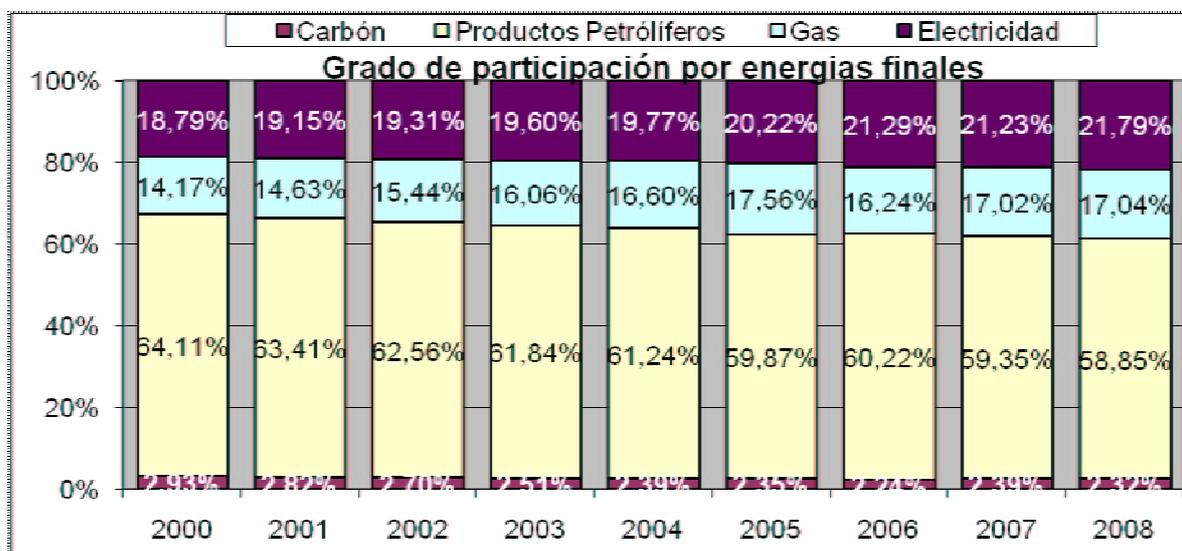
Fuente: Secretaría General de la Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría General de la Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)

Porcentaje de participación de cada tipo de energía respecto del total



Elaboración Propia

Fuente: Secretaría General de la Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)

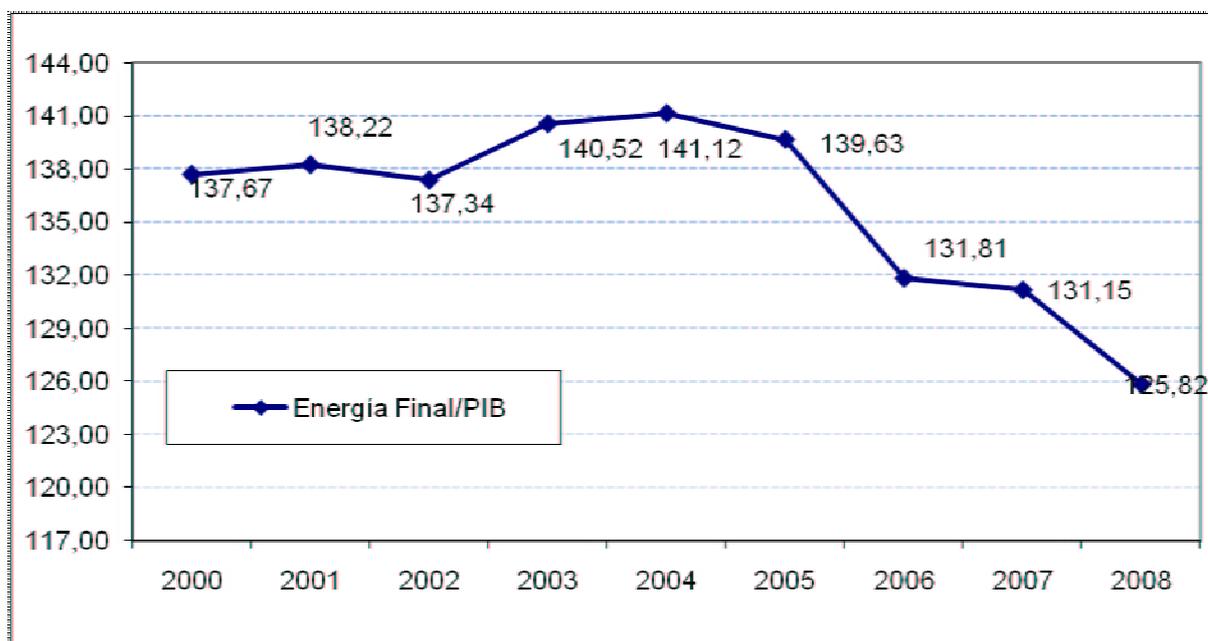
Evolución del Consumo Final en función del PIB y de la Población

	PIB miles de millones € 2000	Energía Final/PIB ktep / miles de millones € 2000	Población millones de habitantes	Energía Final / Población ktep / millón hab.
2000	630,30	137,67	40,5	2.142,52
2001	653,30	138,22	41,12	2.195,99
2002	670,90	137,34	41,84	2.202,27
2003	691,40	140,52	42,72	2.274,27
2004	713,80	141,12	43,2	2.331,67
2005	739,00	139,63	44,11	2.339,38
2006	767,40	131,81	44,71	2.262,45
2007	795,56	131,15	45,20	2.308,32
2008	805,80	125,82	46,16	2.196,43

Elaboración Propia

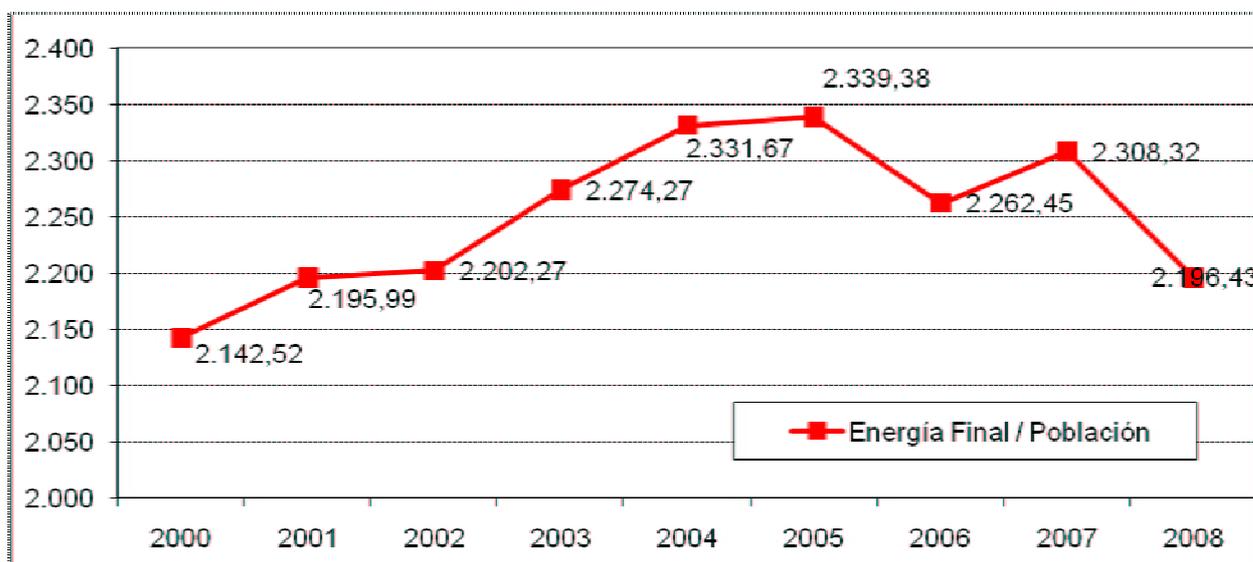
Fuente: Secretaría General de la Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)

Consumo de energía final (en ktep) por cada unidad de PIB (miles de millones de euros del año 2000)



Elaboración Propia
Fuente: Secretaría General de la Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)

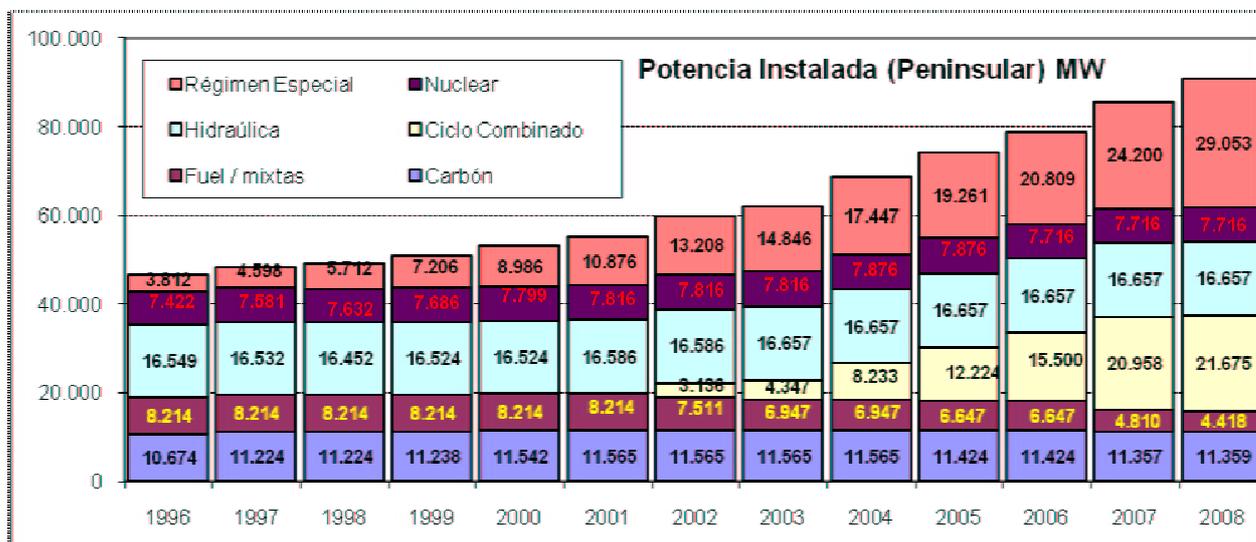
Consumo de energía final (en ktep) por cada millón de habitantes



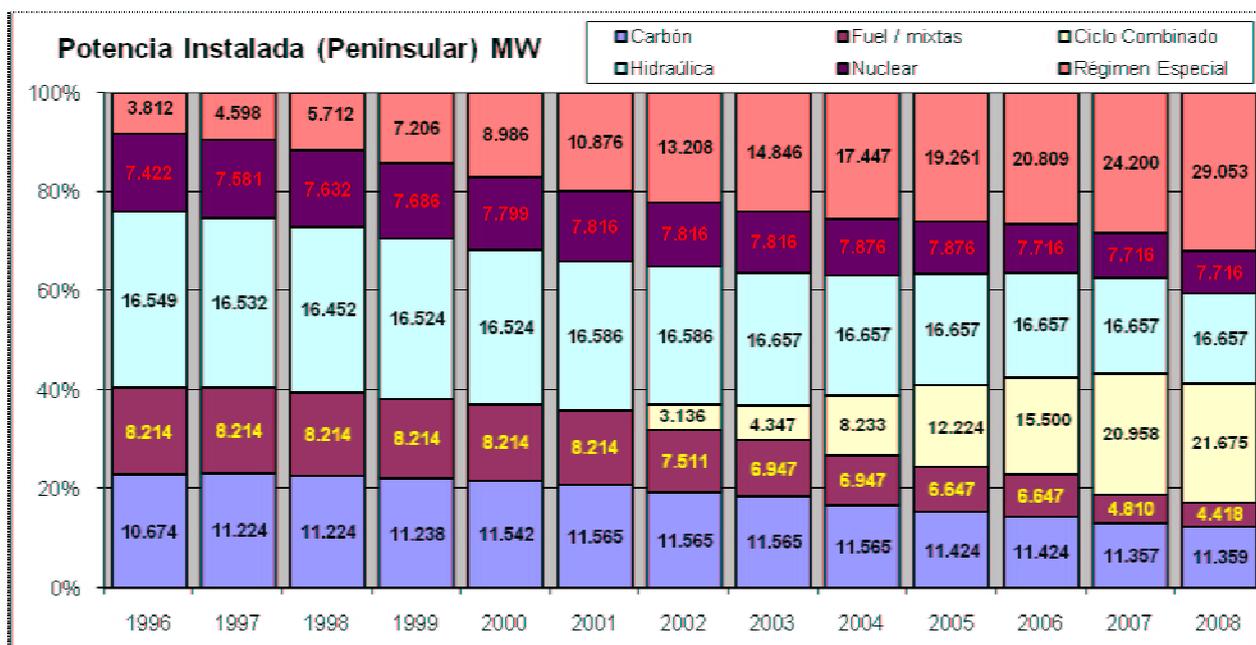
Elaboración Propia
Fuente: Secretaría General de la Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)

Gráficos del sector eléctrico

Evolución de la Potencia Instalada en la Península

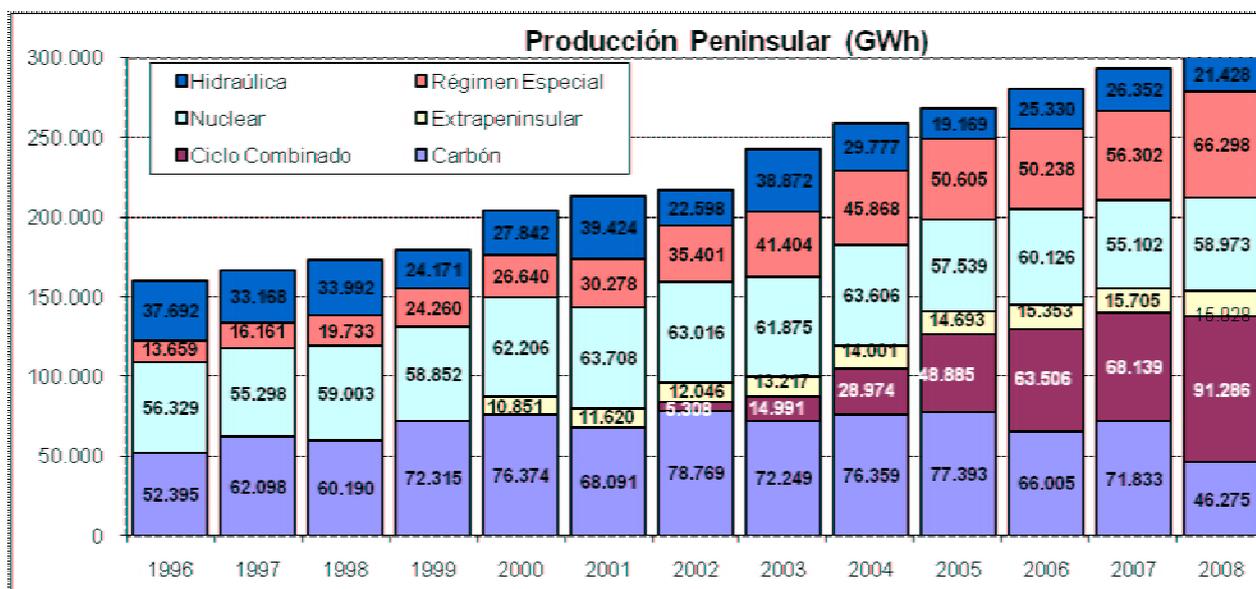


Elaboración Propia
Fuente: Red Eléctrica de España

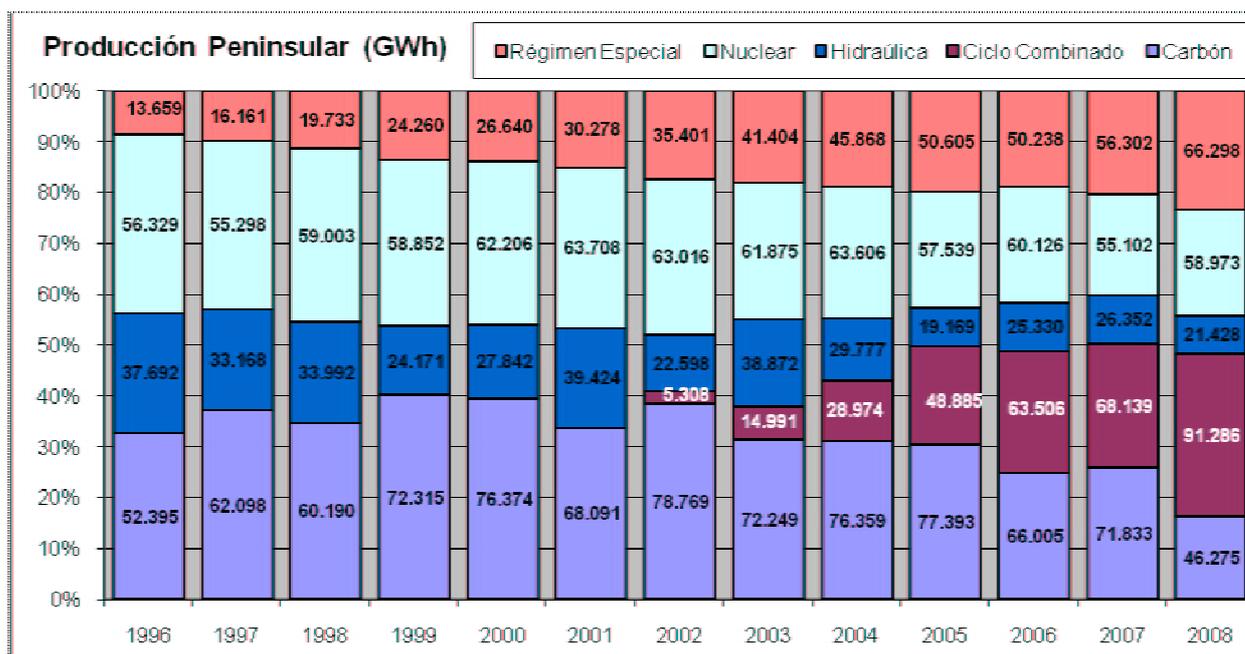


Elaboración Propia
Fuente: Red Eléctrica de España

Evolución de la Producción de energía eléctrica en la Península



Elaboración Propia
Fuente: Red Eléctrica de España



Elaboración Propia
Fuente: Red Eléctrica de España

Asignación de Derechos de Emisión, según los Planes Nacional de Asignaciones- Datos en toneladas de CO₂

Grupo Empresarial	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ENDESA	42.063.410	38.851.585	36.663.785	29.354.894	27.464.548	26.191.150	24.779.945	24.753.640
Carbón	28.889.757	25.937.949	22.613.566	19.408.708	18.110.263	17.040.282	16.870.017	16.850.457
Fuel	264.037	103.681						
Ciclo Combinado	1.796.188	1.384.994	2.128.158	1.911.124	1.874.803	1.874.803	1.874.803	1.874.803
Extrapeñinsular	11.113.428	11.424.961	11.922.061	8.035.062	7.479.482	7.276.065	6.035.125	6.028.380
IBERDROLA	12.553.452	12.050.586	12.466.018	6.833.521	6.431.363	5.991.825	5.921.751	5.913.515
Carbón	5.503.747	4.941.402	4.308.079	3.192.837	2.859.284	2.419.746	2.349.672	2.341.436
Fuel	763.047	299.630						
Ciclo Combinado	6.286.658	6.809.554	8.157.939	3.640.684	3.572.079	3.572.079	3.572.079	3.572.079
UNIÓN FENOSA	12.277.342	12.104.132	13.027.079	9.781.311	8.617.870	8.060.521	7.942.084	7.898.841
Carbón	10.170.224	9.183.730	8.061.376	7.002.285	5.891.659	5.334.310	5.215.873	5.172.629
Fuel	236.089	92.706						
Ciclo Combinado	1.871.029	2.827.696	4.965.703	2.779.026	2.726.212	2.726.212	2.726.212	2.726.212
VIESGO	3.898.722	3.396.347	2.648.043	2.786.946	2.145.799	1.825.573	1.758.277	1.734.154
Carbón	3.672.246	3.307.416	2.648.043	2.786.946	2.145.799	1.825.573	1.758.277	1.734.154
Fuel	226.476	88.931						
Ciclo Combinado								
HC	9.844.125	8.725.313	7.712.857	5.460.123	4.826.566	4.523.508	4.470.291	4.459.179
Carbón	8.946.031	8.032.816	7.003.471	5.150.729	4.523.052	4.219.994	4.166.777	4.155.665
Fuel								
Ciclo Combinado	898.094	692.497	709.386	309.394	303.514	303.514	303.514	303.514
GAS NATURAL	3.592.376	4.674.355	5.852.435	2.883.734	2.834.929	2.834.929	2.834.929	2.834.929
Ciclo Combinado	3.592.376	4.674.355	5.852.435	2.883.734	2.834.929	2.834.929	2.834.929	2.834.929
OTROS	2.170.394	5.597.685	6.029.781	3.646.375	3.582.437	3.582.437	3.582.437	3.582.437
Carbón								
Fuel								
Ciclo Combinado	2.170.394	5.597.685	6.029.781	3.553.362	3.489.424	3.489.424	3.489.424	3.489.424
Cogeneración				71.567	71.567	71.567	71.567	71.567
Biomasa	0	0	0	21.446	21.446	21.446	21.446	21.446
Extrapeñinsular								
TOTAL	86.399.821	85.400.002	84.399.998	60.746.904	55.903.512	53.009.943	51.289.714	51.176.694
Carbón	57.182.005	51.403.313	44.634.535	37.541.505	33.530.057	30.839.905	30.360.616	30.254.341
Fuel	1.489.649	584.948	0	0	0	0	0	0
Ciclo Combinado	16.614.739	21.986.780	27.843.402	15.077.324	14.800.960	14.800.960	14.800.960	14.800.960
Cogeneración	0	0	0	71.567	71.567	71.567	71.567	71.567
Biomasa	0	0	0	21.446	21.446	21.446	21.446	21.446
Extrapeñinsular	11.113.428	11.424.961	11.922.061	8.035.062	7.479.482	7.276.065	6.035.125	6.028.380

Elaboración Propia

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente. Planes Nacionales de Asignación

Resumen del déficit de derechos de emisión y del coste del déficit por empresa y tecnología

toneladas de CO2	2005				2006				2007			
	Asignación Definitiva	Consumo	Déficit derechos	Coste Déficit	Asignación Definitiva	Consumo	Déficit derechos	Coste Déficit	Asignación Definitiva	Consumo	Déficit derechos	Coste Déficit
ENDESA	41.797.390	50.854.290	-9.056.900	164.116.341	38.057.685	45.737.382	-7.679.697	-132.628.66	36.104.538	48.195.391	-12.090.853	-7.903.151
Carbón	28.889.757	35.987.265	-7.097.508	-128.611.010	25.937.949	31.960.226	-6.022.277	-104.004.488	22.613.566	33.566.408	-10.952.842	-7.159.293
Fuel	264.037	1.586.070	-1.322.033	-23.956.013	103.681	630.135	-526.454	-9.091.840	0	251.893	-251.893	-164.649
Ciclo Combinado	1.796.188	1.839.975	-43.787	-793.446	1.384.994	1.711.563	-326.569	-5.639.834	2.930.111	3.068.240	-138.129	-90.288
Extrapeninsular	10.847.408	11.440.980	-593.572	-10.755.872	10.631.061	11.435.458	-804.397	-13.891.905	10.560.861	11.308.850	-747.989	-488.921
IBERDROLA	12.553.452	14.058.975	-1.505.523	-27.280.963	11.670.070	11.620.279	49.790	859.876	12.466.018	11.829.432	636.586	416.103
Carbón	5.503.747	6.883.302	-1.379.555	-24.998.345	4.941.402	5.103.667	-162.265	-2.802.310	4.308.079	6.719.735	-2.411.656	-1.576.372
Fuel	763.047	2.635.137	-1.872.090	-33.923.368	299.630	1.568.134	-1.268.504	-21.907.006	0	254.028	-254.028	-166.045
Ciclo Combinado	6.286.658	4.540.536	1.746.122	31.640.749	6.429.038	4.948.479	1.480.559	25.569.192	8.157.939	4.855.669	3.302.270	2.158.519
UNIÓN FENOSA	13.114.251	16.487.965	-3.373.714	-61.133.668	12.825.625	15.822.068	-2.996.443	-51.748.462	12.504.331	18.577.166	-6.072.834	-3.969.490
Carbón	10.170.224	13.156.659	-2.986.435	-54.115.946	9.183.730	11.488.015	-2.304.285	-39.794.912	8.061.376	13.492.002	-5.430.626	-3.549.713
Fuel	236.089	869.913	-633.824	-11.485.262	92.706	652.393	-559.687	-9.665.764	0	228.642	-228.642	-149.451
Ciclo Combinado	2.707.938	2.461.393	246.545	4.467.540	3.549.189	3.681.661	-132.472	-2.287.786	4.442.955	4.856.522	-413.567	-270.327
VIESGO	3.898.722	6.045.981	-2.147.259	-38.909.591	3.396.347	4.157.539	-761.192	-13.145.756	2.648.043	4.102.698	-1.454.655	-950.831
Carbón	3.672.246	5.261.442	-1.589.196	-28.797.163	3.307.416	3.946.523	-639.107	-11.037.353	2.648.043	4.096.473	-1.448.430	-946.762
Fuel	226.476	784.539	-558.063	-10.112.429	88.931	211.016	-122.085	-2.108.403	0	6.225	-6.225	-4.069
HIDROCANTÁBRICO	9.844.125	12.918.377	-3.074.252	-55.707.248	8.725.313	11.347.150	-2.621.837	-46.265.603	7.712.857	11.926.938	-4.214.081	-2.754.522
Carbón	8.946.031	12.147.558	-3.201.527	-58.013.545	8.032.816	10.711.780	-2.678.964	-46.265.603	7.003.471	11.261.357	-4.257.886	-2.783.155
Ciclo Combinado	898.094	770.819	127.275	2.306.298	692.497	635.370	0	0	709.386	665.581	43.805	28.633
GAS NATURAL	3.592.376	2.481.685	1.110.691	20.126.372	4.167.601	5.664.159	-1.496.558	-25.845.498	5.675.088	5.758.991	-83.903	-54.843
Ciclo Combinado	3.592.376	2.481.685	1.110.691	20.126.372	4.167.601	5.664.159	-1.496.558	-25.845.498	5.675.088	5.758.991	-83.903	-54.843
OTROS	3.007.303	2.728.979	278.324	5.043.398	4.397.678	3.757.896	639.781	11.048.997	7.896.822	5.386.512	2.510.310	1.640.857
Ciclo Combinado	3.007.303	2.728.979	278.324	5.043.398	4.397.678	3.757.896	639.781	11.048.997	7.859.686	5.358.194	2.501.492	1.635.093
Resto				0				0	37.136	28.318	8.818	5.764
TOTAL	87.807.619	105.576.252	17.768.633	321.978.041	83.240.318	98.106.474	14.866.156	257.724.512	85.007.697	105.777.127	-20.769.430	-13.575.877
Carbón	57.182.005	73.436.226	-16.254.221	-294.536.008	51.403.313	63.210.211	-11.806.898	-203.904.665	44.634.535	69.135.975	-24.501.440	-16.015.294
Fuel	1.489.649	5.875.659	-4.386.010	-79.477.071	584.948	3.061.677	-2.476.729	-42.773.013	0	740.788	-740.788	-484.214
Ciclo Combinado	18.288.557	14.823.387	3.465.170	62.790.911	20.620.996	20.399.128	164.741	2.845.071	29.775.165	24.563.196	5.211.969	3.406.788
Extrapeninsular	10.847.408	11.440.980	-593.572	-10.755.872	10.631.061	11.435.458	-804.397	-13.891.905	10.560.861	11.308.850	-747.989	-488.921
Resto									37.136	28.318	8.818	5.764

Elaboración Propia / Fuente: Informes de Aplicación de la Ley 1 / 2005. Precios Medios anuales. www.sendeco2.com

El Sector Eléctrico Español ante el desafío del Protocolo de Kioto: Diferentes alternativas de inversión

Cuadro resumen de las centrales nucleares en España

Central Nuclear	Fecha Explotación Comercial	Fecha próx. Renovación	Fecha Vida útil (40 años)	Producción 2007 (GWh)	% Princip total nacional	Propietarios	Ahorro Emisiones (sobre Princip)
Sta. Mª de Garoña	marzo-71	Princip-09	marzo-11	3.482,29	1,18%	Nuclenor (*) 100%	3.319.527,63
Almaraz I	mayo-81	junio-10	mayo-21	8.510,11	2,88%	Iberdrola 53% Endesa 36% Unión Fenosa 11%	8.112.347,14
Almaraz II	octubre-83	junio-10	octubre-23	7.437,27	2,52%	Iberdrola 53% Endesa 36% Unión Fenosa 11%	7.089.651,72
Ascó I	diciembre-84	octubre-11	diciembre-24	7.915,91	2,68%	Endesa 100%	7.545.920,07
Ascó II	marzo-86	octubre-11	marzo-26	7.420,88	2,51%	Endesa 85% Iberdrola 15%	7.074.027,79
Cofrentes	Princip-84	marzo-11	Princip-24	6.240,14	2,11%	Iberdrola 100%	5.948.475,62
Vandellós II	marzo-88	Princip-10	marzo-28	5.531,11	1,87%	Endesa 72% Iberdrola 28%	5.272.585,71
Trillo	agosto-88	noviembre-14	agosto-28	8.501,73	2,88%	Iberdrola 48% Unión Fenosa 34,5% Hidrocantábrico 15,5% Nuclenor (*) 2%	8.104.358,82
TOTAL				55.039,44	18,65%		52.466.894,50

(*)

50 % Endesa

50 % Iberdrola

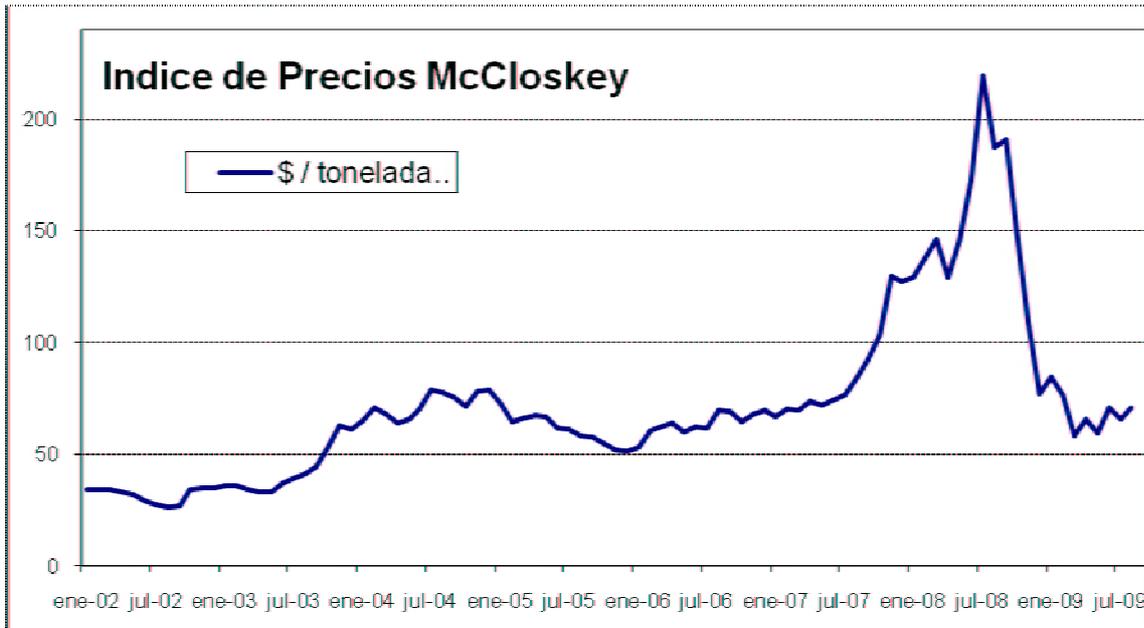
Elaboración Propia

Fuente: Foro Nuclear

El Sector Eléctrico Español ante el desafío del Protocolo de Kioto: Diferentes alternativas de inversión

Evolución de los precios de los principales combustibles en dólares y el efecto del euro sobre el precio final

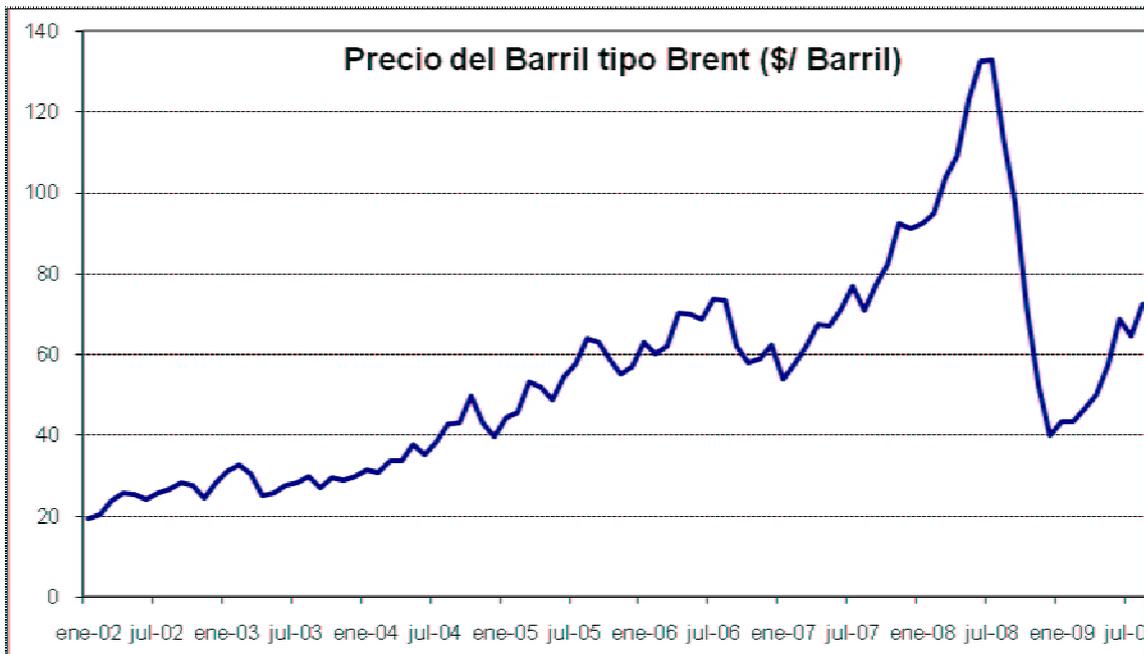
Precio del Carbón – Índice de referencia Mc Closkey-



Elaboración Propi

Fuente: Carbunión

Precio del Petróleo -referencia barril tipo Brent-

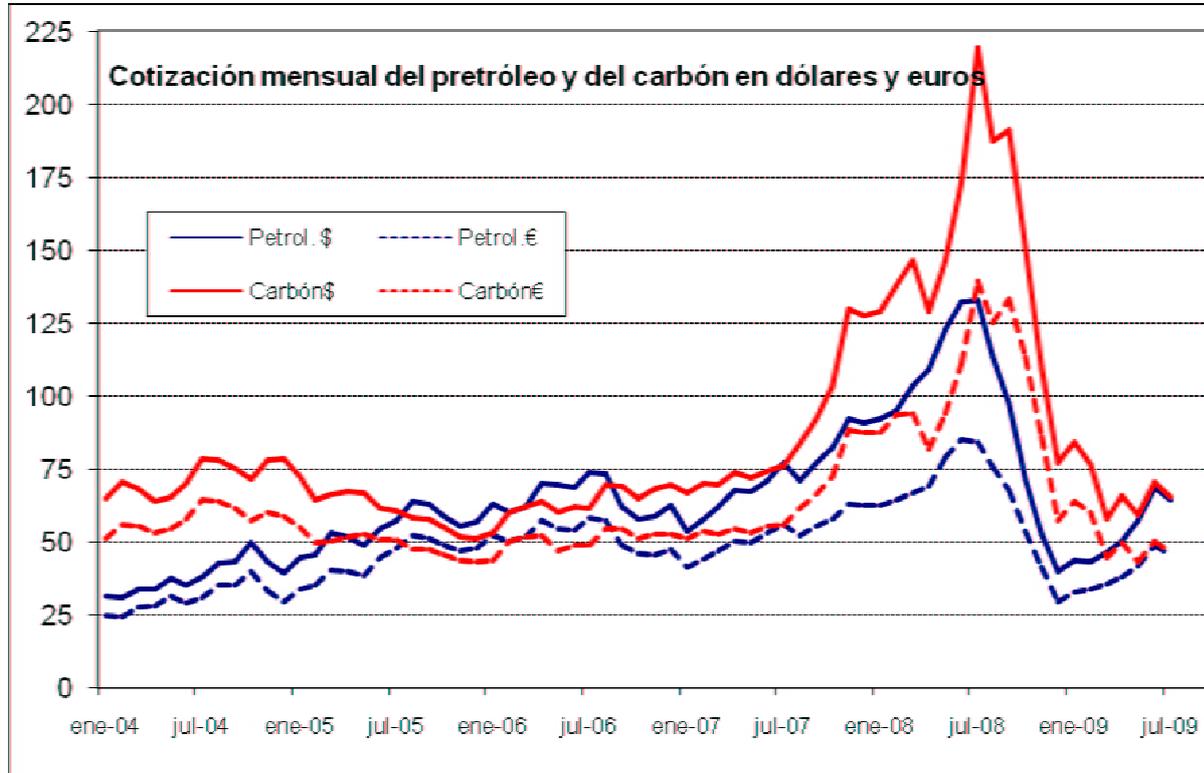


Elaboración Propi

El Sector Eléctrico Español ante el desafío del Protocolo de Kioto: Diferentes alternativas de inversión

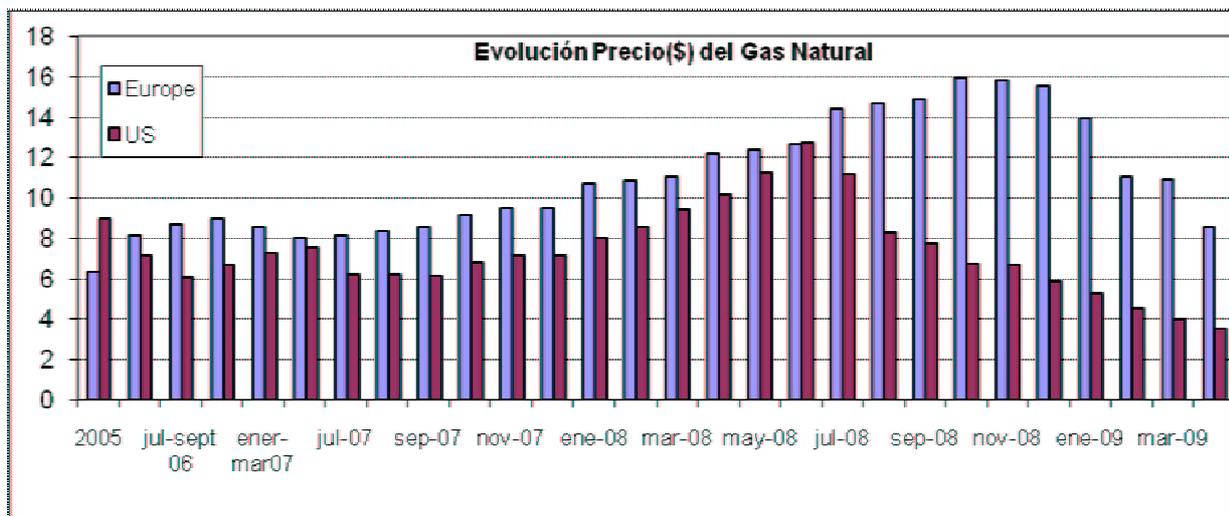
Fuente: U.S. Energy Information Administration

Comparación de los precios del carbón y del petróleo en euros y en dólares



Elaboración Propia

Precio del Gas Natural (\$/mmbtu)



Elaboración Propia

Fuente: Banco Mundial (Commodity Price Data)