

CNE

**CONSULTA PÚBLICA SOBRE LAS
EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA**

**Resumen de resultados y
conclusiones**

10 de Diciembre de 2009

Antecedentes

- Entre junio de 2007 y marzo de 2009 se celebraron **dos programas de subastas** de Emisiones Primarias de Energía (EPEs):
 - ▶ *5 subastas con liquidación física (Real Decreto 1634/2006)*
 - ▶ *2 subastas con liquidación financiera (Real Decreto 324/2008)*

- El 21 de julio de 2009 la CNE lanzó una **consulta pública** (con plazo de respuesta hasta el 30 de septiembre de 2009) para recabar las opiniones de todos los interesados sobre:
 - ▶ ***El impacto de las EPEs sobre el desarrollo de los mercados a plazo y la competencia.***
 - ▶ ***La valoración específica de sus características de diseño.***
 - ▶ ***La necesidad de realizar nuevas EPEs en el futuro y su posible diseño.***

- El Consejo de Administración de la CNE, en su sesión del 10 de diciembre de 2009, examina el resumen de resultados y conclusiones de la consulta y aprueba la publicación del presente documento en la página web de la CNE.

Empresas participantes en la consulta

- Se recibieron en total **13 respuestas** a la consulta, todas ellas de agentes del mercado eléctrico (no se recibieron respuestas de agentes financieros).
- A efectos de facilitar el análisis, las respuestas se han clasificado separando los vendedores de los dos programas anteriores del resto de agentes, y teniendo en cuenta el grado de integración vertical entre generación y comercialización en el mercado español:
 - ▶ **Vendedores (2)**
 - ▶ **Agentes Verticalmente Integrados (3)**
- INFORMACIÓN CONFIDENCIAL [...]
 - ▶ **Agentes No Verticalmente Integrados (8)**
- INFORMACIÓN CONFIDENCIAL [...]

Nota:

- INFORMACIÓN CONFIDENCIAL [...]

Preguntas de la consulta

- 1. Impacto de las EPEs en el desarrollo de los mercados a plazo**
 - ▶ *Valoración general – ¿en qué mercados?*
 - ▶ *Impacto diferencial del segundo programa respecto al primero*

- 2. Impacto de las EPEs en la competencia en el sector eléctrico**
 - ▶ *Valoración general - ¿en qué mercados?*
 - ▶ *Impacto diferencial del segundo programa respecto al primero*

- 3. Valoración de determinados aspectos de diseño de las subastas**

- 4. Sobre la elección de los sujetos vendedores y de las cantidades objeto de subasta**

- 5. Sobre los requisitos de participación de los compradores**

- 6. Valoración sobre la necesidad de realizar un nuevo programa de EPEs obligatorias y sus características de diseño**

- 7. Sobre la posibilidad y conveniencia de EPEs voluntarias**

CNE

Resumen de los resultados de la consulta

PREGUNTA 1: las EPEs y el desarrollo de los mercados a plazo – valoración general sobre su impacto

VENEDORES

- ▶ *Ninguno (1/2)*
- ▶ *Pequeño aumento de liquidez en OTC y CESUR (1/2)*

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *Ninguno (1/3)*
- ▶ *Sólo CESUR (1/3)*
- ▶ *Incremento puntual de volúmenes en mercados a plazo (1/3)*

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *Sobre todo OMIP y OTC (6/8)*
- ▶ *Mercados a plazo en general, en particular CESUR (1/8)*
- ▶ *Mercados a plazo en general, a pesar de CESUR (1/8)*

RAZONES

- ▶ *Desarrollo determinado esencialmente por factores regulatorios, como eliminación de CTCs y desaparición tarifas (2/2)*
- ▶ *EPEs sólo proporcionaron oportunidad de arbitraje con CESUR (2/2)*

- ▶ *Desarrollo determinado esencialmente por factores regulatorios (1/3)*
- ▶ *Fomento de operaciones de trading mayorista EPEs-CESUR (1/3)*
- ▶ *EPEs proporcionaron oportunidad de arbitraje con otros productos a plazo (1/3)*

- ▶ *Aumento del número de operadores y de los volúmenes negociados, en contexto de mercados a plazo y contratos bilaterales poco desarrollados (8/8)*
- ▶ *Simplificación de garantías necesarias para la contratación a plazo (5/8)*
- ▶ *Concatenación EPEs-CESUR ha producido pérdida de liquidez en otros mercados a plazo (1/8)*

PREGUNTA 1: las EPEs y el desarrollo de los mercados a plazo – valoración sobre el impacto diferencial del segundo programa

VENEDORES

- ▶ *Ninguna diferencia (1/2)*
- ▶ *No contesta (1/2)*

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *Ninguna diferencia (1/3)*
- ▶ *Mayor impacto (1/3)*
- ▶ *No contesta (1/3)*

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *Menor impacto (7/8)*
- ▶ *Ninguna diferencia (1/8)*

RAZONES

- ▶ *De registrarse algún efecto sería mayor, por el mayor volumen subastado bajo el segundo programa (1/2)*
- ▶ *El segundo programa puede haber sido más interesante para los compradores, al eliminarse el riesgo ligado a la liquidación física (1/2)*

- ▶ *El mayor impacto está relacionado con las menores dificultades operativas de la liquidación financiera, que permiten un mayor número de participantes (1/3)*

- ▶ *La última subasta tuvo menor impacto debido al menor volumen adjudicado INFORMACIÓN CONFIDENCIAL [...] (6/8)*
- ▶ *El segundo programa tuvo menor impacto porque los agentes financieros realizan usos y coberturas distintos de los relacionados con el suministro de electricidad (1/8)*
- ▶ *Es irrelevante que el producto sea físico o financiero (1/8)*

PREGUNTA 2: las EPEs y la competencia en el sector eléctrico – valoración general sobre su impacto

VENDEDORES

- ▶ **Ninguno (2/2)**

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ **Ninguno (1/3)**
- ▶ **Limitado a incremento n° participantes en CESUR y OMIP (1/3)**
- ▶ **Ausencia de evidencia empírica (1/3)**

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ **Positivo (7/8)**
- ▶ **Positivo con salvedades (1/8)**

RAZONES

- ▶ **Mercados eléctricos ya competitivos, cuyo dinamismo procede de otros factores (2/2)**
- ▶ **EPEs basadas en hipótesis de abuso de poder de mercado no demostradas y que difícilmente pueden darse (1/2)**
- ▶ **EPEs sólo han sido una forma de aumentar el número de vendedores en las subastas CESUR o en el OTC (1/2)**

- ▶ **Mercados eléctricos ya competitivos (1/3)**
- ▶ **EPEs han fomentado la competencia en las subastas CESUR y OMIP pero no han tenido gran repercusión sobre otros mercados (1/3)**
- ▶ **Impacto similar podría haberse obtenido con otras formas de contratación a plazo ya existentes (1/3)**

- ▶ **Efecto directo en el mercado minorista: acceso a energía por parte de agentes sin generación propia (7/8)**
- ▶ **Efecto indirecto: aumento de liquidez de los mercados a plazo permite gestión de riesgo que es clave para los comercializadores independientes (7/8)**
- ▶ **Efectos competitivos podrían haber sido mayores sin coincidencia EPEs-CESUR (1/8)**

PREGUNTA 2: las EPEs y la competencia en el sector eléctrico – valoración sobre el impacto diferencial del segundo programa

VENDEDORES

- ▶ *Ninguna diferencia (1/2)*
- ▶ *No contesta (1/2)*

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *Mayor impacto (1/3)*
- ▶ *No contesta (2/3)*

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *Menor impacto (7/8)*
- ▶ *Ninguna diferencia (1/8)*

RAZONES

- ▶ *La obligación impuesta a ENDESA no tuvo en cuenta su desinversión de activos de generación en 2008, que se vendieron a E.ON y ACCIONA, de tamaño superior a la potencia subastada en el segundo programa (1/2)*

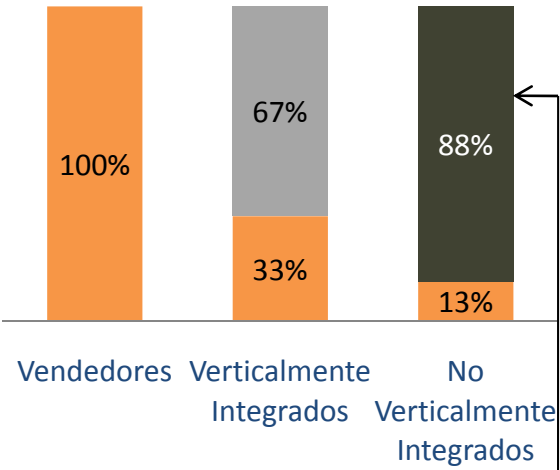
- ▶ *El mayor impacto está relacionado con las menores dificultades operativas de la liquidación financiera, que permiten un mayor número de participantes (1/3)*

- ▶ *La última subasta tuvo menor impacto debido al menor volumen adjudicado **INFORMACIÓN CONFIDENCIAL [...]**(6/8)*
- ▶ *El segundo programa tuvo menor impacto porque los agentes financieros realizan usos y coberturas distintos de los relacionados con el suministro de electricidad (1/8)*
- ▶ *Es irrelevante que el producto sea físico o financiero (1/8)*

PREGUNTA 3: valoración de determinados aspectos de diseño de las subastas realizadas – aspectos de duración

Coincidencia con períodos entrega de productos OTC y OMIP

■ Adecuada ■ Mayor ■ No Contesta



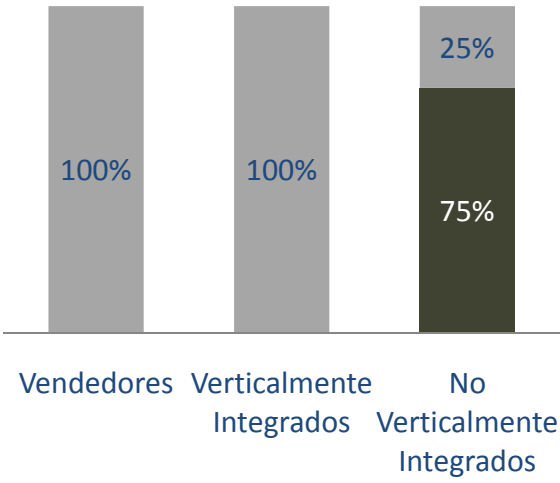
↑
La coincidencia de periodos de entrega facilita la negociación y la valoración de las EPEs

↑

↑
Se manifiesta la necesidad de productos de mayor plazo que tienen una menor liquidez en OTC

Antelación de las subastas con el período de entrega

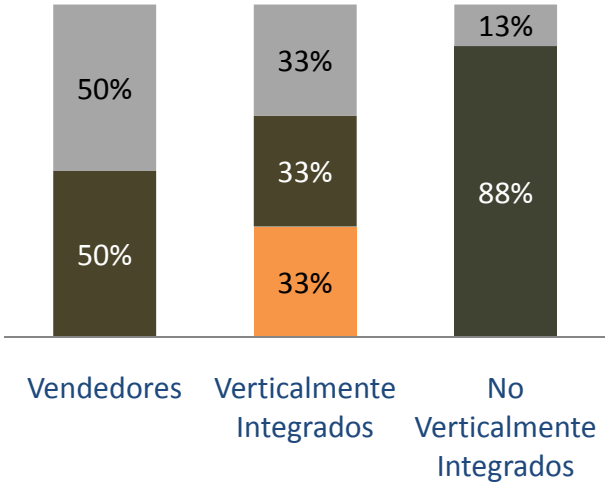
■ Adecuada ■ Mayor ■ No Contesta



↑
Una mayor antelación sería necesaria para limitar el posible empleo de la información privilegiada

Frecuencia de celebración de las subastas

■ Adecuada ■ Mayor ■ No Contesta



↑

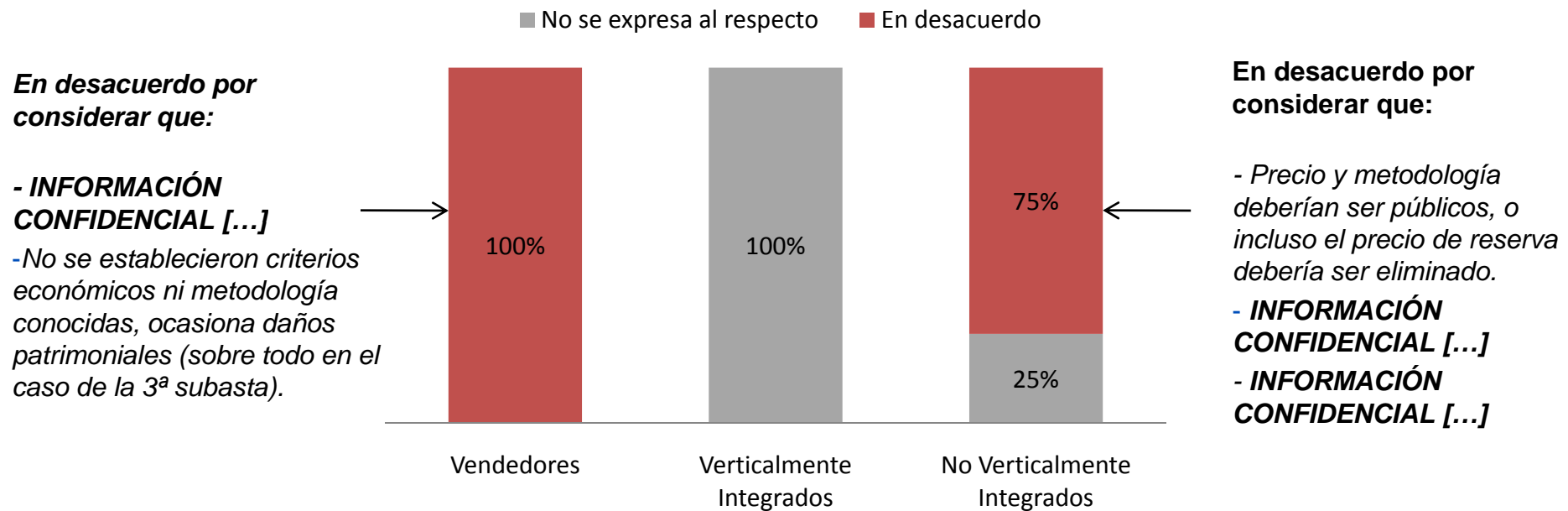
↑
Mayor para reducir prima de riesgo, y evitar manipulación del mercado diario

↑
Adecuada por coincidir con CESUR, induciendo mayor competencia en ésta

↑
Debería ser mayor. La comercialización necesita de negociación continua

PREGUNTA 3: valoración de determinados aspectos de diseño de las subastas realizadas – precio de reserva*

Metodología de determinación del Precio de Reserva



* Nota: la consulta no incluía una pregunta explícita sobre el precio de reserva

PREGUNTA 4: sobre la elección de los vendedores

| VENDEDORES | VERTICALMENTE INTEGRADOS | NO VERTICALMENTE INTEGRADOS |
|---------------------------|---|-----------------------------|
| ▶ <i>Inadecuada (2/2)</i> | ▶ <i>Inadecuada (2/3)</i> ▶ <i>No contesta (1/3)</i> | ▶ <i>Adecuada (8/8)</i> |

RAZONES

| | | |
|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>Elección totalmente arbitraria e injustificada (2/2)</i> ▶ <i>Denominación de operador dominante con cuota del 10% es arbitraria (1/2)</i> ▶ <i>Ausencia de análisis de competencia previo sobre incentivos a ejercer poder de mercado (1/2)</i> ▶ <i>Imposición de la obligación no se sustenta sobre una situación probada de dominancia conjunta de ENDESA e IBERDROLA (1/2)</i> ▶ <i>Desde 2008 ENDESA e IBERDROLA no son pivotaes en generación (1/2)</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>Obligación desproporcionada para obtener un pequeño efecto pro-competitivo en las subastas CESUR (1/3)</i> ▶ <i>La liquidez debe surgir de mecanismos de mercado, no de obligaciones regulatorias (1/3)</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>Pivotalidad de ENDESA e IBERDROLA (5/8)</i> ▶ <i>Cuotas elevadas de ENDESA e IBERDROLA en potencia neta disponible de generación (1/8)</i> ▶ <i>Posición dominante de ENDESA e IBERDROLA en las actividades liberalizadas y reguladas del sector eléctrico (1/8)</i> ▶ <i>Se considera que fue adecuada la elección de los vendedores pero no se aportan razones (1/8)</i> |
|---|---|--|

PREGUNTA 4: sobre la elección de las cantidades subastadas

VENEDORES

- ▶ **Inadecuadas (2/2)**

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ **Excesivas (2/3)**
- ▶ **No contesta (1/3)**

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ **Insuficientes (2/8)**
- ▶ **No contesta (6/8)**

RAZONES

- ▶ **Ausencia de análisis de competencia para la determinación de los volúmenes a subastar (1/2)**
- ▶ **Distribución al 50% entre los vendedores fue arbitraria (1/2)**
- ▶ **Cantidades excesivas: por coherencia con baja pivotalidad, concentrada en pocas horas, las cantidades deberían haber sido muy reducidas y concentradas en pocas horas (1/2)**
- ▶ **En desacuerdo con el objetivo de atraer nuevos agentes (2/2)**

- ▶ **Cantidades desproporcionadas para obtener un pequeño efecto pro-competitivo en las subastas CESUR (1/3)**
- ▶ **Poca predictibilidad de volúmenes por ser las subastas puntuales, frente a la necesidad de continuidad del suministro a clientes finales (1/3)**

- ▶ **Cantidades mayores habrían sido más acordes con el volumen de energía abierto a la competencia (1/8)**
- ▶ **Mayores volúmenes para crear más liquidez y tener impacto sobre la competencia en el mercado mayorista (1/8)**

PREGUNTA 5: sobre los compradores - ¿maximizar la participación o introducir limitaciones?



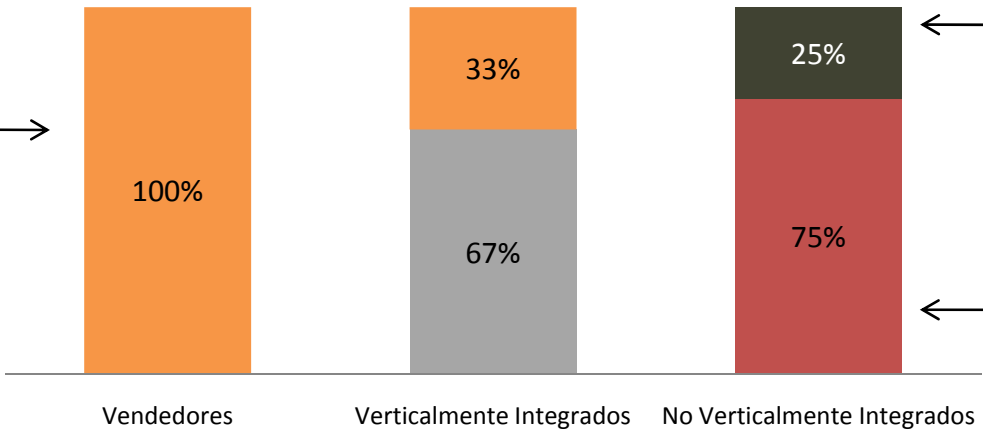
Maximizar la participación:

No se debe excluir ningún agente que cumpla requisitos de contraparte, genera rentas injustificadas para los compradores.

Es un error prejuzgar el tipo de agentes que necesita el mercado, eso lo determina la dinámica competitiva.

A mayor nº de agentes corresponde más liquidez y mayor fomento de la competencia en las subastas.

Traders aportan valor, ya que ofrecen productos de cobertura de riesgo a los comercializadores.



Introducir limitaciones:

limitar la participación de agentes financieros que tienen incentivos a la especulación y no fomentan la competencia en el mercado eléctrico.

Maximizar participación con salvedades :

Inclusión de agentes financieros fomenta una mayor competencia en las subastas y mayor liquidez, pero deberían tener requisitos de garantías diferentes.

A mayor nº de agentes corresponde mayor competencia en las subastas.

PREGUNTA 6: sobre la necesidad de realizar un nuevo programa de EPEs obligatorias

| VENEDORES | VERTICALMENTE INTEGRADOS | NO VERTICALMENTE INTEGRADOS |
|--|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>En contra (2/2)</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>En contra (1/3)</i> ▶ <i>Esperar (2/3)</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>A favor (8/8)</i> |
| RAZONES | | |
| <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>Sería totalmente injustificado, por existir nivel de competencia adecuado en generación y comercialización, y por estar suficientemente desarrollado el mercado a plazo (1/2)</i> ▶ <i>Sería contrario a la doctrina del Tribunal de Justicia CE sobre requisitos para obligar un operador a ceder acceso a sus activos (1/2)</i> ▶ <i>Tratamiento discriminatorio con respecto a otros sectores industriales básicos más concentrados (1/2)</i> ▶ <i>Innecesario en la actualidad (venta de activos de ENDESA, entrada de nuevos generadores y aumento margen de reserva) (1/2)</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>Sería injustificado, puesto que los mercados a plazo están plenamente desarrollados, en generación se ha reducido la concentración y ningún agente es pivotal, y en el mercado minorista está creciendo la participación de los comercializadores independientes (1/3)</i> ▶ <i>Podría afectar negativamente el desarrollo de los mercados a plazo, por otra parte los cambios regulatorios recientes en el mercado minorista aconsejan esperar: ver como se desarrolla el mercado antes de intervenir regulatoriamente (1/3)</i> ▶ <i>Sería injustificado actualmente, se recomienda esperar (1/3)</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▶ <i>Seguir incrementando liquidez del mercado a plazo y servir de base para la consolidación de la actividad de comercialización (6/8)</i> ▶ <i>Reducir la posición de dominio de ENDESA e IBERDROLA en generación e incrementar competencia en el mercado minorista (1/8)</i> ▶ <i>Reducción de la capacidad de producción de los principales Operadores Dominantes y mitigar su apropiación indebida del excedente del consumidor (1/8)</i> |

PREGUNTA 6: características de un nuevo programa de EPEs obligatorias (I)

Sujetos vendedores y cantidades a subastar

VENEDORES

- ▶ *De implementarse un nuevo programa, debería concentrarse en la obligación impuesta por la CNC a GN-UF. Los 2000 MW a desinvertir de GN-UF deberían ser objeto de subasta hasta que se materializara la desinversión (1/2)*
- ▶ *No contesta (1/2)*

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *No contesta (3/3)*

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

Sujetos obligados:

- ▶ *ENDESA, IBEDROLA y valorar posible extensión a GN-UF (6/8)*
- ▶ *Endesa, Iberdrola y GN-UF (1/8)*
- ▶ *Todos aquellos con cuotas suficientemente grandes para influir en el mercado (1/8)*

Cantidades a subastar:

- ▶ *Cantidades deben ser suficientes para eliminar la capacidad de influencia en el mercado de los operadores dominantes y para ser más acorde con el volumen de energía en el mercado libre (clientes en alta y en baja tensión con potencia superior a 10 kW) (1/8)*
- ▶ *Cantidades deben determinarse con el objetivo de evitar posiciones de dominio, considerando cuota de mercado individual y cuota conjunta de las primeras empresas (1/8)*
- ▶ *Incluir al menos un 10% de la capacidad de producción de ENDESA, IBERDROLA y GN-UF y recuperar cantidades no adjudicadas en una subasta en las siguientes ediciones (1/8)*
- ▶ *No contesta (5/8)*

PREGUNTA 6: características de un nuevo programa de EPEs obligatorias (II)

Tipo de producto

VENDEDORES

- ▶ *De implementarse un nuevo programa, sería prudente subastar contratos de corto plazo y de diferentes entregas (permitiría realizar mejor seguimiento de las curvas de carga y reducir riesgo de volumen). Si se eligieran productos con plazos de entrega largos sería necesario introducir precio de ejercicio indexado, precio de reserva que reconociera “opcionalidad” del instrumento y otras modificaciones de diseño necesarias (1/2)*
- ▶ *No contesta (1/2)*

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *No contesta (3/3)*

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *Introducir un nuevo programa durante 3 años o al menos hasta que volumen OTC alcance demanda nacional, explorando posibilidad de ofrecer distintos tipos de productos, entre ellos uno diseñado para comercializadores (EPEs para optimizar participación en las distintas sesiones del pool eléctrico). Ofrecer productos de plazo superior al anual (1 año y medio y 2 años) para cubrir plazos donde el OTC llega menos. Considerar más frecuencia y más antelación de las subastas con respecto al inicio del periodo de entrega. Permitir al comprador elección del periodo de entrega. El precio de ejercicio debe fijarse a un nivel cercano a cotizaciones OTC para conseguir prima más baja posible. Publicación del precio de reserva. Aumentar información proporcionada a los participantes sobre cercanía de cierre de la subasta. (5/8)*
- ▶ *Programa con dos gamas de productos: a corto y medio plazo (hasta 2 años), estándares, con precio de ejercicio fijo, que se colocarían con emisión frecuente (mensual), fraccionamiento en pequeñas unidades (5 MW) y a largo plazo (3-5 años), con precio indexado, colocado mediante convocatoria específica. Sería indiferente el tipo de liquidación. Distinción del régimen de garantías aplicables a sujetos con posiciones físicas y a traders financieros. Eliminación o publicación del precio de reserva. Ejecución desacoplada de las subastas CESUR. (1/8)*
- ▶ *Subastas frecuentes, de productos base y pico, con liquidación física y financiera, y rango amplio de posibles entregas. En particular, se sugiere añadir plazos superiores a 1 año y productos indexados a costes variables de producción. (1/8)*
- ▶ *Programa con subastas trimestrales y liquidación física. Se propone que el precio de ejercicio tenga el mayor peso en el coste final de la unidad de energía. (1/8)*

PREGUNTA 6: características de un nuevo programa de EPEs obligatorias (III)

Sujetos compradores

VENEDORES

- ▶ *No contesta (2/2)*

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *No contesta (3/3)*

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *Permitir que participe el mayor número de agentes posible (5/8)*
- ▶ *Participación abierta a todos los agentes de mercado, con la exclusión de los operadores dominantes. Diferente régimen de garantías para los agentes financieros (1/8)*
- ▶ *Participación abierta a todos los agentes de mercado, con la exclusión de los operadores principales (1/8)*
- ▶ *Exclusión de los operadores puramente financieros mediante el diseño de EPEs con liquidación física (1/8)*

PREGUNTA 7: posibilidad y conveniencia de un programa de EPEs voluntarias

VENDEDORES

- ▶ *En contra (1/2)*
- ▶ *En contra, con salvedades (1/2)*

VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *En contra con salvedades (2/3)*
- ▶ *No contesta (1/3)*

NO VERTICALMENTE INTEGRADOS

- ▶ *En contra (6/8)*
- ▶ *No contesta (2/3)*

RAZONES

- ▶ *No se considera viable dado los antecedentes de determinación regulatoria de precio de reserva y volúmenes de las EPEs (1/2)*
- ▶ *No queda claro qué elemento diferencial aportarían las EPEs voluntarias respecto al binomio OMIP-OTC. Los agentes con posición larga de energía podrían estar dispuestos a ofrecerlas (1/2)*

- ▶ *No se consideran necesarias EPEs, ni siquiera de carácter voluntario. Si se solicitaran por parte de algunos agentes deberían realizarse en OMIP (1/3)*
- ▶ *Atractivo limitado por coste de transacción elevado, fuerte rigidez en el volumen y momento de la contratación. No obstante, agentes con una posición larga de energía podrían estar dispuestos a ofrecerlas (1/3)*

- ▶ *Se valora como improbable la aparición voluntaria de EPEs y que los vendedores permitan la supervisión de la CNE (5/8)*
- ▶ *Programas de EPEs voluntarias en otros países (Alemania y Bélgica) han dado malos resultados. Dada la divergencia de intereses, la intervención del regulador parece indispensable (1/8)*

CNE

Principales conclusiones de la consulta

Sobre la experiencia de las EPEs realizadas hasta la fecha

- **Vendedores y agentes verticalmente integrados** consideran que las EPEs no tuvieron ningún impacto significativo, ni sobre los mercados a plazo (excepción CESUR y OMIP), ni sobre la competencia. Se destacan los recientes desarrollos regulatorios como determinantes principales de los avances registrados en estos mercados.
- **Agentes no verticalmente integrados** valoran en general la experiencia como positiva:
 - ▶ *Impulso a los mercados a plazo, permitiendo indirectamente el aumento de la competencia (gestión de riesgo en estos mercados es clave para los comercializadores independientes).*
 - ▶ *Fomento de la competencia minorista, permitiendo acceso a energía por parte de agentes sin activos de generación propios. Por otra parte, no se destaca el impacto de las EPEs para mitigar poder de mercado de los principales generadores.*
 - ▶ *El impacto podría haber sido más pro-competitivo con: mayor frecuencia de las subastas, mayor antelación de la subasta con respecto a periodo de entrega, oferta de productos a plazo más largo y precio de reserva público.*
 - ▶ *La mayoría está de acuerdo con la introducción de la liquidación financiera, aunque apreciarían productos físicos especialmente dirigidos a agentes del mercado eléctrico.*

Sobre la necesidad de un nuevo programa de EPEs

PRINCIPALES ARGUMENTOS EN CONTRA

- Desarrollo importante del mercado a plazo OTC entre 2006 y 2009 (en ene-sept. 2009 en torno al 60% de la demanda) (según agencias de intermediación)
 - ▶ **INFORMACIÓN CONFIDENCIAL [...]**

- Tendencia a la desconcentración del mercado de generación, en contexto de descenso de demanda:
 - ▶ *HHI en 2008 significativamente por debajo de 2000*
 - ▶ *Reducción de pivotalidad de los principales agentes a niveles despreciables*

- Desarrollo del mercado minorista impulsado por la eliminación de las tarifas integrales

PRINCIPALES ARGUMENTOS A FAVOR

- Cantidades OTC aún lejos de niveles de otros países europeos (3-4 veces mayor que la demanda) (según información aportada por un participante)
 - ▶ **INFORMACIÓN CONFIDENCIAL [...]**

- El mercado de generación todavía tiene estructura oligopolista
 - ▶ *Cuota conjunta de ENDESA, IBERDROLA y GN-UF en torno al 70% (referencia al informe de la CNC sobre el caso UF-GN)*

- Desarrollo del mercado minorista todavía insatisfactorio

Próximos pasos después de la consulta

- Las normativas nacional e internacional contemplan el uso de las EPEs como medidas regulatorias:
 - ▶ *El Real Decreto 871/2007, en su Disposición adicional séptima, establece que la CNE “podrá proponer, en su caso, nuevas subastas virtuales de energía”.*
 - ▶ *La Directiva 2009/72/CE, en su considerando 37, hace referencia a los programas de cesión de electricidad como medidas para fomentar una competencia eficaz.*
 - ▶ *El Convenio Internacional del MIBEL establece, en su artículo 7bis, que posibles subastas de capacidad virtual que fomenten la desintegración vertical podrán imponerse a los operadores dominantes.*
- En el informe de la CNE publicado el 22 de enero de 2008 (con Referencia 1/2008) se concluía que dichas medidas “**deberán en todo caso fundarse en un diagnóstico inicial que evidencie que la adquisición de energía por parte de los competidores nuevos o incipientes no sería igualmente factible o atractiva en el mercado spot y a plazo existentes**”.
- Los resultados de la consulta revelan un **contexto de mercado complejo**, que está cambiando rápidamente, impulsado por los desarrollos regulatorios recientes. Se considera necesario **emprender un estudio más profundizado sobre la evolución actual** de los siguientes ámbitos:
 - ▶ *El funcionamiento y la estructura del mercado OTC, y su relación con otros segmentos del mercado mayorista de electricidad*
 - ▶ *La evolución de la competencia en el mercado minorista de electricidad, con especial atención al impacto de la integración vertical*