

9

La reestructuración de la industria nacional del carbón (1990-2005)

Durante sus tres primeros años de vigencia, el NSCCT, como hemos comprobado en el capítulo anterior, no sirvió para conseguir el objetivo de mejorar la competitividad de las explotaciones mineras. Por el contrario, la situación económica de las empresas empeoró y fue necesario un aumento de las ayudas que no encajaba con el carácter transitorio de la Decisión 2064/86/CECA, norma que obligaba a su progresiva disminución mediante la puesta en marcha de planes de reestructuración, racionalización y modernización.

Estos fueron los argumentos utilizados por la Comisión cuando, en diciembre de 1989, se dirigió al Gobierno español reclamándole un plan de reducción de las ayudas públicas a las empresas mineras sin contrato-programa, es decir, un recorte de los pagos que OFICO realizaba a las compañías eléctricas con el objeto de reembolsarles los suplementos de precio abonados a los productores de carbón⁶⁶³. Unos meses más tarde, el 25 de julio de 1990, otra Decisión de la institución comunitaria reclamaría también el recorte de las ayudas a las empresas con contrato-programa.

En definitiva, lo que se le demandaba al Gobierno español era el inicio de un proceso de reestructuración similar al que estaban llevando a cabo, desde principios de la década de los ochenta, los demás Estados miembros. No obstante, debido a que la disminución inmediata de las ayudas colocaría en una situación crítica a las regiones vinculadas a la minería del carbón, la Comisión invitó al Ejecutivo español a presentar antes del 30 de junio de 1990 un plan que permitiera aligerar, en el horizonte del 31 de diciembre de 1993, los pagos compensatorios efectuados en el marco del NSCCT. Éste fue el origen del Plan de Reordenación del Sector del Carbón, presentado en Bruselas el 17 de julio de 1990 y dirigido a las empresas beneficiarias de las intervenciones financieras de OFICO; unas empresas que contaban en 1989 con una plantilla de 10.500 trabajadores, y cuya capacidad de producción rondaba los 4,4 millones de toneladas anuales⁶⁶⁴.

⁶⁶³ Decisión 90/1989 CECA de 20 de diciembre de 1989 (DOL 105 de 25 de abril de 1990).

⁶⁶⁴ La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos creó, con fecha 22 de febrero de 1990, una Comisión Interministerial (Ministerios de Industria y Energía, Economía y Hacienda, y Trabajo y Seguridad Social) para llevar a cabo el diseño del Plan. Los sindicatos exigieron la negociación de su contenido y, para conseguirlo, convocaron una huelga para el día 1 de marzo de 1990. Como consecuencia de estas movilizaciones se constituyó, el 5 de abril de 1990, una mesa tripartita, en la que se hallaban representados Carbuniión, los sindicatos y la Administración del Estado. Se abrió, así, el proceso negociador reclamado por los trabajadores, aunque desde el primer momento se hizo patente la existencia de numerosos obstáculos en el camino hacia el consenso. Según José Antonio Martínez Fidalgo, subdirector general de la Vasco-Leonesa, «sindicatos y empresarios coincidían, en

9.1. El Plan de Reordenación del Sector del Carbón (1990-1993)

El Plan, cuyo horizonte se extendía hasta el 31 de diciembre de 1993, contemplaba el recorte de los suplementos de precio, las líneas directrices de la reestructuración del sector carbonero español que se beneficiaba de las ayudas de OFICO, y las reducciones de actividad necesarias para conseguir los objetivos fijados. En un primer momento, la disminución de la capacidad de producción se fijó en 1,5 millones de toneladas (un 35 por 100 de la capacidad de las empresas receptoras de los suplementos de precio), y el descenso del empleo se cifró en 4.600 puestos de trabajo (un 44 por 100 de las plantillas de dichas compañías). Conforme a las previsiones iniciales del Plan, a su término las empresas afectadas por la reordenación que se mantuvieran en el mercado presentarían perspectivas de viabilidad económica a largo plazo⁶⁶⁵.

La materialización del Plan requería la elaboración, antes del 31 de diciembre de 1990, de programas individuales donde se recogieran sus repercusiones en cada una de las empresas. Desde luego, sus consecuencias más importantes eran las que se referían a la disminución de la capacidad de producción. Ésta debía realizarse mediante el cierre total o parcial de minas, entendiendo por cierre parcial una minoración de la actividad superior al 40 por 100. Las medidas de cierre se reforzaron con la prohibición de que las empresas inviables pudieran incrementar sus suministros de carbón a precio de referencia.

El Plan de Reordenación del Sector del Carbón recibió el oportuno respaldo legal el 31 de octubre de 1990, mediante una Orden ministerial que, sin contar con el apoyo expreso de empresarios y sindicatos⁶⁶⁶, supuso de hecho el primer plan de reestructuración de la minería privada del carbón en España (Vega, 2000)⁶⁶⁷.

Que la Orden ministerial de octubre de 1990 no se refiriera a las compañías con contrato-programa no quiere decir que la reestructuración que se iba a iniciar en nuestro país se limitara únicamente a las empresas que percibían suplementos de precios, sino que los caminos que, en un principio, siguieron las reordenaciones de ambos grupos se mantuvieron separados.

Así, el Gobierno español notificó también a la Comisión un plan para mejorar la competitividad de las tres empresas con contrato-programa. En él se contemplaba una rebaja de la capacidad de producción de 895.000 toneladas (23 por 100) y la pérdida de 6.541 empleos (32 por 100)⁶⁶⁸. Una vez examinado, la Comisión constataba que, dada la constante degradación de las condiciones geológicas, estos recortes no contribuirían a aumentar notablemente la competitividad de las tres compañías, ya que el coste de producción por tonelada seguiría

principio, en la necesidad de ampliar el alcance del Plan a todas las empresas, no sólo a aquéllas que carecen de contratos-programa. Las centrales (UGT y CC.OO.) iban más allá en sus discrepancias de partida, ya que, aun admitiendo la inevitable pérdida de empleo, abogaban —y abogan— por una política de creación de puestos de trabajo que compense íntegramente el sacrificio laboral» (*Diario de León*, 7 de marzo de 1991). El Plan de Reordenación del Sector del Carbón fue aprobado por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos el 28 de junio de 1990.

⁶⁶⁵ Los datos proceden de la Decisión de la Comisión 91/599/CECA de 19 de diciembre de 1990 (DO L 324 de 17 de noviembre de 1991).

⁶⁶⁶ El rechazo de las centrales sindicales al Plan de Reordenación se hizo patente en la huelga del 15 de enero de 1991, seguida por más del 80 por 100 de los trabajadores del sector. Los planteamientos sindicales se recogieron en un documento presentado el 1 de febrero de 1991 por las Federaciones Estatales de Minería de Comisiones Obreras y UGT. Bajo el título *Plataforma unitaria sobre la necesidad de una planificación concertada con los agentes sociales en el sector minero*, los sindicatos sólo admitían la reducción de empleo en los casos de agotamiento total del yacimiento, proponían medidas concretas de reindustrialización, consideraban necesario el diseño de una política minera que velara por los intereses de los recursos españoles y que redujera la excesiva dependencia que en materias primas mineras tenía nuestro país, exigían la elaboración de un plan energético nacional que apostara por el carbón nacional, y reclamaban una nueva fórmula de precios.

⁶⁶⁷ La Orden ministerial (BOE 267 de 7 de noviembre de 1990) regula de forma genérica las nuevas modalidades de compensación.

⁶⁶⁸ Los datos proceden de la Decisión de la Comisión 93/145/CECA.

aumentando. Pese a ello, autorizó las ayudas planificadas tras considerar, por un lado, que su importe no superaba al aprobado en 1990, y, por otro, que las medidas, al escalonar en el tiempo el cierre de los pozos que no tenían perspectivas de viabilidad económica, contribuirían a resolver los problemas sociales y regionales derivados de la evolución de la industria del carbón. Al mismo tiempo, la Comisión acogía favorablemente el hecho de que las ayudas a las tres empresas con contrato-programa se incluyeran en los presupuestos públicos. En otras palabras, la institución comunitaria saludaba los primeros atisbos de transparencia en las ayudas concedidas por el Estado a la industria carbonera española.

En lo que sigue nos referiremos al Plan de Reordenación del Sector del Carbón, es decir, a la reestructuración de la minería sin contrato-programa, o, para ser más precisos, de aquella parte de esta minería que percibía suplementos de precio, que es a la que se dirigió no toda, pero sí el grueso de la reestructuración. En definitiva, fue este Plan el que determinó la evolución de la industria carbonera leonesa, y dio cobertura al cierre de la minería en la cuenca de Sabero. No obstante, conviene insistir en que ni las ayudas públicas ni los problemas de viabilidad eran exclusivos de la fracción del mercado a la que se dirigió. Dejando a un lado la minería amparada por contratos-programa, todas las empresas del denominado primer segmento (las que contaban con contratos de suministro al precio de referencia) percibían ayudas, ya que el precio al que vendían el carbón era superior al internacional, e incorporaba, por consiguiente, una subvención encubierta a los productores.

TABLA 183

La reordenación de la minería subterránea en las empresas sin contrato-programa, según el PEN 1991-2000

	1989	1994	%
Plantilla	22.773	16.404	-28,0
Suministro térmico total (kt)	10.811	9.387	-13,2
Número de empresas	172	107	-37,8
Productividad (t/h/año)	475	572	20,4
Coste medio (ptas. 89/th PCS)	2,274	2,051	-9,8
Coste de la reordenación (millones de ptas. de 1990)		125.000	

Fuente: PEN 1991-2000

El Plan de Reordenación del Sector del Carbón se convirtió en una de las piezas de la planificación energética española. El Plan Energético Nacional 1991-2000, el último plan estatal de carácter vinculante en materia de generación de energía eléctrica, lo integró como uno más de sus mecanismos. En el PEN se fijaban, para el conjunto de la minería subterránea sin contrato-programa, los siguientes objetivos en el horizonte de 1994: reducir los costes de producción del carbón nacional, lo que permitiría una disminución de la cuantía de las ayudas de Estado; alcanzar una mejora de la productividad media en minería subterránea del 15 por 100; consolidar una capacidad a cielo abierto en torno a los seis millones de toneladas; mejorar los niveles de seguridad en las minas, mediante una acción coordinada de las comunidades autónomas; y regenerar el tejido industrial en los entornos afectados por los cierres o reducciones de capacidad en la minería.

Las previsiones contenidas en el Plan Energético Nacional 1991-2000 se recogen en la tabla 183. En 1994, según estas previsiones, los rendimientos de la minería subterránea alcanzarían 572 toneladas anuales por trabajador, lo que significaba un incremento del 20 por 100 con respecto al nivel de partida de 1989 (superior, pues, al propio objetivo fijado). Por su parte, el coste medio de la termia de PCS, en pesetas constantes, disminuiría durante la vigencia del Plan en casi un 10 por 100. El coste de estos avances se medía en términos de producción (13 por 100 menos), cierre de empresas (65) y, ante todo, pérdida de puestos de trabajo: más de 6.000 trabajadores se quedarían sin empleo a lo largo de los cuatro primeros años de vigencia del PEN, con lo que la plantilla subterránea de las empresas sin contrato-programa se vería aligerada un 28 por 100. Los costes de la reestructuración se completaban con una notable ayuda de 125.000 millones de pesetas, destinada a financiar sus distintas medidas.

A la vista de estos planteamientos, es preciso preguntarse por la idoneidad de los objetivos de la planificación. ¿Si realmente tuvieran que competir en el mercado internacional, de qué les serviría a las empresas sin contrato-programa aumentar sus rendimientos un 20 por 100 o disminuir sus costes medios un 10 por 100, ante la distancia que las separaba de los niveles exhibidos por los productores extranjeros? El punto clave no residía en que se consiguieran o no los objetivos marcados, sino en la irrelevancia de los propios objetivos. Es posible que no hubiese sido realista fijar metas más ambiciosas para un lapso tan corto como el de vigencia del Plan. Pero es precisamente en esta planificación a corto plazo donde residió el principal inconveniente.

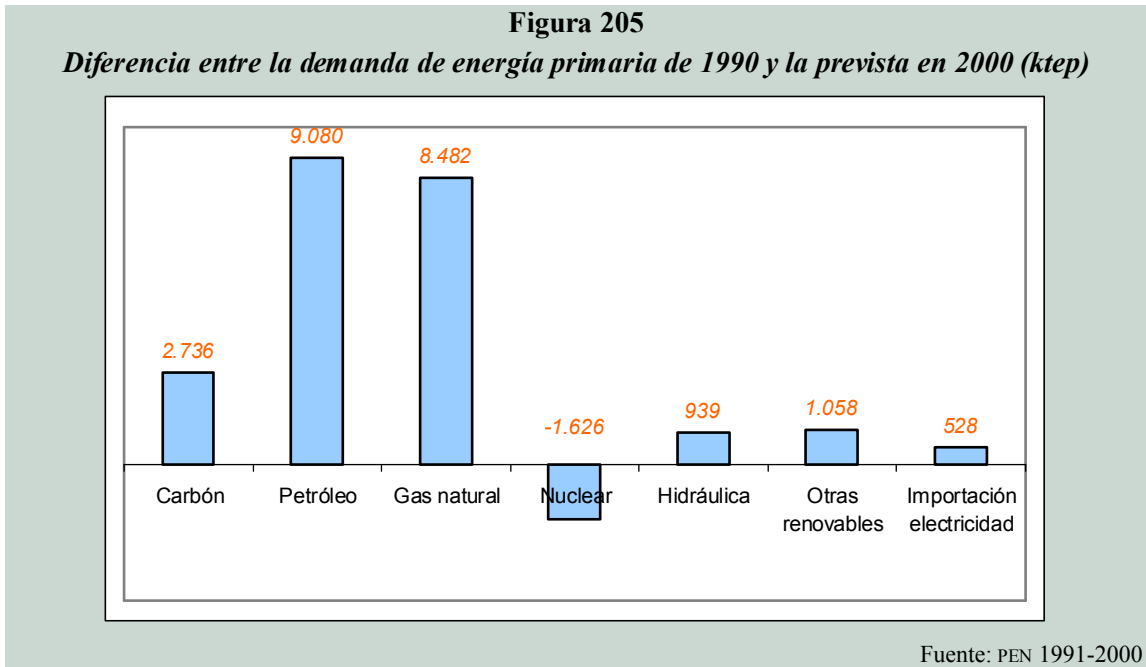
La Comisión Europea, aunque conocía el estado real de la minería nacional, cuando instaba al Gobierno español a tomar medidas, lo hacía refiriéndose únicamente a la punta del iceberg del problema: los suplementos de precio, que no eran más que la calderilla de un sistema de ayudas que tenía en los precios de referencia su instrumento fundamental. El Gobierno español, por su parte, diseñó un plan para cumplir estrictamente con las exigencias comunitarias, la reducción de los suplementos de precio, desentendiéndose de los auténticos males del sector, que eran otros, más generales y difíciles de abordar.

El paradójico resultado fue un plan que logró sus objetivos, pero que hizo que la industria carbonera española se alejara aún más de la viabilidad económica. Se perdió así una excelente oportunidad para diseñar y poner en marcha un plan a largo plazo (1990-2002, por ejemplo) con el que acometer la reconversión que el sector necesitaba, utilizando de forma efectiva las ayudas no sólo para hacerla menos traumática, sino, sobre todo, para impulsar decididamente una política de desarrollo alternativo de las zonas mineras. Si tenemos en cuenta que la extracción de carbón era (y es) una actividad inviable en la mayoría de las comarcas españolas, esta política, convenientemente acompañada con la reducción de la actividad extractiva, habría evitado, por ejemplo, el trato discriminatorio que supuso para algunas cuencas, como la de Sabero, el abandono precipitado de la minería.

En cualquier caso, el PEN 1991-2000 significó, en línea con el Plan de Reordenación del Sector del Carbón, un recorte del peso del mineral nacional en la generación de electricidad. Fue la consecuencia del intento de lograr un adecuado equilibrio entre los grandes objetivos, en ocasiones contrapuestos, de la política energética: eficiencia⁶⁶⁹, coste, diversificación, autoabastecimiento y protección medioambiental. A tal fin, la evolución prevista de la estructura de la demanda de energía primaria reflejaba un aumento del gas natural y de las energías renovables, un ligero descenso de la importancia relativa del petróleo y el carbón, y una

⁶⁶⁹ El PEN preveía una reducción del 12 por 100 en el ratio consumo de energía primaria/PIB.

disminución más pronunciada de la participación de la energía nuclear. En términos absolutos, sin embargo, la demanda de todas las fuentes de energía, salvo la nuclear, aumentaba en el período de planificación (figura 205).



Concretamente, el PEN preveía cubrir con carbón el 12,9 por 100 del aumento de la demanda de energía primaria, lo que suponía aumentar su consumo desde los 18,8 millones de tec de 1990 hasta los 21,5 millones de tec en 2000. La causa de este aumento radicaba en el nuevo equipamiento eléctrico planeado, un 22,5 por 100 de cuya potencia correspondía a centrales térmicas de carbón.

Este incremento de la potencia instalada y el mayor consumo de carbón se traducirían, según el PEN, en un crecimiento de la generación de electricidad a partir del combustible sólido, que pasaría de 55.467 GWh en 1990 a 69.109 GWh en 2000, es decir, aumentaría un 25 por 100.

En principio, pudiera parecer que estos incrementos colisionaban con los objetivos de restricción de la producción de interior del Plan de Reordenación. Sin embargo, no era así. En primer lugar, porque el PEN recurrió al carbón obtenido a cielo abierto para evitar el elevado coste del carbón subterráneo; y, en segundo, porque un porcentaje creciente del consumo de carbón térmico debería cubrirse con importaciones: el 47,7 por 100 en 2000, frente al 37,7 por 100 en 1990. El recurso a la hulla extranjera significaba un retroceso del 3,8 por 100 de la demanda de carbón térmico nacional, resultado neto de la caída del consumo de mineral subterráneo y del incremento del procedente de explotaciones a cielo abierto.

TABLA 184
Demanda de carbón como energía primaria (miles de tec)

	1990	2000	Diferencia	%
Carbón nacional	11.689	11.243	-446	-3,8
Carbón importado	7.073	10.255	3.182	45,0
Total	18.762	21.498	2.736	14,6
Autoabastecimiento	62,3%	52,3%	-10,0	-16,1

Fuente: PEN 1991-2000

TABLA 185
Nuevo equipamiento eléctrico previsto en el PEN 1991-2000

	MW	%
Hidráulica	902	10,77
Carbón nacional	1.338	15,97
Carbón de importación	550	6,57
Turbinas de gas	300	3,58
Gas natural	1.835	21,91
Importación de Francia	1.000	11,94
Autoprodutores	2.452	29,27
Total	8.377	100,00

Fuente: PEN 1991-2000

El PEN justificaba el uso del carbón nacional por su contribución al logro de los objetivos de diversificación de las fuentes de energía y autoabastecimiento. No obstante, su consumo ocasionaba, además de graves impactos ambientales, mayores costes para el sistema energético, contrarios al objetivo de eficiencia. La descripción que se hace en el PEN de este último problema es sumamente ilustrativa. Por razones de autoabastecimiento, la Comunidad Económica Europea se había manifestado partidaria de que los países miembros permitieran un mayor coste del carbón nacional respecto al extranjero de hasta un 15 por 100, debiendo considerarse como ayuda de Estado cualquier importe adicional. El PEN exponía que en esas circunstancias la utilización de carbón nacional sería prácticamente nula, y que con un «sobrecoste» del 100 por 100 se alcanzaría simplemente un grado de autoabastecimiento del 50 por 100, y esto utilizando únicamente carbón obtenido a cielo abierto, lo que provocaría la contracción del empleo minero hasta el 10 por 100 de su volumen en 1990. El PEN reconocía, pues, la carga que para el sistema energético y, en general, para el sistema económico español suponía la utilización de carbón térmico de origen nacional. Una carga que también se hacía claramente visible en los precios relativos de este recurso. Estos precios equivalían a pagar por el barril de petróleo entre 55 y 78,5 dólares, cuando, en 1990, la cotización al contado del barril de Brent ascendía a 24 dólares⁶⁷⁰.

Sorprendentemente, en el PEN se reconocía un papel positivo al NSCCT como instrumento para garantizar una oferta estable y cada vez más competitiva de carbón nacional.

⁶⁷⁰ BP Statistical Review of World Energy 2000.

Si bien esa mayor competitividad se hacía descansar, como ya se ha apuntado, en las explotaciones a cielo abierto, a las que se hicieron extensivas algunas de las supuestas ventajas del NSCT. De esta forma, aunque el precio del mineral obtenido en las cortas continuaría fijándose libremente, pasaría, también, a estar referido a contratos de suministro a largo plazo. Circunstancia que permitiría, en opinión del planificador, la adecuada explotación de las principales reservas a cielo abierto y un descenso de sus precios de venta. Asimismo, a partir del 1 de enero de 1991, las compensaciones por almacenamiento abonadas a las centrales térmicas se aplicarían a todos los carbones amparados por contratos a largo plazo, independientemente de que el precio fuera el de referencia o uno pactado libremente, e incluirían, por tanto, el mineral procedente de las destrozadas⁶⁷¹.

En cualquier caso, este carbón, cuyo consumo estimado aumentaba un 60 por 100 en el período de planificación, se convirtió en la pieza fundamental para alcanzar uno de los objetivos del PEN: la aproximación gradual del precio medio del carbón térmico nacional al coste marginal a largo plazo del importado. Ésta fue la razón de que los nuevos grupos de potencia eléctrica de carbón nacional, que en todos los casos eran ampliaciones de centrales en cuencas en explotación, se abastecieran con producción obtenida a cielo abierto.

Hacia la misma finalidad de reducción de los precios, se encaminaban tanto los recortes de actividad de las explotaciones menos productivas propiciados por el Plan de Reordenación como el aumento del consumo de hulla importada en las centrales que se seguirían (y se siguen) denominando, a pesar de ello, «de carbón nacional». A este mineral importado le reservaba el PEN 1991-2000 dos objetivos adicionales, relacionados con las reservas de carbón y con la protección del medio ambiente.

TABLA 186
Nueva potencia eléctrica de carbón en el PEN 1991-2000

Grupo	Características	Potencia MW
El Bierzo	Carbón pulverizado/hulla, cielo abierto	350
Puentenuevo 4	Carbón pulverizado/ hulla, cielo abierto	350
Puertollano 2	Gasificación (GICC)/ hulla, cielo abierto	338
Puertollano 3	Lecho fluido atmosférico/ hulla cielo abierto	150
Teruel 4	Lecho fluido atmosférico/lignito negro, cielo abierto y mixtos de lavadero	150
Almería	Carbón importado	550
Total		1.888

Fuente: PEN 1991-2000

En efecto, la mezcla del mineral nacional con el importado permitiría mitigar, en parte, el pesimismo de las previsiones relativas a la duración de las reservas, que el PEN fijaba en 25 años para el carbón CECA y en 14 para el lignito pardo. Es cierto que este tipo de cálculos está sujeto a un alto grado de incertidumbre, puesto que la definición de reserva se aplica a la parte de los recursos susceptible de ser explotada a un coste inferior al precio vigente, algo que puede verse alterado por la propia evolución del mercado o por aquellos avances tecnológicos que, al

⁶⁷¹ Orden de 14 de febrero de 1992 (BOE 46 de 22 de febrero). La compensación por gastos de almacenamiento se desglosó en dos componentes: uno destinado a compensar los gastos de financiación de las existencias; y el otro, a resarcir a las térmicas de las mermas físicas.

rebajar los costes de extracción, convierten en reservas explotables recursos que antes no lo eran. Pero tampoco hay que olvidar que, en la estimación realizada, el precio de venta que servía para catalogar un recurso carbonífero como reserva resultaba considerablemente más elevado que el vigente en el mercado mundial. No obstante, y a pesar de las importaciones, el PEN reconocía que las reservas de carbón limitaban las posibilidades de ampliación de la potencia eléctrica.

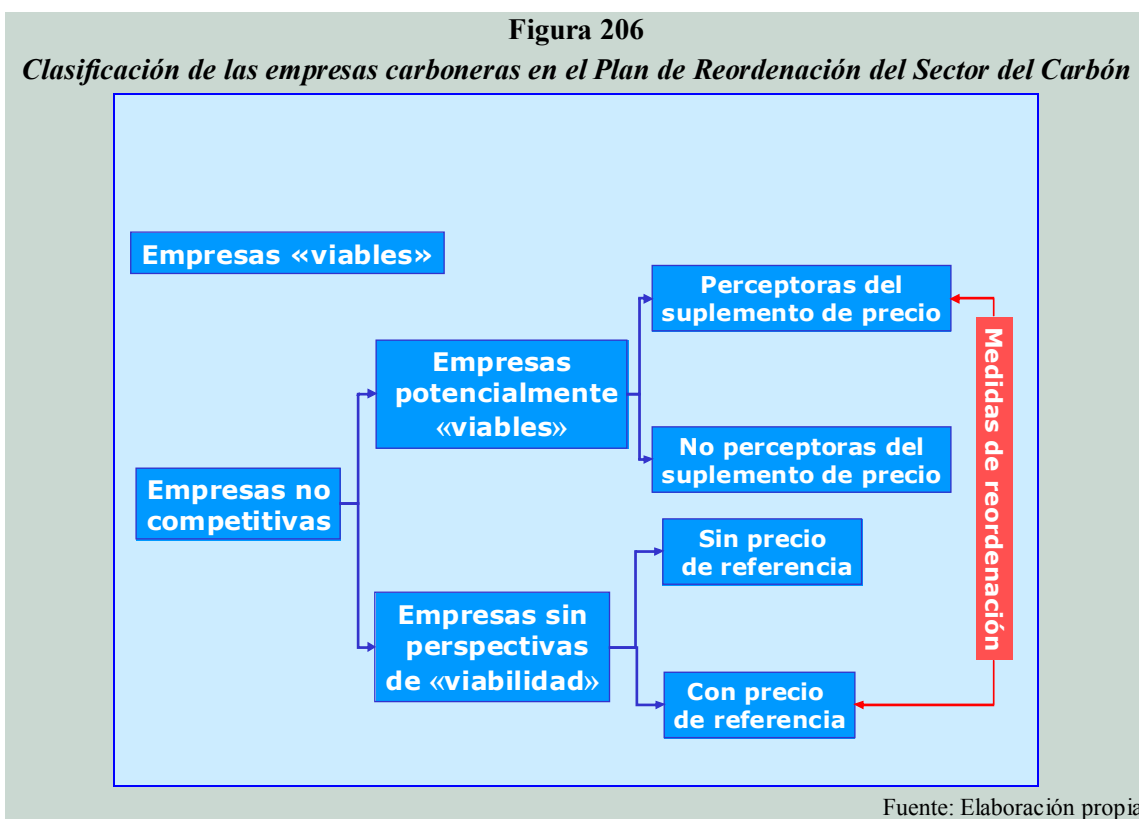
La otra misión encomendada al carbón de importación se revelaba, si cabe, más trascendental pues consistía en disminuir las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno de las centrales térmicas. Una posible medida para cumplir los límites establecidos por la Directiva 88/609/CEE era disminuir el contenido de azufre de los combustibles empleados, algo que podía lograrse con la hulla de importación debido a su mayor calidad medioambiental.

En resumen, el PEN 1991-2000 reconocía los graves problemas competitivos y medioambientales de la industria nacional del carbón. Pese a ello, este mineral seguiría desempeñando un papel esencial en la generación de energía eléctrica. Ahora bien, dadas las limitaciones de la minería subterránea española, debería recurrirse fundamentalmente al carbón de importación y al obtenido en explotaciones a cielo abierto para cubrir los futuros incrementos de la demanda. El mantenimiento de las explotaciones de interior se justificaba invocando los objetivos de diversificación de las fuentes y autoabastecimiento; pero, para lograr la necesaria disminución de las ayudas al sector, se evidenciaba inevitable su reestructuración. Una reestructuración que, en consonancia con la filosofía del Plan de Reordenación, no iba a tener su pieza fundamental en la disminución de la capacidad de producción de las empresas inviables económicamente (que eran la mayoría), sino en su recorte en aquellas calificadas como tales porque no lograban cubrir sus costes vendiendo al precio de referencia. Esto, claro está, dejaba al margen del proceso un buen número de explotaciones cuya incapacidad para competir, incluso tras las disminuciones previstas de empleo y costes, resultaba manifiesta.

Con estos planteamientos, la primera reestructuración de la industria nacional del carbón no ponía sobre la mesa los auténticos males de la minería española. Salvar la enorme diferencia de eficiencia que la separaba de los grandes productores mundiales con recortes de plantilla y la incorporación de mejoras técnicas era, simplemente, imposible. En lugar de reconocerlo abiertamente y planificar una decidida actuación reconversora, la política carbonera se limitó a expulsar del mercado a las empresas más débiles, beneficiando indirectamente a las principales compañías privadas. A continuación analizaremos detenidamente los mecanismos de esta política y sus efectos en la minería nacional de la hulla y la antracita.

9.1.1. Los mecanismos de la reestructuración

Sin lugar a dudas, suprimir los suplementos de precio a partir del 31 de diciembre de 1993 suponía, de hecho, cerrar todas las explotaciones cuyos costes de producción no evolucionaran a la baja hasta quedar por debajo del precio de referencia. Pero el cierre de una mina implicaba cuantiosos costes sociales y regionales, además de la pérdida de las inversiones realizadas por la compañía, que consisten, por lo general, en activos muy específicos no utilizables en otras actividades.



Así pues, resultaba conveniente, en primer lugar, suavizar el objetivo y plantearse, en lugar de la supresión, la disminución de los suplementos de precio (en definitiva, era lo que reclamaba la Comisión); y, en segundo lugar, tratar de lograrlo minimizando costes y compensando de alguna manera aquéllos que se evidenciaran inevitables. Para ello se subdividió el sector en dos grandes grupos de empresas (figura 206), atendiendo al criterio de si los costes de producción se situaban por encima (empresas no competitivas) o por debajo del precio de referencia (empresas «viables»). Las primeras se dividieron, a su vez, en potencialmente viables y empresas sin perspectivas de viabilidad, en función de que, en el futuro, fueran capaces, o no, de eliminar sus pérdidas vendiendo al precio de referencia. Las medidas de la reestructuración no iban destinadas a todas las empresas con problemas de competitividad, sino únicamente a las potencialmente viables que vinieran percibiendo el suplemento de precio, y a las empresas sin perspectivas de viabilidad acogidas al precio de referencia (con independencia de que percibieran o no los suplementos de precio).

Con estas premisas, casi inmediatamente se comenzó a preparar la aplicación del Plan. Así, el 18 de julio de 1990 —es decir, el día siguiente de su presentación en Bruselas— la Comisión de Seguimiento del NSCCT acordó constituir un grupo de trabajo para el estudio de las medidas que deberían adoptarse para hacerlo operativo. Tres meses más tarde, tras reconocer que con la puesta en marcha del NSCCT no se había operado un saneamiento satisfactorio en la minería del carbón, el grupo elevó a la Comisión de Seguimiento varias propuestas⁶⁷².

Para las empresas carboneras, la más significativa resultó ser la referida a los suministros que cada una de ellas contrataba anualmente a precio de referencia (que continuarían refiriéndose exclusivamente al carbón subterráneo): la pretensión era que tuvieran

⁶⁷² Propuesta de acuerdos a la Comisión de Seguimiento del NSCCT de fecha 19 de octubre de 1990 (Archivo de la Fundación Hullera Vasco-Leonesa).

como límite máximo los efectuados en 1989, salvo excepción muy justificada y aprobada por la Comisión de Seguimiento. La idea consistía sencillamente en que sólo las empresas viables pudieran incrementar sus suministros a precio de referencia. En cambio, las inviables debían optar entre acogerse a las medidas de cierre (total o parcial) o mantener sus entregas de carbón a precio de referencia como máximo al nivel de 1989. Para el resto del mineral susceptible de ser contratado a largo plazo, se mantenía el principio de la negociación libre y directa entre productores y consumidores, siempre sobre la base de un plan estratégico.

El grupo de trabajo planteó también la conveniencia de suprimir la figura de las asociaciones de empresas con producción inferior a 50.000 toneladas anuales, aunque respetando el derecho de las constituidas entre 1987 y 1989 a suscribir contratos de suministro a precio de referencia. Era la prueba inequívoca de que esa figura no había respondido a los objetivos fijados.

Terminaba el documento del grupo de trabajo refiriéndose a la financiación de la reestructuración. El coste de las medidas debería ser sufragado con fondos del Estado y de OFICO, pero de manera que los desembolsos de este último quedaran compensados con la disminución del importe de la factura del carbón. Esta disminución sería consecuencia del descenso de los suministros a precio de referencia, de su sustitución por carbones nacionales procedentes de explotaciones a cielo abierto, del progresivo aumento de las importaciones y de la reducción de las existencias en los parques de las centrales hasta el nivel de las técnicamente necesarias. Si la rebaja de la factura del carbón no llegaba a cubrir las aportaciones previstas de OFICO, la diferencia se incorporaría a los presupuestos públicos. Como los recursos de OFICO procedían en última instancia de la tarifa eléctrica, la propuesta suponía mantener inalterado, durante la vigencia del Plan, el porcentaje de dicha tarifa destinado directa o indirectamente a subvencionar el carbón nacional.

Sobre la base del documento elaborado por el grupo de trabajo, la Comisión de Seguimiento del NSCCT, el 22 de octubre de 1990, adoptó el acuerdo de que los suministros de cada empresa a precio de referencia correspondientes a 1991, 1992 y 1993 no superaran el suministro real de 1989, salvo que la empresa, en el desarrollo de sus planes estratégicos, hubiera contribuido al cumplimiento de los objetivos del NSCCT⁶⁷³. Esta excepción se intentó concretar en las reuniones siguientes, hasta que en la celebrada el 18 de abril de 1991 se precisaron los requisitos para que una compañía minera se considerara una excepción a la norma de la limitación de los suministros.

En primer lugar, debería ser positivo un ratio cuyo objetivo era estimar, partiendo de los datos del trienio 1987-1989, el patrimonio neto de la empresa al finalizar el período de reestructuración. El valor positivo de este indicador se consideraba imprescindible de cara a la viabilidad futura de la compañía. La segunda condición consistía en que igualmente resultara positivo el patrimonio neto el 31 de diciembre de 1990. En tercer lugar figuraba la exigencia de que la compañía, durante la vigencia del NSCCT, hubiera cumplido razonablemente sus obligaciones con los organismos públicos. El cuarto requisito obligaba a las empresas a garantizar un grado de autofinanciación mínimo, en concreto que la relación entre los recursos propios y los ajenos fuera igual o superior a 35/65. En quinto lugar figuraba la condición de que la calidad de los carbones se ajustara a los requerimientos ambientales. El sexto condicionante se refería a que, según las últimas previsiones, los suministros anuales en el período 1991-1993 superaran a los realizados en 1989.

⁶⁷³ Exposición del director general de Minas y de la Construcción recogida en el acta número 37 de fecha 18 de abril de 1991.

Las compañías mineras que cumplieran todos los requisitos podrían aumentar sus suministros. Los casos de aquéllas que cumplieran, o se comprometieran a cumplir, el segundo (neto patrimonial positivo) y el tercero (autofinanciación), y, además, llegaran a un acuerdo con la Administración para aplazar su deuda, serían analizados para decidir si procedía autorizar el incremento (excepciones especiales). El resto de las empresas debía optar entre mantener sus suministros a precio de referencia al nivel, como máximo, de los efectuados en 1989, o acogerse a las medidas de reordenación, es decir, contraer de forma sustancial su producción.

Estos relevantes acuerdos de la Comisión de Seguimiento del NSCCT se superpusieron a la regulación legal de la reestructuración contenida en la escueta Orden ministerial de 31 de octubre de 1990, cuyas disposiciones se desarrollaron mediante las Resoluciones de la Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico de fecha 10 de diciembre de 1990 y 30 de julio de 1991, y fueron complementadas por las Órdenes ministeriales de 14 de febrero de 1992 y 30 de abril de 1993.

A través de estas normas se diseñaron cuatro mecanismos, que, en forma de ayudas o compensaciones financieras, se pondrían, o no, en juego en función del grupo en el que quedara incluida la empresa (figura 206) y de las características específicas de su reestructuración. Estos cuatro mecanismos fueron el anticipo del suplemento de precio, la compensación de la reducción de la producción, la compensación de los aspectos laborales y las ayudas a la reindustrialización. Analizaremos seguidamente el papel de cada uno de ellos en el incipiente proceso de racionalización de la industria carbonera privada.

La reestructuración de las empresas potencialmente viables tenía como objetivo mejorar su competitividad mediante el descenso de sus deudas y costes, lo que conllevaría una mejora de sus resultados y, por consiguiente, una disminución de las ayudas. Si la productividad avanzaba lo suficiente, sería incluso posible una rebaja de los precios que recortara las diferencias con los vigentes en el mercado mundial. Pero todo ello requería recursos con los que acometer las inversiones precisas y cancelar una parte del pasivo. Para conseguirlos, se estableció la posibilidad del pago anticipado del suplemento de precio correspondiente al cuatrienio 1990-1993. La condición era, lógicamente, destinar su importe a la financiación de un plan estratégico, cuyas medidas debían ser sufragadas, además, con la obligatoria aportación previa, por parte de la empresa, de una cantidad equivalente, como mínimo, al coste financiero que devengaría el anticipo al tipo de interés interbancario. La subvención percibida se puede considerar una ayuda destinada a cubrir pérdidas de explotación, según la terminología de la Decisión 2064.

Ambos, anticipo y aportación del productor, debían destinarse prioritariamente a cancelar, al menos, la mitad de la deuda originada por cargas acumuladas del pasado. Cumplida esta condición, se podría aplicar el importe restante a financiar inversiones rentables que crearan o mantuvieran puestos de trabajo. En cualquier caso, los beneficiarios renunciarían a la percepción del suplemento de precio a partir de 1993. Desde este año, por tanto, el problema (de los suplementos de precio, no de la viabilidad) quedaba resuelto para el grupo formado por las unidades potencialmente viables.

Los tres mecanismos restantes tenían como destinatarias a las empresas inviables. Éstas debían proceder al cierre de sus explotaciones o a una reducción parcial de sus suministros de origen subterráneo a las centrales térmicas. En cualquier caso, la minoración media anual sería, al menos, del 40 por 100 en el cuatrienio 1990-1993, con relación a los suministros realizados en el trienio 1987-1989; para ello venían obligadas a presentar a la Administración un plan de disminución de la actividad antes del 31 de diciembre de 1990. En contrapartida percibirían un

pago compensatorio canalizado a través de las compañías eléctricas. Como de costumbre, una vez aprobado por la Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico, OFICO liquidaba el importe correspondiente a la eléctrica, y ésta se lo hacía llegar a la empresa minera. En definitiva, estos pagos compensatorios, que eran incompatibles con los suplementos de precio, se financiaban, al igual que éstos, con cargo a la tarifa eléctrica.

El pago compensatorio tenía dos componentes: la compensación por reducción de la producción y la compensación laboral (se correspondía, pues, con la ayuda a la cobertura de cargas heredadas del pasado de la Decisión 2064). Posteriormente, se añadiría una compensación complementaria destinada a financiar la reindustrialización de las cuencas mineras afectadas por el proceso de reestructuración.

La justificación de la compensación por reducción de la producción residía en la depreciación extraordinaria de los bienes de la compañía minera ocasionada por el proceso de cierre o de disminución de actividad. Para la hulla y la antracita, su cuantía máxima se estableció, en los casos de disminución de los suministros, en 2,01 pesetas por cada termia reducida; y en los de cierre, en 2,51 pesetas/termia. Por tanto, si se abandonaba la explotación, la ayuda rondaba las 10.000 pesetas por tonelada para un carbón con un poder calorífico de 4.000 termias/tonelada. Calculada de esta forma, es cuando menos dudoso que cumpliera con el requisito imprescindible para que fuera considerada compatible con el mercado común, esto es, que su cuantía no superara la de los costes que pretendía cubrir. Su importe debía destinarse de forma prioritaria a la cancelación de las deudas contraídas con el personal, la Seguridad Social, Hacienda y los proveedores.

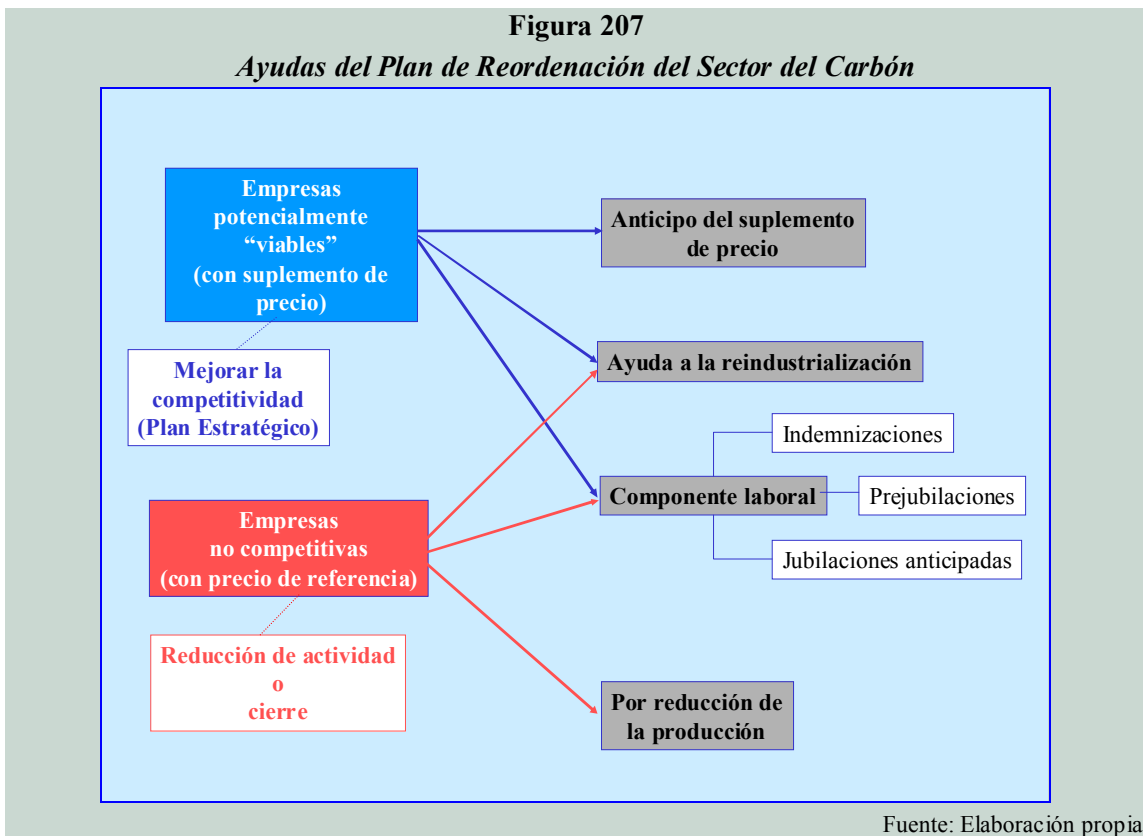
El componente laboral tenía como finalidad hacer frente a una parte de los costes económicos y sociales derivados de la destrucción de puestos de trabajo. El ajuste de la plantilla requería la elaboración de un plan de disminución de la capacidad productiva negociado entre la empresa y la representación de los trabajadores. Este plan, una vez aprobado por la Comisión Interministerial creada al efecto, servía de base al Ministerio de Trabajo para autorizar la reducción de personal mediante la resolución del oportuno expediente laboral de regulación de empleo.

La percepción de la compensación laboral únicamente por las empresas no competitivas que procedieran a recortar sus suministros discriminaba a las compañías potencialmente viables que, al acometer los cambios necesarios en su proceso productivo, se encontrarán, como era de esperar, con excedentes laborales. Este inconveniente se resolvió extendiendo la compensación laboral a estas empresas, siempre que los representantes de los trabajadores se mostraran de acuerdo con los excedentes laborales derivados de la planificación empresarial⁶⁷⁴.

El componente laboral del pago compensatorio financiaba las indemnizaciones, las prejubilaciones y las jubilaciones anticipadas. En el primer caso, la ayuda cubría las dos terceras partes de las cantidades que las empresas mineras abonaran a los trabajadores que perdieran su puesto de trabajo como consecuencia de la reestructuración, siempre que el promedio de las indemnizaciones no rebasara la cifra de cinco millones de pesetas por trabajador fijo en plantilla. El exceso que pudieran pactar las partes por encima de este importe no era objeto de ayuda. Existía la posibilidad de traspasar parte de esta ayuda a otra empresa que ofreciera empleo a los trabajadores afectados, para lo cual se necesitaba el consentimiento de los representantes del personal.

⁶⁷⁴ Orden de 14 de febrero de 1992 del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (BOE 46 de 22 de febrero).

La financiación de las prejubilaciones consistía en el pago de los salarios y las cotizaciones sociales de los trabajadores afectados por el proceso de reordenación que pudieran acceder a un plan de prejubilaciones. Estos planes incluían a los trabajadores fijos en plantilla que, al concluir el período contemplado en el plan estratégico, tuvieran 55 o más años de edad equivalente y 47 o más años de edad física, y que antes o al cumplir los 60 años de edad física alcanzaran los 65 años de edad equivalente, de manera que pudieran acceder a la jubilación ordinaria⁶⁷⁵. A estos trabajadores se les garantizaba el 80 por 100 de la retribución salarial bruta media de los seis meses anteriores, cuantía que se actualizaba anualmente.



La aportación, en el caso de las jubilaciones anticipadas, consistía en el 60 por 100 de la ayuda equivalente a la jubilación anticipada y de las cotizaciones a la Seguridad Social correspondientes. Los beneficiarios eran los trabajadores que, durante el período contemplado en su respectivo plan estratégico, tuvieran 58 o más años de edad física o bonificada, siempre que su bonificación resultara insuficiente para acogerse al sistema de las prejubilaciones.

Finalmente, la compensación destinada a financiar la reindustrialización tenía como objetivo paliar los negativos efectos de la reestructuración, incentivando inversiones alternativas

⁶⁷⁵ En el régimen especial de la minería del carbón, los trabajadores deben tener cumplidos, como regla general, los 65 años de edad para tener derecho a la pensión de jubilación. Ahora bien, esta edad mínima se rebaja en un período equivalente al que resulte de aplicar, al período de tiempo efectivamente trabajado en cada una de las categorías y especialidades profesionales, el coeficiente que corresponda según una escala que abarca del 5 hasta el 50 por 100. De esta manera, por ejemplo, en el caso de un picador que acreditase 30 años de tiempo efectivamente trabajado, la edad mínima de jubilación se adelanta 15 años (el 50 por 100 de 30), es decir, a los 50 años de edad (edad física). Véase el folleto titulado *Acción protectora del Régimen Especial de la Minería del Carbón* editado por el Instituto Nacional de la Seguridad Social en 1990.

a la minería en las comarcas afectadas⁶⁷⁶. La compensación iba dirigida tanto a las zonas que habían sufrido los efectos de la disminución de los suministros de las empresas no competitivas como a aquellas otras donde la planificación realizada por las empresas potencialmente viables había generado excedentes laborales. En el primer caso, el importe de la compensación se fijó en el 7,5 por 100 del importe correspondiente a la compensación por reducción de la producción; en el segundo, en el 7,5 por 100 de la cuantía del anticipo de los suplementos de precio. Al no ser los productores de carbón sus beneficiarios, esta compensación quedaba fuera del ámbito de aplicación de la Decisión 2064.

TABLA 187
Ayudas aprobadas por la Comisión Europea (millones de pesetas)

	1990	1991	1992	1993	TOTAL
Empresas sin contrato-programa					
Suplementos de precio	12.625	6.208	2.286	2.059	23.178
Gastos sociales excepcionales			34.258		34.258
Depreciaciones y otras cargas excepcionales			27.917		27.917
Inversiones		1.440		3.500	4.940
Total empresas sin contrato-programa					90.293
Empresas con contrato-programa					
Para cubrir pérdidas de explotación	50.034	50.034	50.034	49.878	199.980
Gastos sociales excepcionales			11.687		11.687
Depreciaciones y otras cargas excepcionales			11.395		11.395
Total empresas con contrato-programa					223.062
Total					313.355

Fuente: Decisiones de la Comisión 91/599/CECA de 17 de diciembre de 1990 (DO L 324 de 26 de noviembre de 1991), 93/145/CECA de 23 de diciembre de 1992 (DO L 57 de 10 de marzo de 1993) y 93/146/CECA de 23 de diciembre de 1992 (DO L 057 de 10 de marzo de 1993)

Las ayudas directas autorizadas por la Comisión Europea para el período que estamos analizando (tabla 187) ascendieron a 313.355 millones de pesetas, y mantuvieron su ya tradicional sesgo favorable a las empresas con contrato-programa, que recibieron el 71 por 100 del importe total. Las empresas sin contrato-programa sólo percibieron 90.293 millones de pesetas, cuantía que no se debe identificar con el coste de la reordenación de este segmento de la industria, puesto que los precios de referencia en 1993 estaban a punto de triplicar a los vigentes en el mercado mundial (figura 208). Esto significa que las ayudas implícitas en ellos eran muy importantes: las correspondientes a 1993 ascendieron a 79.683 millones de pesetas, es decir, que superaron en un 44 por 100 a las autorizadas por la Comisión para ese año, y representaron el 47 por 100 de todas las ayudas efectivamente concedidas. Éstas, según el Ministerio de Industria y Energía, totalizaron (incluyendo las implícitas en los precios de referencia) 168.389 millones de pesetas en 1993⁶⁷⁷.

⁶⁷⁶ Orden de 30 de abril de 1993 del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (BOE 113 de 12 de mayo).

⁶⁷⁷ Véase el *Panorama Minero* de 1994 del IGME.

La subvención encubierta que significaba la existencia de unos precios de referencia mucho más elevados que los internacionales permitió un reparto más equilibrado de las ayudas entre los dos grandes grupos de empresas, puesto que eran las compañías sin contrato-programa sus principales beneficiarias. Éstas percibieron, entre 1989 y 1993, de forma directa o indirecta, 335.677 millones de pesetas, el 44 por 100 de todas las ayudas destinadas al sector, que alcanzaron la cifra de 756.474 millones de pesetas. En otras palabras, para las empresas privadas el precio de referencia supuso una ayuda de aproximadamente 240.000 millones de pesetas en ese período, de ahí que los suplementos de precio (23.178 millones) se puedan calificar como la calderilla del sistema de ayudas.

Pese a la tibieza de la reestructuración y a la cuantía de las subvenciones percibidas por la industria carbonera, los costes sociales de esta primera etapa del proceso fueron muy altos. Más de 15.000 puestos de trabajo perdidos (algo más de 13.000 en la minería de la hulla y la antracita) y numerosas comarcas, cuyo único soporte económico se desvanecía rápidamente, constituían el precio más caro de una política que, con mayor contundencia y parecidas consecuencias, llevaba casi una década cerrando minas en Europa.

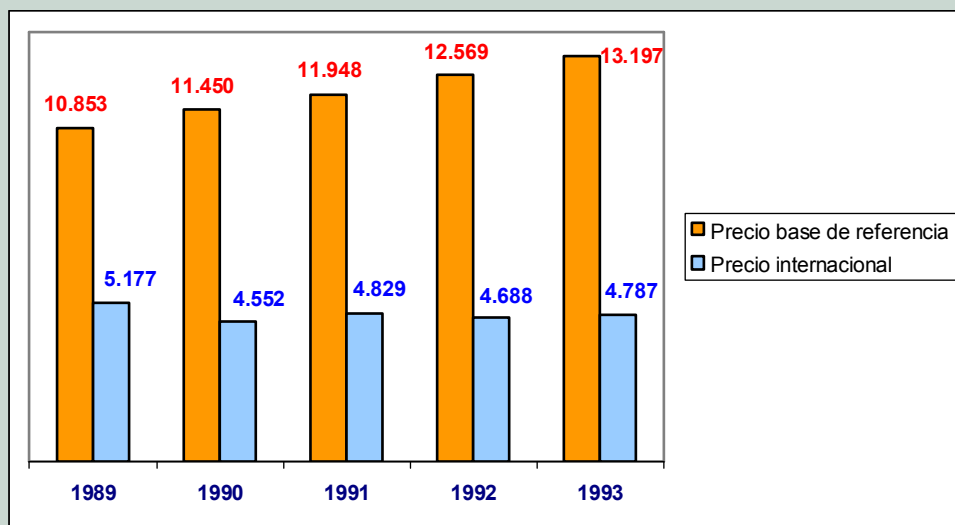
La CE respondió a esta situación con el programa RECHAR 1990-1993. Con el objetivo de atenuar las secuelas económicas y sociales de la reconversión carbonera, el programa fomentaba el reemplazo de los mineros en otras actividades, intentando mantener la riqueza en las zonas afectadas. Pero los escasos fondos destinados a este programa —39.000 millones de pesetas distribuidos a través del FEDER y del FSE— no contribuyeron a diluir la amenaza que se cernía sobre las cuencas mineras españolas. Únicamente 3.500 millones llegarían a España, y, de ellos, sólo mil a las cuencas leonesas. La elección de una clave de reparto tan arbitraria como el empleo perdido en las cuencas entre 1984 y 1989 privó a nuestro país de una ayuda algo más sustancial, en beneficio de países como el Reino Unido, Alemania, Francia o Bélgica, cuyos procesos de reconversión llevaban ya varios años en marcha cuando se inició el español⁶⁷⁸. Un coste más que hay que apuntar en el debe del tardío ajuste de la industria nacional del carbón.

9.1.2. El obligado mantenimiento de la protección

La puesta en marcha de los mecanismos expuestos, que configuraron las líneas maestras de la reordenación del sector carbonero nacional, no significó para el combustible sólido la pérdida de sus tradicionales ventajas. Ciertamente, no podía significarlo, puesto que el proceso no daría como resultado una minería competitiva.

⁶⁷⁸ En 1991 los representantes españoles en la Asociación para las Comarcas Mineras (ACOM) intentaron infructuosamente que la Comisión aumentara los fondos del programa RECHAR o que se arbitrara un mecanismo de ayuda puente para las cuencas mineras que se veían afectadas por la reconversión en España, pues de otra forma la emigración masiva haría imposible cualquier proceso reindustrializador en el futuro. Alternativamente, se solicitó el aplazamiento de la reconversión hasta que se concretara una solución que permitiera financiar el imprescindible programa de creación de empleo alternativo. La Asociación para las Comarcas Mineras se constituyó en 1988 con el objetivo de promover el carbón como fuente de energía, y de trabajar para la renovación económica y social de las comarcas mineras. Están presentes en ACOM, a través de cargos de representación comarcal o municipal, las cuencas mineras de los países de la Unión Europea.

Figura 208
Precios de la hulla y la antracita, 1989-1993 (pesetas/tonelada)



Fuente: IGME y *Estadística Minera de España*

En lo sustancial, la protección del carbón nacional siguió descansando en los mismos mecanismos que en los años anteriores a la aplicación del Plan de Reordenación. En primer lugar, las restricciones cuantitativas a las importaciones garantizaban la venta del carbón autóctono, al permitir únicamente la adquisición en el exterior de la hulla energética necesaria para satisfacer la demanda no cubierta con la producción nacional. En segundo, el NSCCT posibilitaba que las empresas españolas percibieran por sus suministros unos precios mucho más altos que los internacionales. De hecho, la mayor parte de la producción se contrataba al precio de referencia: en 1990, algo más de doce millones de toneladas de hulla y antracita se suministraron en el primer segmento del mercado (Carbajo, 1991), es decir, el 80 por 100 de la producción de ese año. El precio base de referencia de la hulla y la antracita (al que cabe calificar como un precio administrativo disfrazado, puesto que no era otra cosa que el resultado de actualizaciones sucesivas del precio oficial vigente en 1986) pasó de 10.853 pesetas/tonelada en 1989 a 13.197 en 1993 (figura 208), cuando, en este último año, la cotización de la hulla energética importada no llegaba a 4.800 pesetas/tonelada.

El perjuicio que este sistema suponía se trasladaba, vía tarifa eléctrica, a los consumidores de electricidad, en tanto que los consumidores directos de carbón nacional, las compañías eléctricas, veían solucionado su problema mediante el MLE, que les garantizaba la retribución de todos sus costes, incluidos los del combustible sólido.

De muy poco sirvió que la Comisión de las Comunidades Europeas considerara como ayuda de Estado la parte del precio del carbón nacional que superara en más de un 15 por 100 al de la hulla extranjera, el Gobierno español se limitó a establecer, «a efectos de la transparencia de precios», que el coste estándar del mineral (fijado para calcular la retribución de las centrales térmicas en el MLE)⁶⁷⁹ pasaría a ser el precio máximo del carbón, y que el exceso de éste

⁶⁷⁹ El coste estándar del carbón se calculaba mediante la fórmula tradicional:

$$\frac{P_0}{1.000} [1.000 + V_0(V - 20) + 20(25 - C)] \frac{88 - H}{78}$$

Donde:

- P_0 era el valor estándar unitario;
- V , el porcentaje de volátiles real del carbón o 20 si el porcentaje de volátiles era mayor de 20;

respecto al de la hulla de importación tendría la consideración de margen en concepto de garantía de suministro y de mantenimiento de la minería nacional⁶⁸⁰. El argumento en el que se basaba la justificación de este último componente del precio estribaba en que las centrales eléctricas españolas habían sido diseñadas para quemar un alto porcentaje de carbones de sus respectivas zonas de influencia, y que, consecuentemente, era necesario mantener la actividad minera en estas zonas si se quería garantizar los suministros⁶⁸¹.

El coste estándar era la retribución que obtenían las eléctricas por el carbón consumido, y, al mismo tiempo, el importe al que pagaban el mineral a las empresas carboneras. Por eso, en el complicadísimo sistema que fue el Marco Legal Estable, el coste estándar del carbón no sólo era el precio máximo del mineral, sino, en general, su precio efectivo, un precio que en los contratos a largo plazo rebasó en mucho más de un 15 por 100 la cotización del mineral importado, sin que la Administración española considerara el exceso como ayudas de Estado, o, al menos, así se lo comunicara a la Comisión.

Junto a las restricciones a las importaciones y los elevados precios de venta, se mantuvo vigente la compensación de los gastos de almacenamiento de carbón nacional en los parques de las centrales térmicas, añadiéndose a los gastos de financiación de los stocks (que se venían aplicando desde 1975) un componente para retribuir sus mermas físicas. En 1990, el derecho a percibir la compensación continuó generándolo el carbón procedente de explotaciones subterráneas acogidas al sistema de precios de referencia. A partir de 1991, la compensación se extendió a todos los carbones con contratos a largo plazo, con independencia de su origen (subterráneo o a cielo abierto), y de que su precio fuera el de referencia o uno libremente pactado por las partes. Como era tradicional, no se retribuían los gastos de almacenamiento de la cantidad de mineral necesaria para el funcionamiento de la central durante un cierto tiempo, que permaneció fijado en 720 horas⁶⁸².

El mantenimiento de la consideración del carbón como materia prima prioritaria, completaba el artificioso entramado del que era deudora la supervivencia de la minería nacional en 1993⁶⁸³.

- C, el porcentaje de cenizas;
- H, el grado de humedad.

La diferencia con la fórmula tradicionalmente empleada residía en el coeficiente V_0 , cuyo valor, en principio igual a 7, disminuía para premiar a las empresas con contratos a largo plazo cuyas entregas anuales estuvieran por encima del 85 por 100 de las cantidades contratadas. Para ellas, V_0 era igual a 5,61 en 1990, 4,92 en 1991, 4,23 en 1992 y 3,53 en 1993.

Al resultado obtenido con la fórmula anterior se le aplicaba la corrección por azufre:

$$\text{Corrección por azufre (\%)} = \left(0,21 - \frac{1.000 \times S}{PCS}\right) \times 5$$

Siendo:

- S el porcentaje de azufre en peso,
- PCS el poder calorífico superior en termias por tonelada.

En 1990, para la hulla y la antracita procedentes de explotaciones subterráneas acogidas al sistema de precios de referencia, P_0 se fijó en 11.472,38 pesetas/tonelada, es decir, se hizo prácticamente igual al precio de referencia, y se estableció que, en lo sucesivo, variaría en la misma proporción que éste. Para el resto de los suministros, P_0 se reducía un 10 por 100 en 1990, y un 30 por 100 a partir de 1991. Desde el 1 de enero de 1992, el reconocimiento a las eléctricas del coste estándar total requería que el carbón estuviese amparado en contratos a largo plazo visados por la Administración, y cuya entrada en vigor tuviera lugar a partir de la mencionada fecha. El resto de los suministros no daba derecho a la retribución del margen en concepto de garantía de suministro, puesto que no respondían al objetivo de asegurar la regularidad de las entregas.

⁶⁸⁰ Real Decreto 1821/1991 de 27 de diciembre (BOE 311 de 28 de diciembre) y Orden de 14 de febrero de 1992 (BOE 46 de 22 de febrero).

⁶⁸¹ Exposición de motivos de la Orden de 14 de febrero de 1992.

⁶⁸² Resolución del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de 22 de abril de 1992 (BOE 109 de 6 de mayo), y Resoluciones del Ministerio de Industria y Energía de 29 de julio de 1993 (BOE 194 de 14 de agosto) y de 7 de julio de 1994 (BOE 179 de 28 de julio).

⁶⁸³ Real Decreto 1165/1990 de 21 de septiembre (BOE 231 de 26 de septiembre), Real Decreto 281/1991 de 1 de marzo (BOE 59 de 9 de marzo), Real Decreto 499/1992 de 8 de mayo (BOE 122 de 21 de mayo) y Real Decreto 476/1993 de 2 de abril (BOE 106 de 4 de mayo).

9.2. El Plan de Modernización, Racionalización, Reestructuración y Reducción de Actividad de la Industria del Carbón (1994-1997)

El Plan de Reordenación consiguió alcanzar, en general, sus poco ambiciosos objetivos de incremento de rendimientos y disminución de costes, pero no sirvió para mejorar la competitividad de la industria nacional del carbón. Aunque esta circunstancia, a la vista de la naturaleza del Plan, seguramente no sorprendió a ninguna de las partes implicadas en el proceso.

Pero el Plan no fue más que la etapa inicial del largo proceso de reordenación de la minería del carbón. Un proceso que se vería condicionado por los notables cambios que, casi inmediatamente, experimentarían las directrices reguladoras del sector. El detonante de todos esos cambios lo constituyó la Decisión 3632/93/CECA, de 28 de diciembre de 1993, relativa al régimen comunitario de las intervenciones de los Estados miembros en favor de la industria del carbón, una norma que entró en vigor el 1 de enero de 1994, para expirar al mismo tiempo que la CECA, el 23 de julio de 2002.

La Decisión reconocía la necesidad de reestructurar la industria comunitaria del carbón, pero sin olvidar la frágil situación social de las regiones mineras. Para ello, y puesto que los recursos financieros con que contaban las empresas resultaban insuficientes, se consideraba necesario mantener el sistema de ayudas estatales, siempre que contribuyera a la consecución de, al menos, uno de los objetivos siguientes:

- Lograr nuevos progresos hacia la viabilidad económica con el fin de conseguir la rebaja progresiva de las ayudas.
- Resolver los problemas sociales y regionales relacionados con la reducción de la actividad o el cese total de la misma.
- Facilitar la adaptación de la industria del carbón a las normas de protección del medio ambiente.

Asimismo, debía conseguirse que las ayudas no ocasionaran distorsiones de competencia ni entorpecieran el desarrollo de los intercambios internacionales. Pero para que se pudiera evaluar correctamente su repercusión, era imprescindible que se concedieran en condiciones de transparencia, es decir, que se incluyeran en los presupuestos públicos y que las empresas presentaran adecuadamente desglosados los importes percibidos en sus cuentas anuales. La Decisión estableció un período transitorio máximo de tres años contado a partir de su entrada en vigor. Una vez finalizado dicho período, sólo se autorizarían las ayudas que estuvieran consignadas en los presupuestos públicos. Por su parte, las empresas receptoras deberían recogerlas en sus cuentas de resultados como un ingreso diferenciado del volumen de negocios a partir del primer ejercicio carbonero cubierto por la Decisión. Era el fin del sistema de compensaciones instrumentado a través de OFICO y financiado con cargo a la tarifa eléctrica.

Las ayudas de los Estados miembros podían adoptar la forma de ayudas para cubrir pérdidas de explotación (desglosadas en ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad), para cubrir cargas excepcionales, a la investigación y al desarrollo, y para la protección del medio ambiente. Examinaremos brevemente las dos primeras que son las de mayor relevancia en la reestructuración de la industria nacional del carbón⁶⁸⁴. En esencia, se trata de las mismas, ya analizadas, que contemplaba la Decisión 2064/86.

⁶⁸⁴ Los dos últimos grupos de ayudas (investigación y desarrollo, y protección del medio ambiente), de menor importancia cuantitativa en el proceso de reestructuración de la industria del carbón, se consideraban compatibles con el mercado común siempre que respetaran las normas establecidas en el marco comunitario de ayudas estatales con este fin.

La norma comunitaria, en su artículo 3, definía las ayudas al funcionamiento como aquellas destinadas a cubrir la diferencia entre el coste de producción y el precio de venta libremente acordado por las partes, sin que, en ningún caso, el importe de la ayuda pudiera dar lugar a precios de venta del carbón comunitario inferiores a los del mineral de calidad similar procedente de terceros países. Expresamente se señalaba que, para cada empresa o unidad de producción, la ayuda no podía superar la diferencia entre el coste de producción y los ingresos reales. Los Estados miembros que tuvieran intención de concederlas debían comunicar previamente a la Comisión un plan de modernización, racionalización y reestructuración, dirigido a mejorar, mediante la contracción de los costes de producción, la viabilidad económica de las empresas, algo que debía traducirse, consecuentemente, en una disminución progresiva de las propias ayudas al funcionamiento. Estas ayudas se reservaban, pues, a aquellas empresas capaces de progresar hacia la viabilidad económica mediante la disminución de sus costes de producción.

Las ayudas a la reducción de actividad (artículo 4) se destinaban a cubrir los costes de producción de las empresas que no pudieran mejorar su viabilidad económica. En este caso, era preciso elaborar un plan que culminara en el cierre de la explotación antes del 23 de julio de 2002, aunque cabía la posibilidad de posponerlo y recibir las ayudas si éstas estaban justificadas por razones sociales y regionales de carácter excepcional, y la actividad disminuía significativamente antes de la expiración de la Decisión.

Las ayudas para cubrir cargas excepcionales (artículo 5) se concedían a las empresas para cubrir las denominadas cargas heredadas del pasado, es decir, los costes derivados de la modernización, racionalización y reestructuración de la industria del carbón que no estuvieran en relación con la producción corriente. Entre estos costes se encontraban el pago de prestaciones sociales derivadas de la jubilación anticipada o la prejubilación de trabajadores que no tuvieran la edad legal de jubilación, los suministros gratuitos de carbón a los trabajadores privados de su puesto de trabajo a raíz de reestructuraciones, las obras adicionales de seguridad en el interior de la mina derivadas de reestructuraciones, las depreciaciones intrínsecas excepcionales causadas por la reestructuración de la industria, etc. Lógicamente, y como había sucedido hasta entonces, la Comisión sólo consideraría estas ayudas compatibles con el mercado común si no superaban la cuantía de los costes que debían sufragar.

La Decisión 3632, al igual que su predecesora, estableció un procedimiento riguroso de notificación, examen y autorización de las ayudas. Ya se ha comentado la obligación de los Estados miembros de elaborar un plan de modernización, racionalización y reestructuración para conceder ayudas al funcionamiento, y un plan de reducción de actividad si pretendían otorgar este tipo de compensaciones. El plazo para la presentación de estos planes a la Comisión finalizaba el 31 de marzo de 1994. Además, a más tardar el 30 de septiembre de cada año o tres meses antes de su entrada en vigor, debían notificar a la Comisión todas las medidas financieras que tuvieran la intención de tomar en favor de la industria del carbón a lo largo del año siguiente. Los Estados miembros sólo podían ejecutar las ayudas previstas tras su aprobación por la Comisión. Antes también del 30 de septiembre, los Estados miembros estaban obligados a notificar el importe de las ayudas efectivamente abonadas durante el ejercicio carbonero anterior.

TABLA 188

Las ayudas públicas a la minería del carbón en la Decisión 3632/93/CECA

Para cubrir pérdidas de explotación	Al funcionamiento (art. 3)	Para empresas capaces de mejorar su viabilidad	Diferencia entre el coste de producción y el precio de venta
	A la reducción de actividad (art. 4)	Para empresas que deban cerrar	
Para cubrir cargas excepcionales (art. 5)	Ayudas sociales excepcionales	Indemnizaciones, prejubilaciones, etc.	
	Costes técnicos de cierre	Menor valor de los activos	
	Etc.		

En resumen, la nueva norma comunitaria mantenía, como la anterior, las ayudas estatales a la industria del carbón, siempre que respondieran a objetivos muy concretos y fueran decrecientes en el tiempo. Pero la Comisión no parecía dispuesta a permitir más maniobras dilatorias: la exigencia de transparencia de las ayudas tenía como una de sus finalidades principales comprobar su progresiva disminución. Sólo las empresas capaces de acercarse a la viabilidad mediante una reducción de sus costes podrían mantenerse en el mercado. Una nueva reestructuración se ponía en marcha, más diáfana que la anterior, pero no exenta, como comprobaremos, de acciones evasivas.

La Decisión se limitaba, lógicamente, a las ayudas a la industria del carbón, puesto que las destinadas a la reindustrialización o la diversificación económica de las comarcas mineras quedaban fuera de su ámbito de aplicación. Sin embargo, al forzar una reestructuración más efectiva de la minería del carbón, la norma comunitaria obligaría implícitamente a poner en marcha una política más decidida de apoyo a los territorios afectados por la mengua o el abandono de la actividad extractiva.

Además de la Decisión 3632, otro acontecimiento de indudable trascendencia para nuestra minería se estaba gestando en la esfera internacional a mediados de los noventa. Su manifestación más visible, aunque menos relevante, fue la eliminación de los aranceles que gravaban las importaciones de carbón. El motivo se encontraba en la oferta arancelaria de libertad de derechos para el carbón CECA, efectuada por la Unión Europea en la Ronda Uruguay. Una oferta que alcanzaría efectividad en nuestro ordenamiento jurídico el día 1 de enero de 1995⁶⁸⁵. Pero este hecho no supuso ningún sobresalto para el sector, debido a que la política de fijación de generosos contingentes había relegado a los aranceles a meras barreras aparentes, carentes de virtualidad.

Las tradicionales restricciones cuantitativas, articuladas mediante el régimen de autorizaciones administrativas a la importación, constituían el instrumento capital en el que continuaba descansando la protección de la industria nacional frente a la hulla procedente de países terceros: sólo se permitía la entrada del mineral necesario para complementar la insuficiente producción nacional. De este modo, cuando una central térmica precisaba importar carbón debía cursar la pertinente solicitud, exponiendo los motivos que justificaban la operación. Y aquí sí supuso un problema grave la Ronda Uruguay para la minería nacional. En efecto, en sus acuerdos y, subsiguientemente, en el derecho comunitario⁶⁸⁶, quedó reflejada la

⁶⁸⁵ Reglamento 3115/94/CE de 20 de diciembre, y Real Decreto 2552/1994 de 29 de diciembre (BOE 313 de 31 de diciembre).

⁶⁸⁶ Reglamento 3285/94/CE de 22 de diciembre de 1994. Esta norma entró en vigor el 1 de enero de 1995.

cláusula del GATT que obliga a la supresión de las barreras no arancelarias, con lo que se consagró el principio de la libertad de importación en la Comunidad de la mayor parte de los productos.

Las restricciones cuantitativas a la importación de carbón aplicadas por nuestro país no se ajustaban a las disposiciones del GATT, y, en virtud de lo establecido en el Acuerdo sobre Salvaguardias, debían eliminarse dentro de un plazo que finalizaba el 31 de diciembre de 1998. En concreto, la Comisión estableció que se suprimirían, a más tardar, el 31 de diciembre de 1997, con arreglo a un calendario en el cual los límites máximos irían aumentando para desembocar en 1998 en la libre importación: 10,6 millones de toneladas en 1995, 10,8 en 1996 y 11,1 en 1997⁶⁸⁷.

En síntesis, los compromisos internacionales que se aprobaron o entraron en vigor en 1994 hicieron de éste un año crucial para la industria nacional del carbón, pero debemos analizar hasta qué punto el desmantelamiento teórico de la protección redundó en su demolición efectiva y en una intensificación de la reestructuración minera.

9.2.1. La aplicación tardía e incompleta de la Decisión 3632 desemboca en una nueva reestructuración

La entrada en vigor de la Decisión 3632 el 1 de enero de 1994 coincidió con el final de la vigencia de la Orden de 31 de octubre de 1990, la disposición que había servido de soporte legal al primer plan de reordenación de la industria carbonera nacional. Este hecho y los escasos resultados conseguidos con la reestructuración no dejaban más opción que poner en marcha un nuevo plan y elaborar un marco normativo acorde a las nuevas exigencias comunitarias. La sustitución de los precios de referencia por los precios de mercado, la transparencia de las ayudas públicas o la obligación de cerrar aquellas empresas que no pudieran mejorar su viabilidad implicaban cambios profundos en la política carbonera, cuya urgencia se veía acrecentada por la premura de los plazos fijados para presentar ante la Comisión las líneas de la nueva planificación. Sin embargo, algunos de esos cambios tardarían en llegar. De momento, en 1994 lo único que se hizo fue prorrogar el sistema anterior e introducir algunas modificaciones en el coste del carbón reconocido a las eléctricas (coste estándar)⁶⁸⁸.

En 1994, para la hulla y la antracita garantizadas procedentes de explotaciones subterráneas, el coste estándar unitario (P_0) se fijó en 13.527 pesetas/tonelada, resultado de incrementar en un 2,5 por 100 el vigente en 1993. Si tenemos en cuenta que el IPC de 1994 se situó en el 4,3 por 100, y que los crecimientos de P_0 para 1995, 1996 y 1997 se establecieron dos puntos por debajo de los respectivos IPC reales, resulta patente la intención de que el coste del carbón reconocido a las eléctricas (y, por tanto, también el precio pagado por éstas al minero) fuera disminuyendo en términos reales. La idea era, pues, la misma que en los cuatro

⁶⁸⁷ Decisión 95/251/CE del Consejo de 29 de junio de 1995 (DO L 159 de 11 de julio).

⁶⁸⁸ El Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos de 14 de abril de 1994 aprobó la prórroga del Plan de Reordenación del Sector del Carbón hasta que se adoptara un nuevo plan adaptado a las exigencias europeas. La prórroga se formalizó en la Orden de 6 de julio de 1994 (BOE 165 de 12 de julio) y en la Resolución de 29 de julio de 1994 de la Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales (BOE 192 de 12 de agosto). Estas disposiciones retocaron algunos aspectos de la normativa que había regulado la reordenación durante los años anteriores, especialmente los relativos al componente laboral del pago compensatorio. Por ejemplo, en lugar de las dos terceras partes, la ayuda financiaba el 55 por 100 del importe de las cantidades que las empresas mineras abonaran a sus trabajadores en concepto de indemnizaciones (100 por 100 en el caso de las empresas receptoras del suplemento de precio), hasta un máximo de seis millones de pesetas en promedio por trabajador fijo de plantilla.

años anteriores, si bien la contención de los precios se planteaba más decididamente, puesto que entre 1990 y 1993 su crecimiento medio había sido sólo medio punto inferior al del IPC.

Salvando esta notable diferencia, durante 1994 y 1995 el sistema de fijación de precios continuó siendo el mismo que el que se venía aplicando desde el inicio del NSCCT, sin que de los cambios terminológicos se derivaran variaciones sustanciales. En efecto, lo que desde el punto de vista de la compañía eléctrica era el coste estándar del carbón⁶⁸⁹, para la empresa minera era el equivalente al precio de referencia, es decir, el ingreso realmente obtenido por la venta del mineral, un ingreso que percibía en su totalidad de la eléctrica, por más que el coste estándar se dividiera, ahora ya claramente, en dos partes: el precio de venta y la ayuda al funcionamiento.

El precio de venta, a tenor de lo establecido en la Decisión 3632/CECA, debían fijarlo libremente el comprador y el vendedor, teniendo en cuenta las condiciones existentes en el mercado internacional. Sin embargo, hasta 1998, este precio no fue el que regía en los mercados mundiales, sino uno superior. Así, en 1995, los productores de carbón y de electricidad pactaron calcular el precio de venta añadiendo a la cotización media de la hulla importada los gastos hasta la central térmica, e incrementando el resultado obtenido en un porcentaje en concepto de prima por disponibilidad de carbón propio y garantía de suministro. En 1995, ese porcentaje se fijó en el 18 por 100 (Ministerio de Industria y Energía, 1996). Aunque el precio de venta era diferente para cada central, podemos estimar una cotización media de aproximadamente 8.300 pesetas/tonelada para la hulla y la antracita, lo que supone una disminución del 37 por 100 respecto al precio de referencia de 1993. Los nuevos precios representaron, por tanto, una aproximación a las condiciones del mercado internacional, pese a la prima por disponibilidad. Pero mientras incluyeran este concepto, contenían también una subvención encubierta a la minería.

La ayuda al funcionamiento, que representaba alrededor del 40 por 100 de los ingresos del minero, se obtenía por diferencia entre el coste estándar y el precio calculado conforme a los criterios anteriores. En el marco de la Decisión 3632, la justificación de esta ayuda resultaba evidente: si la compañía minera percibiera sólo el primer componente, no podría subsistir, lo que implicaría cuantiosos costes sociales y regionales, además de una menor seguridad de aprovisionamiento. En la medida en que el coste estándar creciera menos que el precio libremente fijado, la ayuda al funcionamiento, tal y como exigía la normativa europea, sería decreciente en el tiempo. La cuestión fundamental consistía en si la rebaja sería significativa, a la vista de la desproporción que existía en 1994 entre el mencionado coste (13.527 pesetas/tonelada) y el precio del carbón importado (5.212 pesetas/tonelada).

Como componentes del coste estándar del combustible, ambos conceptos se recuperaban a través de la tarifa eléctrica. Esto significaba que las ayudas seguían careciendo de la transparencia que exigía la Decisión 3632, y que la Administración española parecía dispuesta a agotar el plazo para incorporarlas a los presupuestos públicos, un plazo que finalizaba el 31 de diciembre de 1996.

Ahora bien, para el reconocimiento como coste del segundo componente, la ayuda al funcionamiento, se exigía el cumplimiento de determinados requisitos. En primer lugar, la empresa minera —mediante un plan estratégico acordado con la compañía eléctrica y autorizado por la Dirección General de Minas— debía demostrar su viabilidad técnica y económica; en segundo, era necesario que los suministros tuvieran como base contratos visados por la

⁶⁸⁹ Para su cálculo se siguió utilizando la fórmula tradicional. Véase la Orden de 20 de diciembre de 1994 (BOE 307/94, de 24 de diciembre).

Administración, que aseguraran la regularidad de las entregas y la adecuación de sus calidades a las instalaciones térmicas existentes. Sólo en estos casos la empresa minera percibía la ayuda, que le abonaba directamente la compañía eléctrica, quien veía compensado este desembolso mediante su reconocimiento como un componente del coste de adquisición del mineral.

Los suministros procedentes de explotaciones a cielo abierto de carbón garantizado también podían percibir la ayuda al funcionamiento, aunque, en estos casos, se aminoraba aplicando determinados coeficientes correctores. Así, en 1995 el precio medio de las hullas y antracitas garantizadas obtenidas en las destrozadas, expresado en pesetas/tonelada, se situó un 22 por 100 por debajo del correspondiente al mineral de interior (porcentaje que, referido a pesetas/termia, disminuía hasta el 11 por 100). El hecho de que el minero percibiera un ingreso menor por una partida de carbón obtenida en las explotaciones de superficie, cuando dicho mineral era indistinguible de otro obtenido en labores subterráneas, abría la puerta a posibles prácticas fraudulentas. Pero lo más destacable es que prácticamente toda la producción nacional de hulla y antracita se beneficiaba de la ayuda al funcionamiento, puesto que los suministros garantizados representaban aproximadamente el 98 por 100, y quedaba apenas un exiguo 2 por 100 para ser contratado en el mercado libre a precios cercanos a los internacionales⁶⁹⁰.

El desglose del coste estándar en los dos componentes citados (precio y ayuda al funcionamiento) permitió que, como establecía la Decisión 3632, las empresas mineras consignaran la ayuda como un ingreso diferenciado del volumen de negocios. Aunque tal circunstancia no acontecería en el primer ejercicio carbonero cubierto por la Decisión (1994), sino a partir de 1995. De igual modo significó, para aquéllas con costes de producción reales inferiores al coste estándar, que la ayuda cubriera algo más que la diferencia entre su coste de producción y el precio de venta libremente acordado por las partes. En estos casos —como tendremos ocasión de comprobar al analizar la evolución de la Vasco-Leonesa—, una parte de la subvención se convertía en beneficios para la compañía carbonera.

Por supuesto, la contención de los ingresos medios de venta, la consiguiente disminución progresiva de las ayudas al funcionamiento y la consignación individualizada de éstas en las cuentas anuales de las empresas mineras no bastaban ni para reestructurar la industria nacional del carbón ni para adaptarla a las nuevas normas comunitarias. Si se pretendía que la caída de los ingresos de las empresas no se tradujera sencillamente en su desaparición, era preciso, además, mejorar su eficiencia y disminuir sus costes de producción.

El primer paso en esta dirección se daría a finales de 1994. El Plan de Modernización, Racionalización, Reestructuración, y de Reducción de Actividad de la Industria del Carbón para el período comprendido entre el 1 de enero de 1994 y el 31 de diciembre de 1997, se notificó el 7 de noviembre de 1994 a la Comisión⁶⁹¹, quien consideró que se ajustaba a los objetivos de la Decisión 3632 «siempre y cuando respete todas las condiciones previstas por esta última y, en particular, la relativa a la ausencia de discriminación entre productores de carbón, entre compradores o entre utilizadores en la Comunidad»⁶⁹². El planteamiento español consistía en considerarlo como la primera fase de un proceso de reestructuración que tendría su continuidad en un nuevo plan para el período 1998-2002, que sería comunicado en su momento a la Comisión.

⁶⁹⁰ En 1995, las hullas y antracitas garantizadas subterráneas alcanzaron un precio medio de 12.444,94 pesetas/tonelada. En cambio, la cotización fue de 9.647,05 pesetas/tonelada para las obtenidas a cielo abierto, y de 5.211,73 para las intercambiadas en el mercado libre (IGME, *Panorama Minero* de 1995).

⁶⁹¹ Es decir, fuera del plazo estipulado por la Decisión 3632.

⁶⁹² Decisión 94/1072/CECA de la Comisión de 13 de diciembre de 1994 (DO L 385 de 31/12/1994).

Aunque teóricamente el horizonte del Plan abarcaba cuatro años, lo cierto fue que, como se ha dicho, durante 1994 se prorrogó el anterior, y que la nueva planificación comenzó a aplicarse en 1995. De hecho, su respaldo legal no estuvo disponible hasta finales de este año con la publicación del Real Decreto 2203/1995, de 28 de diciembre, que entró en vigor el 1 de enero de 1996. De esta disposición se derivó, también, una nueva política de desarrollo de las comarcas mineras. No será, pues, hasta 1996 cuando el nuevo intento de reestructuración de la industria carbonera se traduzca en una actuación más decidida en favor del desarrollo alternativo de los territorios afectados por ella.

Al igual que el anterior, el Plan de 1994 tenía como objetivo mejorar la competitividad de la industria del carbón, algo que, de conseguirse, propiciaría la tan perseguida minoración de las ayudas⁶⁹³. Además, el Plan trataba de resolver los problemas sociales y regionales vinculados a la reducción, total o parcial, de la actividad minera, es decir, apelaba al segundo objetivo de la Decisión 3632 para que la Comisión considerara las ayudas a la industria del carbón compatibles con el buen funcionamiento del mercado común. De hecho, éste iba a ser el argumento fundamental utilizado por la Comisión para autorizarlas⁶⁹⁴.

Para conseguir sus objetivos y de acuerdo con lo establecido en la norma comunitaria, las empresas mineras se clasificaron, nuevamente, en dos grandes grupos. Por un lado estaban aquéllas capaces de mejorar su viabilidad económica; por otro, las que no pudieran disminuir sus costes de producción o que, aun reduciéndolos, se encontraran muy alejadas de la racionalidad económica.

Estas últimas, en total 38 empresas, debían proceder a recortar su actividad mediante cierres totales o parciales. Entre ellas se encontraban las tres empresas con contrato-programa: Hunosa, Minas de Figaredo y Mina La Camocha.

El grupo de las unidades potencialmente viables lo integraban 65 empresas (50 de ellas de exigua dimensión, con producción inferior a las 200.000 toneladas anuales). Para ellas se especificó —en consonancia con la evolución fijada para el precio de referencia— el objetivo de recortar el coste de producción a precios constantes un 2 por 100 cada año (es decir, sólo podría aumentar anualmente como máximo en el índice de precios al consumo menos dos puntos). Tal reducción debería ser mayor para determinadas explotaciones a cielo abierto, dado que las ayudas en este caso deberían ser eliminadas antes del 31 de diciembre de 1997.

Si tenemos presente que en España los costes de personal por tonelada resultaban casi seis veces más altos que en Australia, trece veces los de Estados Unidos y veinte veces los de Sudáfrica, y que los rendimientos del trabajo (expresados en tec anuales por trabajador) sólo alcanzaban el 7, el 5 y el 16 por 100 de los que disfrutaban los citados países⁶⁹⁵, tendremos que concluir que el objetivo de reducción de costes era totalmente insuficiente para que tuviera lugar una aproximación significativa de las empresas españolas a la viabilidad económica. Sin

⁶⁹³ He tratado de conseguir este Plan, al igual que el anterior, acudiendo, en primer lugar, al Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón. La solicitud fue denegada alegando que se trataba de un plan «teórico», elaborado sólo para presentarlo a la Comisión, y diferente del aplicado realmente. La Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión Europea, a quien me dirigí ante esta negativa, me contestó, tras consultar el Reglamento 1049/2001, que no podía enviar los planes sin la autorización de España (correo electrónico de fecha 9 de enero de 2003, firmado por Vicente Luque Cabal). Los datos referidos a los objetivos del Plan utilizados en el trabajo proceden de la Decisión 94/1072/CECA de la Comisión.

⁶⁹⁴ «Con ocasión de la evaluación del Plan y considerando los progresos limitados que las empresas afectadas podrán realizar hacia una mayor viabilidad económica, vistos los precios del carbón en los mercados internacionales, la Comisión ha tenido en cuenta la prioridad que debe concederse a la necesidad de atenuar en todo lo que sea posible las consecuencias sociales y regionales de la reestructuración...» (Decisión 94/1072/CECA).

⁶⁹⁵ Los costes de personal por tonelada ascendían a 7.777 pesetas en España, 1.350 en Australia, 587 en Estados Unidos y 387 en Sudáfrica. Los rendimientos se situaban en 427 tec anuales por trabajador en España, 6.078 en Australia, 7.892 en Estados Unidos y 2.657 en Sudáfrica (Ariño y Guayo, 1997, 8).

embargo, la Comisión lo justificaba apelando a los objetivos primero y segundo de la Decisión 3632: «Esta reducción, aunque de poca intensidad, responde al objetivo de la degresividad [sic] de las ayudas. Una reducción más intensa pondría en peligro la continuidad de dichas empresas, lo que tendría graves consecuencias sociales, ya que las minas que ellas explotan se sitúan en regiones aisladas y en fuerte retraso económico»⁶⁹⁶.

TABLA 189
Previsiones del Plan 1994-1997

	Empresas públicas	Empresas privadas	Total
Reducción de empleo	4.000	3.800	7.800
Reducción de producción (t)	200.000	1.450.000	1.650.000

Fuente: Plan 1998-2005

Sin embargo, y admitiendo que esto podía ser cierto en algunos casos, la falta de ambición del Plan queda patente al comprobar que el sector, globalmente considerado, consiguió una reducción de los costes medios de producción muy superior.

Como consecuencia de la aplicación de medidas de reestructuración, se preveía que, con relación al año 1993, en 1997 la producción de origen subterráneo habría retrocedido un 12 por 100, y la mano de obra un 27 por 100.

9.2.2. El modelo de costes específicos de la LOSEN aplicado a la minería del carbón

Apenas dos meses después de que se notificara el Plan a la Comisión Europea, la dispersa regulación del sector eléctrico fue objeto de un tímido —y no muy fructífero— intento liberalizador. La Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) dejó, en realidad, las cosas tal y como estaban, es decir, con un sistema eléctrico totalmente intervenido, cuya tarifa se calculaba teniendo en cuenta los costes estándar o reconocidos de las diversas actividades en él comprendidas. Ahora bien, la nueva norma sí significó un avance en el largo proceso hacia la transparencia de las ayudas estatales a la industria del carbón.

Además de los costes reconocidos, la LOSEN incorporó a la tarifa eléctrica otra categoría de costes: los costes específicos. La disposición adicional cuarta los definió como aquéllos que «las empresas deban compartir como consecuencia de la diversificación de las fuentes primarias de energía o para la consecución de objetivos concretos de política energética en el sector eléctrico y sus sectores asociados».

Los costes derivados de las ayudas a la minería del carbón constituían uno de esos costes específicos. Aunque, a tenor de lo establecido en la Decisión 3632, sólo resultaba posible mantenerlos en la tarifa hasta el 31 de diciembre de 1996, pues, a partir de esa fecha, era obligada su consignación en los presupuestos públicos. La nueva ley eléctrica, dando los primeros tímidos pasos hacia la transparencia de las ayudas, obligó a desglosar en las facturas del suministro eléctrico los importes correspondientes al coste del servicio (costes reconocidos) y a los costes específicos.

⁶⁹⁶ Decisión 98/636/CECA de la Comisión, de 3 de junio de 1998 (DO L 303, de 13 de noviembre de 1998).

El cumplimiento de lo dispuesto en la LOSEN y la ejecución del Plan de Modernización exigían una precisa definición de las ayudas a la minería y del mecanismo de recaudación de su importe. Algo que tardaría aún un año en llegar: el nuevo sistema, establecido por el Real Decreto 2203/1995 de 28 de diciembre, entró en vigor el 1 de enero de 1996.

El mes de diciembre de 1995 resultó ser de gran trascendencia para la minería del carbón por un segundo motivo: la revisión del Plan Energético Nacional 1991-2000⁶⁹⁷. Motivada por la evolución de los mercados energéticos y la crisis económica de los primeros años de la década⁶⁹⁸, la revisión de las previsiones energéticas significó la supresión del NSCCT, la reducción de la nueva potencia generadora a partir del carbón —en contrapartida se alargó la vida útil del parque existente— y la máxima promoción de la utilización de carbón importado, respetando siempre el consumo garantizado de mineral nacional. De este modo, sólo se llevarían a cabo los dos grupos térmicos convencionales de carbón que ya se hallaban en construcción en aquellos momentos: Elcogas en Puertollano (proyecto de desarrollo de la tecnología de gasificación del carbón en ciclo combinado) y Litoral en Almería (diseñado para utilizar hulla importada). En total, 888 MW en lugar de los 1.888 inicialmente previstos. Quedaba descartado, entre otros, el grupo de 350 MW del Bierzo.

TABLA 190

Los costes del carbón térmico en la tarifa eléctrica hasta el 31 de diciembre de 1996

Prima de seguridad de abastecimiento	Coste estándar del combustible	Coste reconocido a las eléctricas	Costes incorporados a la tarifa eléctrica
Coste del carbón internacional puesto en central			
	Coste financiero del stock estratégico en térmicas		
		Ayudas a la minería (coste específico)	

Como consecuencia de los acontecimientos citados, desde el 1 de enero de 1996 las ayudas a la minería dejaron de formar parte del coste reconocido a las eléctricas para pasar a ser consideradas costes específicos. ¿Qué significó este hecho para las compañías mineras? Simplemente que, a partir de ese momento, iban a percibir una parte de sus ingresos (el precio de venta) de las compañías mineras, y el resto (las ayudas) directamente de la Administración.

La tabla 191 recoge el cálculo del precio de venta del carbón en las dos centrales térmicas que absorbían la producción de las cuencas orientales leonesas. Al igual que en 1995, al coste del carbón internacional puesto en la central se le añadía la prima de seguridad de abastecimiento, que se rebajó al 14 por 100 en 1996, y al 10 por 100 en 1997⁶⁹⁹. Obsérvese la trascendencia de los gastos de transporte desde el puerto hasta el parque de la central. En las térmicas analizadas, dichos gastos se traducían en una diferencia de más de un 7 por 100 en el

⁶⁹⁷ El 14 de diciembre de 1995, el Ministerio de Industria y Energía publicó el documento titulado *Plan Energético Nacional 1991-2000: balance 1995 y perspectivas 2000*. La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos aprobó, ese mismo día, la actualización del Plan.

⁶⁹⁸ Mientras el PEN contemplaba un crecimiento anual de la demanda eléctrica del 3,52 por 100 en el quinquenio 1990-1995, hasta el año 1993 el aumento fue sólo de un 1,92 por 100.

⁶⁹⁹ Orden de 5 de febrero de 1996 del Ministerio de Industria y Energía (BOE 33 de 7 de febrero).

precio final. Si la central se encontraba cerca de la costa esa diferencia se ampliaba sustancialmente: el coste estándar de adquisición de la central de Guardo era un 23 por 100 más alto que el de Aboño⁷⁰⁰. En un mercado competitivo, la ubicación habría representado para las centrales de León y Palencia un escollo muy difícil de salvar.

TABLA 191
Coste estándar de adquisición del carbón en las centrales de La Robla y Guardo en 1996
(pesetas/tec)

	La Robla	Guardo
A. Precio CIF previsto (PCI medio: 6.169 th/t)	6.760	6.760
Pérdidas y mermas (1,5%)	101,4	101,4
Gastos portuarios	1.052,9	1.052,9
Transporte desde el puerto hasta la central	1.323,0	1.997,1
B. Total gastos hasta la central térmica	2.477,3	3.151,4
C. Precio en central (A+B)	9.237,3	9.911,4
D. Prima de seguridad (14% sobre C)	1.293,2	1.387,6
E. Coste estándar de adquisición (C+D)	10.530,5	11.299,0

Fuente: Orden de 5 de febrero de 1996

El coste específico asociado a la minería del carbón se limitó a un máximo del 5 por 100 de la facturación de energía eléctrica, y se destinó a financiar dos grandes grupos de ayudas (tabla 192): las ayudas a la minería propiamente dicha —que a su vez se dividían en ayudas a la cobertura de los costes de explotación, para cubrir cargas excepcionales y para financiar stocks— y las ayudas destinadas a reactivar las comarcas mineras.

En conjunto representaban unos 100.000 millones de pesetas anuales, de los cuales 66.000 tenían como destino la cobertura de los costes de explotación (65.000 para financiar las pérdidas de las empresas, y 1.000 para hacer lo propio con los trasvases de carbón entre cuencas), 20.000 se dedicaban a sufragar las cargas excepcionales, 4.000 a financiar stocks, y 10.000 a reactivar las comarcas.

A continuación las analizaremos con detalle, pero antes es importante dejar constancia de que estas subvenciones, financiadas con cargo a la tarifa eléctrica, no eran las únicas que percibía la industria nacional del carbón. Además, las tres empresas con contrato-programa recibían, directamente de los Presupuestos Generales del Estado, fondos cuyo montante ascendía a otros 100.000 millones de pesetas anuales. En consecuencia, en 1996 y 1997, además de la subvención contenida en los precios de venta que representaba la prima de seguridad de abastecimiento, la minería del carbón percibió ayudas que ascendieron a 200.000 millones de pesetas al año. Para dar idea de la importancia de esta cifra, baste decir que superaba en un 57

⁷⁰⁰ Expresado en pesetas/th PCS el coste reconocido era de 1,4425 en La Robla y 1,5478 en Guardo. Estos eran los ingresos que percibía cada una de esas centrales térmicas por sus adquisiciones de carbón garantizado subterráneo de calidad media, y eran también los precios pagados a las compañías mineras por dichos suministros. En 1996 se entendía por hulla y antracita de calidad media un mineral con un 9,63 por 100 de humedad, un 29,83 por 100 de cenizas, un 13,22 por 100 de volátiles, un 1,04 por 100 de azufre y un PCS de 5.095 th/t (ésta fue la calidad media de las hullas y antracitas nacionales en 1994).

por 100 los costes anuales de personal de todas las compañías productoras de hulla, antracita y lignito negro.

TABLA 192

Las ayudas a la minería del carbón y las comarcas mineras en 1996 y 1997

Ayudas a la minería (coste específico) Máximo 5% de la facturación de energía eléctrica	A la cobertura de los costes de explotación Máximo 4% de la facturación de energía eléctrica Tendencia decreciente en valores absolutos	Diferencia entre el coste de producción estándar del minero y el coste de adquisición estándar de la térmica
		Costes de transporte (cuando sean necesarios trasvases entre cuencas)
	Para cubrir cargas excepcionales	Reducción o cierre de capacidades de producción y costes laborales derivados
	Otras ayudas	Coste financiero del stock en térmicas que exceda del estratégico (disminución progresiva) Reactivación económica en las cuencas mineras Importe igual al 0,5% de la facturación eléctrica de cada año

Fuente: Real Decreto 2203/1995, de 28 de diciembre

Las ayudas para cubrir costes de explotación no podían superar el 4 por 100 de la facturación eléctrica, y, además, debían seguir una tendencia decreciente. Tenían dos finalidades: cubrir las pérdidas de las empresas carboneras y financiar los costes de transporte del mineral en aquellos casos en que resultara necesario por razones de mezcla de combustible y equilibrio entre cuencas⁷⁰¹. Las pérdidas se calculaban estimando los costes de producción mediante la ya tradicional metodología del coste estándar, y restando de ellos el ingreso obtenido por la venta de carbón a las eléctricas (precio de adquisición estándar)⁷⁰². El coste de producción estándar del carbón garantizado obtenido a cielo abierto se calculaba aplicando coeficientes correctores al correspondiente al carbón subterráneo⁷⁰³.

Para percibir estas ayudas las empresas, además de suscribir contratos a largo plazo de suministro de carbón con centrales térmicas, debían demostrar su viabilidad o bien elaborar un

⁷⁰¹ En 1995, por ejemplo, se realizó un trasvase de 222.000 toneladas desde la cuenca del Bierzo (Coto Minero del Sil) a la central térmica de Guardo. Un trasvase que originó una gran polémica a lo largo de 1996, pues, según Red Eléctrica, carecía de justificación. Finalmente, la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (1997), cursó instrucciones para que, a partir del 1 de enero de 1997, dicho trasvase no volviera a realizarse.

⁷⁰² En realidad, el coste de producción estándar no era otra cosa que el antiguo precio de referencia calculado con la consabida fórmula. Una fórmula que ofrecía para un carbón subterráneo de calidad tipo un resultado de 13.936 ptas./tonelada en 1996. Recuérdese que, en 1994, para la hulla y la antracita garantizadas procedentes de explotaciones subterráneas, el coste estándar unitario se fijó en 13.527 pesetas/tonelada, resultado de incrementar en un 2,5 por 100 el del año anterior, y que los crecimientos para 1995, 1996 y 1997 se establecieron dos puntos por debajo de los respectivos IPC reales. Así, por ejemplo, si una compañía minera suministraba una tonelada de hulla garantizada subterránea de calidad tipo a la térmica de La Robla, percibía directamente de la eléctrica 8.303 pesetas (el coste de adquisición estándar), y de OFICO, en concepto de ayudas a la cobertura de los costes de explotación, 5.633 pesetas, diferencia entre el coste de producción estándar (13.936 pesetas) y el coste de adquisición estándar (8.303 pesetas).

⁷⁰³ En el caso de la hulla y la antracita, en 1996, el coeficiente corrector osciló entre el 0,81 y el 0,93 (el primero aplicable a la cuenca Sabero-Guardo, y el segundo a la de Peñarroya). En 1997, el coeficiente fue el 0,80 en todas las cuencas, salvo en la de Peñarroya, donde se aplicó el 0,90 (Orden de 5 de febrero de 1996).

plan de cierre. En este último caso, la compañía minera recibiría la ayuda hasta que tuviera lugar el abandono de la actividad.

El segundo grupo de ayudas (las destinadas a cubrir cargas excepcionales) se desglosó en ayudas para compensar el cierre o la reducción de capacidades de producción, y ayudas por los costes laborales derivados de esas medidas. Para tener derecho a percibir las ayudas, las reducciones de capacidad debían cumplir alguno de los requisitos siguientes⁷⁰⁴:

- Que afectaran, al menos, al 40 por 100 de los suministros de carbón subterráneo y garantizado.
- Que supusieran el cierre de unidades de explotación.
- Que afectaran, como mínimo, al 15 por 100 de la plantilla con que contaba la empresa a 31 de diciembre de 1995, y al 70 por 100 del suministro atribuible al recorte de la plantilla.

La cuantía de las ayudas encaminadas a compensar las reducciones de capacidad se calculaba multiplicando la diferencia entre los suministros garantizados de 1995 y los del año posterior a la reducción (expresados en termias de PCS) por los siguientes importes:

- 2,01 para reducciones de suministros superiores al 40 por 100.
- 1,50 para reducciones de suministros inferiores al 40 por 100.
- 2,51 para los casos de cierre.

Estos importes eran idénticos a los establecidos en el plan anterior, salvo el aplicable a las rebajas inferiores al 40 por 100, no contempladas en la primera reestructuración. Obviamente, con este procedimiento de cálculo podría darse el caso de que la cuantía de las ayudas superara la de los costes que pretendía financiar, es decir, no estaba claro que se cumpliera el requisito para que la Comisión las considerara compatibles con el mercado común.

Las ayudas por costes laborales incluían la financiación de una parte de las indemnizaciones, prejubilaciones y jubilaciones anticipadas. En el primer caso, cubrían el 55 por 100 de las cantidades que la empresa debiera satisfacer a sus trabajadores en concepto de indemnización, hasta el límite de 6.500.000 pesetas de promedio por trabajador y empresa⁷⁰⁵. En las prejubilaciones, el minero que pudiera acogerse a ellas percibía el 76 por 100 (en lugar del 80 por 100 contemplado en el primer plan de reestructuración) del salario ordinario medio mensual de los seis últimos meses efectivamente trabajados, y tenía garantizadas las cotizaciones adicionales a la Seguridad Social⁷⁰⁶. En las jubilaciones anticipadas, las ayudas eran las definidas con carácter general (Orden de 5 de octubre de 1994), y, además, un complemento de garantía salarial para que alcanzasen la misma cuantía que las establecidas para los casos de prejubilación⁷⁰⁷.

⁷⁰⁴ Orden de 1 de agosto de 1996 (BOE 190 de 7 de agosto) y Resolución de 2 de agosto de 1996 del Secretario de Estado de la Energía y Recursos Minerales (BOE 191 de 8 de agosto).

⁷⁰⁵ Esta ayuda se refería a los trabajadores fijos en plantilla antes del 1 de enero de 1995, y a eventuales que hubieran cotizado al Régimen Especial de la Minería durante, al menos, tres años. La cuantía de la indemnización podía incrementarse en 3.500.000 pesetas en el caso de los trabajadores silicóticos de primer grado.

⁷⁰⁶ Podían acogerse a las prejubilaciones los trabajadores que tuvieran 55 o más años de edad equivalente, sin límite en su edad natural, y que, antes o al cumplir los 62 años de edad física alcanzasen los 65 de edad equivalente. Además debían haber cotizado al Régimen Especial de la Minería un mínimo de ocho años, y figurar en la plantilla de la empresa antes del 1 de enero de 1995. El complemento de garantía salarial se actualizaba anualmente incrementándolo en el porcentaje del IPC del año anterior, con el límite del 3,25 por 100.

⁷⁰⁷ Al régimen de jubilación anticipada podían optar aquellos trabajadores que, además de haber cotizado al Régimen Especial de la Minería un mínimo de ocho años, y figurar en la plantilla de la empresa antes del 1 de enero de 1995, tuvieran 58 o más años de edad física o bonificada.

Las solicitudes para acogerse a las ayudas para cubrir cargas excepcionales, cuyo plazo de presentación finalizaba el 31 de marzo de 1997, debían ir acompañadas de un plan de disminución de la capacidad productiva o de cierre de negocio pactado entre la empresa y los representantes de los trabajadores. Las medidas contempladas en él deberían desarrollarse antes del 31 de diciembre de 1997.

TABLA 193

Ayudas en favor de la industria del carbón autorizadas por la Comisión (millones de pesetas)

	Para cubrir pérdidas de explotación		Para cubrir cargas excepcionales		Totales
	Funcionamiento	Reducción	Costes sociales	Costes técnicos por cierres	
1994 (*)	32.081	84.061	14.715	8.374	139.231
1995	48.380	70.923	14.723	7.140	141.166
1996	49.882	67.599	17.159	6.587	141.227
1997	47.347	69.530	51.244	9.113	177.234
I. C. (**)		20.452	43.305	3.296	67.053
Totales	177.690	312.565	141.146	34.510	665.911
%	26,68	46,94	21,20	5,18	100,00

(*) En 1996 la Comisión autorizó abonar, con cargo a 1994, una ayuda complementaria de 10.362 millones de pesetas para cubrir pérdidas de explotación, sin especificar la cuantía atribuible a cada una de las dos modalidades. En la tabla se ha distribuido este importe proporcionalmente a la cuantía inicial de las ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad.

(**) Intervenciones complementarias autorizadas en 1998 para los ejercicios 1994, 1995 y 1996.

Además de las ayudas reflejadas en la tabla, la Comisión autorizó a España a abonar 13.861 millones de pesetas en 1997 en concepto de ayuda a la comercialización del carbón, 100 millones en favor de proyectos de investigación y desarrollo y 200 millones para la protección del medio ambiente (estas últimas ayudas en 1995 y 1996).

Fuente: Decisiones de la Comisión 94/1072/CECA, 96/591/CECA, 96/575/CECA, 98/636/CECA y 98/635/CECA

El tercer grupo de ayudas financiado con cargo al coste específico no iba destinado a las empresas mineras. Incluía dos modalidades: una de ellas tenía como objetivo resarcir a las eléctricas el coste financiero del stock de carbón que excediera del definido como estratégico; y la otra, sufragar las medidas encaminadas a lograr la reactivación económica de las cuencas mineras. Las primeras debían reducirse en cada central térmica, al menos, un 15 por 100 anual respecto al nivel de 1995. Las ayudas a la reactivación de las comarcas mineras revisten tal trascendencia para la zona objeto de estudio que serán analizadas con detalle en el apartado siguiente.

Durante el período teórico de vigencia del Plan (1994-1997), la Comisión autorizó ayudas a la minería nacional del carbón por una cuantía de 665.911 millones de pesetas (tabla 193), lo que representa una media anual de 166.500 millones de pesetas. Como la producción de carbón CECA en España en esos cuatro años ascendió a 71,5 millones de toneladas, la ayuda media por tonelada se situó en 9.300 pesetas. Una cifra que, comparada con los precios internacionales del carbón (entre 5.000 y 6.000 pesetas/tonelada), resume a la perfección la situación en la que se encontraba la minería nacional. Sobre todo teniendo en cuenta que la mayor parte de las ayudas (el 73,62 por 100, 6.850 pesetas/tonelada de media) se destinó a cubrir las pérdidas de explotación de las empresas.

Las únicas ayudas incluidas en los presupuestos públicos fueron las que recibieron las tres empresas con contrato-programa (54 por 100 del total y 72 por 100 de las ayudas a la reducción de la actividad). En cambio, las dirigidas al resto del sector continuaron financiándose con cargo a la tarifa eléctrica, incluso en 1997, esto es, después de finalizar el período transitorio establecido en la Decisión 3632.

Al igual que en períodos anteriores, el mantenimiento de la consideración del carbón como materia prima prioritaria, completaba el complicado dispositivo en el que descansaba la continuidad de la minería nacional⁷⁰⁸.

9.2.3. Impulso al desarrollo alternativo de las comarcas mineras: las ayudas MINER

El programa de reactivación económica de las cuencas mineras españolas, contenido en el Plan de 1994, resultaba de incuestionable trascendencia para unos territorios que estaban asistiendo al hundimiento de la actividad en la que se basaba su estructura productiva y social. Para hacer frente a su coste, se habilitó un fondo por un montante total equivalente al 0,5 por 100 de la facturación eléctrica anual: unos 10.000 millones de pesetas (habida cuenta de que dicha facturación rondaba los dos billones de pesetas) que las empresas eléctricas debían depositar, cada año, en la cuenta abierta a tal fin por OFICO⁷⁰⁹.

El nuevo procedimiento supuso un cambio notable que ponía al servicio del desarrollo alternativo de las zonas mineras recursos muy superiores a los empleados hasta entonces para tal fin. Cuestión distinta es si el nuevo fondo era suficiente, y si con él se le daba a la reindustrialización de las comarcas carboneras toda la relevancia que el asunto requería. Unas simples comparaciones pueden arrojar algo de luz sobre el particular. Resulta significativo, por ejemplo, que los recursos aplicados a la reactivación de la comarcas (0,5 por 100 de la facturación eléctrica) sólo representarían el 10 por 100 de las ayudas totales a la minería (5 por 100 de la facturación eléctrica): la política carbonera española, siempre remisa a la hora de acometer la reestructuración del sector, seguía confiando el futuro de los territorios mineros más a la continuidad de la industria extractiva que al desarrollo de actividades alternativas. Al poner en relación el montante total de las ayudas a la reactivación con la ayuda al funcionamiento percibida por alguna empresa minera, aquél alcanza su verdadero significado: MSP recibía más de 7.000 millones de pesetas anuales en concepto de ayuda al funcionamiento, es decir, la subvención concedida a una sola empresa para enjugar sus pérdidas equivalía al 70 por 100 de todas las ayudas dirigidas a las comarcas mineras.

A pesar de que la desproporción entre ambos tipos de ayudas no tenía justificación, máxime después de más de cinco años de reestructuración de la minería del carbón, el nuevo sistema supuso un indiscutible avance sobre el anterior y un impulso no despreciable al desarrollo alternativo de aquellos territorios afectados por la crisis carbonera.

En febrero de 1996, una Orden del Ministerio de Industria y Energía dictó las normas reguladoras de las ayudas⁷¹⁰. Podrían beneficiarse de ellas, en primer lugar y con carácter prioritario, los proyectos que se realizaran en los municipios incluidos en el Programa Operativo de la Iniciativa Comunitaria RECHAR 1994-1997; y, en segundo lugar, aquéllos que se llevaran a

⁷⁰⁸ Real Decreto 2485/1994 de 23 de diciembre (*BOE* 313 de 31 de diciembre).

⁷⁰⁹ Artículo 2 del Real Decreto 2203/1995 de 28 de diciembre.

⁷¹⁰ Orden de 16 de febrero de 1996 (*BOE* 47 de 23 de febrero). La norma entró en vigor el 23 de febrero de 1996.

cabo en los municipios limítrofes a los anteriores⁷¹¹. Se contemplaba, asimismo, la posibilidad de apoyar proyectos empresariales de excepcional interés que se localizaran en otros lugares, siempre que previsiblemente fueran a ocupar en cuantía considerable trabajadores domiciliados en los municipios RECHAR.

Las ayudas previstas podían revestir diversas formas: subvención a fondo perdido, subvención de intereses, préstamos en condiciones favorables, capital riesgo y aportaciones para facilitar la obtención de avales.

Los proyectos susceptibles de percibir las ayudas se clasificaron en dos grupos: proyectos de inversión empresarial generadores de puestos de trabajo, y proyectos dotacionales destinados a los ayuntamientos. Estos últimos abarcaban una pluralidad de fines como la creación de infraestructura empresarial, la satisfacción de necesidades sociales, la formación de capital humano para su integración en actividades distintas a la minería del carbón, y la transformación medioambiental, urbanística y cultural de las comarcas.

Dentro del capítulo de los proyectos dotacionales, aquéllos encaminados a la generación de infraestructura empresarial (como, por ejemplo, la creación, ampliación o modernización de polígonos industriales) y a la satisfacción de necesidades sociales podían beneficiarse de una subvención a fondo perdido de hasta el 70 por 100 de la inversión. Un porcentaje que se fijó en el 50 por 100 en el caso de las actividades destinadas a la formación de capital humano, y de los proyectos de transformación medioambiental, urbanística y cultural de las comarcas, con algunas excepciones —como la formación empresarial o la rehabilitación de antiguos edificios mineros— en las que se podía llegar hasta el 70 por 100 de la inversión o el gasto. El gran inconveniente consistía en que la parte de la inversión no cubierta por el MINER debía ser financiada por el ayuntamiento correspondiente, algo muy complicado dadas las características de estos municipios, pequeños y con pocos recursos. En algunos casos, esta escasa capacidad económica imposibilitó continuar con la inversión una vez gastado el importe de la subvención, lo que motivó que se tuviera que reintegrar el importe de la ayuda⁷¹².

En los proyectos de inversión empresarial se exigía una inversión mínima de cinco millones de pesetas si los emprendían trabajadores autónomos, y de quince en los demás casos. Cuando la ayuda consistía en una subvención a fondo perdido, no podía superar el 40 por 100 de la inversión subvencionable. El importe se calculaba aplicando un porcentaje a esta inversión, o bien estipulando una cantidad por empleo creado, sin que en este caso se pudieran superar los tres millones de pesetas por puesto de trabajo. No obstante, en el caso de proyectos con una cuantía de inversión inferior a 75 millones, resultaba posible superar el porcentaje del 40 por 100 y llegar hasta el límite máximo de la zona, siempre teniendo en cuenta la confluencia de otras ayudas. En la determinación de la cuantía de la ayuda se tenían en cuenta aspectos como la situación de la inversión y el empleo en la zona, la dimensión del proyecto, el grado de equipamiento de capital productivo, las innovaciones previstas, la utilización de materias primas y bienes intermedios locales, las conexiones con otras empresas de la comarca, el valor añadido, etc.

La nueva normativa establecía un plazo de seis meses, desde la presentación de la solicitud, para dictar la resolución de concesión o denegación. Contemplaba, también, la posibilidad del cobro anticipado de la subvención, tras la aportación de avales o garantías

⁷¹¹ Véase el DOCE 180/26 de 1 de julio de 1994 donde se publica la comunicación RECHAR II, 94/C 180/08.

⁷¹² Para resolver este problema, la Asociación Leonesa de Municipios Mineros (ALMI) solicitó el apoyo de la Junta de Castilla y León, quien, informalmente, se comprometió a complementar hasta el 90 o el 95 por 100 de la subvención del MINER (*La Crónica* 16, 3 de mayo de 1996).

hipotecarias en favor de OFICO⁷¹³. De esta forma, el empresario, al disponer de los fondos cuando más los precisaba, podía acometer con más facilidad la inversión inicial: un cambio notable respecto a los incentivos económicos regionales y territoriales. Esta circunstancia, la agilidad del procedimiento durante los primeros meses, la considerable cuantía que podía llegar a alcanzar la ayuda, y la ventaja añadida que suponía que la economía española hubiera dejado atrás la crítica situación vivida en los primeros años de la década de los noventa, explican el éxito del sistema puesto en marcha en 1996.

9.2.4. El carbón nacional en la encrucijada de la liberalización del sistema eléctrico

El 19 de diciembre de 1996 se adoptó la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Se pretendía con ella dar un paso decisivo hacia la creación de un auténtico mercado interior de la energía, pieza básica del mercado interior europeo, es decir, de ese espacio sin fronteras interiores en lo que se refiere a la circulación de mercancías, personas, servicios y capitales, cuya consecución era prioritaria para la Unión Europea. La norma comunitaria aspiraba a liberalizar progresivamente los mercados eléctricos nacionales y conseguir su integración eliminando las barreras físicas y técnicas⁷¹⁴.

La liberalización debía extenderse al suministro de fuentes de energía primaria, cuestión que afectaba de lleno y muy negativamente al carbón comunitario. Evidentemente, si el objetivo último consistía en introducir la competencia en un integrado mercado eléctrico europeo, no se le podía imponer a ningún productor la utilización de determinadas materias primas energéticas, especialmente si podía abastecerse de otras más baratas, más eficientes o de mejor calidad. No obstante, para aminorar el impacto que la total liberalización del suministro de fuentes de energía habría tenido en la industria comunitaria del carbón, el artículo 8.4 de la Directiva, apelando a motivos de seguridad de abastecimiento, protegió las fuentes autóctonas. En concreto, permitió que los Estados miembros dieran preferencia al funcionamiento de las instalaciones de generación que hicieran uso de ellas, hasta el límite global del 15 por 100 de la cantidad total de energía primaria necesaria para generar la electricidad consumida en el país⁷¹⁵.

El plazo para que los Estados miembros aprobaran las disposiciones necesarias para dar cumplimiento a la Directiva finalizaba el 19 de febrero de 1999. En dos años, como máximo, el entorno en el que se desenvolvía el sistema eléctrico español debía experimentar un cambio notable, pasando paulatinamente de un mercado regulado, el definido por el Marco Legal Estable, a otro liberalizado⁷¹⁶.

⁷¹³ En el caso de garantías hipotecarias, se exigía una aportación inicial de capital propio de, al menos, el 30 por 100 de la inversión total del proyecto.

⁷¹⁴ El 19 de febrero de 1999 debía abrirse el mercado para los consumidores de más de 40 GWh al año (aproximadamente el 26 por 100 del mercado comunitario). El 19 de febrero de 2000 se ampliaría el mercado para los consumidores de más de 20 GWh anuales. Finalmente, la Directiva preveía que la tercera parte del mercado estuviera liberalizada el 19 de febrero de 2003, al incluir a los consumidores de más de 9 GWh al año.

⁷¹⁵ La Directiva 96/92 fue derogada por la Directiva 2003/54/CE del Parlamento y del Consejo, de 26 de junio de 2003. La finalidad de la nueva norma es eliminar las deficiencias y mejorar el funcionamiento del mercado interior de la electricidad. En lo que respecta al carbón, el artículo 11 reproduce el criterio de que «por motivos de seguridad de suministro, los Estados miembros podrán disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15 por 100 de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consuma en el Estado miembro de que se trate».

⁷¹⁶ El sistema retributivo del Marco Legal Estable había adquirido carácter transitorio en 1994 con la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

Conscientes de la inminencia de este cambio, varios meses antes de la aprobación de la Directiva, el Ministerio de Industria y Energía y las compañías eléctricas comenzaron a negociar un protocolo que sentara las bases del futuro mercado eléctrico liberalizado. Los primeros borradores contemplaban el acceso sin restricciones de las eléctricas a las materias primas energéticas a partir del 1 de enero de 1998. Por si esto fuera poco, establecían además un recorte sustancial de las ayudas al carbón nacional, que disminuirían a un ritmo del 12,5 por 100 anual, para desaparecer por completo en el plazo de ocho años. En consecuencia, desde el 1 de enero de 2006, sólo podrían mantenerse activas las compañías carboneras capaces de competir vendiendo al precio internacional, algo prácticamente imposible para la mayoría si tenemos en cuenta que en 1996 el coste medio de producción del sector carbonero español duplicaba dicho precio.

Estos proyectos provocaron una inmediata reacción de los sindicatos y los trabajadores mineros, que veían en la liberalización del mercado eléctrico el fin de la industria nacional del carbón. El 12 de noviembre de 1996, una manifestación en defensa del sector congregó en León a 35.000 personas. La firme contestación social, reforzada con paros y huelgas generales, consiguió su objetivo, y el Gobierno del Partido Popular, abandonando sus pretensiones iniciales, se comprometió a separar la reordenación minera de los acuerdos con las eléctricas, y a negociar la primera con los sindicatos.

El resultado fue el Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional (Protocolo eléctrico), firmado por el Ministerio de Industria y Energía y las compañías eléctricas el 11 de diciembre de 1996. Su finalidad quedaba claramente recogida en el preámbulo del documento:

El objetivo del presente protocolo es establecer las bases operativas que han de regir en el funcionamiento del Sistema Eléctrico Español, definir los plazos, medidas y salvaguardias que deberán ser puestos en práctica durante el período transitorio hasta alcanzar los objetivos de liberalización del mercado eléctrico, establecer aquellos criterios que deberán regir la estructura del Sector Eléctrico Español, garantizando la competencia entre las empresas que lo integran y la competitividad de las mismas, así como sentar las bases de retribución adecuada para cada una de las actividades que se realizan en régimen de monopolio natural, y cuya regulación debe contemplar los intereses de los consumidores, de los trabajadores y los de los accionistas que conjuntamente sustentan el negocio de la empresa.

En el texto del acuerdo se identifican fácilmente los efectos de las movilizaciones mineras. Varios apartados del Protocolo eléctrico resultaban de gran relevancia para la minería nacional del carbón, pero la dureza de los planteamientos iniciales se había diluido. El documento configuraba un mercado mayorista de generación de electricidad competitivo, en el cual, desde el 1 de enero de 1998, el orden de funcionamiento de los diferentes grupos generadores se establecería en función de las ofertas efectuadas por sus titulares para cada una de las 24 horas del día siguiente. La programación de cada hora comenzaría por la oferta más barata e iría incluyendo otras, atendiendo al criterio del precio ofertado, hasta igualar la demanda. Los productores serían retribuidos al llamado coste marginal del sistema eléctrico, es decir, al precio ofrecido por el último grupo puesto en marcha para atender la demanda en cada sesión horaria. En un mercado de estas características, las oportunidades de las centrales con mayores costes, como las de carbón nacional, para colocar su electricidad serían escasas, salvo en épocas de escasez de energía —como acontece en los períodos de sequía, con menor actividad hidroeléctrica— o salvo que la Administración, amparándose en el concepto de seguridad de abastecimiento, diseñara en su favor, como así iba a ocurrir, algún sistema de ayudas.

El argumento esgrimido para justificar las ayudas a las centrales térmicas de carbón nacional se basaba en la idea de que, al pasar a un mercado competitivo, las eléctricas no podrían recuperar todas las inversiones que habían acometido bajo el anterior marco regulado, y que, consecuentemente, deberían ser adecuadamente compensadas por ello. De este modo, partiendo del convencimiento de que los costes de las nuevas unidades de generación serían inferiores a los de las ya existentes, y de que, por ello, el precio de la electricidad fijado en un mercado competitivo sería menor que el que, en aquellos momentos, se derivaba de la tarifa, una de las conclusiones del Protocolo fue la conveniencia de adoptar medidas transitorias que facilitaran un tránsito suave de las empresas hacia las nuevas formas de gestión exigidas por la estructura competitiva. Se acordó, para lograrlo, que las compañías eléctricas percibieran, durante un período transitorio, una retribución adicional a la procedente del mercado. Surgía, de este modo, el concepto de costes de transición a la competencia (CTC).

El fundamento jurídico racional del derecho a percibir los CTC radica en el principio de protección de la confianza legítima, mecanismo de defensa de los particulares frente a los continuos cambios de los criterios de la actuación estatal. Desde los años setenta, las compañías eléctricas habían acometido cuantiosas inversiones, como, por ejemplo, la instalación de nuevos grupos térmicos de carbón. Lo habían hecho siguiendo las directrices obligatorias de la planificación estatal, y confiando en la permanencia del marco normativo, un marco que les garantizaba la recuperación de todos los costes. De acuerdo con el principio de protección de la confianza legítima, del cambio de la regulación que ahora se planeaba no debía derivarse la pérdida de parte alguna de las inversiones realizadas.

La cuantía máxima de los CTC se estableció en 1.988.561 millones de pesetas de 1997; y el plazo máximo para percibirlos, en diez años, entre 1998 y 2007. Estos costes se repercutirían a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema. Una parte del citado importe correspondería a la prima a la producción de electricidad a partir de carbón autóctono⁷¹⁷.

La ayuda a las centrales térmicas de carbón nacional beneficiaba, lógicamente, a la industria extractiva, pero donde más claramente se puso de manifiesto el cambio respecto a los planteamientos iniciales residió en el tratamiento de las materias primas energéticas. El acuerdo primero del Protocolo, en su apartado cinco, recogía el principio de liberalización del suministro de energías primarias para la generación de electricidad. A partir del 1 de enero de 1998, dice el acuerdo, los abastecimientos de estas materias primas se efectuarán sin restricciones. La única excepción a tan contundente principio la constituyó precisamente el carbón autóctono. En el caso de este mineral, el Protocolo eléctrico se remitió a lo que en aquellos momentos se denominaba el Plan de Futuro de la Minería del Carbón y Desarrollo de las Comarcas Mineras, un plan donde se fijaría el consumo de carbón nacional que las eléctricas deberían garantizar mediante la formalización de contratos a medio y largo plazo con los mineros. En el Protocolo eléctrico, la Administración se comprometía, además, a tratar de mejorar todos los aspectos relativos al carbón contenidos en lo que entonces era sólo un proyecto de Directiva, y a hacer uso de la disposición encaminada a proteger las fuentes de energía autóctonas.

Para que el modelo competitivo pudiera iniciar su andadura resultaba imprescindible aligerar las existencias de carbón nacional CECA en los parques de las centrales térmicas hasta alcanzar los niveles de seguridad. Éste fue uno de los motivos de que, a lo largo de 1997, se

⁷¹⁷ Las liquidaciones interempresas, realizadas hoy por la Comisión Nacional de Energía, tienen la finalidad de redistribuir los ingresos obtenidos vía tarifa, netos de las compras de energía, para que cada empresa perciba los que le son reconocidos por las actividades reguladas (distribución y transporte) y por la compensación de los CTC.

llevara a cabo una reducción programada de la energía adquirida a los productores en régimen especial y a las centrales nucleares, en favor de la generación térmica convencional. Este hecho, la elevada hidraulicidad y la necesidad de incrementar la actividad en las centrales de gas natural para consumir el cupo establecido⁷¹⁸ ocasionaron un incremento de la producción de electricidad mayor que el experimentado por la demanda, consecuencia de lo cual fue el cambio de signo en el saldo de los intercambios internacionales. A finales de 1997, las existencias de carbón en los parques de las centrales habían descendido hasta 8,8 millones de toneladas, un 28 por 100 menos que el año anterior.

Los esenciales acuerdos contenidos en el Protocolo eléctrico se plasmarían en nuestro ordenamiento jurídico a finales del año 1997. Entretanto, las negociaciones para diseñar un plan específico para el sector carbonero —fruto, en buena medida, de las movilizaciones mineras— concluían el 15 de julio de 1997. Ese día, el Ministerio de Industria y Energía y los sindicatos FIA-UGT y F.M. de CC.OO. firmaron el Plan 1998-2005 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (Plan del Carbón)⁷¹⁹. Un acuerdo cuyos efectos se dejarían notar a partir del 1 de enero de 1998, y que definió la que podríamos denominar tercera fase de la reestructuración de la industria nacional del carbón.

9.3. El Plan 1998-2005 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras

El Plan del Carbón muy probablemente tomó como referencia el acuerdo sobre el futuro de la industria extractiva alemana, al que llegaron cuatro meses antes, el 13 de marzo de 1997, el Gobierno alemán, los Estados Federados de Renania del Norte-Westfalia y Sarre, los sindicatos y las empresas carboneras. Uno de los objetivos del plan germano consistía en reducir progresivamente la ayuda anual un 41 por 100, desde los 9.400 millones de marcos de 1997 hasta 5.500 millones en 2005 (Comisión, 2000d).

Ciertamente, pese a que la CECA expiraba en 2002, los tres países de la Unión Europea que mantenían minas de carbón muy alejadas de la viabilidad tomaron 2005 como referencia clave de sus procesos de racionalización. Ya lo hemos visto en los casos de España y Alemania. En Francia, la única empresa activa, Carboneux de France, de propiedad pública, cesaría definitivamente de extraer carbón en ese año. El Gobierno francés exponía, para justificar que el cierre aconteciera después del fin del Tratado de la CECA, la gravedad de los problemas sociales y regionales inherentes al proceso, pese a que, a la altura de 1998, su industria carbonera aparecía ya muy disminuida, con una producción que no alcanzaba 5 millones de toneladas (el 30 por 100 de la española).

En el seno de la Unión Europea, únicamente en el Reino Unido la industria del carbón presentaba visos de viabilidad. Las compañías privadas resultantes de la privatización de la British Coal colocaban su producción sin necesidad de ayudas, gracias a la firma con las eléctricas de contratos en los que se pactaban precios ligeramente superiores a los vigentes en el mercado internacional. Esa situación se mantiene en la actualidad. No obstante, las dificultades

⁷¹⁸ Según REE, en 1997 el consumo de gas natural alcanzó 1.800 millones de m³, casi diez veces la cifra del año anterior. Las causas de este incremento fueron: el proceso de adaptación de grupos de fuel a la producción con gas, la puesta en servicio del gaseoducto que enlaza la península con los yacimientos de gas argelinos, y la política energética elaborada para respaldar los contratos *take or pay* suscritos por las empresas eléctricas con Enagás como consecuencia del protocolo de intenciones para el uso del gas natural en la generación de energía eléctrica de 8 de junio de 1994.

⁷¹⁹ Las partes firmantes del Plan se comprometieron a renegociarlo a partir del 1 de julio de 2004.

para la minería británica aumentan considerablemente cuando los precios internacionales del mineral evolucionan a la baja, como sucedió en los años finales de la década de los noventa. En esos momentos, la competencia de la hulla importada y del gas hizo retroceder año tras año la producción interna, que ya en 1997 suponía tan sólo 47 millones de toneladas.

En el invariable contexto de una minería europea acuciada por las mismas carencias de siempre, la justificación del Plan español no difería sustancialmente de las que aconsejaron poner en marcha las dos reestructuraciones anteriores: la consideración del carbón como un recurso estratégico, al ser la única fuente de energía autóctona relativamente abundante; la obligación comunitaria de que las ayudas al sector fueran transparentes y regresivas en el tiempo, con la consiguiente necesidad —apremiada por el hecho de que el período transitorio establecido por la Decisión 3632 ya había vencido— de intensificar la racionalización del sector; y la necesidad de promover el desarrollo económico de las comarcas mineras, unas zonas caracterizadas por el monocultivo económico. A ellas se añadían, ahora, dos razones adicionales que multiplicaban las incertidumbres que se cernían sobre la industria carbonera nacional: la liberalización del mercado eléctrico y el término del plazo para suprimir definitivamente las restricciones a las importaciones de hulla.

Sobre los firmantes del acuerdo pesaba, además, la proximidad de la expiración del Tratado de la CECA⁷²⁰, y, por supuesto, el fracaso del Plan anterior, que ni consiguió los objetivos de disminución de la producción ni sirvió para que las empresas realizaran progresos destacables hacia la viabilidad económica. No tardaría la Comisión en hacerse eco de ese fracaso, al afirmar que la ejecución del Plan 1994-1997 había experimentado «una desviación en relación con los planes notificados y considerados conformes por la Comisión»⁷²¹. Con respecto a las empresas beneficiarias de ayudas al funcionamiento, la institución comunitaria comprobaba que «habían progresado de una forma limitada hacia una mayor viabilidad económica, a la luz de los precios del carbón practicados en los mercados internacionales», y concluía, en consecuencia, que «estas empresas deberán incrementar los esfuerzos de reestructuración en la próxima fase 1998-2002». Más contundentes eran las afirmaciones sobre las compañías beneficiarias de ayudas a la reducción de actividad, que habían adoptado «una serie de medidas contrarias a la obligación de reducir de forma progresiva su capacidad de producción mediante medidas de cierre total o parcial».

Todas estas circunstancias forzaron un nuevo paso adelante, esta vez más decidido, en lo que podríamos denominar la peculiar vía española hacia la reestructuración de la minería del carbón. Sin embargo, aunque más intenso, el nuevo proceso de racionalización guarda varias similitudes con los anteriores que atenúan su contundencia. Una de ellas es la división de las empresas mineras en dos grupos: uno, formado por aquéllas capaces de reducir sus costes y subsistir en un escenario caracterizado por unas ayudas globales al sector decrecientes; el otro, integrado por el resto, es decir, por las explotaciones carboneras obligadas a cesar en su actividad. Esto significa, en definitiva, que el Plan garantiza la continuidad de empresas que, por más que reduzcan sus costes, no llegarán nunca a ser competitivas, y, en este sentido, debe ser considerado, al igual que los anteriores, más como un instrumento para proteger una parte de la industria nacional del carbón, que como un mecanismo para acometer su necesaria reconversión.

⁷²⁰ El 15 de marzo de 1991, en una comunicación al Consejo y al Parlamento, la Comisión Europea señalaba que, tras la expiración del Tratado, el carbón y el acero deberían considerarse como cualquier otro producto industrial, especialmente en lo referente a la política de competencia.

⁷²¹ Decisión 98/637/CECA de 3 de junio de 1998.

Los mecanismos básicos del Plan son el consumo garantizado de carbón nacional (esta expresión, que puede inducir a error, debe entenderse como la asunción por parte de la industria eléctrica de unos compromisos mínimos anuales de compra) y las ayudas a la industria. Ambos se ven reforzados con los incentivos encaminados a favorecer la única salida del mineral autóctono: su utilización como combustible en las centrales eléctricas. Sin estos incentivos, las térmicas de carbón nacional, debido a sus mayores costes de generación, no hubieran podido competir en un sistema eléctrico liberalizado, y difícilmente habrían garantizado el consumo de carbón fijado como objetivo.

Una cuestión que debe ser subrayada es que la vigencia del Plan se prolongue más allá de la finalización del Tratado CECA. ¿Cómo se pudieron planificar en 1997 actuaciones para después del 23 de julio de 2002 cuando no se sabía siquiera si las ayudas estatales a la industria del carbón se iban a permitir en la Unión Europea con posterioridad a esa fecha? Aunque más adelante se aventura una hipótesis explicativa, se trata, desde luego, de una cuestión difícil de entender que ocasionará no pocos quebraderos de cabeza a los responsables de nuestra política carbonera. Y ello, a pesar de que el escenario ha sido, finalmente, el mejor de los posibles y las ayudas a la minería autorizadas por la Comisión han sobrevivido incluso a la propia CECA.

El análisis detallado de todos estos factores es imprescindible para comprender no sólo el penúltimo proceso de reestructuración de la minería nacional, sino también la situación actual de esta industria y sus posibilidades de sobrevivir en un entorno cada vez más incierto. A ello se dedican los siguientes apartados.

9.3.1. La garantía de consumo, pieza básica de la planificación

El marco protector de la minería del carbón tiene uno de sus mecanismos fundamentales en la obligación de la industria eléctrica de adquirir una determinada cantidad de mineral cada año. En el propio Plan quedaron establecidas las compras garantizadas de carbón hasta 2005. Bajo el principio de libertad de contratación entre las empresas mineras y las eléctricas, se obligó a estas últimas a asumir unos compromisos mínimos anuales de compra de carbón nacional. Estos compromisos se materializarían en contratos a largo plazo, cuya suma sería el consumo garantizado total de cada año.

Los precios de los contratos se obtendrían a partir de los precios CIF en dólares de las importaciones de carbón de terceros países publicados por la Unión Europea. Tras aplicarles el tipo de cambio euro/dólar, se añadirían los costes de transporte hasta la central, y el resultado se ajustaría con la tradicional corrección en función de la calidad. Al desaparecer definitivamente la prima de seguridad de abastecimiento, los precios internos equivaldrían, por primera vez, a los internacionales.

En el fondo, la garantía de consumo no representaba ninguna novedad, pues había sido el elemento clave del entramado protector de la minería nacional durante los años anteriores. Hasta el 31 de diciembre de 1997, se habían utilizado la planificación vinculante y las restricciones cuantitativas a las importaciones de carbón para hacerla efectiva: al limitar el volumen de las compras en el exterior al necesario para atender la demanda que no pudiera ser cubierta con mineral nacional, se obligaba indirectamente a las eléctricas a consumir carbón español. Desde el 1 de enero de 1998, en virtud de la normativa comunitaria y del Acuerdo por el que se creó la Organización Mundial del Comercio, la Administración ya no podía limitar tales importaciones, esto es, no podía prohibir directamente ninguna compra de carbón en el

exterior. Para evitar que el desarme frente a la hulla extranjera significara el desmoronamiento total de la minería, el Plan 1998-2005 no tuvo reparos en utilizar la vía de obligar a las eléctricas a utilizar carbón nacional, de modo que éstas sólo tuvieran que importar la hulla necesaria para atender las necesidades de consumo no cubiertas con el mineral autóctono. Se obtenía así el mismo resultado que con el sistema anterior, pero ahora no se prohibía directamente ninguna importación.

Asumir unos compromisos mínimos de compra de carbón nacional suponía una desventaja evidente para las compañías eléctricas propietarias de las centrales térmicas que utilizaban ese combustible: la de tener que vender la electricidad en un mercado competitivo incurriendo en unos costes de generación que resultaban excesivos. Sin entrar en el análisis de su capacidad para competir con las centrales que usaban fuentes de energía primarias distintas al carbón, no es difícil comprender la precaria posición de las térmicas de carbón nacional, por lo general situadas en el interior peninsular, lejos de las costas. Es cierto que, según estaba previsto, adquirirían el carbón autóctono a precios similares a los de la hulla extranjera, pero estos precios serían los correspondientes al mineral colocado en el parque de la central, lo cual significaba añadir a la cotización en el puerto de entrada del carbón importado los costes de transporte hasta la central. Aunque el dilema ya estaba resuelto en el Protocolo eléctrico con los CTC, en el Plan del Carbón se reiteró la necesidad de instaurar una prima por consumo de carbón nacional (mencionada en un acuerdo complementario) y de mantener las ayudas a la financiación de existencias y al transporte del mineral. Estas medidas, sobre las que volveremos más adelante, supondrían un destacado incentivo para que las térmicas consumieran mineral nacional, y, al mismo tiempo, un factor equilibrante de sus cuentas de resultados.

Según las previsiones, el consumo garantizado de carbón (cuya evolución acordada se recoge en la tabla 194) iría disminuyendo progresivamente durante todo el horizonte temporal del Plan, para situarse en 2005, tras experimentar una caída superior al 28 por 100, en 13 millones de toneladas, 5 millones por debajo del consumo garantizado de 1997.

Dadas las características de la industria española del carbón, la disminución del consumo garantizado debía traducirse, como mínimo, en un descenso igual de la producción. Esta disminución prevista se quedaba muy lejos de la contemplada en el plan alemán, cuyas expectativas apuntaban a que, en 2005, la producción sería de 25 millones de toneladas, la mitad que la obtenida en 1997.

Además de la minoración progresiva del consumo garantizado, el Plan preveía la destrucción de 7.000 puestos de trabajo a lo largo de su período de vigencia, un 31 por 100 de los 28.840 con que contaban las empresas productoras de carbón CECA en 1997.

TABLA 194
Consumo garantizado de carbón nacional en el Plan 1998-2005

Años	Consumo garantizado (t)	Variación sobre el año anterior (%)	Variación sobre 1997 (%)	Consumo real en térmicas de carbón CECA nacional (t)
1997	18.137.325			21.017.000
1998	17.495.159	-3,54	-3,54	14.815.000
1999	16.852.994	-3,67	-7,08	15.532.000
2000	16.210.828	-3,81	-10,62	16.067.000
2001	15.568.663	-3,96	-14,16	13.857.000
2002	14.926.497	-4,12	-17,70	14.499.000
2003	14.284.331	-4,30	-21,24	12.860.000
2004	13.642.166	-4,50	-24,78	12.990.000
2005	13.000.000	-4,71	-28,32	

Fuente: Plan 1998-2005 y CNE

El Gobierno español sometió a la aprobación de la Comisión Europea la parte del Plan que cubría el período 1998-2002 (no podía ser de otro modo pues la CECA expiraba el 23 de julio de 2002). Los objetivos que había que conseguir, entre el 1 de enero de 1998 y el 23 de julio de 2002, volvían a ser, para las empresas que pudieran reducir sus costes, intensificar las medidas de modernización, racionalización y reestructuración; y para aquellas que no pudieran rebajarlos o que, aun disminuyéndolos, estuvieran muy alejadas de la racionalidad económica, intensificar su plan de reducción de actividad. Para las primeras, se estableció una minoración mínima de 1,9 millones de toneladas, de manera que su nivel de producción máximo ascendiera en 2002 a 12,7 millones de toneladas anuales. El resto de las compañías debía inscribirse en un plan que desembocara en su cierre antes del 23 de julio de 2002. Hunosa, Minas de Figaredo y Mina La Camocha constituían, pese a su precaria situación económica, las excepciones más llamativas a esta última medida: justificándolo con las singulares condiciones sociales y regionales de las cuencas mineras asturianas, las tres empresas se incluirían en un plan de reducción progresiva y continua de actividad que posponía su inevitable cierre más allá de la finalización del Tratado de la CECA.

La Comisión consideró que el Plan 1998-2002 se ajustaba a las disposiciones de la Decisión 3632/93/CECA «y, en particular, al objetivo de resolver los problemas sociales y regionales relacionados con la reducción total o parcial de unidades de producción»⁷²².

9.3.2. Ayudas decrecientes y consignadas en los presupuestos públicos

Una de las ideas básicas era que se mantuvieran en 2005 sólo aquellas empresas que pudieran sobrevivir en un contexto definido por una ayuda global a la industria del carbón un 37 por 100 inferior, aproximadamente, a la de 1997. Para conseguirlo, el Plan notificado a la Comisión contemplaba una contracción de las ayudas para cubrir pérdidas de explotación del 4

⁷²² Decisión de la Comisión 98/637/CECA de 3 de junio de 1998 (DO L 303 de 13 de noviembre). Todos los datos sobre el Plan notificado por España se han obtenido de esta norma.

por 100 anual para las minas subterráneas, y del 6 por 100 para las explotaciones a cielo abierto (en el primer año de aplicación los porcentajes fueron superiores: un 5 y un 10 por 100, respectivamente).

La financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de las ayudas a la minería (una de las novedades del Plan) significaba que ya no se incluirían, como se había venido haciendo hasta entonces, en la tarifa eléctrica⁷²³. El sistema, tal y como demandaba la Comisión Europea, se hacía más transparente, aunque para su financiación fuese necesario crear un impuesto especial, el Impuesto sobre la Electricidad, que vino a sustituir al anterior recargo del 4,864 por 100⁷²⁴. El nuevo impuesto —que tiene, precisamente, este tipo impositivo—, al recaer sobre el importe de la factura eléctrica (unos 12.000 millones de euros a finales de los noventa), supuso inicialmente la recaudación de 600 millones de euros. Por tanto, el consumidor de electricidad continuaría financiando, en la misma medida que antes, las ayudas derivadas de la reestructuración de la minería del carbón⁷²⁵. No obstante, el impuesto resultó insuficiente y fue preciso, para sufragar la totalidad de las ayudas, canalizar recursos presupuestarios adicionales. Así, por ejemplo, de los fondos que se traspasaron al IRMC en 1998 (847 millones de euros), el 71 por 100 (601 millones) procedía del Impuesto sobre la Electricidad, y el 29 por 100 restante (246 millones) eran aportaciones presupuestarias netas⁷²⁶. En 2000, esos porcentajes se situaron en el 62 por 100 y el 38 por 100, respectivamente, sobre unos recursos totales de 964 millones de euros.

El sistema de ayudas a la industria del carbón y a las comarcas mineras contemplado en el Plan tuvo su reflejo legal en el Real Decreto 2020/1997 de 26 de diciembre⁷²⁷. Unos días más tarde, la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, creó el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (IRMC). Este organismo autónomo nacía con la finalidad de ejecutar la política de reestructuración de la minería y las medidas dirigidas a fomentar el desarrollo económico de los municipios mineros del carbón⁷²⁸. Únicamente el Programa de Formación quedaba al margen del IRMC, para gestionarlo, el 10 de septiembre de 1998, la SEPI constituyó la Fundación para el Desarrollo de la Formación en las Zonas Mineras del Carbón⁷²⁹.

⁷²³ Obsérvese que la incorporación de la ayuda a los Presupuestos públicos no tuvo lugar en 1997, sino en 1998. No se respetó, pues, el plazo establecido por la Decisión 3632.

⁷²⁴ La Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, incorporó el Impuesto sobre la Electricidad al Título Primero (Impuestos especiales de fabricación) de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. En la exposición de motivos de la Ley 66/1997 se lee: «En el ámbito de los Impuestos Especiales se introduce una nueva figura, el Impuesto sobre la Electricidad, que tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo en concepto de coste específico asignado a la minería del carbón, que gira en la actualidad sobre la facturación eléctrica y se expresa como el 4,864 por 100 de la misma, en consonancia con el proceso de transparencia en la facturación eléctrica que se quiere impulsar».

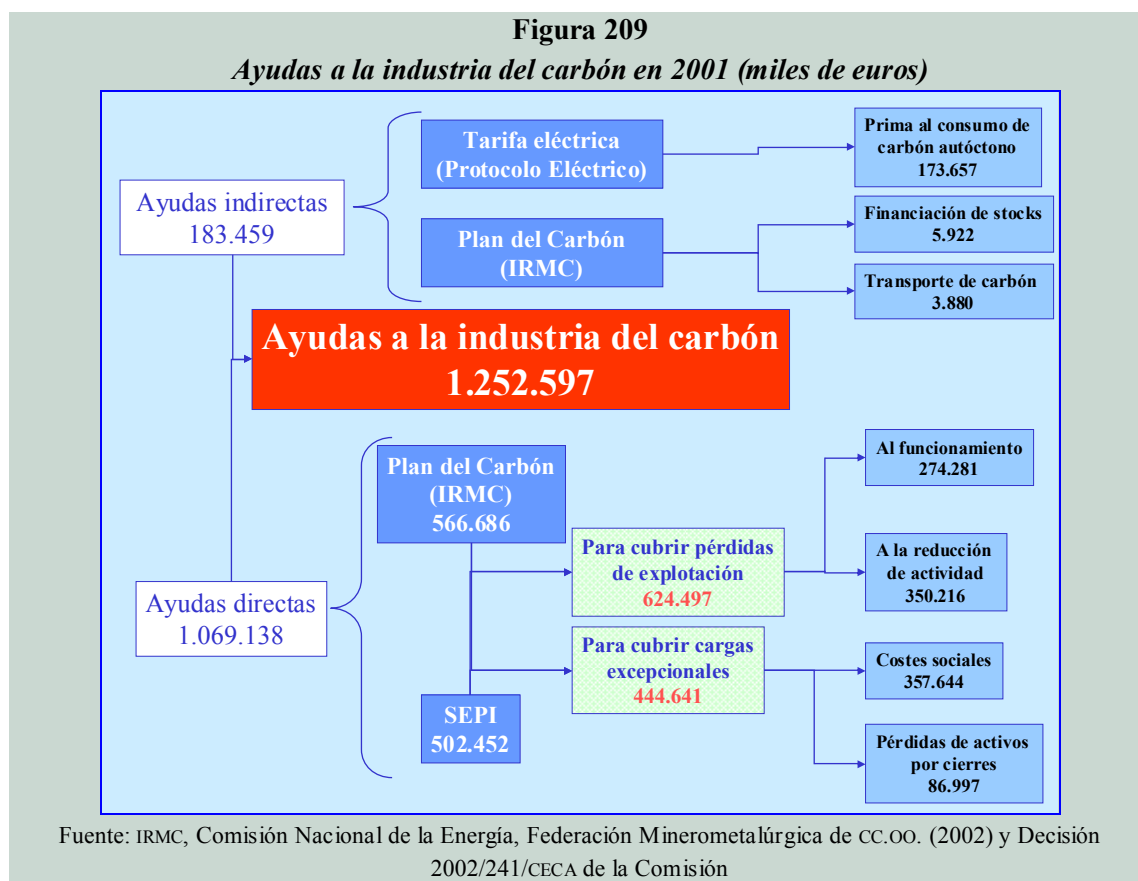
⁷²⁵ En realidad, la aportación del consumidor es superior con el nuevo sistema, puesto que el tipo impositivo del Impuesto sobre la Electricidad se aplica, no sobre el valor del consumo de energía eléctrica, sino sobre el resultado de incrementar este valor en un 5,11 por 100.

⁷²⁶ Véase *El Presupuesto para 1998* (Libro Rojo) del Ministerio de Economía y Hacienda.

⁷²⁷ Las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras, y las ayudas a la financiación de stocks fueron reguladas en una Orden de 19 de octubre de 1998.

⁷²⁸ El IRMC quedó adscrito al Ministerio de Economía a través de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa.

⁷²⁹ La dotación inicial de la Fundación fue de mil millones de pesetas. Su objeto es colaborar al desarrollo económico alternativo de las zonas mineras del carbón, y su fin esencial consiste en fomentar el acceso a los distintos niveles educativos y de capacitación profesional para que se incrementen y diversifiquen las posibilidades de acceso al empleo en estas zonas. Mediante Orden de 9 de julio de 1999 (BOE 185 de 4 de agosto) fue inscrita en el Registro de Fundaciones Docentes.



Para facilitar la exposición, se ha dividido en dos grupos el complicado entramado de subvenciones públicas relacionado con la minería del carbón: las ayudas dirigidas a la industria carbonera y las que tienen como destinatarias a las comarcas mineras.

Analizaremos en primer lugar las ayudas dirigidas a la industria carbonera, cuyo importe asciende a unos 1.250 millones de euros anuales. Se han clasificado en directas e indirectas, en función de que sus destinatarios sean las compañías mineras o las eléctricas. La figura 209 recoge su estructura y la cuantía de cada una de ellas en 2001. La prima al consumo de carbón autóctono es la única que se financia con cargo a la tarifa eléctrica, las demás se consignan en los Presupuestos Generales del Estado, y se canalizan a través del IRMC y, en el caso de Hunosa, también a través de la SEPI.

9.3.2.1. Las ayudas indirectas a la industria del carbón

Esta categoría de ayudas comprende tres incentivos dirigidos a las empresas eléctricas para facilitar que se logre el consumo de carbón autóctono fijado como objetivo. El más relevante es la prima al consumo de carbón nacional, los otros dos incentivos son las ya tradicionales ayudas a la financiación de stocks y al transporte de carbón autóctono.

El respaldo legal de las ayudas indirectas se encuentra en la normativa que introdujo mecanismos competitivos en el mercado de generación de electricidad. A finales de 1997, la Directiva 96/92/CE se incorporó a nuestro ordenamiento jurídico mediante la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la norma que recogió los acuerdos contenidos en el Protocolo eléctrico, puso fin al MLE e inició el camino hacia la liberalización del sistema

eléctrico español, abriendo a la competencia las actividades de generación y comercialización de electricidad⁷³⁰. Dos disposiciones de la Ley que se refieren expresamente a las centrales térmicas de carbón nacional tienen una extraordinaria significación para la industria minera.

Para conseguir un correcto funcionamiento del mercado mayorista de generación de electricidad, que empezó a operar el 1 de enero de 1998, la Ley obliga a los productores de energía eléctrica a efectuar ofertas económicas de venta de electricidad para cada período de programación, y por cada una de las unidades de las que sean titulares que tengan una potencia instalada superior a 50 MW o que estuvieran sometidas en 1997 al MLE⁷³¹. El texto legal contempla varias excepciones a esta obligación, una de ellas se refiere a las centrales que utilicen fuentes de combustión autóctonas (artículo 25. Excepciones al sistema de ofertas):

El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por 100 de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado.

Por tanto, si lo considera necesario el Gobierno podrá permitir que las centrales de carbón nacional coloquen su producción sin necesidad de competir con el resto de los productores, siempre que anualmente el carbón empleado no supere el 15 por 100 de la energía primaria empleada en la generación de la electricidad demandada por el mercado nacional. La Ley se hace eco, de esta forma, de la disposición de la Directiva 96/92 CE (artículo 8.4) encaminada a proteger las fuentes energéticas autóctonas. La situación del mercado eléctrico español, caracterizada por el vigoroso incremento de la demanda y las irregulares precipitaciones, ha hecho que, hasta 2005, el Gobierno no haya utilizado la facultad que le concede la Ley⁷³².

¿Significa esto que, en la actual coyuntura, las centrales de carbón nacional son competitivas? La respuesta es negativa: para colocar su producción en el mercado necesitan ayudas estatales. La cobertura legal de estas ayudas se encuentra también en la Ley 54/1997, concretamente en su disposición transitoria cuarta, que faculta al Gobierno para establecer los incentivos necesarios de cara a conseguir que las centrales térmicas consuman la cantidad de carbón autóctono fijada anualmente como objetivo por la Administración. Dichos incentivos han adoptado las tres formas antes mencionadas.

La prima al consumo de carbón autóctono se recoge expresamente en la propia Ley 54/1997 como una parte de los costes de transición a la competencia. La citada disposición transitoria cuarta señala que los incentivos al consumo de carbón autóctono «incorporarán, en su caso, una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh (0,60 c€) para aquellos

⁷³⁰ Además, la disposición transitoria decimocuarta de la Ley estableció la extinción de OFICO.

⁷³¹ En el preámbulo de la Ley se reconoce que se abandona la noción de servicio público tradicional, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional. Por tanto, el legislador considera el suministro eléctrico como un servicio universal, esto es, como un servicio cuyas prestaciones deben llegar a todas las personas que lo necesitan (Cuétara y González, 1997). No obstante, las obligaciones de servicio público (imposiciones de la Administración que obligan a los operadores a realizar prestaciones no determinadas por su interés comercial) no desaparecen, siendo la obligación de efectuar ofertas un claro ejemplo al respecto.

⁷³² En contestación a una consulta, el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S. A. (OMEL) afirmaba el 18 de mayo de 2005 lo siguiente: «De acuerdo con la legislación vigente, las unidades de producción de energía eléctrica que usan como combustible el carbón participan en el mercado de producción de energía eléctrica enviando ofertas en las mismas condiciones que cualquier otra unidad de producción. En caso de resultar casadas y no ser excluidas en el proceso de restricciones técnicas, tienen garantizado el cobro del precio marginal por la energía comprometida en cada período de programación».

grupos de producción y en la medida que hayan efectivamente consumido carbón autóctono y por la cuantía equivalente a su consumo únicamente de carbón autóctono». Conviene recordar que la cantidad de carbón autóctono que se puede beneficiar de la prima está limitada por la fijada anualmente como objetivo por la Administración⁷³³. Ésta comenzó siendo la contemplada en el Plan del Carbón para, ante la disminución de la producción, transformarse desde 2000 en la efectivamente contratada entre empresas mineras y eléctricas⁷³⁴. La mecánica es teóricamente sencilla (aunque en la práctica se vea envuelta en numerosas dificultades⁷³⁵) y se limita a que, anualmente, la Administración fija para cada central tanto el importe unitario de la prima (que ha permanecido invariable entre 1999 y 2003) como la producción de electricidad equivalente al máximo consumo de carbón autóctono susceptible de beneficiarse de ella⁷³⁶. El total de esta producción ha ido disminuyendo progresivamente desde 37.166 GWh en 1999 hasta 29.376 en 2003.

Se trata, en principio, de una ayuda transitoria, cuyo importe máximo al 31 de diciembre de 1997 se fijó en 1.775 millones de euros, y se desglosó en una compensación del stock de carbón a esa fecha (246 millones de euros) y la prima por consumo propiamente dicha (1.529 millones de euros)⁷³⁷. La cuantía máxima al final de cada uno de los años siguientes se obtiene actualizando el importe precedente. Al formar parte de los costes de transición a la competencia, el período máximo durante el cual las eléctricas pueden percibir esta retribución es de diez años, hasta el 31 de diciembre de 2007.

Debido a que el consumo garantizado de carbón nacional superaba en 1998 el límite establecido en la Directiva 96/92/CE (15 por 100 de la cantidad total de energía primaria necesaria para generar la electricidad consumida), el 18 de febrero de 1998 el Ministerio de Industria y Energía solicitó a la Comisión Europea un período transitorio hasta el año 2004 para el cumplimiento de la norma comunitaria⁷³⁸. La Comisión denegó la solicitud al entender que el régimen de los costes de transición a la competencia (y, por tanto, la prima al consumo de

⁷³³ La redacción de esta disposición es tan calamitosa que ha suscitado no pocas controversias. Cabría deducir de su tenor literal que todo el carbón autóctono consumido en un año debería ser incentivado; sin embargo, la Sala de lo Contencioso del Tribunal Supremo, en sentencia de fecha 10 de enero de 2005, concluye que no hay ninguna norma de la que se pueda derivar tal obligación, y que el consumo de carbón autóctono, para gozar del correspondiente incentivo, se ha de mantener dentro de las cantidades máximas que respecto de cada año fije el Ministerio de Industria y Energía. Por otro lado, no está claro si el promedio se refiere a cada año o al conjunto de los ocho años del Plan del Carbón. Esta última fue finalmente la interpretación de la Administración, con lo que la prima en un año determinado puede superar la cuantía de una peseta por kWh, pero esto necesariamente obligará a reducirla por debajo de dicho nivel en años sucesivos. Así, en 1998 la prima fue de 0,84 c€/kWh (1,4 ptas.); en 1999 y 2000, de 0,78 c€/kWh (1,30 ptas.); y en 2001, de 0,59 c€/kWh (0,98 ptas.).

⁷³⁴ Aunque la cantidad total de carbón contemplada en los contratos era inferior a la establecida en el Plan 1998-2005, en algunas centrales ocurría lo contrario. Según la CNE (2001b), estas diferencias podían responder a trasvases autorizados entre cuencas. Pero, en otros casos, «es difícil explicar las razones por las que se proponen cantidades superiores a las del Plan, como ocurre en las centrales de la cuenca de Bierzo-Villablino o en la central de la cuenca de Mequinenza, ya que normalmente han sido cuencas excedentarias y los trasvases que se han producido han sido hacia el exterior de ellas».

⁷³⁵ Una de esas dificultades la encontramos, por ejemplo, en el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, que, ante el incremento de la demanda de electricidad y con la finalidad de bajar el precio del suministro, estableció límites por central térmica para el derecho de cobro de la prima.

⁷³⁶ El importe de la prima no es el mismo para todas las centrales. A la prima permanente, común a todas las térmicas, se añaden primas específicas para las producciones obtenidas con grupos de una antigüedad superior a los 25 años, incentivos para las centrales de lignito pardo de Puentes y Meirama, e incentivos tecnológicos muy importantes para Elcogas (anexo II del Real Decreto 2017/1997, disposición adicional primera del Real Decreto 2820/1998, Orden de 29 de octubre de 1999, Orden de 25 de abril de 2001, Orden de 26 de noviembre de 2001, Orden ECO/3146/2002 de 25 de noviembre, Orden ECO/3193/2003 de 29 de octubre).

⁷³⁷ Real Decreto 2017/1997 de 26 de diciembre (BOE 310 de 27 de diciembre).

⁷³⁸ El fundamento de la solicitud residía en el artículo 24.1 de la Directiva 96/92/CE: «Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio...». Véase también el artículo 25.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

carbón) no reunía las condiciones para acogerse a un período transitorio⁷³⁹. Sin embargo, el problema desapareció muy pronto, puesto que la disminución de la producción de carbón y el incremento de la demanda de energía eléctrica hicieron que desde 2000 el consumo de carbón nacional se quedara por debajo del límite del 15 por 100⁷⁴⁰. La Comisión obligó a recuperar de los beneficiarios las cantidades abonadas en exceso en 1998 y 1999 (56,96 millones de euros, incrementados con los intereses pertinentes), lo que se empezó a realizar en 2002, deduciendo la cuarta parte de dichas cantidades del importe de la prima correspondiente a ese año.

Los resultados se muestran en la tabla 195. Su importe total en el período 1998-2004 asciende a 1.341 millones de euros, lo que supone una media de algo más de 191 millones de euros al año, si bien las oscilaciones son considerables debido a cuestiones que tienen que ver con el déficit de la tarifa eléctrica, la recuperación de las cantidades pagadas de más en 1998 y 1999, etc. En el caso de la hulla y la antracita, la prima media se sitúa en 11,82 euros/tonelada. Como los precios en los parques de las térmicas del mineral nacional y del importado son iguales, los beneficios que se derivan de optar por el carbón autóctono son evidentes.

TABLA 195
Prima al consumo de carbón autóctono

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Importe (miles €)								
Hulla y antracita	209.092	178.254	65.420	118.991	98.988	111.723	111.879	894.347
Lignito negro	24.359	60.119	10.271	12.194	10.644	15.498	19.978	153.063
Lignito pardo	72.644	22.706	21.823	42.475	30.966	46.700	56.070	293.384
Total prima	306.095	261.079	97.514	173.660	140.597	173.921	187.928	1.340.794
Consumo de carbón nacional (miles de toneladas)								
Hulla y antracita	12.028	12.289	11.744	10.593	10.265	9.463	9.252	75.634
Lignito negro	2.787	3.243	4.323	3.264	4.234	3.397	3.738	24.986
Lignito pardo	9.760	8.856	8.402	8.771	8.738	7.987	8.177	60.691
Total consumo	24.575	24.388	24.470	22.628	23.237	20.847	21.167	161.312
Prima media (€/t)								
Hulla y antracita	17,38	14,51	5,57	11,23	9,64	11,81	12,09	11,82
Lignito negro	8,74	18,54	2,38	3,74	2,51	4,56	5,34	6,13
Lignito pardo	7,44	2,56	2,60	4,84	3,54	5,85	6,86	4,83

Fuente: REE y CNE

Como de costumbre, las ayudas destinadas a la financiación de las existencias de carbón en los parques de las centrales térmicas tienen como objetivo compensar los costes (financieros y por mermas) en los que incurren las eléctricas cuando sufren una acumulación de existencias

⁷³⁹ Decisión 1999/797/CE de 8 de julio (DOL 319 de 11 de diciembre).

⁷⁴⁰ En una carta de fecha 25 de julio de 2001 dirigida al ministro español de Asuntos Exteriores, la Comisión compara la cantidad de energía objeto de la prima y la producida con el 15 por 100 de la energía primaria. En 1998 y 1999 es mayor la primera (la diferencia es de 5.952 y 2.103 GWh, respectivamente). En 2000, la relación se invierte, y la segunda supera a la primera en 888 GWh.

que rebasa los stocks considerados mínimos, fijados en los necesarios para garantizar el funcionamiento de la central durante 720 horas a plena carga⁷⁴¹.

La tabla 196 muestra la cuantía de estas ayudas entre 1998 y 2003. Su evolución es claramente descendente como consecuencia de la pronunciada disminución de las existencias en los parques de las centrales térmicas. En 2003, el importe de estos incentivos, que no alcanzaba los dos millones de euros, suponía sólo el 18 por 100 del percibido en 1998. En el caso de las centrales de hulla y antracita, las ayudas han terminado siendo casi simbólicas, mientras que en las de lignito negro se habían contraído en 2003 a menos de la mitad. Su cuantía media durante el período ascendió a 5,7 millones de euros anuales, muy alejada de las previsiones del Plan del Carbón (30 millones de euros).

TABLA 196

Ayudas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas (miles de euros)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
Hulla y antracita	6.643	2.753	2.428	2.147	655	315	14.941
Lignito negro	3.970	3.359	3.967	3.775	2.551	1.638	19.260
Total	10.613	6.112	6.395	5.922	3.206	1.953	34.201

Fuente: IRMC

Los cierres de explotaciones carboneras originan, evidentemente, una mengua de la capacidad de producción en el área de influencia de cada central térmica. Puede suceder que la disminución sea de tal calibre que la térmica se vea en la necesidad de obtener parte del mineral en otras zonas. La opción más lógica es recurrir a las importaciones, pero si la central se encuentra lejos del litoral, el coste de adquisición de la hulla importada se verá incrementado con los gastos de transporte desde el puerto hasta el parque de la térmica. En estos casos, y siempre que existan excedentes de carbón nacional en otras cuencas, es posible solventar el problema y, además, incentivar el consumo de carbón autóctono, subvencionando el transporte de este mineral hasta el emplazamiento de la central eléctrica. Las térmicas que se benefician de este sistema son las de Guardo, Escatrón, Escucha y Andorra⁷⁴². En el caso concreto de la central de Guardo, se ha venido subvencionando el transporte de carbón desde las cuencas de Ciñera-Matallana y el Bierzo⁷⁴³.

La tabla 197 resume el monto total de esta ayuda desde 1998 hasta 2003, cuyo promedio anual, como se puede comprobar, asciende a 4,1 millones de euros. Al igual que sucede con las destinadas a la financiación de las existencias de carbón, las ayudas al transporte no supusieron ninguna novedad, puesto que ya se habían puesto en práctica con anterioridad. Como detalle ciertamente significativo cabe resaltar que el trasvase desde el Bierzo hasta la central térmica de Guardo de un tonelaje muy similar (222.000 toneladas) se venía realizando

⁷⁴¹ Órdenes de 19 de octubre de 1998 (BOE 257 de 27 de octubre) y 31 de mayo de 2005 (BOE 132 de 3 de junio).

⁷⁴² Órdenes de 19 de octubre de 1998, 15 de noviembre de 1999, 16 de noviembre de 2000, 15 de octubre de 2001, 17 de octubre de 2002, 21 de octubre de 2003 y 21 de abril de 2005.

⁷⁴³ La ayuda, que está condicionada a que el mineral posea un PCS sobre muestra bruta no inferior a 4.700 termias/tonelada, está limitada, desde 1998, a un máximo (alcanzado prácticamente todos los años) de 129.922 toneladas anuales (133.230 en 1998) suministradas por la Vasco-Leonesa, y 214.320 suministradas por Coto Minero del Sil (hoy UMNSA). Su importe unitario se ha ido actualizando hasta situarse, en 2004, en 4,61 €/t y 12,48 €/t para el carbón servido por la Vasco-Leonesa y UMNSA, respectivamente.

desde 1995 con las críticas de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional y REE, que lo consideraban ineficiente y únicamente justificado en unas condiciones de muy baja hidráulica, y, aun en ese caso, en cantidades no superiores a las 25.000 toneladas (Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, 1997b).

TABLA 197
Ayudas al transporte de carbón autóctono (miles de euros)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
León-Guardo							
Vasco-Leonesa	534,89	521,61	534,88	563,77	570,36	585,95	3.311,45
UMINSA	2.380,39	2.422,90	2.471,84	2.520,79	2.571,84	2.623,28	14.991,03
Total León-Guardo	2.915,28	2.944,51	3.006,72	3.084,56	3.142,20	3.209,23	18.302,48
Otros	1.510,55	1.148,00	1.207,97	795,30	795,15	779,03	6.236,00
Total	4.425,83	4.092,51	4.214,69	3.879,86	3.937,35	3.988,26	24.538,48

Fuente: IRMC

En resumen, entre 1998 y 2003 las ayudas indirectas a la industria del carbón totalizaron 1.212 millones de euros (202 millones anuales de promedio), el 95 por 100 de los cuales procedió de la prima al consumo de carbón, que es, con gran diferencia, el más relevante de los tres incentivos. Sólo con estas ayudas, las térmicas de carbón nacional, que constituyen el único mercado de este mineral, pueden soslayar parcialmente las desventajas de su ubicación, y competir, no sin dificultades, en el entorno competitivo creado por la liberalización del sistema eléctrico. La prima al consumo de carbón autóctono, en palabras de la Comisión⁷⁴⁴:

Permite a las centrales productoras de electricidad situadas en las cercanías de las minas vender su producción en el mercado eléctrico. Sin embargo, debido a la limitación de la prima a una peseta por kWh, esta venta sólo puede producirse en las horas punta. A pesar de la compensación, el coste de la electricidad así producida sigue siendo más elevado que el de la electricidad producida a partir de otras fuentes, tanto más cuanto que las centrales no son rentables.

9.3.2.2. Las ayudas directas a la industria del carbón

Las subvenciones percibidas directamente por las empresas carboneras siguieron siendo, hasta la extinción de la CECA, las establecidas en la Decisión 3632, es decir, fundamentalmente las ayudas para cubrir las pérdidas de explotación y las ayudas para cubrir cargas excepcionales. La tabla 198 recoge su importe en el período comprendido entre 1998 y 2002. El promedio anual asciende a 1.100 millones de euros, un 62 por 100 de los cuales corresponden a las ayudas para cubrir pérdidas de explotación, y un 38 por 100 a las destinadas a financiar cargas excepcionales. Se trata, sin duda, de una cifra muy elevada, pero incomparablemente menor que el monto de la ayuda recibida por la minería alemana, que, con una producción entre 2 y 2,5 veces la española, se beneficia de subvenciones más de cuatro veces mayores (4.800 millones de euros en 1998, 4.700 en 1999, 4.700 en 2000 y 4.200 en

⁷⁴⁴ Carta de fecha 25 de julio de 2001 dirigida por la Comisión al ministro español de Asuntos Exteriores.

2001). Y similar a las ayudas a la minería francesa, que rondaban, hasta 2001, los 1.000 millones de euros con una producción que apenas representaba el 20 por 100 de la española.

TABLA 198

Ayudas en favor de la industria del carbón autorizadas por la Comisión (miles de euros)

	Para cubrir pérdidas de explotación			Para cubrir cargas excepcionales			Total ayudas
	Funcionamiento	Reducción	Total	Sociales	Técnicos	Total	
1998	357.260	405.154	762.414	330.358	72.091	402.449	1.164.863
1999	327.816	399.589	727.405	265.293	78.606	343.899	1.071.304
2000	292.669	405.587	698.256	331.813	91.065	422.878	1.121.134
2001	274.281	350.216	624.497	357.644	86.997	444.641	1.069.138
2002	279.155	329.949	609.104			469.412	1.078.516

Fuente: Decisiones 1998/637/CECA, 1999/451/CECA, 2001/162/CECA, 2002/241/CECA, 2002/826/CECA de la Comisión y comunicación de 19 de febrero de 2003 en la que se reseñan las ayudas autorizadas para el período comprendido entre el 24 de julio y el 31 de diciembre de 2002

La finalidad de las ayudas para cubrir pérdidas de explotación, como ya quedó dicho en el apartado anterior, consiste en acortar, sin superarla, la diferencia entre el coste de producción del carbón y el precio de venta libremente acordado por las partes. Con la puesta en marcha del Plan 1998-2005 se suprimió la prima de abastecimiento, y este precio pasó a ser el del mineral internacional puesto en la central térmica. Por tanto, desde 1998, la compañía eléctrica paga a la empresa minera el precio internacional, y ésta percibe además, con cargo a los Presupuestos del Estado, una ayuda, cuyo límite máximo, al menos en teoría, viene dado por la diferencia entre los costes de producción y el precio de venta. Al retroceder este precio hasta el nivel del correspondiente al carbón importado, el efecto inmediato fue un aumento de la ayuda al funcionamiento percibida por cada empresa en 1998; sin embargo, esto no significa necesariamente que las empresas mineras recibieran más subvenciones en 1998, puesto que hasta 1997 el precio de venta contenía una ayuda encubierta que desaparece con el nuevo sistema. Entre 1998 y 2002, la cuantía media de las ayudas para cubrir pérdidas de explotación autorizadas por la Comisión alcanzó 684 millones de euros anuales.

Para percibir estas ayudas, dado que su cuantía debe ser decreciente en el tiempo, la empresa minera está obligada a elaborar un plan de modernización, reestructuración y racionalización que le permita disminuir progresivamente sus costes. Si esto no es posible, es decir, si la compañía no puede mantenerse en el marco de unas ayudas decrecientes, tiene que ajustarse a un plan de reducción de la actividad que desemboque en el cierre de la explotación. Ambos planes deben contar con el dictamen favorable de la Comisión Europea. Las ayudas percibidas por el primer grupo de empresas se denominan ayudas al funcionamiento; y las obtenidas por el segundo, ayudas a la reducción de actividad. Entre 1998 y 2002, las unidades productivas capaces de rebajar sus costes de producción percibieron, en concepto de ayudas al funcionamiento, un promedio de 306 millones de euros anuales; en tanto que las subvenciones destinadas a cubrir las pérdidas de aquellas explotaciones que abandonarían la actividad minera alcanzaron una media de 378 millones de euros.

La tabla 199 recoge el número de empresas y las producciones acogidas a cada una de las dos modalidades de ayudas durante los cuatro primeros años de aplicación del Plan. Es

interesante destacar el continuo incremento de las compañías inscritas en los planes de cierre, cuya capacidad de producción se mantuvo alrededor de los tres millones de toneladas. Lógicamente, el número de firmas receptoras de ayudas al funcionamiento disminuyó, y también lo hizo, aunque menos intensamente, su producción anual.

TABLA 199

Ayudas para cubrir pérdidas de explotación: número de empresas y producciones

	Funcionamiento		Reducción	
	Empresas	Producción (kt)	Empresas	Producción (kt)
1998	73	14.500	3	3.000
1999	57	13.300	7	3.000
2000	42	11.100	16	3.500
2001	42	10.707	25	3.200

Una pequeña parte de la producción (500 kt) no se beneficia de ayudas. Algunas empresas con varias unidades de producción reciben ambos tipos de ayudas.

Fuente: Comisión de las Comunidades Europeas (2000d, 2001b y 2002a), Decisiones 1998/637/CECA, 1999/451/CECA, 2001/162/CECA y 2002/241/CECA

En un principio, únicamente elaboraron un plan de cierre Hunosa (que en 1998 absorbió a Minas de Figaredo), Mina La Camocha y Endesa (esta última sólo para sus explotaciones subterráneas de lignito). Sin embargo, el plan de reestructuración comunicado a la Comisión preveía que, en el momento en que determinadas empresas o unidades de producción dejaran de reunir las condiciones para percibir la ayuda al funcionamiento, se propondría su inclusión en un plan de cierre. Esta disposición se aplicó varias veces, con la peculiaridad, justificada por las excepcionales condiciones sociales y regionales, de que, en ocasiones, el cierre se realizaría después de expirar la Decisión 3632. De este modo, la lista de explotaciones que procederían a abandonar la actividad se fue ampliando (tabla 200).

En octubre de 1998, España comunicó a la Comisión que, antes de que expirara el Tratado CECA, cerrarían siete empresas más: Antracitas de Gillón, Antracitas de Rengos, Encasur (por lo que respecta a sus minas subterráneas), Minas de Escucha, Inversiones Terrales, Ramiro Genuario y Antracitas de Rodrigatos⁷⁴⁵. Las tres últimas procedieron al cierre prácticamente de forma inmediata. Posteriormente, se incorporaron al grupo más productores, de modo que los compromisos de abandono de la actividad fueron aumentando. Sin considerar los cierres parciales, once productores de carbón habían dejado el sector entre 1998 y 2003, y nueve más deberían abandonarlo a partir de este último año (tabla 201).

Entre los cierres parciales destacan los del pozo Tres Amigos (2000) y el pozo Samuño (2001) de Hunosa, el grupo María de MSP (2000), el grupo Escandal de Coto Minero del Sil (2000) y, de especial relevancia para las cuencas orientales leonesas, los grupos Picalín, Pontedo y Arbás de UMINSA, los tres en el año 2000⁷⁴⁶.

⁷⁴⁵ Decisión 1999/451/CECA de la Comisión Europea.

⁷⁴⁶ Decisiones 1999/451/CECA, 2001/162/CECA y 2002/241/CECA de la Comisión Europea.

TABLA 200

*Desglose de las ayudas a la reducción de actividad autorizadas por la Comisión, 1998-2001
(miles de euros)*

	1998	1999	2000	2001
Hunosa	366.942	351.243	337.294	285.559
Mina La Camocha	32.220	30.934	29.690	26.781
Endesa (explotaciones subterráneas)	5.992	3.750	3.822	3.816
Antracitas de Gillón		6.701	5.427	4.700
Encasur (explotaciones subterráneas)		3.203	1.935	1.971
Minas de Escucha		2.128	2.140	2.110
Antracitas de Rengos		1.629		
Coto Minero del Sil (grupo Escandal)			6.184	
MSP (grupo María)			5.127	
Coto Minero Jové			4.093	4.009
UMINSA (grupos Picalín, Pontedo y Arbás)			3.606	
Promotora de Minas de Carbón			2.675	1.791
Virgilio Riesco			1.136	1.118
Incomisa			926	865
Minas de Valdeloso			709	721
Inversiones Terrales			499	
Mina Escobal			313	307
Resto 13 empresas que reducen capacidad				16.468
Totales	405.154	399.589	405.587	350.216

Fuente: Decisiones 1998/637/CECA, 1999/451/CECA, 2001/162/CECA y 2002/241/CECA y Comisión de las Comunidades Europeas (2000d, 2001b y 2002a)

TABLA 201

Cierres de empresas efectuados y previstos desde 1998

Primera mitad del Plan		Segunda mitad del Plan	
Antracitas de Rodrigatos	1998	Mina Escobal	2002
Inversiones Terrales	1998	Minas Escucha	2003
Ramiro Alonso	1998	Hunosa	Previsto
Minas y Ferrocarril de Utrillas	1998	Mina La Camocha	Previsto
Antracitas de Rengos	1999	Antracitas de Gillón	Previsto
UTE Terrales-Úbeda	2000	Coto Minero Jové	Previsto
Hullas la Mora	2000	Incomisa	Previsto
Minera Ordoño	2000	González y Díez	Previsto
Minera Martín Aznar	2001	Promotora de Minas de Carbón	Previsto
		Minas de Valdeloso	Previsto
		Virgilio Riesco	Previsto

Por cierre de empresa debe entenderse el abandono total de la actividad carbonera. En la mayoría de los casos la sociedad no se extingue, aunque no desarrolle ningún tipo de actividad.

Fuente: IRMC, Decisiones 1998/637/CECA, 1999/451/CECA, 2001/162/CECA y 2002/241/CECA

Los requisitos para percibir las ayudas destinadas a cubrir pérdidas de explotación no se limitaban a la elaboración de un plan de modernización o un plan de cierre⁷⁴⁷. Para tener derecho, tanto a las ayudas al funcionamiento como a las ayudas a la reducción de la actividad, la compañía minera estaba obligada a firmar con las empresas eléctricas contratos de suministros de carbón. Además, debía tratarse de una de las 78 compañías que habían recibido ayudas de este tipo en 1997⁷⁴⁸. Finalmente, la subvención quedaba vinculada a las concesiones que habían sido objeto de estas ayudas en dicho año⁷⁴⁹. Es decir, sólo el carbón extraído de las concesiones que percibieron ayudas en 1997 de acuerdo con la normativa anterior recibiría la ayuda al funcionamiento o a la reducción de actividad.

No se iban a subvencionar, por tanto, todos los suministros de las empresas mineras a las térmicas, sino sólo aquéllos que tuvieran un origen muy concreto. Evidentemente, se trata de una norma totalmente lógica, puesto que su ausencia abriría las puertas a lucrativos negocios totalmente inadmisibles. Sin esa vinculación, una empresa minera podría, por ejemplo, importar carbón al precio internacional, venderlo a este precio a la central térmica y cobrar el importe de la ayuda; o recortar la actividad y el empleo en sus explotaciones subterráneas, y completar sus suministros subvencionados con el carbón procedente de una nueva concesión explotada a cielo abierto. Ahora bien, que la norma prohibiera estas maniobras no quiere decir que no fueran a realizarse. La tentación resultaba demasiado fuerte y, como suele suceder, la excesiva intervención pública había abonado el campo, haciéndolo propicio para el crecimiento de la corrupción. Los titulares de prensa no tardarían en hacerse eco de noticias que así lo demostraban⁷⁵⁰.

En lógica consonancia con el objetivo de su disminución progresiva, la cuantía de las ayudas destinadas a cubrir las pérdidas de explotación de 1998 se calculó rebajando las ayudas individuales realmente recibidas en 1997 (es decir, incluyendo las implícitas en los precios de venta) en un 5 por 100 para el carbón subterráneo y en un 10 por 100 para el carbón a cielo abierto⁷⁵¹. La ayuda global de 1998 debía contraerse, como máximo, un 6 por 100 respecto a la de 1997. En cada uno de los años siguientes, disminuiría un 4 por 100 respecto a la percibida en el año anterior. La reducción se comenzaría a aplicar a las empresas de mayor coste hasta conseguir esa disminución global⁷⁵².

⁷⁴⁷ En el texto se citan únicamente los requisitos que se han considerado más relevantes. Además, la empresa minera debía tener inscritos a sus trabajadores en el régimen especial de la minería del carbón de la Seguridad Social, estar al corriente de sus obligaciones de pago con Hacienda y la Seguridad Social, y contar con estados contables debidamente auditados.

⁷⁴⁸ El anexo del Real Decreto 2020 contiene el listado de las empresas carboneras que habían percibido ayudas a la explotación en 1997: 66 productoras de hulla y antracita (en la relación se considera a Mina Goya, Minas de Sorbeda, Minera Fontoria y Minera Peñarrosas como sociedades independientes), y 12 productoras de lignito negro (AMSA, Carbones de Pedrafrocá, Carbonífera del Ebro, Cía. General Minera de Teruel, Endesa, Minas de Escucha, Minas y Ferrocarril de Utrilla, Minera de Bajo Segre, Minera Martín Aznar, Muñoz Solé, SAMCA y Unión Minera Ebro Segre).

⁷⁴⁹ «Las concesiones origen de los suministros objeto de los contratos antes citadas, y durante la vigencia de este Real Decreto, deben ser para cada empresa las consideradas en la determinación de la ayuda para 1997» (artículo 4 del Real Decreto 2020/1997).

⁷⁵⁰ «Mina La Camocha vendió entre 1998 y 2000 a la central térmica de Aboño al menos unas 90.000 toneladas de carbón que no fue extraído de la explotación gijonesa, según el resultado de la investigación efectuada por la Guardia Civil y la fiscalía anticorrupción» (*La Nueva España*, 6 de enero de 2002). El supuesto fraude consistía en hacer pasar carbón importado y a cielo abierto como producción propia de la Mina La Camocha.

⁷⁵¹ Si la empresa se había acogido a un plan de reducción de la producción durante 1997, la ayuda de 1998 se calculaba restando de la ayuda de 1997 el 70 por 100 de la ayuda de 1997 que correspondiera a las toneladas disminuidas, y aplicando al resultado los porcentajes de reducción.

⁷⁵² El procedimiento para calcular la ayuda individual no carece de complejidad. En primer lugar es preciso ajustar su cuantía en el caso de que tenga lugar una reducción de los suministros, ya sea mediante modificación del contrato o por incumplimiento de las entregas pactadas, puesto que, como ya se ha dicho, la ayuda está vinculada a determinados suministros de carbón autóctono, y la disminución de éstos debe dar lugar a la reducción de la ayuda. En segundo lugar, las ayudas individuales se actualizan aplicando el IPC previsto con un máximo del 2 por 100. A partir de aquí, el procedimiento aplicable a la minería subterránea difiere del aplicable a la minería a cielo abierto. En

Como cabía esperar, el Plan contenía una minuciosa descripción de las ayudas para cubrir cargas excepcionales, las más importantes de las cuales seguían siendo las encaminadas a financiar los mecanismos utilizados para aligerar plantillas, y las destinadas a compensar las pérdidas de activos⁷⁵³.

En el sobresaliente capítulo de la reestructuración laboral, el objetivo del Plan consistía en aminorar en 7.000 los puestos de trabajo a lo largo de su período de vigencia⁷⁵⁴. Los mecanismos para lograrlo eran, básicamente, las prejubilaciones y las bajas incentivadas. Las ayudas financiaban los costes de las medidas de este tipo que se llevaran a cabo hasta el 31 de diciembre de 2005; aunque, evidentemente, los trabajadores afectados por las prejubilaciones seguirían percibiendo, después de esa fecha y hasta que alcanzaran la edad de jubilación ordinaria, la cuantía que les correspondiera.

En las prejubilaciones se modificó el sistema que estaba vigente con la finalidad de ampliar el colectivo susceptible de beneficiarse del mismo. Con arreglo a la normativa anterior, podían prejubilarse los trabajadores con contrato fijo que cumplieran tres requisitos: tener, como mínimo, 55 años de edad equivalente; ocho o más años de cotización al Régimen Especial de la Minería del Carbón; y tres años, al menos, de bonificación. Los nuevos acuerdos anticiparon la edad tres años y eliminaron la obligatoriedad de reunir el tiempo de bonificación. En adelante, pues, para acogerse a las prejubilaciones sólo serían necesarios dos requisitos: una edad equivalente mínima de 52 años, y ocho o más años de antigüedad en el sector. El adelanto de la edad mínima ocasionó un notable incremento de las prejubilaciones en el primer año de aplicación del nuevo sistema. Las prejubilaciones, además, se extendieron a todas las empresas mineras (incluidos los productores de lignito pardo) y no sólo a las que tuvieran problemas de excedentes. Su cuantía se elevó dos puntos porcentuales, y se estableció en el 78 por 100 del salario bruto de los últimos seis meses, actualizable anualmente en función del IPC real.

En el caso de baja incentivada, el trabajador podía optar entre recolocarse en otras compañías del sector (para lo cual tendría derecho preferente de ingreso) y percibir la indemnización legal (que no era objeto de ayuda), o renunciar a la recolocación y cobrar la indemnización pactada. Ésta era financiada por el sistema de ayudas hasta un límite que, en 1998, se mantuvo en 6,5 millones de pesetas de promedio por trabajador y empresa beneficiaria. Para los años siguientes, ese importe se actualizaría con el IPC⁷⁵⁵.

El Plan contenía un importante acuerdo que obligaba a las empresas a sustituir sus bajas por jubilación o prejubilación en una proporción de 4 ingresos en plantilla fija por cada 11

esta última, los importes actualizados simplemente se reducen un 6 por 100. En el caso de la minería subterránea, se comprueba si la suma de las ayudas individuales actualizadas da lugar a una ayuda global un 4 por 100 inferior, al menos, a la ayuda global del ejercicio anterior. De no ser así, se ajustan las ayudas individuales sustituyendo la actualización de hasta el 2 por 100 por una reducción del 4 por 100, iniciándose la revisión por las empresas de mayor coste de producción. Las ayudas individuales así calculadas son objeto de ajustes si varía la cotización del carbón internacional, pero siempre respetando que la ayuda global debe reducirse como mínimo un 4 por 100 respecto a la del año anterior. En los casos de incumplimiento de los planes de reestructuración presentados, las ayudas para cubrir pérdidas de explotación se reducen hasta el 50 por 100 a partir del 1 de enero del año 2000 y se suprimen a partir de enero del año 2003: «El incumplimiento por las empresas de los términos de los Planes de reestructuración que hubieran presentado al amparo de lo dispuesto en el capítulo III de este Real Decreto dará lugar a una reducción de hasta el 50 por 100 en las ayudas a partir del 1 de enero del año 2000 y se suprimirán a partir de enero del año 2003» (artículo 6 del Real Decreto 2020/1997).

⁷⁵³ Orden de 18 de febrero de 1998 (BOE 48 de 25 de febrero) y Orden de 19 de septiembre de 1998 (BOE 235 de 1 de octubre).

⁷⁵⁴ Estas ayudas no se aplicaban a las empresas públicas mineras. En cambio sí podían beneficiarse de ellas las explotaciones de lignito pardo de As Pontes y Meirama (disposiciones adicionales primera y segunda del Real Decreto 2020/1997).

⁷⁵⁵ Para que la opción por la recolocación se materializara el trabajador tenía derecho preferente de ingreso en las empresas mineras y en los proyectos dotacionales y de inversión empresarial acogidos a las ayudas del Plan.

bajas, aunque permitía que esta proporción pudiera ser variada, al alza o a la baja, mediante acuerdo entre la representación sindical y la empresa.

Por lo que respecta a las pérdidas de activos, las ayudas compensaban las disminuciones de capacidad productiva superiores al 15 por 100 del promedio de los tres años anteriores al de la reducción. Una medida más generosa que la aplicada hasta entonces, pues, en las dos reestructuraciones anteriores, sólo se devengaban cuando la capacidad productiva disminuía, al menos, en un 40 por 100, o se daban, además, otros requisitos. También la cuantía se incrementó: comenzó siendo de 3 pesetas por termia reducida en 1998, para disminuir progresivamente hasta situarse en 2,30 en 2001, y desaparecer a partir de este año. Sólo se abonaría, por tanto, durante los cuatro primeros años de aplicación del Plan, lo cual haría que, previsiblemente, en ese período se llevara a cabo el grueso de la disminución. La mengua de la producción daba lugar a una minoración de la ayuda al funcionamiento del ejercicio siguiente; pero esta disminución no era por el importe total de la ayuda que hubiera correspondido a las toneladas reducidas, sino sólo por el 70 por 100 de dicho importe.

Aunque de menor entidad que las dos anteriores, el vale de carbón es otro ejemplo de carga heredada del pasado. Las empresas mineras estaban obligadas a suministrar anualmente 3.250 kilos de carbón a cada empleado en activo que fuera cabeza de familia, así como a jubilados, incapacitados de forma permanente total y viudas. Para muchas empresas, esta obligación suponía un coste considerable que gravaba en exceso sus cuentas de resultados⁷⁵⁶. La situación cambió el 13 de octubre de 1998: en virtud de un acuerdo firmado por la Administración, los sindicatos y Carbunión, las compañías mineras pasaron a pagar el vale del carbón sólo al personal activo, mientras el IRMC lo hacía al resto de beneficiarios⁷⁵⁷. En este caso, el suministro gratuito de carbón se sustituyó por una cantidad en metálico que se percibiría de una sola vez⁷⁵⁸. En 2004, se habían tramitado 27.308 ayudas de este tipo por un importe de 46 millones de euros. Las ayudas por vale de carbón representan, pues, una fracción muy pequeña de las destinadas a cubrir las cargas sociales.

9.3.2.3. Consecuencias de la expiración del Tratado CECA

El periodo de cincuenta años de vigencia del Tratado CECA finalizó el 23 de julio de 2002. En esa fecha resultaba patente que, pese a la intensificación de la reordenación que supuso la Decisión 3632, la mayor parte de las minas europeas seguían siendo inviables. De esta forma, la expiración del Tratado colocaba a la UE en el dilema de elegir entre el desmantelamiento o el mantenimiento del entramado protector a la industria carbonera. El desmantelamiento significaba que el carbón pasaría a recibir el mismo trato que el resto de los sectores industriales, a cambio de asumir los costes sociales que de ello se derivarían⁷⁵⁹. Por su

⁷⁵⁶ Aunque esta carga era tanto mayor cuanto menor era la dimensión de la empresa, el ejemplo de la Vasco-Leonesa puede servir para ilustrar la dimensión acumulativa del problema. En 1989, frente a los 1.389 beneficiarios del vale que eran trabajadores en activo de la empresa, hubo 1.885 beneficiarios inactivos; mientras los primeros recibieron 4.507 toneladas, a los segundos se les hizo entrega de 6.116 toneladas de carbón (cuentas anuales de la Vasco-Leonesa).

⁷⁵⁷ Véanse, por ejemplo, la memoria de MSP correspondiente al ejercicio 1998, y la de la Vasco-Leonesa del ejercicio 1999.

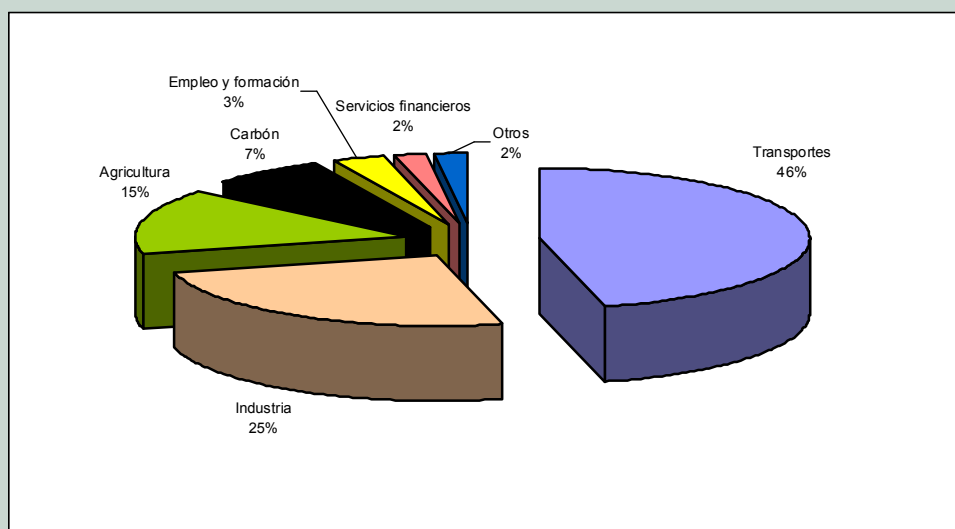
⁷⁵⁸ La Orden de 29 de julio de 1999 (BOE 193 de 13 de agosto) fijó esta cantidad en 36.000 pesetas por cada año que le restara al beneficiario para cumplir los 75 años de edad.

⁷⁵⁹ El artículo 87 del Tratado CE establece que «salvo que el presente Tratado disponga otra cosa, serán incompatibles con el mercado común, en la medida que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones». Por supuesto, el Tratado

parte, el mantenimiento de las ayudas suponía, además de una pesada carga para el resto de la sociedad, un trato de favor a determinadas empresas contrario a las líneas generales de la política de competencia de la UE, y que, por tanto, era preciso justificar. Sobre todo a la vista de que, dentro del conjunto de las ayudas de Estado, las que se dirigen a la industria del carbón son un capítulo fundamental, cuyo peso relativo se situaba en el 7 por 100 en 2001 (figura 210). Ese año, su importe ascendía a 6.200 millones de euros, que se repartían entre los cuatro Estados miembros productores (Alemania, 4.150; España, 1.020; Francia, 940; y Reino Unido, 100).

Figura 210

Distribución sectorial de las ayudas estatales en la UE, 2001



Fuente: www.europa.eu.int/comm/competition/state_aid/scoreboard/indicators/k9.html

Finalmente, la UE se decantó por el mantenimiento de las ayudas estatales al sector del carbón. Los argumentos para justificar esta postura aparecían ya nítidamente expuestos en el Libro Verde *Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*, publicado por la Comisión el 29 de noviembre de 2000. En él, apremiada por el brusco ascenso de los precios del petróleo iniciado en marzo de 1999, la Comisión reconocía la elevada y creciente dependencia energética de la Unión (que cubre sus necesidades energéticas en un 50 por 100 con productos importados), y se planteaba como objetivo principal mitigar los riesgos

contempla excepciones a este principio de prohibición, y concede al Consejo y a la Comisión un amplio margen de maniobra. Esta última institución es la encargada de comprobar si las ayudas estatales son compatibles con el funcionamiento del mercado común, para lo cual los Estados miembros deben proporcionarle la información pertinente con la suficiente antelación (artículo 88 CE). La misma insistencia que, como hemos comprobado en capítulos anteriores, la Comisión venía haciendo en favor de una disminución progresiva de las ayudas a la industria del carbón, se puede observar referida a la totalidad de las ayudas estatales. Un hecho que cabría interpretar como una prueba de que estas ayudas, incluso a los ojos de las instituciones que las autorizan por considerarlas compatibles con el mercado común, falsean de algún modo la competencia, especialmente si se prolongan en exceso en el tiempo. No sólo la Comisión, también el Consejo Europeo se ha manifestado en varias ocasiones (Estocolmo, marzo de 2001; Barcelona, marzo de 2002) partidario de la disminución de las ayudas estatales, y de redirigirlas hacia objetivos horizontales como el desarrollo regional, el medio ambiente, la formación, la investigación y desarrollo, y las pequeñas y medianas empresas. El resultado de esta política de reducción de las ayudas estatales en el conjunto de la UE ha sido su contracción desde los más de 100.000 millones de euros que suponían en 1997, hasta los 85.000 en que se ha situado su cuantía desde 1999 (www.europa.eu.int/comm/competition/state_aid/scoreboard/indicators/k9.html).

que de esa dependencia pudieran derivarse y aumentar la seguridad del abastecimiento energético⁷⁶⁰.

En el caso del carbón, el documento es absolutamente claro a la hora de exponer la situación, tanto del mercado mundial como de la industria comunitaria. El mercado mundial del carbón es, según la Comisión, un mercado estable⁷⁶¹, con abundancia de recursos —las reservas mundiales de combustibles sólidos representan 230 años de consumo, unas seis veces más que las de petróleo (40 años) y cuatro más que las de gas natural (60 años)⁷⁶²— y más uniformemente distribuidos que los de otros combustibles fósiles. Se trata, pues, de un mercado que goza de una gran diversidad geopolítica de la oferta, y que tiene poco que ver, en este aspecto, con el del petróleo o el gas natural.

A estas positivas características se añade el hecho de que el carbón importado por la Comunidad procede de países relativamente seguros (socios de la AIE o Estados con los que se han firmado acuerdos comerciales). Por estos motivos, a la Comisión no parecía preocuparle en exceso que la Unión importara más del 50 por 100 de sus necesidades de hulla (la cuarta parte del volumen intercambiado en el mercado internacional), ni que, a pesar del descenso continuado de la demanda, la dependencia siguiera previsiblemente aumentando para sobrepasar el 70 por 100 en 2020, e incluso alcanzar el 100 por 100, «dado que la producción comunitaria sobrevive gracias a las subvenciones estatales masivas». A juicio de la Comisión, las características del mercado mundial son tranquilizadoras, y puede hablarse de estabilidad del abastecimiento físico y económico.

El transporte internacional del carbón (el 90 por 100 se realiza por vía marítima) tampoco comporta riesgos ambientales de consideración, como lo demuestra el hecho de que es el único producto energético excluido de la lista de los considerados peligrosos por la Organización Marítima Internacional.

A pesar de los argumentos anteriores y de que la competitividad de la industria del carbón europea no mejoraría con las futuras ampliaciones de la UE⁷⁶³, la Comisión, dentro de su estrategia de seguridad en materia de abastecimiento energético, planteó la posibilidad de preservar el acceso a determinadas reservas de carbón: «La producción de carbón sobre la base de criterios económicos no presenta ninguna perspectiva ni en la Unión ni en los países candidatos. En el futuro, sólo puede obedecer a criterios de seguridad del abastecimiento en la Unión» (Comisión, 2000a). Sería preciso, para ello, seleccionar determinadas minas (las más rentables, lógicamente) y mantener en ellas, mediante medidas sociales adecuadas, unas capacidades mínimas de producción. De esta forma, se mantendría el equipamiento en condiciones de funcionamiento, se conservarían las cualificaciones profesionales de un conjunto de mineros y no se perdería la posición privilegiada de la tecnología europea en materia de

⁷⁶⁰ Sin duda, la principal debilidad de la Unión Europea en el campo energético reside en su acusada dependencia del petróleo importado —una circunstancia que previsiblemente se agravará en el futuro, puesto que las reservas comunitarias se estiman en unos ocho años de consumo, y la incorporación de nuevos países incrementará la demanda debido al proceso de equiparación de su parque de vehículos—. El petróleo es un recurso de precio inestable caracterizado por el notable riesgo asociado a las regiones suministradoras (el 45 por 100 de las importaciones proceden de Oriente Medio) y de tránsito del producto. Todo ello hace que la ruptura temporal del abastecimiento de petróleo en todo el mundo no sea un acontecimiento descartable, algo que ha llevado a los países miembros de la Agencia Internacional de la Energía a asumir el compromiso de mantener un nivel de reservas estratégicas equivalente a 90 días de importaciones netas de productos petrolíferos.

⁷⁶¹ La estabilidad del precio del carbón es el motivo que ha llevado a Dinamarca a basar su sistema de generación eléctrica en este combustible.

⁷⁶² Se estiman en un billón de toneladas las reservas probadas de carbón en el mundo. Si el consumo se mantiene al nivel actual (4.300 millones de toneladas anuales), las reservas cubrirían 230 años de consumo (Unesa, 2003a).

⁷⁶³ De la situación de la industria carbonera en los países candidatos da buena cuenta la previsión contenida en el Libro Verde de que dichos países «actualmente exportadores netos, podrían verse obligados a importar el 12 por 100 de sus necesidades en 2020 debido a reestructuraciones drásticas del sector».

extracción y combustión limpia del carbón. Así pues, se trataría, más que de sostener la producción, de conservar una determinada capacidad de extracción por si fuera preciso hacer de ella un uso a mayor escala en el futuro.

Es incuestionable que, por muy estable que sea un mercado, los riesgos de desabastecimiento o de encarecimiento de los productos nunca desaparecen por completo. Esta incertidumbre condiciona la adopción de decisiones, y lo hace tanto más cuanto peores puedan ser las consecuencias derivadas de tomar la decisión equivocada, es decir, cuanto más estratégico sea un sector.

El carbón, sin duda, sigue siendo clave en la generación de electricidad en Europa. En parte, por el insuficiente desarrollo de las energías renovables o el carácter irregular de la producción hidroeléctrica, y, en parte, por la acusada volatilidad de los precios del gas natural, o las decisiones tomadas por algunos Estados de abandonar la energía nuclear o paralizar las inversiones en este campo.

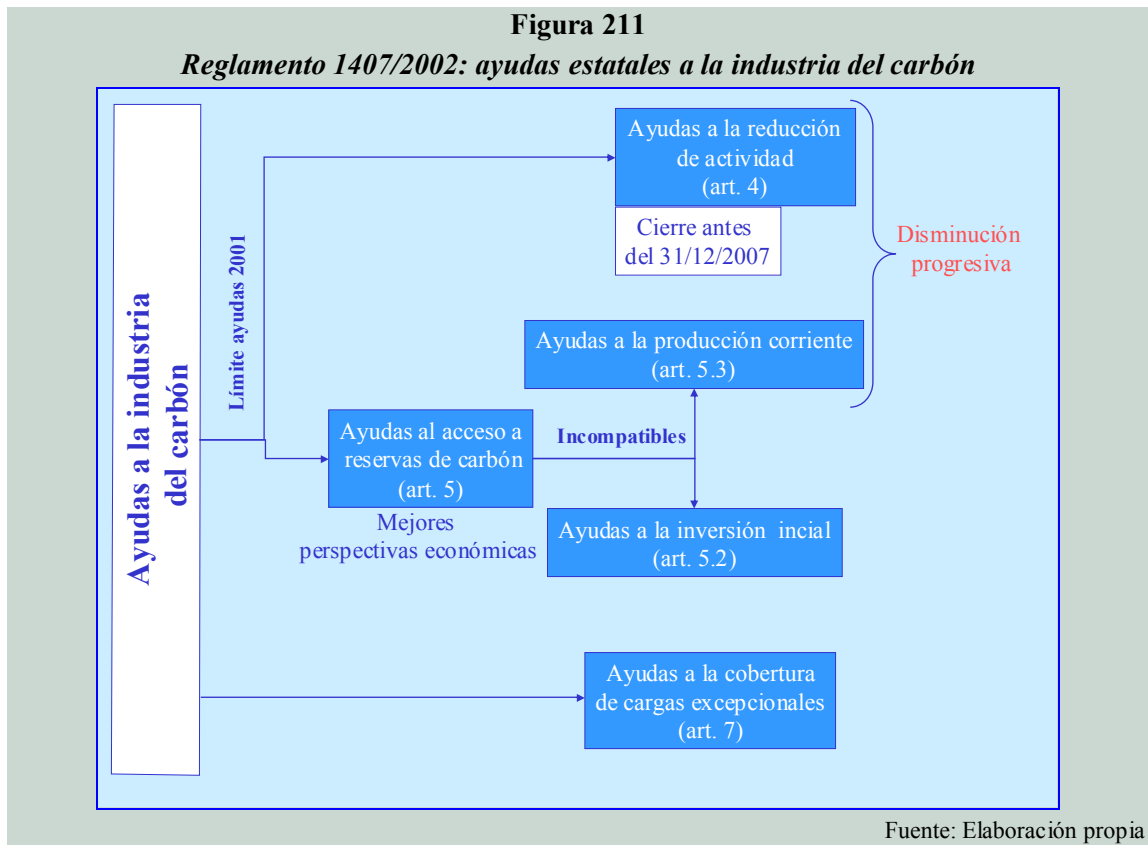
Existen, además, sectores cuya evolución se ve influida por lo que acontezca en otros mercados, lo que incrementa de manera notable la incertidumbre. El carbón es un claro ejemplo: los precios finales del mineral importado son muy sensibles a las fluctuaciones de los fletes marítimos.

Es este cúmulo de circunstancias el que lleva a la Comisión a afirmar que «la desaparición de todas las explotaciones carboníferas de la Comunidad a corto plazo podría tener consecuencias en la seguridad de abastecimiento energético a largo plazo de la Unión Europea». Ahora bien, tampoco se trata de mantener todas las unidades de producción. El largo proceso de reestructuración de la industria ha dado lugar, siempre según la Comisión (2001b), a dos grupos de empresas. Por un lado, se encuentran las que han conseguido rebajar notablemente sus costes. Son las empresas que recibían ayudas al funcionamiento, y tienen que ser las llamadas a garantizar la seguridad de abastecimiento energético de la Unión. El otro grupo lo forma el resto de las compañías, es decir, aquéllas que no han alcanzado los objetivos perseguidos, y que, por ello, percibían ayudas a la reducción de la actividad. Estas empresas deberán proseguir su proceso y cerrar en un plazo razonable, puesto que «aunque las cuestiones ligadas a la seguridad del abastecimiento constituyen claramente una prioridad, en ningún caso pueden constituir un argumento para mantener una producción de carbón ajena a cualquier lógica económica».

En este contexto se sitúa la decisión de mantener las subvenciones a la minería. A partir del día siguiente al de la expiración del Tratado CECA, comenzó a aplicarse el Reglamento (CE) 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón⁷⁶⁴. La nueva norma, cuya vigencia finaliza el 31 de diciembre de 2010, sustituye a la Decisión 3632 e instaura un nuevo sistema de ayudas estatales que persigue una doble finalidad: por un lado, permitir el mantenimiento de una cierta capacidad de producción, con el objetivo de garantizar el acceso a las reservas de carbón, como una medida de precaución necesaria en la estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético; por otro, continuar el proceso de reestructuración del sector carbonero tratando de paliar sus efectos sociales y regionales.

El Reglamento contempla tres tipos de ayudas, en apariencia no muy diferentes de las que se habían venido concediendo hasta entonces, pero que entrañan algunas novedades dignas de mención (figura 211): ayudas a la reducción de actividad, ayudas al acceso a reservas de carbón y ayudas a la cobertura de cargas excepcionales.

⁷⁶⁴ DO L 205 de 2 de agosto de 2002.



Las ayudas a la reducción de actividad, similares a las así denominadas en la Decisión 3632, cubren las pérdidas corrientes que sufran, hasta el momento del cierre definitivo, aquellas unidades de producción que no se vayan a mantener en el mercado⁷⁶⁵. Dado su objetivo, y como ya venía ocurriendo, su cuantía no puede superar la diferencia entre los costes de producción y los ingresos. Su justificación radica en la necesidad de atenuar las repercusiones sociales y regionales de la reestructuración de la industria del carbón. Sin ellas las empresas cerrarían antes y, por tanto, uno de los efectos de estas ayudas es ampliar el margen temporal con el que cuentan los Estados miembros para poner en marcha medidas encaminadas al desarrollo de las cuencas mineras.

El detalle más interesante consiste en que la explotación que las perciba debe finalizar su actividad antes del 31 de diciembre de 2007 (después de esta fecha no se concederán más ayudas de este tipo) e inscribirse en el plan de cierre que el Estado miembro tenía la obligación de presentar a la Comisión, a más tardar, el 31 de octubre de 2002. El principal problema para nuestro país estribaba en el plazo que establecía la norma comunitaria para adoptar la difícil decisión de determinar qué explotaciones deberían cerrar. Un problema atenuado, pero no eliminado, por el hecho de que, por motivos justificados, la notificación de las unidades de producción incluidas en el plan podía posponerse hasta el mes de junio de 2004.

Las ayudas al acceso a reservas de carbón se justifican por la necesidad de reforzar la seguridad energética de la Unión Europea. Mantener dicho acceso, por si hubiera que hacer un uso mayor de las reservas de carbón en el futuro, requiere no abandonar la actividad. Pero no se

⁷⁶⁵ Se entiende por unidad de producción «el conjunto de los lugares de extracción de carbón y de las infraestructuras que les dan servicio, subterráneas o a cielo abierto, que pueden producir carbón bruto de forma independiente de otras unidades de producción» (artículo 2 de la Decisión de la Comisión 2002/871/CE de 17 de octubre).

trata de subvencionar cualquier nivel de producción, sino de determinar el mínimo que garantice el acceso. El Estado miembro debe, pues, decidir qué reservas permanecerán accesibles, el nivel mínimo de producción preciso para lograrlo y qué criterios se van a emplear para seleccionar las explotaciones que permanecerán operativas. Estas ayudas se dividen en dos categorías incompatibles entre sí: ayudas a la inversión inicial y ayudas a la producción corriente. Nos centraremos en las segundas porque son las verdaderamente relevantes para la minería nacional⁷⁶⁶.

Las ayudas a la producción corriente son, como las ayudas a la reducción de actividad, aquéllas que percibe una explotación para cubrir sus pérdidas, por tanto, tampoco pueden exceder de la diferencia entre costes e ingresos. La diferencia reside en que, en este caso, las unidades de producción no están abocadas al cierre, sino que, por el contrario, permanecerán activas, integradas en el denominado plan de acceso a reservas de carbón que el Estado miembro tenía la obligación de elaborar y presentar a la Comisión, a más tardar, el 31 de octubre de 2002, aunque, como en el caso anterior, la determinación de cada una de las unidades de producción incluidas en él podía posponerse hasta el mes de junio de 2004. Estas explotaciones deben ser las que presenten mejores perspectivas económicas, y, por consiguiente, su determinación requiere la previa definición de los criterios objetivos que se van a emplear para medir tal circunstancia, uno de los cuales, el nivel y la evolución de los costes de producción, aparece citado expresamente en el propio Reglamento.

El importe conjunto de las ayudas a la reducción de actividad y a la producción corriente debe seguir una tendencia descendente. Para evitar distorsiones en el mercado eléctrico no pueden ocasionar precios de entrega para el carbón comunitario inferiores a los del mineral de calidad similar procedente de terceros países.

La última categoría de ayudas, las destinadas a la cobertura de cargas excepcionales, tiene como finalidad financiar los costes derivados de la reestructuración de la industria del carbón no relacionados con la producción corriente («cargas heredadas del pasado» o que no afectan al coste de producción). Por este motivo, la Comisión, como ha ocurrido siempre, sólo las considerará compatibles con el mercado común si no superan la cuantía de estos costes. Incluyen las prejubilaciones, las bajas incentivadas, el vale de carbón, las rehabilitaciones de antiguas zonas de extracción, las depreciaciones excepcionales derivadas de cierres de explotaciones, etc. Presentan, como principal novedad, la supresión de las ayudas a las depreciaciones excepcionales de activos en caso de cierre parcial: esta clase de ayudas sólo se podrá conceder cuando se produzca el cierre total y definitivo de la unidad de producción.

El Gobierno español hizo uso de la disposición del Reglamento que permitía que las ayudas correspondientes al año 2002 quedaran sujetas en su totalidad a las normas contenidas en la Decisión 3632 (artículo 14.2). De ahí que la nueva norma comunitaria comenzara a ser de aplicación en nuestro país el 1 de enero de 2003. Unos días antes, el 19 de diciembre de 2002, las autoridades españolas comunicaron a la Comisión un Plan Provisional de Acceso a Reservas de Carbón y de Cierre de Unidades de Producción para el período 2003-2005, basado, como es lógico, en el Plan 1998-2005⁷⁶⁷.

⁷⁶⁶ Las ayudas a la inversión inicial pueden alcanzar hasta el 30 por 100 del coste total del proyecto de inversión de acceso a reservas. La compañía minera debe demostrar que la ayuda garantiza su viabilidad económica. Los pagos derivados de esta ayuda tienen como fecha límite el 31 de diciembre de 2010.

⁷⁶⁷ Los datos relativos al plan provisional se han tomado del documento de la Comisión *Ayuda estatal-España. Ayuda C14/04 (ex N 67/03) – Ayuda estatal a la minería del carbón en 2003 y plan de reestructuración*, publicado en el DO C 182 de 15 de julio de 2004, y del escrito de fecha 19 de febrero de 2003 dirigido al representante permanente de España ante la Unión Europea por la Dirección General de Energía y Transportes de la Comisión Europea.

Según este documento, la producción de carbón CECA se situaría en 2005 en 12 millones de toneladas, un 10 por 100 por debajo de la obtenida en 2002 (13,4 millones de toneladas). Las ayudas seguirían la evolución que muestra la tabla 202. Se mantenía la tendencia decreciente de las ayudas para cubrir pérdidas de explotación, resultado de una disminución del 4 por 100 anual en las empresas privadas, y una caída aún mayor (ligeramente por encima del 6 por 100) en el caso de Hunosa, empresa que contaba ya con un plan específico detallado⁷⁶⁸.

En cambio, se incrementaban notablemente las ayudas destinadas a financiar cargas sociales, cuya cuantía se acercaba a los 500 millones de euros cuando en 2001 había ascendido a 358 millones de euros. Las empresas privadas eran las principales responsables de este incremento, puesto que las ayudas para cubrir los costes excepcionales de Hunosa disminuían⁷⁶⁹. En el Plan Provisional no se desglosaban las ayudas para cubrir pérdidas de explotación ni se señalaba qué unidades de producción cerrarían y cuáles se mantendrían activas. Para esta última cuestión, se hacía uso del plazo que finalizaba en junio de 2004, por entender que lo más lógico era posponer esa decisión hasta que se conociera qué centrales eléctricas dispondrían de la adecuada depuración de emisiones⁷⁷⁰. No obstante, las autoridades españolas señalaban, como criterios para adoptarla, la realidad social, el mercado de carbón existente y la legislación ambiental (estas dos últimas cuestiones determinarían qué centrales térmicas seguirían funcionando).

TABLA 202

*Plan Provisional de Acceso a Reservas de Carbón y de Cierre de Unidades de Producción.
Ayudas previstas (miles de euros)*

	Reducción de actividad y producción corriente	Cobertura de cargas excepcionales			Total ayudas
		Sociales	Técnicas	Total	
2003	568.647	469.072	81.299	550.371	1.119.018
2004	539.854	490.112	82.987	573.099	1.112.953
2005	513.046	484.866	96.739	581.605	1.094.651

Fuente: Comisión de las Comunidades Europeas

A lo largo de 2003 y 2004 se publicaron varias normas para regular las ayudas a la industria carbonera. Ante el carácter provisional y la falta de concreción del plan presentado a la Comisión, las bases reguladoras de la concesión de las dos modalidades de ayudas destinadas a cubrir las pérdidas (ayudas a la reducción de actividad y a la producción corriente) se limitaron a señalar que las empresas beneficiarias eran aquéllas que habían percibido en 2002 las ayudas equivalentes contempladas en la Decisión 3632 (al funcionamiento y a la reducción de actividad), que el importe máximo de la ayuda anual correspondiente a cada compañía (con la

⁷⁶⁸ Las ayudas a la reducción de actividad correspondientes a Hunosa ascendían a 271.593, 254.682 y 239.281 miles de euros en 2003, 2004 y 2005, respectivamente. La disminución era, pues, superior al 6 por 100 anual. Para el resto del sector el plan provisional consignaba unas ayudas a la explotación de 297.054, 285.172 y 273.765 miles de euros en cada uno de los años citados.

⁷⁶⁹ Las ayudas a la cobertura de costes excepcionales correspondientes a Hunosa ascendían a 302.557, 298.983 y 286.203 miles de euros en 2003, 2004 y 2005, respectivamente. Para el resto del sector las ayudas de este tipo consignadas en el plan totalizaban 247.814, 274.116 y 295.402 miles de euros en cada uno de los años citados.

⁷⁷⁰ El 30 de junio de 2004 finalizaba el plazo para que las empresas eléctricas decidieran en qué centrales térmicas instalarían equipos para reducir las emisiones de óxidos de azufre y nitrógeno. Las centrales que no se dotaran de estos equipos sólo podrían funcionar 20.000 horas a partir de 2008.

excepción de Hunosa) se obtendría rebajando en un 4 por 100 la percibida en el año anterior, y que sería objeto del oportuno ajuste en el caso de recorte de los suministros de carbón a las centrales térmicas⁷⁷¹. En principio, este sistema se aplicaría en 2003 y primera mitad de 2004, es decir, hasta la determinación de las unidades de producción que se incluirían en los planes de cierre y de acceso a reservas, puesto que después sería posible establecer una mecánica más acorde con las disposiciones del Reglamento comunitario, desglosando, por ejemplo, los importes correspondientes a cada uno de los dos tipos de ayudas. No obstante, ante la posibilidad de que la autorización del plan definitivo sufriera alguna demora, estaba prevista la prórroga automática del sistema hasta el 31 de diciembre de 2004.

Las ayudas a la cobertura de cargas excepcionales se regularon también en 2003⁷⁷². Las destinadas a cubrir los costes laborales continuaron financiando las prejubilaciones y las bajas incentivadas, y no experimentaron ningún cambio sustancial. Volvieron a ponerse en marcha ayudas dirigidas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción, que se fijaron en un máximo de 13 euros por cada millar de termias reducidas en los suministros a las térmicas, sin que en ningún caso, tal y como establecía la normativa comunitaria, su importe pudiera superar la cuantía de los costes reales derivados del cierre. Las ayudas a la cobertura de cargas excepcionales sólo podían concederse hasta el 31 de diciembre de 2005, sin perjuicio de que las de carácter laboral se mantuvieran para cada trabajador hasta que éste alcanzara la edad de jubilación.

Una vez analizado, la Comisión manifestó dudas sobre la conformidad del Plan con el Reglamento 1407/2002, y decidió incoar un procedimiento de investigación formal⁷⁷³. A lo largo de este proceso, el Gobierno comunicó a la Comisión las unidades de producción que deberían cerrar y las que se mantendrían activas para garantizar el acceso a la reservas, sin perjuicio de que unidades clasificadas en este segundo grupo pudieran pasarse al primero en 2006 ó 2007. El criterio para adoptar tal decisión es el coste de producción: deben abandonar la actividad las explotaciones cuyo coste supere los 120 euros/tec en minería subterránea y los 90 euros/tec en minería a cielo abierto. A este criterio principal, se añaden, con carácter complementario, otros dos: la solvencia de la empresa y la existencia de una central eléctrica en funcionamiento dentro de un radio de 100 kilómetros alrededor de la explotación. Asimismo, se pondera la realidad social y regional de la zona donde se halla ubicada la unidad de producción.

La tabla 203 recoge las diecisiete unidades de producción que reciben ayudas a la reducción de actividad, y que, por ello, deberían cerrar antes del 31 de diciembre de 2007. Ocho de ellas ya habían abandonado la actividad el 31 de diciembre de 2005: la unidad subterránea de

⁷⁷¹ Orden ECO/768/2003 de 17 de marzo (BOE 81 de 4 de abril) y Orden ECO/180/2004 de 21 de enero (BOE 30 de 4 de febrero).

⁷⁷² Orden ECO/2771/2003 de 24 de septiembre (BOE 242 de 9 de octubre).

⁷⁷³ Según la Comisión, el Plan adolece de los defectos que se exponen a continuación. No especifica cuál es el importe de las ayudas a la reducción de actividad y cuál el correspondiente a las ayudas a la producción corriente. Tampoco especifica los criterios que deben reunir las explotaciones para obtener ayudas a la producción corriente, por lo que existe la posibilidad de que las autoridades españolas hayan dejado la decisión en manos de las empresas, olvidando que para obtener estas ayudas es requisito imprescindible presentar las mejores perspectivas económicas. El Plan no cuantifica la capacidad de producción total que debería cerrarse antes del 31 de diciembre de 2007, requisito para conceder las ayudas a la reducción de actividad. Las autoridades españolas no han aclarado los criterios en los que se basará la concesión de las ayudas a la cobertura de cargas excepcionales. En concreto, la Comisión pone en duda que el criterio de abonar 13 euros por cada millar de termias reducido garantice que el importe de la ayuda no supere los costes de cierre de las explotaciones, y considera muy elevado el importe de las ayudas de este tipo que figura en el Plan. La institución comunitaria, finalmente, constata que una serie de explotaciones que deberían haber cerrado a finales de 2002, seguían en explotación en 2004 (las unidades de producción subterráneas de Endesa, Encasur y Antracitas de Gillón). Refiriéndose a las ayudas para 2003, la Comisión considera que se han abonado sin su aprobación previa, por lo que su concesión es ilegal. Consecuentemente, no son compatibles con el mercado común, y España deberá solicitar su devolución (Ayuda C 14/04, ex N 67/03, *Diario Oficial de la Unión Europea* C182/3 de 15 de julio de 2004).

Endesa, la unidad subterránea de Encasur, Antracitas de Gillón, Promotora de Minas de Carbón, Mina Escobal, Incomisa y las dos unidades de Hunosa⁷⁷⁴. En el caso de Hunosa, el cierre de Figaredo y Pumarabule suponía, en principio, un descenso de la capacidad de producción de la empresa del 26 por 100, desde 1,8 millones de toneladas (2001) hasta 1,34 millones (2005); como más adelante comprobaremos, la contracción ha resultado ser muy superior, de modo que, en 2005, la producción de Hunosa fue la mitad que la obtenida en 2001. La justificación de la continuidad del resto de las unidades de producción de Hunosa, a pesar de sus elevadísimos costes de extracción, descansa, por un lado, en el impacto social y regional que se derivaría de su cierre, y, por otro, en que la producción prevista para 2005 serviría para satisfacer una parte de las necesidades de las centrales eléctricas próximas a las minas de la empresa, equipadas con instalaciones ajustadas a la calidad del carbón obtenido por Hunosa.

TABLA 203

Unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre

	Capacidad de producción (tec)
León	
Minas de Valdeloso, S. L. (el Bierzo)	9.870
Mina La Sierra, S. L. (el Bierzo)	sin datos
Virgilio Riesco, S. A. (el Bierzo)	24.680
Asturias	
Antracitas de Gillón, S. A.	57.100
Coto Minero Jové, S. A.	82.334
González y Díez, S. A.	129.703
Hunosa (Figaredo)	89.000
Hunosa (Pumarabule)	73.000
Incomisa	9.370
Mina Escobal, S. L.	3.079
Mina La Camocha	sin datos
Minas del Principado, S. A.	sin datos
Córdoba	
Encasur (unidad subterránea)	18.210
Promotora de Minas de Carbón, S. A.	50.580
Lignito negro	
Carbones Pedraforca, S. A.	sin datos
Endesa (unidad subterránea)	55.070
Unión Minera Ebro Segre, S. A.	sin datos

Fuente: Decisión de la Comisión C(2005) 5410 de 21 de diciembre y Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-1012

El procedimiento de investigación concluyó el 21 de diciembre de 2005 con la declaración de la conformidad del Plan español con la normativa comunitaria, incluyendo en esa conformidad la incorporación de la capacidad de producción de Hunosa en la reserva estratégica⁷⁷⁵. La Comisión, no obstante, recordó al Gobierno que la situación social y regional

⁷⁷⁴ La información sobre las precisiones efectuadas por el Gobierno español procede de la Decisión de la Comisión C(2005) 5410/2 de 21 de diciembre. Promotora de Minas de Carbón cerró el 31 de marzo de 2004.

⁷⁷⁵ Decisión de la Comisión C(2005) 5410/2 de 21 de diciembre de 2005.

únicamente puede tenerse en cuenta para la concesión de ayudas a la reducción de actividad y a la cobertura de costes excepcionales, pero en ningún caso para decidir la reserva estratégica, y que, dados los elevados costes de la empresa pública, la producción de Hunosa y las ayudas que percibe deberán aminorarse sustancialmente en el período 2006-2010. Asimismo, la Comisión consideró que las ayudas estatales de 2003 y 2004, aunque se habían abonado sin su aprobación previa, eran compatibles con el mercado común, y autorizó su concesión.

Mientras todo este proceso tenía lugar, se definió la normativa aplicable a las ayudas destinadas a cubrir total o parcialmente las pérdidas de la producción corriente de carbón autóctono en 2005⁷⁷⁶. Sólo pueden recibir ayudas los suministros procedentes de unidades de producción localizadas en concesiones vigentes y que fueron consideradas en el otorgamiento de las ayudas para cubrir pérdidas de explotación en 1998⁷⁷⁷.

La ayuda se calcula, como siempre, por diferencia entre los costes de producción y los ingresos procedentes de las ventas de carbón a centrales térmicas, teniendo en cuenta que la cuantía máxima de las ayudas otorgadas a cada empresa no puede superar el 96 por 100 de la ayuda percibida en 2004, límite que es objeto de la oportuna corrección cuando tengan lugar disminuciones contractuales de los suministros.

Los costes y los ingresos se obtienen multiplicando los suministros pactados o los reales, con el límite de los que recibieron ayuda en 2004, por los costes de producción y los ingresos unitarios⁷⁷⁸. Los primeros incluyen la remuneración correspondiente a los capitales propios, calculada aplicando tipos de mercado. Al tener en cuenta el coste de oportunidad del capital, se le garantizan a la empresa minera unos beneficios contables iguales al importe de este coste.

9.3.3. La política de reactivación de las cuencas mineras desde 1998

El Plan de Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, uno de los apartados del Plan 1998-2005, comienza reconociendo las negativas características que para el asentamiento empresarial presentan las zonas carboneras: alto nivel de desempleo, predominio de la industria del carbón, ausencia de diversificación económica, población dispersa, malas comunicaciones, medio ambiente degradado, escasez de equipamiento colectivo, mano de obra no adaptable fácilmente a otras industrias, falta de tradición empresarial, suelo industrial insuficiente y deficiente articulación del territorio. Unas características que explican la situación crítica en que se encuentran las principales cuencas mineras, y que justifican, junto a la necesidad de continuar el proceso de reestructuración de la industria del carbón, la puesta en marcha de un plan específico destinado a paliar ese cúmulo de desventajas y a servir como catalizador para un desarrollo económico diversificado.

Los resultados obtenidos con la política de reactivación aplicada en 1996 y 1997 aconsejaron mantener la misma línea de actuaciones, pero incrementando los recursos destinados a su financiación, ante todo para conseguir un mayor desarrollo de las infraestructuras dotacionales y de servicios. De esta forma, el montante total de las ayudas previstas en el Plan para sus ocho años de vigencia alcanzó los 3.125 millones de euros, lo que

⁷⁷⁶ Orden ITC/626/2005 de 9 de marzo (BOE 63 de 15 de marzo).

⁷⁷⁷ El gasto aprobado para financiar las ayudas tramitadas a través del IRMC en 2005 asciende a 372,6 millones de euros (recuérdese que Hunosa también recibe ayudas de este tipo a través de la SEPI).

⁷⁷⁸ La multiplicación se efectuará por el tonelaje real cuando éste sea inferior al contratado en una cuantía que rebase la tolerancia prevista y no se deba a fuerza mayor.

supone una cuantía anual de casi 391 millones, que resulta seis veces y media superior a la asignada a cada uno de los dos ejercicios anteriores (60 millones).

El Plan se estructura en tres programas (figura 212), cuyos objetivos son el desarrollo de las infraestructuras, la mejora de la formación y el desarrollo de proyectos empresariales generadores de empleo en las comarcas mineras. Los dos primeros tienen como finalidad mejorar el capital social fijo, mientras que el tercero se dirige a fomentar las actividades directamente productivas. Su diseño y funcionamiento se inspiran en cuatro grandes principios: la integración de esfuerzos de todas las administraciones, la agilidad en la ejecución de los programas y la disponibilidad de fondos, la participación de los actores de la reactivación y el aprovechamiento de los recursos endógenos. Las medidas de reactivación se aplican también en las zonas productoras de lignito pardo.



Algo más de las tres cuartas partes de los recursos del Plan se destinan al Programa de Infraestructuras. Este capítulo, cuyas ayudas pueden alcanzar el 100 por 100 del coste del proyecto, tiene como objetivo financiar inversiones en infraestructuras que sirvan para promover el desarrollo económico alternativo de los municipios incluidos en la Iniciativa Comunitaria RECHAR y el municipio de Puertollano. Las inversiones se clasifican en ocho grandes grupos: transporte y comunicaciones; educación; suelo industrial; ordenación del territorio; medio ambiente; abastecimiento de agua y saneamiento; turismo, agricultura y ganadería; y vivienda y urbanismo.

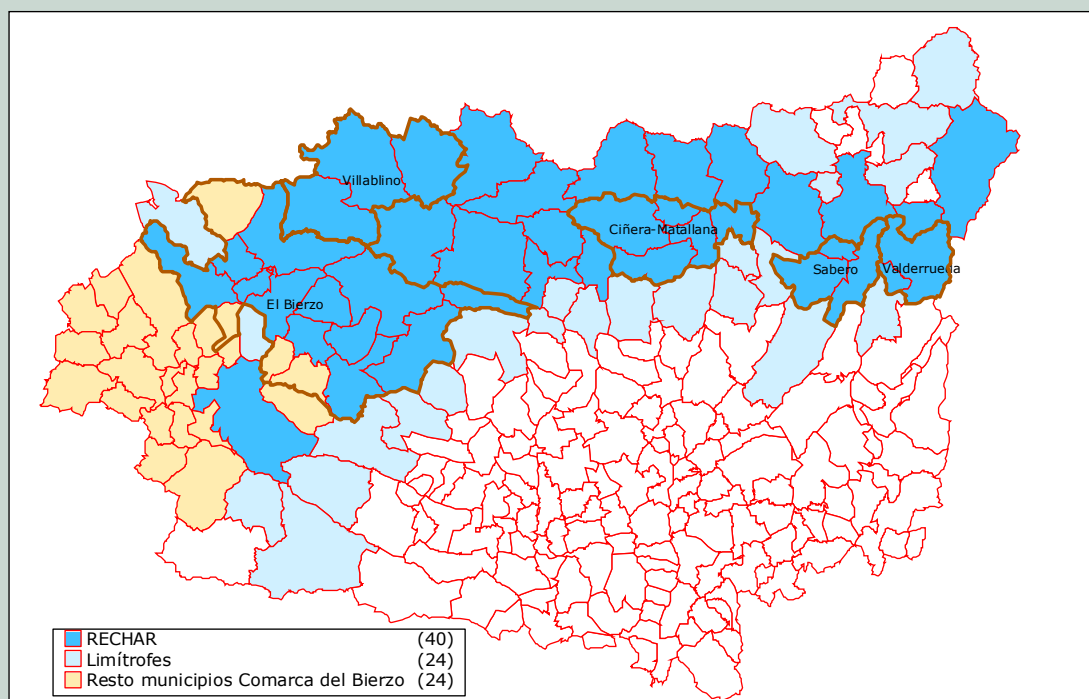
La política de desarrollo de las cuencas mineras se decanta claramente por la denominada por Hirschman (1958) estrategia de impulso al desarrollo por exceso de capacidad de capital social fijo. La predilección que muestran a veces los políticos por esta estrategia está

más relacionada con las menores repercusiones de los errores cometidos en este tipo de inversiones, que con una auténtica planificación del desarrollo. Una nueva carretera muy poco utilizada puede suponer un despilfarro de recursos, pero resulta un problema mucho menor para la Administración que el fracaso de una empresa productiva que ha recibido cuantiosas subvenciones públicas para favorecer su localización en un lugar determinado.

La selección de proyectos de infraestructuras se hace en función de su carácter prioritario, para lo cual el Plan establece un primer criterio consistente en la conveniencia de concentrar el esfuerzo inversor en las cuatro primeras categorías de obras infraestructurales antes citadas. En segundo lugar, define los indicadores para ordenar los municipios, cuencas mineras, provincias y comunidades autónomas en función de la pérdida histórica y prevista de puestos de trabajo y de la importancia del empleo en la minería. El resultado de la aplicación de los dos criterios es la agrupación de los proyectos seleccionados en cuatro fases. Si los proyectos crean puestos de trabajo, deberán ocuparse, siempre que las cualificaciones lo permitan, con trabajadores procedentes de la minería.

Figura 213

Municipios leoneses beneficiarios del Plan de Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras



Fuente: Orden de 17 de diciembre de 2001

Los proyectos de infraestructuras requieren la colaboración de la Administración central y la Comunidad Autónoma afectada, plasmada en un convenio marco que especifique los proyectos que se van a desarrollar. Todos los convenios se firmaron en los primeros meses de 1998. La ejecución de cada proyecto precisa, además, un convenio específico, que podrá incluir a la Administración local competente, y en el que se determinarán, entre otras cuestiones, el plazo de ejecución y el coste. El 23 de enero de 1998 se firmó el Protocolo de Colaboración entre el Ministerio de Industria y Energía y la Junta de Castilla y León para la promoción del

desarrollo económico alternativo de las zonas mineras de Castilla y León. Dicho Protocolo se actualizó por Acuerdo Suplementario de 15 de julio de 2002.

El primer problema surgió al comprobar que el coste real de todas las infraestructuras incluidas en los convenios con las comunidades autónomas superaba la cuantía de los fondos previstos en el Plan, por lo que, en la práctica, se convirtieron en un listado de proyectos elegibles: era necesario, por tanto, llevar a cabo una segunda selección. El proceso de decidir qué proyectos se llevarían a cabo y en qué orden se tornó lento y conflictivo, dando lugar a que los convenios específicos se firmaran con retraso. Las decisiones al respecto se han adoptado en las denominadas «Mesas de la Minería», foros que aglutinan en cada Comunidad los diferentes intereses existentes en torno a la reordenación carbonera. En Castilla y León, la Comisión Regional de la Minería ha desempeñado ese papel con notable eficacia a la hora de alcanzar acuerdos.

La Fundación para el Desarrollo de la Formación en las Zonas Mineras del Carbón es la entidad gestora del Programa de Formación, cuyo objeto es la concesión de becas a mineros y sus familiares, así como a las personas empadronadas en municipios carboneros. Existen seis tipos de becas: A (para cursar bachillerato y formación profesional), B (para estudios universitarios), C (para estudios universitarios en el extranjero), Idiomas, Informática y FORMIC (ayudas para organizar cursos de formación para el empleo). Con esta línea de ayudas se pretende facilitar el reciclaje de los trabajadores, fomentar la cultura empresarial y la formación profesional, y mejorar el nivel educativo de la población.

Pese a la relativa modestia de su presupuesto (30 millones de euros anuales), los instrumentos de este tipo son fundamentales para romper la «atmósfera social» de los espacios dependientes del carbón. Al elevarse el nivel educativo y cultural, la población, en especial la más joven, se desvincula de la minería y dirige su proyecto vital hacia otras actividades. Al igual que el desarrollo de las infraestructuras, el cambio cultural es un requisito necesario para detener la crisis del territorio, puesto que no es previsible que se desarrollen en él actividades alternativas si la población sigue depositando todas sus aspiraciones en la mina. Ahora bien, tampoco éste es un requisito suficiente para el desarrollo espacial, pues la población puede optar por colmar sus nuevas expectativas en otros lugares.

Por último, las ayudas del Programa de Proyectos Empresariales tienen como objetivo financiar inversiones generadoras de puestos de trabajo en la Comarca del Bierzo⁷⁷⁹, el municipio de Puertollano, los municipios comprendidos en la Iniciativa Comunitaria RECHAR y los límites a estos últimos⁷⁸⁰. Los remanentes de crédito que pudieran originarse, una vez atendidas las solicitudes empresariales, pueden destinarse a la financiación de proyectos dotacionales generadores de empleo presentados por las corporaciones locales⁷⁸¹.

Tras tres años de funcionamiento, el Programa se modificó en 2001 para adaptarlo a las directrices sobre ayudas de Estado de finalidad regional, una cuestión que ocasionó un notable

⁷⁷⁹ La Comarca del Bierzo fue creada por la Ley 1/1991 de 14 de marzo.

⁷⁸⁰ Estas ayudas están contempladas en el capítulo V del Real Decreto 2020. Las bases reguladoras para su concesión se establecieron, primero, en la Orden de 6 de marzo de 1998 y la Orden de 9 de abril de 1999, ambas del Ministerio de Industria y Energía, y, después, en la Orden de 17 de diciembre de 2001 del Ministerio de Economía. La Orden de 6 de marzo de 1998 derogó la norma de 1996 reguladora de las anteriores ayudas destinadas a impulsar la reactivación económica de las comarcas mineras, y estableció que se consideraban presentadas a la primera convocatoria de las nuevas ayudas las solicitudes presentadas al amparo de la norma derogada que se encontraran en trámite de resolución, situación en la que se hallaban 236 expedientes. Esta fue una de las causas del elevado número de solicitudes presentadas en la convocatoria de 1998 (Tribunal de Cuentas, 2004).

⁷⁸¹ Real Decreto 1561/1998, de 17 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 2020/1997 (BOE 187 de 6 de agosto).

retraso de las convocatorias anuales⁷⁸². Finalmente, la Comisión Europea lo consideró compatible con el funcionamiento del mercado común, señalando que las regiones beneficiarias, en consonancia con el mapa español de ayudas de finalidad regional para el período 2000-2006⁷⁸³, podían percibir ayudas estatales de esa naturaleza hasta finales de 2006. En unos casos (Castilla y León, Castilla-La Mancha, Asturias, Galicia y Andalucía), por tratarse de territorios con un nivel de vida anormalmente bajo, donde el PIB por habitante no superaba el límite del 75 por 100 de la media comunitaria (es decir, por aplicación de la letra *a* del apartado 3 del artículo 87 del Tratado de la Unión Europea). Y en otros (Aragón y Cataluña), porque las ayudas permitirían el desarrollo de determinadas actividades o regiones, sin alterar las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común (letra *c* del apartado 3 del artículo 87 del Tratado de la Unión Europea).

Lógicamente deben ser respetados los límites máximos de intensidad de las ayudas, de forma que, en el caso de Castilla y León, la suma de todas las concedidas a un proyecto no puede superar, en términos de subvención neta equivalente, el 37 por 100 en los municipios de Palencia, y el 40 por 100 en los de León (porcentajes que pueden ser incrementados en 15 puntos para las pequeñas y medianas empresas)⁷⁸⁴.

Desde 2003, el Programa de Proyectos Empresariales está integrado en el Programa Operativo de Mejora de la Competitividad y Desarrollo del Tejido Productivo del FEDER, lo que ha supuesto unos recursos adicionales de 78 millones de euros procedentes de esta vía. Por tanto, el Programa cuenta con unos fondos de 559 millones de euros para todo su período de vigencia.

Para optar a estas ayudas, los promotores de los proyectos han de acudir a las convocatorias que, en régimen de concurrencia competitiva, realiza la Administración para cada ejercicio presupuestario⁷⁸⁵. Los proyectos empresariales deben cumplir varios requisitos relacionados con el tipo de actividad económica, el grado de realización de la inversión, la inversión mínima, la creación de empleo y el inicio del proyecto.

TABLA 204

Inversión mínima de los proyectos empresariales (euros)

	Orden de 1996	Plan 1998-2005	
		1998	2002
Autónomos	30.050	150.253	120.202
Otros	90.152	300.507	240.405

Fuente: Órdenes de 16 de febrero de 1996, 6 de marzo de 1998 y 17 de diciembre de 2001

⁷⁸² Las autoridades españolas notificaron a la Comisión el proyecto modificado el 3 de julio de 2001. Véase el escrito de la Comisión de fecha 27 de noviembre de 2001 dirigido al ministro de Asuntos Exteriores español (Ayuda de Estado número 476/01): http://europa.eu.int/comm/secretariat_general/sgb/state_aids/comp-2001/n476-01.pdf.

⁷⁸³ Ayuda de Estado 773/99.

⁷⁸⁴ Porcentajes recogidos en el anexo 2 de la Orden de 17 de diciembre de 2001, y en el mapa de ayudas de finalidad regional para el período 2000-2006.

⁷⁸⁵ Resolución de 2 de junio de 1998 de la Secretaría de Estado de la Energía y Recursos Minerales (convocatoria para el año 1998), Resolución de 24 de mayo de 1999 del IRMC (convocatoria para el año 1999), Resolución de 8 de marzo de 2000 del IRMC (convocatoria para el año 2000), Resolución de 8 de enero de 2002 del IRMC (convocatoria para el año 2001), Resolución de 20 de diciembre de 2002 del IRMC (convocatoria para el año 2003), Resolución de 15 de diciembre de 2003 del IRMC (convocatoria para el año 2004) y Resolución de 21 de enero de 2005 del IRMC (convocatoria para el año 2005).

Quedan excluidos del ámbito de aplicación de estas ayudas los proyectos empresariales de extracción y tratamiento del carbón y sus actividades auxiliares, y los comprendidos en el sector servicios, salvo los relacionados con el turismo rural que cumplan determinados requisitos⁷⁸⁶. Desde 2002, tampoco se excluyen los servicios destinados al desarrollo de la sociedad de la información y de las nuevas tecnologías. El sistema, por tanto, limita los tipos de proyectos que pueden beneficiarse de él, y, por tal motivo, puede catalogarse como una política activa de inversión del declive. Sin embargo, la selección de actividades es quizá demasiado genérica, no tiene en cuenta las peculiaridades de los territorios y parte de la idea de la menor capacidad de arrastre de las actividades del sector servicios. Esta idea es correcta, siempre, claro está, que sea posible crear y mantener empresas industriales.

La inversión mínima, como se puede comprobar en la tabla 204, experimentó un recorte del 20 por 100 en 2002. En cualquier caso su importe seguía siendo notablemente más elevado que el exigido en 1996 y 1997. Existe la posibilidad de considerar proyectos con una inversión inferior en aquellas zonas donde las iniciativas empresariales sean insuficientes. Los proyectos no deben iniciarse antes de la presentación de la solicitud de ayuda⁷⁸⁷.

Uno de los requisitos más importantes se refiere al empleo: todos los proyectos deberán generar y mantener, al menos, tres puestos de trabajo durante un período mínimo de tres años. La reforma de 2001 obliga, además, a mantener la inversión subvencionada durante un mínimo de cinco años⁷⁸⁸.

Aunque, en un principio, se preveían diversos mecanismos para canalizar los fondos de este Programa (subvención de intereses y estructuración de los pagos de los créditos, prestación de avales, toma de participaciones en capital, subvenciones a fondo perdido, etc.), su desarrollo normativo consagró finalmente, como único instrumento, la modalidad de las subvenciones a fondo perdido (hasta finales de 2001, no obstante, no se excluyeron formalmente las demás modalidades, a las que, al menos teóricamente, se podía acudir cuando las circunstancias así lo aconsejaran)⁷⁸⁹.

Los trámites que se siguen a la hora de decidir sobre estas ayudas son, sucintamente, los siguientes. Las solicitudes que, a juicio del IRMC, cumplen los requisitos básicos son remitidas a las comunidades autónomas para que las evalúen, analicen la viabilidad de las iniciativas, determinen la cuantía de la inversión subvencionable e informen sobre su prioridad. Posteriormente, los proyectos son examinados por un Comité de Evaluación que, en primer lugar, comprueba que sean viables desde el punto de vista técnico, económico y financiero⁷⁹⁰. Aquéllos que cumplen esta condición son evaluados para determinar su prioridad y la cuantía de las ayudas. Los criterios que se utilizan para ello son la localización (tienen mayor puntuación si

⁷⁸⁶ Excluyéndose, en todo caso, bares, restaurantes, concesionarios de automóviles, comercio minorista, lavanderías, peluquerías, tintorerías y despachos profesionales (artículo 4 de las Órdenes de 6 de marzo de 1998 y 17 de diciembre de 2001).

⁷⁸⁷ No obstante, se admiten solicitudes cuyo grado de realización no supere el 25 por 100 de la inversión prevista. A partir de 2002, la inversión realizada antes de la solicitud no podrá ser subvencionada, y sólo se tendrá en cuenta para determinar la inversión mínima.

⁷⁸⁸ A los requisitos anteriores la Orden de 17 de diciembre de 2001 añadió la necesidad de iniciar las inversiones en el año de la convocatoria a la que se presentan, y ejecutar al menos un 10 por 100 de la inversión subvencionable antes de la financiación de dicho año.

⁷⁸⁹ El Plan contempla la posibilidad de utilizar parte de los recursos de este Programa para dotar los fondos de las Agencias de Desarrollo Regional, de forma que éstas apoyen, por cualquiera de los medios contemplados en la Ley de Incentivos Regionales, proyectos empresariales específicos. Concretamente, entre los acuerdos del Plan, está el de asignar, a lo largo de su período de vigencia, 90,2 millones de euros a la Agencia de Desarrollo Regional de Castilla y León.

⁷⁹⁰ El Comité de Evaluación está presidido por el director general del IRMC, y forman parte de él, como vocales, el gerente del IRMC, el jefe de la Unidad de Reactivación de IRMC y seis miembros más designados por el director general del IRMC (Orden de 17 de diciembre de 2001).

se localizan en municipios muy dependientes de la minería del carbón); la pérdida histórica y prevista de empleo minero en la zona donde se vayan a ubicar; la capacidad del proyecto para generar empleo estable; la instalación y desarrollo de nuevas actividades; el grado en que la actividad que se propone se encuentra ya desarrollada en el ámbito objeto de las ayudas; la contribución al desarrollo de nuevas tecnologías, la mejora de la calidad y del medio ambiente, y el aprovechamiento de los recursos endógenos.

La resolución de concesión puede establecer condiciones técnicas, económicas y de creación de empleo de obligado cumplimiento. Desde 2002, uno de estos requisitos consiste en que el beneficiario aporte un mínimo de recursos propios equivalente al 25 por 100 de la inversión prevista. El pago de la ayuda se realiza tras verificar el cumplimiento de las condiciones (los promotores tienen un plazo para ejecutar la inversión y otro adicional para crear el empleo) y la constitución por el beneficiario de un aval que garantice el mantenimiento de los puestos de trabajo, al menos, durante tres años. Sólo en algunos casos son posibles anticipos o pagos a cuenta de la ayuda, siempre con la aportación previa de la correspondiente garantía⁷⁹¹. En este aspecto, el sistema es, por tanto, más restrictivo que el anterior.

El Tribunal de Cuentas (2004) puso de manifiesto la existencia de diversas deficiencias en la aplicación del Programa de Proyectos Empresariales. Una de ellas se refería a que ni en la selección de los proyectos ni en la cuantificación de las ayudas se seguía el procedimiento de concurrencia competitiva, sino que más bien las ayudas tendían a repartirse entre las distintas comunidades autónomas en proporción a la pérdida de empleo minero (no competían entre sí, por tanto, todas las iniciativas presentadas a una convocatoria). Lo cierto es que las normas reguladoras del Programa se limitaban a señalar los criterios que debían tenerse en cuenta (y que ya se han expuesto), pero no establecían las reglas concretas para aplicarlos.

TABLA 205

Ponderación de los criterios de valoración de los proyectos empresariales en la última convocatoria del Plan del Carbón

Localización	Pérdida de empleo minero	Capacidad de crear empleo	Inducción de actividades	Desarrollo de la actividad en la zona	Nuevas tecnologías	Recursos endógenos
25%	20%	20%	12%	6%	9%	8%

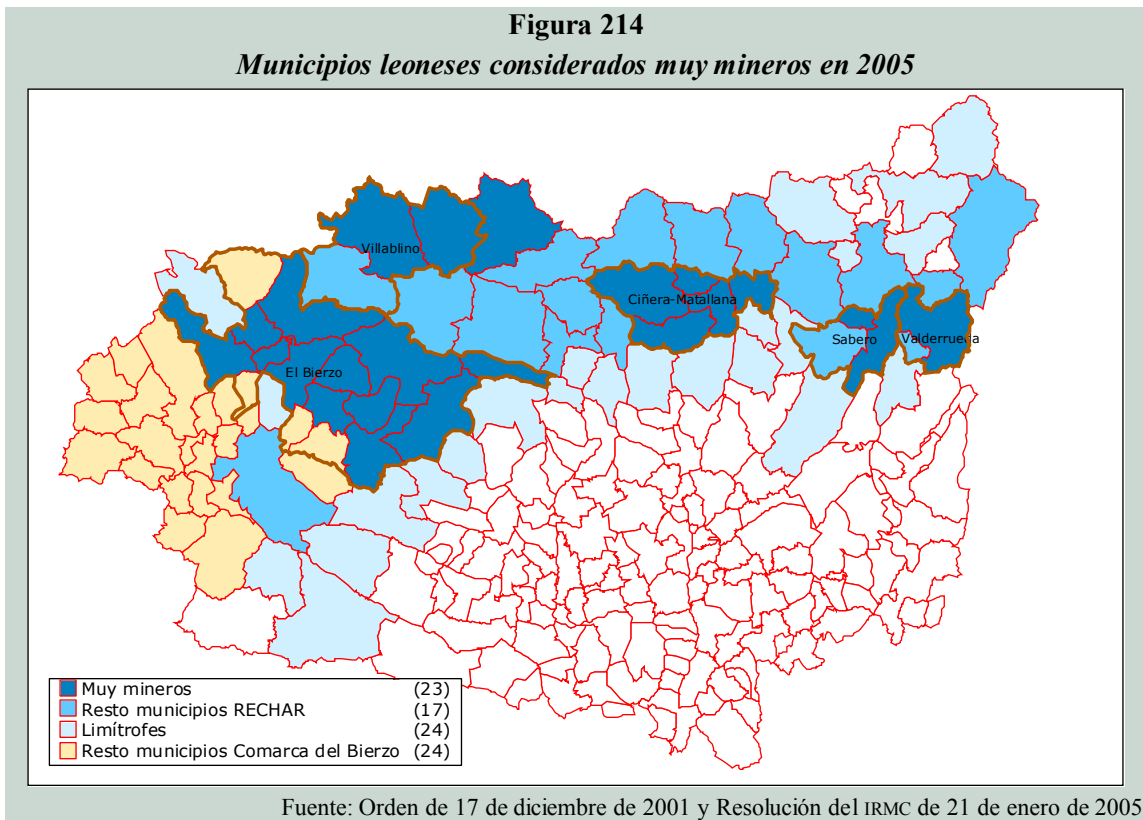
Fuente: Resolución del IRMC de 21 de enero de 2005 (BOE 27 de 1 de febrero)

Probablemente en el informe del Tribunal de Cuentas residió la causa de que las ponderaciones detalladas de estos criterios de evaluación se hicieran públicas en la convocatoria correspondiente al último año de vigencia del Plan (tabla 205)⁷⁹². El criterio más importante es el que atiende a la localización del proyecto. Para aplicarlo en las cuencas leonesas, se formó

⁷⁹¹ El plazo máximo para la resolución de los expedientes se fijó en cuatro meses a partir de la fecha límite para la presentación de las solicitudes, plazo que se amplió a seis meses en 2002. Como norma general, el pago de la subvención no se efectúa hasta que el proyecto esté finalizado. No obstante, existen dos excepciones a esta regla. En primer lugar, si la ejecución de la inversión excede de doce meses, se pueden solicitar pagos a cuenta sobre las inversiones efectuadas en los años correspondientes, que deberán ser convenientemente garantizados. En segundo, si el proyecto es de excepcional interés en función de la cuantía de la inversión y el empleo, podrá abonarse parcialmente la ayuda concedida con anterioridad a la realización de la actuación hasta el límite del 85 por 100, y previa la constitución de la oportuna garantía. En cualquier caso, dado que uno de los requisitos para la concesión de la subvención es el mantenimiento del empleo generado, al menos, durante tres años, para el pago de la ayuda una vez finalizado el proyecto, se exigirá la constitución de la oportuna garantía.

⁷⁹² Resolución del IRMC de 21 de enero de 2005 (BOE 27 de 1 de febrero).

con 23 municipios RECHAR el grupo de los municipios muy mineros. En éstos, el criterio de la localización alcanza su valor máximo (25 puntos). En el resto de los municipios RECHAR, la ponderación de este criterio es de 10 puntos; y en los municipios limítrofes y de la Comarca del Bierzo, de 5 puntos.



Como se aprecia en la figura 214, los municipios conceptuados muy carboneros en León son básicamente los que integran las cuencas mineras definidas en este trabajo. Sólo hay siete municipios que no tienen tal consideración y que forman parte de alguna cuenca: Peranzanes, Sancedo, Congosto y Castropodame en la cuenca del Bierzo; Palacios del Sil en la de Villablino; La Ercina en la cuenca de Sabero; y Prado de la Guzpeña en la de Valderrueda. Por lo que respecta a estos dos últimos, creemos que este trabajo aporta suficientes elementos de juicio como para discutir su exclusión del grupo de los muy mineros, una exclusión que se basa en el largo período de inactividad de la minería en estos territorios.

9.4. Los efectos de la reestructuración en la industria nacional y en las comarcas mineras

Emprender la tarea de examinar los efectos de la reestructuración carbonera en la minería de la hulla y la antracita, haciendo abstracción de la existencia de una empresa pública de gran tamaño, como Hunosa, podría conducir a conclusiones engañosas. Además, como ya se ha dicho, el proceso de racionalización siguió, en un principio, dos vías diferentes: una aplicable a las tres compañías que contaban con contrato-programa (Hunosa, Minas de Figaredo y Mina

La Camocha), y la otra, al resto de la industria. La desigual evolución de ambos grupos hace que sea necesario examinarlos por separado, pues, de otra forma, quedarían enmascaradas en el análisis general cuestiones muy relevantes. Al segmento formado por las tres empresas con contrato-programa, para simplificar, lo denominaremos «minería pública». Se trata, obviamente, de un grupo totalmente condicionado por la evolución de Hunosa. Al resto del sector lo llamaremos «minería privada».

Inicialmente se barajó también la conveniencia de estudiar por separado la evolución de la minería de la hulla y la de la antracita. Sin embargo, las diferencias entre ellas ya no tienen la entidad suficiente como para justificar la mayor complicación que adquiriría la exposición, y se optó finalmente por descartar dicho desglose. Recuérdese que nos referiremos a la industria de la hulla y la antracita, es decir, que no entraremos en el análisis de los lignitos. Por una simple cuestión de economía del lenguaje, nos permitiremos la licencia de utilizar la palabra «carbón», salvo que expresamente se diga lo contrario, como sinónimo de «hulla y antracita».

Las ayudas estatales relacionadas con la industria nacional del carbón que ha sido posible cuantificar a lo largo de los apartados anteriores totalizan aproximadamente 19.000 millones de euros desde que se iniciara el proceso de racionalización, lo cual arroja un promedio anual cercano a 1.200 millones de euros. Así pues, estamos hablando de un esfuerzo financiero considerable, cuyos efectos se proyectan en la propia industria y en los territorios mineros. A continuación trataremos de calibrar globalmente estos efectos. En los capítulos siguientes analizaremos en detalle las repercusiones de la reestructuración en la minería leonesa, y especialmente en sus cuencas más orientales.

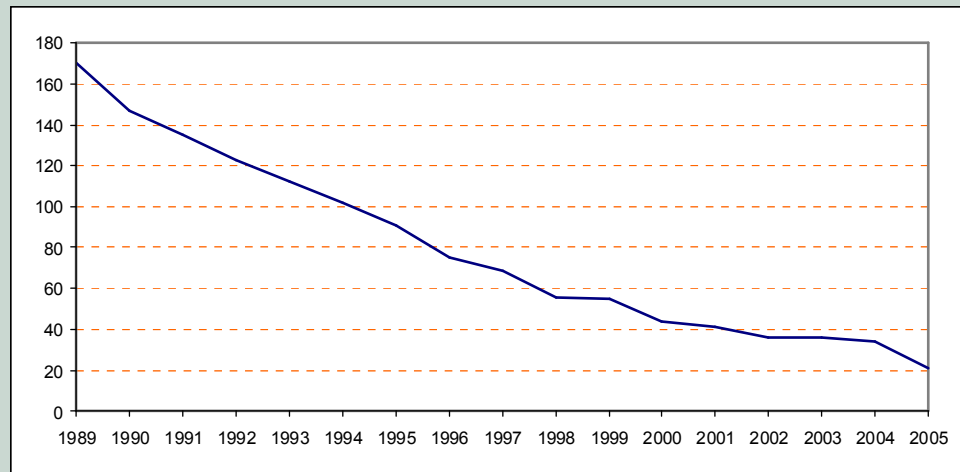
La reestructuración de un sector se plasma, por lo general, en una disminución del número de empresas, de la capacidad de producción y del empleo, y, si tiene éxito, en un incremento de la eficiencia y un descenso de los costes, que conducen a la viabilidad de las compañías supervivientes. Estas son las seis cuestiones clave que pretendemos estudiar a lo largo de este apartado.

9.4.1. Un ajuste productivo desigual

Las empresas productoras de hulla y antracita, que eran 170 en 1989, quedaron reducidas a 21 en 2005 (figura 215). Una caída del 88 por 100 que ha sido el resultado de un proceso ininterrumpido de cierre y fusión de unidades productivas, sólo ralentizado a partir del año 2000, cuando su número resultaba ya muy exiguo, pero que en 2005 volvió a desplegarse con fuerza.

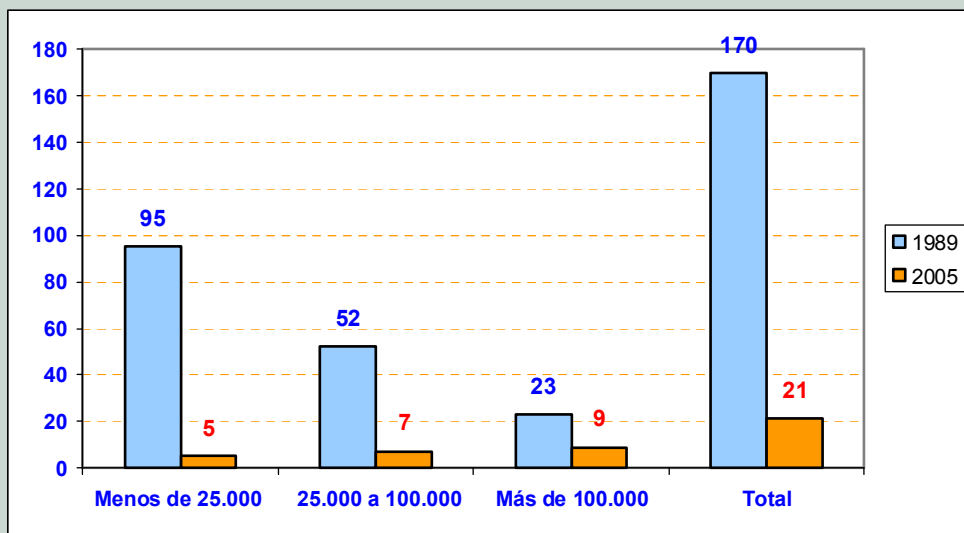
Lógicamente, la disminución ha afectado más intensamente al grupo de las empresas de menor dimensión (figura 216). Así, las que obtienen menos de 100.000 toneladas anuales han pasado de 147 a 12, lo que representa una minoración del 92 por 100; mientras que las que extraen más de 100.000 toneladas al año sólo han visto decrecer su número un 61 por 100, pasando de 23 a 9. La reestructuración, por tanto, al expulsar del mercado a un buen número de productores marginales, ha aminorado el tradicional minifundismo del sector, y, desde este punto de vista, no se puede negar su efecto positivo. Algo que no significa, como se intentará demostrar más adelante, que se haya resuelto el problema de la viabilidad.

Figura 215
Evolución del número de empresas productoras de hulla y antracita, 1989-2005



Fuente: IRMC, memorias de Carbunión y Plan Nacional de Reserva Estratégica

Figura 216
Evolución del número de empresas productoras de hulla y antracita clasificadas en función de su producción, 1989-2004 (toneladas/año)



Fuente: IRMC y memorias de Carbunión

La tabla 206 recoge los 21 productores de hulla y antracita activos a finales de 2005. El más importante, con más de la cuarta parte del mercado, es UMINSA; lo siguen, con una cuota superior al 10 por 100 cada uno, Encasur (17,72 por 100), la Vasco-Leonesa (14,37 por 100), MSP (11,49 por 100) y Hunosa (11,37 por 100). Estas cinco empresas obtienen más del 80 por 100 de la hulla y la antracita que se extrae en nuestro país. Las otras cuatro compañías cuya producción anual supera las 100.000 toneladas son: Hullas del Coto Cortés (5,99 por 100), Alto Bierzo (3,59 por 100), Carbonar (2,39 por 100) y González y Díez (1,98 por 100). Las doce empresas restantes apenas representan el 5 por 100 de la industria.

TABLA 206
Productores de hulla y antracita a finales de 2005

	Capacidad de producción estimada	
	Miles de toneladas	%
Castilla y León		
UMINSA (*)	2.165	25,92
Vasco-Leonesa	1.200	14,37
MSP (*)	960	11,49
Alto Bierzo	300	3,59
Hijos de Baldomero García	73	0,87
Campomanes Hermanos	60	0,72
Virgilio Riesco	40	0,48
Carbones Arlanza	25	0,30
Carbones San Isidro y María	25	0,30
Minas de Valdeloso	14	0,17
Mina La Sierra	7	0,08
Carbones del Puerto	3	0,04
Asturias		
Hunosa	950	11,37
Hullas del Coto Cortés	500	5,99
Carbonar	200	2,39
González y Díez	165	1,98
Coto Minero Jové	83	0,99
Mina La Camocha	63	0,75
Carbones de Linares	20	0,24
Minas del Principado	20	0,24
Córdoba/Ciudad Real		
Encasur	1.480	17,72
	8.353	100,00

(*) Incluye sus minas asturianas.

En rojo, unidades incluidas en el Plan de Cierre.

Fuente: IRMC y Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012

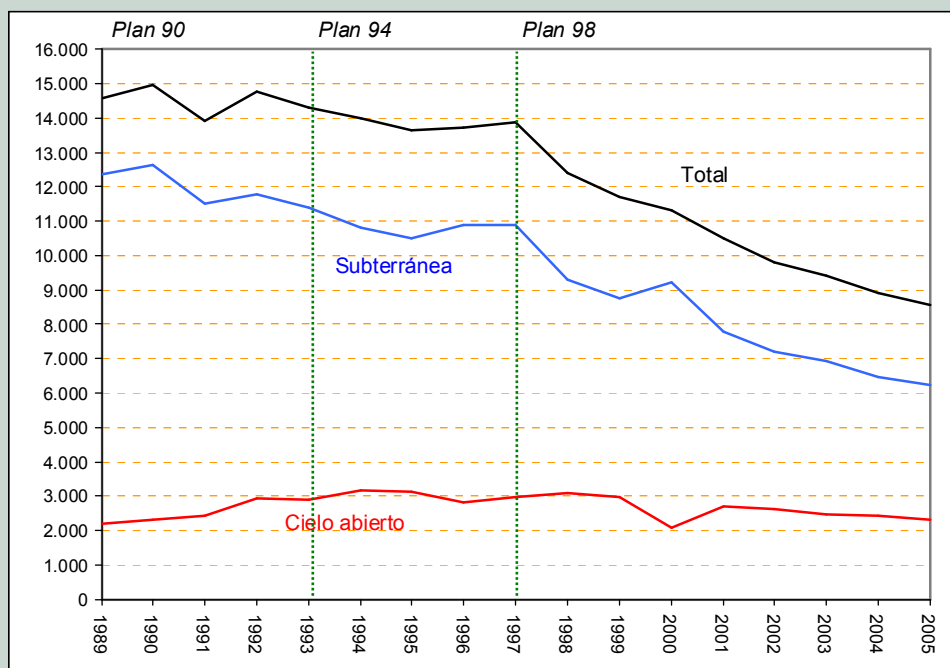
En sus dieciséis primeros años, el proceso de reestructuración de la industria carbonera no se ha desplegado siempre con la misma contundencia. Las diferencias entre las dos primeras fases y la tercera son numerosas, y se resumen en la mayor consistencia de la reordenación a partir de 1998. En este sentido, la figura 215 puede resultar engañosa, pues, al referirse simplemente al número de empresas, queda oculta la dimensión de las mismas. En este aspecto, sin duda relevante, las desigualdades temporales son notables: mientras los dos primeros planes sólo incidieron en el número de pequeñas compañías (entre 1989 y 1997, los productores que no superaban las 100.000 toneladas anuales disminuyeron un 70 por 100, y los que superaban ese límite aumentaron un 9 por 100), el Plan de 1998, más contundente que los anteriores, afectó intensamente al grupo de las grandes empresas, reduciéndolo un 56 por 100 a lo largo de su vigencia.

Pero donde mejor se aprecia la mayor intensidad de la tercera fase de la reordenación es en la evolución de la producción (figura 217). La cantidad de hulla y antracita extraída en nuestro país ha descendido desde 1989 un 41 por 100, pasando de 14,6 millones de toneladas a

8,5 millones en 2005. Una reducción que se ha conseguido, casi en su totalidad, durante la vigencia del Plan de 1998, puesto que, hasta 1997, la suave disminución de la actividad subterránea (-12 por 100) se compensó parcialmente con un incremento del 36 por 100 del mineral obtenido en las destrozadas (tal y como, en cierta forma, estaba previsto en el PEN 1991-2000), de modo que la contracción de la producción total de hulla y antracita no alcanzó siquiera el 5 por 100. Se puede incluso afirmar que los dos primeros planes ralentizaron el proceso de ajuste de la capacidad productiva que había iniciado el NSCCT.

En efecto, durante los años de aplicación del primer Plan la disminución de la capacidad de producción de hulla y antracita, 291.000 toneladas (apenas un 2 por 100), resultó muy inferior a la del período anterior (1986-1989), en el que la mengua alcanzó 1,6 millones de toneladas. Se quedó también muy lejos de lo acontecido en el resto de la Unión Europea, donde Bélgica había abandonado definitivamente la actividad en 1992, en tanto que en el Reino Unido, Francia y Alemania, los recortes alcanzaron el 31, 23 y 17 por 100, respectivamente⁷⁹³.

Figura 217
Evolución de la producción nacional de hulla y antracita, 1989-2005 (miles de toneladas)



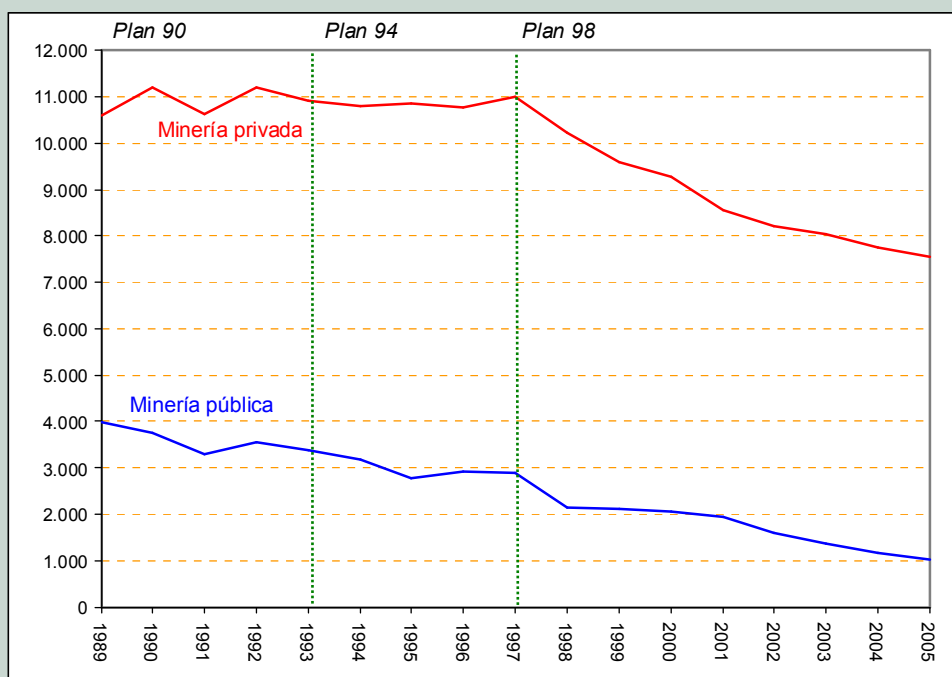
Fuente: IRMC

En la figura 218 se aprecia la distinta suerte que corrieron los dos grupos de la industria hasta 1993. Mientras la minería pública disminuía su capacidad de producción un 15 por 100, las empresas privadas incrementaban la suya un 3 por 100. Desde un principio, la reestructuración de las empresas con contrato-programa (al margen, recuérdese, del Plan de Reordenación) iba a ser más contundente, pese a que en este primer cuatrienio las toneladas reducidas (598.000) se quedaron un 33 por 100 por debajo de las previsiones (895.000).

⁷⁹³ Memorias de Carbunión.

Figura 218

Evolución de la producción de hulla y antracita en la minería pública y en la privada, 1989-2005 (miles de toneladas)



Fuente: IRMC

Parecidas conclusiones se obtienen al analizar la segunda fase de la reordenación, pues las 405.000 toneladas de hulla y antracita rebajadas entre 1994 y 1997 apenas supusieron un 3 por 100 de la producción de 1993. La realidad se quedó muy lejos de las previsiones del Plan de Modernización, que fijaba como objetivo una contracción de 1,65 millones de toneladas de carbón CECA. Teniendo en cuenta que la producción de lignito negro apenas varió, no se alcanzó, por tanto, ni la cuarta parte de la disminución planificada.

En el seno de la Unión Europea, únicamente el Reino Unido (que ya había realizado con anterioridad un notable esfuerzo reconversor) contrajo su capacidad productiva en menor proporción. Francia, con un 20 por 100, e incluso Alemania, con un 10 por 100, superaban ampliamente el registro español⁷⁹⁴.

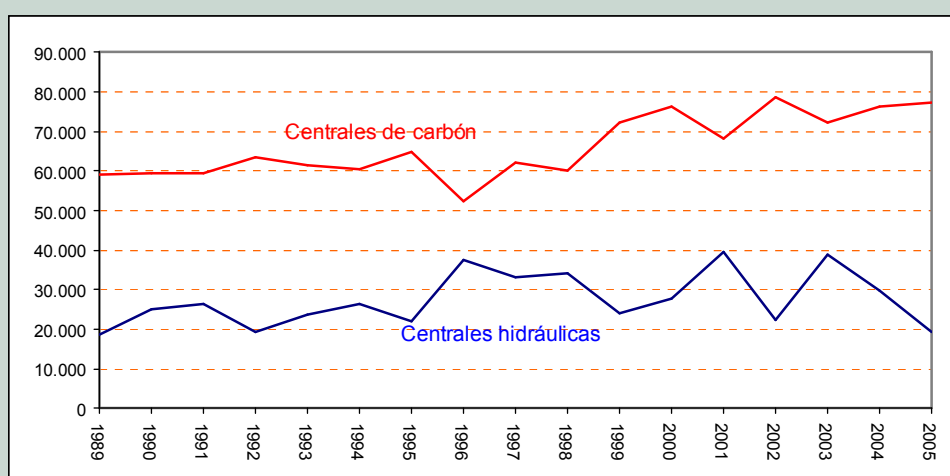
Nuevamente son las empresas con contrato-programa, que recortaron su capacidad productiva un 15 por 100, las protagonistas del descenso de la producción. El resto del sector, por el contrario, incrementó su capacidad extractiva un 1 por 100.

Es precisamente al analizar la producción cuando más claramente se pone de manifiesto la contradictoria naturaleza de la reestructuración de la industria nacional del carbón, puesto que la evolución observada hasta 1997 sólo fue posible porque se permitió que empresas no competitivas aumentaran sus suministros, algo, en principio, difícilmente compatible con el saneamiento económico del sector. Así, pese al cierre de explotaciones, en 1997 los productores privados de hulla y antracita obtuvieron 11 millones de toneladas, casi un 4 por 100 más que en 1989.

⁷⁹⁴ Memorias de Carbunión.

En descargo parcial de una política en apariencia tan poco coherente, cabe esgrimir el período de sequía que se inició en nuestro país en 1989 y que se prolongaría hasta finales de 1995. Dadas las restricciones introducidas en el sistema eléctrico por decisiones como la moratoria nuclear, la menor generación hidroeléctrica motivada por las condiciones climáticas (figura 219) —contrarrestada parcialmente por el débil crecimiento de la demanda de energía eléctrica ocasionado por la crisis económica— tuvo que ser suplida con una mayor utilización de las centrales térmicas convencionales, con el consiguiente aumento de la demanda de carbón⁷⁹⁵.

Figura 219
Energía eléctrica generada en las centrales hidráulicas y de carbón del sistema peninsular (GWh), 1989-2005



Fuente: REE

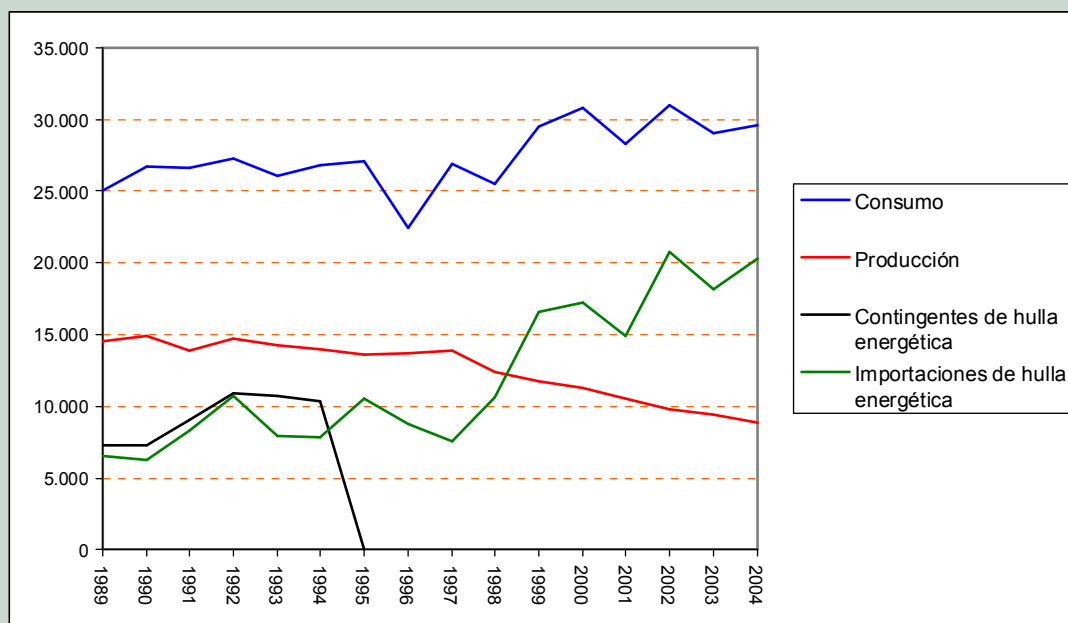
Dicho aumento situó el consumo de hulla y antracita muy por encima de la producción nacional, brecha que hubo de cubrirse con el recurso creciente a las importaciones. Por este motivo, durante la primera mitad de los noventa se ampliaron los límites máximos impuestos a la importación de hulla energética, y, paralelamente, se incrementaron los contingentes libres de derechos, dando curso a las peticiones que, ante la deficitaria producción nacional, efectuaban las empresas eléctricas. En 1995 desaparecieron los contingentes libres de derechos debido a la supresión de los aranceles (figura 220).

En nuestro país será necesario esperar hasta 1998 para que la caída de la actividad subterránea se intensifique (-43 por 100 hasta 2005), y también disminuya, aunque más moderadamente, la producción de superficie (-23 por 100). Sin duda, el Plan de 1998 supuso un giro radical respecto a los dos anteriores, y la mejor demostración la tenemos en que sólo en su primer año de vigencia la producción de hulla y antracita cayó en 1,5 millones de toneladas, el triple que durante los ocho años anteriores, y lo que es aún más significativo: algo más de la mitad de ese recorte tuvo su origen en la minería privada. A partir de entonces, la evolución

⁷⁹⁵ En el trienio 1986-1988 la generación media anual de las centrales hidroeléctricas del sistema peninsular superó los 29.000 GWh, y la de las centrales de carbón no llegó a los 51.000. Entre 1989 y 1995 el producible eléctrico peninsular se situó siempre por debajo de la unidad, alcanzando su valor más alto (0,81) en 1991.

descendente se ha mantenido hasta hoy, aunque con un ritmo menos intenso⁷⁹⁶. No obstante, a lo largo de la vigencia del Plan del Carbón, nuevamente serán las empresas con contrato-programa las que reduzcan en mayor medida su capacidad de producción: un 65 por 100, frente al 31 por 100 de las compañías privadas. En cualquier caso, parece claro que, en el contexto de una industria abocada a desaparecer, numerosos empresarios decidieron abandonar el negocio, aprovechando las generosas compensaciones a la disminución de la producción.

Figura 220
Consumo e importaciones de hulla y antracita (miles de toneladas), 1989-2004



Los contingentes para la hulla coquizable oscilaron en torno a los 5 millones de toneladas, y también fueron suprimidos a partir de 1995.

Fuente: IGME (*Panorama Minero*), IRMC (datos internos), Carbunión (memorias), Comisión Nacional de Energía, Real Decreto 1601/1989 de 29 de diciembre (*BOE* 313 de 30 de diciembre), Real Decreto 1641/1990 de 20 de diciembre (*BOE* 310 de 27 de diciembre), Real Decreto 1729/1991 de 15 de noviembre (*BOE* 393 de 7 de diciembre), Real Decreto 1846/1991 de 30 de diciembre (*BOE* 313 de 31 de diciembre), Real Decreto 854/1992 de 10 de julio (*BOE* 208 de 29 de agosto), Real Decreto 1627/1992 de 29 de diciembre (*BOE* 314 de 31 de diciembre), Real Decreto 1627/1992 de 29 de diciembre (*BOE* 314 de 31 de diciembre) y Real Decreto 2277/1993 de 22 de diciembre (*BOE* 310 de 28 de diciembre)

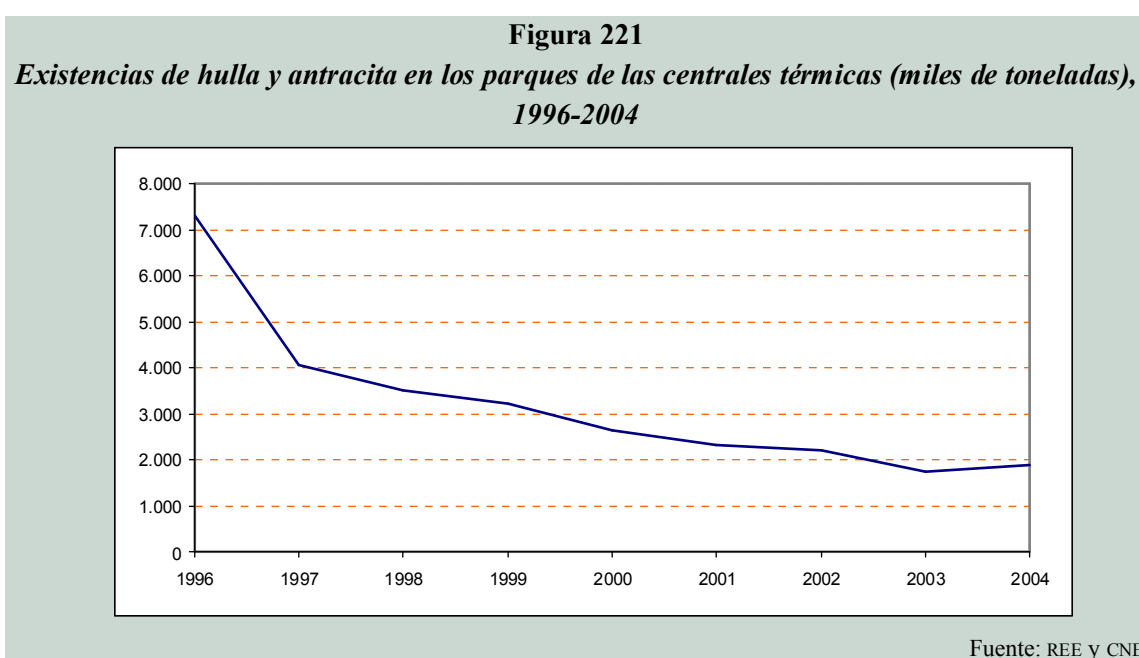
Una prueba adicional de la mayor contundencia del Plan del Carbón se encuentra en el hecho de que la reducción de la capacidad extractiva, al contrario de lo acontecido en las dos fases anteriores, haya superado ampliamente las previsiones. Como resultado de ello, la producción se ha situado, desde un principio, muy por debajo del consumo garantizado, hasta el punto de que la brecha entre ambas magnitudes ha sido siempre superior al millón de toneladas.

Esto ha ocurrido a pesar de que la demanda de hulla y antracita no ha hecho otra cosa que crecer a partir de 1997, hasta situarse y mantenerse alrededor de los 30 millones de toneladas desde 2000. Las cuestiones que se plantean a la vista de esta circunstancia, y que

⁷⁹⁶ Obsérvese la curiosa anomalía que representa el año 2000, el único, desde 1997, en el que se registra un incremento de la producción subterránea. En ese año tiene lugar, además, un pronunciado descenso de la producción a cielo abierto. En los años siguientes, ambas series recuperan sus tendencias. ¿Qué sucedió en 2000?

trataremos de dilucidar a continuación, son dos. La primera, cuáles son las causas de este incremento del consumo; y la segunda, por qué la mayor demanda no ha frenado el descenso de la producción nacional de carbón.

En 1996 se rompió la situación de sequía que venía padeciendo nuestro país desde 1989. La extraordinaria pluviosidad de ese año explica tanto el incremento de la generación hidroeléctrica como el descenso de la térmica convencional y del consumo de hulla y antracita. Las lluvias también fueron apreciables en 1997 por lo que cabría esperar una escasa actividad de las centrales de carbón. Sin embargo, las directrices de política energética —encaminadas a rebajar los elevadísimos stocks de este mineral en los parques de las térmicas de cara al inminente inicio del proceso de liberalización del mercado eléctrico (figura 221)— dieron como resultado que la generación de electricidad con carbón nacional alcanzara máximos históricos⁷⁹⁷.



El ciclo que podríamos considerar normal desde el punto de vista de las precipitaciones se extendió hasta 2005, año en el que la sequía reapareció con fuerza⁷⁹⁸. Durante todo ese período de benigna climatología, otro acontecimiento se convirtió en el protagonista de la evolución del sistema eléctrico: el acentuado incremento de la demanda de electricidad. Para empezar, en 1998 el crecimiento fue de un 6,6 por 100 respecto a 1997, un porcentaje que no se alcanzaba desde 1979. En los años siguientes, la tónica fue similar, con tasas de aumento que resultaron muy superiores al 4 por 100, salvo en 2002. La causa fundamental de la evolución al alza de la demanda de energía eléctrica se encuentra en el buen comportamiento de la economía

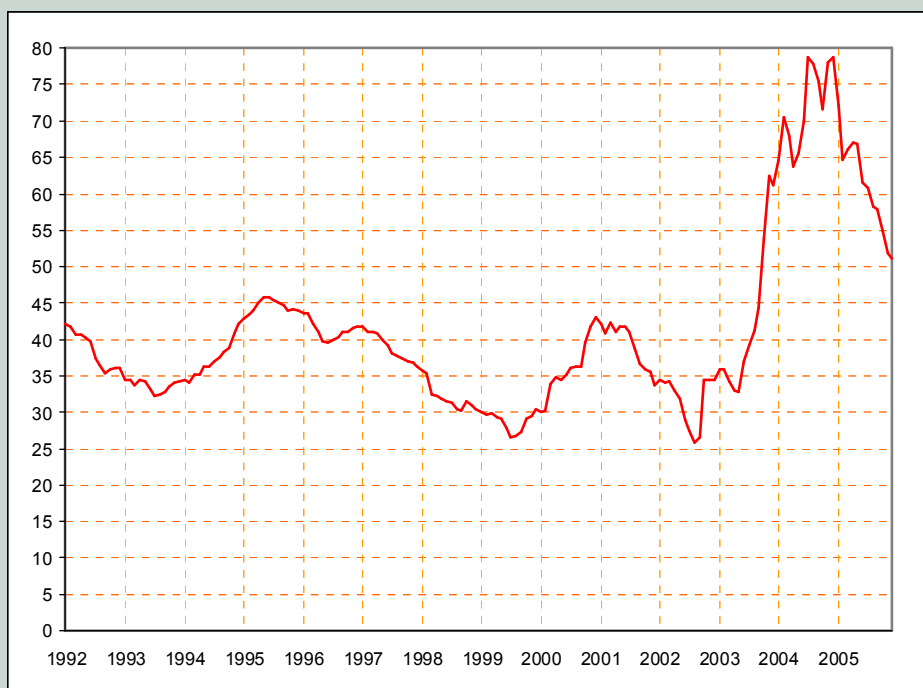
⁷⁹⁷ Las existencias de hulla y antracita nacional en las centrales eléctricas, que ascendían a 5,4 millones de toneladas a finales de 1994, se situaron en 7,3 millones el 31 de diciembre de 1996 como consecuencia de la pluviosidad de ese año. Un año más tarde, la aplicación de las directrices de política energética había reducido los stocks a 4 millones de toneladas. Las reservas hidroeléctricas, como consecuencia de esta política, alcanzaron máximos históricos a finales de 1997, con los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico al 75 por 100 de su capacidad, un 36 por 100 más que en 1996 (REE y CNE).

⁷⁹⁸ El año 2004 fue también moderadamente seco, pero en 2005 el índice del producible hidroeléctrico peninsular alcanzó el valor de 0,45, el más bajo de los últimos 48 años (Red Eléctrica de España, 2006).

española⁷⁹⁹. Con una potencia instalada en el régimen ordinario peninsular que no experimentaría incrementos significativos hasta 2002 —año en el que comenzaron a funcionar las primeras centrales de ciclo combinado—, la satisfacción de la demanda quedó a expensas de la expansión del régimen especial, de los intercambios internacionales y de la más intensa utilización de las centrales existentes, algo que benefició a las térmicas de carbón, y que, lógicamente, ocasionó el incremento al que antes aludíamos en el consumo de este mineral.

Figura 222

Evolución del índice MacCloskey (US\$/t 6.000 termias CIF ARA) entre enero de 1992 y diciembre de 2005



Fuente: Carbunión y MSP

Pero lo que realmente creció no fue el consumo de hulla y antracita nacional, sino el de carbón importado. Así, mientras la producción y los suministros de mineral autóctono descendían, la hulla energética adquirida en el exterior se elevó desde los 7,6 millones de toneladas de 1997 hasta los 20,3 millones de 2004. El problema del mineral nacional no era, claro está, un problema de demanda sino de oferta. Las térmicas no adquirían más carbón autóctono por diversos motivos, como la mayor calidad de la hulla importada (superior poder calorífico y menor contenido de azufre), pero también porque, como consecuencia de la reestructuración, los suministros del primero disminuían progresivamente.

El recurso al exterior se puede considerar lógico desde un punto de vista económico a tenor de las peculiaridades de la industria española y del mercado internacional del carbón. Éste

⁷⁹⁹ El modelo utilizado para explicar la evolución de la demanda de electricidad se basa en tres efectos: temperatura, laboralidad (distribución de los días festivos) y actividad económica. Este último —es decir, el comportamiento de la economía— explicó en 1998 y 1999 el 90 por 100 del crecimiento de la demanda, y en 2000, más del 100 por 100 (los otros dos efectos, considerados conjuntamente, fueron negativos). Es también muy significativo el progresivo incremento del peso que en la demanda de energía eléctrica tiene la utilización de aparatos de aire acondicionado, como lo demuestra el hecho de que julio sea uno de los meses de mayor demanda del año.

se caracteriza por la relativa estabilidad de los precios y la fiabilidad de los suministradores. Pese a ello, el mercado no está exento de riesgos: el índice MacCloskey⁸⁰⁰ refleja la evolución alcista de los precios que se inició a finales de 2003 y que, tras alcanzar niveles máximos en 2004, aún se mantenía a finales de 2005, aunque en unos niveles mucho más moderados (figura 222)⁸⁰¹. El incremento de los precios internacionales favorece, lógicamente, a los productores españoles, que se acercan de esta forma a la viabilidad (sobre esta cuestión volveremos más adelante); pero puede perjudicar la posición competitiva del propio combustible sólido frente a otras fuentes energéticas, en especial frente a la energía nuclear.

El descenso de la producción nacional de hulla y antracita se ha debido, por tanto, a su continuo retroceso frente a la hulla energética importada. No es que en España se consuma cada vez menos carbón (en realidad ocurre todo lo contrario), sino que se consume menos carbón autóctono. Lógicamente, la explicación de este hecho se encuentra en la imposibilidad de competir, tanto en precios como en calidad, con el mineral extranjero.

Es importante destacar que el ajuste de la capacidad productiva que ha tenido lugar en nuestro país desde 1990 ha descansado básicamente sobre la minería de interior y sobre las empresas con contrato-programa.

En efecto, pese al retroceso de la actividad a cielo abierto que se viene experimentando desde 1998, la cantidad de mineral procedente de las destrozadas fue un 5 por 100 mayor en 2005 que en 1989. De ahí que se pueda afirmar que la reestructuración ha afectado exclusivamente a la minería de interior, cuya producción es hoy la mitad que hace tres lustros. Lógicamente, la diferente evolución de los dos sistemas de explotación ha desembocado en un cambio notable en la estructura de la producción nacional de hulla y antracita, un 27 por 100 de la cual se obtenía en 2005 a cielo abierto, cuando en 1989 ese porcentaje ascendía al 15 por 100. Esos porcentajes son más elevados y han crecido en mayor medida en el sector hullero, que en 1989 obtenía el 19 por 100 del mineral en las destrozadas; y en 2005, el 36 por 100. En cambio, en el segmento de la antracita esos porcentajes se sitúan en el 10 y el 16 por 100, respectivamente.

Desde 1990, cada uno de los dos grupos del mercado (público y privado) ha recortado su capacidad de producción en tres millones de toneladas, contribuyendo prácticamente por igual al descenso de la producción. Sin embargo, la contracción porcentual de sus respectivas capacidades productivas refleja claramente la mayor intensidad del proceso en las empresas con contrato-programa: mientras éstas extraen hoy un 65 por 100 menos que hace tres lustros, las compañías privadas sólo han rebajado su producción un 31 por 100.

Esto no significa que los productores privados no hayan realizado un notable esfuerzo para tratar de acercarse a la viabilidad económica. Con esa finalidad han desplegado diversas estrategias, una de las cuales es el ya mencionado recurso a las explotaciones a cielo abierto, el sistema más eficiente desde el punto de vista económico, pero, al mismo tiempo, el más negativo por sus secuelas medioambientales. Las demás tienen mucho que ver con la evolución del empleo y de las inversiones acometidas para tratar de incrementar los rendimientos. Dos aspectos que han cambiado radicalmente la estructura de las empresas mineras, mejorando enormemente su eficiencia. Veámoslo con algo más de detalle.

⁸⁰⁰ El índice MacCloskey mide el precio medio de la hulla energética colocada en los puertos de Amberes, Róterdam y Amsterdam.

⁸⁰¹ La elevación de los precios tuvo una de sus causas en el intenso crecimiento de las economías china e india, origen de una mayor demanda de materiales y energía, y de una subida de los fletes marítimos.

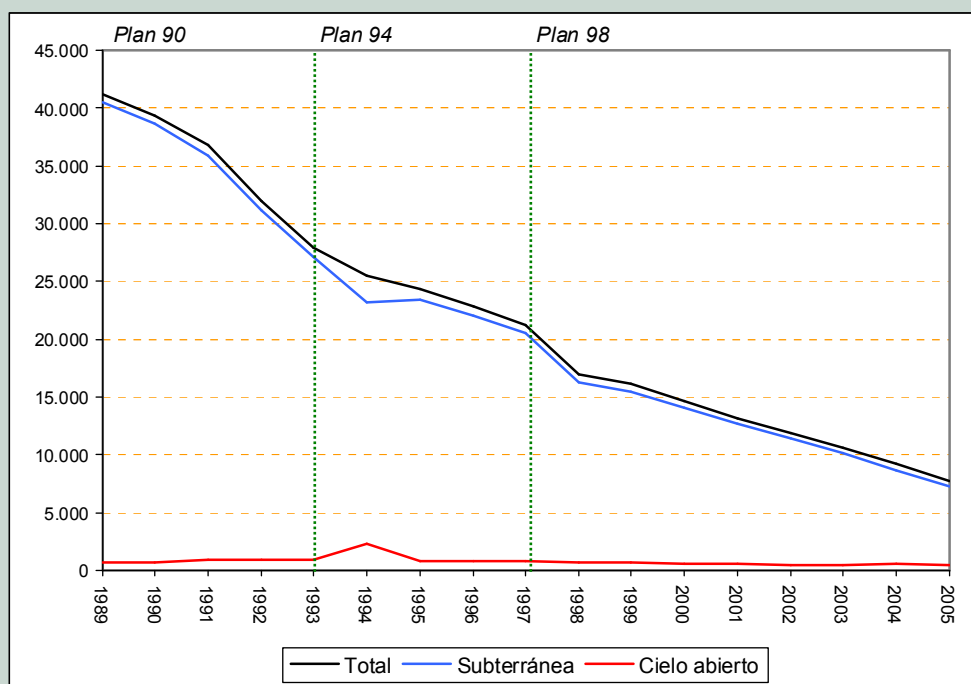
9.4.2. Treinta y tres mil puestos de trabajo perdidos: el coste social de una mayor eficiencia

La plantilla de la industria nacional de la hulla y la antracita no alcanzaba en 2005 los 7.800 trabajadores, cuando tres lustros antes superaba los 41.000 (figura 223). Esto significa que en ese lapso se contrajo un 81 por 100, casi el doble que el carbón extraído. El empleo es el aspecto en el que más ha incidido el proceso de reordenación. Incluso sus dos primeras fases, incapaces de disminuir sustancialmente la producción, se caracterizaron por un recorte de puestos de trabajo muy acentuado.

La primera fase de la reestructuración aminoró las plantillas de las empresas hulleras y antraciteras un 32 por 100. De esos 13.100 puestos de trabajo perdidos, 7.100 correspondían a las tres empresas con contrato-programa, y 6.000 a la minería privada. Si incluimos el lignito negro, la minería sin contrato-programa redujo su empleo en 8.138 trabajadores, cumpliéndose, con creces, las últimas previsiones del Plan de Reordenación, que cifraban la disminución en 7.645 puestos de trabajo. Lo mismo ocurrió en la minería pública, donde la pérdida prevista ascendía a 6.541 empleos.

Figura 223

Evolución del empleo en la industria nacional de la hulla y la antracita, 1989-2005



Fuente: IRMC

Sin embargo, pese al cumplimiento de las previsiones y a la sobresaliente pérdida de puestos de trabajo, también lo acontecido con el empleo durante la primera fase de la reordenación denota que el proceso de ajuste español fue menos intenso que el seguido por la mayoría de nuestros consocios europeos. Si ceñimos la comparación a la evolución de la plantilla de interior en la minería de la hulla y la antracita, la minería británica emerge nuevamente como la sometida a un proceso de reestructuración más contundente: sus algo más

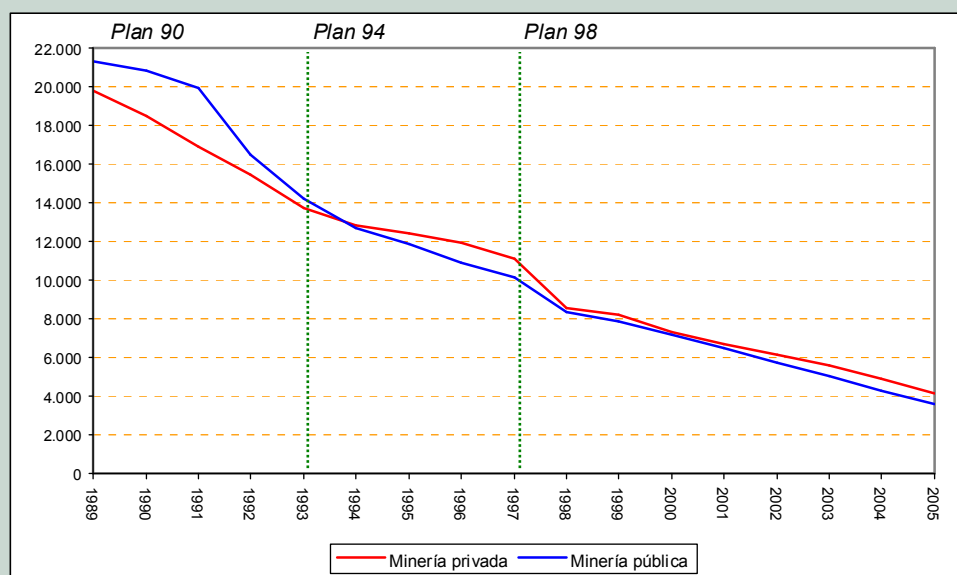
de 62.000 mineros de 1989 quedaron reducidos a 21.000 en 1993, una disminución del 66 por 100, muy superior al descenso del 28 por 100 de la plantilla subterránea española. De hecho, en 1993 ya había más mineros de interior en nuestro país (25.000) que en el Reino Unido. Esta circunstancia alcanza su verdadero significado al mirar más lejos en el tiempo y comprobar que, en 1966, el Reino Unido contaba con una plantilla subterránea de 338.000 trabajadores, frente a los 50.000 que había en España⁸⁰².

Francia, que en la década de los sesenta duplicaba la plantilla minera española, continuó aplicando durante los primeros años noventa una decidida política de reducción de la actividad carbonera que contrajo sus efectivos de interior un 40 por 100 entre 1989 y 1993, dejándolos en 7.000. Bélgica, como ya se dijo al analizar la producción, cerró todas sus minas en 1992, poniendo fin a una actividad que aún ocupaba a 4.700 mineros en 1989, pero que treinta años antes había contado con una plantilla similar a la española.

Sólo Alemania se mostraba más reticente que España a la hora de reordenar su industria carbonera. La plantilla de interior alemana disminuyó un 24 por 100 (cuatro puntos menos que la española), y continuó siendo, con 72.000 mineros, la más numerosa de la Comunidad. No obstante, conviene recordar que la industria hullera empleaba en el Ruhr a más de 600.000 personas en 1957, y que en 1969, cuando de la fusión de varias empresas privadas surgió la compañía Ruhrkohle, la nómina ascendía a 186.000 trabajadores.

Figura 224

Evolución desglosada del empleo en la minería pública y privada, 1989-2005



Fuente: IRMC

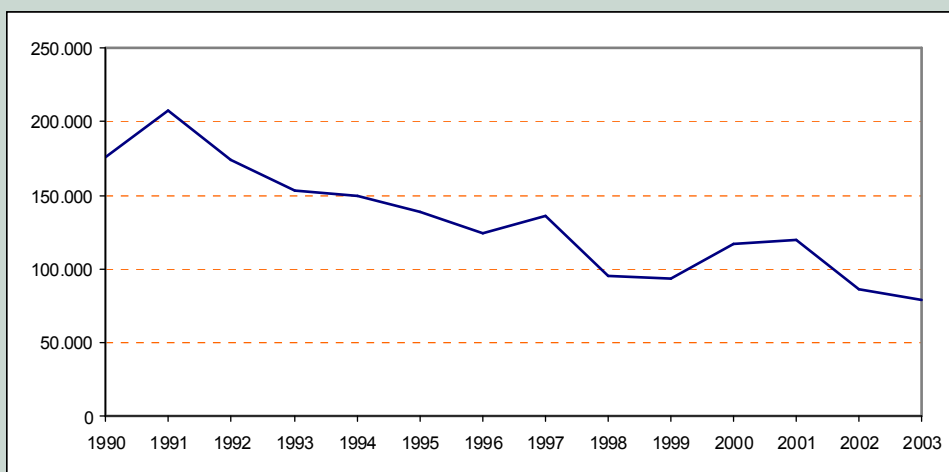
A la vista de lo anterior, se puede afirmar que, en el grupo de países productores de carbón que integraban entonces la Unión Europea, se definieron dos estrategias muy diferentes para afrontar la necesaria reestructuración de la minería del carbón. Cada una dio los resultados previsibles, y mientras en el Reino Unido, Francia y Bélgica, partidarios de una decidida política de ajuste, se cerraban aceleradamente las minas inviables (que en el caso de los dos

⁸⁰² Los datos sobre las plantillas de interior proceden de las memorias de Carbunión.

últimos países era todas las minas), en España y Alemania se impusieron los intereses de quienes se mostraban partidarios de la continuidad de la industria, y la reordenación del sector se convirtió en un contradictorio proceso que garantizaba la supervivencia de explotaciones inviables. En estos dos países, los argumentos, muy similares, giraban en torno a la seguridad del aprovisionamiento energético y al impacto regional de la reestructuración de la industria. De igual modo, fue muy parecido el principal instrumento empleado para salvaguardar la minería del carbón: garantizar el consumo del mineral nacional⁸⁰³.

Figura 225

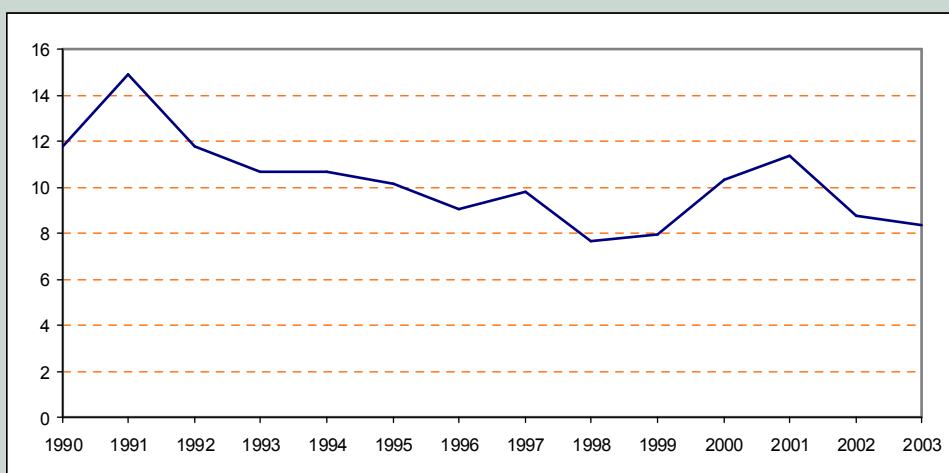
Inversiones en la minería de la hulla y la antracita (miles de euros), 1989-2003



Fuente: Estadística Minera de España

Figura 226

Inversiones por tonelada producida en la minería de la hulla y la antracita (euros), 1989-2003



Fuente: Estadística Minera de España

⁸⁰³ En Alemania se encontraban en vigor dos contratos: el Huettenvertrag, en virtud del cual la siderurgia de este país se aprovisionaría exclusivamente de carbón alemán hasta 2.000, y el Jahrhundertvertrag, que garantizaba el consumo del carbón nacional en las centrales térmicas germanas. En el primer caso, el mayor coste que suponía el consumo de carbón autóctono era financiado por el Gobierno federal y el del lander Norrenania-Westfalia. En el segundo, era sufragado por el Kohlepfenning («los céntimos para el carbón»), un impuesto sobre la tarifa eléctrica (Alvarez, 1995).

En el caso español, deben ponderarse en su justa medida las consecuencias de las decisiones adoptadas en el pasado sobre el parque de generación de energía eléctrica. ¿Qué hacer, por ejemplo, con las térmicas de León y Palencia, que habían sido diseñadas para utilizar carbón autóctono y que contaban con algunos grupos que no tenían ni siquiera diez años, si se cerraban las minas leonesas y palentinas?

La estrategia puesta en práctica durante los años de vigencia del Plan de Reordenación para satisfacer la amalgama de intereses que giraban en torno a la minería del carbón parece clara: se intentó justificar que las empresas sin contrato-programa que no se encontraban ya en una situación totalmente insostenible podrían aproximarse a la viabilidad económica, no tanto mediante reducciones de la producción como procurando mejorar su eficiencia mediante disminuciones de plantillas, la expansión de las explotaciones a cielo abierto y la incorporación de avances tecnológicos a sus procesos productivos.

El incremento de las inversiones es un buen indicador de este último aspecto (figuras 225 y 226). Entre 1990 y 1993, el esfuerzo inversor de las empresas hulleras y antraciteras alcanzó 710 millones de euros, frente a los 478 millones del cuatrienio anterior, una diferencia que es aún más considerable si ponemos en relación el monto de las inversiones con las toneladas producidas: 12,26 euros/tonelada entre 1990 y 1993, frente a 8,07 de media en los cuatro años precedentes, es decir, un aumento del 52 por 100. El punto culminante del proceso se alcanzó en 1991, para ir perdiendo fuerza progresivamente a partir de dicho año.

La caída del empleo fue también importante durante la vigencia del Plan de Modernización, aunque menos intensa que durante la fase anterior. Las empresas hulleras y antraciteras aligeraron sus plantillas un 24 por 100, y se quedaron con 21.300 puestos de trabajo en 1997. Una disminución cercana a las previsiones⁸⁰⁴. El descenso fue mayor en las empresas con contrato-programa que en las compañías privadas, éstas redujeron sus plantillas un 19 por 100, y sólo concentraron el 39 por 100 de los puestos de trabajo amortizados en el sector de la hulla y la antracita.

El Plan de Modernización puso en práctica una estrategia similar a la del Plan de Reordenación, aunque resultó, en general, menos ambicioso que éste. Aspecto que se constata, además de en la evolución del empleo, al analizar las inversiones acometidas para mejorar los procesos productivos: Entre 1994 y 1997, las inversiones de las empresas hulleras y antraciteras totalizaron 549 millones de euros, esto es, 9,94 euros por tonelada producida, un 23 por 100 y un 19 por 100 menos, respectivamente, que en el cuatrienio anterior.

El Plan del Carbón intensificó la destrucción de empleo. Durante sus ocho años de vigencia, el número de puestos de trabajo perdidos en el segmento de la hulla y la antracita superó los 13.500, un 64 por 100 de los existentes en 1997. Esta disminución ha resultado ser casi el doble de la prevista en el Plan para toda la industria (7.000 puestos de trabajo). La evolución de la minería pública ha sido similar a la de la minería privada, con descensos del 65 y 62 por 100, respectivamente. Al igual que sucedió con los dos primeros planes, durante la vigencia del tercero, la evolución negativa del empleo fue más pronunciada que la seguida por la producción.

El mecanismo utilizado para aligerar de manera no traumática las plantillas ha sido el de las prejubilaciones, que han afectado a 12.952 trabajadores del sector de la hulla y la antracita entre 1998 y 2004, frente a tan sólo 128 que se acogieron a las bajas incentivadas.

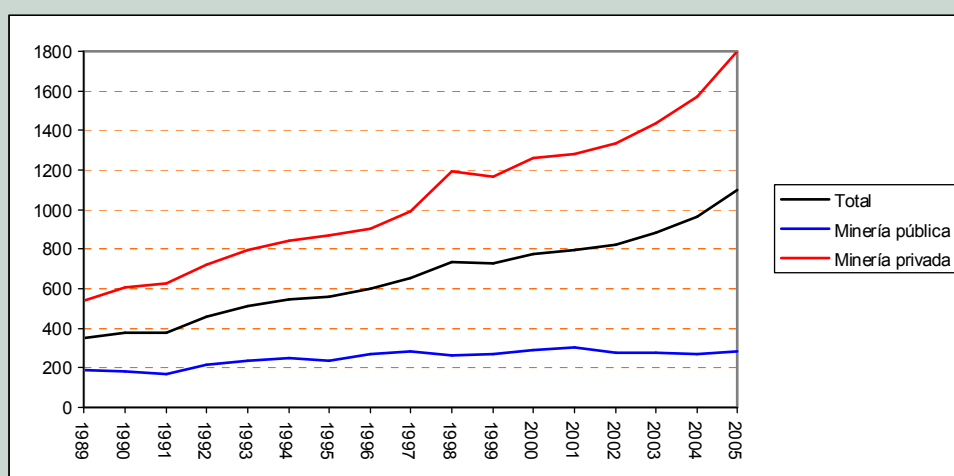
⁸⁰⁴ El Plan de Modernización preveía una pérdida de 7.800 puestos de trabajo en la minería CECA (hulla, antracita y lignito negro), que fue finalmente de 7.079.

Como se aprecia en las figuras 225 y 226, el esfuerzo inversor de las empresas experimentó un repunte a lo largo de la primera mitad del Plan, que no fue suficiente para impedir que, en sus seis primeros años, tanto la inversión media anual como la inversión por tonelada producida continuaran cayendo. La primera se situó en 98 millones de euros, un 28 por 100 más baja que la del cuatrienio anterior, y un 45 por 100 menor que la correspondiente a la primera fase de la reestructuración. Las diferencias fueron más moderadas en lo que a la inversión por tonelada se refiere: 9,06 euros en el Plan del Carbón, frente a 9,94 del Plan de Modernización y 12,26 del Plan de Reordenación.

En el conjunto de los tres planes, los ajustes en el empleo, a diferencia de lo ocurrido con la producción, han resultado de similar intensidad en los dos grandes segmentos del mercado: en las empresas con contrato-programa, los recortes han sido del 83 por 100; y en el sector privado, del 79 por 100. En cambio, como era de esperar, ha sido la minería subterránea la que ha capitalizado la disminución, con el 99,4 por 100 de los 33.378 puestos de trabajo perdidos. En ella, la caída del empleo ha sido del 82 por 100, frente al 27 por 100 de la minería de superficie, aunque no debe olvidarse la escasa entidad que siempre ha tenido el empleo en las explotaciones a cielo abierto. En 2005, por ejemplo, los 500 trabajadores que integraban las plantillas de las destrozadas sólo representaban el 6 por 100 del empleo de la industria.

Figura 227

Evolución de los rendimientos en la industria nacional de la hulla y la antracita (toneladas anuales/trabajador), 1989-2005



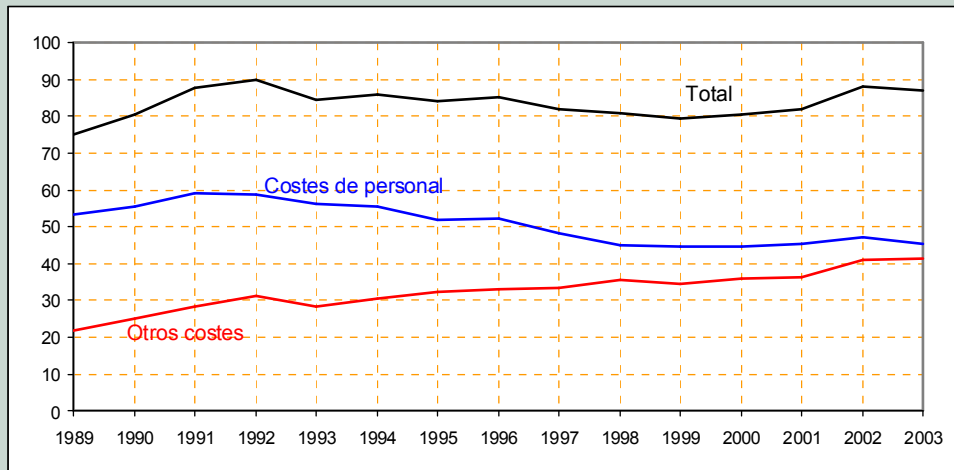
Fuente: IRMC

En la figura 227 podemos apreciar la extraordinaria repercusión sobre los rendimientos de los cierres de las empresas menos eficientes, las disminuciones de plantillas y las inversiones que se llevaron a cabo entre 1990 y 2005: las 354 toneladas anuales por trabajador conseguidas en 1989 se han transformado en 1.100 en 2005. Detrás de este incremento de un 211 por 100, está la realidad de unas empresas privadas que han mejorado su eficiencia un 236 por 100, y unas empresas públicas que sólo lo han hecho en un 51 por 100, de manera que las primeras han pasado de triplicar los rendimientos de las segundas en 1990 a sextuplicarlos en 2005.

Estos avances han sido posibles, en parte, porque las explotaciones a cielo abierto han aumentado tanto su importancia relativa como sus propios rendimientos (que se han elevado

desde 3.202 hasta 4.634 toneladas anuales por trabajador, es decir, un 45 por 100). Pero el factor más decisivo ha sido la mejora de la eficiencia en las explotaciones subterráneas, cuyos rendimientos han progresado un 180 por 100, hasta situarse en 858 toneladas anuales por trabajador en 2005. La disminución progresiva de las inversiones podría ser un síntoma del agotamiento de este proceso de mejora.

Figura 228
Costes medios de producción en la industria nacional de la hulla y la antracita (euros/tonelada), 1989-2003



Fuente: *Estadística Minera de España*

Los efectos de la reordenación también se han dejado notar en los costes de producción. La figura 228 pone de manifiesto la contención experimentada por los costes medios (esto es, su reducción en términos reales). De hecho, en 2003 costaba un 3 por 100 menos extraer una tonelada de hulla que en 1992. Un resultado que se ha conseguido gracias a la continua rebaja de los costes de personal por tonelada, que se situaron en 2003 un 14 por 100 por debajo de su nivel en 1989, consecuencia, a su vez, de un mayor incremento de los rendimientos (149 por 100 hasta 2003) que de las retribuciones medias (113 por 100).

Como contrapartida, la sustitución de trabajo por capital y la subcontratación de las labores han hecho que la cuantía del resto de los costes, globalmente considerados, se haya duplicado. No disponemos de la información necesaria para presentar por separado los costes de las empresas con contrato-programa y de las compañías privadas, pero el análisis de la minería leonesa que se realizará en el capítulo siguiente nos proporcionará una aproximación a lo acontecido en ambos segmentos.

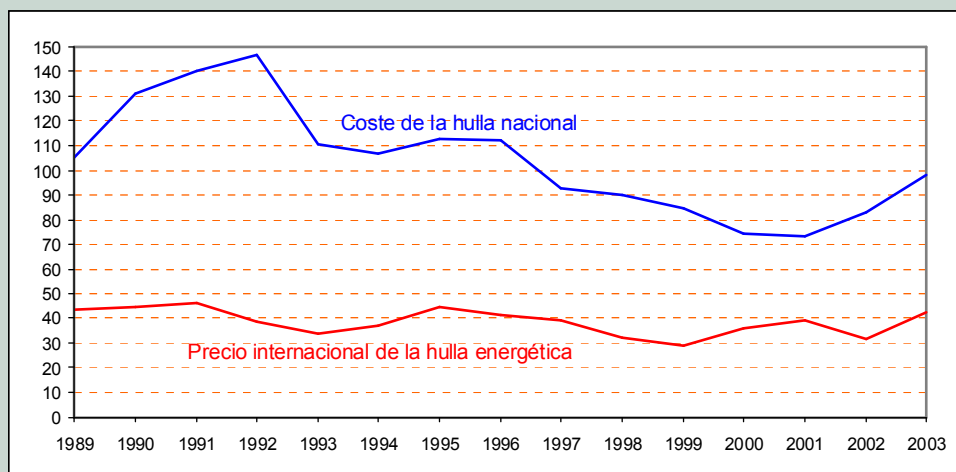
9.4.3. ¿Más cerca de la viabilidad?

En la industria de la hulla y la antracita, el proceso de reestructuración iniciado en 1990 se ha traducido en la desaparición del 80 por 100 de las empresas, en una merma de la capacidad extractiva del 41 por 100, en la pérdida de más de 33.000 puestos de trabajo, en unas inversiones totales de 1.850 millones de euros, en unos rendimientos que son hoy tres veces más

altos que hace quince años y en la contención de los costes de extracción del mineral. La cuestión que debemos plantearnos ahora es si este esfuerzo, desplegado con desigual intensidad a lo largo del tiempo, ha servido para que las compañías que permanecen activas sean viables.

Comparar los rendimientos de la minería española con los de nuestros principales competidores es una manera de acercarse a esta cuestión. En 2001, el Reino Unido, el país que más se acerca a la viabilidad económica dentro de la UE, presentaba unos rendimientos de 3.078 toneladas anuales por trabajador, es decir, un 180 por 100 más elevados que los alcanzados por la minería nacional en 2005, y un 71 por 100 más altos que los correspondientes a los productores privados de hulla y antracita⁸⁰⁵. La enorme desventaja de nuestra industria es aún más evidente si la comparación se realiza con países como Estados Unidos o Australia, cuyos rendimientos se sitúan alrededor de 12.000 y 8.000 toneladas anuales por trabajador, respectivamente⁸⁰⁶. Es decir, en niveles inalcanzables para las empresas españolas.

Figura 229
Evolución del precio internacional y de los costes de producción en la minería nacional (dólares/tonelada), 1989-2003



Fuente: IRMC, IGME, *Estadística Minera de España* y Banco de España

El nivel de los rendimientos es un componente clave de la capacidad competitiva, pero no es el único. También son determinantes la calidad del mineral, los precios de los factores productivos (en especial del trabajo), el coste del transporte y la evolución de los tipos de cambio. En la figura 229 están representados de alguna manera todos esos factores, salvo la calidad del carbón. Se comparan en ella el precio internacional de la hulla energética y el coste de producción del mineral nacional, ambos expresados en dólares. No conviene olvidar que este último es el que ofrece la *Estadística Minera*, y que, como se ha apuntado en ocasiones anteriores, está infravalorado. Además, lo está cada vez en mayor medida, puesto que no incluye las amortizaciones, y la importancia de éstas ha crecido considerablemente en los últimos años debido a las inversiones de las empresas mineras.

⁸⁰⁵ El Reino Unido obtuvo ese año una producción de 31,5 millones de toneladas con 10.232 trabajadores (Comisión de las Comunidades Europeas, 2002b).

⁸⁰⁶ Según Richard Bonskowski en el informe titulado *The U.S. Coal Industry in the 1990's: Low Prices and Record Production*, en 1997 la industria del carbón producía en Estados Unidos 1.090 millones de short tons, es decir, 989 millones de toneladas métricas, y daba empleo a 81.516 trabajadores.

Conviene recordar, además, que la calidad del mineral nacional es muy inferior a la de la hulla importada. En realidad, no existe un mercado mundial para un carbón de tan baja calidad como el español, ya que todos los países productores lo consumen en las proximidades de las explotaciones mineras. Las centrales térmicas que utilizan este tipo de carbones incurren en unos costes de inversión y mantenimiento mayores, y en unos rendimientos inferiores que aquellas otras que usan carbones normales. El mineral nacional y el importado no son, pues, productos equiparables. Pese a ello, procederemos a compararlos pasando por alto la calidad. Conseguiremos, así, simplificar la exposición, sin que se resienta la consistencia de un razonamiento que concluye con la demostración de la inviabilidad de la minería española, pues si ésta es inviable incluso considerando que el mineral nacional y el importado son productos homogéneos, con mayor motivo lo es si la calidad del primero, como de hecho ocurre, es muy inferior.

La máxima diferencia entre el coste medio de producción de la minería nacional y el precio internacional se alcanzó en 1992. Ese año el primero superaba en más de 100 dólares, y casi cuadruplicaba, al precio internacional. Desde entonces, la diferencia ha ido acortándose, gracias al descenso del coste de producción de las empresas españolas, hasta situarse en apenas 34 dólares en 2001. Aun así, nuestros costes seguían excediendo en un 86 por 100 a la cotización internacional. En 2002 y 2003, al romperse la tendencia del coste, la diferencia ha aumentado hasta el 132 por 100.

Pero ¿cómo es posible que el coste de producción descendiera un 50 por 100 entre 1992 y 2001 si lo expresamos en dólares, cuando si lo hacemos en moneda nacional sólo disminuyó un 9 por 100? La respuesta obviamente radica en la depreciación de nuestra divisa. En 1992 se necesitaban 102 pesetas para comprar un dólar; y en 2001, 1,12 euros, es decir, 186 pesetas. En 2002 y 2003, el euro se apreció un 39 por 100 frente al dólar, y la brecha entre el precio internacional y el coste de producción volvió a crecer.

Lógicamente, al ser la cotización internacional el determinante esencial del precio de venta del mineral nacional a las centrales térmicas, las pérdidas no han desaparecido de las cuentas de resultados de las empresas carboneras, y, además, se han mantenido en niveles muy elevados: según la *Estadística Minera*, alrededor de los 450 millones de euros anuales entre 2000 y 2003.

Lo principal —además de constatar que, considerada como un todo, la minería nacional es inviable— es darse cuenta de que, hasta 2001, la disminución de la brecha que separa sus costes de los precios internacionales se ha debido, fundamentalmente, a un hecho externo a la industria carbonera, y, hasta cierto punto, excepcional: la depreciación de nuestra moneda en un 45 por 100 a lo largo de una década.

Se puede alegar, con razón, que la minería española dista de ser un todo homogéneo, y que los costes de las empresas privadas son mucho menores que los que se han utilizado en un análisis sesgado por los datos de Hunosa, el lastre más pesado de nuestra minería. Si aceptamos que la minería leonesa es un buen representante del sector privado de la industria carbonera, el análisis que de la misma realizaremos en el capítulo siguiente puede arrojar algo de luz sobre este asunto.

9.4.4. Resultados de la política de desarrollo alternativo de las comarcas mineras: una primera aproximación

Dejando a un lado una de las más notorias, la pérdida de puestos de trabajo en la minería, ya analizada en el apartado anterior, de la reestructuración carbonera, y, concretamente, de sus programas de reactivación se han derivado diversas consecuencias para las cuencas mineras. Plantearemos aquí, a grandes rasgos, estos efectos, ciñéndonos a la última fase de la reestructuración, la más decisiva desde este punto de vista y la única de la que existen datos suficientes para realizar una exposición como la que pretendemos. Debemos, pues, examinar en qué se han concretado los tres capítulos del Plan del Carbón destinados a promover el desarrollo alternativo: infraestructuras, proyectos empresariales y formación.

TABLA 207

Proyectos de infraestructuras en las comarcas mineras hasta diciembre de 2004

Tipo de actuación	Actuaciones	Importe (miles €)	%
Transportes y comunicaciones	165	1.366.313	64,71
Suelo industrial	126	177.233	8,39
Abastecimiento de agua y saneamiento	221	139.933	6,63
Educación	16	132.383	6,27
Vivienda y urbanismo	208	131.757	6,24
Medio Ambiente	110	79.430	3,76
Infraestructuras agrícolas, ganaderas y turísticas	62	62.656	2,97
Ordenación del territorio	2	21.826	1,03
Total	910	2.111.530	100,00

Fuente: IRMC

En el Programa de Infraestructuras se habían emprendido, hasta principios de 2005, 910 proyectos, cuyo coste, 2.100 millones de euros, suponía el 88 por 100 de la dotación presupuestaria del programa. Prácticamente las dos terceras partes de las actuaciones se refieren a infraestructuras de transporte y comunicaciones (tabla 207), seguidas, a considerable distancia, por las relativas a suelo industrial, abastecimiento de agua y saneamiento, educación, y vivienda y urbanismo. En términos generales, el programa se ha traducido en una notable transformación de las cuencas mineras, con mejoras en aspectos esenciales para el desarrollo como la conexión espacial interna y externa, la disponibilidad de suelo industrial y la calidad de vida en los núcleos carboneros. Se puede afirmar que estas actuaciones han servido para eliminar escollos que coartaban extraordinariamente las posibilidades de progreso de estos territorios, y que, consecuentemente, han supuesto un paso necesario, aunque no suficiente, para revertir su declive.

El mayor número de proyectos corresponde a Castilla y León (tabla 208); sin embargo, Asturias es, con diferencia, la región donde el importe de las inversiones (con más de la mitad de la cuantía total) resulta más elevado. La comparación del reparto de los fondos con el empleo minero perdido corrobora que éste ha sido uno de los principales criterios utilizados a la hora de decidir el reparto de las intervenciones.

TABLA 208

Distribución por regiones de los proyectos de infraestructuras en las comarcas mineras hasta diciembre de 2004

	Proyectos	Coste		Empleo minero perdido 1998-2005 (%)
		miles €	%	
Asturias	259	1.053.030	49,87	50,84
Castilla y León	331	628.919	29,78	31,36
Aragón	243	236.737	11,21	5,98
Andalucía	30	62.031	2,94	2,25
Galicia	11	52.613	2,49	7,92
Cataluña	15	51.224	2,43	0,94
Castilla-La Mancha	21	26.976	1,28	0,71
Total	910	2.111.530	100,00	100,0

Fuente: IRMC

El número de proyectos aprobados y los compromisos iniciales de inversión y empleo denotan el interés que ha despertado el Programa de Proyectos Empresariales (tabla 209). En sus seis primeras convocatorias (no se convocaron las ayudas en 2002), la subvención inicial comprometida ha ascendido a 648 millones de euros, y el promedio anual, teniendo en cuenta que se trata de siete años, alcanza 93 millones de euros, un 33 por 100 más elevado que el que correspondería al importe máximo del programa (70 millones con los fondos adicionales procedentes del FEDER).

TABLA 209

Situación del Programa de Proyectos Empresariales en febrero de 2005 (datos económicos en miles de euros)

	Compromisos iniciales				Compromisos actuales				Realizado	
	núm.	Inversión	Empleo	Subvención	núm.	Inversión	Empleo	Subvención	Inversión	Empleo
1998	131	320.851	2.238	57.206	85	221.140	1.373	33.652	210.383	1.992
1999	187	603.334	2.786	99.187	126	464.323	1.733	71.580	463.805	2.405
2000	194	595.128	3.333	98.641	117	355.052	1.955	57.673	307.522	2.108
2001	283	951.608	4.017	144.880	210	714.234	2.414	97.460	254.834	1.443
2003	255	785.736	3.081	116.973	192	619.641	2.353	85.163	62.035	166
2004	260	644.935	3.493	131.241	236	581.423	3.148	121.233	0	0
Total	1.310	3.901.592	18.948	648.128	966	2.955.813	12.976	466.761	1.298.579	8.114

Fuente: IRMC

Sin embargo, a mediados de 2005 más de la cuarta parte de los proyectos presentados habían sido objeto de renuncia o habían sido revocados por incumplimiento de condiciones. De esta forma, los 1.310 proyectos iniciales se han quedado en 966, y la subvención comprometida ha disminuido hasta situarse en 467 millones de euros, un 5 por 100 por debajo de la que correspondería a la cuantía máxima del programa si se distribuyera uniformemente en el tiempo. Lógicamente, es de esperar que se produzcan más renunciaciones, especialmente en la última

convocatoria que figura en la tabla, con lo que sigue existiendo un presupuesto de 130 millones de euros para subvencionar los proyectos empresariales presentados a la convocatoria de 2005⁸⁰⁷.

Por descontado, las renunciaciones han ocasionado además una minoración de la inversión y el empleo comprometidos. La primera ha descendido un 24 por 100 para situarse en 2.956 millones de euros. La caída del empleo ha sido mayor: un 32 por 100. De estos porcentajes cabe inferir que los abandonos están afectando fundamentalmente a los proyectos de menor tamaño (medido por la cuantía de la inversión) y más intensivos en trabajo. Pese a ello, hay un detalle positivo, y es que los proyectos que siguen adelante están generando más puestos de trabajo que aquéllos a los que se comprometieron, lo que permite albergar esperanzas de que finalmente el empleo creado pueda igualar, o incluso superar, los 12.976 puestos de trabajo que totalizaban los compromisos a principios de 2005.

No obstante, debe tenerse en cuenta el elevado grado de provisionalidad de los datos disponibles en el momento de elaborar este apartado. Esto se debe al enorme retraso en la resolución de las convocatorias, la demora en la tramitación de los expedientes de comprobación de la actuación subvencionada y el elevado porcentaje de ayudas concedidas que son objeto de renuncia o revocación. En las tres primeras convocatorias, por ejemplo, las resoluciones de concesión individual de ayudas comenzaron a emitirse en los últimos días del mes de diciembre de cada año, y en ellas se establecía un plazo mínimo de nueve meses para que el beneficiario realizase la actuación subvencionada. De ahí que entre 1998 y 2000 sólo se reconocieran obligaciones por importe de 30,7 millones de euros (Tribunal de Cuentas, 2004), un 12 por 100 de los compromisos iniciales que figuran en la tabla 209⁸⁰⁸.

Con esta importante salvedad, a la vista del empleo perdido por la industria nacional del carbón entre 1998 y 2005, 15.878 puestos de trabajo, se puede aventurar que el Programa de Proyectos Empresariales generará finalmente un volumen de ocupación alternativa similar. Considerando las dificultades con las que tropieza la localización empresarial en las cuencas carboneras, esta circunstancia es muy positiva. Con todo, parece claro que el empleo alternativo generado es insuficiente para revertir el declive de las comarcas mineras. La razón es evidente: en el mejor de los casos se recuperará el empleo directo perdido a lo largo de la vigencia del Plan del Carbón, pero no los 23.000 puestos de trabajo que se perdieron durante los ocho años que abarcaron las dos reestructuraciones anteriores.

Existe, además, otra cuestión que es crucial para el análisis que más nos interesa. ¿La igualdad que, en el conjunto del país, parece existir entre el empleo generado por el proceso de reactivación y el destruido por la reestructuración minera desde 1998, se mantiene también en cada uno de los territorios afectados por la crisis carbonera? Porque, de no ser así, en algunas zonas los efectos de la crisis serán más acusados, mientras que en otras pudieran incluso contrarrestarse por completo. Las enormes desigualdades de desarrollo existentes entre los territorios a los que se dirige el Programa de Proyectos Empresariales (Valderrueda y Ponferrada son un ejemplo) sugieren que, pese a los criterios que dan prioridad a las inversiones en los lugares más castigados por la crisis del carbón, la respuesta a la pregunta anterior es negativa. Una forma de comprobarlo consiste en analizar la distribución del empleo y la

⁸⁰⁷ La cuantía máxima del conjunto de las subvenciones en la convocatoria del ejercicio 2005 es de 130,22 millones de euros (Resolución del IRMC de 21 de enero de 2005, BOE 27 de 1 de febrero).

⁸⁰⁸ Los compromisos de gasto se contraen cuando se emiten las resoluciones individuales de concesión de las ayudas. Las obligaciones se reconocen cuando el IRMC verifica que el beneficiario ha realizado la actuación subvencionada en las condiciones establecidas.

inversión entre las grandes zonas mineras, y compararla con los puestos de trabajo perdidos en la minería. Los resultados se muestran en la tabla 210.

En las regiones donde la pérdida de empleo minero, en términos absolutos, ha sido menor (Castilla-La Mancha, Cataluña, Andalucía, Aragón y Galicia), los nuevos puestos de trabajo creados o comprometidos superan ya holgadamente a los destruidos a lo largo de la vigencia del Plan 1998-2005. En el conjunto de esas cinco zonas, la industria del carbón perdió 2.827 empleos, pero los generados o comprometidos en actividades alternativas ascienden a 5.048. En cambio, en las dos regiones donde la pérdida absoluta de empleo minero ha sido más elevada, los nuevos puestos no compensan aún dicha pérdida. En Asturias y Castilla y León, los empleos generados o comprometidos totalizan 9.502, mientras que los destruidos por la reestructuración son 13.051, un 37 por 100 más. Como cabía esperar, cuanto mayor es la importancia de la industria en crisis en un territorio, más difícil es revertir el declive.

TABLA 210

Distribución de los proyectos empresariales entre comunidades autónomas. Situación del Programa de Proyectos Empresariales en febrero de 2005

	Proyectos				Empleo perdido en la minería 1998-2005	Variación del empleo (%)	Inversión/empleo perdido	Empleo generado/M€ de inversión
	núm.	Inversión (m€)	Subvención (m€)	Empleo (*)				
Asturias	361	1.100.769	189.092	5.371	8.072	-33,5	136,37	4,88
Castilla y León	280	745.447	121.599	4.131	4.979	-17,0	149,72	5,54
Aragón	95	328.356	55.765	1.587	949	67,2	346,00	4,83
Galicia	62	270.084	37.321	1.275	1.257	1,4	214,86	4,72
Castilla-La Mancha	32	315.082	28.464	965	113	754,0	2.788,34	3,06
Andalucía	76	105.816	21.156	592	358	65,4	295,58	5,59
Cataluña	60	90.257	12.815	629	150	319,3	601,71	6,97
Total	966	2.955.811	466.212	14.550	15.878	-8,4	186,16	4,92

(*) En cada una de las seis convocatorias se ha comparado el empleo comprometido actual con el empleo ya creado, y se ha tomado el mayor.

Fuente: IRMC

El verdadero desfase tiene lugar en Asturias, donde sólo se han recuperado las dos terceras partes de los puestos de trabajo destruidos. En Castilla y León, con un porcentaje del 83 por 100, la situación es mucho más favorable, y permite aventurar que terminará generándose un volumen de empleo alternativo similar al perdido en la industria carbonera desde 1998. El problema en esta región estriba fundamentalmente en que la relación entre la inversión y los puestos de trabajo perdidos en la minería (150.000 euros) es un 20 por 100 más baja que la media: habrían sido necesarias inversiones adicionales por un montante de 180 millones de euros para igualar este promedio. En cambio, los proyectos acometidos en Castilla y León exhiben una notable capacidad para generar empleo: 5,54 puestos de trabajo por cada millón de euros invertido, un resultado un 13 por 100 superior a la media que sólo mejoran Cataluña y Andalucía. Ambos extremos son más adversos en Asturias, cuya relación entre inversión y empleo minero perdido (136.000 euros) se queda un 27 por 100 por debajo del promedio, mientras que los nuevos empleos generados por cada millón de euros invertidos se sitúan prácticamente en la media. El hecho de que el primer indicador sea desfavorable en las dos

regiones se explica, lógicamente, por la abultada caída absoluta del empleo minero. El comportamiento del segundo indicador está muy condicionado por el tamaño de los proyectos, más intensivos en trabajo cuanto menores sean. Así, en las regiones donde la inversión media por proyecto es menor (Andalucía, Cataluña, Castilla y León y Asturias), es mayor el número de puestos de trabajo generado con cada millón de euros invertido.

El análisis del empleo alternativo creado en las diferentes regiones productoras de carbón pone claramente de manifiesto que no en todas se han recuperado los puestos de trabajo perdidos en la minería durante la tercera fase de la reestructuración. Pero existe otra cuestión de indudable relevancia: ¿qué ha ocurrido dentro de cada región? Previsiblemente habrá sucedido algo similar, es decir, el empleo se habrá generado fundamentalmente en los núcleos más dinámicos. Pero contrastar esta hipótesis requiere disponer de información detallada a escala municipal y realizar un análisis más minucioso que el precedente, algo que llevaremos a cabo, aunque referido sólo a la provincia de León, en el último capítulo.

TABLA 211

Importe de las becas concedidas desde 1998 hasta el final del curso 2003/2004 (6 cursos académicos)

	FORMIC		Enseñanza media y universitaria		Idiomas/informática		Totales		
	núm.	m€	núm.	m€	núm.	m€	núm.	m€	%
Asturias	872	45.331	12.515	20.464	5.578	9.331	18.965	75.126	48,29
Castilla y León	383	25.667	4.328	8.621	3.733	6.201	8.444	40.489	26,03
Galicia	145	8.599	674	1.720	289	533	1.108	10.852	6,98
Aragón	150	6.604	829	1.884	757	1.497	1.736	9.985	6,42
Andalucía	90	6.792	809	1.381	804	990	1.703	9.163	5,89
Castilla-La Mancha	69	4.107	433	788	193	353	695	5.248	3,37
Cataluña	33	2.118	188	575	297	591	518	3.284	2,11
Otros	9	1.327	25	58	13	26	47	1.411	0,91
Totales	1.751	100.545	19.801	35.491	11.664	19.522	33.216	155.558	100,00
%	5,27	64,64	59,61	22,82	35,12	12,55	100,00	100,00	

Fuente: IRMC

Por último debemos referirnos al Programa de Formación (tabla 211). A lo largo de los seis primeros cursos académicos impartidos durante la vigencia del Plan del Carbón (1998/1999 a 2003/2004), se han adjudicado 33.216 becas por una cuantía total de 156 millones de euros. Esto significa que el importe medio por curso (26 millones) sólo ha supuesto el 87 por 100 de la dotación del Programa de Formación. El desfase se generó en los primeros años (en el curso 1998/1999, por ejemplo, sólo se concedieron ayudas por importe de 13 millones de euros), debido al desconocimiento y la falta de experiencia en la aplicación de este mecanismo, algo que se ha ido subsanando en las últimas convocatorias. Pero, pese a este desfase, el hecho de que se hayan concedido más de 33.000 becas pone de manifiesto que se trata de un instrumento notable para la transformación cultural y profesional de las cuencas mineras. También aquí, al ser los criterios de reparto los mismos que en los casos anteriores (básicamente el empleo minero perdido), la principal beneficiaria es Asturias (48 por 100), seguida, a considerable distancia, por Castilla y León (26 por 100).

TABLA 212

Distribución de las ayudas del Plan de Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, 1998-2004 (miles de euros)

	Infraestructuras	Proyectos empresariales	Formación	Totales	%
Asturias	1.053.030	189.092	75.126	1.317.248	48,19
Castilla y León	628.919	121.599	40.489	791.007	28,94
Aragón	236.737	55.765	9.985	302.487	11,07
Andalucía	62.031	21.156	9.163	92.350	3,38
Galicia	52.613	37.321	10.852	100.786	3,69
Cataluña	51.224	12.815	3.284	67.323	2,46
Castilla-La Mancha	26.976	28.464	5.248	60.688	2,22
Otros			1.411	1.411	0,05
Total	2.111.530	466.212	155.558	2.733.300	100,00
Ayudas previstas	2.404.050	559.000	240.400	3.203.450	
Realización (%)	87,83	83,40	64,71	85,32	

Fuente: IRMC

En resumen, las actuaciones emprendidas en los territorios mineros se han traducido en una mejora de sus infraestructuras, una mayor diversificación económica y notables progresos en la cultura y la formación de su población. La tabla 212, al mismo tiempo que resume toda la información anterior, da cuenta del elevado grado de cumplimiento del Plan de Desarrollo Alternativo, únicamente cabe señalar deficiencias en este aspecto en el Programa de Formación. Globalmente considerado, el proceso de reactivación puesto en marcha en 1998 para contrarrestar la crisis minera ha tenido efectos muy positivos en las comarcas carboneras. Pero esto no significa, como ya hemos apuntado, que necesariamente en todas las zonas haya sido necesariamente así. En los capítulos siguientes regresaremos al territorio que constituye el objeto de la investigación para comprobar si también aquí podemos realizar la misma afirmación. Pero antes debemos examinar el resto de las consecuencias de la reordenación carbonera, y esbozar la génesis y los planteamientos generales de lo que hoy es ya la cuarta fase de ese proceso.

9.5. Un problema añadido para la minería del carbón: la intensificación de la lucha contra las emisiones contaminantes a la atmósfera

En realidad, los efectos de la reestructuración de la minería del carbón no se limitan a los que hemos analizado en los apartados anteriores. Desde luego, la reducción de las plantillas carboneras y de la producción, el aumento de la eficiencia de las empresas o la transformación que han experimentado las cuencas mineras son las consecuencias más directas y notables de ese proceso que se inició formalmente en 1990. Pero la reordenación de la industria carbonera nacional o, expresado en términos más precisos, su reconversión incompleta deja tras de sí otras secuelas que es preciso analizar. Por un lado, la pervivencia de la minería obliga a adoptar medidas para paliar los graves efectos ambientales que se derivan de la utilización de un

combustible de tan baja calidad como el carbón español, y, por otro, exige la continuidad en el tiempo de la racionalización, es decir, convierte en imprescindible un nuevo «plan del carbón» que sustituya a aquél cuya vigencia finaliza. En este apartado expondremos los aspectos más relevantes de la primera de las dos cuestiones planteadas. En el siguiente haremos lo propio con el proceso de gestación y las líneas maestras del cuarto plan diseñado, como sus predecesores, para evitar que la industria extractiva nacional desaparezca.

Los problemas del carbón nacional no se limitan a su inviabilidad económica. Su baja calidad y la necesidad de emprender explotaciones a cielo abierto en áreas de montaña, donde la restauración del terreno es prácticamente imposible, abren un frente de batalla adicional que es preciso considerar para sopesar la contribución de la industria carbonera al bienestar social. En el debate que gira en torno a la continuidad de la minería nacional, los efectos ambientales constituyen, además, el único conjunto de argumentos no estrictamente económicos. No se trata aquí de analizar las cuentas de resultados de las empresas, ni de medir la incidencia de la actividad extractiva (o de su desmantelamiento) en el desarrollo (en realidad, en la economía) de determinados territorios, por lo general, atrasados. Aunque ambos aspectos son esenciales, se trata ahora de examinar las repercusiones de la minería en el medio natural, en la calidad del aire y del agua, y, en definitiva, en la salud de las personas.

Esta dimensión no económica del bien común es uno de los pilares del desarrollo. Por este motivo, las políticas de los Estados de bienestar inciden en ella cada vez con más intensidad, obligando a las empresas a asumir una parte de los costes sociales que genera su actividad. Pero, para que esto sea posible, es imprescindible que los productores cuenten con un margen de maniobra suficiente. Cuando no ocurre así, cuando las distintas fases de la cadena de producción y distribución de un bien no generan ingresos suficientes, y, además, la Administración tiene interés en mantenerlas, las normas ambientales, si existen, serán menos exigentes, al menos en su aplicación, y el grado de *internalización* de los costes sociales, muy probablemente, resultará insuficiente para evitar que la actividad incida negativamente en el bienestar social.

Nos interesa analizar en este apartado los efectos ambientales indirectos del carbón, esto es, aquéllos que no se derivan de su proceso de extracción, sino de su consumo. Dentro de ellos, los impactos provocados por su combustión en las centrales térmicas revisten especial interés, singularmente en el caso del mineral nacional, que encuentra en esta utilización su único mercado.

Este uso del carbón presenta ventajas e inconvenientes respecto a la utilización del petróleo o el gas. Entre las primeras cabe señalar la relativa abundancia del combustible sólido y los menores riesgos ambientales asociados a su transporte marítimo. Los inconvenientes son más numerosos: necesidad de grandes espacios para su almacenamiento, escaso poder calorífico, menor comodidad de uso y generación de contaminación en todas las fases del ciclo de producción y utilización. En efecto, la manipulación del carbón origina polvo, su almacenamiento al aire libre puede ocasionar contaminación, y su combustión genera cenizas y emisiones perjudiciales para el entorno (Comisión, 2000a). Esta última es la cuestión que, por sus implicaciones, abordaremos a continuación.

Una de las consecuencias del proceso de oxidación de los combustibles fósiles es la emisión de diversas sustancias contaminantes. Centraremos nuestra atención en las más relevantes por sus efectos negativos en los ecosistemas. Se trata de tres tipos de óxidos que se vierten a la atmósfera: el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno (NO y NO₂) y el dióxido de carbono. El principal responsable de las emisiones atmosféricas antropogénicas de los tres

contaminantes es precisamente el consumo de combustibles fósiles, y, de todos ellos, el carbón resulta ser el más nocivo tanto a escala local como mundial, en tanto que el gas es el que exhibe unos efectos ambientales menos perniciosos (Stanners y Bourdeau, 1995). Los dos primeros óxidos son los causantes de la lluvia ácida, mientras que el dióxido de carbono es el principal gas de efecto invernadero.

Las medidas adoptadas en los últimos años para atenuar las emisiones a la atmósfera de estos gases repercuten directamente en el sector eléctrico, e, indirectamente, en la minería del carbón. Consecuentemente, el conocimiento de las restricciones generadas por dichas medidas es imprescindible para completar el preocupante escenario en el que se desenvuelve la industria extractiva nacional.

9.5.1. Un nuevo plan nacional para reducir la acidificación

Las consecuencias de la lluvia ácida son numerosas tanto en los ecosistemas acuáticos como en los terrestres: destrucción de las cadenas tróficas, reducción de la biodiversidad, disminución de la eficiencia de la fotosíntesis, menor resistencia de las plantas a la enfermedades, acidificación de las aguas subterráneas⁸⁰⁹, etc. Los efectos consiguientes sobre el sistema económico son enormes: disminución de los rendimientos de las cosechas y de la producción de madera, pérdida de áreas de pesca⁸¹⁰, contaminación del agua pública, corrosión de las estructuras metálicas, daños en edificios y monumentos, etc.

TABLA 213

Emisiones de SO₂ en 1990 y 2004 en las grandes centrales térmicas españolas autorizadas antes del 1 de julio de 1987

Tipo de central	Específicas (t/GWh)			Totales (miles de toneladas)		
	1990	2004	Var. (%)	1990	2004	Var. (%)
Hulla y antracita	9,5	6,8	-28,42	323	266	-17,65
Lignito negro	49,0	23,3	-52,45	388	212	-45,36
Lignito pardo	51,4	24,4	-52,53	628	377	-39,97
Carbón de importación	3,9	3,6	-7,69	27	61	125,93
Fuel/Gas	13,0	2,4	-81,54	76	31	-59,21
Totales	21,7	10,2	-53,00	1.442	947	-34,33

Fuente: Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y Comisión Nacional de Energía

Los óxidos de nitrógeno y de azufre, que al reaccionar con las moléculas de agua de la atmósfera generan ácido nítrico, sulfuroso y sulfúrico, son dos de los responsables principales del fenómeno de la lluvia ácida.

⁸⁰⁹ «En Europa, el agua de lluvia, si no estuviese afectada por la actividad humana, debería tener un pH entre 5 y 6. Con el aumento de la acidificación, hoy existen grandes áreas en las que se registra un pH notablemente inferior, de 4 y 4,5, y se alcanzan valores de hasta 3» (Stanners y Bourdeau, 1995, 542).

⁸¹⁰ «En la región de Adirondacks en el nordeste de los Estados Unidos, más de 200 lagos han resultado totalmente estériles por efecto de la lluvia ácida. De los 100.000 lagos de Suecia, 4.000 están sin peces» (Whitten et al., 1998, 236).

Los óxidos de azufre se originan principalmente por la combustión de carbón y petróleo de alto contenido en azufre, y por la fusión de menas metálicas (Whitten et al., 1998). Según los resultados del proyecto CORINAIR90, la generación de electricidad es la principal fuente de dióxido de azufre: en 1990 representó el 59 por 100 de las emisiones de los veinte países europeos incluidos en el estudio⁸¹¹.

En nuestro país, las mayores emisiones de SO₂ por unidad de energía producida corresponden a las centrales que queman lignito, seguidas por aquéllas que utilizan hullas y antracitas nacionales (tabla 213). Se debe tener presente que aunque una central se catalogue como «de hulla y antracita nacional», «de lignito negro» o «de lignito pardo», utiliza también carbón importado. Precisamente el peso creciente de este combustible (en detrimento de los autóctonos) en el consumo de estas centrales es el factor fundamental que explica la notable suavización de las emisiones específicas y totales de dióxido de azufre⁸¹².

En el caso de los óxidos de nitrógeno, la actividad humana sólo genera el 10 por 100 de la cantidad que contiene la atmósfera. El problema estriba en que la acción del hombre causante de su formación se lleva a cabo en lugares muy concretos, donde la concentración de los óxidos puede alcanzar valores cientos de veces superiores a los normales (Whitten et al., 1998). El NO se forma al reaccionar el oxígeno y el nitrógeno atmosférico a altas temperaturas. Esto acontece, por ejemplo, en tormentas eléctricas y también como consecuencia del funcionamiento de hornos y motores de combustión interna. El NO reacciona con el oxígeno para transformarse en NO₂. Los dos óxidos de nitrógeno son muy reactivos y ocasionan numerosos daños a plantas y animales. El NO₂, además de generar ácido nítrico, al absorber radiación ultravioleta se rompe en una molécula de NO y un átomo de oxígeno, que reacciona con una molécula de oxígeno para convertirse en ozono troposférico, un poderoso oxidante que daña materiales y seres vivos. Según los resultados del proyecto CORINAIR90, el transporte por carretera y la producción de electricidad son las principales fuentes de óxidos de nitrógeno: en 1990 representaron el 45 y el 21 por 100, respectivamente, de las emisiones de los veinte países europeos incluidos en el estudio.

En España, al contrario de lo que ha ocurrido con los óxidos de azufre, el problema que representan los óxidos de nitrógeno se ha agravado desde 1990 (tabla 214). Las emisiones absolutas se han incrementado en todos los tipos de centrales, de forma que en 2004 su nivel global se encontraba un 35 por 100 por encima del alcanzado en 1990. Además, las emisiones específicas también han crecido en las centrales de hulla y antracita y de lignito negro.

Desde 1990, el primer paso importante en la lucha contra ambos tipos de contaminantes se dio en 1991 con la adaptación de la normativa española a la Directiva 88/609/CEE. El 22 de abril de ese año, el Real Decreto 646/1991 fijó nuevos límites, más estrictos que los vigentes desde 1975, a las emisiones a la atmósfera de agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión destinadas a la generación de energía⁸¹³.

⁸¹¹ El sistema CORINE (Coordinación de la Información sobre Medio Ambiente) fue establecido por la Decisión 85/338/CEE con el objetivo de recoger información sobre el estado del medio ambiente en la Comunidad Europea. Uno de los proyectos de este sistema, CORINAIR90, tenía como misión confeccionar un inventario coordinado de emisiones atmosféricas en veinte países europeos: los 12 de la Comunidad en 1990, Austria, Finlandia, Noruega, Suecia, Bulgaria, República Checa, Polonia y Eslovaquia.

⁸¹² En las térmicas de fuel y gas, la disminución de las emisiones específicas se debe a la sustitución progresiva del primer combustible por el segundo.

⁸¹³ BOE 99 de 25 de abril de 1991.

TABLA 214

Emisiones de óxidos de nitrógeno en 1990 y 2004 en las grandes centrales térmicas españolas autorizadas antes del 1 de julio de 1987

Tipo de central	Específicas (t/GWh)			Totales (miles de toneladas)		
	1990	2004	Var (%)	1990	2004	Var (%)
Hulla y antracita	3,8	4,1	7,89	130	160	23,08
Lignito negro	3,2	4,3	34,38	25	39	56,00
Lignito pardo	2,2	1,9	-13,64	28	30	7,14
Carbón de importación	2,5	2,3	-8,00	17	39	129,41
Fuel/Gas	1,8	1,2	-33,33	10	15	50,00
Totales	3,2	3,0	-6,25	210	283	34,76

Fuente: Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y Comisión Nacional de Energía

TABLA 215

Topes de emisiones para las grandes instalaciones de combustión existentes el 1 de julio de 1987 (kilotoneladas/año)

Dióxido de azufre				Óxidos de nitrógeno		
Emisiones de 1980	Tope de emisiones			Emisiones de 1980	Tope de emisiones	
	1993	1998	2003		1993	1998
2.290	2.290	1.730	1.440	366	368	277

Fuente: Real Decreto 646/1991

En el caso de las instalaciones nuevas, dichos límites se fijaban individualmente. En cambio, para las denominadas grandes instalaciones de combustión existentes (GICE), es decir, las autorizadas antes del 1 de julio de 1987, se establecieron como topes globales de emisión los fijados en la norma comunitaria (tabla 215); al mismo tiempo, la Administración se obligaba a poner en marcha programas tendentes a la reducción de las emisiones anuales. En este caso se encontraban todas las centrales térmicas de Castilla y León, cuyos grupos más modernos datan de 1984. Es más, en la actualidad prácticamente todas las térmicas de carbón españolas son GICE, pues, pese a las previsiones iniciales del PEN 1991-2000, con posterioridad al 1 de julio de 1987 sólo se han puesto en marcha, además de las centrales termoeléctricas mixtas de Elcogas (Puertollano) y Alcudia II (Baleares)⁸¹⁴, dos centrales de carbón: en 1990 la de Escatrón (Zaragoza), de 80 MW de potencia, diseñada para utilizar lignito negro; y en 1997 un nuevo grupo de 582 MW en la central Litoral de Almería en Carboneras, que quema carbón de importación.

La evolución de las emisiones totales de SO₂ sugiere que los topes de emisión legalmente establecidos no debieron de ser ni muy estrictos ni muy ambiciosos, pues los correspondientes a 2000 y 2003 prácticamente se habían logrado a la altura de 1993. En cambio, las emisiones de óxidos de nitrógeno se situaban en 2004 por encima del tope correspondiente a 1998.

⁸¹⁴ Elcogas, de 335 MW de potencia, que empezó a funcionar en 1996, utiliza carbón y gas natural. Los últimos grupos de Alcudia II (37,5 y 130 MW) se pusieron en marcha en 1989 y 1997. Esta central usa como combustible hulla importada, gas-oil y fuel-oil.

En 2001, la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo estableció nuevas normas para limitar las emisiones a la atmósfera de óxidos de azufre y nitrógeno procedentes de grandes instalaciones de combustión. En lo que se refiere a las GICE, se fijan los valores límite de emisión que deberán ser respetados por cada una de ellas a partir del 1 de enero de 2008. Si bien, como alternativa, la Directiva ofrece a cada Estado miembro la posibilidad de elaborar un Plan Nacional de Reducción de Emisiones que, sin necesidad de respetar los topes en todas y cada una de las instalaciones, consiga los mismos resultados que se obtendrían no sobrepasando los límites individuales. Únicamente podrán eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones aquellas centrales que se comprometan, antes del 30 de junio de 2004, a no funcionar más de 20.000 horas a partir del 1 de enero de 2008, y que mantengan su actividad hasta, como muy tarde, el 31 de diciembre de 2015.

La norma comunitaria se transpuso a la legislación nacional mediante el Real Decreto 430/2004 de 12 de marzo, en el que nuestro país optó por la elaboración de un Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes, que fue aprobado por el Consejo de Ministros en noviembre de 2005, y se encontraba en fase de aprobación por la Comisión Europea en abril de 2006. Los objetivos del Plan contemplan una minoración del 80 por 100 de las emisiones de dióxido de azufre, y del 11 por 100 de las de óxidos de nitrógeno.

Frente a los límites individuales, el Plan permite una mayor flexibilidad a la hora de establecer los criterios tendentes a conseguir la rebaja de las emisiones contaminantes. Pero, en cualquier caso, si nos atenemos a los objetivos marcados, la nueva fase en la lucha contra la contaminación supondrá, para las centrales térmicas de carbón que continúen activas, la necesidad de acometer costosas inversiones en equipos descontaminantes. Algo que, evidentemente, redundará en un deterioro de su ya delicada capacidad competitiva.

9.5.2. El mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

El dióxido de carbono es uno de los gases causantes del efecto invernadero⁸¹⁵. La oxidación de los combustibles fósiles es responsable de aproximadamente el 80 por 100 de las emisiones mundiales antropogénicas de CO₂. Pero no todos los combustibles fósiles contribuyen de la misma manera: la cantidad de dióxido de carbono generada por unidad de energía derivada del carbón, el petróleo y el gas alcanza la proporción de 2, 1,5 y 1, respectivamente (Stanners y Bourdeau, 1995).

En la tabla 216 podemos comprobar las dificultades que entraña el descenso de las emisiones de dióxido de carbono. Prácticamente, las emisiones específicas de las centrales españolas autorizadas antes del 1 de julio de 1987 eran las mismas en 2004 que en 1990. Las térmicas que queman lignitos presentan los niveles unitarios más elevados, seguidas de las térmicas de hulla y antracita nacional. Una unidad de este tipo emite unas 900 toneladas de CO₂ para generar un GWh de electricidad. En consonancia con su mayor actividad, las emisiones absolutas han crecido a lo largo del período considerado, para situarse en 2004 en 84 millones de toneladas, un 35 por 100 por encima de las habidas en 1990.

⁸¹⁵ Los otros gases originados por la actividad humana que provocan el calentamiento global son: el metano, los óxidos de nitrógeno, los compuestos clorofluorocarbonados y el vapor de agua. La contribución del dióxido de carbono es la más destacada (68 por 100), seguida del metano (19 por 100).

En 1992, la comunidad internacional respondió a la preocupación generada por la emisión a la atmósfera de este tipo de sustancias con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Su finalidad última consistía en lograr una estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera que impidiera interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. La primera medida para acercarse a este gran objetivo consistió en el compromiso de que los países desarrollados se situaran en el año 2000, de forma individual o conjunta, en los niveles de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) registrados en 1990.

TABLA 216

Emisiones de CO₂ en 1990 y 2004 en las grandes centrales térmicas españolas autorizadas antes del 1 de julio de 1987

Tipo de central	Específicas (t/GWh)			Totales (millones de toneladas)		
	1990	2004	Var (%)	1990	2004	Var (%)
Hulla y antracita	884	915	3,51	30	36	20,00
Lignito negro	950	946	-0,42	8	8	0,00
Lignito pardo	1.100	998	-9,27	13	15	15,38
Carbón de importación	872	877	0,57	6	15	150,00
Fuel/Gas	796	778	-2,26	5	10	100,00
Totales	923	907	-1,73	62	84	35,48

Fuente: Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y Comisión Nacional de Energía

El proceso de ratificación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático concluyó con éxito y su entrada en vigor acaeció el 21 de marzo de 1994, obligando, desde entonces, a todas las partes a poner en marcha programas nacionales encaminados a mitigar el cambio climático. Una obligación que incluye la elaboración y actualización periódica de inventarios nacionales de las emisiones antropogénicas por fuentes y de la eliminación por los sumideros de todos los gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal⁸¹⁶.

Ya en la primera reunión que celebraron los miembros de la Convención se puso de manifiesto la insuficiencia de la medida inicial —la estabilización de las emisiones en el año 2000 al nivel de 1990—, y la necesidad de adoptar, para afrontar el problema en su verdadera dimensión, un instrumento jurídico que instara la aplicación de medidas adecuadas para después del año 2000.

Estas ideas cristalizaron en el seno de la 3.^a Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, con la adopción del Protocolo de Kioto el 11 de diciembre de 1997⁸¹⁷. El Protocolo obliga a los países industrializados a disminuir sus emisiones netas de gases de efecto invernadero⁸¹⁸. Concretamente, en el período

⁸¹⁶ El Protocolo de Montreal, firmado en 1987 y ratificado por más de 160 países, ha sido el punto de arranque de una serie de acuerdos para proteger la capa de ozono, entre ellos está la erradicación de los CFC en los países desarrollados en 1996 (el plazo para que los países no industrializados dejen de generar CFC finaliza en el año 2010).

⁸¹⁷ Tras la ratificación de Rusia, el Protocolo de Kioto entró en vigor el 16 de febrero de 2005.

⁸¹⁸ Las emisiones netas se obtienen restando de las emisiones la absorción de gases de efecto invernadero (GEI) debida a los sumideros. Por fuente se entiende cualquier proceso o actividad que libera un GEI, la producción de energía, por ejemplo. Un sumidero, por el contrario, es cualquier proceso, actividad o mecanismo que absorbe un GEI.

2008-2012, deberán conseguir que dichas emisiones sean inferiores en un 5,2 por 100 a las emisiones del año 1990; y, antes de 2005, deberán haber hecho progresos efectivos en el cumplimiento de sus compromisos. Para lograrlo, a cada país se le asigna un objetivo de reducción.

La Comunidad Europea, por Decisión del Consejo 2002/358/CEE, de 25 de abril, aprobó el Protocolo de Kioto y optó por el cumplimiento conjunto de las obligaciones que de él se derivan. Para ello, asignó a cada Estado miembro un porcentaje máximo de emisión, de tal manera que las emisiones conjuntas no superen, durante el período 2008-2012, el 92 por 100 de las correspondientes a 1990. Las ampliaciones de la UE —como la que tuvo lugar el 1 de mayo de 2005— no acarrearán variaciones en el acuerdo del reparto de la carga durante el primer período de compromiso (2008-2012).

Para atenuar el enorme coste que supone el cumplimiento de las obligaciones asumidas, la UE decidió hacer uso de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto⁸¹⁹. Así, el Sexto Programa de Acción Comunitario en Materia de Medio Ambiente, que define el cambio climático como una prioridad de acción, contempla el establecimiento de un régimen comunitario de comercio de derechos de emisión para 2005⁸²⁰.

El primer paso en esa dirección se dio con la aprobación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se estableció un régimen para el comercio de derechos de emisión de GEI en la Comunidad. Una de las finalidades de esta norma es evitar las distorsiones en el funcionamiento del mercado interior de la energía que se derivarían del establecimiento de sistemas de intercambio diferentes en cada Estado miembro. También figuran entre sus objetivos adquirir experiencia en el funcionamiento

Los océanos (que absorben aproximadamente 2 gigatoneladas de carbono al año para reponer el que es consumido por el fitoplancton) y los bosques son los principales sumideros, aunque el Protocolo sólo contempla el efecto de absorción de los bosques (las plantas, como es bien conocido, fijan el dióxido de carbono en la fotosíntesis). Un país puede cumplir su compromiso de reducción, disminuyendo la emisión de las fuentes o bien, aumentando la absorción de GEI de los sumideros, ampliando su superficie forestal, por ejemplo.

⁸¹⁹ Los mecanismos de flexibilidad son el comercio de derechos de emisión, el mecanismo para un desarrollo limpio y la aplicación conjunta. El objetivo del mecanismo para un desarrollo limpio es ayudar a los países no industrializados a lograr un desarrollo sostenible, es decir, un desarrollo compatible con la estabilización de GEI en la atmósfera a un nivel que impida el cambio climático, y ayudar a los países industrializados a cumplir sus compromisos de reducción de emisiones. Por medio de este mecanismo los países desarrollados pueden financiar proyectos en los países del tercer mundo que ayuden a éstos a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. En contrapartida la reducción lograda se apunta en la cuenta del país que costea el proyecto. La aplicación conjunta es similar al mecanismo para un desarrollo limpio, pero entre países desarrollados. La transferencia de tecnología entre este tipo de países permite la oportuna transferencia de reducciones de emisión. El comercio de derechos de emisión, probablemente el más importante de los tres mecanismos de flexibilidad del Protocolo, es, al igual que un impuesto ambiental, un instrumento económico de protección del medio ambiente. Su funcionamiento genérico es simple: la autoridad ambiental establece cuál debe ser la contaminación máxima en una zona y un período de tiempo determinados, y, a continuación, asigna a las empresas cuotas de emisión del contaminante, cuya suma sea igual al límite global permitido. Con esta asignación el logro del objetivo queda garantizado. La diferencia con los controles directos estriba en que esos permisos pueden ser intercambiados. De este modo, la compañía cuya contaminación no alcance el nivel que le ha sido asignado puede vender su excedente a aquéllas que se vean en la necesidad de contaminar por encima de su asignación. La ventaja del comercio de derechos sobre los controles directos (que en esencia no son sino derechos de emisión no negociables) consiste en que permite alcanzar el objetivo medioambiental con un menor coste. En efecto, en presencia de un sistema de intercambio la reducción de la contaminación la llevarán a cabo aquellas compañías a las que, por disponer de mayor capacidad tecnológica para hacerlo, les resulte más barato. Si, por ejemplo, el precio de un derecho de emisión de una tonelada de contaminante es de 50 euros, una empresa incorporará las mejoras tecnológicas precisas para reducir sus emisiones una tonelada si dichas mejoras le cuestan, digamos, 40 euros; pero no lo hará si la inversión supera el precio del derecho, pues, en este caso, le resulta menos costoso comprar el derecho que acometer la mejora. El comercio de emisiones tiene como finalidad fomentar la eficiencia en los procesos productivos, premiando a las empresas que aplican nuevas tecnologías reductoras de las emisiones, y penalizando a quienes, por no mejorar la eficiencia de sus procesos, precisan emitir por encima de la cuota que les fue asignada. El sistema internacional de intercambio de derechos de emisión debe crearse en 2008.

⁸²⁰ Decisión 1600/2002/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Este Programa reconoce que, más allá del primer período de compromiso, las emisiones mundiales de GEI tendrán que disminuir un 70 por 100 respecto a los niveles de 1990.

de este sistema de intercambios antes de que empiece a funcionar en 2008 el comercio internacional previsto en el Protocolo de Kioto⁸²¹.

La disposición comunitaria fue transpuesta a nuestro ordenamiento jurídico mediante el Real Decreto Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (*BOE* 208 de 28 de agosto)⁸²². Del sistema, que entró en vigor el 1 de enero de 2005, se derivan trascendentales consecuencias para el sector eléctrico, y, a través de él, para la minería del carbón.

España ha asumido el compromiso de lograr, a lo largo del período 2008-2012, que sus emisiones netas anuales no superen en más de un 15 por 100 las de 1990. El esfuerzo que tal objetivo supone queda de manifiesto al constatar que, en 2002, las emisiones totales (401 millones de toneladas) resultaban ya un 40 por 100 más altas que en 1990 (286 millones). Por ello, el cumplimiento de la obligación pasa por la utilización de los mecanismos de flexibilidad. En concreto, la meta es que las emisiones brutas se sitúen, como máximo, un 24 por 100 por encima de las del año 1990, potenciar la absorción por los sumideros de manera que ese porcentaje referido a las emisiones netas disminuya dos puntos, y comprar derechos de emisión en el mercado internacional por la diferencia entre el incremento previsto de las emisiones netas (22 por 100) y el objetivo Kioto (15 por 100), es decir, por un 7 por 100 de las emisiones de 1990, aproximadamente 20 millones de toneladas de CO₂.

La planificación encaminada a cumplir el objetivo del Protocolo de Kioto se ha dividido en dos períodos. En el primero, que abarca los años 2005 a 2007, la pretensión es estabilizar las emisiones en la media del trienio 2000-2002. Ello supone una emisión global de 401 millones de toneladas de CO₂ en promedio anual, es decir, una mengua de un 0,16 por 100 respecto a las emisiones de 2002. En el segundo período, entre 2008 y 2012, se llevaría a cabo el esfuerzo de reducción adicional. A partir de 2012 —esto es, una vez alcanzado el objetivo— se sucederán períodos de planificación de cinco años de duración cada uno.

Resulta claro que el cumplimiento del objetivo depende en gran medida de la evolución de las emisiones de los sectores no incluidos en el régimen de comercio, y especialmente de los transportes, cuyas emisiones se intentan minorar a través de diversas medidas alternativas⁸²³. En el caso de los sectores incluidos en el régimen de comercio, el instrumento clave es el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA), que establece el número total de derechos de emisión que se prevé asignar para cada uno de los períodos de planificación, así como el procedimiento de reparto de tales derechos⁸²⁴. El sistema se basa en la gratuidad de la asignación inicial, es decir, en el sistema de reparto y no en el de subasta⁸²⁵. Por tanto, las

⁸²¹ Para que el comercio de derechos de emisión funcione correctamente y sea viable desde el punto de vista administrativo es necesario que participen en él un número relativamente reducido de sectores económicos e instalaciones, que, además, contribuyan significativamente a las emisiones totales (Comisión de las Comunidades Europeas, 2000c). Este es el motivo de que el sistema de intercambios no sea aplicable a todas las actividades que emiten GEI, sino solamente a siete sectores industriales que incluyen grandes focos de emisión: generación eléctrica, refino de petróleo, siderurgia, cemento y cal, industria cerámica, vidrio y papel. Los emisores de GEI más importantes que quedan fuera del sistema son el transporte; la agricultura; el sector residencial, comercial e institucional (R&C&I), y la gestión de residuos.

⁸²² El Real Decreto Ley 5/2004 define derecho de emisión como el derecho subjetivo a emitir una tonelada equivalente de dióxido de carbono durante un período determinado. Una tonelada equivalente de dióxido de carbono es una tonelada métrica de CO₂ o una cantidad de cualquier otro gas de efecto invernadero con un potencial equivalente de calentamiento del planeta (metano, óxido nitroso, hidrofluorocarburos, perfluorocarburos y hexafluoruro de azufre).

⁸²³ Entre ellas, la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4), cuya finalidad es reducir la intensidad energética, disminuir la dependencia exterior, aminorar los crecimientos de la demanda energética y promover la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera.

⁸²⁴ Artículo 14 del Real Decreto Ley 5/2004.

⁸²⁵ La Directiva comunitaria establece que «para el período de tres años que comenzará el 1 de enero de 2005 los Estados miembros asignarán gratuitamente al menos el 95 por 100 de los derechos de emisión. Para el período de

empresas contaminantes no asumirán los costes de todas sus emisiones, sino únicamente de aquella parte que supere la cuota asignada⁸²⁶. Los derechos de emisión son transferibles y válidos únicamente dentro del período de vigencia de cada Plan Nacional de Asignación, es decir, no se admite el llamado *banking* o arrastre de derechos de un período de asignación al siguiente.

TABLA 217

Emisiones de GEI en España en 1990 y 2002 (millones de toneladas de CO₂)

Sector	1990	2002	2002 (%)	Variación (%)
Incluidos en el régimen de comercio de derechos				
Generación eléctrica	61,61	95,95	23,91	55,74
Cemento y cal	22,72	28,78	7,17	26,67
Refino de petróleo	12,64	14,86	3,70	17,56
Siderurgia	13,83	10,85	2,70	-21,55
Industria cerámica	4,31	6,61	1,65	53,36
Papel	2,29	4,52	1,13	97,38
Vidrio	1,78	2,76	0,69	55,06
Total sectores incluidos	119,18	164,33	40,95	37,88
No incluidos en el régimen de comercio de derechos				
Transporte	58,51	93,96	23,41	60,59
Agricultura	46,79	53,88	13,43	15,15
R&C&I	18,10	24,62	6,13	36,02
Residuos	9,49	15,67	3,90	65,12
Gases fluorados	3,29	4,39	1,09	33,43
Varios	30,33	44,49	11,09	46,69
Total sectores no incluidos	166,51	237,01	59,05	42,34
Total emisiones	285,69	401,34	100,00	40,48

Fuente: Real Decreto 1866/2004

Para hacer operativo el mecanismo, las instalaciones incluidas en el régimen de comercio deben contar con autorización de emisión de gases de efecto invernadero. Dicha autorización implica para su titular dos obligaciones fundamentales: establecer un mecanismo

cinco años que comenzará el 1 de enero de 2008, los Estados miembros asignarán gratuitamente al menos el 90 por 100 de los derechos de emisión» (artículo 10). La asignación inicial de los derechos de emisión, que puede hacerse gratuitamente o mediante subasta, es una cuestión que puede afectar a la competencia entre las empresas, por lo que puede distorsionar el funcionamiento de los mercados. En el caso del mercado interior comunitario, esto ocurriría si, por ejemplo, en un país las compañías de un sector determinado reciben un trato más favorable que en los demás países. El sistema de subasta se basa en el principio de «quien contamina paga», trata de forma equitativa a todas las empresas (incluyendo a las que en el futuro se incorporen al mercado), evita la difícil decisión política sobre la cuota asignable a cada empresa, y proporciona unos ingresos al Estado que pueden ser invertidos en mejoras ambientales. Este sistema se aproxima más a la idea de que la utilización de un recurso escaso (la capacidad del medio como receptor de emisiones de GEI) es un coste externo, y que, para conseguir una asignación eficiente, debe ser asumido por las empresas. Desde este punto de vista, no se trataría sólo de pagar cuando las emisiones sobrepasen un nivel determinado, sino de hacerlo por todas y cada una de las unidades contaminantes lanzadas a la atmósfera. Los principales detractores del sistema de subasta son los contaminadores, acostumbrados a emitir gratuitamente GEI. Para ellos, es preferible el reparto gratuito de los permisos, atendiendo a criterios históricos. Este procedimiento adolece, no obstante, de múltiples inconvenientes, como la elección del período en el que basar el reparto. Si, por ejemplo, se toman como referencia las emisiones de 1990 —el año mencionado en el Protocolo de Kioto— se premiaría a las empresas que más contaminaban en ese momento, y se penalizaría a aquéllas que hubieran adoptado medidas de reducción con anterioridad (Comisión de las Comunidades Europeas, 2000c).

⁸²⁶ Al ser transferibles, las empresas sí incurrir en un coste de oportunidad al utilizar los derechos para emitir GEI, puesto que dejan de obtener los ingresos que hubieran percibido al venderlos. Existe, pues, un incentivo para reducir las emisiones.

de seguimiento de emisiones y entregar a la Administración, en los cuatro meses siguientes al final de cada año natural, derechos de emisión en cantidad equivalente a las emisiones totales de la instalación durante el año anterior.

Los derechos entregados pueden proceder de los asignados inicialmente, de los adquiridos a otras empresas (españolas, de otros países de la UE o de terceros países, en este caso, previo reconocimiento en un instrumento internacional) o de los resultantes de la aplicación de los demás mecanismos de flexibilidad (el desarrollo limpio y la aplicación conjunta).

El primer PNA ha asignado 175 millones de derechos anuales para 2005, de los cuales 86,40 millones corresponden al sector eléctrico. Este es el único sector en el que los derechos recibidos no cubren ni las emisiones de 2002 (95,95 millones) ni siquiera el promedio del trienio 2000-2002 (87,99 millones). Esto se debe a que se considera que es la actividad con mayores posibilidades técnicas de reducción de emisiones, basadas en gran medida en la disminución de la producción de centrales térmicas de carbón, y el aumento de las centrales de gas. El reparto de los derechos asignados al sector eléctrico es una cuestión esencial para la minería del carbón.

El Plan asigna a las centrales térmicas de carbón y de gas por ciclo combinado el 86 por 100 de los derechos de emisión del sector eléctrico: 73,2 millones de toneladas de media anual entre 2005 y 2007. El reparto entre ambos tipos de centrales térmicas se realiza tomando en consideración la demanda prevista de electricidad y las respectivas emisiones de CO₂ por GWh (factor específico). Como el factor específico de las centrales de carbón es un 158 por 100 más elevado que el correspondiente a las centrales de gas, la distribución resulta sumamente favorable a estas últimas. Así, mientras la asignación a las centrales de carbón disminuye un 22 por 100 (57,2 millones de toneladas en 2005 y 44,6 millones en 2007), la de los ciclos combinados aumenta un 67 por 100 (16,6 millones en 2005 y 27,8 en 2007). Por tanto, el Plan apuesta claramente por el gas para generar electricidad en detrimento del carbón.

En suma, las últimas disposiciones para afrontar la lluvia ácida y el cambio climático entrañan elevados costes para los productores de electricidad. Estos costes serán tanto más cuantiosos cuanto más contaminante sea la unidad generadora, y, consecuentemente, afectarán de forma muy especial a aquéllas que utilizan como combustible básico carbón nacional. La empresa eléctrica propietaria de una central de carbón autóctono sólo la mantendrá activa mientras sea rentable; pero si ya antes de la aplicación de estas normas precisaba ayudas públicas para cubrir sus costes, tras su implementación será necesario que estas ayudas crezcan, al menos, en la misma medida que los costes ambientales. Subvencionar al contaminador es contrario a toda lógica, pero no parece que haya otra vía si se quiere mantener el único mercado de la minería nacional.

9.6. Todo preparado para que la historia continúe: el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012

Aunque le dediquemos un epígrafe independiente, el nuevo Plan podría considerarse como uno de los efectos de la reordenación iniciada en 1990. Es, cuando menos, la consecuencia de una reestructuración incompleta, que no termina de conseguir sus objetivos, salvo que éstos consistan en mantener indefinidamente empresas permanentemente necesitadas de medidas de apoyo y racionalización.

No entraremos en el análisis a fondo de un documento que se proyecta más allá del 31 de diciembre de 2005, la fecha que cierra el ámbito temporal de este trabajo. Nos limitaremos a esbozar cuáles son sus líneas maestras y cuáles fueron los momentos cruciales de su gestación. Éstos ejemplifican, una vez más, las causas de que el problema del carbón no termine de resolverse.

En la negociación inicial del Plan entre los sindicatos y la Administración, las discrepancias giraron en torno a cuatro puntos: las prejubilaciones, las recolocaciones, la capacidad de extracción que debía mantenerse y la vinculación de las ayudas a la producción. El Gobierno se mostró dispuesto a revisar sus planteamientos sobre alguno de ellos, pero consideró que las propuestas sindicales sobre las prejubilaciones no podían ser asumidas. El debate terminó centrándose en este punto.

Según el Gobierno, la pretensión sindical de contemplar prejubilaciones anticipadas de forma generalizada a los 52 años de edad equivalente no sólo redundaría negativamente en la calidad del trabajo al afectar a los trabajadores de más experiencia, sino que, además, representaría «unos costes tan elevados que no pueden ser asumidos por las arcas públicas sin consecuencias para otros capítulos presupuestarios y sociales»⁸²⁷. La Administración parecía dispuesta a poner freno a la onerosa factura de las prejubilaciones ofreciendo a cambio mayores indemnizaciones en las bajas incentivadas.

Ante esta postura, el 2 de noviembre de 2005 los ocho representantes sindicales en la Mesa del Carbón se encerraron en el Ministerio de Industria, y el día 3 comenzó una huelga de 48 horas respaldada por las dos centrales sindicales mayoritarias⁸²⁸. Si no se alcanzaba un acuerdo este primer paro iría seguido de otros los días 8, 9, 15, 16 y 17 de noviembre. Durante las dos jornadas de huelga, neumáticos y barricadas sirvieron para cortar la circulación en la A-6 y la N-VI en Bembibre, la A-66 en La Magdalena y la N-630 en La Robla, además de en otras vías de Asturias, Palencia, Córdoba, Ciudad Real y Teruel. Los mineros se manifestaron también en la capital leonesa. Las fuerzas del orden tuvieron que intervenir en varios puntos como San Román de Bembibre o el centro de La Robla. La batalla en las calles tenía su correlato en los medios de comunicación, y el Gobierno daba a conocer a la opinión pública que el monto total de la ayuda a la minería entre 1998 y 2005 ascendía a 11.694 millones de euros.

Pero la batalla fue breve: en la mañana del lunes 7 de noviembre, mientras los disturbios se repetían, el ministro de Industria aceptaba la propuesta de los sindicatos. Bastaron dos días de paro y cinco de algaradas, encierros y cortes de tráfico para que el Gobierno asumiera la petición sindical sobre prejubilaciones, esto es, la misma petición que cuatro días antes había tachado de inaceptable por sus elevados costes y consecuencias para otros capítulos presupuestarios y sociales. Los mineros habían necesitado apenas cinco jornadas de violencia

⁸²⁷ Nota de prensa fechada el 3 de noviembre, publicada en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

⁸²⁸ En octubre, Comisiones Obreras había convocado un paro de 40 horas que no fue secundado por UGT.

para derrotar al Gobierno y ratificar, a los ojos del resto de la sociedad, que las cuencas mineras, tomadas por cientos de encapuchados y salpicadas de barricadas en llamas, no son el mejor lugar para invertir.

Prácticamente todas las instancias relacionadas con la minería del carbón se apresuraron a expresar su satisfacción por el preacuerdo alcanzado. «El futuro de la comarca pasaba por esta negociación y desde el primer momento hemos apoyado a los mineros», manifestaba el alcalde de La Pola de Gordón⁸²⁹. Pero, pese al ambiente de euforia, no resultaba difícil leer entre líneas que no había muchos motivos para suponer que el previsible futuro de los territorios mineros se fuera a diferenciar significativamente de su pasado. Si, hasta ahora, el 80 por 100 de los prejubilados, según el presidente de ARMI, abandonaba junto con su familia los pueblos mineros, buscando en los núcleos urbanos de mayor tamaño una oferta de servicios más completa para sí y para sus hijos, ¿por qué en adelante las cosas iban a ser diferentes?

El 28 de marzo de 2006 se procedió a la firma del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible para las Comarcas Mineras. Además del ministro de Industria, Turismo y Comercio, y los secretarios generales de FIA-UGT y de FM-CC.OO., también rubricó el documento el presidente de Carbunión.

La primera cuestión que debe resaltarse es la referida a su horizonte temporal, un horizonte que, como el de su predecesor, se extiende más allá de la fecha (31 de diciembre de 2010) en la que finaliza la vigencia de la norma comunitaria que da cobertura a las ayudas estatales a la industria carbonera. «Por ello [se lee en el documento] un nuevo Reglamento debe de sustituir a partir de 2010 al actual». Si nos atenemos a la historia, es muy posible que eso sea lo que termine sucediendo; pero, para evitar problemas como los que el Gobierno español ha padecido en 2003 y 2004, parece aconsejable coordinar el ámbito temporal de los acuerdos nacionales con el de la normativa comunitaria. ¿Por qué no se ha hecho así? Simplemente, porque desde la óptica sindical lo ideal es lo que ha terminado sucediendo. La estrategia combinada de los sindicatos españoles y alemanes consiste en firmar con sus respectivos gobiernos planes que vayan más allá de la fecha límite de la norma comunitaria en vigor, precisamente para que esos mismos gobiernos fueren, en el seno de la Unión Europea, la aprobación de una nueva disposición que sustituya a la actual cuando termine su vigencia. Es, qué duda cabe, una magnífica estrategia para perpetuar las ayudas estatales a la industria del carbón.

Los objetivos del Plan son varios. En primer lugar, «encauzar el proceso de ordenación de la minería del carbón teniendo en cuenta los aspectos sociales y regionales derivados de la misma así como la necesidad de mantener una determinada producción de carbón autóctono que permita garantizar el acceso a las reservas», y, en segundo, «atenuar el impacto que produce la pérdida de puestos de trabajo en el sector fomentando la creación de empleo alternativo al monocultivo del carbón mediante el apoyo a proyectos empresariales generadores de empleo, la potenciación de los recursos humanos de las comarcas financiando actividades de formación y la creación de infraestructuras». Todo ello propiciando «la transición de las comarcas mineras hacia una estructura económica asentada sobre el desarrollo de actividades económicas de mayor valor añadido y de mayor calidad de los recursos humanos»⁸³⁰.

⁸²⁹ *Diario de León*, 9 de noviembre de 2005.

⁸³⁰ El Plan recurre a los tópicos habituales con la única novedad del concepto de «acceso a las reservas». Como siempre que se emplea esta retórica, los conceptos se utilizan sin pensar realmente en su significado: ¿qué quiere decir desarrollo de actividades económicas de mayor valor añadido?, ¿se trata de actividades intensivas en capital como las acerías o las fábricas de automóviles? Porque éstas resultan ser las actividades económicas de mayor valor añadido. ¿No sería mejor fomentar aquellas actividades que, dadas las características del territorio, tengan más

El Plan se articula en dos fases. En la primera, que abarca los años 2006 y 2007, deberán cerrar aquellas unidades que no vayan a integrarse en la reserva estratégica. Por tanto, en la segunda (2008-2012), todas las explotaciones activas formarán parte de dicha reserva.

La producción nacional garantizada de carbón CECA en 2012 se fija en 9,2 millones de toneladas, 2,7 millones menos que la obtenida en 2005, es decir, se pretende contraer la capacidad productiva un 22,7 por 100 (el Plan parte de una estimación de producción para 2005 de 12,1 millones de toneladas, la real ascendió a 11,9 millones)⁸³¹. Durante la vigencia del Plan, deberá mantenerse la actual proporción entre actividad subterránea y a cielo abierto (64,7/35,3 por 100). Se refuerzan los mecanismos de inspección para tratar de evitar que el carbón procedente de las destrozadas supere la proporción asignada, y para garantizar que el mineral tenga su origen en los yacimientos de la compañía minera. Dos prácticas irregulares que, obviamente, es necesario atajar. Sin embargo, en el texto no queda claro cuáles deben ser los yacimientos de las empresas mineras. Se dice expresamente que éstas son aquéllas que recibieron ayudas al acceso a las reservas y a la reducción de actividad en 2005: en total 28 compañías que se enumeran en el anexo II. Se establece, también, que la producción procederá de los yacimientos que «mejores posibilidades ofrezcan por el volumen y las características de sus reservas». Pero este extremo no es objeto de mayor precisión. Surge, pues, la duda de si las concesiones origen de los suministros deben ser las que recibieron ayudas en 2005, o pueden ser otras diferentes.

En la primera fase (2006-2007) se conseguirá el 58 por 100 de la minoración prevista. Para ello, se cerrarán todas las unidades cuyo coste de producción supere los 120 euros/tec en explotaciones subterráneas y los 90 euros/tec en minería a cielo abierto, salvo aquéllas que pertenezcan a las empresas de mayor dimensión. Estas compañías disminuirán su actividad hasta que se complete el objetivo fijado. En la segunda fase, los criterios de reducción serán los costes de producción y las cuestiones sociales y territoriales.

Al igual que en el Plan anterior, la garantía de consumo es una de las piezas clave en la nueva fase de la reestructuración carbonera. El Gobierno se compromete a poner en marcha los mecanismos que sean necesarios para garantizar la compra por las empresas eléctricas de la producción nacional fijada en el Plan. En concreto se establece que el mineral autóctono deberá tener un incentivo económico similar al vigente entre 1998 y 2005, esto es, la prima al consumo de carbón nacional. Se mantienen, igualmente, las otras dos ayudas indirectas a la industria del carbón: la financiación de los stocks que superen los necesarios para que la central térmica funcione durante 720 horas, y la financiación del transporte entre cuencas o entre centrales. El consumo de carbón autóctono quedará amparado en contratos a medio plazo (no inferior a tres años) entre la empresa minera y la eléctrica.

La plantilla prevista es de 5.300 trabajadores en el año 2012, unos 2.900 menos que en 2005, lo cual supone un recorte del 35 por 100. Las bajas tendrán lugar por las tradicionales vías no traumáticas, fundamentalmente las prejubilaciones. Se prevé que se acojan a este mecanismo 4.700 trabajadores y que cada uno de ellos suponga un coste de 400.000 euros para las arcas públicas (cuantía de los sueldos y las cotizaciones sociales hasta que se jubile). Por tanto, su coste total rondará los 1.900 millones de euros. Si el trabajador no tiene derecho a la prejubilación puede optar entre percibir la indemnización legal y recolocarse en otra empresa

probabilidades de éxito, sean del sector que sean, y apoyar al empresario para que alcance los mayores niveles de eficiencia y productividad?

⁸³¹ A las empresas productoras de lignito pardo sólo se les aplican los apartados del Plan relativos a costes sociales, reactivación e incentivos al consumo de carbón autóctono.

del sector (para lo cual tiene derecho preferente) o percibir una indemnización de 60.000 euros (en 2006) y no recolocarse.

Durante la vigencia del Plan se producirán 2.220 altas en el sector, de las cuales 520 serán trabajadores recolocados procedentes de los cierres de unidades productivas. Por tanto, se prevé que causen baja, por uno u otro motivo, algo más de 5.100 trabajadores, y que haya 1.700 nuevos ingresos. Esta medida, presente también en el Plan anterior, de obligar a las empresas a efectuar un número mínimo de contrataciones limita los avances en la productividad. ¿Cuál es la razón de ser de un compromiso que obliga a compañías en reestructuración (y, por tanto, embarcadas en un oneroso proceso de mejora de su eficiencia), a contratar más trabajadores de los que pudieran necesitar? ¿Cuál es la lógica si, además, estos trabajadores terminarán también por prejubilarse o por recibir una indemnización con cargo a los fondos públicos? Quienes proponen o comparten este tipo de reglas parten de una premisa: que la minería nacional no puede alcanzar la viabilidad (de otro modo la medida sería contraproducente). Y se fijan un objetivo: maximizar los ingresos, es decir, las ayudas públicas que percibe el grupo cuyos intereses defienden. Estos ingresos (ya sean beneficios, salarios o pensiones) serán tanto mayores cuanto más se prolongue en el tiempo el negocio, para lo cual es necesario aminorar al máximo el ritmo de reducción de las plantillas.

Las ayudas para cubrir pérdidas de explotación (reducción de actividad y producción corriente) descenderán anualmente un 1,25 por 100 en el carbón subterráneo y un 3,25 por 100 en el carbón de cielo abierto, tras haber sido actualizadas de acuerdo con el IPC previsto⁸³². Adicionalmente, las ayudas decrecerán proporcionalmente a las disminuciones de producción acordadas, pero en menor medida que éstas para compensar a las empresas por la pérdida de activos. Las reducciones se aplicarán con carácter global en el período 2006-2007 y con carácter individual en el período 2008-2012. El resultado será, en términos nominales, una rebaja de las ayudas en 2012 del 12,65 por 100 respecto a 2005, porcentaje inferior al descenso de la producción, por lo que la ayuda unitaria aumentará casi un 15 por 100, pasando de 30,67 a 35,24 euros/tonelada.

TABLA 218

Producción y ayudas para cubrir pérdidas: previsiones del Plan 2006-2012

	2005	2007	2012	Variación	
				Absoluta	%
Producción (kt)	12.103	10.429	9.200	-2.903	-23,99
Ayuda (m€)	371.193	347.568	324.249	-46.944	-12,65
Ayuda/tonelada (€)	30,67	33,33	35,24	4,57	14,90

Fuente: Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón

Los triunfos sindicales también son patentes en el capítulo de las ayudas a la producción corriente. Así, las empresas que cumplan con los compromisos de recolocación verán minorada en menor medida la cuantía de las subvenciones en los casos de disminución de la producción. Por otro lado, si la actividad en un centro de trabajo cesa por un período superior a los siete días, las ayudas se verán reducidas proporcionalmente. Este acuerdo trata de fortalecer la capacidad

⁸³² Si el IPC real fuera superior al previsto en más de un 50 por 100, la ayuda será revisada para reflejar el 70 por 100 de esa diferencia.

de presión de las huelgas sobre el empresario, evitando que éste pueda percibir íntegras las ayudas del año con sólo entregar la producción asignada, independientemente del número de días efectivamente trabajados.

El Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras mantiene las tres líneas de ayudas del Plan del Carbón: desarrollo de las infraestructuras, financiación de proyectos empresariales y mejora de la formación. Se destinarán a su financiación un total de 2.880 millones de euros, una cifra inferior a la del Plan anterior (3.125 millones); si bien el horizonte temporal es ahora de siete años, en lugar de ocho, lo que hace que el esfuerzo anual sea superior: 411 millones frente a 391 millones.

Una diferencia destacable entre los dos planes es el mayor peso que recibe en el último el apartado de proyectos empresariales, al que se destinarán durante la primera fase del Plan el 34 por 100 de los fondos, por el 15 por 100 que recibieron en el Plan del Carbón. Disminuye, en cambio, la dotación para infraestructuras, que, no obstante, sigue siendo el capítulo más importante con un 57 por 100 (77 por 100 en el Plan anterior). La distribución de los fondos a lo largo de la segunda fase se decidirá en septiembre de 2007 a la vista de los resultados obtenidos.

El Plan determina el proceso de análisis y selección de los proyectos de infraestructuras, en los que se exige a las comunidades autónomas una aportación mínima del 25 por 100. Además establece los criterios para la distribución entre ellas de las ayudas: número de desempleados (10 por 100 de ponderación), empleo neto minero perdido entre 1998 y 2005 (20 por 100), y empleo minero que previsiblemente se perderá entre 2006 y 2012 (70 por 100). El primer indicador y el tercero se actualizarán anualmente. Inicialmente, el reparto se ajustará a los porcentajes que figuran en la tabla 219.

TABLA 219

Distribución inicial de las ayudas a infraestructuras en el Plan 2006-2012

Comunidades	Paro		Plantillas a final de cada año			Prejubilaciones				Índice
	núm.	%	1997	2005	2012	1998-2005		2006-2012		
						núm.	%	núm.	%	
Andalucía	2.031	8,73	654	278	159	376	2,39	186	3,79	4,00
Aragón	782	3,36	1.293	333	263	960	6,10	108	2,20	3,10
Asturias	12.788	54,95	12.545	4.493	2.537	8.052	51,17	3.062	62,39	59,40
Castilla-La Mancha	3.136	13,48	255	143	82	112	0,71	96	1,96	2,86
Castilla-León	3.272	14,06	7.840	2.988	2.210	4.852	30,83	1.219	24,84	24,96
Cataluña	537	2,31	253	75	51	178	1,13	37	0,75	0,98
Galicia	726	3,12	1.565	358	162	1.207	7,67	200	4,07	4,70
Totales	23.271	100,00	24.405	8.668	5.464	15.737	100,00	4.908	100,00	100,00

Fuente: Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón

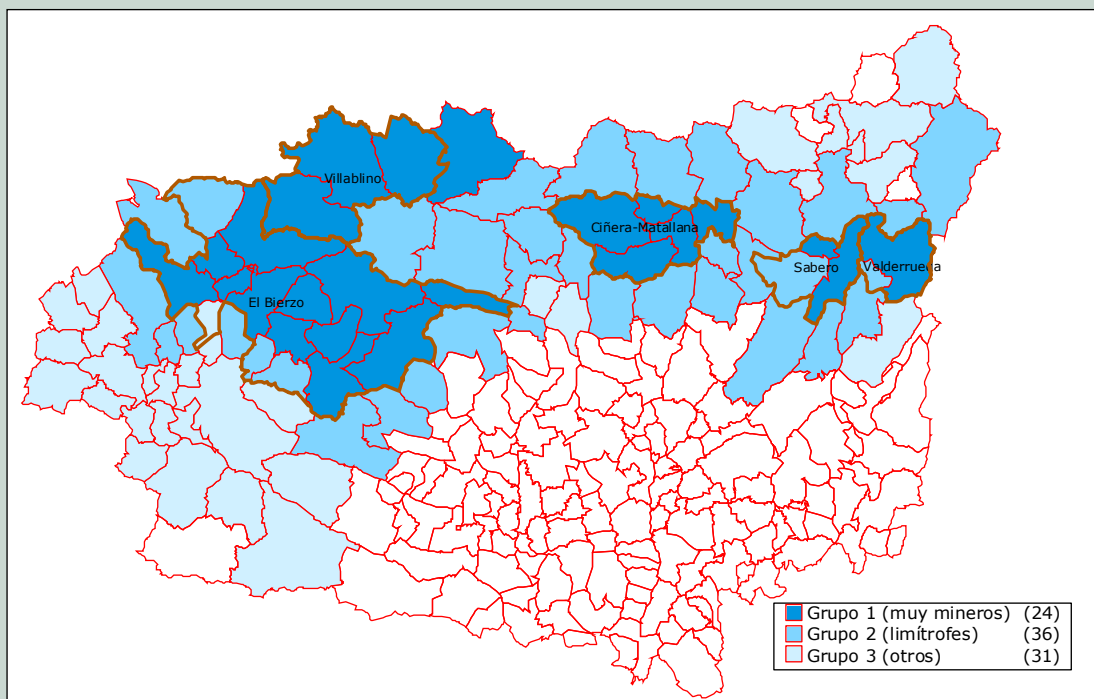
Los fondos destinados a financiar los proyectos de inversión empresarial se distribuirán también conforme a los mismos criterios, con la lógica flexibilidad que exige un proceso de concurrencia competitiva. Para su aplicación, los municipios se clasifican en tres grupos: los muy afectados por la minería (grupo 1) recibirán hasta el 100 por 100 de la subvención máxima permitida por la UE, los municipios afectados por la minería del carbón limítrofes a los anteriores (grupo 2) podrán beneficiarse con hasta el 50 por 100 de la subvención máxima, y los

municipios distintos de los anteriores que resulten afectados por los ajustes laborales del sector del carbón (grupo 3) percibirán como tope el 25 por 100 de la subvención máxima.

En León (figura 230), el grupo 1 lo integran los 23 municipios considerados muy mineros en 2005, más Palacios del Sil. El resto de los municipios RECHAR pasan al grupo 2, del que también forman parte algunos municipios antes limítrofes y de la Comarca del Bierzo. En el caso de la Montaña Centro-Oriental, los siete municipios considerados RECHAR en la anterior clasificación que pasan a integrarse en el grupo 2 son: Villamanín, Cármenes, Valdelugueros, Boñar, Crémenes, Prioro y Boca de Huérgano. Además, cinco municipios antes catalogados como limítrofes (Puebla de Lillo, Reyero, Riaño, Burón y Posada de Valdeón) se incluyen ahora en el grupo 3. El resultado es que, en esta comarca, se ven comparativamente muy favorecidas las inversiones en los principales focos de desarrollo: Cistierna, La Pola de Gordón, La Robla y Sabero. Esta forma de proceder puede parecer injusta, especialmente desde la perspectiva de los demás municipios, pero, si admitimos que es imposible que el desarrollo se produzca en todos los puntos a la vez, es probablemente la más pragmática.

Figura 230

Los municipios leoneses en el Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras



Fuente: Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón

Más problemático resulta enjuiciar la inclusión de Ponferrada en el grupo de los municipios donde la intensidad de las ayudas es menor. Ciertamente, dicha inclusión es inobjetable atendiendo al criterio de la inexistencia de minas en su territorio. Pero la reactivación de una zona carbonera no acontece sólo cuando se asientan en ella empresas, igualmente es posible si la ubicación tiene lugar en un territorio vecino. Limitar las ayudas a las empresas que se localicen en Ponferrada al 10 por 100 de la inversión puede dar lugar a que algunas opten por establecerse en los municipios bercianos muy carboneros, pero también a que

decidan finalmente establecerse fuera de la comarca. Por otro lado, las economías externas generadas en la capital berciana, al aumentar las probabilidades de que un negocio perdure, constituyen un poderoso activo para el desarrollo, puesto que, en definitiva, para detener el declive no basta con que se creen empresas, es necesario que éstas se mantengan.

La línea de ayudas a inversiones empresariales presenta algunas otras novedades interesantes como el apoyo a proyectos de pequeña entidad mediante micropréstamos sin interés y, al no requerir aval, mucho más accesibles que los préstamos convencionales. Estas nuevas fórmulas y su mayor dotación presupuestaria hacen de este programa uno de los apartados más interesantes del Plan, especialmente a la vista de los resultados que, con menos recursos y fórmulas menos flexibles, se obtuvieron en la etapa anterior.