

GDF SUEZ



**Respuesta a la Consulta pública sobre
armonización regulatoria de la integración de
la producción en régimen especial en el MIBEL
y en la operación de los respectivos sistemas
eléctricos**

Madrid, 15 de diciembre de 2011

Área de Regulación



INTRODUCCIÓN

El Grupo GDF SUEZ, a través de GDF Suez Energía Iberia y otras empresas participadas, es el más importante de los nuevos entrantes¹ en el sector eléctrico de la Península Ibérica tras el proceso de liberalización del sector iniciado por España en 1998. El portfolio de generación del Grupo incluye instalaciones, tanto de régimen ordinario (centrales de ciclo combinado y de carbón) como de régimen especial (en concreto, eólica y mini-hidráulica), repartidas por España y Portugal.

GDF SUEZ Energía Iberia alaba la iniciativa del Consejo de Reguladores del MIBEL de someter a consulta pública un tema tan crucial para la Península Ibérica como es el de la integración de la producción de régimen especial. Por esa razón quiere contribuir con las respuestas que se presentan a continuación que, si querer entrar en detalles que no corresponden a esta consulta, muestran la amplia visión de un sujeto propietario de activos de generación pertenecientes a ambos regímenes y que además está presente en las actividades de representación de régimen especial y de comercialización de energía eléctrica.

Finalmente añadir que GDF SUEZ Energía Iberia colaborará con su aportación en cualquiera otra de las consultas que el Consejo de Reguladores del MIBEL decida iniciar en relación con las modificaciones que el sector eléctrico en la Península Ibérica necesita abordar para responder al escenario que se presenta más de una década después del inicio de la liberalización.

1 VALORACIÓN DE LA ENERGÍA EN REFERENCIA AL MERCADO

1. Desde el punto de vista de la formación del precio de la energía eléctrica, ¿considera la inclusión de la PRE en el mercado marginalista una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno?

El mercado marginalista es la herramienta básica utilizada en la liberalización de los sectores energéticos desde principio de los años 90.

En el sector eléctrico, la introducción del mercado marginalista implica que los generadores reflejen en sus ofertas sus costes variables y que el precio marginal establecido sea el que sirva para retribuir a todas las instalaciones que hayan ofertado por debajo de ese precio.

Partiendo de que es beneficioso para la integración de la producción de régimen especial que sus programas de producción queden expresamente reflejados en los distintos programas resultantes de los procesos de programación, lo que no es adecuado es que haya producción que se integre en este mercado marginalista sin cumplir la premisa básica: ofertar al coste variable.

Lo que sucede en España, es que las instalaciones de régimen especial que optan por vender su producción a tarifa tienen que ofertar obligatoriamente a precio nulo y las que optan por vender su producción en el mercado, con el fin de asegurar la programación de su producción, también lo hacen

¹ Sin contar a aquellos que se han introducido adquiriendo compañías ya existentes (E.On, Enel, etc.)

porque son indiferentes al precio marginal resultante ya que su retribución está establecida como una cantidad adicional a la que ingresen del mercado marginalista.

Este hecho, junto con otras medidas regulatorias que condicionan las ofertas presentadas por los generadores, tiene una repercusión muy negativa en el mercado marginalista porque afecta directamente a su definición.

Por esta razón se considera que la programación de la producción de régimen especial debe realizarse explícitamente, como ya se hace en España, pero no a través del mercado marginalista sino en un proceso previo a la casación del mercado diario.

Este proceso previo consistiría en una contratación bilateral entre las ofertas de compra comunicadas por la demanda y de venta de producción comunicadas por los productores de régimen especial (o sus representantes). En la práctica, esta contratación bilateral sería similar a las comunicaciones de ejecución de contratos bilaterales realizadas actualmente por los sujetos que así lo desean de forma previa al mercado diario.

Los resultados de todas estas comunicaciones se incorporarían al resultado del mercado diario como está establecido en la actualidad, es decir, en el Programa Base de Funcionamiento.

De lo anterior podría surgir la duda de cómo asignar al conjunto de la demanda dicha producción de régimen especial. Respecto a eso, la propuesta sería hacerlo entre toda la demanda de forma proporcional a las ofertas de compra realizadas.

Con la aplicación de la propuesta descrita, en el mercado diario participarían únicamente las ofertas de compra de energía no comprometidas a través de contratación bilateral y las ofertas de venta de las instalaciones de producción convencionales (nucleares, térmicas e instalaciones hidráulicas gestionables de régimen ordinario) que compiten por establecer su programa en el mercado diario y que son retribuidas con el precio marginal horario resultante. Por otro lado, la retribución de la producción de régimen especial resultaría del esquema de retribución propuesto en la pregunta 20, es decir, precio de mercado más prima variable según el sistema "cap and floor".

Obviamente, la implementación de una propuesta de este calado debería contar con periodo transitorio de adaptación, sobre todo teniendo en cuenta que, en la actualidad, la producción de régimen especial en Portugal no se integra participando directamente en el mercado sino a través del comercializador de último recurso.

El esquema propuesto no resolvería los problemas inherentes a la integración de altas cantidades de PRE:

- Periodos horarios con precio nulo
- Vertidos de PRE
- Insuficiente retribución a las instalaciones de régimen ordinario que actúan como centrales de respaldo de las instalaciones de régimen especial cuando la PRE no está disponible.

La problemática de los periodos horarios con precio nulo se aborda en detalle en la siguiente pregunta, no obstante aquí se quiere mencionar el papel de la demanda tanto para reducir la existencia de dichos periodos como la de los vertidos. La modificación de la curva de demanda que se obtendría con la recarga nocturna de las baterías de los vehículos eléctricos, la introducción de políticas tarifarias para trasladar consumos a periodos horarios que, tradicionalmente, registran bajas demandas, el desarrollo de mecanismos de participación activa de la demanda en el sistema, el incremento de las capacidades de almacenamiento (bombeos, baterías, almacenamientos subterráneos de aire comprimido, etc.), permitiría reducir tanto los periodos horarios con precio nulo como los vertidos de la PRE.

La insuficiente retribución a las centrales de régimen ordinario en escenarios de alta penetración de PRE es una de las consecuencias más preocupantes. Centrales pertenecientes al régimen ordinario que se construyeron bajo el escenario tradicional ahora ven reducidas tanto sus horas de funcionamiento como los ingresos percibidos en los periodos horarios en los que consiguen programar su producción en el mercado diario. Especialmente afectadas están las centrales de ciclo combinado que se empezaron a instalar en ambos países en la primera década del siglo XXI y que han visto muy reducidas las horas de operación previstas pero que, por otro lado, por su gran flexibilidad son requeridas para actuar como centrales de respaldo de la PRE.

Tanto en España como en Portugal hay actualmente vigente un sistema de pagos por capacidad pero tiene limitaciones:

- *La duración no es suficiente.*
En el caso de España, el sistema de pagos por capacidad sustituyó en 2007 al pago por garantía de potencia que estableció la Ley 54/1997. Mientras el pago por garantía de potencia no tenía límite de años de aplicación, el incentivo a la inversión de los pagos por capacidad (que podría asemejarse al anterior) se percibe únicamente durante los 10 primeros años de operación de la central. En la práctica esto implica que se está pagando únicamente a centrales de ciclo combinado y que, en 2012, algunas de ellas dejaran de percibir este pago, ¿qué ocurrirá entonces?.
- *La retribución es escasa.*
De nuevo en el caso de España, desde el 15 de diciembre de 2011, el incentivo a la inversión de los pagos por capacidad se ha incrementado desde los 20.000 a los 26.000 €/MW y el servicio por disponibilidad asciende a 4.701,95 €/MW (valor de aplicación a las centrales de ciclos combinados).
El incremento del *incentivo a la inversión* queda casi anulado si se tiene en cuenta que desde el 1 de enero de 2011, determinadas centrales de régimen ordinario tienen que hacer frente al coste asociado al "Plan de acción 2008-2012" de la "Estrategia de ahorro y eficiencia energética".
Por otro lado, el pago por el *servicio de disponibilidad* también resulta insuficiente si se tienen en cuenta los costes asociados a mantener disponible a una central.
- *El esquema no es estable*
El esquema que acaba de aprobarse en España es transitorio pues la CNE tiene el mandato de desarrollar en seis meses una propuesta un nuevo mecanismo de pagos por capacidad.

La situación descrita requiere que se desarrolle urgentemente un mecanismo de pagos por capacidad estable que responda a las necesidades detectadas.

2. Precios negativos: ¿Deberían admitirse ofertas de precio negativo? ¿Tal vez sólo en los mercados de reserva? ¿Sería compatible con la utilización de precios marginales?

Los precios negativos suponen una situación no deseada para el generador que, aplicando la lógica, sólo es aceptada para reducir el impacto de una parada.

Por ser contrarios a dicha lógica, no debería utilizarse en el mercado diario sino sólo en mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema (lo que en la pregunta denomina "mercados de reserva") y siempre que previamente se haya registrado una situación en la que el precio marginal fuese cero.

En esa situación, el precio de retribución debería ser el marginal como en el resto de los servicios de ajuste del sistema menos el de solución de restricciones técnicas que tiene características propias que así lo justifican.

3. Asignación de costes: ¿Debería recaer sobre la PRE parte del coste de las medidas adoptadas (mercados de reserva, instalaciones de bombeo y de generación en punta, gestión de desvíos, etc.)? ¿Deberían por el contrario repercutirse enteramente sobre la demanda?

En lo que a la asignación de los costes se refiere conviene realizar una diferenciación de los mismos en función de su naturaleza.

Los costes asociados a los servicios de ajuste del sistema pueden deberse a solución de restricciones de la red, requerimientos de reserva del sistema o incumplimientos de programa. En función de cuál de ellos hablamos, la imputación será diferente:

- *Restricciones de la red:* son una característica intrínseca del sistema y por ello debería imputarse al conjunto de la demanda. No obstante se debe asegurar que la legislación aplicable no provoque el incremento de estos costes (por permitir instalación de sobrecapacidad).
- *Requerimientos de reserva:* En el cálculo de las reservas requeridas por el sistema intervienen probabilidades de fallo de equipo generador, líneas de transporte o variaciones de la demanda y de la producción de régimen especial, por esa razón, al ser imputable al conjunto del sistema y no a unidades concretas, debe ser imputado al conjunto del sistema.
- *Incumplimientos de programa:* Cuando las unidades de programación se desvían del programa al que previamente se habían comprometido provocan la necesidad de utilización de energías de las reservas de regulación primaria, secundaria o terciaria o del proceso de gestión de desvíos. El coste de estas energías de balance directamente imputable a esas unidades y por esa razón son ellas las que tienen que soportarlo.

En este punto, conviene realizar una reflexión sobre el actual sistema de imputación del coste de los desvíos. Según dicho esquema, el coste del desvío es nulo siempre que el mencionado desvío tiene el mismo sentido que las necesidades de reserva del sistema. No obstante, si el objetivo último es minimizar los desvíos de programa, ¿por qué no penalizar a todos los que no ajustan adecuadamente sus programas aunque se desvíen a favor del sistema?

En lo que se refiere a los costes asociados a nuevas infraestructuras éstos están asociados bien a incrementos de demanda o bien a requerimientos asociados a la política energética implementada (refuerzos de red, almacenamientos, etc.), y por ello debería imputarse a toda la demanda. No obstante, sí que cabría abrir de nuevo el debate si se deben sufragar únicamente por la demanda eléctrica o a la demanda energética en su conjunto.

2 HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN MERCADO DE LA PRE

4. **Aprovisionamiento de la PRE a plazo: ¿La considera una posible herramienta de estabilización de la PRE y de mitigación de los desvíos?**

La contratación a plazo es un mecanismo de cobertura frente a la variación de precios de los mercados de corto plazo. Lo anterior no está relacionado en ningún caso con los desvíos registrados entre la energía realmente vertida a la red y la programada en los mercados.

Si lo que se está planteando es cubrir el coste de los desvíos con la participación en los mercados a plazo, se estaría avanzando totalmente en contra del requerimiento de que los productores de régimen especial se responsabilicen de disponer de previsiones de producción de calidad para establecer en el mercado programas que se ajusten al máximo a su producción real (participando en las sesiones del mercado intradiario o en el mercado continuo de ajustes) y así minimizar los desvíos.

5. **Adquisición de la PRE por los comercializadores (mediante instrumentos de mercado como mecanismo de abastecimiento de energía): ¿Considera que esta actuación favorece la competencia?**

Cuestión ya contestada en la pregunta primera.

3 ADECUACIÓN DE LAS REGLAS DE MERCADO A LOS NIVELES DE PRE

6. **¿Considera necesario rediseñar el mercado diario de modo que sea posible realizar ofertas por bloques en detrimento de las ofertas complejas, para así circunscribir las restricciones técnicas (gradientes de carga y arranque) a un período de horas del día?**

Sí, la variabilidad de requerimiento de producción convencional introducido por la producción de régimen especial no gestionable hace necesario que se flexibilicen las posibilidades de presentación de ofertas al mercado. Teniendo en cuenta lo anterior, lo más adecuado sería que se permitiese hacer ofertas complejas y también por bloques.

7. ¿Contribuiría un desdoblamiento del número de sesiones del mercado intradiario a una más efectiva adecuación de los desvíos de previsión asociados a la PRE, o bien la existencia de un mercado continuo respondería mejor a este propósito?

La calidad de las previsiones de la PRE se incrementa conforme se aproxima al tiempo real. Por esa razón, parece más conveniente el mercado continuo que el incremento de sesiones del mercado intradiario, no obstante, cualquier mecanismo que permita el acercamiento entre la posibilidad de modificación del programa y el tiempo real sería beneficiosa para la integración de la PRE renovable no gestionable.

4 REPRESENTACIÓN O AGREGACIÓN DE LA PRE

8. Caracterización: ¿Debería la representación (o agregación) ser una actividad en sí misma o es asimilable a la comercialización? ¿Debería conllevar siempre obligaciones de pago (y derechos de cobro)?

Los comercializadores son aquellos sujetos que adquieren energía para su venta a los consumidores o a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

Estas funciones no coinciden con las de los sujetos representantes que se encargan de gestionar la venta de energía propiedad sus clientes y de realizar para ellos, entre otras, labores de tramitación ante los organismos, asociación a un centro de control, integración de la energía en los diferentes mercados, liquidaciones, etc.

Dada la disparidad de funciones entendemos que la representación debería considerarse como una actividad por sí misma, diferenciada de la actividad de comercialización.

9. Representación 'de último recurso': ¿Es necesaria, siquiera transitoriamente? En tal caso, ¿debería establecerse un límite de potencia para acogerse a la misma?

La figura de representante de último recurso se debe utilizar transitoriamente para proteger a aquellos productores que no disponen inicialmente de la información o los medios para acudir directamente al mercado de producción o contratar a otro representante.

Con el fin de que utilizado únicamente de forma transitoria, su coste debe ser lo suficientemente alto para disuadir la permanencia y para que no sea utilizado como referencia por el resto de los representantes.

5 VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LA PRE

10. Ámbito de consolidación de desvíos: ¿Qué restricciones impondría y con qué justificación?

En lo que se refiere al ámbito geográfico, mientras los sistemas español y portugués se operen separadamente, los desvíos también deben imputarse por país porque de esa forma a las unidades

desviadas se les imputa el precio que ha costado resolver su desvío en el sistema en el que se han desviado.

Por otro lado, en cada zona geográfica, los desvíos se consolidan:

- En caso de unidades de generación:
 - Por zona de regulación
 - Por cartera de representante, separando producción de régimen especial y en régimen ordinario
- Para las unidades de comercialización:
 - Por cartera de consumidores

Manteniendo la estructura actual de separación de unidades de generación y consumo, se considera que:

- En las zonas de regulación deberían integrarse únicamente unidades que están habilitadas para prestar activamente el servicio de regulación secundaria. De esa forma se estaría permitiendo consolidar desvíos a una cartera de unidades que está prestando un servicio específico al sistema
- Se debería permitir la consolidación de las carteras de régimen especial y de régimen ordinario que no esté dentro de zona de regulación de cada representante.

No obstante, actualmente estamos asistiendo a un cambio significativo del sistema eléctrico en el sentido de que se espera que, en breve, la demanda juegue un papel realmente activo en el sistema. A día de hoy, ya hay consumidores interrumpibles pero en breve el coche eléctrico, las redes inteligentes y la generación distribuida justificarán que las unidades de consumo también sean consideradas en la prestación de servicios de ajuste del sistema y, conjuntamente con la generación, en la cartera de compensación de desvíos. En esa nueva situación podrían implantarse figuras agregadoras de generación y consumo que podrían prestar servicios de ajuste del sistema de manera conjunta, compensar desvíos, etc...

11. Referencia para el cálculo: ¿Respecto a qué programa deben medirse los desvíos?

Los desvíos de programa deben ser siempre calculados entre el último programa de cada día (P48), que incluye la programación inicial en el mercado diario y los posteriores ajustes en el mercado intradiario y en los servicios de ajuste del sistema, y las medidas en tiempo real.

6 CÁLCULO DE LAS RESERVAS Y DE LA CAPACIDAD EN LAS INTERCONEXIONES

12. Horizonte temporal: ¿A partir de qué momento no deberían admitirse ya reducciones? O bien: ¿Cuándo los valores de capacidad publicados debieran adquirir carácter firme o vinculante?

Tal y como dice el texto de la consulta, en la actualidad ambos operadores del sistema aplican reducciones de la capacidad de intercambio:

- *Antes del mercado diario:* REN aplica reducciones a la importación cuando coinciden previsiones elevadas de generación eólica con baja demanda con el fin de asegurar la disponibilidad de reserva a bajar en su sistema
- *Después del mercado diario:* Tanto REE como REN, aplican reducciones a la exportación para asegurar la disponibilidad de reserva a subir en su sistema.

Estas reducciones constituyen una de las herramientas utilizadas por los operadores del sistema en aras de la fiabilidad y seguridad del sistema y deben seguir siéndolo pero cumpliendo con los siguientes requisitos:

- Que ambos operadores cuenten con las mismas herramientas y criterios técnicos y temporales para su aplicación
- Que sean utilizadas en último recurso, cuando el no hacerlo pueda suponer un problema para alguno de los sistemas
- Que su aplicación está supervisada para asegurar los puntos anteriores.

13. Posibles actuaciones irregulares: ¿Podrían los operadores de sistema estar empujando a la interconexión restricciones eminentemente internas?

Las reducciones en la importación previas al mercado diario aseguran la programación en el respectivo sistema de unidades de producción convencionales que puedan proveer de reserva a bajar en tiempo real.

Las reducciones en la exportación aseguran el que el correspondiente operador del sistema se asegure la disponibilidad de reserva a subir cuando la proximidad al tiempo real podría comprometer el acoplamiento a la red de nuevos grupos necesarios.

No parece que lo estén utilizando para llevar a la interconexión restricciones internas. No obstante, como en el apartado anterior, estas reducciones son una útil herramienta para los operadores del sistema pero se debe supervisar que se aplican adecuadamente y que el mantenimiento de las capacidades originales no permitiría una mejor distribución de los recursos disponibles en cada país.

7 INTERCAMBIO DE SERVICIOS DE SISTEMA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RESPECTIVOS MERCADOS EN PORTUGAL Y ESPAÑA

FASE 2

14. Precio asociado al intercambio descrito: ¿Cuál sería a su juicio un precio justo para la energía intercambiada en el sentido de Portugal a España? ¿Y de España a Portugal?

En el caso que se plantea, la PRE estará prestando servicios de ajuste del sistema y por tanto sustituyendo la producción de centrales convencionales en el país de destino.

Se podrían contemplar dos opciones de retribución:

- Precio medio ponderado de la PRE que sería objeto del intercambio (según tecnología y FIT o FIT+PM que recibe cada tecnología) lo que podría desincentivar el intercambio por ser muy elevado
- Precio ofertado en el sistema exportador por la primera unidad de producción de tecnología convencional no asignada en el servicio de ajuste que se esté intercambiando.

15. Dado que la entrada en funcionamiento del mecanismo definitivo no está prevista hasta el 4º trimestre de 2014, ¿cuáles serían las barreras existentes para una más rápida concreción de los objetivos propuestos para la frontera Portugal-España?

El acuerdo de los detalles del procedimiento a aplicar y el precio de retribución de la energía.

8 OPERACIÓN DE LAS REDES EN RELACIÓN A HUECOS DE TENSIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA REACTIVA

16. Ámbito y pertinencia: ¿Considera relevante la armonización en el ámbito MIBEL de los criterios operativos en esta materia? ¿Es preferible aguardar una armonización comunitaria?

Teniendo en cuenta que España y Portugal son líderes en la integración de PRE y que juntas constituyen una isla energética (aunque se estén dando los pasos adecuados para que cada vez lo sean menos) no parece conveniente aguardar a que se produzca una armonización comunitaria para la adopción de medidas sino que, por el contrario, se debe avanzar en la adopción de medidas comunes que, siempre que sea posible, deberían estar de acuerdo con las líneas en las que estén trabajando ACER y ENTSO-E.

Dicho lo anterior, la relevancia de la armonización de los requisitos técnicos difiere en ambos temas.

En lo que se refiere a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión, el modelo español establecido, con periodos transitorios, desde 2007 para la producción eólica se ha mostrado muy adecuado en la práctica. Además desde noviembre de 2010 también es de aplicación a las instalaciones fotovoltaicas. El detalle de dichos requisitos establecido en el P.O.12.3.

Los requisitos de aplicación en Portugal están recogidos en Reglamentos de la red de transporte y de distribución. Del análisis comparativo de los requisitos de uno y otro sistema se concluye que los de Portugal son más exigentes que los establecidos en España e imposibles de cumplir para determinado tipo de aerogeneradores ya en operación.

Teniendo en cuenta que Portugal y España tienen en común el ser una isla eléctrica respecto al resto de Europa y que los operadores del sistema pueden requerir la aplicación de reducciones de producción eólica teniendo en cuenta el grado de adaptación de la respuesta frente a huecos de tensión, no parece justificada la diferencia de los requerimientos exigidos.

Por estas razones se considera necesaria la armonización de los requerimientos técnicos frente a huecos de tensión ya que facilitaría la labor de ambos operadores y reduciría el posible tratamiento desigual de las instalaciones situadas en uno y otro país.

En el caso del control de tensión en la red (energía reactiva), también sería deseable una armonización de los requerimientos técnicos de ambos operadores aunque las características técnicas específicas de cada sistema puede hacer que dicha armonización no sea tan necesaria como en el caso de adaptación a huecos de tensión.

Adicionalmente, con la finalidad de asemejar el tratamiento de las instalaciones de régimen especial existentes en uno y otro país y aunque no sea el objeto de esta pregunta, lo que sí que cabría armonizar en cuanto al control de energía reactiva se refiere, es el esquema retributivo de aplicación pues en la actualidad, mientras que en España hay establecido un sistema de bonificaciones o penalizaciones en función del cumplimiento, o no, del requerimiento establecido, en Portugal únicamente son aplicables penalizaciones por incumplimiento.

17. Elementos destacables: ¿Qué criterios considera más útiles de entre los ya presentes en la regulación portuguesa y española? ¿Cuáles considera, por el contrario, descartables?

El éxito del modelo técnico de integración de la energía eólica utilizado en España, desarrollado en estrecha colaboración entre el Operador del Sistema y los fabricantes de equipos, ha merecido que esté siendo estudiado e implantado en otros países a nivel mundial.

No obstante, los problemas detectados en España en relación con los requerimientos de control de tensión justificaron que el RD 661/2007 fuese modificado el pasado año, RD 1565/2010, en lo que se refiere a estos requerimientos. La aplicación de la modificación está aún pendiente de la aprobación de un nuevo procedimiento de operación (el P.O. 7.5, *Servicio complementario de control de tensión en el sistema eléctrico español aplicable al régimen especial*).

9 COORDINACIÓN, AGREGACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE INYECTADA EN LA RED/ VISIBILIDAD — CENTROS DE CONTROL Y/O REMISIÓN DE TELEMEDIDAS

18. ¿Existen razones para una armonización entre Portugal y España sobre el modo en que las cuestiones de coordinación, agregación, control, reducción y, en su caso, interrupción de la producción de origen renovable que es inyectada en la red eléctrica son tratadas por REE y REN?

Uno de los objetivos incluidos en el Convenio Internacional de Santiago por el que se constituye el MIBEL es "el reconocimiento por las Partes de un único mercado de la electricidad, en el cual todos los agentes tendrán igualdad de derechos y obligaciones".

Dicha igualdad de derechos y obligaciones no puede conseguirse sin la armonización regulatoria tanto en lo que se refiere a los mercados a plazo, diario e intradiario como en los mercados asociados a los servicios de ajuste gestionados por los operadores de los dos sistemas y a los criterios utilizados por ellos en la propia operación del sistema.

Dicho lo anterior, la coordinación y los criterios utilizados (clasificación de tecnologías renovables o no renovables, definición de gestionabilidad y requerimientos para que una instalación sea considerada

gestionable, criterios aplicados en los requerimientos de adaptación respuesta frente a huecos de tensión, etc.) para la aplicación de reducciones e interrupciones entre los operadores es indispensable para que el trato a los agentes dentro del MIBEL no sea discriminatorio.

En lo que se refiere a la agregación y control de la producción de origen renovable, ambos aspectos son indispensables para la integración en el sistema eléctrico de la PRE en las adecuadas condiciones de fiabilidad y seguridad del sistema. Que se utilice la estructura de España (CECRE) o de Portugal (centros de control y agente agregador) es indiferente siempre que se asegure el mismo trato a las instalaciones ubicadas en uno y otro sistema.

19. Pese al mantenimiento de su carácter prioritario, ¿qué alteraciones sería necesario introducir en los actuales marcos regulatorios portugués y español para que sea posible la emisión de órdenes de reducción o la interrupción de la PRE en los procesos de despacho de REN y REE?

REE ya cuenta con herramientas en la regulación para reducir o interrumpir la producción de cualquier origen. El avance en este caso sería la difusión de los criterios específicos utilizados en la aplicación de dichas reducciones o interrupciones.

En lo que se refiere a la armonización entre los dos países, España utiliza las características renovable/no renovable y gestionable/no gestionable entre los criterios para aplicar dichas reducciones o interrupciones. Por esta razón, la clasificación de tecnologías y los procedimientos para la valoración de la gestionabilidad, entre otros criterios, existentes en cada país deben armonizarse con el fin de evitar el tratamiento diferenciado de las instalaciones en ambos países.

En lo que se refiere a REN, aunque la normativa contempla la posibilidad aplicación de reducciones o interrupciones de producción de régimen especial, la realidad es que en la práctica REN apenas las aplica debido a que:

- los contratos de compra-venta de energía de los productores de régimen especial no contemplan estas actuaciones del operador del sistema
- no existen criterios específicos que definan la forma en la que aplicar las reducciones
- REN está sujeta a la elaboración de informes muy exhaustivos para describir la situación que ha llevado a aplicar las reducciones y los criterios utilizados que, como se ha mencionado en el punto anterior, no están definidos.

Teniendo esto en cuenta, es necesario modificar los mencionados contratos con el fin de que se contemplen las posibles reducciones de producción sin que ello afecte negativamente a los productores. Para ello, por ejemplo, se podría contemplar que las reducciones de producción en determinadas situaciones de congestión del sistema se compensasen con un incremento equivalente de la capacidad de evacuación de producción a la red en periodos en los que dichas congestiones no existiesen.

10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS

20. Simplificación y armonización: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la simplificación y armonización de las categorías retributivas y, más adelante, de las propias retribuciones?

En España, el RD 436/2004 introdujo las opciones "tarifa" y "mercado". El incremento de potencia instalada registrado y la experiencia acumuladas permitieron que el RD 661/2007 mejorase el esquema de retribución de la opción de mercado, introduciendo el sistema "cap and floor". Una vez dejaron de ser de aplicación los periodos transitorios establecidos en el RD 661/2007, la única diferencia de aplicación a las instalaciones de régimen especial bajo una y otra opción es únicamente la retribución económica.

En la situación actual, no está justificada la existencia de las dos opciones retributivas por lo que el esquema de retribución español debería evolucionar hacia un esquema único de mercado más prima variable con "cap and floor".

La cuantía de las retribuciones también debería evolucionar hacia su convergencia, teniendo en cuenta las especificidades de cada país (coste de la financiación, mano de obra, etc), pero no sólo en el MIBEL, sino con el resto de la Unión Europea con el fin de permitir el intercambio de producción renovable a través de las interconexiones de forma equitativa entre todos los países.

No obstante, esto se refiere únicamente a nuevas instalaciones porque las ya operativas se pusieron en marcha con un esquema retributivo que debe mantenerse a lo largo de toda su vida útil sin producirse, en ningún caso, modificaciones retroactivas de la retribución.

21. 'Hoja de ruta' y regímenes transitorios: Si se decanta por la convergencia, ¿qué hitos y plazos propondría para su consecución, y para la asimilación de instalaciones preexistentes?

Como se ha indicado, es necesaria una convergencia a nivel europeo para nuevas instalaciones en operación pero respetando siempre la retribución de las instalaciones ya existentes. El calendario debería establecerse a nivel europeo.

11 ACCESO DE TERCEROS A LA RED

22. Reserva de capacidad: ¿Qué enfoque considera preferible en relación con la precedencia temporal de distintas instalaciones de PRE entre sí?

Los apartados b y c del artículo 16.2 de la Directiva Europea 2009/28/CE establecen el acceso a la red y el despacho prioritario de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía de carácter renovable² pero cumpliendo siempre los requisitos que permitan mantener las adecuadas condiciones de fiabilidad y seguridad de la red.

En España, la Ley 54/1997 garantiza la libertad de acceso de terceros a la red pero en la actualidad no es sostenible porque puede provocar situaciones de sobrecapacidad instalada que provoquen dificultades en la operación, sobrecostes en los servicios de ajuste del sistema e inviabilidad económica del propietario de la instalación (por no poder alcanzar los niveles previstos de producción vertida a la red).

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera que el criterio a utilizar para autorizar el acceso es, en general, el "First Come, First Served" pero teniendo en cuenta límites de evacuación de generación en

² Cabe recordar que "producción de energía a partir de fuentes de energía de carácter renovable" no coincide con PRE ya que ésta incluye la producción de las instalaciones de cogeneración y la producción de energía a partir de residuos sólidos urbanos.

los nudos del sistema (a actualizar en función de los refuerzos de red) y que deben ser de aplicación tanto a instalaciones pertenecientes al régimen especial como al régimen ordinario.

23. Prioridad de despacho: ¿Hasta qué horizonte de programación considera que debería extenderse? ¿Qué otras limitaciones cabría plantear, en su caso?

En cumplimiento de lo establecido en la directiva, el despacho de la producción a partir de fuentes de energía de carácter renovable debe ser prioritario hasta llegar al tiempo real pero siempre cumpliendo los requisitos que permitan operar el sistema en las adecuadas condiciones de fiabilidad y seguridad.

12 GARANTÍA DE ORIGEN Y ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD

24. Pertinencia: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la integración de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad a nivel ibérico?

El establecimiento de mecanismos únicos de garantía de origen y etiquetado de la electricidad en el MIBEL daría la posibilidad de prestar a todos los consumidores del MIBEL el mismo servicio de información sobre el origen de la energía que consumen (de la que se suministra su comercializador). El mismo sistema se podría utilizar para el establecimiento de un comercio de garantías de origen, de obligaciones a los comercializadores relativas a composición de la cartera de suministros, etc.

GDF SUEZ

The logo for GDF SUEZ is centered on a white background. The text "GDF SUEZ" is written in a bold, dark grey, sans-serif font. Below the text is a horizontal teal shadow that tapers at both ends, giving the logo a three-dimensional appearance.