

## PROPUESTA DE NUEVO RÉGIMEN ECONÓMICO PARA LA COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA

J.M.<sup>a</sup> Roqueta-Virginia Guinda. Versión 11 abril 2005

### 1. ANTECEDENTES RÉGIMEN ECONÓMICO ACTUAL.

El RD 436/04 establece la retribución de la **energía vertida a la red** por los cogeneradores en base a los componentes siguientes:

- El **precio de la energía** valorizada al precio del mercado de producción al igual que al resto de los productores de régimen ordinario.
- El **precio de la potencia**, en forma idéntica al régimen ordinario a través de una cantidad en función de la potencia instalada.
- Sobre los conceptos anteriores, el RD 436/04 establece un **complemento retributivo** a las plantas de cogeneración, que consta de dos componentes: prima e incentivo por participación en el mercado

La suma de ambos componentes se puede considerar como el complemento sobre la retribución a los productores en régimen ordinario y que se calculan en función de la TMR <sup>(1)</sup> del expediente de tarifas de cada año.

En la actualidad, estos complementos son los indicados en el Cuadro I para las plantas que optan por la opción mercado de dicho RD.

**Cuadro I. Complemento opción mercado para régimen especial de cogeneración.**

Plantas (MW)	< 10	10 a 25	25 a 50	>50
Prima % TRM	30	5	0	0
Incentivo mercado %TRM	10	20	25	25
Total complemento %TRM	40	25	25	25
Total complemento €/MWh	29,32	18,33	18,33	18,33

### 2. NECESIDAD DE MODIFICAR EL RÉGIMEN DEL RD 436/04.

El RD 436/04, en forma resumida, impone unos requisitos de eficiencia basados en un REE <sup>(2)</sup> del 55 y del 59% en las plantas basadas en motores alternativos y en turbinas de gas, respectivamente. Además, obliga a autoconsumir un mínimo del 10% de la electricidad producida.

La Directiva de cogeneración que debe entrar en vigor antes de Febrero de 2006 modifica sustancialmente las bases del RD 436/04. Efectivamente:

<sup>(1)</sup> TMR es la tarifa media de referencia de tarifas

<sup>(2)</sup> Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) =E/(Q-H/0,9)

- 1.º Exige eficiencias superiores a las del RD 436/04. Aunque están basadas en el PES <sup>(3)</sup> este tiene una relación directa con el REE <sup>(4)</sup> y, en forma simplificada las nuevas plantas deberán modificar su eficiencia  
Motores a gas del 55% actual al 60% <sup>(4)</sup>  
Turbinas a gas del 59% actual al 62%
- 2.º No establece ninguna obligación de autoconsumir la electricidad de cogeneración, entendiéndose que el cogenerador tiene la libertad de elegir el destino de la misma (sea en consumos propios, vertido a la red, etc.) y que un sistema de soporte se aplica a la totalidad de la electricidad de cogeneración.
- 3.º Establece el concepto de la cogeneración como de generación distribuida, para disminuir las pérdidas en las redes de transporte y distribución.
- 4.º Establece la necesidad de un sistema de promoción de la cogeneración de alta eficiencia para aumentar la proporción de dicha electricidad con respecto a la generada por tecnologías convencionales, obligando a los Estados Miembros a establecer el potencial a alcanzar.

Todos estos aspectos son motivos suficientes para modificar el actual régimen económico (establecido en la Ley 54/97) para adaptarse a las nuevas exigencias de la Directiva. Al propio tiempo, el establecimiento de un nuevo régimen debería aprovecharse para corregir los defectos que se han detectado en el vigente RD 436/04 <sup>(5)</sup>.

### 3. LA PROPUESTA DE COGEN ESPAÑA.

En términos generales y simplificadores, Cogen España propone el mantenimiento de las retribuciones económicas fijadas en el RD 436/04 a igualdad de prestaciones de las plantas, es decir, con REE comprendidos entre el 55 y el 59% con pequeñas modificaciones que afectan a las plantas de entre 10 y 25 MW y a las mayores de 100 MW.

Las retribuciones, en valor absoluto, serían, por lo tanto, las indicadas en el Cuadro I, con la excepción de las plantas entre 10 y 25 MW, que se aumenta ligeramente y las de más de 100 MW que se disminuyen respecto a lo indicado en el RD 436/04, al considerar que no se interconectan a redes de distribución.

La propuesta numérica de Cogen España es la indicada en el Cuadro II para las plantas que únicamente cumplen los requisitos de eficiencia del RD 436/04 y que ofertan su energía eléctrica en el mercado eléctrico.

<sup>(3)</sup> Primary Energy Saving;  $PES = 100 \times (1 - 1/(RE/Ref E + RH/Ref H))$ .

<sup>(4)</sup> Ver el documento de Cogen: *La medida de la eficiencia*.

<sup>(5)</sup> Ver documento de Cogen: *Temas que afectan al desarrollo de la cogeneración (12-11-2004)*.

**Cuadro II. Complementos a los cogeneradores con REE < 59%**

Plantas (MW)	< 10	10 a 25	25 a 50	> 100
Tensión (kV)	1 a 36	36 a 72,5	72,5 a 145	> 145
Complementos por gen.distribuida (% TRM)	20	17	15	-----
Complementos por eficiencia (%)	4	4	4	3
Complementos por promoción (%)	15	10	7	-----
Total complementos % (TRM)	39	31	25	3
Total complementos (€MWh)	28,59	22,72	18,33	2,2

Esta propuesta, para **nuevas plantas de cogeneración**, prácticamente conserva el coste de los complementos respecto a la situación actual, pero pretende mejorar los siguientes aspectos:

- 1.º **Racionalizar** el régimen económico, eliminando el concepto de prima y su relación con los CTC, sustituyéndolo por el concepto de “*generación distribuida*”. Este complemento está calculado en base al incremento de “*valor*” que adquiere la electricidad al pasar de bornas de central hasta el nivel de tensión “*lógico*” para cada nivel de potencia. Este cálculo es matemático al estar basado en las tarifas de acceso a las redes (ATR).
- 2.º El **complemento de eficiencia** se calcula en función del ahorro de energía primaria de estas plantas con respecto a centrales de ciclo combinado y depende, en cada momento, del precio del combustible y del cambio €/USD.
- 3.º El **complemento por promoción**, que sustituye al actual de salir al mercado se calcula, en general, por diferencia para igualar los complementos totales del RD 436/04 con la excepción de las plantas de 10 a 25 MW y las > 100 MW, en las que se ha aplicado el coste de las ATR en las de 25 MW y cero en las > 100 MW. Este complemento estaría sujeto a modificaciones en función de la evolución de los proyectos, precios en el pool, costes del combustible, etc. con modificaciones o ajustes cada 4 años.

A estos valores de complementos para plantas que cumplan los requisitos del RD 436/04, Cogen España, propone **añadir un complemento por alta eficiencia** que se sumaría a los anteriores, siempre que se certificase por una entidad de verificación que se alcanzan las cotas de eficiencia requeridas por la Directiva.

El valor de dicho complemento adicional de alta eficiencia (al igual que el complemento por eficiencia) se puede calcular en función del coste de combustible ahorrado <sup>(6)</sup> o, en forma equivalente, a las primas que se ofrecen a las energías renovables (a igualdad de ahorro de energía primaria).

<sup>(6)</sup> Basándose en el ahorro de energía primaria  $AEP = E \times (1/REE-F/Ref E)$



Según los cálculos de Cogen España, este complemento por alta eficiencia podría ser del orden del 6% del TMR por cada incremento de 10 puntos de REE por encima del 59% <sup>(7)</sup> en un escenario de 40 USD/bbl y cambio €/USD de 1,3.

---

<sup>(7)</sup> Ver documento de Cogen España: Discusión para el establecimiento de un nuevo régimen económico para la cogeneración (Nov. 2004)

#### 4. METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN.

La implementación del nuevo régimen económico es parte de la transposición de la Directiva, pues comporta ciertas modificaciones en la Ley 54/97.

Efectivamente, deben modificarse los puntos de la Ley 54/97 que tratan de la obligatoriedad de autoconsumir parte de la electricidad producida, del concepto productor-consumidor, etc.

Sin embargo, las modificaciones a la Ley 54/97 pueden ser de muy poca entidad si se opta por crear un nuevo tipo de agente del sistema que complementaría al actual AUTOGENERADOR (“*el que produce electricidad, fundamentalmente para su propio uso*”). Así, definiendo como nuevo agente al COGENERADOR o PRODUCTOR DISTRIBUIDO que “*usa la cogeneración interconectada a redes de distribución para producir electricidad en forma eficiente*”; quedarían salvadas la mayoría de las incompatibilidades actuales con la Ley 54/97.

Dicho **cogenerador o productor distribuido** tendría los siguientes derechos:

- a) Conectarse a las redes de distribución, siempre que sea técnicamente factible (igual que los actuales cogeneradores).
- b) Verter electricidad producida, en parte o en su totalidad, al mercado diario, intradiario, etc, al igual que el resto de los productores a través de las ofertas de OMEL.
- c) Vender la electricidad (en parte o en su totalidad) a terceros a través de contratos bilaterales, pagando, en este caso, las tarifas correspondientes de uso de las redes de distribución.
- d) Cobrar la garantía de potencia en forma idéntica al resto de productores.
- e) Compensar y cobrar la energía reactiva vertida o sustraída de las redes de distribución en la forma establecida en el RD 436/04.
- f) Acogerse al régimen económico establecido, etc.

Asimismo, tendría, las siguientes obligaciones:

- a) Realizar ofertas al mercado por la electricidad producida no vendida directamente a través de contratos bilaterales.
- b) Establecer acuerdos de uso de las redes de distribución para estas ventas.
- c) Publicar, en forma continua (a través de una página Web u otro sistema similar) su producción eléctrica y el destino de la misma. Los

productores de < 10 MW deberían agruparse en centros regionales que aglutinen estas producciones.

- d) Informar a través de auditorías en base anual por una entidad de certificación, la cumplimentación de los requisitos de alta eficiencia y la evaluación de la electricidad de cogeneración, según el Anexo II de la Directiva.

## **5. CUADRO RESUMEN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO PROPUESTO.**

A modo de resumen, se incluye a continuación un resumen de los complementos a cada tamaño de planta en función de la eficiencia de la misma.

La tensión de interconexión es la empleada para el cálculo de los complementos por generación distribuida.

La valoración por eficiencia se ha establecido en base a un escenario de precio del Brent= 40 USD/bbl y 1,3 €/USD

Barcelona, 11 de abril de 2005

## COMPLEMENTOS RETRIBUTIVOS A LA COGENERACIÓN: - Plantas que integran el en mercado eléctrico la totalidad de su producción.

Grupos según potencia, tensión y eficiencia Unidades del cuadro: % de la TEM €/MWh		Nueva propuesta				
		Generación Distribuida	Complemento promoción	Complemento eficiencia <sup>(1)</sup>	Complemento por alta eficiencia <sup>(1)</sup>	Complemento total
<b>&lt; 1 MW</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>A+B+C+D</b>
<b>&lt; 1 kV</b>		50%	N.A. (***)			N.A. (***)
		36,65				
<b>1 a 10 MW</b>						
<b>1 a 36 kV</b>						
<b>REE</b>	<b>55-59%</b>	20%	15%	4%	0%	<b>39%</b>
		14,66	11,00	2,98	0,00	<b>28,64</b>
	<b>65%</b>	20%	15%	4%	4%	<b>43%</b>
		14,66	11,00	2,98	2,81	<b>31,44</b>
	<b>70%</b>	20%	15%	4%	6%	<b>45%</b>
		14,66	11,00	2,98	4,21	<b>32,85</b>
<b>10 a 25 MW</b>						
<b>36 a 72,5 kV</b>						
<b>REE</b>	<b>55-59%</b>	17%	10%	4%	0%	<b>31%</b>
		12,46	7,33	2,65	0,00	<b>22,44</b>
	<b>65%</b>	17%	10%	4%	4%	<b>34%</b>
		12,46	7,33	2,65	2,81	<b>25,25</b>
	<b>70%</b>	17%	10%	4%	6%	<b>36%</b>
		12,46	7,33	2,65	4,21	<b>26,65</b>
<b>25 a 100 MW</b>						
<b>72,5 a 145 kV</b>						
<b>REE</b>	<b>55-59%</b>	15%	7%	3%	0%	<b>25%</b>
		11,00	5,13	2,40	0,00	<b>18,53</b>
	<b>65%</b>	15%	7%	3%	4%	<b>29%</b>
		11,00	5,13	2,40	2,81	<b>21,34</b>
	<b>70%</b>	15%	7%	3%	6%	<b>31%</b>
		11,00	5,13	2,40	4,21	<b>22,74</b>
<b>&gt;100 MW</b>						
<b>&gt;145 kV</b>						
<b>REE</b>	<b>55-59%</b>	0%	0%	3%	0%	<b>3%</b>
		0,00	0,00	2,15	0,00	<b>2,15</b>
	<b>65%</b>	0%	0%	3%	4%	<b>7%</b>
		0,00	0,00	2,15	2,81	<b>4,96</b>
	<b>70%</b>	0%	0%	3%	6%	<b>9%</b>
		0,00	0,00	2,15	4,21	<b>6,36</b>

(1) Las retribuciones de eficiencia están basadas en Brent =40 USD/bbl y 1,3 €/USD