



# Economicwatch

24 de agosto 2005

## El Libro Blanco: propuesta de modificación del mecanismo de CTCs

Tatiana Alonso  
Análisis Sectorial

- El Libro Blanco propone modificar sustancialmente el esquema de CTCs.
- Partiendo de un cálculo actualizado de las inversiones pasadas pendientes de amortizar, propone un mecanismo de recuperación que no distorsionaría el mercado.
- El principal problema es que dicho mecanismo implica la contratación (precio y cantidad fijos) de un volumen de energía demasiado elevado.

### Introducción

Los Costes de Transición a la Competencia (CTCs) fueron reconocidos por la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (LSE) como compensación a las empresas por la pérdida de valor de sus activos de generación al abandonar el Marco Legal Estable (MLE) hacia un modelo competitivo.

Mientras que existe consenso sobre la legitimidad del reconocimiento de dichos costes,<sup>1</sup> ni el método de cálculo empleado por el gobierno en su día ni, sobretudo, el mecanismo de recuperación aplicado hasta la fecha, encuentran ya apenas defensores acreditados.

Amparándose en que la Memoria Económica de la LSE contemplaba una revisión del esquema de CTCs para 2002 (revisión que nunca llegó a realizarse), el Libro Blanco propone una doble reforma. Por una parte, plantea recalcular la cifra pendiente de cobro y, por otra, propone dos vías alternativas de recuperación para evitar su actual interferencia con el mercado eléctrico.

### El cálculo del monto pendiente de cobro

La LSE definía los CTCs máximos a recuperar hasta 2010 como la diferencia entre dos cantidades. Por una parte, el valor actual neto (VAN) de los ingresos que habría cabido esperar bajo el MLE durante los quince primeros años del nuevo marco competitivo (1998-2013). Por otra, el VAN

<sup>1</sup> Ver nota corregida del Servicio de Estudios "Breve repaso a la historia de los CTCs eléctricos".

de los ingresos esperados bajo el mercado competitivo, considerando la vida útil económica de las centrales<sup>2</sup> (excepto para las hidráulicas, en que se reducía a 35 años o hasta 2013).

Los autores del Libro Blanco reconocen la validez de esta definición pero discuten la metodología y/o lo supuestos implícitos en los cálculos de ambos VAN.

En cuanto a los **ingresos regulados**, se plantea ampliar la vida de los activos hasta la totalidad de su vida útil económica bajo el MLE. Se trata de unos 7.000 M€, de los cuales la práctica totalidad corresponde a inversiones hidráulicas realizadas después de los 35 años de operación. En segundo lugar, se propone reponer la “quita” de 1.513 M€ aplicada en virtud de la Ley 50/1998. Como resultado, una vez corregidas por el factor de eficiencia correspondiente, surgen unas inversiones a recuperar de 33.076 M€ (frente a los 27.173M€ iniciales de la LSE).

En cuanto al VAN de los **márgenes de explotación**, la estimación implícita en la LSE (12.262M€) se ha mostrado claramente insuficiente a la vista de la evolución real del mercado eléctrico y otras variables relevantes. Según la CNE, tan sólo en el periodo 1998-2004 las empresas habrían obtenido un resultado de explotación de 17.405M€.<sup>3</sup> La CNE llega a esta cifra restando a los ingresos reales del mercado, los CTCs recuperados vía tarifa y los ingresos por el déficit tarifario reconocido, los costes de explotación, calculados como extrapolación de los costes estándar del MLE.

Cabe señalar que, en el cálculo de estas variables la CNE ha tenido en cuenta la vida útil técnica de las centrales en vez de la vida económica utilizada en la LSE. Por tanto, en cada ejercicio se incluye a todas aquellas centrales operativas con derecho a CTCs por considerar que generan márgenes para la empresa aunque hayan superado su vida económica.

Restando los márgenes de explotación calculados a los 33.076M€ de ingresos regulados reconocidos, se obtienen unas inversiones pendientes de amortizar, a 31 de diciembre de 2004, de 15.671M€<sup>4</sup>

### **Mecanismos de recuperación de las inversiones pendientes de cobro**

Según el sistema actual, las empresas recuperan sus CTCs por dos vías: (1) los excesos sobre 36,06 €/MWh obtenidos por toda la energía vendida por la empresa en el mercado (no sólo la que tiene derecho a CTCs); y (2) la diferencia entre los ingresos de la tarifa y los costes reales del sistema (CTCs por diferencias).

Este sistema hace que la cantidad percibida de CTCs dependa negativamente del precio de mercado y la cantidad vendida, distorsionando inevitablemente los incentivos de las empresas a ofertar sus costes variables. En el momento de su concepción, esta distorsión fue asumida en aras de mitigar el poder de mercado de las eléctricas dominantes. Durante un tiempo, el equilibrio resultante se situó en torno a los 36,06 €/MWh

<sup>2</sup> Vida útil considerada en la amortización económica de los activos. En el MLE era de 25 años para las centrales térmicas y nucleares y de 65 años para hidráulicas.

<sup>3</sup> Informe realizado por la CNE, a petición de la DGPEM, a finales de 2004. Dicho informe, editado con fecha 4 de diciembre de 2004 y mencionado profusamente en el Libro Blanco, no es del dominio público general.

<sup>4</sup> Estos resultados variarían ligeramente de ser aceptadas las sugerencias del Libro Blanco sobre: (1) la eventual consideración como ingreso de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>; (2) la no consideración de los ingresos por plusvalías asociadas a la venta de activos de generación ocurridas con anterioridad a la publicación del LB; y (3) la utilización de un coste medio ponderado del capital (WACC) en vez del Euribor para actualizar los flujos de ingresos y costes.

considerados como coste marginal de largo plazo, pero a medida que fueron surgiendo distorsiones adicionales (como las dudas sobre la recuperación total de los CTCs, la aparición del déficit tarifario y su vinculación regulatoria con el propio mecanismo de CTCs, etc...) los precios comenzaron a oscilar.

Todos los agentes implicados han reconocido esta distorsión. Como solución, se podría pensar en poner fin de inmediato al cobro de CTCs, basándose en la creencia de que las empresas acabarían recuperándolos sobradamente vía mercado. Sin embargo, precisamente por ello, dicha solución sería inaceptable. En primer lugar, tendría un impacto asimétrico entre empresas debido al desigual nivel de recuperación pasada, reparto de tecnologías y vida útil de las plantas (lo cual condiciona la capacidad para obtener márgenes elevados en el mercado). Pero lo más preocupante es que sería injusto para los consumidores ya que las empresas podrían acabar ganando más dinero que si se hubieran calculado bien los CTCs.

El Libro Blanco propone dos alternativas principales para solucionar el actual problema. En ambas plantea poner fin al periodo transitorio y definir un esquema regulatorio permanente que no interfiera con el mercado.

### **Mecanismo de “estimación ex-ante”**

El regulador estimaría el valor futuro de los márgenes de explotación en el mercado (aplicando la metodología de la CNE). Restando la cifra obtenida a las inversiones pendientes de amortizar ya calculadas, obtendría los CTCs a reconocer. Dicha cifra, positiva o negativa, se laminaría en un número de años como un cargo o crédito regulado en la tarifa de acceso.

La principal ventaja de este enfoque es que minimiza las interferencias en el mercado, siempre que ambas partes se comprometan a no revisar en el futuro las cantidades resultantes. Sin embargo, la correcta estimación del margen de explotación futuro sería muy complicada, quedando asociada a un elevado grado de incertidumbre tal que dificultaría mucho el mantenimiento de dicho compromiso.

Por ello, muchos países (entre ellos España en 1997) rehusaron en su momento a adoptar este enfoque.<sup>5</sup> Actualmente, su implantación en España reabriría inevitablemente el debate suscitado en 1997 y, de ser finalmente escogido, implicaría cambios sustanciales en la Ley.

Asimismo, el enfoque ex-ante podría no gustar a la Comisión Europea dada su preferencia por mecanismos de recuperación que tengan en cuenta la evolución efectiva del mercado (como el método por diferencias). No obstante, una interpretación más amplia de esta condición induciría a pensar que, debidamente acompañado de las medidas necesarias para garantizar una competencia real en el mercado eléctrico, (como por ejemplo las medidas propuestas de mitigación del poder de mercado o una estricta supervisión del mismo), la aprobación por parte de la CE podría producirse.

### **Mecanismo ex post con cantidades fijas**

Para evitar los inconvenientes asociados al enfoque ex-ante, los autores del Libro Blanco proponen un enfoque ex-post, según el cual, una cantidad equivalente a la energía con derecho a CTC sería comprometida en un contrato financiero por diferencias con precio de referencia igual a

---

<sup>5</sup> Otros ejemplos se encuentran en California, Ontario o Nueva Gales del Sur.

36,06€/MWh.<sup>6</sup> En virtud de este contrato, cualquier ganancia/pérdida derivada de un precio de mercado superior/inferior al precio de referencia, sería devuelta/recuperada por la empresa e incluida como abono/cargo en la tarifa de acceso.

Aunque el Libro Blanco no lo menciona, se supone que los 15.671M€ de inversiones pendientes de amortizar serían recuperados de manera laminada en el tiempo a través de la tarifa (donde entrarían como un coste regulado). Si esto es así, el resultado final del mecanismo propuesto sería que las instalaciones con derecho a CTCs recuperarían la totalidad de sus inversiones no amortizadas, cobrando por su energía estrictamente 36,06€/MWh,<sup>7</sup> exactamente lo que considera la LSE como CTCs.

Además de eliminar la actual distorsión en el mercado, el elevado volumen de energía asociado a los contratos virtuales permitiría prescindir de la aplicación de cualquiera de las medidas de mitigación de poder de mercado propuestas en el Libro Blanco (ver nota anterior del Servicio de Estudios sobre el Libro Blanco).

Cabe apuntar un matiz importante: los contratos no se asociarían a plantas concretas, sino a un determinado volumen de energía igual a la mejor estimación posible de la generación futura de ciertas centrales con derecho a CTC, esto es hidráulicas y nucleares. La energía generada por las centrales a fuel y carbón podría acudir libremente al mercado.

Esta decisión responde a la menor incertidumbre asociada a la estimación de la generación futura nuclear e hidráulica,<sup>8</sup> en comparación con la térmicas, y al hecho de que ambas tecnologías cuentan con los menores costes variables de todo el sistema, con lo que su potencial para obtener márgenes amplios en el mercado es elevado.

En el caso de las térmicas la estimación de la generación futura podría complicarse mucho al depender su coste variable (principal determinante del despacho de las centrales en el mercado) del precio de las materias primas y los costes medioambientales. En ambos casos, la evolución esperada es incierta, aunque con clara tendencia al alza, por lo que cabría esperar unos márgenes de explotación inferiores a los de las nucleares e hidráulicas.

## Valoración

A la vista de los problemas generados por el actual mecanismo de CCTs por diferencias queda clara la necesidad de reforma.

El cálculo presentado sobre las cantidades pendientes de recuperar parece correcto y se juzga lógico asumir que los agentes debían esperar tal revisión, contemplada para 2002 en la Memoria Económica de la LSE, con lo cual el recálculo actual no debería ser tildado de oportunista.

Sin embargo, en lo que se refiere a los métodos de recuperación, la valoración resulta más difícil. A la vista de los inconvenientes asociados al método ex-ante, el método ex-post propuesto parece más adecuado. No obstante, la contratación fija de una cantidad de energía tan elevada (mucho más de lo que se requeriría, según el Libro, para mitigar el poder de mercado de las empresas dominantes), podría restar demasiada liquidez al

<sup>6</sup> Para después de 2010 se propone recalcular el precio de referencia del contrato.

<sup>7</sup> Sin considerar garantía de potencia ni sobre coste de restricciones y otros.

<sup>8</sup> En el primer caso porque las nucleares funcionan principalmente en base. En el segundo, porque la producción depende en esencia de las condiciones hidráulicas.

mercado eléctrico, además de ser interpretado como una intervención inaceptable por parte del regulador.

En cualquier caso, la firma de contratos regulados resulta, en este contexto, menos discrecional que la limitación propuesta por la regla de mitigación de la concentración. Aquí las cantidades fijadas responden a un criterio claro y no discrecional (esto es, tener derecho a la recuperación de CTCs) mientras que en el otro caso provenían de las estimaciones de un modelo.

En este sentido, resulta chocante la exclusión de la energía generada por centrales de carbón ya que, además de romper con la no-discrecionalidad mencionada hace un momento, podría generar situaciones de discriminación entre empresas (dado el reparto desigual de la potencia instalada) así como discriminar a los propios consumidores (dado la importancia de la generación a carbón en España y el margen positivo que estas centrales pueden obtener en el mercado dado que no suelen marcar precio).<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> En el caso de la generación con fuel, el impacto sería mínimo, ya que su producción es, y será mucho menor y, en cualquier caso obtendría márgenes nulos casi siempre al ser una tecnología marginal.