



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 12/2007 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE REGULAN LOS SERVICIOS
DE GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA
LOS CONSUMIDORES QUE
ADQUIEREN SU ENERGÍA EN EL
MERCADO DE PRODUCCIÓN**

31 de mayo de 2007

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES	2
2	SITUACIÓN ACTUAL.....	3
2.1	Servicios de interrumpibilidad	3
2.2	Servicios de gestión de energía reactiva.....	7
3	COMENTARIOS GENERALES A LA PROPUESTA DE ORDEN	11
4	COMENTARIOS PARTICULARES A LA PROPUESTA DE ORDEN.....	16
4.1	Sobre los servicios de gestión de la demanda	16
4.2	Sobre los servicios de interrumpibilidad	18
4.3	Sobre los servicios de gestión de energía reactiva	26
4.4	Sobre el procedimiento y requisitos de los consumidores para la contratación de estos servicios	31
4.5	Sobre la liquidación, inspección y comprobación.....	40
4.6	Sobre las obligaciones de información.....	45
4.7	Otras consideraciones.....	47
5	IMPACTO ECONÓMICO DE LA PROPUESTA DE ORDEN	52
5.1	Valoración del servicio de interrumpibilidad	52
5.1.1	Suministros que actualmente prestan el servicio de interrumpibilidad en régimen de tarifa integral.....	52
5.1.2	Otros suministros de alta tensión no interrumpibles.....	59
5.1.3	Suministros de alta tensión que podrían acogerse a la propuesta de Orden	61
5.2	Valoración del servicio de gestión de energía reactiva	63
6	CONCLUSIONES.....	65

INFORME 12/2007 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REGULAN LOS SERVICIOS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA LOS CONSUMIDORES QUE ADQUIEREN SU ENERGÍA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 31 de mayo de 2007, ha acordado, por mayoría, emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007 establece en la Disposición transitoria sexta que los consumidores que adquieran su energía en el mercado de producción podrán proporcionar servicios de gestión de la demanda al sistema y, en concreto, establece servicios de interrumpibilidad y servicios de gestión de energía reactiva.

Asimismo, establece que los costes de estos servicios de gestión de la demanda tendrán la consideración de costes liquidables a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y que será el Operador del Sistema el gestor de estos servicios, para lo que deberá suscribir contratos con cada uno de los clientes que oferten estos servicios en el mercado de producción.

El día 4 de abril de 2007 se recibió en la Comisión Nacional de Energía la propuesta de Orden por la que se regulan los servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

Se acompañan, como Anexo I del presente informe, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

2 SITUACIÓN ACTUAL

2.1 Servicios de interrumpibilidad

Los descuentos por interrumpibilidad que se están aplicando a las tarifas integrales vigentes tienen dos estructuras claramente diferenciadas. Por una parte, están los descuentos aplicables a las tarifas generales de alta tensión, que se calculan como un porcentaje a aplicar sobre la facturación básica (facturación por potencia y facturación por energía) y, por otra parte, el descuento por interrumpibilidad aplicable a aquellos consumidores acogidos a la tarifa horaria de potencia (THP), que consiste en un precio diferenciado por periodo horario a aplicar a la potencia ofertada por el cliente en ese periodo.

Tarifas generales de alta tensión

Los clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión que opten por el complemento de interrumpibilidad tienen derecho a un descuento o un recargo sobre su facturación básica anual.

Los descuentos por interrumpibilidad se obtienen en función de las horas anuales de utilización de la potencia contratada en punta, de la potencia ofertada por el cliente para cada uno de los cuatro tipos de interrumpibilidad existentes y del número de tipos de interrumpibilidad a los que esté acogido. En caso de que un cliente opte por más de un tipo, se aplica un coeficiente de simultaneidad.

$$DI = 0,6 * \frac{H - 2.100}{H} * \left[\frac{S * \sum k_i (P_f - P_{max i})}{P_f} \right]$$

Donde,

DI: descuento por interrumpibilidad

H: horas anuales de utilización equivalente de la potencia P_f

P_f : La menor de la potencia contratada en el periodo de punta y/o llano

P_{maxi} : Potencia residual máxima requerible en cada tipo de interrupción.

S: coeficiente de simultaneidad

k_j : constante de ponderación de cada tipo de interrupción.

El recargo por interrumpibilidad se aplica en caso de que el cliente supere durante la orden de interrupción la potencia máxima requerida.

Tarifa horaria de potencia (THP)

Los clientes acogidos a la THP que opten por el complemento de interrumpibilidad están obligados a acogerse a los cuatro tipos de interrumpibilidad (A, B, C y D). La potencia residual máxima requerida será única para todos los periodos tarifarios y tipo de interrumpibilidad.

El descuento por interrumpibilidad es resultado de aplicar a la potencia ofertada en cada periodo el término de potencia del periodo correspondiente aplicado un descuento diferenciado para cada periodo. En concreto,

$$DI = \sum (P_{ci} - P_{maxi}) * tpi * ci$$

donde,

DI: Descuento por interrumpibilidad

P_{ci} : Potencia contratada en el periodo i

P_{maxi} : Potencia residual máxima (igual para todos los tipos de interrumpibilidad)

tpi : Precio del término de potencia del periodo i

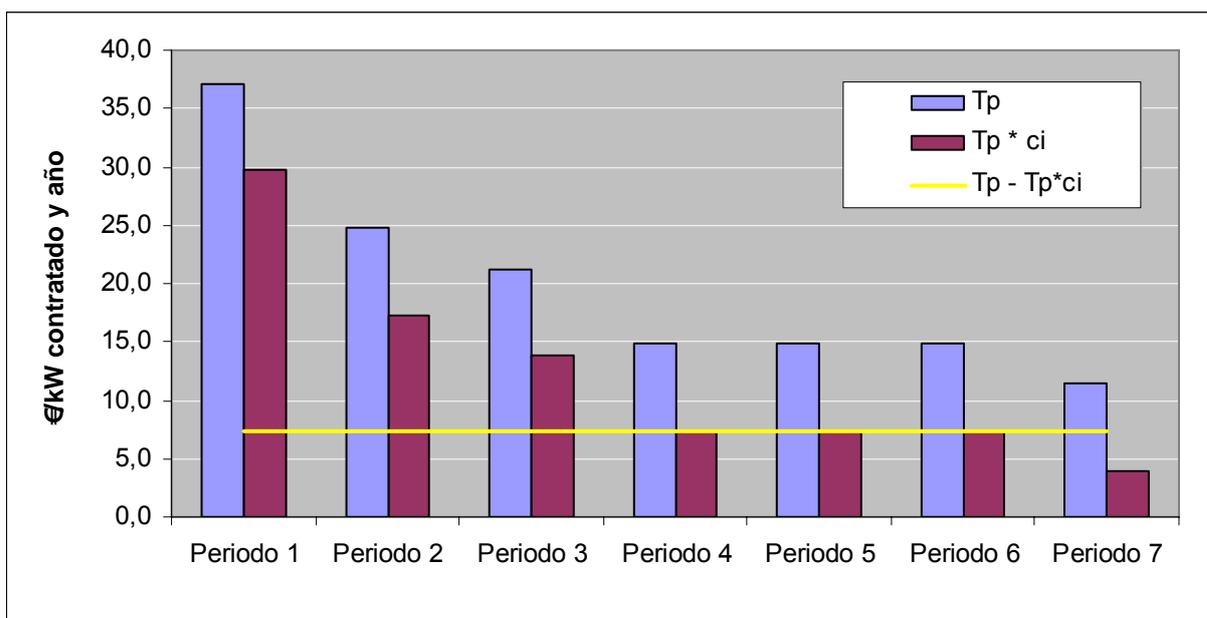
c_i : coeficiente de interrumpibilidad del periodo i, que con carácter general toma los siguientes valores para cada periodo.

Periodo	1	2	3	4	5	6	7
c_i	0,8	0,7	0,65	0,5	0,5	0,5	0,35

No obstante, si un consumidor ofrece una potencia igual o superior a 60 MW ($P_{ci} - P_{maxi} \geq 60$ MW) en el periodo de punta móvil, el coeficiente de interrumpibilidad será igual a 0,8 en todos los periodos.

En consecuencia, dadas las características del descuento por interrumpibilidad de la THP, y en el caso de que la potencia residual máxima demandable por el cliente sea nula, los pagos netos por potencia contratada serían constantes para todos los periodos para aquellos consumidores que no puedan ofrecer una potencia igual o superior a 60 MW en el periodo de punta móvil.

Gráfico 1. Pagos por €/kW contratado de los suministros acogidos a la tarifa THP, con potencia contratada inferior a 60 MW. Año 2007



	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 7
Tp	37,09	24,72	21,19	14,83	14,83	14,83	11,41
ci	0,80	0,70	0,65	0,50	0,50	0,50	0,35
Tp * ci	29,67	17,30	13,77	7,42	7,42	7,42	3,99
Tp - Tp*ci	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,41

Fuente: Real Decreto 1634/2006 y Orden de 12 de enero de 1995

En caso de que la potencia residual requerida (P_{maxi}) por el cliente durante una interrupción no sea nula ($P_{maxi} > 0$), el descuento sobre el término de potencia que obtendrá será función de la potencia ofertada, esto es, el descuento obtenido por un consumidor será mayor cuanto menor sea la P_{maxi} .

Tarifa G.4 de grandes consumidores

Los clientes acogidos a la tarifa G.4 de grandes consumidores son clientes que prestan servicios de interrumpibilidad, si bien la retribución por estos servicios está implícita en la tarifa pagada por estos consumidores.

Según la Orden 12 de enero de 1995, la tarifa G.4 de grandes consumidores se podrá aplicar a los suministros de energía en alta tensión que reúnan las siguientes características:

- Potencia contratada en un solo punto superior a 100.000 kW.
- Utilización anual superior a 8.000 horas de la potencia contratada. Para determinar la utilización anual se considerará el año eléctrico, de 1 de noviembre a 31 de octubre del año siguiente.
- Utilización mensual superior a la correspondiente a 22 horas diarias de la potencia contratada. La utilización mensual se medirá por meses naturales.
- Tensión nominal del suministro mayor de 145 kV.

Dadas las especiales características de esta tarifa, los clientes que deseen acogerse a la misma deberán solicitar autorización a la Dirección General de Política Energética y Minas (antes Dirección General de la Energía), que deberá establecer el periodo de aplicación y las condiciones de suministro, incluyendo límites al mismo, globales y/o por consumo específico, así como las condiciones de estacionalidad e interrumpibilidad a la que estos clientes estarán sujetos, si bien a esta tarifa únicamente le es de aplicación complementos por energía reactiva y discriminación horaria.

Principales magnitudes

En 2006 se encontraban acogidos a tarifas generales con complemento de interrumpibilidad, THP y tarifa G.4, 211 clientes con un consumo de 37.272 GWh y una potencia interrumpible cercana a los 3.000 MW.

El descuento por interrumpibilidad en la facturación anual de estos clientes, a precios del Real Decreto 1634/2006, asciende aproximadamente a 421 Millones de €. Cabe señalar que los clientes acogidos a la tarifa especial de grandes consumidores G.4 tienen incorporado el descuento por interrumpibilidad en la propia tarifa, por lo que para calcularlo se ha aplicado la fórmula establecida con carácter general en la Orden de 12 de enero de 1995.

Cuadro 1. Clientes interrumpibles en régimen de tarifa integral y descuento por interrumpibilidad a precios del RD 1634/2006. Año 2006

GRUPO	Energía	Número de Suministros	Descuento por interrumpibilidad	
	GWh	Número	Miles de €	€/MWh
G4	9.437	5	13.903	1,47
INTERRUMPIBLES	17.930	125	273.196	15,2
THP	9.904	81	133.713	13,5
TOTAL	37.272	211	420.813	11,3

Fuente: CNE, Real Decreto 1634/2006 y Orden de 12 de enero de 1995

2.2 Servicios de gestión de energía reactiva

Análogamente a la interrumpibilidad, en la actualidad los pagos/descuentos por energía reactiva presentan esquemas diferentes en tarifa integral y en mercado. En particular, los consumidores de electricidad con un factor de potencia superior a 0,95, en régimen de tarifa integral (salvo los clientes acogidos a la tarifa THP) cuentan con un descuento sobre su facturación básica, mientras que en el mercado, en este caso, su descuento es nulo.

Cabe señalar que se han producido modificaciones normativas con objeto de armonizar los pagos por energía reactiva en tarifa y en mercado. En concreto, el Real Decreto 1556/2005 modificó la facturación por energía reactiva en tarifa integral en línea con lo señalado por esta Comisión en el informe "Mandato de armonización de facturación de

energía reactiva en el mercado regulado y en el liberalizado”¹. Asimismo, el Real Decreto 1634/2006 mantiene lo establecido en el Real Decreto 1556/2005 para la facturación por energía reactiva en régimen de tarifa.

A modo de resumen, en el siguiente cuadro se muestran las diferencias en el tratamiento de la facturación por energía reactiva en régimen de tarifa y mercado para los clientes conectados a redes de alta tensión, según la normativa vigente.

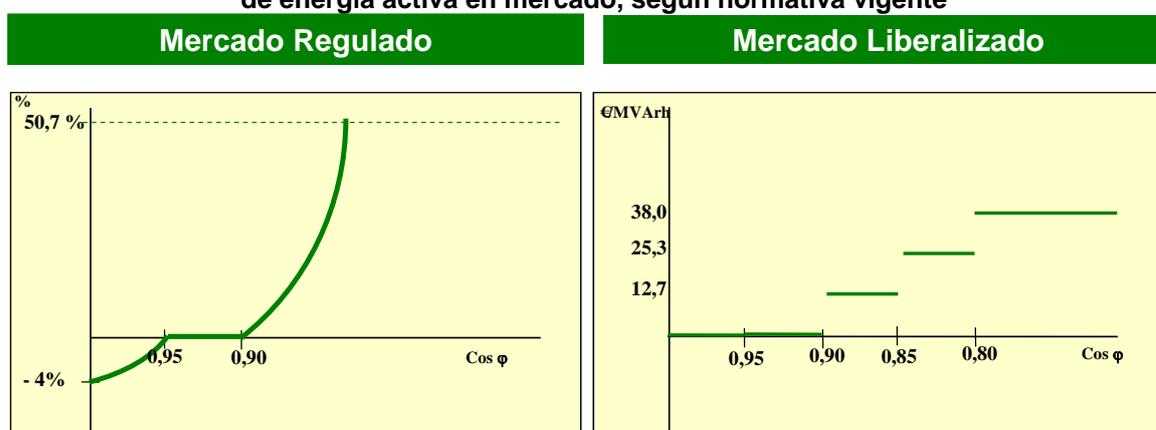
¹ La Resolución de 1 de abril de 2005, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros, de 25 de febrero de 2005, por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, establecía en su apartado vigésimo tercero la obligación de esta Comisión de presentar una propuesta de armonización progresiva de la facturación por energía reactiva en el sistema regulado y liberalizado. En este sentido, en el informe de esta Comisión sobre “Mandato de armonización de facturación de energía reactiva en el mercado regulado y en el liberalizado”, se propuso una modificación en los porcentajes de recargos/descuentos aplicados para los consumidores acogidos a tarifa integral como una fórmula para ir progresivamente acercando dichos pagos (en mercado regulado y liberalizado), basados en estructuras de precios totalmente distintas. Dichos porcentajes fueron introducidos en el RD 1556/2005 y se mantuvieron en el RD 1634/2006.

Cuadro 2. Tratamiento de la facturación por energía reactiva de los clientes conectados a redes de alta tensión en régimen de tarifa y en mercado

	Tarifa Integral (Orden 12 de enero de 1995 y RD 1634/2006)	Mercado (Real Decreto 2392/2004 y RD 1634/2006)
Metodología	<p>Método general</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cálculo del factor de potencia considerando el total de energía activa y reactiva. 2. Cálculo del recargo o descuento dependiente del factor de potencia. 3. Facturación por energía reactiva resultado de aplicar el recargo o descuento a la facturación básica. 4. La facturación por energía reactiva es función de la tarifa y del patrón de consumo. <p>Método THP</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cálculo de la relación de energía reactiva/activa para los periodos 1, 2, 3 y 4. 2. Precio único de energía reactiva para todos los periodos. 3. Facturación por periodo de energía reactiva resultado de aplicar el precio de energía reactiva al exceso de reactiva sobre el 40% de energía activa. 4. La facturación por energía reactiva es función del patrón de consumo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cálculo de la relación de energía reactiva/activa por periodo horario, excluyendo periodo valle. 2. Precio diferenciado de energía reactiva para todos los periodos, en función de umbrales de factor de potencia. 3. Facturación por periodo de energía reactiva resultado de aplicar el precio de energía reactiva al exceso de reactiva sobre 33% de energía activa. 4. La facturación por energía reactiva es función del patrón de consumo.
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Bonificaciones <i>Método general:</i> tienen bonificaciones para $\cos \phi$ comprendido entre 1 y 0,95. <i>THP:</i> no existen. • Recargos <i>Método general</i> para $\cos \phi$ inferior a 0,90 (función exponencial). <i>THP:</i> pago unitario si $\cos \phi$ inferior a 0,93. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bonificaciones: No existen. Pero no hay pago de reactiva en periodo de valle • Recargos Pago unitario para $\cos \phi$ inferior a 0,95. Para $\cos \phi$ entre 0,95 y 0,9 es prácticamente 0
Liquidación	La facturación por energía reactiva está sujeta al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997.	Las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por el término de energía reactiva están sujetas al proceso de liquidaciones del Real Decreto 2017/1997.

En el siguiente gráfico se muestran por un lado, los porcentajes de bonificaciones/recargos por energía reactiva en régimen de tarifa integral a aplicar a la facturación básica según el factor de potencia, y por otro lado, el precio de la energía reactiva a aplicar al exceso de reactiva sobre 33% de energía activa en función de umbrales de factor de potencia en el mercado.

Gráfico 2. Porcentaje (%) de bonificación/recargo por energía reactiva a aplicar a la facturación básica en tarifa y precio de energía reactiva (€/MVArh) a aplicar al exceso de reactiva sobre el 33% de energía activa en mercado, según normativa vigente



Fuente: Real Decreto 1634/2006

Principales magnitudes

En el año 2006, el descuento por energía reactiva aplicado a los consumidores acogidos a tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y a la tarifa G4 ascendió a 47 Millones de €, lo que en términos de consumo final de estos clientes supuso un ingreso medio de 1,72 €/MWh.

Cuadro 3. Facturación del descuento por energía reactiva de los clientes acogidos a las tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y a la tarifa G.4. Año 2006

	Miles de €	Cent €/kWh
Descuento por energía reactiva de clientes con tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y tarifa G4	47.069	0,172

Fuente: SINCRO

3 COMENTARIOS GENERALES A LA PROPUESTA DE ORDEN

En relación con la propuesta de Orden, esta Comisión valora de forma positiva la misma en la medida en que, como se ha indicado en sucesivos informes², se retribuyen unos servicios, tales como la interrumpibilidad o la energía reactiva, que actualmente no están retribuidos en el mercado.

En este sentido, cabe señalar que el sistema actual incluye señales de gestión de la demanda sólo en la tarifa integral. El objetivo fundamental es desplazar la curva de carga a los momentos de menor consumo del sistema y el suministro de servicios complementarios al sistema, derivados del control de tensión y de la interrumpibilidad.

Por tanto, esta Comisión considera adecuado que la propuesta de Orden introduzca un mecanismo que es necesario para el sistema y que no está recogido en el vigente para aquellos consumidores que están en mercado.

Adicionalmente, es importante señalar que en un mercado en competencia las inversiones en generación pueden resultar insuficientes para atender la cobertura de la demanda, por lo que la existencia de mecanismos alternativos que aseguren la garantía de suministro es positivo.

Asimismo, es importante señalar la ventaja derivada de disponer potencia de carácter disperso. El grado de dispersión obtenido con este mecanismo sería difícilmente alcanzable mediante la instalación de nueva generación (permisos, escalabilidad, etc.)

Por otro lado, en escenarios de escasez de materias primas para la generación (en especial gas), este tipo de servicio constituye básicamente la única alternativa al corte del suministro eléctrico.

² Véanse los informes de “Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje”, “Informe 24/2005 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2006” e “Informe 39/2006 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2007”.

Otra ventaja de este mecanismo se deriva del coste evitado de un apagón. Efectivamente, el valor de los servicios de interrumpibilidad puede estimarse como el valor social de la energía no suministrada a los clientes no interrumpibles, que se evita mediante la interrupción al colectivo de clientes interrumpibles.

Esta Comisión también considera adecuado el establecimiento de criterios más estrictos como los introducidos en la propuesta de Orden en relación con los requisitos y procedimientos que deben reunir los consumidores en mercado para la contratación de los servicios de gestión de la demanda en relación con lo establecido para los clientes a tarifa por la prestación de estos mismos servicios, ya que implica un control más riguroso de los consumidores que pueden ofertar estos servicios.

Ejemplo de ello es que para la contratación de dichos servicios por parte de un cliente en mercado se exige que, además de ofrecer una potencia media consumida superior a 5 MW, el volumen de consumo anual en el periodo 6 sea igual o superior al 55% de volumen total de consumo anual y que no desarrollen algún tipo de actividad que incluya servicios básicos u otras actividades en que la aplicación del servicio de interrumpibilidad pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas o los bienes. Estos aspectos no son considerados para un cliente a tarifa. Cabe destacar que el endurecimiento de los requisitos y procedimientos para acceder a la interrumpibilidad podría tener como efecto positivo el que se excluya del sistema a aquellos consumidores que en realidad no son capaces de prestar de forma adecuada estos servicios.

Asimismo, considera conveniente el endurecimiento de las penalizaciones planteadas en la propuesta de Orden en caso de incumplimiento por parte de los clientes que prestan dichos servicios.

Se considera igualmente importante señalar que el establecimiento de un mecanismo de interrumpibilidad como el propuesto presenta la doble ventaja de que, por una parte, introduce un instrumento conocido en el sector y que por tanto minimiza los riesgos generales del marco de aplicación para el Gestor del servicio, y, por otra parte, aporta certidumbre sobre el servicio a los consumidores que ya lo están ofreciendo, facilitando así su transición al mercado. Esta confianza y minimización de riesgos es especialmente

relevante para asegurar el correcto funcionamiento de un servicio de gran importancia para la seguridad de suministro, en un sector que está viviendo importantes cambios estructurales.

No obstante lo anterior, es preciso realizar los siguientes comentarios.

En primer lugar, cabe señalar que en la propuesta de Orden no se aporta información ni sobre la cuantía, ni la naturaleza, ni la asignación a tarifas integrales y de acceso del coste de los servicios de la gestión de la demanda aportados por estos consumidores.

En este sentido, la propuesta de Orden no va acompañada de una Memoria justificativa que aporte información sobre el método de cálculo ni la cuantía del coste que habrá de imputarse al sistema en futuras revisiones tarifarias.

Asimismo, cabe señalar que si bien la Disposición transitoria sexta del Real Decreto 1634/2006 establece que los costes de los servicios de gestión de la demanda tendrán la consideración de costes liquidables a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, no se conoce la categoría del coste por no estar incluidos ni en el artículo 17.1 de la Ley 54/1997 ni tampoco en el artículo 2 del RD 1164/2001.

Esta Comisión considera que este concepto podría ser considerado como un coste de diversificación y seguridad de abastecimiento, de tal forma que fuera incluido tanto en las tarifas integrales como en las tarifas de acceso.

En relación con lo anterior, cabe señalar que tampoco se define la metodología asignativa de este concepto de coste a las tarifas de acceso.

En segundo lugar, al carecer la propuesta de Orden de Memoria, no se justifica adecuadamente la fórmula de retribución del servicio de interrumpibilidad, ni los valores de los coeficientes de coincidencia (S), ni la ponderación (K_i) de los diferentes tipos de interrumpibilidad, ni los valores límites de la retribución del servicio de interrumpibilidad y de la retribución del servicio de gestión de energía reactiva.

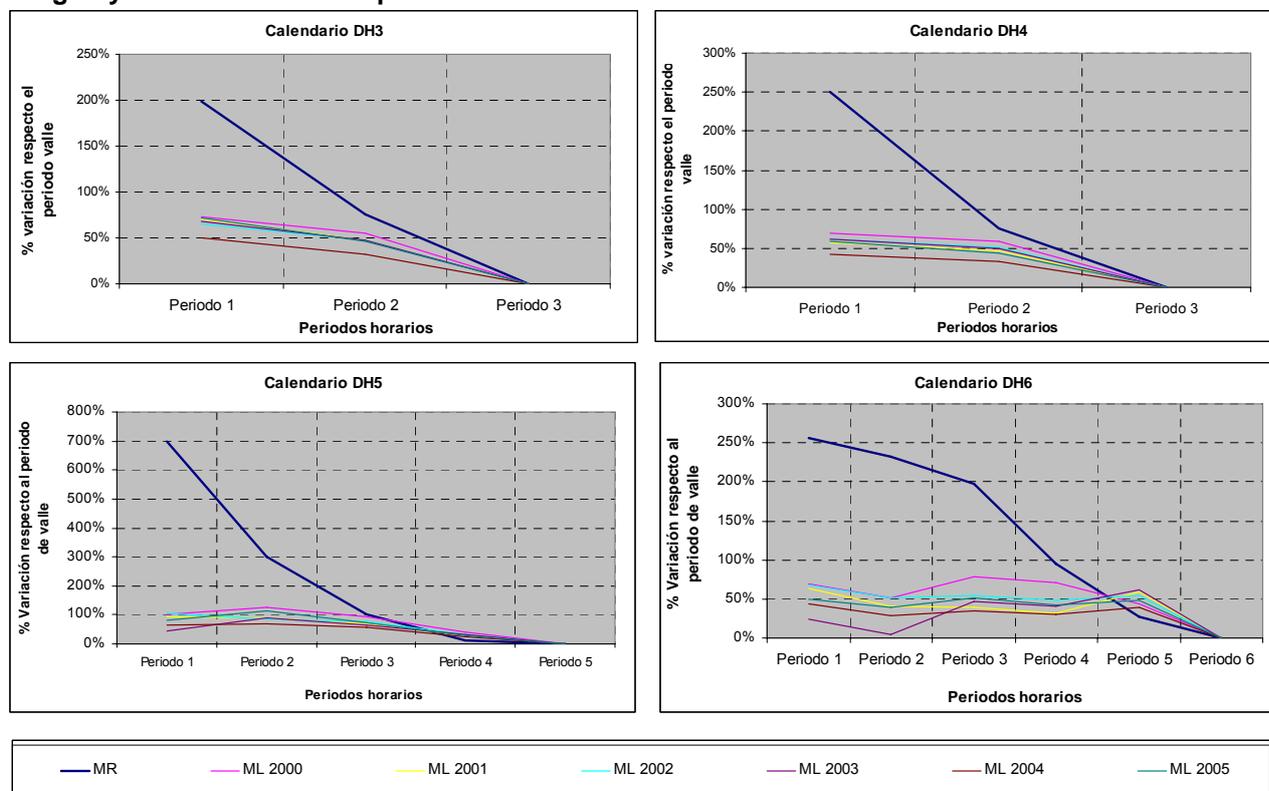
En tercer lugar, y en relación con la fórmula de retribución del servicio de interrumpibilidad y del servicio de gestión de energía reactiva, cabe señalar que los consumidores pueden tener incentivos a desplazar consumo a horas de punta.

Efectivamente, podría darse el caso de un consumidor que estando en el límite no cumpliera con el requisito de potencia media interrumpible y tuviera, por tanto, incentivos a desplazar su consumo al periodo tarifario 1 (punta).

En relación con lo anterior, cabe señalar que las tarifas pagadas por los consumidores a tarifa constan del complemento por discriminación horaria, complemento que incorpora señales de precio con objeto de favorecer la modulación de la carga. Esto es, los consumidores que adquieren su energía a tarifa, tienen la opción de acogerse a distintas discriminaciones horarias. Al existir dicha opcionalidad, los consumidores que seleccionen altas discriminaciones horarias, serán aquellos consumidores capaces de realizar una modulación de carga tal, que compensen los costes derivados de la modificación del proceso productivo y suponga un coste de energía menor que el resultante de acogerse a otras discriminaciones horarias con menos modulación.

Por su parte, la modulación de los clientes que adquieren la energía en el mercado dependerá de la señal de precio que genere el mercado y, en menor medida, de la señal de precio existente en las tarifas de acceso. Al respecto, cabe destacar que si bien la modulación en las tarifas de acceso es conocida y controlable por el regulador, las señales de precios de la energía en el mercado no tienen por qué seguir una tendencia previsible (véase Gráfico 3).

Gráfico 3. Discriminación de precios respecto al periodo de valle del término de energía de la tarifa integral y del mercado diario por discriminación horaria. Años 2001-2005



Fuente: OMEL

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión consideraría adecuado introducir en la Orden mayores señales de precios en las tarifas de acceso, así como un servicio adicional de modulación de la carga, que evite el desplazamiento de consumo desde los periodos valle a la punta del sistema.

En cuarto lugar, la propuesta de Orden no introduce señales a largo plazo ni proporciona señales zonales en las que estos servicios pudieran resultar más beneficiosos para el sistema.

Cabe destacar que, la interrumpibilidad es una medida excepcional y de uso limitado de la que dispone el Operador del Sistema cuando, una vez agotadas el resto de medidas habituales de operación, persisten las circunstancias que pueden poner en peligro el funcionamiento y la seguridad del sistema. La necesidad de aplicar la interrumpibilidad viene ocasionada generalmente por indisponibilidades fortuitas de grupos generadores y/o elementos de la Red de Transporte, por fuertes incrementos de la demanda, por una

reducción severa de las reservas hidráulicas del sistema o por reducciones bruscas de la producción eólica.

En relación con lo anterior, debe tenerse en cuenta que si bien en los casos de situaciones de alerta global por insuficiencia de medios para la cobertura de la demanda la reducción de potencia de cualquier consumidor interrumpible, independientemente de su localización, contribuye a solucionar el problema identificado, en una situación de alerta zonal sólo los clientes localizados en dicha zona contribuirán a solucionar el citado problema.

En consecuencia, la utilidad del servicio de interrumpibilidad que ofrecen los clientes al sistema viene definida entre otros factores por la localización y la potencia que dejan de consumir, por lo que al diseñar los pagos a estos clientes sería útil tener en cuenta la señal económica que se desee dar a largo plazo.

Finalmente, teniendo en cuenta la revisión del modelo de mercado que se está llevando a cabo con la introducción de nuevos mecanismos de supervisión de los agentes y el establecimiento de nuevas fórmulas de contratación, esta Comisión considera importante señalar la necesidad de revisar el mecanismo propuesto una vez transcurrido un periodo razonable de tiempo para explorar otras fórmulas que pudieran mejorar la gestión de estos servicios, por ejemplo mediante mecanismos de subasta o de mercado, y hacerlo más coherente con el nuevo marco regulatorio.

4 COMENTARIOS PARTICULARES A LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1 Sobre los servicios de gestión de la demanda

El artículo 1 establece que el objeto de la propuesta de Orden es regular las condiciones de los servicios de gestión de la demanda ofrecidos por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, los requisitos para participar como proveedor de los mismos y su régimen retributivo.

Según se establece en el artículo 2, podrán ofertar servicios de gestión de la demanda los consumidores conectados a redes de tensión superior a 1 kV y que adquieran su energía en el mercado de producción directamente o a través de un comercializador.

La propuesta de Orden establece, en el artículo 3, que los servicios de gestión de la demanda que pueden ofertar los consumidores serán servicios por interrumpibilidad y servicios de gestión de energía reactiva, condicionando los servicios de gestión de energía reactiva a la prestación del servicio de interrumpibilidad.

Esta Comisión valora positivamente la introducción de los citados servicios en el mercado, si bien considera necesario señalar los siguientes aspectos.

En primer lugar, esta Comisión consideraría adecuado que se especificara que estos servicios podrán ser prestados por los consumidores que adquieran su energía en el mercado de producción directamente, a través de un comercializador o mediante un contrato bilateral.

En segundo lugar, se considera que las características y la retribución de los servicios de gestión de la demanda aplicables deberían ser equivalentes, debido a que los beneficios que aportan los clientes acogidos a estos servicios son independientes de que estén en tarifa o mercado.

En tercer lugar, cabe señalar que hasta la desaparición de los complementos por interrumpibilidad y la tarifa horaria de potencia el 1 de julio de 2008, según se establece en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 1634/2006, convivirán dos sistemas de interrumpibilidad, el aplicable a los consumidores a tarifa y el aplicable a los consumidores a mercado, y tres métodos de cálculo del descuento aplicable por este tipo de servicios (el aplicable a las tarifas generales con complemento por interrumpibilidad, el aplicable a las tarifas horarias de potencia y el aplicable a los consumidores que adquieran su energía en el mercado).

En cuarto lugar, en relación con los servicios de gestión de reactiva, cabe señalar que son prestados con carácter obligatorio por todos los consumidores a tarifa,

independientemente de si están o no acogidos al complemento de interrumpibilidad, y que éstos obtienen un descuento sobre la facturación básica para factores de potencia superiores a 0,95³. Limitar la oferta de los servicios de gestión de reactiva a aquellos consumidores que oferten servicios de interrumpibilidad supone introducir un elemento de diferenciación entre los clientes a tarifa y a mercado.

Además, los nuevos mecanismos ofrecen a la demanda una medida adicional que permite, por una parte, incrementar la reserva de potencia activa para la operación del sistema y, por otra, minimizar el consumo de energía reactiva allí donde se produce, si bien se trata de servicios que no están asociados y que no siempre es posible que sean suministrados por un mismo consumidor.

En consecuencia, esta Comisión hubiera considerado más adecuado desde el punto de vista regulatorio que se hubieran acometido los cambios normativos necesarios para ampliar el ámbito de aplicación de la presente Orden a todos los consumidores que, cumpliendo los requisitos establecidos en la misma, deseen ofertar servicios de gestión de la demanda, aplicando, en su caso, las mismas condiciones y la misma fórmula retributiva por los mismos conceptos, independientemente de que adquieran la energía en régimen de tarifa o en el mercado.

No obstante lo anterior, se considera necesario reiterar la transitoriedad de esta situación, teniendo en cuenta la inminente desaparición de las tarifas integrales para los consumidores de alta tensión.

4.2 Sobre los servicios de interrumpibilidad

• Artículo 4. Definición del servicio de interrumpibilidad

En el artículo 4 se define el servicio de interrumpibilidad como la reducción de la potencia demandable hasta el valor de la potencia residual requerida por el consumidor proveedor

³ Los clientes acogidos a la tarifa THP no reciben bonificaciones en el mercado regulado en concepto de energía reactiva.

del servicio, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el Operador del Sistema.

Esta Comisión consideraría adecuado especificar en la redacción del citado artículo que la potencia a la que hace referencia el servicio de interrumpibilidad es la potencia activa, diferenciándose así de la posterior definición del servicio de gestión de energía reactiva.

- **Artículo 5. Tipos de reducción de potencia y condiciones de aplicación de las órdenes de reducción de potencia**

En el artículo 5 se establecen los tipos de reducción de potencia y las condiciones de aplicación de las órdenes de reducción de potencia.

En concreto, se establecen 5 tipos de reducción de potencia que se caracterizan por el periodo de preaviso, la duración máxima de la interrupción, el número máximo de periodos de interrupción, duración máxima de cada periodo y potencia máxima a consumir en cada periodo, de acuerdo con los siguientes valores:

	Tipo de Interrupción	Preaviso mínimo	Duración total máxima	Número de periodos por orden	Duración máxima cada periodo	Máximo valor de la potencia a consumir en cada periodo
Modalidad B	1	2 horas	12 horas	3	4 horas	P_{max1} en dos periodos $P_{50\%}$ en un periodo
	2	2 horas	8 horas	2	4 horas	P_{max2}
Modalidad A	3	1 hora	3 horas	1	3 horas	P_{max3}
	4	5 min.	2 horas	1	2 horas	P_{max4}
	5	0 min	1 hora	1	1 hora	P_{max5}

donde : $P_{50\%} = P_{maxi} + 0,5 * (P_f - P_{maxi})$.

La propuesta de Orden define en el punto 3 apartado ii) del citado artículo la variable P_f (potencia de consumo) como el “valor verificable de potencia a consumir de forma continuada por el proveedor del servicio, en los periodos tarifarios 1 a 6 que se definen en el apartado 3 del artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se

establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Esta potencia se calculará teniendo en cuenta el valor medio de consumo en cada uno de estos periodos tarifarios correspondientes a los dos últimos años y el perfil de consumo previsto para el año en curso comunicado al Operador del Sistema”.

Esta Comisión consideraría adecuado precisar que el valor de la potencia de consumo (P_f) en cada periodo será el que figure en la correspondiente autorización administrativa, de acuerdo con lo establecido en el punto 4 del artículo 16 y que se revisará anualmente, teniendo en cuenta el valor medio de consumo en cada uno de los periodos tarifarios. Por tanto, se propone la siguiente redacción alternativa:

“ii) P_f (Potencia de consumo): valor verificable de potencia a consumir de forma continuada por el proveedor del servicio, en los periodos tarifarios 1 a 6 que se definen en el apartado 3 del artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. El valor de la potencia de consumo para cada periodo figurará en la correspondiente autorización administrativa, de acuerdo con lo establecido en el punto 4 del artículo 16. Estos valores se revisarán anualmente, teniendo en cuenta el valor medio del consumo en cada uno de los periodos tarifarios correspondientes a los dos últimos años y el perfil de consumo previsto para el año en curso comunicado al Operador del Sistema”

- **Artículo 6. Aplicación del servicio de interrumpibilidad**

En relación con la aplicación de interrumpibilidad, la propuesta de Orden en el punto 1 del artículo 6 establece que el Operador del Sistema podrá aplicar órdenes de reducción de potencia de tipos 1 y 2 cuando la relación entre la previsión de potencia disponible en el sistema y la previsión de potencia demanda sea inferior a 1,08.

Adicionalmente, en el punto 3 del citado artículo se establece que los gestores de las redes de distribución podrán solicitar del Operador del Sistema la emisión de una orden de reducción de potencia en las áreas de distribución de su competencia cuando las circunstancias de su operación así lo exijan.

Esta Comisión valora positivamente la introducción de estas medidas, sin embargo considera adecuado señalar los siguientes aspectos.

En relación con la posibilidad con la que cuenta el Operador del Sistema para aplicar órdenes de reducción cuando la relación entre la previsión de potencia disponible y demandada sea inferior a 1,08, se consideraría adecuado que esta relación se estableciera también por zonas y no sólo a nivel global, ya que el Operador del Sistema podría tener problemas a nivel de zonal aún contando con una relación superior al 1,08.

Asimismo, se considera necesario que se especifique que el Operador del Sistema podrá aplicar órdenes de reducción de potencia, aún cuando esta relación sea superior a 1,08, siempre que las necesidades del sistema lo requieran de acuerdo con lo establecido en el correspondiente Procedimiento de Operación.

Por último, se consideraría adecuado establecer un margen superior a 1,08 en la relación entre la previsión de potencia disponible y demandada, teniendo en cuenta el cada vez mayor peso de la energía eólica en la cobertura de la demanda. En este sentido es importante la metodología que se defina para calcular la denominada “previsión de potencia disponible”.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, el Operador del Sistema tendría la posibilidad de gestionar el servicio de interrumpibilidad atendiendo a las necesidades que surgieran en la operación del sistema eléctrico tanto ante circunstancias sobrevenidas como para la gestión preventiva en situaciones de máxima demanda. Por ejemplo, el Operador del Sistema podría aplicar las órdenes de reducción de potencia de tipo 1 y tipo 2 principalmente para ajustar a la baja las 120 horas de máxima demanda del sistema en caso de incumplimiento del margen establecido, mientras que las órdenes de reducción de potencia tipo 3, 4 y 5 serían aplicadas fundamentalmente ante situaciones sobrevenidas.

En relación con la posibilidad de la que disponen los operadores de las redes de distribución de solicitar órdenes de interrupción al Operador del Sistema para sus áreas

de distribución, esta Comisión y varios miembros del Consejo Consultivo, consideran necesario que se establezca un Procedimiento de Operación específico. En dicho procedimiento debieran concretarse los mecanismos de comunicación entre los agentes involucrados, los plazos temporales de aviso y actuación, así como los criterios de aceptación o rechazo de las solicitudes.

- **Artículo 7. Retribución del servicio de interrumpibilidad**

En el artículo 7 de la propuesta de Orden se establece que la retribución anual del servicio (RSI) se calculará aplicando un descuento anual en porcentaje (DI), a la facturación anual por tarifa de acceso (FTA) y a la facturación anual de la energía (FE), con un límite máximo de 20 €/MWh.

$$RSI = DI * (FTA + FE)$$

El descuento a aplicar sobre ambas facturaciones (DI) será el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$DI = 0,6 * \frac{H - 2.100}{H} * \left[\frac{S * \sum k_i (P_{m1} - P_{maxi})}{P_{m1}} \right]$$

Donde

H: Horas anuales de utilización equivalente expresadas en números enteros, que se calculará como el cociente entre el consumo total, expresado en kWh, y la potencia P_{m1} que se define más adelante, expresada en kW, con el tope máximo de 14.000. Si el valor del cociente fuera inferior a 2.100, DI será igual a 0.

S: Coeficiente de coincidencia.

Ki: Constante de ponderación de cada tipo de orden de reducción de potencia

P_{m1} : Potencia media consumida por el proveedor del servicio en el periodo tarifario 1 definido en el apartado 3 del artículo 8 del Real Decreto 1164/2001.

P_{maxi} : Potencia residual máxima requerible por el consumidor durante la posible interrupción en cada uno de los tipos a los que esta acogido.

Esta Comisión valora positivamente la fórmula retributiva de la propuesta de Orden en la medida en que su aplicación es conocida, pues es análoga a la fórmula retributiva establecida en la Orden de 12 de enero de 1995 para los consumidores que prestan estos servicios en régimen de tarifa integral. No obstante lo anterior, se considera conveniente señalar los siguientes aspectos.

En primer lugar, la propuesta de Orden establece un límite máximo general a la retribución por el servicio de interrumpibilidad (20 €/MWh) sin que este valor esté justificado. Al respecto, cabe señalar que el actual sistema de interrumpibilidad supone un descuento de 15,2 €/MWh para clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y 13,5 €/MWh para clientes acogidos a la THP. En relación con lo anterior, se podrían establecer también dos límites diferenciados a la retribución por el servicio de interrumpibilidad propuesto (por ejemplo, el límite propuesto para puntos de suministro con un consumo superior a un determinado nivel y un límite superior inferior a 20 €/MWh para el resto de consumidores). Estos dos límites se justificarían teniendo en cuenta los distintos beneficios derivados de la diferente gestión de los servicios y contratos que aportarían los dos colectivos de consumidores.

En segundo lugar, la retribución por este servicio depende, fundamentalmente, de la facturación anual por energía y en la propuesta de Orden no se establece qué conceptos se incluyen en dicha facturación, por ejemplo garantía de potencia, servicios complementarios y moratoria nuclear.

En tercer lugar, cabe señalar que vincular la retribución por el servicio de interrumpibilidad a un contrato privado entre consumidor y comercializador podría dar lugar a arbitrajes en la forma de contratar y facturar al cliente.

A modo de ejemplo, un proveedor del servicio de interrumpibilidad, podría firmar un contrato de abastecimiento de gas y electricidad con una comercializadora en el que se establecería un precio muy superior al de mercado para el abastecimiento eléctrico, incrementando de este modo la retribución del servicio de interrumpibilidad, y un precio muy bajo para el abastecimiento de gas que compensara el sobreprecio de la energía eléctrica.

Adicionalmente, cabe señalar que esta fórmula retributiva presenta el inconveniente de la dificultad que supondría la estimación del coste a considerar en las correspondientes revisiones tarifarias, en la medida en que éste depende de contratos privados entre comercializador y consumidor.

En consecuencia, esta Comisión consideraría más adecuado establecer a priori un precio de referencia de la energía. Este precio podría construirse sobre la base de algún indicador de precios en los diferentes mercados actualmente existentes. Por ejemplo, este precio de referencia podría fijarse teniendo en cuenta el precio medio histórico del mercado de producción o una media de los precios de la energía cotizados durante un periodo determinado del contrato del producto base en el mercado a plazo (OMIP). Hay que tener en cuenta que estos mercados a plazo, al ser de implantación reciente, podrían tener problemas de liquidez. Este precio podría ser revisado con carácter anual coincidiendo con las revisiones de las correspondientes tarifas de acceso.

Adicionalmente, el citado precio de referencia podría descomponerse en señales de precios diferenciadas para cada periodo horario, de tal forma que el consumidor que desplazara consumo a periodos fuera de la punta del sistema obtuviera mayores descuentos. De esta forma se evitaría, en parte, el incentivo a desplazar consumo al periodo 1 con el que podría contar algún consumidor, dando una señal adicional de modulación de carga (véase epígrafe 3).

En cuarto lugar, en relación con las horas anuales del parámetro H , cabe señalar que, como han apuntado miembros del Consejo Consultivo, no se entiende si el límite de 14.000 aplica a la H o a la P_{m1} .

En quinto lugar, esta Comisión considera necesario definir la potencia media consumida por el proveedor de este servicio en el periodo tarifario 1 (P_{m1}) como cociente de la energía consumida en el periodo tarifario 1 y las horas de dicho periodo.

En quinto lugar, se propone que la facturación por tarifa de acceso (FTA) que se emplee en el cálculo de la retribución, se circunscriba únicamente a la facturación por los

conceptos de término de potencia y término de energía, excluidos los excesos de potencia y la facturación por energía reactiva. De esta manera, los suministros que prestan los servicios de gestión de la demanda no verán incrementada la retribución por estos servicios al demandar una potencia superior a la contratada o al incumplir los requisitos de energía reactiva establecidos.

Por último, esta Comisión propone que la facturación por tarifa de acceso se calcule para todos los suministros que prestan el servicio utilizando los términos de potencia y de energía correspondientes al nivel de tensión 4, de manera que dos suministros con idénticas características reciban el mismo descuento por interrumpibilidad independientemente del nivel de tensión en el que se encuentran.

- **Artículo 9. Repercusiones del incumplimiento de una orden de reducción de potencia**

En el artículo 9 se establece que el incumplimiento de una orden de interrupción conllevará una penalización equivalente a la retribución de cuatro meses en el caso de que no se hubiera producido ningún incumplimiento en los doce meses anteriores. En caso de que se hubiera incumplido en los doce meses anteriores, la penalización sería equivalente a la retribución de doce meses e iría acompañada de una propuesta del Operador del Sistema de revocación de la autorización.

Esta Comisión, si bien valora positivamente el endurecimiento de las penalizaciones en caso de incumplimiento respecto a las contempladas en la Orden de 12 de enero de 1995, consideraría beneficioso penalizaciones aún mayores en la medida en que la fórmula propuesta no contempla recargos por incumplimiento.

En consecuencia, se proponen las siguientes penalizaciones en caso de incumplimiento de una orden de interrupción:

1. Si no se hubiera producido ningún incumplimiento en los doce meses anteriores, el incumplimiento llevará asociado una penalización equivalente al 120% de la retribución

por el servicio de interrumpibilidad que le hubiera correspondido en año en que se produce el incumplimiento.

2. Si se hubiera producido un incumplimiento en los doce meses anteriores, el nuevo incumplimiento implicará una penalización equivalente al máximo que resulte de comparar el doble de la retribución correspondiente al último mes percibido y el doble de la retribución recibida desde el último incumplimiento. Además, también conllevará la revocación automática de la autorización administrativa durante un periodo mínimo de 12 meses.

En relación con lo anterior, es importante señalar que, según se establece en el artículo 8 de la propuesta de Orden, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá aquellos casos en que existiera duda sobre el cumplimiento o no de una orden de reducción de potencia por parte del proveedor del servicio.

4.3 Sobre los servicios de gestión de energía reactiva

- **Artículo 10. Servicio de gestión de energía reactiva**

En el artículo 10 se establece que el Operador del sistema podrá contratar con determinados consumidores en alta tensión, individualmente o con carácter general para una zona determinada, servicios que permitan la gestión de energía reactiva. Sin embargo, no se concreta en qué consiste el servicio.

Esta Comisión considera necesaria la definición del servicio de gestión de energía reactiva y propone sea incorporada la siguiente redacción alternativa propuesta por un miembro del Consejo Consultivo:

“Artículo 10. Servicio de gestión de energía reactiva

1. *El servicio de gestión de reactiva de un consumidor que sea proveedor de este servicio consiste en modificar la potencia reactiva demandada hasta un valor determinado, función del periodo horario, en respuesta a una orden de modificación de*

potencia reactiva dada por el Operador del Sistema en los términos establecidos en la presente Orden y en el contrato que se formalice entre éste y aquél.

2. *El servicio de gestión de energía reactiva será gestionado por el Operador del Sistema.”*

- **Artículo 11. Retribución del servicio de gestión de energía reactiva**

En el artículo 11 de la propuesta de Orden se establece que el servicio prestado por gestión de la energía reactiva (RSER) consistirá en un descuento (DER) sobre la facturación por acceso (FTA) más la facturación por energía (FE), con un límite de 1,7 €/MWh.

$$RSER = DER * (FTA + FE)$$

El descuento a aplicar sobre ambas facturaciones será el resultado de aplicar la siguiente fórmula, para $1 \geq \cos \varphi > 0,95$:

$$DER(\%) = \frac{37,026}{\cos^2 \varphi} - 41,026,$$

siendo dicho descuento igual a cero para $\cos \varphi \leq 0,95$.

Cabe señalar que dicha fórmula de descuento coincide con la considerada en el Real Decreto 1556/2005 y en el Real Decreto 1634/2006 para la facturación por energía reactiva en a tarifa para $1 \geq \cos \varphi > 0,95$.

No obstante, se considera conveniente realizar los siguientes comentarios.

En primer lugar, cabe señalar que, si bien la fórmula propuesta en la Orden para $1 \geq \cos \varphi > 0,95$ es similar a la establecida para el régimen de tarifa integral para dicho umbral de factor de potencia, se produce la aplicación de una metodología distinta respecto al tratamiento de la facturación por energía reactiva en el mercado establecido

en el Real Decreto 1164/2001, en el Real Decreto 2392/2004 y en el Real Decreto 1634/2006.

En concreto, en la normativa vigente, la facturación por energía reactiva en el mercado consiste en aplicar un término de energía reactiva (€/kVAr) diferenciado según umbrales de factor de potencia siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía activa (lo que equivale a un $\cos \varphi < 0,95$). Este término de facturación se aplicará a cada uno de los periodos tarifarios salvo en el periodo valle, esto es, el periodo 3 para las tarifas de acceso 3.0A y 3.1A y periodo 6 para las tarifas de acceso de 6 periodos. En este sentido, el diferente tratamiento de la facturación por energía reactiva en régimen de tarifa integral y en mercado responde a que la fórmula aplicada en cada caso depende de la estructura de tarifas integrales y de acceso aplicada, respectivamente. Es decir, precios que son función de la utilización de potencia, con carácter general, en las tarifas integrales, y precios bloque–horarios en el caso de las tarifas de acceso.

No obstante, con la propuesta de Orden se produce una combinación de ambos mecanismos en el mercado, esto es, se aplica un método para la facturación por energía reactiva en las tarifas de acceso (que responde al Real Decreto 1164/2001, tiene una estructura bloque-horaria y supone un incremento en la facturación de acceso cuando $\cos \varphi < 0,95$) y otro método distinto para la retribución del servicio de gestión de energía reactiva (que responde a lo establecido en la propuesta de Orden, es similar al tratamiento de la energía reactiva en tarifa integral y supone un descuento porcentual sobre la facturación de acceso y la facturación de energía cuando el $\cos \varphi > 0,95$).

Asimismo, cabe señalar que la retribución del servicio prestado por gestión de la energía reactiva consistente en un descuento sobre la facturación por acceso más la facturación por energía, no se aplica a todos los consumidores en mercado, sino a aquellos que cumplan el conjunto de requisitos establecidos en la propuesta de Orden.

En segundo lugar, no queda suficientemente clara la definición de $\cos \varphi$, esto es, si el $\cos \varphi$ es considerado por periodo tarifario o si responde a lo considerado en el Real Decreto 1164/2001 (todos los periodos salvo el periodo de valle), por lo que se propone que se

defina el mismo en la propuesta de Orden, de acuerdo con lo establecido en el citado Real Decreto 1164/2001.

En tercer lugar, en relación con la facturación anual de la energía, cabe señalar lo mismo que lo considerado en el epígrafe 4.2 de este informe.

En cuarto lugar, en relación con los conceptos que integran la facturación por tarifa de acceso, se reitera lo señalado en el epígrafe 4.3. Es decir, se considera adecuado que la facturación por tarifas de acceso (FTA) excluya la facturación por excesos de potencia y la facturación por energía reactiva.

Finalmente, la propuesta de Orden establece un límite de 1,7 € por MWh consumido a la retribución del servicio por energía reactiva. Si bien, no queda justificado en la propuesta de Orden dicho límite, cabe señalar que éste coincide con el precio medio por energía reactiva de los clientes acogidos a tarifas generales con complemento por interrumpibilidad y a la tarifa G4 en 2006.

- **Artículo 12. Requisitos del cumplimiento del servicio de gestión de energía reactiva**

En el artículo 12 de la propuesta de Orden se establece que para que los servicios de gestión de energía reactiva se consideren cumplidos, deberán satisfacerse los requisitos que se establezcan en el contrato. En cualquier caso, será requisito indispensable para considerar cumplido el servicio durante un periodo anual, que el valor mensual de energía reactiva medido por contador no exceda el 33 por 100 del consumo mensual de activa ($\cos \varphi > 0,95$).

En este sentido, y como se ha comentado anteriormente, se considera adecuado que se defina el $\cos \varphi$ en la propuesta de Orden, esto es, que se especifique que el $\cos \varphi$ se considera por periodo, excluido el periodo de valle, según establece el Real Decreto 1164/2001.

- **Artículo 13. Repercusiones del incumplimiento del servicio de gestión de energía reactiva**

En el apartado 1 del artículo 13 de la propuesta de Orden se establece que si en un periodo anual, el valor mensual de energía reactiva excede el 33 por 100 del consumo mensual de activa, se considerará un incumplimiento de estos servicios e implicará la reducción del 50% de la retribución anual.

En el apartado 2 de dicho artículo se considera que el incumplimiento durante dos meses dentro del periodo anual conllevará la pérdida del derecho a la totalidad de la retribución anual, debiendo devolver el consumidor todos los pagos mensuales realizados con anterioridad, así como la resolución automática del contrato.

Finalmente, el apartado 3 establece que, sin perjuicio de lo anterior, el incumplimiento de los servicios que permitan la gestión de energía reactiva establecidos en el contrato, darán lugar a las penalizaciones que en el mismo se establezcan.

En relación con el artículo 13 de la propuesta de Orden, cabe señalarse los siguientes aspectos.

En primer lugar, y al igual que lo comentado anteriormente, se considera adecuado que en el apartado 1 del artículo 13 de la propuesta de Orden se defina adecuadamente el $\cos \varphi$.

En segundo lugar, por coherencia con el mecanismo de facturación por energía reactiva establecido en el Real Decreto 1164/2001, se considera adecuado modificar la reducción de la retribución anual establecida en el artículo 13.1 de la propuesta de Orden, proponiéndose que “si en un los últimos doce meses, el valor mensual de energía reactiva por periodos horarios, excluido el periodo de valle, excede el 33 por 100 del consumo mensual de activa, se considerará un incumplimiento de estos servicios e implicará una penalización equivalente al 120% de la retribución anual por el servicio de energía reactiva correspondiente al año en que se produce el incumplimiento”.

En el mismo sentido, se propone modificar el artículo 13.2 de la propuesta de Orden, considerándose adecuado que el mismo establezca que “si en los últimos doce meses en dos ocasiones el valor mensual de energía reactiva por periodos horarios, excluido el periodo de valle, excede el 33 por 100 del consumo mensual de activa conllevará una penalización equivalente al valor máximo que resulte de comparar el doble de la retribución correspondiente al último mes percibido y el doble de la retribución recibida desde el último incumplimiento”.

Finalmente, en relación con el apartado 13.3 de la propuesta de Orden cabe señalar que si bien el Operador del Sistema puede introducir penalizaciones adicionales a las establecidas en la propuesta de Orden con carácter general, derivadas del incumplimiento de los servicios de gestión de energía reactiva establecidos en un contrato privado entre las partes, se considera conveniente que se especifique en la propuesta de Orden cómo se tratarán los ingresos derivados de dichos incumplimientos.

4.4 Sobre el procedimiento y requisitos de los consumidores para la contratación de estos servicios

- **Artículo 14. Requisitos que deben reunir los consumidores para la contratación de estos servicios**

En el artículo 14 se establecen los requisitos que deben cumplir los consumidores para poder prestar servicios de interrumpibilidad y gestión de energía reactiva. En concreto, se establece que, con carácter general, podrán ofrecer estos servicios aquellos consumidores que, conectados a redes de tensión superior a 1 kV, adquieran su energía en el mercado, ofrezcan un valor mínimo de potencia interrumpible no inferior a 5 MW en todos los periodos tarifarios definidos en el Real Decreto 1164/2001 y para todos y cada uno de los tipos de reducción de potencia que se contrate y, además, el consumo registrado en el periodo 6 sea igual o superior al 55% de volumen de consumo anual.

Estos consumidores, deberán tener instalado un relé de deslastre por subfrecuencia, los equipos de medida y control que se requieran y no podrán desarrollar actividades que

incluyan servicios básicos u otras actividades en las que la aplicación de la interrumpibilidad pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas y los bienes.

Con carácter extraordinario, podrán ofertar servicios de interrumpibilidad:

1. Los consumidores que, pudiendo ofertar 5 MW de potencia interrumpible en todos los periodos tarifarios, no cumplen con el requisito de consumir el 55% del total del consumo anual en el periodo 6, cuando contraten todos los tipos de reducción de potencia (modalidad B) y el valor de la P_{maxi} en todos los tipos sea inferior al 15% de la potencia media consumida en el periodo 6.
2. Los consumidores que cumpliendo todos los requisitos establecidos con carácter general ofertan una potencia inferior a 5 MW en los periodos 1, 2 y 3, cuando teniendo una potencia media en los periodos 4, 5 y 6 superior a 20 MW, contraten la modalidad B y el valor de P_{maxi} en todos los tipos sea inferior al 15% de la potencia media consumida en el periodo 6. En este caso, el descuento se calculará sustituyendo el valor de la potencia media del periodo 1 por la potencia media correspondiente al periodo tarifario 4.

Los consumidores que deseen ofertar servicios de gestión de energía reactiva deberán tener contratados los servicios de interrumpibilidad y tener los equipos de medida y control necesarios para la prestación.

En relación con los requisitos que deben cumplir los consumidores para poder contratar servicios de interrumpibilidad y gestión de energía reactiva, esta Comisión tiene las siguientes consideraciones.

En primer lugar, el artículo 14 establece en el apartado 2º del punto 1, que podrán ser interrumpibles aquellos consumidores que oferten potencia interrumpible superior a 5 MW en todos los periodos, considerando el requisito cumplido cuando:

$$\left[\frac{E_j / h_j - P_{maxi}}{0,85} \right] \geq 5.000kW$$

Sin embargo, más adelante define la potencia interrumpible como:

$$\frac{E_j}{h_j} - P_{\max i}$$

En consecuencia, se considera que se produce una inconsistencia entre ambas definiciones, ya que en el primer caso, la potencia realmente ofertada por el consumidor serían 4.250 kW.

Esta Comisión consideraría más adecuado establecer el umbral de potencia interrumpible en 5.000 kW, si bien hay que tener en cuenta que en el actual sistema de interrumpibilidad aplicado en régimen de tarifa (también con 5.000 kW), la potencia ofertada se define como la diferencia entre la menor de las potencias contratadas en periodos de punta y llano y la potencia residual máxima demandable por el consumidor durante una orden de reducción de potencia. Es decir, se toma como referencia la potencia contratada en lugar de la potencia media consumida de la propuesta de Orden. Por tanto el nuevo método de contratación se traduce en un mayor compromiso para igual valor de la potencia.

En segundo lugar, como se ha descrito, se consideran dos excepciones a los requisitos que con carácter general deben cumplir todos los consumidores que deseen prestar servicios de interrumpibilidad. En ambos casos, los consumidores deberán contratar la modalidad B, esto es, deberán acogerse a los 5 tipos de órdenes de reducción de potencia y el valor de la potencia máxima demandable ($P_{\max i}$) durante una interrupción por el consumidor no podrá superar el 15% de la potencia media demandada en el periodo tarifario 6.

Esta Comisión considera más adecuado la supresión de ambas excepciones, ya que la primera excepción genera incentivos, a los consumidores que deseen ofertar estos servicios, a desplazar consumo al periodo 1 (punta), mientras que la segunda excepción implica disponer de potencia interrumpible en periodos en que el sistema no la necesita.

En caso de mantener las excepciones, se propone limitar la potencia residual máxima demandable por consumidor que ofrece el servicio al 15% de la potencia media demanda en el periodo tarifario 1, máxime cuando la probabilidad de que se de una orden de interrupción será mayor en momentos de máxima demanda.

En tercer lugar, por las razones expuestas anteriormente, esta Comisión considera más adecuado no limitar los servicios de gestión de energía reactiva a los consumidores que oferten servicios de interrumpibilidad.

En el apartado 2 del artículo 14, en el primer párrafo, se hace referencia a lo establecido en el punto 1º del apartado 1, cuando debiera hacerse referencia al punto 2º del citado apartado 1.

Se considera que el último párrafo del apartado del apartado 2, constituye el tercer requisito para poder ofrecer con carácter excepcional los servicios de interrumpibilidad y, en consecuencia, se propone puntuarlo como 3º.

- **Artículo 15. Informe del Operador del Sistema sobre la idoneidad del consumidor para la prestación del servicio**

El artículo 15 de la propuesta de Orden establece que los consumidores en alta tensión que, adquiriendo su energía en el mercado de producción, deseen prestar los servicios de gestión de la demanda deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 14, solicitando informe de idoneidad al Operador del Sistema con anterioridad al día 1 de julio del año en que se desea comenzar el servicio, indicando en su caso si se desea contratar la prestación del servicio de gestión de energía reactiva.

En el apartado 3 se establece la información que los consumidores deberán acompañar a la solicitud de informe al Operador del Sistema.

En opinión de esta Comisión, parte de la documentación requerida en el citado apartado 3 podría suponer una barrera al paso de los consumidores de tarifa al mercado, máxime

teniendo en cuenta la imposibilidad de retorno al régimen de tarifa integral. En este sentido, se consideraría positivo relajar los requisitos establecidos en el citado apartado (la acreditación de participación en el mercado de producción y la exigencia del contrato vigente de acceso a las redes) mediante la aceptación de un compromiso en firme por parte del cliente de formalizar un contrato de acceso en la fecha de inicio de la prestación de los servicios, en caso de que se le concediera la correspondiente autorización administrativa.

En relación con la acreditación de que la potencia máxima interrumpible en todos los periodos tarifarios sea igual o superior a 5 MW, para todos y cada uno de los tipos de reducción de potencia que desee contratar, el consumidor debe presentar certificado emitido por la empresa distribuidora en el que conste las potencias contratadas y el consumo de energía eléctrica en los dos últimos años desglosados en los distintos periodos horarios.

En este sentido, cabe señalar que no se especifica en la propuesta de Orden el procedimiento de conversión, caso de que el consumidor provenga de régimen de tarifa, de las potencias contratadas y de los consumos de la tarifa integral a la que estuviera acogido el consumidor a los periodos horarios establecidos en el Real Decreto 1164/2001, ni si el procedimiento de conversión es responsabilidad de la empresa distribuidora.

En el apartado 5 se establece que el Operador del Sistema emitirá el correspondiente informe en el plazo de un mes a contar desde la recepción de la solicitud, justificando en su caso, la razón por la que se rechaza la idoneidad del consumidor solicitante. Asimismo, se establece que si el informe es favorable, éste recogerá todas las características técnicas y condiciones de prestación del servicio, así como los requisitos necesarios para la formalización del contrato correspondiente. Sin embargo, no se especifica en el citado apartado qué sucede en caso de que el Operador del Sistema no cumpliera con el plazo establecido para la emisión del informe.

Finalmente, en el artículo 15 de la propuesta de Orden se hace referencia al punto 7º del apartado 1 del artículo 14, en relación con los requisitos que deben cumplir los consumidores, sin embargo el apartado 1 del artículo 14 carece del citado punto 7º.

- **Artículo 16. Obtención de la autorización administrativa para la prestación de los servicios**

En relación con el procedimiento de la autorización administrativa para la prestación de servicios de interrumpibilidad y gestión de energía reactiva, esta Comisión considera necesario señalar los siguientes aspectos.

En el apartado 3 se establece que la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la solicitud presentada por el consumidor en el plazo de un mes a contar desde la recepción de la misma, autorizando o denegando la prestación de los servicios que correspondan, pero no se especifica qué sucederá en caso de que no se produzca contestación.

En el apartado 4 de la propuesta se establece que la autorización administrativa ha de contener como mínimo determinada “*información*” que se especifica.

Se considera al respecto que la autorización administrativa, aunque contenga elementos descriptivos (características del proveedor del servicio y de sus instalaciones, y punto de acceso donde prestará el servicio), debe contemplar como “*condiciones de la autorización*” y no como mera información, tanto las potencias contratadas en los diferentes períodos tarifarios para los que se autoriza la prestación del servicio, como los tipos de reducción de potencia autorizados, y las potencias residuales máximas demandables por el proveedor durante la orden de reducción de potencia para cada uno de los tipos de reducción que se autorizan (apartados c, d y e del artículo 16.4).

Adicionalmente, en el punto c) del citado apartado, se establece que la autorización administrativa debe contener las potencias contratadas en los diferentes periodos tarifarios para las que se autoriza la prestación del servicio. Esta Comisión considera necesario que se especifique que el valor de dichas potencias se corresponde con los valores de la potencia de consumo (P_f) para cada periodo tarifario, de acuerdo con lo establecido en el apartado 3 punto ii) del artículo 5 de la propuesta de Orden.

Finalmente, se considera necesario añadir un punto f) al citado apartado 4 en el que se recojan las condiciones especiales que apliquen a cada tipo de consumidor, según se establece en el artículo 17 punto 1 (véase epígrafe 4.7).

Por último, se considera necesario añadir un apartado 6 al artículo 16 en el que se establezca que la autorización administrativa tendrá una duración de cinco años (coherente con la duración de los contratos por interrumpibilidad en tarifa integral), produciéndose revisiones anuales en dicho ámbito temporal, previa validación del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 14.

- **Artículo 17. Formalización del contrato de prestación del servicio con el Operador del Sistema**

En el artículo 17 se establece que una vez autorizado el servicio o servicios por la Dirección General de Política Energética y Minas, el Operador del Sistema procederá a la formalización del contrato de acuerdo con un modelo de contrato de adhesión para la prestación del servicio sin perjuicio de que en cada uno se fijen condiciones especiales para cada tipo de consumidor.

Asimismo, se establece que el consumidor comenzará a prestar sus servicios a partir del 1 de noviembre de dicho año y que el contrato tendrá vigencia de un año, considerándose prorrogado por iguales periodos si el consumidor no comunica fehacientemente por escrito al Operador del Sistema su voluntad de resolverlo.

Por último se establece que antes del día 15 de noviembre de cada año, el Operador del Sistema deberá informar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía sobre los contratos de prestación del servicio de interrumpibilidad y, en su caso, de gestión de potencia reactiva para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre del año en curso y el 31 de octubre del año siguiente.

En relación con la formalización del contrato de prestación del servicio con el Operador del Sistema se considera necesario señalar los siguientes aspectos:

En primer lugar, en relación con el modelo de contrato se considera necesario señalar que éste debe quedar sujeto a las condiciones fijadas en la correspondiente autorización administrativa, indicando en su caso las condiciones especiales para cada tipo de consumidor autorizado, en la medida en que es esta autorización administrativa la que habilita a la formalización del contrato.

En segundo lugar, en relación con el periodo de vigencia del contrato esta Comisión reitera lo señalado en el “Informe 39/2006 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2007” en relación con la regulación de los servicios de gestión de la demanda. En concreto, se señala que para que efectivamente se pueda aportar ventajas a la seguridad del sistema equiparables a la disposición de mayor potencia de generación, debe contemplarse un ámbito temporal plurianual, por ejemplo de 5 años tal y como se establece en la Orden de 12 de enero de 1995 para el servicio de interrumpibilidad, produciéndose revisiones anuales en dicho ámbito temporal. En caso contrario, los agentes podrán arbitrar con el mecanismo, ofreciendo estos servicios en los años en que el sistema esté más holgado (por la situación de hidraulicidad o por la concreta adecuación del ritmo inversor al crecimiento de la demanda), y dejando de ofrecerlos en los años de cobertura más ajustada.

Asimismo, se consideraría más adecuado que el horizonte temporal de los contratos fuera el año natural, esto es, fueran de aplicación entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año correspondiente, lo que facilitaría tanto el cálculo del coste a imputar por estos servicios en la tarifa del año correspondiente como el procedimiento de liquidaciones de los mismos.

En tercer lugar, si bien se establece que el contrato tendrá vigencia de un año y se considerará prorrogado por iguales periodos si el consumidor no comunica su voluntad de resolverlo, no se hace referencia alguna a la revisión de los valores de las variables de la correspondiente autorización. Esta Comisión considera necesaria la comprobación anual por parte del Operador del Sistema de que el consumidor sigue cumpliendo los requisitos establecidos en el artículo 14 para prestar estos servicios así como la revisión y, en su caso, actualización de los parámetros publicados en la autorización administrativa.

Finalmente, esta Comisión considera necesario extender la obligación de información establecida en el apartado 4 a todos los contratos en vigor para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año correspondiente.

- **Artículo 19. Revocación de la autorización administrativa para la prestación del servicio y resolución del contrato**

En el apartado 1 del artículo 19 se establece que la Dirección General de Política Energética y Minas podrá revocar la autorización administrativa para la prestación del servicio del servicio o servicios de oficio, a instancia del proveedor del servicio o bien a petición de Operador del Sistema.

En concreto, en el punto c) de este apartado se establece que el Operador del Sistema podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas la revocación del contrato cuando se hayan incumplido las condiciones de prestación del servicio establecidas en la Orden o previstas en la autorización administrativa.

Esta Comisión considera conveniente que en el informe anual que debe remitir el Operador del Sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas sobre el funcionamiento y aplicación de estos servicios, se evalúe el cumplimiento de los requisitos establecidos en dicho punto c) por parte de todos los proveedores del servicio, de forma que se proceda a la apertura automática de un expediente de revocación por parte del Operador del Sistema a aquellos proveedores del servicio que incumplan las condiciones de prestación del servicio establecidas en la Orden o previstas en la autorización administrativa.

Asimismo, cabe señalar que en el requisito 2 del artículo 19.1.c), donde dice artículo 9.3 debería decir artículos 9 y 13.

En el apartado 4 del artículo 19 se establece que la revocación de la autorización administrativa a instancia del Operador del Sistema, conllevará la liquidación correspondiente desde la fecha de vigencia de la autorización administrativa, así como el

pago de las penalizaciones a las que estuviera obligado el proveedor del servicio. En relación a este apartado, esta Comisión considera necesario introducir que en el mismo se considere igualmente la revocación de la autorización por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, a oficio, siempre que se cumplan los requisitos establecidos en el punto c) del apartado 1 del artículo 19.

En el apartado 6 de este artículo se establece que la resolución unilateral del contrato o de sus prórrogas a instancias del consumidor durante su periodo de vigencia, conllevará la liquidación correspondiente por la prestación del servicio desde la fecha de vigencia del contrato o de su prórroga. Adicionalmente, establece que si el consumidor incumpliera su obligación de preavisar al Operador del Sistema de la resolución del contrato, se aplicarán las consecuencias que se prevean en el contrato que hubieran formalizado las partes. En este sentido, esta Comisión considera que las penalizaciones en caso de incumplimiento del preaviso debiera ser uno de los aspectos a incorporar en el modelo de contrato que apruebe la Dirección General de Política Energética y Minas (véase epígrafe 4.7).

Finalmente, se considera conveniente reiterar la necesidad de que se especifique en la propuesta de Orden el tratamiento que se dará a los ingresos derivados de las penalizaciones, tanto las establecidas con carácter general como las derivadas de incumplimientos de las condiciones particulares de los contratos.

4.5 Sobre la liquidación, inspección y comprobación

- **Artículo 20. Liquidación de los servicios**

El artículo 20 de la propuesta de Orden establece el procedimiento de liquidación de los servicios de gestión de la demanda que prestan cada uno de sus proveedores. En particular, establece que las liquidaciones se calcularán con arreglo a la fórmula establecida en el artículo 7, es decir, aplicando el descuento (DI) sobre la suma de la facturación por tarifa de acceso (FTA) y la facturación por energía (FE).

Tal y como esta Comisión ha señalado a lo largo del presente informe, se considera necesario que la facturación por tarifa de acceso se circunscriba únicamente a la

facturación por los conceptos de término de potencia y término de energía excluidos los excesos de potencia y la facturación por energía reactiva, con el objeto de evitar que los clientes que prestan los servicios de gestión de la demanda no recibirán mayor retribución por estos servicios en el caso de demandar una potencia superior a la contratada o al incumplir los requisitos de energía reactiva establecidos.

Asimismo, esta Comisión propone que la facturación por tarifa de acceso que se debe tener en cuenta a la hora de calcular las liquidaciones, se calcule para todos los suministros que prestan el servicio utilizando los términos de potencia y de energía correspondientes al nivel de tensión 4, de manera que dos suministros con idénticas características reciban el mismo descuento por interrumpibilidad independientemente del nivel de tensión en el que se encuentran.

En el punto 2 del artículo 20 se establece que mensualmente el Operador del Sistema efectuará una liquidación provisional a cuenta de la liquidación anual definitiva por los servicios de interrumpibilidad y gestión de energía reactiva.

La liquidación mensual se calculará aplicando a la suma de la facturación por tarifa de acceso y por energía el descuento porcentual estimado (DI o DER) para el periodo comprendido entre el comienzo del periodo anual hasta el último día del mes considerado, y deduciendo de este importe el calculado de dicha forma para el mes anterior. La liquidación definitiva por estos servicios de gestión de la demanda tendrá carácter anual y comprenderá el periodo desde el 1 de noviembre del año n hasta el 31 de octubre del año $n+1$.

Cabe señalar que en procedimiento establecido no se tienen en cuenta las penalizaciones derivadas de posibles incumplimientos ni en las liquidaciones mensuales ni en la liquidación definitiva.

Esta Comisión propone que, en caso de que se produzca un incumplimiento, la penalización correspondiente se incorpore con carácter provisional en la liquidación correspondiente al mes en que el citado incumplimiento se produce y que en la liquidación definitiva, se corrija el posible desvío que se haya producido en el cálculo.

Asimismo, cabe señalar que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 de la citada propuesta de Orden, en caso de que los fondos transferidos por la CNE no fueran suficientes para hacer frente a las obligaciones de pago por este concepto, se prorratearán entre los consumidores prestadores del servicio. Sin embargo en el artículo 20 no se contempla esta posibilidad en el esquema de liquidaciones.

Esta Comisión considera necesario que se acompasen temporalmente el procedimiento de liquidación de los servicios de gestión de la demanda de los grandes consumidores y el procedimiento de liquidación del Real Decreto 2017/1997 con el objeto de evitar posibles desajustes en las obligaciones de pago por estos servicios, tal y como se señala en los comentarios al artículo 21.

En caso contrario, se considera necesario que la propuesta de Orden incorpore en el procedimiento de cálculo de las liquidaciones de los servicios de gestión de la demanda los déficit de meses anteriores.

- **Artículo 21. Facturación de los servicios**

El artículo 21 establece que la CNE efectuará mensualmente la transferencia de los fondos por los servicios de gestión de la demanda al Operador del Sistema en el plazo máximo de cinco días a contar desde la fecha de recepción de la propuesta elaborada por el Operador del Sistema. Por su parte, el Operador del Sistema será el encargado de realizar la transferencia de fondos a los agentes prestadores del servicio, en un plazo máximo de diez días a contar desde la fecha en que la Comisión Nacional de energía le haya realizado la transferencia de fondos.

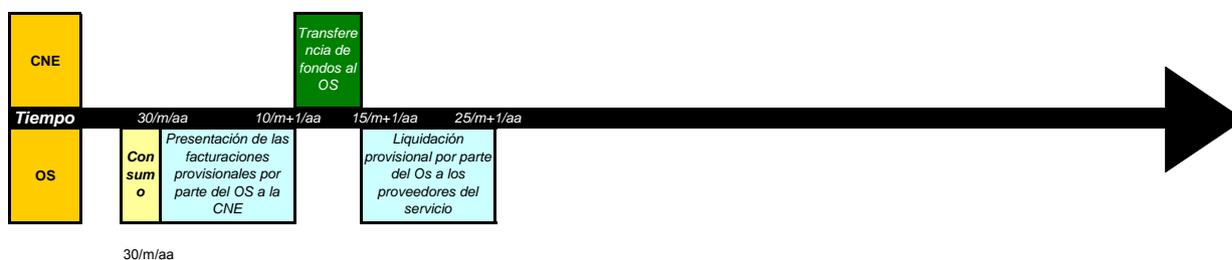
En relación con lo anterior, es preciso señalar dos aspectos. Por una parte, la Disposición Transitoria Sexta del Real Decreto 1634/2006, establece que los costes de estos servicios tendrán la consideración de costes liquidables a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, lo que implica que estos servicios deben ser retribuidos con cargo a las liquidaciones del sistema. Sin embargo, no existe una concordancia

temporal entre las liquidaciones del sistema y las transferencias de fondo a los prestadores de estos servicios.

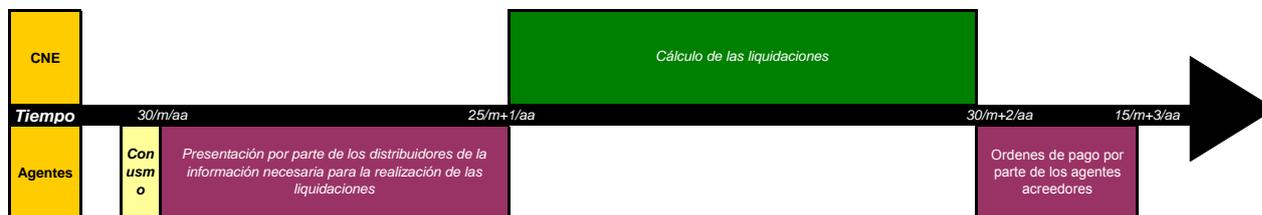
En el Gráfico 4 se muestra el horizonte temporal en el que se desarrollaría la liquidación de los servicios de gestión de la demanda y el horizonte temporal en el que desarrollaría la liquidación de las actividades reguladas por parte de la CNE, para el mes “m”.

Gráfico 4. Procedimiento de pagos de los servicios de gestión de la demanda y de las liquidaciones de la CNE

PROCEDIMIENTO DE PAGOS DE LOS SERVICIOS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA



LIQUIDACIONES DE LA CNE



Se observa que de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, el plazo máximo para el cálculo de las liquidaciones correspondientes al mes “m” por parte de esta Comisión es el día 30 del mes “m+2”, mientras que la transferencia de fondos al OS por parte de esta Comisión para la liquidación de los servicios de gestión de la demanda se debe realizar antes del día 15 del mes “m+1”.

Es decir, en la fecha en la que la CNE debe realizar el pago de los servicios de gestión de la demanda, no se ha llevado a cabo la liquidación de las actividades reguladas correspondientes al mes considerado. Por tanto, los pagos resultantes de los servicios de la demanda prestados el mes m se deberían sufragar con cargo a las liquidaciones de meses anteriores

En consecuencia, esta Comisión considera que se deberían modificar los plazos establecidos en la propuesta de Orden, de manera que los pagos correspondientes al mes “m” se realicen con cargo a las liquidaciones del mes “m”, lo que implicaría realizar dichos pagos el “m+2”.

Por otra parte, se considera importante señalar que mientras que desde el punto de vista técnico el Operador del Sistema es el gestor de estos servicios, desde el punto de vista económico el Operador del Sistema es un mero intermediario. En consecuencia, los flujos monetarios que se deriven de estos contratos no debieran tener influencia en los estados financieros del Operador del Sistema.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión considera necesario introducir en la propuesta de Orden un nuevo artículo en el que se establezca el procedimiento a seguir por el Operador del Sistema. En concreto, se consideraría adecuado que en el citado artículo se estableciera que el Operador del Sistema debiera abrir una cuenta, en régimen de depósito, destinada únicamente al ingreso de los fondos necesarios para hacer frente a los pagos derivados de los servicios de interrumpibilidad. La Comisión Nacional de Energía efectuaría mensualmente la transferencia de los fondos solicitados por el Operador con cargo a la liquidación correspondiente y el Operador del Sistema, con fecha valor mismo día, ingresaría la retribución provisional o definitiva a cada uno de los prestadores del servicio de interrumpibilidad y/o reactiva.

- **Artículo 23. Comprobación e inspección de estos servicios**

El artículo 23 de la propuesta de Orden establece que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá inspeccionar directamente o a través de la Comisión Nacional de la Energía, las liquidaciones correspondientes a estos contratos a los efectos de comprobar la adecuación a la propuesta de Orden en las liquidaciones realizadas.

En relación con lo anterior, esta Comisión considera conveniente que en el citado artículo se establezca la obligación de inspeccionar a todos aquellos suministros que provean los servicios de gestión de la demanda en un plazo a determinar por el Ministerio. En dicha inspección se deberían examinar tanto las liquidaciones realizadas, como la adecuación

de las condiciones de prestación de los servicios a lo establecido en la propuesta de Orden, a lo establecido en los contratos firmados entre los agentes y el OS, y a lo establecido en la autorización administrativa.

En el caso de que de las inspecciones se desprendiera el incumplimiento de los requisitos establecidos en la propuesta de Orden, el citado artículo debería establecer la posibilidad por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas de abrir un expediente de revocación.

4.6 Sobre las obligaciones de información

- **Artículo 24. Obligaciones de información**

En relación con las obligaciones de información esta Comisión considera necesario detallar las obligaciones de información para cada uno de los agentes implicados. En concreto, se propone la inclusión de esta Comisión entre los agentes perceptores de información. Las obligaciones de información quedarían como siguen:

1. Obligación de información del consumidor

- El consumidor deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNE cualquier información sobre los consumos eléctricos, facturación o condiciones del contrato que éstas le soliciten.
- El consumidor deberá facilitar al Operador del Sistema y a la CNE la información necesaria para poder efectuar la aplicación, seguimiento, control y facturación de los servicios de gestión de la demanda.

2. Obligación de información del Operador del Sistema

- El Operador del Sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas las órdenes de reducción de potencia emitidas en el plazo máximo de 2 horas desde su emisión.
- El Operador del Sistema deberá remitir un informe mensual a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNE, en el que conste el resultado del seguimiento

de las órdenes de reducción de potencia y el funcionamiento del sistema para el mes correspondiente, así como la siguiente información referida a cada consumidor:

- Número de órdenes remitidas, ejecutadas, incumplidas y sus causas.
 - Órdenes no cursadas por ineficaces y sus causas.
 - Fracción de tiempo de indisponibilidad en las comunicaciones.
 - Grado de adecuación de las previsiones mensuales de carga a la demanda registrada.
- El Operador del Sistema deberá remitir mensualmente a la Comisión Nacional de Energía la información necesaria para efectuar la liquidación de los servicios de gestión de la demanda conforme se establece en el artículo 20, indicando, en su caso, el importe derivado de las penalizaciones por incumplimiento.
- El Operador del Sistema deberá remitir un informe anual a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNE, sobre el funcionamiento y aplicación de estos servicios. El informe anual deberá contener el grado de adecuación de la potencia interrumpible disponible, resultado de los contratos de gestión de la demanda firmados por el OS con los agentes proveedores de dicho servicio, a la potencia interrumpible necesaria para el sistema desagregada por zonas y el análisis económico del coste de estos servicios para el sistema.
- El Operador del Sistema deberá remitir antes del 1 de noviembre de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía información relativa a los contratos en vigor para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre del año en curso y el 31 de octubre del año siguiente. En concreto, deberá remitir para cada uno de los contratos en vigor, la siguiente información:
- Consumo desagregado por periodos tarifarios correspondiente a los últimos doce meses.
 - Previsión de consumo para los siguientes doce meses.
 - Potencia media demanda por periodo tarifario correspondiente a los últimos doce meses.
 - Previsión de potencia media demanda por periodo tarifario para los siguientes doce meses.
 - Potencia máxima residual demandable por el consumidor durante una orden de interrupción
 - Modalidad de interrupción a la que están acogidos.

- Número de órdenes emitidas en los últimos doce meses
- Número de órdenes no cumplidas en los últimos doce meses
- Coste de la energía correspondiente a los últimos doce meses.
- Retribución correspondiente a los últimos doce meses.
- Condiciones específicas del contrato

3. Obligación de información de los distribuidores y comercializadores

Los distribuidores y comercializadores deberán remitir al Operador del Sistema la información necesaria para la liquidación de la facturación de los servicios, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente.

4.7 Otras consideraciones

• **Servicios por punto de suministro**

Si bien los servicios de interrumpibilidad y gestión de energía reactiva son proporcionados por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, se considera necesario que se especifique que estos servicios se refieren a un punto de suministro concreto, esto es, el tipo de interrumpibilidad, los requisitos que se han de cumplir, la retribución por los servicios y las obligaciones de información se refieren a un punto de suministro concreto.

• **Penalizaciones por incumplimientos**

En la propuesta de Orden se establece la posibilidad de que el contrato con el Operador del Sistema contemple penalizaciones adicionales por incumplimiento (posibilidad que está contemplada en la propuesta explícitamente respecto al servicio de energía reactiva en el artículo 13.3, y de forma implícita respecto al servicio de interrumpibilidad en el artículo 17.1).

Los mecanismos establecidos en la Propuesta de Orden para asegurar la prestación de estos servicios responden a un esquema complejo en el que la obligación de cumplimiento por parte del consumidor que presta el servicio es una obligación de origen

contractual, si bien el contrato (denominado expresamente contrato de adhesión en el artículo 17.1 de la propuesta) ha de suscribirse con sujeción a un modelo aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, correspondiendo al mismo órgano administrativo aprobar el sistema de comunicación, ejecución, y control de estos servicios.

Así pues, tratándose de unos servicios regulados, aunque de prestación voluntaria por parte del consumidor que cumpliendo los requisitos establecidos lo solicite, el margen para el establecimiento de penalizaciones adicionales singularmente establecidas en contrato y que no respondan a incumplimientos predefinidos bien en la propia Orden, bien en el modelo de contrato que apruebe la Dirección General de Política Energética y Minas, debiera ser mínimo.

Si tales penalizaciones adicionales llegaran a establecerse y las mismas generasen ingresos, sería conveniente que se especificase el tratamiento de dichos ingresos, bien en la propuesta de Orden, bien en el instrumento mediante el que la Dirección General de Política Energética y Minas apruebe los procedimientos de comunicación ejecución y control.

- **Disposición adicional tercera. Condiciones específicas para el proveedor del servicio de interrumpibilidad cuyo proceso productivo esta asociado a una instalación de cogeneración.**

La Disposición adicional tercera establece que “en caso de que el proceso productivo del proveedor del servicio de interrumpibilidad esté asociado a una instalación de cogeneración, solo podrá quedar acogido a este servicio si en aplicación de una orden de reducción de potencia del Operador del Sistema, la instalación de cogeneración se comprometa a mantener su producción de acuerdo con el programa que establezca para dicha instalación el Operador del Sistema”.

Esta Comisión, si bien considera adecuada la medida introducida, considera necesario indicar que tal vez debiera establecerse una metodología diferenciada o requisitos adicionales para las instalaciones cuyo proceso productivo esté asociado a una

instalación de cogeneración, teniendo en cuenta el arbitraje al que podrían optar este tipo de instalaciones y el sistema de retribución al que tienen acceso.

En relación con lo anterior, esta Comisión valoraría de forma adecuada que a todos los efectos regulados por la presente Orden, en particular para los requisitos que deben reunir los consumidores para la contratación del servicio de interrumpibilidad, para el cálculo de la retribución del servicio y para el control y aplicación de las repercusiones del incumplimiento de una orden de reducción de potencia, en el caso de que el proceso productivo del proveedor del servicio de interrumpibilidad esté asociado a una instalación de cogeneración de la que aproveche su calor útil, se calcularan todos los valores de energía y de potencia como la diferencia entre el consumo total del proveedor del servicio y el total de la producción de energía eléctrica de la cogeneración, independientemente de la titularidad de ambas instalaciones y de la opción de venta de la energía eléctrica elegida por el titular de la cogeneración en función del reglamento de régimen especial en vigor.

Adicionalmente, el proveedor del servicio de interrumpibilidad deberá aplicar las órdenes de reducción de potencia sobre la diferencia entre su consumo total y la producción de energía eléctrica de la cogeneración.

Otra medida alternativa sería que se estableciera un umbral de cobertura del sistema eléctrico a partir del cual el Operador del Sistema pudiera denegar la solicitud de interrumpibilidad a este tipo de consumidores. A modo de ejemplo, cabe señalar que las instalaciones de generación eléctrica⁴ no pueden firmar contratos de interrumpibilidad en el sistema gasista cuando el índice de cobertura del sistema eléctrico es inferior a 1,05.

⁴ Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

- **Disposición transitoria primera. Aplicación de los servicios de gestión de la demanda hasta el 31 de octubre de 2008**

La disposición transitoria primera de la propuesta, “Aplicación de los servicios de gestión de la demanda hasta el 31 de octubre de 2008” presenta dificultades de interpretación en cuanto al ámbito subjetivo de consumidores que pueden acogerse a la misma. No puede precisarse, a la vista de los términos de esta disposición, si su objetivo es facilitar la migración al nuevo sistema de los consumidores que en este momento están acogidos a alguno de los sistemas de interrumpibilidad vigentes, o si, mediante esta norma se trata también de dar cabida en el sistema a consumidores que, habiendo estado acogidos en algún momento del pasado al sistema de interrumpibilidad, dejaron de estarlo por haber pasado a la condición de consumidores cualificados.

Con independencia de que se clarifique la cuestión anterior, se estima que la aplicación de esta disposición transitoria requiere que previamente se hayan aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del Operador del Sistema, el procedimiento de comunicación, operación y control.

Adicionalmente, cabe señalar que en la citada disposición transitoria primera sobra el segundo párrafo.

- **Disposición transitoria segunda. Procedimiento de Operación**

Se considera necesario introducir la siguiente corrección en la disposición transitoria segunda:

“El Operador del Sistema en el plazo de un mes a partir de la publicación de la presente Orden, presentará ~~para~~ a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de procedimiento de operación referente a la liquidación y facturación de los servicios de gestión de demanda”.

- **Disposición final primera. Habilitación normativa**

Se considera necesario sustituir la referencia a la *“Dirección General de Política”* por la *“Dirección General de Política Energética y Minas”*.

- **Disposición final segunda. Entrada en vigor**

En cuanto a la entrada en vigor de la Orden, se considera que la Disposición final segunda de la propuesta podría mejorar su redacción.

El texto de esta Disposición final segunda en la propuesta establece que *“La presente Orden entrará en vigor el día siguiente al de la publicación en el BOE y será de aplicación en el plazo de un mes a contar desde su publicación en el BOE”*.

REE propone en su escrito, que se redacte en términos de *“La presente Orden entrará en vigor en el plazo de un mes a contar desde su publicación en el BOE.”* Asimismo, propone que, para la Disposición transitoria primera se establezca una excepción expresa, proponiendo su entrada en vigor *“...en el plazo de tres meses a contar desde la publicación por la DGPEM de las especificaciones técnicas y funcionales del sistema de comunicación, ejecución y control a que se refiere el artículo 6.5”*.

Esta Comisión considera que la aplicación efectiva a los consumidores del sistema diseñado en la propuesta, no será posible sin que previamente se publiquen por la Dirección General de Política Energética y Minas las especificaciones y procedimiento de comunicación, ejecución y control de los servicios que se regulan, así como el modelo de los contratos. Tanto en un caso como en otro, la Dirección General de Política Energética y Minas ha de actuar a propuesta del Operador del Sistema (disposición adicional segunda), propuesta que, a su vez, ha de formularse en plazo máximo de 15 días desde la publicación de la orden en el BOE.

Se considera que, para lograr la puesta en aplicación ordenada del sistema diseñado en la Propuesta sería preciso que el texto de la misma estableciera un plazo máximo tanto para que el Operador presente sus propuestas (lo que efectivamente se contempla en la

Disposición adicional segunda), como para que la Dirección General de Política Energética y Minas haga pública la aprobación de dichos procedimiento y modelo de contrato (este plazo podría establecerse en la misma disposición adicional segunda).

Una vez establecidos dichos plazos, y toda vez que las solicitudes de los interesados han de formularse antes del 1 de julio de cada año (artículo 15.1 de la propuesta) parece que existe suficiente holgura de plazo para que los consumidores, con carácter general, puedan acogerse sin dificultades al sistema.

Teniendo en cuenta de los presupuestos anteriores, la Disposición final segunda de la Orden podría quedar redactada en los siguientes términos: *“La presente Orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el BOE.”*

5 IMPACTO ECONÓMICO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

5.1 Valoración del servicio de interrumpibilidad

5.1.1 Suministros que actualmente prestan el servicio de interrumpibilidad en régimen de tarifa integral

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas (SINCRO), a 31 de diciembre de 2006, 211 puntos de suministro con un consumo de 37.272 GWh en 2006, prestaban servicios de interrumpibilidad en régimen de tarifa. (Véase Cuadro 4).

De estos 211 puntos de suministros, 125 puntos de suministros, que representan el 59% de los puntos de suministro y el 48% de la energía de este tipo de clientes, están acogidos a tarifas generales de alta tensión, habiendo escogido voluntariamente acogerse al sistema de interrumpibilidad.

El resto de clientes tienen en sus tarifas aplicables (Tarifa Horaria de Potencia (THP) o Tarifa G.4 de grandes consumidores) la obligación de prestación de este servicio, siendo retribuido explícitamente el servicio prestado por los clientes acogidos a la THP, e implícitamente el prestado por los clientes acogidos a las tarifas G.4.

Cuadro 4. Puntos de suministro que prestan el servicio de interrumpibilidad a 31 de diciembre de 2006

GRUPO	Energía		Número de Suministros	
	GWh	%	Número	%
G4	9.437	25%	5	2%
INTERRUMPIBLES	17.930	48%	125	59%
THP	9.904	27%	81	38%
TOTAL	37.272	100%	211	100%

Fuente: CNE

En el Cuadro 5 se resume el descuento por interrumpibilidad resultante de aplicar los precios establecidos en el Real Decreto 1634/2006 a las variables de facturación de los grandes clientes en el año 2006.

Cabe señalar que para estimar el descuento por interrumpibilidad implícito en la tarifa G.4, se ha aplicado el sistema de cálculo establecido en la Orden de 12 de enero de 1995 para los consumidores acogidos a las tarifas generales de alta tensión con complemento por interrumpibilidad.

Cuadro 5. Descuento por interrumpibilidad en tarifa resultante de aplicar los precios del RD 1634/2006 a las variables de facturación de los grandes clientes en el año 2006

GRUPO	Energía	Número de Suministros	Descuento por interrumpibilidad	
	GWh	Número	Miles de €	€/MWh
G4	9.437	5	13.903	1,47
INTERRUMPIBLES	17.930	125	273.196	15,2
THP	9.904	81	133.713	13,5
TOTAL	37.272	211	420.813	11,3

Fuente: CNE

Se observa que el descuento por interrumpibilidad, a precios del año 2007, ascenderá a 420.813 miles de €, de los cuales 273.196 miles de € corresponderán a los clientes acogidos a las tarifas generales con complemento por interrumpibilidad, 133.713 miles de € a los clientes acogidos a la tarifa THP y 13.903 miles de € a los clientes acogidos a la tarifa G4.

La propuesta de Orden objeto de este informe establece con carácter general que los suministros que deseen prestar los servicios de gestión de la demanda deberán cumplir los siguientes requisitos:

1. Ser consumidores conectados en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción.
2. Ofrecer un valor mínimo de potencia interrumpible en todos los periodos tarifarios no inferior a 5 MW.
3. Que el volumen de consumo anual en el periodo tarifario 6 sea igual o superior al 55% de su volumen total de consumo anual.
4. Tener instalado un relé de subfrecuencia cuyos ajustes serán determinados por el Operador del Sistema.
5. Tener instalados los equipos de medida y control que se requieran para la gestión, control y medida del servicio.
6. No desarrollar una actividad que incluya servicios básicos u otras actividades en que la aplicación del servicio de interrumpibilidad pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas o los bienes.

Asimismo, la propuesta de Orden establece dos excepciones en el caso de que los suministros no cumplan el requisito 2 ó el requisito 3.

En este sentido, los puntos de suministro cuyo volumen de consumo anual en el periodo tarifario 6 sea inferior al 55% del volumen total de consumo anual, pero que tengan un valor de P_{maxi} en los cinco tipos de reducción de potencia, no superior al 15% de la

potencia media consumida en el periodo tarifario 6 podrán contratar la modalidad B de tipos de reducción de potencia.

Asimismo, aquellos puntos de suministro cuyo valor de potencia interrumpible sea inferior a los 5 MW, podrán contratar el servicio de interrumpibilidad modalidad B, siempre que la potencia demandada en los periodos tarifarios 4, 5, y 6 sea superior a 20 MW y que el valor de P_{maxi} en los cinco tipos de reducción de potencia no sea superior al 15% de la potencia media consumida en el periodo tarifario 6.

En el Cuadro 6 se muestra de los suministros que actualmente prestan el servicio de interrumpibilidad en régimen de tarifa, cuáles podrían acogerse a las sistema de interrumpibilidad de la propuesta de la Orden, diferenciando entre aquellos suministros que cumplirían los requisitos⁵ establecidos con carácter general (Grupo 1), los suministros que incumplirían el criterio 3 (Grupo 2) y los suministros que incumplirían el criterio 2 (Grupo 3).

Cuadro 6. Suministros que actualmente prestan el servicio de interrumpibilidad en régimen de tarifa y que podrían acogerse al servicio de gestión de la demanda establecido en la propuesta de Orden

		MODALIDAD A					MODALIDAD B							
GRUPO	SUMINISTROS QUE PRESTAN EL SERVICIO DE INTERRUPTIBILIDAD EN EL MERCADO REGULADO		Energía		Suministros		Energía		Suministros		Energía		Suministros	
	Energía (GWh)	Número de Suministros	GWh	% sobre total	Número	% sobre total	GWh	% sobre total	Número	% sobre total	GWh	% sobre total	Número	% sobre total
G4	9.437	5	9.437	100%	5	100%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%
INTERRUMPIBLES	17.930	125	13.141	73%	64	51%	690	4%	9	7%	1.729	10%	3	2%
THP	9.904	81	7.876	80%	40	49%	783	8%	11	14%	-	0%	-	0%
TOTAL	37.272	211	30.454	82%	109	52%	1.474	4%	20	9%	1.729	5%	3	1%

Fuente: CNE

⁵ No se ha evaluado el cumplimiento del requisito número 6. Esto es, se ha considerado que todos los puntos de suministros analizados no desarrollan actividades que incluyan servicios de carácter básico ni actividades en las que la aplicación de la interrumpibilidad pudiera provocar riesgo para la seguridad de las personas o los bienes.

Se observa que, sólo el 52% de los puntos de suministro (109 puntos de suministro), que representan el 82% de la energía del colectivo que actualmente presta el servicio de interrumpibilidad en régimen de tarifa, cumplen los criterios establecidos con carácter general y, por lo tanto, podrían acogerse a la modalidad A o a la modalidad B.

Cabe destacar que el 100% de los suministros acogidos a la tarifa G.4 cumplen los requisitos establecidos en la propuesta de Orden, mientras que sólo el 51% de los suministros acogidos a las tarifas generales con complemento de interrumpibilidad, que representan el 73% de la energía de estos suministros, y el 49% de los puntos de suministro acogidos a la tarifa THP, que representan el 80% del consumo de estos clientes, cumplen los criterios establecidos con carácter general.

Adicionalmente, 23 puntos de suministro cumplen alguna de las dos excepciones establecidas en la propuesta de Orden, y podrían acogerse sólo a la modalidad tipo B. De estos 23 puntos de suministro, 12 de ellos están acogidos a las tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y 11 están acogidos a la tarifa THP.

Para estimar la retribución que por servicios de interrumpibilidad obtendrían estos clientes, se ha considerado que la facturación por energía incluye los siguientes conceptos: mercado diario, servicios complementarios, garantía de potencia y moratoria nuclear sobre la energía, dado el escenario de coste de generación implícito en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2007 para el régimen ordinario.

Por otra parte, dado que la mayoría de estos puntos de suministros podrían optar por la modalidad A o a la modalidad B, desconociendo esta Comisión la posible elección de dichas empresas, se han considerando dos posibles escenarios. El escenario 1 se corresponde con el supuesto de que los clientes que cumplen los requisitos establecidos con carácter general optarían por la Modalidad A. En el Escenario 2 se considera que todos los consumidores optarían por la Modalidad B.

En el Cuadro 7 se compara el descuento por interrumpibilidad que reciben actualmente los suministros que, prestando el servicio de interrumpibilidad en régimen de tarifa,

podrían acogerse a la modalidad A y la retribución por el servicio de interrumpibilidad resultante de aplicar la propuesta de Orden.

Cuadro 7. Escenario 1 - Descuento por el servicio de interrumpibilidad vs retribución por servicios de interrumpibilidad en caso de que los clientes que pueden elegir optarán por acogerse a la modalidad A

CÓDIGO	TARIFA	SUMINISTROS QUE PUEDEN ACOGERSE A INTERRUMPIBILIDAD		Escenario 1				
				Miles de €		€/ kWh		Tasa de variación (%)
				SISTEMA ACTUAL	PROPUESTO	SISTEMA ACTUAL	PROPUESTO	PROPUESTO sb VIGENTE
INTERRUMPIBLES		15.560	76	237.282	251.366	15,2	16,2	5,9
62	1.1 INT	54	1	621	788	11,6	14,7	26,8
65	2.1 INT	284	4	4.795	5.498	16,9	19,3	14,7
67	3.1 INT	1.345	14	22.336	22.940	16,6	17,1	2,7
74	2.2 INT	218	3	3.314	3.432	15,2	15,7	3,6
76	3.2 INT	2.180	15	34.464	34.671	15,8	15,9	0,6
82	1.3 INT	79	1	1.318	1.559	16,8	19,8	18,3
85	2.3 INT	440	3	7.382	7.880	16,8	17,9	6,7
87	3.3 INT	3.885	18	58.859	61.098	15,2	15,7	3,8
92	1.4 INT	93	1	1.591	1.481	17,1	15,9	-6,9
95	2.4 INT	415	2	6.057	6.469	14,6	15,6	6,8
97	3.4 INT	6.567	14	96.546	105.552	14,7	16,1	9,3
G.4		9.437	5	13.903	27.190	1,5	2,9	95,6
122	G2	2.729	2	1.848	4.557	0,7	1,7	146,6
124	G4	6.708	3	12.055	22.633	1,8	3,4	87,7
THP		8.659	51	116.722	116.318	13,5	13,4	-0,3
141	T.H.P. 1	1.002	14	14.184	16.299	14,2	16,3	14,9
142	T.H.P. 2	1.939	19	26.436	25.248	13,6	13,0	-4,5
143	T.H.P. 3	1.353	9	17.022	18.512	12,6	13,7	8,8
144	T.H.P. 4	4.365	9	59.080	56.259	13,5	12,9	-4,8
TOTAL		33.657	132	367.907	394.874	10,9	11,7	7,3

Fuente: CNE

Se observa que, en términos medios, la retribución por interrumpibilidad obtenida por estos 132 clientes resultante de aplicar la propuesta de Orden es un 5,7% superior al descuento por interrumpibilidad que obtienen con el sistema vigente, si bien, mientras que los suministros acogidos a las tarifas generales de alta tensión recibirían con el sistema propuesto un 3,0% más que con el sistema vigente y los clientes acogidos a la G.4 un 95,6% más que con el sistema vigente, los clientes acogidos a las THP recibirían un 1,0% menos que con el sistema vigente.

En el Cuadro 8 se compara el descuento por interrumpibilidad que reciben actualmente los suministros que, prestando el servicio de interrumpibilidad en el régimen de tarifa, podrían acogerse a la modalidad B y, la retribución por servicios de interrumpibilidad resultante de aplicar la propuesta de Orden.

Cuadro 8. Escenario 2 - Descuento por el servicio de interrumpibilidad vs retribución por servicios de interrumpibilidad en caso de que todos los clientes que pueden elegir optarán por acogerse a la modalidad B

CÓDIGO	TARIFA	SUMINISTROS QUE PUEDEN ACOGERSE A LA MODALIDAD B DE INTERRUMPIBILIDAD		Escenario 2				
				Miles de €		€/ kWh		Tasa de variación (%)
				Energía (GWh)	Número Suministros	SISTEMA ACTUAL	PROPUESTO	SISTEMA ACTUAL
INTERRUMPIBLES		15.560	76	237.282	303.522	15,2	19,5	27,9
62	1.1 INT	54	1	621	1.002	11,6	18,6	61,2
65	2.1 INT	284	4	4.795	5.498	16,9	19,3	14,7
67	3.1 INT	1.345	14	22.336	26.767	16,6	19,9	19,8
74	2.2 INT	218	3	3.314	4.096	15,2	18,8	23,6
76	3.2 INT	2.180	15	34.464	43.084	15,8	19,8	25,0
82	1.3 INT	79	1	1.318	1.559	16,8	19,8	18,3
85	2.3 INT	440	3	7.382	8.758	16,8	19,9	18,6
87	3.3 INT	3.885	18	58.859	77.023	15,2	19,8	30,9
92	1.4 INT	93	1	1.591	1.857	17,1	20,0	16,7
95	2.4 INT	415	2	6.057	8.098	14,6	19,5	33,7
97	3.4 INT	6.567	14	96.546	125.781	14,7	19,2	30,3
G.4		9.437	5	13.903	38.356	1,5	4,1	175,9
122	G2	2.729	2	1.848	7.907	0,7	2,9	327,9
124	G4	6.708	3	12.055	30.449	1,8	4,5	152,6
THP		8.659	51	116.722	144.154	13,5	16,6	23,5
141	T.H.P. 1	1.002	14	14.184	18.581	14,2	18,5	31,0
142	T.H.P. 2	1.939	19	26.436	31.578	13,6	16,3	19,5
143	T.H.P. 3	1.353	9	17.022	23.024	12,6	17,0	35,3
144	T.H.P. 4	4.365	9	59.080	70.971	13,5	16,3	20,1
TOTAL		33.657	132	367.907	486.031	10,9	14,4	32,1

Fuente: CNE

Cabe señalar que los 132 clientes que podrían ofertar los servicios de interrumpibilidad obtendrían, términos medios, una retribución con el sistema propuesto un 32,1% superior al descuento que obtienen a tarifa integral, siendo el descuento propuesto superior en 118.124 miles de € al descuento con el sistema vigente.

En consecuencia, la retribución por servicios de interrumpibilidad resultante de aplicar lo establecido en la propuesta de Orden, ascendería a un importe comprendido entre 395 Millones de € y 486 Millones de €, dependiendo de la modalidad de contratación por la que finalmente optaran los consumidores que cumplen con los requisitos establecidos en la propuesta de Orden.

5.1.2 Otros suministros de alta tensión no interrumpibles

Para valorar el impacto que la propuesta de Orden pudiera tener sobre los ingresos totales del sistema, se ha analizado qué suministros además de los que ya prestan los servicios en la actualidad podrían acogerse a los requisitos que establece la propuesta de Orden.

De acuerdo con la información de la base de datos SINCRO, existen 374 puntos de suministro adicionales, con un consumo de 14.928 GWh en 2006, que teniendo una potencia contratada superior a 5 MW están acogidos bien a tarifas generales o bien compran la energía en el mercado. Es importante señalar que, además de las consideraciones comentadas en el epígrafe 5.1.1 en relación con los requisitos y la forma de facturar la energía, se ha supuesto que la potencia residual demandable (P_{maxi}) toma un valor igual a 0 para todos los tipos de órdenes de interrupción, dado que no se dispone de información sobre la misma.

En el Cuadro 9 se muestran de los suministros en alta tensión que actualmente no prestan el servicio de interrumpibilidad, cuántos cumplirían los requisitos establecidos en la propuesta de Orden, diferenciando entre tarifa y mercado.

Cuadro 9. Suministros en alta tensión en régimen de tarifa y en régimen de mercado que actualmente no prestan el servicio de interrumpibilidad y que podrían acogerse al servicio de gestión de la demanda establecido en la propuesta de Orden

GRUPO	SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN CON POTENCIA CONTRATADA SUPERIOR A 5 MW		Energía		Suministros		Energía		Suministros		Energía		Suministros	
	Energía (GWh)	Número de Suministros	GWh	% sobre total	Número	% sobre total	GWh	% sobre total	Número	% sobre total	GWh	% sobre total	Número	% sobre total
Tarifas Generales (excepto THP, G.4 y tarifas con complemento de interrumpibilidad)	5.299	143	2.581	49%	26	18%	601	11%	8	6%	-	0%	-	0%
Mercado	9.629	231	4.610	48%	38	16%	1.259	13%	15	6%	-	0%	-	0%
TOTAL	14.928	374	7.192	48%	64	17%	1.861	12%	23	6%	-	0%	-	0%

Fuente: CNE

Cabe señalar que, de los puntos de suministro con potencia contratada superior a 5 MW, como máximo podrían optar por ofrecer los servicios establecidos en la propuesta de Orden el 23%, lo que en términos de consumo representa 9.053 GWh (el 61% de los suministros analizados).

Por las mismas razones expuestas en el epígrafe anterior, se han considerado dos escenarios. En caso de considerar que los clientes que puede elegir optaran por la modalidad A (Escenario 1), la retribución por servicios de interrumpibilidad ascendería a 145 Millones de €. Si todos los clientes analizados optarán por la modalidad B (Escenario 2), la retribución por servicios de interrumpibilidad ascendería a 172 Millones de € (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Retribución por el servicio de interrumpibilidad de los suministros en alta tensión que no siendo interrumpibles en podrían acogerse al servicio de gestión de la demanda establecido en la propuesta de Orden

GRUPO	SUMINISTROS QUE PUEDEN ACOGERSE A INTERRUPTIBILIDAD		Escenario 1		Escenario 2	
	Energía (GWh)	Número suministros	Descuento por interrumpibilidad		Descuento por interrumpibilidad	
			Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh
Tarifas Generales (excepto THP, G.4 y tarifas con complemento de interrumpibilidad)	3.183	34	50.172	15,76	60.084	18,88
Mercado	5.869	53	94.386	16,08	111.600	19,01
TOTAL	9.052	87	144.558	15,97	171.684	18,97

Fuente: CNE

5.1.3 Suministros de alta tensión que podrían acogerse a la propuesta de Orden

En el Cuadro 11 se resumen la retribución por los servicios de interrumpibilidad resultante de la aplicación de lo establecido en la propuesta de Orden en los dos escenarios analizados.

Cuadro 11. Descuento por interrumpibilidad. Modalidad A y Modalidad B

GRUPO	Energía (GWh)	Número de Suministros	Escenario 1		Escenario 2	
			Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh
Tarifa	36.840	166	445.046	12,08	546.116	14,82
Suministros actualmente interrumpibles	33.657	132	394.874	11,73	486.031	14,44
G4	9.437	5	27.190	2,88	38.356	4,06
INTERRUMPIBLE	15.560	76	251.366	16,15	303.522	19,51
THP	8.659	51	116.318	13,43	144.154	16,65
General	3.183	34	50.172	15,76	60.084	18,88
Mercado	5.869	53	94.386	16,08	111.600	19,01
TOTAL	42.709	219	539.432	12,63	657.715	15,40

Fuente: CNE

Se estima que alrededor de 219 suministros de alta tensión podrían la ofertar servicios de interrumpibilidad. La potencia máxima interrumpible que podrían ofertar los consumidores peninsulares ascendería a 3.992 MW, lo que representa el 9,13% de la potencia máxima registrada en el sistema peninsular (43.378 MW, potencia máxima registrada a la 20 horas del 27 de enero de 2005). La demanda de estos 219 puntos de suministro asciende a 42.709 GWh, lo que supone entre el 29% y el 33% de la demanda total de alta tensión, y entre el 15% y el 17% de la demanda total nacional.

La retribución por servicios de interrumpibilidad estaría comprendida entre 539 Millones de €, si todos los clientes con posibilidad de elegir optarán por la Modalidad A (Escenario 1) y de 658 Millones de €, en caso de que todos ellos escogieran la modalidad B (Escenario 2).

Es importante señalar que en la estimación de la retribución por servicios de interrumpibilidad no se han tenido en cuenta los siguientes factores que podrían afectar al resultado obtenido:

- Se ha considerado ningún punto de suministro de los analizados prestan servicios de carácter básico o servicios que en caso de aplicarse una orden de interrupción pudieran poner en peligro la seguridad de personas o bienes. La inclusión en el análisis de suministros que incumplan este requisito implica una sobre valoración de la retribución estimada.
- Para los consumidores de los que no se tiene información sobre la potencia máxima demandable durante una interrupción se ha considerado que ésta es nula. El establecimiento de esta hipótesis supone una sobre valoración de la retribución estimada.
- Se ha aplicado la misma fórmula retributiva a los consumidores de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, si bien la Disposición adicional primera establece que la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar condiciones específicas para estos consumidores.
- No se ha considerado la posibilidad de aplicar condiciones específicas a determinados consumidores, de acuerdo con lo establecido en la Disposición adicional cuarta, lo que podría suponer una infravaloración de la retribución estimada.

- No se han considerado posibles modificaciones en la relación entre generación y consumo que pudieran llevar a cabo los consumidores con instalaciones de cogeneración asociadas, lo que podría suponer una infravaloración de la retribución estimada.

5.2 Valoración del servicio de gestión de energía reactiva

Como se ha comentado anteriormente, existen tres formas distintas de calcular la facturación por energía reactiva a los clientes de alta tensión. Por un lado, la aplicable a tarifa integral, excepto la THP, la aplicable a las THP, y por otro lado la aplicable en el mercado.

De estas tres formas, sólo la aplicable a las tarifas generales de alta tensión con y sin complemento de interrumpibilidad proporciona descuentos si se cumplen un $\cos \varphi > 0,95$. Sin embargo, tanto el método utilizado para la tarifa THP como para las tarifas de acceso presenta únicamente recargos.

Para valorar económicamente el servicio de gestión de energía reactiva, de la propuesta de Orden, se han realizado las siguientes hipótesis:

- Suministros acogidos a las tarifas generales de alta tensión con y sin complemento por interrumpibilidad, y tarifas G.4 de grandes consumidores.: Se calcula la facturación en concepto del servicio de gestión de energía reactiva utilizando como $\cos \varphi$ el aplicado durante el año 2006 en tarifa integral, de acuerdo con la información proporcionada por las empresas distribuidoras en la base de datos de liquidaciones eléctricas.
- Suministros acogidos a la tarifa THP y suministros en el mercado. Para estos suministros no es posible determinar el $\cos \varphi$, a partir de la información existente en la base de datos de liquidaciones eléctricas. Por tanto, se han considerado dos escenarios. Por un lado, un escenario denominado mínimo que es el resultante de aplicar un descuento por energía reactiva para un $\cos \varphi = 0,96$ ($DER(\%) = 0,85$), y

por otro lado, un escenario denominado máximo que es el resultante de aplicar un descuento por energía reactiva para un $\cos \varphi = 1$ ($DER(\%) = 4$).

En el Cuadro 12 se resume la facturación por el servicio de energía reactiva, según la normativa vigente y en la propuesta de Orden, considerando en este último caso los dos escenarios de descuento descritos anteriormente para los suministros acogidos a la tarifa THP, y en el mercado.

Cuadro 12. Facturación en concepto de servicio de gestión de energía reactiva. Sistema actual vs propuesta de Orden

GRUPO	FACTURACIÓN REACTIVA (Miles de €)			Precio Medio (€/MWh)		
	Propuesta de Orden		Sistema Actual	Propuesta de Orden		Sistema Actual
	MÍNIMA	MÁXIMA		MÍNIMA	MÁXIMA	
Tarifa	47.846	60.713	45.254	1,31	1,66	1,24
Suministros actualmente interrumpibles	44.716	56.214	41.529	1,33	1,67	1,24
G4	16.044	16.044	9.073	1,70	1,70	0,96
INTERRUMPIBLE	23.997	25.450	32.684	1,55	1,64	2,11
THP	4.675	14.721	- 228	0,54	1,70	- 0,03
General	3.130	4.498	3.725	1,05	1,51	1,25
Mercado	3.515	9.931	- 372	0,60	1,69	- 0,06
TOTAL	51.360	70.644	44.882	1,21	1,66	1,06

Fuente: CNE

Como se ha comentado anteriormente, los suministros acogidos a las tarifas THP y los suministros en el mercado, sólo tienen recargos en la facturación por energía reactiva según la normativa actual, obteniéndose por tanto un descuento negativo.

Se observa que, en términos generales, el coste del servicio de gestión de energía reactiva propuesto es superior entre un 14% y un 57% al sistema vigente.

Asimismo, se observa que para todos los grupos tarifarios excepto, el interrumpible, el descuento por el servicio de gestión de energía reactiva es superior con el modelo propuesto que con el sistema actual.

Las divergencias entre el sistema actual y el sistema propuesto para los clientes interrumpibles se deben a que el sistema propuesto establece un tope máximo de 1,7

€/MWh consumido para el servicio de gestión de energía reactiva, valor un 24% inferior al registrado de media por este grupo de consumidores en el sistema actual.

Sin embargo, los clientes acogidos a la tarifa G.4 obtienen el descuento máximo establecido en la propuesta de Orden, esto es 1,7 €/MWh consumido, valor un 76,8% superior al registrado en 2006. Esto es debido a que a la hora de calcular el descuento por reactiva en régimen de tarifa integral se está incluyendo implícitamente el descuento por interrumpibilidad en la facturación básica, mientras que en el sistema propuesto este descuento se aplica a la facturación por tarifa de acceso y a la facturación por energía.

Finalmente, cabe señalar que los clientes acogidos a la tarifa THP y los del mercado, pasarían de soportar únicamente recargos con el sistema actual a recibir ingresos por dicho concepto con el sistema propuesto, si bien el servicio prestado por este colectivo de clientes es el mismo en ambas situaciones.

6 CONCLUSIONES

Primero. Esta Comisión valora de forma positiva la propuesta de Orden en la medida en que permite a los clientes que adquieren su energía en el mercado ofrecer servicios de interrumpibilidad y gestión de energía reactiva, servicios que actualmente sólo pueden ser prestados por los clientes a tarifa.

Asimismo, esta Comisión considera adecuado el establecimiento de criterios más estrictos en relación con los requisitos y procedimientos que deben cumplir los consumidores para la prestación de los servicios introducidos en la propuesta de Orden. No obstante, estas nuevas condiciones como se expone en la conclusión novena, se consideran insuficientes en relación con las penalizaciones en caso de incumplimiento.

Segundo. Se considera igualmente importante señalar que el establecimiento de un mecanismo de interrumpibilidad de operativa y estructura similar al existente actualmente para los clientes en régimen de tarifa presenta la doble ventaja de que, por una parte, introduce un instrumento conocido en el sector y que por tanto minimiza los riesgos

generales del marco de aplicación para el Gestor del servicio, y, por otra parte, aporta certidumbre sobre el esquema de retribución que recibirían por estos servicios los consumidores que ya los están ofreciendo a tarifa, facilitando así su transición al mercado. Esta confianza y minimización de riesgos es especialmente relevante para asegurar el correcto funcionamiento de un servicio de gran importancia para la seguridad de suministro en un sector que está viviendo importantes cambios estructurales.

Tercero. Esta Comisión considera que el mecanismo propuesto debería tener carácter transitorio y ser sometido a una revisión una vez transcurrido un periodo razonable de tiempo ya que podría ser necesaria la adaptación a mecanismos de tipo concurrencial que pudieran mejorar la gestión de estos servicios, por ejemplo mediante mecanismos de subasta, etc.

Cuarto. Esta Comisión considera necesario que se especifique que los servicios de interrumpibilidad y gestión de energía reactiva se refieren a un punto de suministro concreto.

Quinto. En relación con la retribución por los servicios de gestión de la demanda, se consideraría más adecuado establecer un precio de referencia para la facturación por energía con objeto de eliminar posibles arbitrajes en la forma de contratar y facturar a los consumidores, especialmente cuando un comercializador proporciona diferentes servicios.

Asimismo, se considera necesario que la facturación por tarifas de acceso empleada en el cálculo de la retribución excluya la facturación por exceso de potencia y la facturación por energía reactiva.

Sexto. En relación con los requisitos que han de cumplir los consumidores para ofertar estos servicios, se considera más adecuado establecer el umbral de potencia ofertada en 5.000 kW.

Asimismo, se propone la supresión de las dos excepciones a los requisitos que con carácter general deben cumplir los consumidores que deseen prestar servicios de gestión de la demanda. Ello es debido a que la excepción al requisito de consumir el 55% del

consumo total en el periodo 6 (valle), incentiva el desplazamiento de consumos al periodo 1 (punta). Por otra parte, la excepción al requisito de ofertar 5 MW de potencia media en el periodo 1 (punta), siempre que la potencia media de los periodos 4, 5 y 6 (valle) supere los 20 MW, supone de hecho aportar potencia en momentos en los que el sistema no la necesita.

Séptimo. En relación con la duración de los contratos, esta Comisión considera que para que efectivamente se pueda aportar ventajas a la seguridad del sistema equiparables a la disposición de mayor potencia de generación, debe contemplarse un ámbito temporal plurianual y no anual, por ejemplo, de 5 años tal y como se establece en la Orden de 12 de enero de 1995 para el servicio de interrumpibilidad, produciéndose revisiones anuales en dicho ámbito temporal.

En consecuencia, se consideraría adecuado que la autorización administrativa tuviera una duración de cinco años, produciéndose revisiones anuales en dicho ámbito temporal, previa validación del cumplimiento de los requisitos establecidos para la prestación de los servicios de interrumpibilidad y gestión de energía reactiva.

Octavo. Esta Comisión considera necesario que en la propuesta de Orden se recoja la definición del $\cos \varphi$, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001.

Noveno. Esta Comisión, si bien valora positivamente el endurecimiento de las penalizaciones en caso de incumplimiento respecto a las contempladas en la Orden de 12 de enero de 1995, consideraría beneficioso penalizaciones aún mayores en la medida en que la fórmula propuesta no contempla recargos por incumplimiento.

En concreto, en relación con los servicios de interrumpibilidad, se propone aumentar la penalización en caso de incumplimiento hasta el 120% de la retribución por el servicio de interrumpibilidad correspondiente al año en que se produce el incumplimiento, en caso de que no se hubiera producido ningún incumplimiento en los doce meses anteriores. En caso de un nuevo incumplimiento antes de pasar doce meses desde la anterior, la nueva penalización sería equivalente al valor máximo que resulte de comparar el doble de la retribución total recibida desde el último incumplimiento y el doble de la última retribución

mensual percibida. En este último caso, se propone también la revocación automática de la autorización administrativa durante un periodo mínimo de 12 meses.

En relación con los servicios de gestión de energía reactiva, se propone que si en los últimos doce meses, el valor mensual de energía reactiva por periodo horario, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, excede el 33 por 100 del consumo mensual de activa, se considerará un incumplimiento de estos servicios e implicará una penalización equivalente al 120% de la retribución anual por este concepto correspondiente al año en que se produce el incumplimiento. Si en los últimos doce meses se incumpliera en dos ocasiones el valor mensual de energía reactiva la penalización sería el equivalente al valor máximo que resulte de comparar el doble de la retribución recibida desde el último incumplimiento y el doble de la última retribución mensual percibida.

Décimo. Esta Comisión considera necesario que se acompañen temporalmente el procedimiento de liquidación de los servicios de gestión de la demanda de los grandes consumidores y el procedimiento de liquidación del Real Decreto 2017/1997 con el objeto de evitar posibles desajustes en las obligaciones de pago por estos servicios.

Asimismo, se considera necesario que en el mecanismo de liquidaciones se tengan en cuenta los ingresos derivados de penalizaciones por incumplimiento.

Undécimo. Esta Comisión considera conveniente la introducción en la propuesta de Orden de un nuevo artículo estableciendo el procedimiento a seguir por el Operador del Sistema en relación con los flujos monetarios derivados de la aplicación de la Orden, teniendo en cuenta su condición de intermediario desde el punto de vista económico.

Duodécimo. Esta Comisión considera conveniente realizar inspecciones periódicas a los consumidores que oferten servicios de gestión de la demanda, con el objeto de comprobar tanto la adecuación de las condiciones de prestación de los servicios a lo establecido en la propuesta de Orden, a lo establecido en los contratos firmados entre los agentes y el Operador del Sistema, y a lo establecido en la autorización administrativa, como verificar las liquidaciones practicadas por este concepto.