



**INF/DP/0017/14 INFORME SOBRE
LOS PLIEGOS QUE RIGEN LA
CELEBRACIÓN DEL ACUERDO
MARCO PARA LA ADOPCIÓN DE
TIPO DEL SUMINISTRO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

1 de octubre de 2014

Índice

I. ANTECEDENTES	3
II. CONTENIDO	4
III. OBSERVACIONES	10
III.1. Valoración general	10
III.2. Observaciones particulares	12
III.2.1. Utilización del Acuerdo Marco	12
III.2.2. Duración	13
III.2.3. Criterios de solvencia	14
III.2.4. Criterio de adjudicación del AM: precio	16
III.2.5. Contratación derivada.....	18
III.2.6. Revisión y actualización de precios	19
III.2.7. Limitación en la presentación de ofertas	20
III.2.8. Certificación de fuentes de energía renovable y/o de cogeneración de alta eficiencia	21
III.2.9 Otras cuestiones	23

El Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en Pleno, en su reunión de 1 de octubre de 2014, ha aprobado el presente informe, relativo a los Pliegos de Cláusulas Administrativas Particulares (PCAP) y a los Pliegos de Prescripciones Técnicas (PPT) que rigen la celebración del Acuerdo Marco para la adopción de tipo del suministro de energía eléctrica. En este informe se analizan las implicaciones de dichos pliegos desde el punto de vista de la competencia efectiva en los mercados y la regulación económica eficiente.

La solicitud de informe tuvo entrada en esta Comisión el 8 de septiembre de 2014. La documentación recibida consiste en la versión a dicha fecha de los mencionados pliegos.

Este informe se aprueba a solicitud del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas, en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en aplicación del artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

I. ANTECEDENTES

El Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público (TRLCSP), establece en su artículo 206 el régimen general para la contratación centralizada en el ámbito estatal. De acuerdo con el apartado 1 de dicho artículo 206, la **contratación centralizada** está especialmente pensada para suministros, obras y servicios que se contraten de forma general y con características esencialmente homogéneas.

Por su parte, el apartado 3 de dicho artículo 206 establece dos procedimientos para esta contratación centralizada:

- a) Mediante la conclusión del correspondiente contrato.
- b) **A través del procedimiento especial de adopción de tipo**, que se desarrolla en dos fases. En la primera fase se adoptan los tipos contratables para cada clase de bienes, obras o servicios mediante la conclusión de un acuerdo marco o la apertura de un sistema dinámico. En la segunda fase se efectúa la contratación específica de dichos bienes, obras o servicios.

Por su parte, la figura del **Acuerdo Marco** (AM) se contempla en el TRLCSP en los arts. 196 a 198. En los acuerdos marco se fijan las condiciones a las que habrán de ajustarse los contratos que se pretendan adjudicar durante un período determinado. El legislador establece (en el propio TRLCSP) diversas limitaciones al uso de los acuerdos marco:

- el recurso a los mismos no debe efectuarse de forma abusiva o de modo que la competencia se vea obstaculizada, restringida o falseada.
- la duración de un acuerdo marco no podrá exceder de cuatro años, salvo en casos excepcionales, debidamente justificados.
- sólo podrán celebrarse contratos basados en un acuerdo marco entre los órganos de contratación y las empresas que hayan sido originariamente partes en aquél. En estos contratos basados las partes no podrán introducir

modificaciones sustanciales respecto de los términos establecidos en el acuerdo marco.

Los presentes pliegos optan por la **contratación centralizada** mediante el **procedimiento especial de adopción de tipo** a través de la celebración de un **acuerdo marco** para el **suministro de energía eléctrica**. Para la adjudicación de los contratos se convocará a las partes firmantes del acuerdo marco a una segunda licitación, tomando como base los mismos criterios de dicho acuerdo marco, pero formulados de manera más precisa.

Los pliegos remitidos se refieren a un **contrato del sector público** calificado como **contrato administrativo de suministros**, con arreglo a los artículos 13, 15 y 88.8 del TRLCSP **sujeto a regulación armonizada**. La celebración del acuerdo marco se realizará mediante **procedimiento abierto**, de acuerdo con lo establecido en el art. 138 TRLCSP.

Se deduce que la **finalidad** perseguida con este modelo de centralización en la contratación es **obtener ahorros** derivados de una mayor concurrencia en la licitación y de las economías de escala creadas con la integración de suministros, así como **reducir la carga administrativa** asociada a la contratación, mediante un único procedimiento administrativo que englobe y homogenice las características y condiciones requeridas por los órganos de contratación para atender a sus demandas de suministro de energía eléctrica.

II. CONTENIDO

El PCAP contiene veinte cláusulas, además de cuatro anexos.

Las cláusulas están referidas al objeto y destinatarios del contrato, el órgano de contratación, la naturaleza del contrato, régimen jurídico aplicable y documentos de carácter contractual, el plazo de duración, el presupuesto de la licitación, modificaciones y valor estimado, las condiciones de aptitud para contratar con el sector público, el procedimiento de adjudicación del contrato, el contenido y presentación de las proposiciones, los criterios de adjudicación, la calificación y valoración de las proposiciones, la propuesta de adjudicación del contrato, la adjudicación del contrato, la formalización del contrato, la ejecución y órgano responsable y subcontratación, recepción y pago, penalidades, resolución del contrato, derechos y obligaciones de las partes, prerrogativas de la Administración, régimen de invalidez, de recursos y jurisdicción competente.

Los anexos contienen la relación de tipos, subtipos y clases de los bienes a suministrar y precio máximos de licitación, modelo de declaración responsable del cumplimiento de las obligaciones establecidas legalmente para contratar con las Administración, Software de presentación de ofertas (PROTEO) y criterios de valoración.

El **PPT** contiene seis cláusulas referidas al objeto del contrato, descripción del mismo, normativa aplicable, requisitos técnicos, informes y resolución de incidencias, y garantías del origen de la electricidad.

Las **principales características de la licitación** son:

En primer lugar (cláusula I del PCAP), **el objeto del AM** es la **adopción de los tipos contratables para el suministro de energía eléctrica**. Por tanto, el acuerdo marco se utiliza como sistema de racionalización técnica, pues determinará las empresas adjudicatarias para cada uno de los tipos y lotes y las condiciones generales de los suministros y los términos básicos a los que se ajustarán los contratos basados en el acuerdo marco.

El objeto del contrato se desglosa en los siguientes 5 lotes: Lote 1: Península; Lote 2: Islas Baleares; Lote 3: Islas Canarias; Lote 4: Ciudad Autónoma de Ceuta; Lote 5: Ciudad autónoma de Melilla.

En cada uno de los lotes se ordenan los tipos de los bienes a suministrar, que son los distintos tipos de tarifas contratadas (de baja tensión en el caso de los 4 primeros tipos y de alta tensión en el caso de los 3 siguientes) en función también del grado de discriminación horaria:

- Tipo 1: peaje de acceso 2.0TD
- Tipo 2: peaje de acceso 2.02TD
- Tipo 3: peaje de acceso 2.03TD
- Tipo 4: peaje de acceso 3.0TD
- Tipo 5: peaje de acceso 6.1TD
- Tipo 6: peaje de acceso 6.2TD
- Tipo 7: peaje de acceso 6.3TD

En segundo lugar (cláusula II del PCAP), el **ámbito subjetivo del AM** está compuesto por la Administración General del Estado (AGE), sus Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social y demás Entidades públicas estatales.

En tercer lugar (cláusula V del PCAP), la **duración del AM** es de **2 años**, con **posibilidad de prórroga(s)** por mutuo acuerdo de las partes por un **máximo de 2 años**.

En cuarto lugar (cláusula VI del PCAP), el **valor estimado del acuerdo** es de mil millones de euros (1.000.000.000 euros). No obstante, se trata de una cifra que corresponde al consumo estimado durante la vigencia del AM, de carácter meramente orientativo no vinculante, sin existir obligación de adquisición de un volumen determinado.

En quinto lugar (cláusula VII del PCAP), los **bienes a suministrar** (la energía eléctrica y los tipos, que son los peajes de acceso) **y el precio unitario máximo de licitación** (PUMAL) vienen indicados en el anexo I que contiene el siguiente cuadro:

Tipos, peajes y precios unitarios máximos de licitación (PUMAL)		
TIPOS	PEAJE DE ACCESO	PRECIO UNITARIO MÁXIMO DE LICITACIÓN (PUMAL, c€/Kwh)
TIPO 1	2.0TD	8,694
TIPO 2	2.02TD	8,694
TIPO 3	2.03TD	8,694
TIPO 4	3.0TD	7,909
TIPO 5	6.1TD	6,520
TIPO 6	6.2TD	6,370
TIPO 7	6.3TD	6,249

Igualmente, se recogen los conceptos a incluir en el precio de cada tipo, tales como: el coste de la materia prima, el coste del sistema, el coste de desvíos (diferencia entre la previsión de consumo y el consumo efectivo), conceptos regulados vigentes en el momento de emisión de la oferta, pérdidas en red (porcentajes establecidos) y los costes de libre establecimiento por parte de la comercializadora.

En sexto lugar (cláusula VIII del PCAP), en las **condiciones de aptitud para contratar con el sector público**, la solvencia económica y financiera se establece dependiendo del lote a licitar y de si los contratos derivados del AM están sujetos a regulación armonizada (SARA) o no¹:

Requisitos de solvencia para optar a todos los contratos derivados (SARA y no SARA)				
	Volumen de negocios anual (últimos 3 años)	Tramitación de contratos (últimos 3 años)		Puntos de suministro anuales (últimos 3 años)
		Nº de contratos	Energía contratada	
Lote 1 (Península)	30.000.000€	10	5 GWh	300
Lote 2 (Baleares)	10.000.000€	3	5 GWh	100
Lote 3 (Canarias)	10.000.000€	3	5 GWh	100
Lote 4 (Ceuta)	2.500.000€	1	2 GWh	30
Lote 5 (Melilla)	2.500.000€	1	2 GWh	30

¹ De acuerdo con lo dispuesto en el art. 15.1 a) del TRLCSP, son contratos SARA los contratos de suministro de valor estimado superior a 134.000 euros. Consecuentemente, son contratos derivados no SARA los de valor estimado inferior a dicha cifra.

Requisitos de solvencia para optar a contratos derivados no SARA		
	Volumen de negocios anual (últimos 3 años)	Puntos de suministro anuales (últimos 3 años)
Lote 1 (Península)	3.000.000€	100
Lote 2 (Baleares)	1.000.000€	30
Lote 3 (Canarias)	1.000.000€	30
Lote 4 (Ceuta)	250.000€	10
Lote 5 (Melilla)	250.000€	10

Las exigencias de solvencia se entenderán sin perjuicio de las establecidas en la cláusula XVIII, que dispone que para ser consideradas capaces en cada contrato derivado las adjudicatarias deberán acreditar la gestión de un número de puntos de suministro igual o superior al número que implique la adjudicación del contrato derivado.

Finalmente, se exige a los licitadores que cuenten con la habilitación empresarial consistente en estar inscritos en el listado de empresas comercializadoras de energía eléctrica de la CNMC en el ámbito geográfico correspondiente al lote o lotes al que presenten oferta.

En séptimo lugar, el **procedimiento de celebración** del AM es abierto y el **criterio de adjudicación del mismo es el precio del Kwh de la energía activa** (cláusula IX del PCAP). Concretamente, para todos los tipos y lotes 1, 2 y 3 se establece que el acuerdo se adjudicará a las ofertas más baratas teniendo en cuenta las siguientes reglas: serán adjudicatarias como máximo 12 licitadoras por lote siempre que al menos 3 hubieran señalado en su oferta optar a todos los contratos basados (SARA y no SARA). En caso contrario, se aumentará la cifra de adjudicatarias del AM hasta que las adjudicatarias que hubieran presentado oferta a todos los contratos basados (SARA y no SARA) fueran al menos 3. Para los lotes 4 y 5, se establece un máximo de 6 adjudicatarias por lote, siempre que al menos 1 de ellas hubiera señalado optar a todos los contratos basados (SARA y no SARA). En caso contrario, la cifra de adjudicatarias aumentará hasta que las adjudicatarias que hubieran presentado oferta para todos los contratos basados (SARA y no SARA) fueran al menos 1.

Para determinar la oferta más barata se atenderá al precio unitario ponderado (PUP), que resulta de aplicar al precio unitario ofertado por periodo (PUOP) para cada lote y tipo los porcentajes que se indican a continuación. El PUP no podrá exceder del PUMAL para cada lote y tipo y será el precio de adjudicación del AM².

² El licitador que oferte un PUP que exceda del PUMAL será excluido del lote o lotes.

PERFIL DE CONSUMO	PONDERACIÓN POR PERIODOS (%)					
Según Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1 Periodo	100%					
2 Periodo	40%	60%				
3 Periodos	15%	50%	35%			
6 Periodos	7%	10%	5%	9%	12%	57%

En octavo lugar, en cuanto al **contenido de las proposiciones** (cláusula X del PCAP), se aclara que los licitadores podrán presentar oferta al lote, lotes, tipo y tipos que estimaran oportuno teniendo en cuenta las siguientes indicaciones:

- En los lotes 1 (Península), 2 (Baleares) y 3 (Canarias), si el licitador presentara oferta a cualquiera de los tipos que se corresponden con peajes de acceso de baja tensión, deberá presentar oferta válida para todos los tipos que se corresponden con peajes de acceso de baja tensión (existiendo la misma regla para las ofertas a tipos de alta tensión).
- Para los lotes 4 (Ceuta) y 5 (Melilla), los licitadores deberán presentar oferta para todos los tipos del lote.

Si los licitadores incumplen dichas obligaciones, se les excluirá de la licitación del lote o lotes en cuestión. Los licitadores deben indicar en su oferta si presentan oferta para la adjudicación del AM en relación con la adjudicación de todos los contratos basados o sólo para contratos basados no SARA.

Finalmente, los **contratos basados en el AM** (cláusula XVIII del PCAP) **se adjudicarán** a través del procedimiento contemplado en el art. 198.4 TRLCSP, esto es, **mediante una segunda licitación**. Las adjudicatarias del AM que fueran capaces de realizar la prestación objeto de cada contrato derivado deberán presentar oferta en la segunda licitación. Se considerarán adjudicatarias capaces para la realización del objeto del contrato derivado aquellas que, siéndolo respecto del lote y de todos los tipos incluidos en el contrato derivado, hayan acreditado en la fase de solvencia en el AM, la gestión de puntos de suministro igual o superior al número de puntos de suministro que incluya el contrato derivado en los últimos tres años.

Por otro lado, se establece que la obligación a licitar se suspenderá en el momento en el que deje de cumplirse la siguiente condición³:

$$OMIP (D) \leq OMIP (AM) + 2 \text{ €/MWh}$$

³ Siendo OMIP (AM) la cotización media del producto FTB YR+1 del periodo de 30 días anterior a la fecha de finalización de presentación de ofertas del acuerdo marco, según publicación en www.omip.pt, y siendo OMIP (D) la cotización media del producto FTB YR+1 del periodo de 30 días anterior a la fecha de finalización de presentación de ofertas del contrato basado.

El contrato basado se adjudicará al licitador que hubiera presentado la oferta más barata para cada contrato basado, globalmente considerado. El licitador ofertará un precio unitario para cada uno de los tipos y periodos incluidos en el contrato derivado. Dicho precio no podrá exceder del precio de adjudicación del AM para cada tipo y periodo.

En relación con los contratos, se diferenciará entre los que están sujetos a regulación armonizada, en los que se producirá una nueva licitación entre todos los posibles licitadores capaces de realizar el suministro (que hayan acreditado cumplir con los niveles de solvencia exigidos para los contratos derivados SARA), de los que no están sujetos a regulación armonizada (cabe en este caso realizar una mera consulta a tres empresas, de conformidad con el art. 198.4 TRLCSP).

El importe a abonar por la Administración como contraprestación por el suministro de energía eléctrica será la suma de los siguientes conceptos: el importe de la potencia contratada (regulado en el correspondiente peaje de acceso), el importe del peaje de acceso de la energía activa, el importe de la energía activa (que se determinará según la oferta realizada por la empresa adjudicataria del contrato basado), el importe del alquiler del contador (en su caso, al precio que corresponda de acuerdo con el tipo de equipo), los cargos por energía reactiva y exceso de potencia (conforme a los peajes de aplicación), el impuesto especial de electricidad y el IVA o impuesto equivalente.

Se establece que la Administración pueda modificar la potencia o tensión a contratar en cualquiera de los puntos de suministro durante la vigencia del AM y sus prórrogas, en su caso, sin que tales alteraciones tengan la consideración de modificaciones de contrato, a los efectos previstos en el artículo 106 del TRLCSP, por cuanto dichas alteraciones no implican modificación de la prestación objeto del contrato que permanece inalterable, ni del precio, al tratarse de componentes regulados.

Se regulan los supuestos de alta o baja de puntos de suministro que conllevan una modificación del contrato a los efectos del art. 106 TRLCSP. Igualmente se contempla como causa de modificación del contrato el caso en el que el consumo real de puntos de suministro incluidos en el contrato basado supere al consumo estimado inicialmente.

El plazo en el que pueden adjudicarse los contratos basados es el de vigencia del AM. La duración mínima de los contratos basados es de 6 meses y la máxima de un año (excepcionalmente la DGRRC podrá autorizar otro periodo) con posibilidad de prórroga por un plazo máximo de duración igual al inicial. En ningún caso la finalización de los contratos basados podrá superar en seis meses la del AM.

Se prevé la siguiente fórmula de revisión de precios de contratos basados⁴:

$$PUOP_{CD(i)} = PUOP_{CD(i-1)} \times \left(0,40 + 0,60 \times \frac{OMIP_{CD(i)}}{OMIP_{CD(i-1)}} \right)$$

III. OBSERVACIONES

III.1. Valoración general

La **CNMC comparte y valora positivamente las iniciativas dirigidas a lograr una mayor eficiencia en la utilización de los recursos públicos**. Una mayor eficiencia en el uso de recursos públicos dentro de los procesos de contratación presenta ciertos elementos coincidentes con el ámbito de la política de competencia. Por ejemplo, si el sector público genera eventuales distorsiones en los mercados al actuar como demandante, dichas distorsiones serán precisamente inferiores cuanto menor sea el volumen de recursos invertido por parte del Estado en este tipo de licitaciones.

Asimismo, el hecho de que el sector público busque menores precios lleva a una presión para la reducción de márgenes en las empresas que concurren a estos procesos, generándose efectos pro competitivos que se trasladan también a transacciones dentro del sector privado.

En definitiva, dicha búsqueda de eficiencia y ahorro presupuestario debe efectuarse en cualquier caso sin menoscabo de los **principios garantes de una competencia efectiva**⁵, entre otros: i) facilitar la libertad de acceso a la licitación, ii) evitar la discriminación entre operadores, iii) reducir los riesgos de concentración del número de operadores y iv) contrarrestar el riesgo de comportamientos colusivos. El respeto a dichos principios será de hecho el mejor pasaporte para asegurar una asignación eficiente de los recursos a corto y a largo plazo.

En este caso, **es especialmente relevante que los contratos para el suministro de energía eléctrica a la AGE se ajusten a pautas competitivas**, evitando afectar negativamente a la eficiencia y la competencia. Ello es así por diversos motivos:

- La energía eléctrica es un bien intermedio utilizado en la producción de múltiples bienes y servicios, por lo que un funcionamiento eficiente y competitivo de este sector beneficia de manera horizontal a toda la economía en su conjunto.
- El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general, pues la actividad económica y humana no puede

⁴ Siendo $PUOP_{CD(i)}$ el precio unitario ofertado por periodo del contrato derivado actualizado, $PUOP_{CD(i-1)}$ el precio unitario ofertado por periodo del contrato derivado inicial, $OMIP_{CD(i)}$ la cotización media del producto FTB YR+1 del periodo de 30 días anterior a la fecha de finalización del contrato derivado y $OMIP_{CD(i-1)}$ la cotización media del producto FTB YR+1 del periodo de 30 días anterior a la fecha de adjudicación del contrato derivado.

⁵ Recogidas en la [Guía sobre Contratación Pública y Competencia](#) de la CNMC.

entenderse hoy en día sin su existencia. El sector de la energía eléctrica se estructura en 4 actividades (preámbulo de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico): la generación, el transporte, la distribución y la comercialización. Mientras el transporte y la distribución son actividades reguladas, la generación y la comercialización⁶ (ésta última en principio la más directamente afectada por esta licitación) se prestan en régimen de libre competencia.

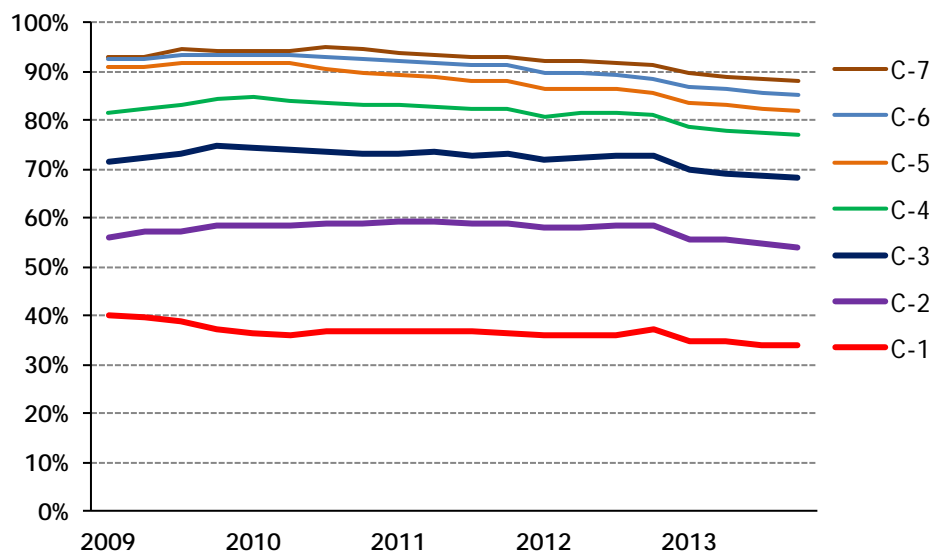
- No obstante, pese a la **liberalización de iure de las actividades de comercialización de electricidad**, se trata en la práctica de una actividad muy concentrada. Aunque a 31 de julio de 2014⁷ existen más de 250 empresas comercializadoras (sólo 125 estaban activas a 31 de diciembre de 2013), el gráfico 1 muestra cómo unas pocas empresas⁸ copan prácticamente la totalidad del mercado, destacando las 3 primeras. Aunque la concentración está en una ligera tendencia descendente, la primera empresa aún absorbe casi un 35% de la energía comercializada (por más de un 40% en 2009), las 3 primeras casi un 70% y las 7 primeras casi un 90%. Aparte de la concentración excesiva de la oferta, hay que añadir que los comercializadores suelen tener áreas de influencia geográfica donde su poder de mercado es aún mayor.

⁶ Según el artículo 6 de la Ley 24/2013, “los comercializadores son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la presente ley”.

⁷ Según el artículo 46.4 de la Ley 24/2013 “la CNMC publicará en su página web un [listado](#) que contendrá los comercializadores que, de acuerdo al presente artículo, hayan comunicado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y, en su caso, a la Administración competente, el inicio de su actividad y que no hayan comunicado el cese de la misma”.

⁸ Las 7 primeras empresas comercializadoras por volumen de energía eran a finales de 2013 Endesa, Iberdrola, Gas Natural-Fenosa, EdP, Fortia, E.ON y Acciona.

Gráfico 1. Cuota de las principales comercializadoras de electricidad



Fuente: [Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad](#). Mercado libre (CNMC, diciembre 2013)

Dada la importancia del sector y de esta contratación de la AGE, **se valora de forma especialmente positiva la remisión de los pliegos analizados por parte del MINHAP** y se recuerda nuevamente la idoneidad de este tipo de informes previos por parte de la CNMC de cara a poder pronunciarse sobre los posibles obstáculos a la competencia efectiva.

Sin perjuicio de lo anterior, existen una serie de **cuestiones relacionadas con la promoción de la competencia y la regulación económica eficiente** que llevan a realizar las siguientes observaciones particulares.

III.2. Observaciones particulares

Teniendo en cuenta los razonamientos anteriores, la CNMC plantea las siguientes observaciones sobre el contenido de los Pliegos:

III.2.1. Utilización del Acuerdo Marco

La autoridad de competencia española ya expresó en su [Guía sobre Contratación Pública y Competencia](#) la **preferencia por los Sistemas Dinámicos de Adquisición (SDA)** frente a los Acuerdos Marco (AM) y así se ha trasladado en diferentes informes de similar naturaleza éste a las instancias oportunas⁹, sin perjuicio de los problemas técnicos para la puesta en marcha de aquellos¹⁰.

⁹ Ver el [INF/DP/0013/14](#) Informe sobre los pliegos que rigen la celebración del acuerdo marco para la adopción de tipo de los suministros de mobiliario general y especializado, [INF/DP/0003/14](#) Informe sobre los pliegos del acuerdo marco para la compra de espacios en medios de comunicación y demás soportes publicitarios y el [INF/DP/0002/14](#) Informe sobre los pliegos del

De hecho, el propio legislador estatal ya introdujo ciertas limitaciones a la utilización de los AM, pues el TRLCSP insta a que el recurso a estos instrumentos no se efectúe de forma abusiva o de modo que la competencia se vea obstaculizada, restringida o falseada.

Recurriendo a los AM se produce un cierre efectivo del mercado durante el periodo de duración del mismo, pues no existe la posibilidad de incorporación de otros operadores no participantes en el mismo en las sucesivas licitaciones derivadas. Por ello, se viene enfatizando el recurso a los SDA, regulados en los artículos 199 a 202 del TRLCSP, ya que permiten que cualquier operador interesado que cumpla los requisitos que se establezcan pueda participar en los mismos una vez se han iniciado, constituyendo así una opción menos restrictiva para la competencia efectiva y una alternativa preferente frente a los AM.

III.2.2. Duración

La cláusula V del PCAP contempla la duración del AM por dos años, con posibilidad de prórroga cuya duración no podrá ser superior a dos años. Esta duración entra dentro del límite máximo de 4 años exigido en el artículo 196.3 del TRLCSP. En todo caso, **se recomienda que la posibilidad de prórroga sea interpretada de forma muy restrictiva** por el órgano de contratación, en la medida en que supone el **cierre absoluto del mercado durante su vigencia**.

Si se agotaran las prórrogas y el AM estuviera vigente durante 4 años, las implicaciones para la competencia son relevantes pues **se trata de un cierre efectivo del mercado por un plazo no desdeñable**. A continuación se ofrece una simulación del impacto en cuestión:

Como muestra el gráfico 2, entre junio de 2011 y diciembre de 2013, a pesar de la coyuntura económica menos favorable, el número de comercializadoras activas aumentó en 59 empresas (desde 66 a 125). Si se extrapola esa tendencia, ello implicaría que aproximadamente medio centenar de empresas comercializadoras de nueva creación¹¹ no podrían optar a proveer el suministro de energía eléctrica a la AGE en los próximos dos años. Si el AM se prorrogara se renunciaría en

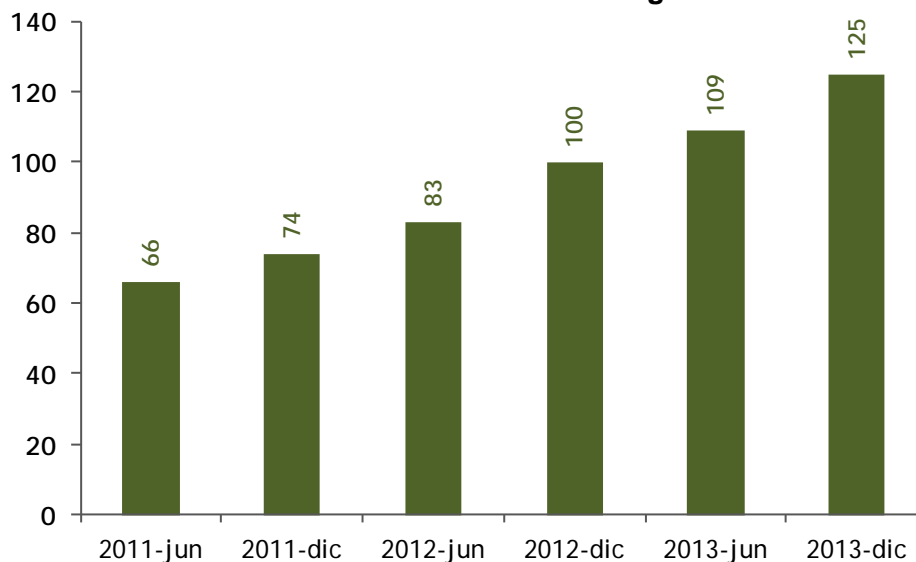
acuerdo marco para el suministro de vehículos turismo. Asimismo, se pueden consultar las páginas 12 y 13 de la [Guía sobre Contratación Pública y Competencia](#) de la CNMC.

¹⁰ El sistema dinámico de adquisición exige que se ponga en marcha un sistema de tramitación electrónica de la documentación relativa al expediente que, según señala el Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas, todavía no estaría operativo. No obstante, su disponibilidad podría ser coetánea al momento en que se ponga en marcha este acuerdo marco, reforzando el argumento para su elección preferente. Igualmente, la CNMC aprovecha para solicitar que se tomen las medidas oportunas, financieras y de recursos humanos, para acelerar su puesta en funcionamiento y la posibilidad real de su utilización sistemática.

¹¹ Esta extrapolación parte de datos anuales en los que la coyuntura económica fue menos favorable que las estimaciones oficiales de crecimiento en España para los próximos años, con lo que *caeteris paribus*, podría tratarse de una estimación conservadora.

mayor medida a los beneficios potenciales de una mayor competencia (como mejoras en el precio) en los contratos derivados.

Gráfico 2. Comercializadoras activas en la red de las 5 grandes distribuidoras



Fuente: [Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad](#). Mercado libre (CNMC, diciembre 2013)

Para evitar estos perjuicios sobre la competencia, además de la ya señalada preferencia por los SDA frente a los AM, la **reducción del plazo de duración** y, sobre todo, **ser muy restrictivo con la posibilidad de prórroga son factores de envergadura**. Es preciso recordar que el plazo de duración tiene que estar ligado a parámetros objetivos y conectados con el contenido del contrato (como, por ejemplo, la necesidad de amortización de inversiones, que no parecen necesarias en este caso y que deberían evaluarse caso por caso en los contratos derivados).

Por otro lado, en la cláusula XVIII.6 del PCAP se estipula que la duración mínima de los contratos basados en el AM será de seis meses y la máxima de un año, con posibilidad de prórroga por un plazo máximo de duración igual al inicial. Se valora positivamente que la duración de los contratos basados sea por un plazo no muy prolongado.

Los contratos basados sólo podrán adjudicarse durante la vigencia del AM, aunque su ejecución puede extenderse hasta un máximo de 6 meses desde la finalización de la vigencia de aquel. A este respecto, se recomienda que se evite que los contratos derivados puedan extenderse más allá de la finalización de la vigencia del AM.

III.2.3. Criterios de solvencia

Desde esta autoridad se viene recomendando que a la hora de establecer los requisitos de solvencia se estudie en profundidad el sector afectado para no restringir innecesariamente la concurrencia de licitadores. En los pliegos remitidos, el órgano de contratación ha optado por un **sistema complejo de**

acreditación de la solvencia, al establecer para cada lote diferentes requisitos mínimos de solvencia económica y financiera y técnica o profesional, según se trate de licitadores interesados en la adjudicación de contratos derivados sujetos a SARA o no. Además, se ha diseñado una doble “barrera” de solvencia para poder firmar el AM, en primer lugar, y para poder resultar adjudicataria de los sucesivos contratos derivados, en segunda instancia.

Desde la óptica de competencia, es preferible que los requisitos de solvencia para acceder al AM sean laxos para que un número considerable de comercializadoras sean seleccionadas para las futuras licitaciones en segunda fase. De ser necesarios umbrales más exigentes en cada contrato derivado, siempre es posible exigirlos en esa segunda fase, respetando los principios de necesidad y proporcionalidad.

En este sentido, los requisitos exigidos en la primera fase parecen restringir la competencia por lo que se recomendaría rebajar dichos requisitos de solvencia para acceder a la primera fase del AM.

Por ejemplo, en el lote 1 (Península) se exige la tramitación de 10 contratos con un mínimo de energía contratada de 5 GWh en cada uno el último año. En España existen poco más de 2.000 puntos de suministro que consuman más de 5 GWh y en torno a unos 10.000 que consuman más de 1 GWh. Por ello, cabría relajar el criterio de “haber suministrado al menos 10 contratos con un volumen de energía de 5 GWh cada uno de ellos” sustituyéndolo por “un volumen de 1 GWh cada uno de ellos”. De este modo se relajaría el criterio de solvencia técnica sin menoscabo del mismo y pueden llegar a concurrir más empresas comercializadoras.

Además, se exige como solvencia económica y financiera un volumen de negocios en la actividad objeto del contrato de 30.000.000 euros al año en los últimos tres años. A este respecto cabe señalar que, según las estimaciones realizadas por la CNMC¹², de alrededor de 80 empresas comercializadoras que cumplen el haber suministrado a más de 300 puntos en los últimos 3 años únicamente 16 tendrían una cifra de negocios superior a 30 millones de euros al año. De esta forma, quedarían descartadas empresas que han manifestado una participación activa en concursos y subastas colectivas, pudiendo ejercer una mayor competencia efectiva.

Este impacto restrictivo se refuerza con el hecho de que, en relación con la adjudicación de los contratos basados en el AM (de acuerdo con la cláusula XVIII del PCAP) se exigirá además acreditar una capacidad de gestión igual o superior al número de puntos de suministro incluidos en el contrato derivado.

Por último, se recomendaría permitir que los criterios de puntos de suministro y de cifra de negocios no se cumplan necesariamente en todos y cada uno de los

¹² Para la estimación de la cifra negocios de cada comercializadora se toman los datos del volumen de energía suministrado y se les aplica un precio total facturado a la Administración de 120€/MWh.

últimos 3 años. En su lugar, podría evaluarse su cumplimiento en algún momento del conjunto del periodo. Una empresa que en alguno de los 3 últimos ejercicios haya superado los umbrales exigidos para los puntos de suministro o la cifra de negocios ya muestra una solvencia notable, aunque puntualmente no los haya satisfecho en un año concreto.

III.2.4. Criterio de adjudicación del AM: precio

La **CNMC valora positivamente que el criterio de selección de ofertas sea el precio** (precio por KWh de la energía activa), pues la energía eléctrica es un bien estandarizado donde la eficiencia en la comercialización debería trasladarse a rebajas en el precio final (logrando además una mayor eficiencia en la gestión de los fondos públicos). No obstante, se realizan las siguientes consideraciones en cuanto a su diseño:

III.2.4.1 Conceptos incluidos en el precio

El bien a suministrar es la energía eléctrica y los tipos objeto de licitación son los peajes de acceso¹³. El precio de cada tipo incluye el coste de la materia prima, los costes del sistema, los costes de desvíos por la diferencia entre la previsión de consumo considerada por la licitadora y el consumo efectivo de la Administración, los conceptos regulados, las pérdidas en red y costes de libre establecimiento por parte de la comercializadora.

Se entiende que esta desagregación de los componentes del precio que se ofrece en el PCAP se efectúa a mero título orientativo para que la empresa sea consciente de que deben incluir ciertos conceptos regulados en el precio ofertado, así como las desviaciones por diferencias en las previsiones de consumo.

Para evitar esta complejidad, **podría ser aconsejable que del precio máximo se detrajese todos los componentes regulados**, de manera que **el precio que determina el AM corresponda al componente no regulado** del coste de energía (basado en previsiones de precios a futuros como OMIP¹⁴), pues dicho componente no regulado es el factor diferenciador del precio propuesto por las comercializadoras. Ello facilitaría además la actualización de los precios máximos (cuestión que se analiza en detalle más adelante).

En esta misma línea, de acuerdo con el PCAP, el precio ofertado también deberá incluir cualquier tasa, tributo o gravamen, ya sea de carácter local, autonómico, o

¹³ Cabe recordar que la estructura de peajes contemplada en el PCAP se ajusta a la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la CNMC pero no responde a la vigente estructura de peajes de acceso.

¹⁴ OMIP es la bolsa de derivados del MIBEL. Realiza las funciones de Cámara de Compensación y Contraparte Central de las operaciones realizadas en el mercado. El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es el resultado de una iniciativa conjunta de los Gobiernos de Portugal y España, por la que es posible, para cualquier consumidor dentro de la península ibérica, adquirir energía eléctrica, en un entorno de libre competencia, a cualquier productor o comercializador que actúe en Portugal o España.

estatal. Esto de nuevo puede resultar problemático, pues existen distintas cargas tributarias en los territorios en cuestión (en el lote 1 peninsular), lo cual dificulta que los licitadores efectúen sus ofertas con un precio homogéneo en un entorno de certeza y simplicidad administrativa. Se recomendaría por ello igualmente el separar del precio todos esos componentes regulados de carácter tributario.

III.2.4.2 Coeficientes de ponderación

Según los PCAP, los licitadores presentarán un precio unitario ofertado por periodo (PUOP) para cada lote y tipo. A partir de los PUOP se obtiene un precio unitario ponderado (PUP) conforme a los perfiles horarios de consumo establecidos en los PCAP. El PUP será el precio de adjudicación del AM y no podrá superar el PUMAL (precio unitario máximo de licitación).

En la siguiente tabla se describe el peso de cada periodo en cada tarifa de acceso en función del consumo real en España en 2013 (y entre paréntesis se recuerda la ponderación contemplada en el PCAP, para constatar la diferencia). A este respecto, se recomienda que los coeficientes de ponderación por periodos se pudiesen revisar para adaptarse al consumo real¹⁵.

PERFIL DE CONSUMO	PONDERACIÓN POR PERIODOS (%)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Según Tarifa						
1 Periodo	100% (100%)					
2 Periodo	32% (40%)	68% (60%)				
3 Periodos	21% (15%)	51% (50%)	28% (35%)			
6 Periodos	7% (7%)	10% (10%)	5% (5%)	8% (9%)	12% (12%)	57% (57%)

Por otro lado, para los contratos derivados, el precio de adjudicación (resultante de la segunda licitación) será el precio unitario ofertado por periodo para cada lote y tipo. Estos precios no podrán superar los PUOP ofrecidos en el acuerdo marco.

Sin perjuicio de recalcar de nuevo la valoración positiva de la utilización exclusiva del criterio del precio, es preciso hacer constar que la utilización de un precio unitario ponderado (PUP) para la selección de empresas que pasan a segunda fase **puede generar problemas puntuales** si el perfil horario elegido para el cálculo del PUP no es representativo para ciertos contratos derivados. Podría darse el caso de que una empresa que oferta un PUOP competitivo para una(s) franja(s) horaria(s) concreta(s) no pasara a segunda fase, siendo sin embargo una empresa competitiva en contratos derivados puntuales que recurrieran a dicha(s)

¹⁵ De hecho, el perfil horario del consumo real para el conjunto de España puede no adaptarse perfectamente al perfil de consumo de la Administración, que presenta picos en las horas del día más que en las de la noche.

franja(s) horaria(s). Para evitar estos problemas puntuales es fundamental no restringir excesivamente el número de empresas que pueden pasar a segunda fase, tal y como ya se ha señalado anteriormente.

III.2.4.3 Otras consideraciones

El acuerdo marco se adjudicará a las ofertas más baratas de cada lote. En los lotes 1, 2 y 3 se seleccionarán a las doce ofertas más baratas debiendo tres de ellas haber indicado en su oferta su decisión de optar a todos los contratos basados. Para los lotes 4 y 5, serán adjudicatarias para cada lote como máximo 6 licitadoras, habiendo señalado al menos una de ellas su voluntad de optar por todos los contratos derivados (SARA y no SARA).

Como ya se ha comentado anteriormente, **sería aconsejable no restringir el número de empresas que pueden pasar a segunda fase**, pues ello supondría un perjuicio para la competencia. La lógica de estos procedimientos en dos fases debería ser establecer unos criterios relativamente laxos de solvencia para que en la segunda fase haya un número suficiente de empresas que ejerzan competencia efectiva para la adjudicación de contratos derivados.

Además, al existir nula información en este momento sobre los contratos derivados (en términos de consumo, potencia, reparto entre periodos horarios y, sobre todo, de inclusión de suministros esenciales), puede dificultar que las pequeñas comercializadoras ofrezcan precios competitivos por sus mayores dificultades de adaptación a las exigencias sobrevenidas en la gestión del suministro. Teniendo en cuenta que se trata de un sector con una gran concentración en la oferta, es particularmente necesario asegurar que un número más elevado de empresas puedan pasar a segunda fase.

Por último, se estipula como causa de renuncia a la celebración del AM cuando en los lotes 1, 2 y 3 en cualquiera de sus tipos resultaran adjudicatarias un número inferior a tres empresas capacitadas para licitar en todos los contratos basados. Y, si fueran 3, tendrían que haber acreditado como solvencia la capacidad de gestionar 1.500 puntos suministro al año cada una. Asimismo, si durante la ejecución del AM los adjudicatarios en el lote 1 se reducen a una cifra inferior a 3 (cláusula XVII del PCAP), la Administración podría desistir del mismo. Se recomienda ampliar esa posibilidad de desestimiento si los adjudicatarios pasan a ser menos de 3 a los lotes 2 y 3, en coherencia con la posibilidad mencionada al principio de este párrafo de renunciar a la celebración del AM cuando ya de inicio hay menos de 3 adjudicatarios.

III.2.5. Contratación derivada

El PCAP establece que las adjudicatarias del AM que fueran capaces para realizar la prestación objeto de cada contrato derivado deberán presentar oferta en la segunda licitación (art. 198.4 TRLCSP). Se entenderá que son capaces para realizar la prestación objeto del contrato derivado las adjudicatarias del AM que, siéndolo respecto del lote y de todos los tipos incluidos en el contrato derivado,

hayan garantizado en la fase de acreditación de la gestión de puntos de suministro igual o superior al número de puntos de suministro que incluya el contrato derivado, en los últimos tres años.

En principio, cabe calificar como potencialmente restrictiva la forma de acceder a los contratos derivados, pues excluiría a los licitadores que aumentan sus puntos de suministro durante la vigencia del AM, pero que partían de un nivel de puntos de suministro relativamente bajo en el momento de acreditación de la solvencia del mismo. Por otro lado, es preciso recordar que la obligación de acreditar los puntos de suministro en la primera fase y en los contratos derivados constituye una doble barrera. Dicha doble barrera puede tornarse demasiado exigente si existen en la segunda fase contratos derivados más pequeños, que no requieren de los umbrales que se han exigido en la primera fase. Se recomendaría por tanto que se introdujeran mecanismos de suavización de dicha exigencia en primera fase.

Por otro lado, en los contratos SARA se hace una consulta por escrito a todas las empresas consideradas capaces de realizar el contrato derivado, mientras que en los contratos no SARA dicha consulta se podrá realizar sólo con tres empresas capaces. Aunque ello efectivamente es una opción permitida por el artículo 198.4 del TRLCSP, se recomienda la opción de mantener el procedimiento competitivo en todos los contratos de segunda fase¹⁶ (no sólo en los contratos SARA sino también en los contratos no SARA).

III.2.6. Revisión y actualización de precios

El PCAP distingue entre la actualización y la revisión de precios, cuando sólo la figura de la revisión aparece en el TRLCSP. Al parecer, la actualización obedecería a cambios en los componentes regulados del precio mientras la revisión se debería a cambios en el componente no regulado (precio de la energía activa en el mercado libre). Para la revisión de precios se utiliza la siguiente fórmula¹⁷ :

$$PUOP_{CD(i)} = PUOP_{CD(i-1)} \times \left(0,40 + 0,60 \times \frac{OMIP_{CD(i)}}{OMIP_{CD(i-1)}} \right)$$

Parece que ese sistema de ponderación se debe a que los componentes regulados pesan alrededor del 40% en el precio final de la energía. En todo caso, cabría de nuevo una justificación más detallada por parte del organismo

¹⁶ Esta cuestión ya ha sido señalada por la CNMC en otros informes, como el [INF/DP/0013/14](#) Informe sobre los pliegos que rigen la celebración del acuerdo marco para la adopción de tipo de los suministros de mobiliario general y especializado.

¹⁷ Siendo $PUOP_{CD(i)}$ el precio unitario ofertado por periodo del contrato derivado actualizado, $PUOP_{CD(i-1)}$ el precio unitario ofertado por periodo del contrato derivado inicial, $OMIP_{CD(i)}$ la cotización media del producto FTB YR+1 del periodo de 30 días anterior a la fecha de finalización del contrato derivado y $OMIP_{CD(i-1)}$ la cotización media del producto FTB YR+1 del periodo de 30 días anterior a la fecha de adjudicación del contrato derivado.

proponente. Además, como se ha comentado anteriormente, la fórmula para la revisión sería más sencilla si el precio objeto de la licitación no incluyera componentes regulados (evitándose esa asignación ex ante de un peso del 40% a los componentes regulados).

Por otro lado, se establece que la obligación a licitar para los operadores se suspenderá en el momento en el que deje de cumplirse la siguiente condición^{18,19}

$$\text{OMIP (D)} \leq \text{OMIP (AM)} + 2 \text{ €/MWh}$$

Puede considerarse lógico reconsiderar el interés en la licitación ante cambios de cierta cuantía en el precio de la energía, si bien cabría solicitar justificación del porqué del umbral concreto de 2€/MWh incluido en los Pliegos.

III.2.7. Limitación en la presentación de ofertas

En principio se establece que cada licitador puede ofertar a cualquier lote o lotes, y en cada uno de ellos, al tipo o tipos que estimen oportuno. Pero se establecen una serie de condiciones, que en caso de incumplimiento, supondrá la exclusión de la licitación, y que son las siguientes:

- En los lotes 1, 2 y 3, si un licitador presenta oferta a un tipo de baja tensión (BT), está obligado a presentar oferta válida igualmente al resto de tipos de BT del lote en cuestión. En el mismo sentido, si un licitador presenta oferta a un tipo que se corresponde con una tarifa de alta tensión (AT), está obligado a presentar oferta válida también al resto de tipos (tarifas) de AT del lote en cuestión.
- Los licitadores que presenten oferta para los lotes de Ceuta (4) y Melilla (5) deben hacerlo para todos los tipos de cada uno de dichos lotes.

Estas **limitaciones en la presentación de ofertas** restan lógica a la división por tipos y resultan particularmente restrictivas para las pequeñas comercializadoras, con menor capacidad de presentación de tarifas competitivas en todos ellos. No se conoce la motivación²⁰ para imponer estas obligaciones pero, en todo caso,

¹⁸ Siendo OMIP (AM) la cotización media del producto FTB YR+1 del periodo de 30 días anterior a la fecha de finalización de presentación de ofertas del acuerdo marco, según publicación en www.omip.pt, y siendo OMIP (D) la cotización media del producto FTB YR+1 del periodo de 30 días anterior a la fecha de finalización de presentación de ofertas del contrato basado.

¹⁹ Hay que tener en cuenta que en el caso de que la licitación de los contratos basados se realice con cierto retraso con respecto al acuerdo marco, una vez comenzado el propio año YR+1, el producto anual (FTB YR+1) no contará ya con cotización. Por ello cabría plantear la utilización de una media anual compuesta por productos trimestrales (y cuando haga falta incluso productos mensuales para poder completar un trimestre).

²⁰ En otros acuerdos marco de suministro de energía eléctrica no se contemplaban estas limitaciones, por ejemplo, en el Acuerdo marco para selección de las empresas comercializadoras del suministro de energía eléctrica para el Ministerio de Fomento, sus Organismos autónomos, Agencias y determinadas Entidades o Sociedades del Grupo Fomento (publicación del anuncio en BOE el 27/12/2013 y en DOUE 17/12/2013) o el Acuerdo marco para la selección de empresas

sería recomendable suavizar esta obligación, justificándola debidamente y quizás derivándola a los pliegos de los contratos derivados en lugar de a esta primera fase de adopción de tipo.

Por otro lado, como ya se ha comentado, para los lotes 1, 2 y 3, el AM se adjudicará como máximo a las 12 ofertas más baratas y para los lotes 4 y 5, el AM se adjudicará como máximo a las 6 ofertas más baratas. No se acierta a comprender la racionalidad de limitar el número máximo de adjudicatarios, por lo que se recomienda su supresión teniendo en cuenta lo potencialmente perjudicial que resulta para la competencia esta restricción del número de empresas, además de para la eficiencia económica del proceso.

III.2.8. Certificación de fuentes de energía renovable y/o de cogeneración de alta eficiencia

Según prescribe la cláusula 6 del PPT, las empresas adjudicatarias deberán certificar que un 40% de la energía suministrada con cargo al Acuerdo Marco proviene de fuentes de energía renovables y/o de cogeneración de alta eficiencia, mediante la presentación de los correspondientes certificados de garantía del origen de electricidad, según se define en la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo.

Sin perjuicio de una evaluación de esta medida desde otros ámbitos de política económica²¹, la misma podría ser restrictiva para la competencia en este concurso si generase un riesgo de exclusión de un número relevante de operadores que, aún siendo comercializadores, no pudiesen disponer de energía renovable y/o de cogeneración de alta eficiencia certificada en el mismo porcentaje que otros potenciales licitadores. En consecuencia, se recomienda la evaluación de este extremo por parte del órgano proponente atendiendo a las siguientes observaciones.

Las bases de datos públicas de certificados de garantías de origen recogen que durante 2013 sólo 27 de las 258 comercializadoras²² llegaron a suministrar un 40% de energía entre renovables y cogeneración de alta eficiencia, pareciendo por tanto razonable una replanteamiento a la baja del porcentaje exigido.

Alternativamente, dado que el objetivo medioambiental de la medida podría conseguirse por vías menos restrictivas para la competencia, cabría plantearse no

comercializadoras de suministro de energía eléctrica para el Ministerio de Defensa y sus Organismos autónomos (DOUE de 4 de abril de 2012 y BOE 17 de abril de 2012).

²¹ No se ha podido constatar la existencia en disposiciones nacionales o comunitarias de una obligación de establecer este umbral del 40%.

²² Listado actualizado a 1 de octubre de 2014.

utilizar exclusivamente el sistema de certificaciones de garantías de origen²³, sino también otros posibles sistemas de prueba.

De esta forma, se recomendaría que las empresas adjudicatarias pudieran garantizar también esta exigencia

- i) bien mediante la presentación de la correspondiente justificación de que la empresa comercializadora cumple con los porcentajes establecidos según la información procedente del etiquetado de la electricidad (sistema de garantías de origen),
- ii) o bien mediante la presentación de la correspondiente justificación de redención de garantías de origen de la electricidad en el punto de suministro concreto.

En ambos casos obtenidas a partir de la información publicada en la página web de la CNMC, www.cnmc.es, según se define en la Circular 1/2008, de 7 de febrero y en la Orden ITC/1522/2007 de 24 de mayo.

Adicionalmente, se recomienda revisar esta medida²⁴ atendiendo a las posibles implicaciones desde la óptica de ayudas de Estado²⁵ y, específicamente a la STJCE de 13 de marzo de 2001 asunto C-379/98 Preussen Elektra, al atribuir una ventaja selectiva a cierto tipo de operadores²⁶ y dada la presencia de fondos públicos en la medida en cuestión. A diferencia del asunto comunitario C-379/98

²³ El sistema de certificados de garantía de origen acreditó el 56,6% de la producción nacional procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración en 2013

²⁴ La normativa comunitaria de ayudas de estado es de aplicación con independencia de que la posible ayuda no estuviese instrumentada en una norma jurídica, sino en una licitación pública. En este caso, además, en una licitación de 1.000 millones de euros de presupuesto estimado.

²⁵ Para reunir los cuatro elementos exigidos por el art. 107.1 TFUE en relación con las ayudas de Estado, es preciso i) probar la presencia de fondos públicos y ii) de una ventaja económica selectiva para el beneficiario, además de iii) amenazar la competencia y iv) afectar a los intercambios comerciales entre Estados miembros.

Para el caso objeto de análisis existe un precedente fundamental (*Vid.* STJCE de 13 de marzo de 2001 asunto C-379/98 Preussen Elektra, que analizó la imposición a los distribuidores de electricidad de recurrir a productores de energía renovable) que consideró que sin perjuicio de que existiera una ventaja selectiva no había presencia de ayudas de Estado por cuanto el coste de la medida analizada **era asumido por los distribuidores de electricidad y no por el Estado**, por lo que no había presencia de fondos públicos. En este Acuerdo Marco la presencia de fondos públicos se produce por el pago del suministro de electricidad con los presupuestos generales del Estado, que era el elemento que faltaba en la sentencia para que pudiese ser considerado ayuda de Estado.

²⁶ Directamente a los comercializadores que dispongan ya de los certificados de origen medioambiental, siempre que la carga administrativa para obtenerlo, aún reducida, exista; e indirectamente a los productores de energía provenientes de fuentes renovables.

Preussen Elektra, quien abona en este caso las facturas presentadas por las comercializadoras sería la Administración General del Estado.

III.2.9 Otras cuestiones

- Se establece (cláusula XVIII del PCAP) que la Administración podrá modificar la potencia o tensión a contratar en cualquiera de los puntos de suministro durante la vigencia del acuerdo marco y sus prórrogas sin que tales alteraciones tengan la consideración de modificaciones de contrato, a los efectos previstos en el artículo 106 del TRLCSP. No obstante, de mantenerse el esquema de precios de licitación previstos por tarifa de acceso y periodos de la propuesta, el comercializador podría tener un perjuicio económico si la modificación de potencia o tensión supusiera un cambio de tarifa de acceso. De nuevo, este problema se solucionaría si el precio objeto de licitación no incluye componentes regulados.
- Se establece (cláusula XIX del PCAP y cláusula 5.2. del PPT) la obligación específica a las empresas adjudicatarias del acuerdo marco de designar un gestor único de ámbito nacional con competencias necesarias para realizar funciones de coordinación y asistencia del acuerdo marco, y contará con un equipo de, al menos, dos personas con suficiente experiencia. Se debería valorar si es excesivo requerir que sea de ámbito nacional cuando el contrato se va a dividir en lotes geográficos de menor dimensión.
- Se contempla (cláusula 5.2. PPT) que los contratos derivados puedan requerir un perfil específico de responsable o técnico al que se encomienden las funciones de seguimiento del contrato. Igualmente, debe reconsiderarse si “dicho perfil específico” debería determinarse a priori y no dejarlo en manos de la contratación derivada, ya que el perfil demandado debería ser el mismo en todos los contratos (tienen el mismo objeto).

