



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 14/2002 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL  
DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS MEDIDAS  
BÁSICAS PARA HACER POSIBLE LA PLENA  
LIBERALIZACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EL 1 DE  
ENERO DE 2003**

3 de Diciembre de 2002

# **INFORME 14/2002 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS MEDIDAS BÁSICAS PARA HACER POSIBLE LA PLENA LIBERALIZACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EL 1 DE ENERO DE 2003**

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado tercero.1 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 de 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 3 de diciembre de 2002, ha acordado emitir el siguiente

## **INFORME**

### **1. OBJETO**

El presente documento tiene por objeto informar el borrador del Proyecto de Real Decreto por el que se establecen las medidas básicas para hacer posible la plena liberalización del suministro eléctrico el 1 de enero de 2003.

### **2. PROCEDIMIENTO**

Con fecha 15 de noviembre de 2002 tiene entrada en esta Comisión escrito del Secretario de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa con el referido borrador. Junto a éste se acompaña memoria justificativa del mismo.

Con fecha 15 de noviembre de 2002 se remite la citada propuesta a los Miembros del Consejo Consultivo para que envíen a la CNE sus comentarios por el procedimiento de urgencia.

Con fecha 2 de diciembre de 2002 se celebra la sesión del Consejo Consultivo de Electricidad.

Se han recibido comentarios de los siguientes miembros del Consejo Consultivo: Generalitat de Cataluña, Xunta de Galicia, Gobierno Vasco, OMEL, REE, ACE, CIDE, UNESA y ASEME.

### **3. ANTECEDENTES**

La Comisión ha venido elaborando diversas propuestas e informes cuyo objeto ha sido hacer efectiva la plena elegibilidad el 1 de enero de 2003. Así, en diciembre de 1999 se presentó una modificación del Reglamento de Puntos de Medida; en julio de 2001 se elaboró un informe sobre las medidas necesarias para la implementación de la elegibilidad 2003 y en octubre de 2001, se presentó un plan de medidas que hiciesen factible que todos los consumidores pudiesen optar a la cualificación en enero de 2003.

El último plan propuesto por la CNE data de febrero de 2002. Era éste un plan cuya principal característica era la de ser un plan de mínimos, sin la posibilidad de introducir retrasos en alguna de sus fases.

Este plan incluía diversos aspectos: equipos de medida, curvas de carga horarias y liquidación de la energía, sistemas de tratamiento de la información de medidas horarias, y gestión y administración de los contratos relativos a los suministros. Asimismo, se incluía la necesidad de establecer mecanismos de coordinación y control para poder llevar a cabo este plan.

Con fecha 4 de marzo de 2002, se recibió en la CNE un escrito del Secretario de Estado de Economía y de la Pequeña y Mediana Empresa

con el encargo de liderar un Grupo de Trabajo de Seguimiento de las actuaciones necesarias para alcanzar la elegibilidad 2003.

Con fecha 1 de agosto de 2002, y en base a los trabajos de los Grupos de Expertos creados para asesorar a la CNE, la Comisión Nacional de Energía aprueba un informe titulado: “Elegibilidad 2003. Informe sobre las Propuestas Normativas Relativas a la Gestión y Administración de Contratos y Equipos de Medida”, que está accesible a través de la página Web de la CNE.

En este documento, tras presentar los antecedentes que han llevado a la elaboración de esta propuesta y describir la situación actual del mercado, se realizan, en primer lugar, una serie de consideraciones sobre los principales aspectos que se han de tener en cuenta a la hora de definir los procedimientos que afectan a las relaciones entre consumidores, comercializadores y distribuidores. Posteriormente se señalan las modificaciones normativas necesarias para que la elegibilidad pueda alcanzar a la totalidad del suministro. Por último, se describen los procedimientos, se detallan los mismos y se acompaña el flujograma de estos.

#### **4. CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA.**

##### **4.1. Primera: Sobre la necesidad de la norma.**

La propuesta de Real Decreto es de todo punto necesaria, en tanto no es posible hacer efectiva la plena elegibilidad el 1 de enero de 2003 mientras que no se realicen las modificaciones reglamentarias que permitan el paso de un mercado de pocos y grandes consumidores a otro caracterizado por ser muy numeroso, aproximadamente, 21 millones, y con un consumo per cápita relativamente bajo.

##### **4.2. Segunda: Sobre el alcance de la norma.**

La propuesta de Real Decreto es de aplicación a los consumidores de baja tensión. Es para estos consumidores para los que se requiere unos

procedimientos estandarizados y necesariamente informatizados, ya que el número de ellos y las previsible formas de contratación no permiten un tratamiento manual e individualizado.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, muchos de los procedimientos que se han elaborado en base a la propuesta de normativa que aquí se analiza pudieran ser en el futuro aplicados a consumidores de mayor tamaño, con lo que debería considerarse su posible aplicación a los mismos y con equipos de medida y formas de contratación más sofisticados. En este sentido, sería conveniente, en una etapa posterior, que se refundiese en una misma disposición las medidas básicas para hacer posible la elegibilidad de todos los consumidores.

La propuesta se refiere en todo caso a las relaciones entre los consumidores, los comercializadores y los distribuidores. Tal y como se puso de manifiesto por algún Miembro del Consejo Consultivo, se debe modificar para que se de cabida a tipos de contratación que es posible que realicen los consumidores de baja tensión con los productores en régimen ordinario y especial o accediendo directamente al mercado organizado.

#### **4.3. Tercera: Sobre la formalización de los contratos.**

Se considera adecuado, tanto el hecho de que los consumidores deban aportar justificación documental de que disponen de un contrato de energía, en el caso en que contraten separadamente energía y acceso, como de que el mandato deba ser formalizado por escrito, en el caso de que contraten conjuntamente el suministro.

También se considera imprescindible que, en los contratos y facturas entre comercializador y cliente, se expliciten un conjunto de datos que permitan identificar el suministro, incluyendo la identificación de la empresa distribuidora.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, no resulta apropiado incluir necesariamente el importe detallado de la facturación de la tarifa de acceso (Art.3.3d) en cada factura. Esto es así en tanto se señala en la propuesta que *“Todo sin perjuicio de lo establecido en el artículo 81.3 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, en lo relativo a la información sobre*

*la facturación correspondiente a la tarifa de acceso*". En este artículo del R.D. 1955/2000, se obliga a que el comercializador incluya el importe detallado de la facturación de la tarifa de acceso una vez al año, como mínimo, o en todas las facturaciones, si el cliente así lo decide. Esta es la forma más correcta, en opinión de la CNE, de establecer la obligación. Ampliar esta obligación a la totalidad de las facturaciones puede hacer que sea difícil de explicar, a clientes no expertos, ciertas modalidades de contratación cuando incluya en un mismo contrato la energía y el acceso.

#### **4.4. Cuarta: Sobre la duración de los contratos.**

Resulta apropiado que se exija un tiempo mínimo de un año de permanencia en tarifa de suministro a aquellos consumidores que, habiendo estado en el mercado liberalizado, decidan volver a la tarifa de suministro. En caso contrario se permitiría que los consumidores pudiesen arbitrar, dependiendo de la coyuntura, entre los precios que soportarían a tarifa y en mercado. Esto no resulta aconsejable, sobre todo si se considera que la tarifa integral no se modifica más allá de una vez al año.

También se hacía necesario completar la regulación existente, que elimina la posibilidad de cargos adicionales por paso de tarifa a mercado, con un proceso simétrico, que evitase posibles impagos al pasar de tarifa a mercado. Esto se incluye al mantenerse las obligaciones de pago a los distribuidores cuando se cambia de modalidad de suministro, con la posibilidad incluso de corte del mismo en el caso en que no se haga efectivo el importe.

Resulta discutible, tal y como fue señalado por algún Miembro del Consejo Consultivo, que la propuesta de RD no permita las excepciones que contempla la normativa en relación a las tarifas de acceso (contratos eventuales, de temporada, de interconexiones internacionales, energía adicional y suministros al régimen especial). Esta supresión de los contratos más atípicos puede parecer razonable desde el punto de vista práctico: incluir dos agentes, un comercializador y un distribuidor, para un suministro eventual o de temporada, en baja tensión, puede parecer

excesivo y quizás resulte más eficiente que se hagan en el marco del suministro a tarifa.

No obstante, si se considera que el mercado debe ser lo normal y la tarifa lo residual, y que no se debe eliminar una opción que tiene el consumidor, sino que el mercado debe señalar lo que resulta más eficiente, se debería mantener la posibilidad de este tipo de contratos y debería ser el mercado el que determine si es eficiente o no la opción liberalizada.

#### **4.5. Quinta: Sobre la rescisión del contrato.**

La Comisión en su informe de 1 de agosto de 2002, estimaba en síntesis que, en caso de rescisión del contrato de energía, el comercializador debía comunicar por correo certificado al consumidor y al distribuidor el cese de su relación con el cliente con quince días de antelación. En este período, el consumidor podía presentar al distribuidor un nuevo contrato de energía o solicitar el paso a tarifa de suministro. Si en este período el consumidor no realizaba ninguna de las dos actuaciones señaladas, el distribuidor procedería a suspender el suministro.

Esta propuesta tenía dos ventajas sobre el resto de las alternativas. En primer lugar daba un plazo razonable, 15 días, para que los consumidores pudiesen buscar un nuevo proveedor. En segundo lugar, ponía al suministro eléctrico en su parte no regulada al mismo nivel que cualquier otro bien o servicio: si no se dispone de alguien, que este dispuesto a vender un bien, el consumidor no puede disponer del mismo. No obstante aún se mantenía la peculiaridad respecto al resto de bienes y servicios de que, en el caso del suministro eléctrico, siempre hay un agente, el distribuidor, que debe proveer el bien a un precio regulado.

La propuesta de Real Decreto se inclina por mantener el plazo, que se fijaba en el RD 1955/2000, de cinco días de preaviso para rescindir los contratos entre clientes y comercializadores y, transcurrido este período, el consumidor, automáticamente, pasa a tarifa general.

La solución adoptada tiene dos problemas. El primero es que un preaviso de cinco días es excesivamente escaso para que un cliente, que no es un

experto en la materia, pueda buscar un comercializador, realizar un mínimo análisis previo a la elección y formalizar un contrato. Parece lógico suponer que, dado el tamaño de estos clientes, la práctica totalidad de los consumidores volverán a tarifa.

El segundo de los problemas es que, tal y como señala la propuesta de Real Decreto, vuelven a la tarifa de suministro general correspondiente. En puridad, tarifas generales de baja tensión solo existen las 3.0 y 4.0 y además se aplican unos descuentos (que pueden ser recargos) por discriminación horaria y reactiva, por lo que convendría clarificar que se va a entender por tarifas de suministro generales.

En cualquier caso, no parece adecuado que un consumidor pudiese pasar sin coste alguno a tarifa si, por ejemplo, la rescisión del contrato con el comercializador tiene su origen en la falta de pago del mismo.

Por ello, si se quiere optar por adherirse a las tendencias que marcan las directivas europeas, en el sentido de mantener una tarifa de última instancia para estos consumidores, se debería pensar en un sistema que cumpliera tres características: a) ser penalizador, para evitar impagos por la energía y arbitraje entre tarifa y mercado, b) dar un plazo razonable para la posible firma de un nuevo contrato y c) proceder al paso automático a tarifa y en consecuencia se aplicaría, en su caso, lo establecido en materia de suspensión del suministro a tarifa por impago.

Por ello, sería más apropiado que, transcurridos cinco días, el comercializador dejara de tener relación con el consumidor y éste dispusiera del plazo de un mes, para buscar un nuevo comercializador o determinar que quiere volver a tarifa. Su relación en este período sería con el distribuidor, se le aplicaría una tarifa penalizadora y transcurrido este mes, se debería activar el contrato con el nuevo comercializador, o, si no se pronuncia, pasaría a tarifa aplicando, en su caso, lo establecido en materia de suspensión del suministro a tarifa por impago.



#### **4.6. Sexta: Sobre las condiciones y plazos para los cambios de tarifa de suministro a tarifa de acceso y plazos para el cambio de comercializador.**

Parece adecuado fijar unos plazos para los cambios que no perturben las rutas de lectura y, en el caso de lecturas y facturaciones bimestrales, que no exijan períodos de espera superiores a 15 días. En este caso, dado que habrá necesariamente que realizar estimaciones, se debe disponer de un método de estimación claro y transparente que evite conflictos, por lo que debe ser la Administración la que publique el método de estimación.

Asimismo parece lógico que, salvo que se disponga de un equipo horario, no se pueda contratar la energía con más de un comercializador.

#### **4.7. Séptima: Sobre la información de los puntos de suministro.**

El Real Decreto-Ley 6/2000 establecía unas obligaciones de información de tal forma que los distribuidores debían comunicar a sus clientes, a solicitud de estos, sus datos de contratación y consumo.

El hecho de que se obligue a que los distribuidores dispongan de una base de datos de consumidores que contengan los datos de contratación y consumo, a la que puedan acceder los clientes, viene a cubrir el mandato legal señalado en el párrafo anterior.

Si además esta base de datos puede servir para que los comercializadores, recibiendo la información estructurada de tal forma que pueda ser empleada por programas informáticos, disminuyan su coste de elaboración de ofertas, se da un paso importante en aras a incrementar la competencia y transparencia del sector.

#### **4.8. Octava: Sobre los plazos, medios y sistemas de comunicación de las solicitudes.**

Parece oportuno que se establezca un plazo para que los distribuidores se pronuncien sobre las solicitudes de modificación, sobre todo en el caso de que exista algún problema que impida la modificación solicitada por el

comercializador. De esta manera, se pueden solucionar los posibles problemas sin que tenga que transcurrir el plazo reglamentado para el cambio de modalidad de suministro. También parece adecuado que, si los distribuidores ponen en funcionamiento sistemas informáticos para el tratamiento de las solicitudes, sin los cuales no podrían gestionar los posibles cambios, sólo deban cumplir estos plazos de remisión de la información, si se les transmiten los mensajes por estos medios.

#### **4.9. Novena: Sobre los perfiles de consumo y los paneles representativos.**

En aquellos casos en que no se dispone de información horaria del consumo, es preciso emplear perfiles de carga estandarizados para distribuir los valores leídos de forma acumulada y transformarlos en horarios. Para ello, la Administración determinará en base a qué información y cómo se calcula esta distribución. También, tal y como se incluye en la propuesta y como viene señalando de forma sistemática la CNE, es necesario instalar un panel representativo de consumidores que permita determinar con una mayor exactitud la curva de carga de estos consumidores.

#### **4.10. Décima: Sobre los períodos transitorios para la instalación de ICP.**

Es necesario prever la posibilidad de que, en un primer momento, las empresas distribuidoras no puedan cumplir los plazos legales para la instalación de ICP. Por este motivo el plazo previsto en el Real Decreto 1995/2000 se debe ampliar a tres meses, en el caso de que no haya cambio de potencia, o a un mes, en el caso en que si lo haya. Es lógico que se amplíe un período transitorio ante una posible avalancha de cambios y que se dé preferencia a aquellos suministros que pretenden modificar sus condiciones contractuales.

Si bien se considera que está implícito en esta disposición, se estima que, en el caso en que transcurridos estos períodos transitorios no fuese posible instalar los ICPs por causas ajenas al distribuidor debidamente justificadas, no adquiriría firmeza la nueva contratación volviéndose a la situación anterior.

Se ha incluido una precisión sobre el hecho de que los ICPs puedan ser sustituidos por un maxímetro. Lo señalado en esta propuesta de Real Decreto es un aspecto que puede influir sobre las tarifas de suministro y las tarifas de acceso. Lo relevante en el hecho de sustituir un ICP por maxímetro no es el aspecto físico de la sustitución, sino que se debe considerar que, con la normativa actual, ya no se puede facturar por la potencia contratada, sino que se debe considerar también la potencia demandada. Asimismo, al tener maxímetro la facturación debería ser mensual. En opinión de la CNE realmente lo que se propone requiere una nueva tarifa o modalidad de tarifa, y por ello, debería ser en el marco tarifario, en el que se debería plantear dicha modificación.

#### **4.11.Undécima: Sobre los precios para cubrir los costes de gestión del sistema.**

La Comisión considera, y así lo ha planteado en sus propuestas, que el método más eficiente es el que se basa en que los agentes paguen por los servicios que perciben. Sólo deben recibir, de forma gratuita, aquellos servicios que se consideran mínimos y que se retribuyen en base a los costes de gestión comercial.

Si los agentes tienen que pagar compararán la utilidad que les produce respecto al precio que deben pagar.

### **5. OTROS ASPECTOS PREVISTOS EN EL REAL DECRETO LEY 6/2000 PARA EL AÑO 2003.**

#### **5.1. Primero: Sobre la garantía de potencia y los contratos bilaterales.**

La Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, establece en sus apartados primero y segundo que las partes vendedora y compradora de un contrato bilateral físico no tienen derecho al cobro ni obligación de pago, respectivamente, por garantía de potencia por la energía afecta a tales contratos.

Lo dispuesto por esta Orden ha contribuido decisivamente a que los contratos bilaterales físicos no se hayan desarrollado hasta la fecha, debido a que el resultado económico de la transacción, para el conjunto productor-consumidor, era más beneficioso a través del mercado diario de producción.

Sin embargo, el objeto de este apartado no es juzgar la adecuación de esta medida de manera individual, sino poner de manifiesto las incoherencias a las que conduciría su aplicación a partir del 1 de enero de 2003, habida cuenta de los desarrollos regulativos realizados con posterioridad:

- Así, el Real Decreto Ley 6/2000 establece, en su artículo 21 sobre nuevas formas de contratación, que a partir del 1 de enero de 2003 los comercializadores podrán realizar contratos de adquisición de energía con los productores en régimen ordinario.
- Asimismo el Real Decreto Ley 6/2000 modifica, en su artículo 24, los derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia, haciendo que los pagos por garantía de potencia sean diferentes según el tipo consumidor, caracterizado por la tarifa de acceso que tenga contratada.

En este nuevo escenario, si no se hace nada para evitarlo, cada modalidad de contratación (bilateral o mercado diario) resulta más económica para suministrar a diferentes tipos de consumidores, según estos paguen más (o menos) por garantía de potencia de lo que cobra un generador por ese mismo concepto por la energía que le suministra.

Un productor en régimen ordinario que vende a través de un contrato bilateral deja de cobrar en concepto de garantía de potencia aproximadamente unos 2,7 € por cada MWh vendido, en relación con el cobro que hubiese recibido por tal concepto a través del mercado diario. Esta pérdida ha de compensarse con el ahorro que produce al consumidor o comercializador el hecho de no estar sujeto a obligación de pago por garantía de potencia.

Si se analizan los precios establecidos para la garantía de potencia expresados en € / MWh consumido:

Periodo	6 Periodos	3 periodos	2 Periodos	1 Periodo
1	7,813	7,813	13,222	13,222
2	3,606	4,207	<u>0,0</u>	
3	<u>2,404</u>	<u>0,0</u>		
4	<u>1,803</u>			
5	<u>1,803</u>			
6	<u>0,0</u>			

se observa que ahora resulta casi siempre rentable suministrar a los consumidores a través de contratación bilateral, frente a hacerlo a través del mercado diario, excepto en los períodos valle y en períodos llano en el caso de grandes consumidores. El nivel de ahorro por tipo de consumidor, expresado en € / MWh, se refleja en la siguiente tabla:

Periodo	6 Periodos	3 periodos	2 Periodos	1 Periodo
1	5,113	5,113	10,522	10,522
2	0,906	1,507	<u>-2,7</u>	
3	<u>-0,296</u>	<u>-2,7</u>		
4	<u>-0,897</u>			
5	<u>-0,897</u>			
6	<u>-2,7</u>			

Este hecho tiene dos consecuencias importantes:

- Por una parte se está condicionando el tipo de contratación que los agentes del mercado deben utilizar a través de una señal de garantía de potencia aplicada asimétricamente, alterando el equilibrio natural de las formas de contratación existentes sin un objetivo claro.
- Por otra, el efecto real de esta situación es que se permite a los agentes del mercado ahorrar una parte significativa de los pagos por garantía de potencia sin coste alguno para ellos, ya que la garantía de potencia continuaría siendo aportada. Además, este beneficio puede estar distorsionado al no conocerse la metodología con la cual se han determinado los pagos por garantía de potencia de cada uno de los tipos de consumidores. A modo de ejemplo puede citarse que un consumidor doméstico paga por su consumo en todas las horas (incluyendo el valle) más que cualquier otro consumidor por su consumo en las horas de punta.

En definitiva, se podría crear un quebranto económico al sistema en su conjunto que se manifestaría como déficit de tarifa, ya que los generadores tendrían mayores derechos de cobro por garantía de potencia que los ingresos obtenidos por este concepto, incluso considerando la parte equivalente de las tarifas de suministro destinada a este concepto.

La solución es muy sencilla: hacer que la garantía de potencia se aplique indistintamente a todas las formas de contratación (bilaterales o mercado), tal como ha recomendado esta Comisión en numerosas ocasiones, y en línea con la propuesta realizada para la organización del Mercado Ibérico.

## **5.2. Segundo: Sobre los contratos bilaterales entre comercializadores y productores en régimen ordinario.**

Como ya se ha comentado, el Real Decreto Ley 6/2000 establece, en su artículo 21 sobre nuevas formas de contratación, que a partir del 1 de enero de 2003 los comercializadores podrán realizar contratos de adquisición de energía con los productores en régimen ordinario.

Este cambio supone, de hecho, una transformación radical del modelo de organización del mercado eléctrico español, pasando de ser un mercado centralizado (a través de un pool cuasi-mandatorio) a un mercado de contratación bilateral libre, que puede postergar al mercado organizado de corto plazo a una situación residual, como ha sucedido en otros sistemas anteriormente.

Aunque esta forma de organización del mercado no presenta, en sí misma, ningún problema adicional, y es de hecho la más empleada en los mercados eléctricos europeos, debe analizarse su adecuación a la estructura de propiedad del mercado eléctrico español y, en su caso, establecer las medidas complementarias que sean necesarias para garantizar que el cambio de modelo no afecta negativamente a los participantes en el mercado y en particular a los consumidores.

Nuevamente en la propuesta de organización del Mercado Ibérico se avanzó en este campo y se propuso la existencia de contratación bilateral, pero estableciendo una serie de cautelas iniciales que permitiesen asegurar que no se producían efectos perversos para la competencia en el mercado y en definitiva para el consumidor final de energía eléctrica. En concreto se propusieron las siguientes medidas, que habrían de ser concretadas en normas más detalladas:

- *Dar publicidad a los precios ofrecidos por los productores mediante contratación bilateral.*

*Los productores estarán obligados a publicar información agregada sobre los precios aplicados para diversos plazos en contrataciones bilaterales. De esta forma se dispondrá de información útil para los consumidores y comercializadores, evitando que los agentes más pequeños queden en desventaja respecto de los mayores, que tienen más capacidad para obtener o estimar estos precios, y posibilitará el conocimiento público de los precios del mercado, mientras no exista un mercado organizado a plazo con suficiente liquidez.*

- *Limitación de la duración de los contratos bilaterales.*

*Se propone, en un primer momento, limitar a 2 años la duración máxima de los contratos bilaterales firmados, tanto entre productores y comercializadores, como entre éstos y los clientes finales. Con esto se pretende aumentar la liquidez del mercado a medio plazo y evitar que se produzcan contrataciones a muy largo plazo, con el efecto de cerrar el mercado a nuevos competidores cuando éstos todavía no han desarrollado actividades en el MIBEL. Además, de este modo se dota a la regulación de una mayor capacidad de actuación ante ineficiencias en el mercado. Según vaya evolucionando el mercado, se podrá ampliar el horizonte de contratación o, incluso, se podrán eliminar todas las restricciones.*

- *Limitación a la contratación bilateral entre empresas del mismo grupo empresarial.*

*Para dotar de mayor liquidez al mercado, tanto organizado como bilateral, y evitar la posibilidad de fijar precios discriminatorios por los agentes dominantes, podrán eventualmente imponerse límites a la cantidad de energía contratada bilateralmente entre empresas del mismo grupo empresarial.*

- *Acceso a la información del mercado por parte de las autoridades reguladoras.*

*Las autoridades reguladoras tendrán acceso total a las cantidades y precios que resulten de las transacciones en el MIBEL, con independencia de la modalidad de contratación, tanto a nivel mayorista como a nivel de suministro al consumidor final. Disponer de esta información es fundamental para poder detectar alteraciones del mercado, particularmente en lo que se refiere al trato homogéneo de las transacciones entre empresas pertenecientes a un mismo grupo empresarial*

En definitiva, esta Comisión considera que la liberalización de la contratación bilateral debe ir acompañada de medidas similares a las



propuestas y que, por lo tanto, debería condicionarse su aplicación al desarrollo de las mismas, para evitar que la contratación bilateral afecte de forma negativa y, en ocasiones, con plazos largos al mercado de electricidad.

A continuación se propone una modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que permitiría resolver los problemas detectados en relación con la retribución por garantía de potencia y habilitaría al Ministerio de Economía a establecer las condiciones bajo las que se desarrollaría la contratación bilateral.

### **CAPITULO III**

#### **Sistemas de contratación bilateral**

*Modificar Punto 1 del Artículo 20. Características de los contratos.*

1. Los contratos bilaterales físicos deberán identificar las unidades de producción afectas a su cumplimiento y el consumo previsto y habrán de tener una duración **máxima de dos años.**

El contrato bilateral físico deberá determinar la parte contratante que vendrá obligada a satisfacer los pagos que corresponda por servicios complementarios potestativos, **por garantía de potencia,** por peajes, por costes permanentes del sistema, por los costes de seguridad y diversificación, incluidos los correspondientes a la moratoria nuclear y aquellos otros costes que puedan determinarse, de acuerdo con la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y sus normas de desarrollo.

*Añadir párrafo al artículo 20. Características de los contratos.*

**4. No obstante lo dispuesto en el artículo 24 de este Real Decreto, los sujetos que vendan o adquieran energía vinculada a un contrato bilateral**

tendrán los mismos derechos de cobro o de pago, respectivamente, por garantía de potencia, que quienes realicen las mismas operaciones en el mercado diario de producción, sin que quepa discriminación alguna entre ambos tipos de contratación.

*Añadir párrafos al artículo 21. Otras modalidades de contratación.*

Lo dispuesto en el artículo 20 de este Real Decreto para los contratos bilaterales físicos será igualmente de aplicación para la referida contratación de los comercializadores.

El Ministerio de Economía en el año 2003 regulará las condiciones y características bajo las cuales se realizará la contratación entre los comercializadores y los productores nacionales en régimen ordinario, estableciendo las limitaciones que sean necesarias para asegurar la competencia y el funcionamiento del mercado. Los contratos que puedan celebrarse antes de la publicación de la mencionada normativa, deberán contener como cláusula necesaria la sujeción de los mismos a la citada disposición.

### **5.3. Tercero: Sobre el mecanismo de resolución de restricciones.**

Como ya se indicó en la propuesta remitida por esta Comisión en abril de este año, el mecanismo actual de resolución de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico no permite participar adecuadamente en el mismo a aquellas unidades de generación que hayan suscrito contratos bilaterales.

Al margen de otras consideraciones que allí se realizaban sobre la conveniencia de modificación de tal mecanismo, el momento actual en el que está prevista la liberalización de la contratación bilateral el 1 de enero de 2003, hace aún más necesaria la modificación del mencionado mecanismo en los términos propuestos.

Por tanto se considera adecuado que, en el marco de un Real Decreto como el que se informa, se incluya como disposición adicional la modificación necesaria del artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que a continuación se recoge:

*Modificar Artículo 12.-Restricciones técnicas*

1.- El programa diario base será comunicado por el operador del mercado a los agentes del mercado y al operador del sistema, quien, a la vista del mismo, determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a su ejecución, así como las necesidades de servicios complementarios a que diera lugar.

2.- A los efectos de este Real Decreto, se entenderá por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, suponga, a criterio del Operador del Sistema, la modificación de los programas.

3.- El Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá mediante Orden Ministerial los mecanismos de resolución de las restricciones técnicas, estableciendo la forma de resolución, los sujetos que participan en el proceso, las condiciones económicas y el régimen de supervisión que corresponderá a la Comisión Nacional de Energía.

Los mecanismos de resolución de restricciones técnicas podrán comportar la retirada de ofertas contempladas en los programas, así como la modificación de los programas en base a otras ofertas, en los términos que establezca la Orden Ministerial reguladora de dichos mecanismos.

4.- El programa resultante de la resolución de las restricciones técnicas y del resultado del mercado de servicios complementarios a que se refiere el artículo 14 se denominará programa diario viable y será comunicado por el operador del sistema al operador del mercado y a los agentes del mercado en el plazo que se establezca en las normas de funcionamiento del mercado.