

# Consulta pública de la reforma del mercado eléctrico europeo

Resumen y cuestiones a responder

## Descripción breve

Resumen de las principales políticas propuestas en la revisión del diseño del mercado eléctrico europeo propuesto por la Comisión Europea

# Consulta pública: Revisión del diseño del mercado de la electricidad de la UE

## Índice de contenidos

---

1. Independizar la factura eléctrica del coste a corto plazo de los combustibles fósiles .....	2
2. Mercados a plazo .....	4
3. Contratos por Diferencias y PPAs .....	5
4. Impulsar las inversiones renovables: la salida de Europa de la crisis ....	8
5. Limitación de los ingresos de los generadores inframarginales .....	9
6. Alternativas al gas para mantener el equilibrio del sistema eléctrico.	11
7. Mayor capacitación y protección del consumidor .....	16
8. Mejorar la integridad y transparencia del mercado de la energía .....	20
9. Próximos pasos .....	21

## 1. Independizar la factura eléctrica del coste a corto plazo de los combustibles fósiles

---

La propuesta incide en la importancia de los mercados a corto plazo ya que son esenciales para la integración de las fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico. Pero, establece también que **el marco regulatorio actual – especialmente el enfocado en instrumentos a largo-plazo – ha demostrado ser insuficiente para proteger los grandes consumidores industriales, pequeñas y medianas empresas y hogares ante la alta volatilidad excesiva y las altas tarifas eléctricas.**

Por eso es necesario **complementar** el marco normativo actual basado en mercados a corto plazo con **instrumentos y herramientas adicionales que incentiven el uso de contratos a largo plazo.**

Su postura versa en que la reforma debería de proporcionar un **amortiguador entre los consumidores y los mercados a corto plazo.** En conclusión, las facturas de electricidad en toda Europa deberían depender menos de los de los mercados a corto plazo, y que **cada vez haya un porcentaje mayor de consumidores que se acojan a acuerdos de precios a largo plazo más estables y asequibles.**

Aunque la aceptación de los PPA renovables crece año tras año, la cuota de mercado de los proyectos comercializados con PPAs sigue representando sólo el 15-20% del volumen anual.

Además, los PPAs de energías renovables se limitan a determinados Estados miembros y a grandes empresas, como las que consumen mucha energía.

Para superar estos obstáculos, los Estados miembros pueden estudiar formas de apoyar la celebración de PPAs en consonancia con las ayudas estatales. Esto podría lograrse, entre otras cosas:

- Agrupando la demanda para dar acceso a los clientes finales más pequeños, también se puede apoyar la armonización de los contratos para conseguir este objetivo.
- Ofrecer garantías y avales estatales
- Permitir los contratos transfronterizos.

**PPAs:**

Inciden en que una problemática es que los PPAs están concentrados en Estados miembro determinados y confinados a grandes compañías.

- La Comisión sugerirá formas de **aumentar la cuota de los PPAs en el mercado global de la electricidad y de incentivar su despliegue a través del diseño del mercado.**
- La adopción de acuerdos de compra de electricidad puede fomentarse mediante **licitaciones públicas de energías renovables mediante las cuales, una parte de un proyecto podría contratarse a través de PPAs.**
- Respaldar mediante **garantías de crédito públicas** a los PPAs para impulsar eficazmente la aparición de un mercado de acuerdos de compra de electricidad.
- Potencialmente, podrían estudiarse medidas para garantizar que **los consumidores industriales utilicen todo el potencial de los PPAs** para reducir su exposición a los mercados a corto plazo y que los proveedores de energía entren más activamente en el mercado de los acuerdos de compra de electricidad.

**Preguntas a las partes interesadas:**

Q1. ¿Considera que el uso de los PPAS es una forma eficaz de mitigar el impacto de los mercados a corto plazo sobre el precio de la electricidad que paga el consumidor, incluidos los consumidores industriales?

Q2. Describa los obstáculos que impiden actualmente la celebración de PPAS.

Q3. ¿Considera que las siguientes medidas serían eficaces para reforzar la implantación de los PPAS?

- (a) agrupar la demanda para dar acceso a clientes finales más pequeños,
- (b) proporcionar un seguro contra los riesgos, ya sea impulsado por el mercado o a través de apoyos públicamente (identifique dichos riesgos),
- (c) promover sistemas apoyados por el Estado que puedan combinarse con los PPAS
- (d) apoyar la normalización de los contratos
- (e) exigir a los proveedores que adquieran una parte predefinida de la energía de sus consumidores a través de PPAS
- (f) facilitar los PPAS transfronterizos.

Q4. Además de las opciones propuestas en la pregunta 3, ¿considera que hay otras formas de reforzar el uso de los PPAs para nuevas inversiones privadas mediante una revisión del actual marco del mercado de la electricidad? En caso afirmativo, explique qué normas deberían revisarse y los motivos.

Q5. ¿Considera posible ofrecer mayores incentivos a los generadores existentes para que suscriban PPAs por una parte de su capacidad? En caso afirmativo, ¿en qué condiciones? ¿Cuáles serían los beneficios y los retos?

Q6. ¿Considera que una mayor obligación de los proveedores y/o los grandes clientes finales, incluidos los industriales, de cubrir su cartera mediante contratos a largo plazo puede contribuir a una mayor aceptación de los PPAs?

Q7. ¿Considera que aumentar la utilización de los PPAs entrañaría riesgos en lo que respecta a:

- a. La liquidez en los mercados a corto plazo;
- b. La igualdad de condiciones entre empresas de distintos tamaños;
- c. Igualdad de condiciones entre empresas situadas en distintos Estados miembros;
- d. Aumento de la generación de electricidad basada en combustibles fósiles
- e. Aumento de los costes para los consumidores

En caso afirmativo, ¿cómo pueden mitigarse estos riesgos?

## 2. Mercados a plazo

Actualmente **la liquidez en muchos mercados a plazo organizados de la UE es insuficiente** y el horizonte temporal para este tipo de cobertura parece demasiado corto (normalmente hasta un año).

Una posibilidad para aumentar la liquidez de los mercados a plazo sería **crear centros virtuales de negociación (Virtual Trading hubs) de contratos a plazo, como ya existen en algunas regiones.**

Estos centros tendrían que **complementarse con “Transmission rights” accesibles para** cubrir el riesgo restante entre el centro y cada zona.

Aunque la cobertura hasta aproximadamente tres años podría mejorarse con una mejor organización del mercado, podrían ser necesarias **medidas adicionales para incentivar la cobertura a plazo más allá de este plazo.**

**Preguntas para las partes interesadas:**

Q1. ¿Considera que la cobertura a plazo es una forma eficaz de mitigar la exposición de los consumidores a la volatilidad a corto plazo y de apoyar la inversión en nueva capacidad?

Q2. ¿Considera que la liquidez de los mercados a plazo es actualmente suficiente para alcanzar este objetivo?

Q3. En su opinión, ¿qué impide a los participantes suscribir contratos a plazo?

Q4. En su opinión, ¿exigir a los proveedores de electricidad que cubran una parte de su suministro sería beneficioso para los consumidores y para la competencia minorista?

Q5. ¿Considera que la creación de centros virtuales para contratos a plazo complementados con "Transmission rights" mejoraría la liquidez en los mercados a plazo? En caso afirmativo, ¿considera que dicho(s) centro(s) virtual(es) debería(n) desarrollarse a nivel nacional, regional o de la UE?

Q6. En caso de que tenga experiencia con los centros virtuales existentes en los países nórdicos, ¿cómo valora esta experiencia?

Q7. En su opinión, ¿cuáles serían las posibles formas de apoyar el desarrollo de los mercados a plazo que podrían aplicarse mediante cambios en el marco del mercado de la electricidad?

### 3. Contratos por Diferencias

Las ayudas públicas a la nueva generación inframarginal concedidas en forma de CfD bidireccionales podrían **garantizar que los beneficiarios reciban un nivel mínimo determinado de remuneración por la electricidad producida**, evitando al mismo tiempo ingresos desproporcionados (*windfall profits*).

Dado que puede resultar difícil para los reguladores estimar los costes de inversión reales, **la posibilidad de determinar la remuneración de los generadores subvencionados mediante un proceso de licitación competitivo es un instrumento importante para evitar costes excesivos duraderos.**

**Two-way CfDs: Contratos por Diferencias Bidireccionales:**

Bajo estos contratos, el beneficiario recibe un pago garantizado que es igual a la diferencia entre un precio "de ejercicio" fijo y un precio de referencia, y los ingresos superiores al precio de ejercicio deben devolverse a la contraparte del CfD (es decir, al Estado miembro).

En este contexto, es necesario considerar una serie de cuestiones, en particular **hasta qué punto el uso de CfDs se convierte en obligatorio para las inversiones** que implican apoyo público **y si el uso de tales contratos debe cubrir sólo los nuevos activos de generación que entran en el mercado o también ciertos tipos de activos de generación existentes.**

La propuesta propone 5 niveles de alcance, de menor a mayor intervención pública:

- 1) La forma más sencilla de introducir las CfD bidireccionales sería **complementar la normativa existente de mecanismos de apoyo a las renovables** para regular estos contratos en el marco normativo, siendo los Estados miembros los que decidan si utilizan o no estos instrumentos para impulsar nuevas inversiones en generación inframarginal.
- 2) Una forma más vinculante de anclar estos contratos en el marco regulador sería **exigir que todas las inversiones que impliquen el uso de ayudas públicas se basen en este tipo de estructuras contractuales.** Esto tendría que calibrarse cuidadosamente para garantizar que los CfD ofrezcan los incentivos necesarios al menor coste para los consumidores.
- 3) La siguiente opción implicaría implantar **CfDs específicos para cada tecnología.** Estos contratos podrían adjudicarse a la generación existente, en la medida de lo posible, sobre la base de una licitación competitiva.
- 4) Un planteamiento de mayor alcance consistiría no sólo en prever el uso de CfD para la nueva generación, sino también en permitir a los Estados miembros **imponer estos contratos a determinados tipos de generadores inframarginales existentes (por ejemplo, para tipos específicos de tecnologías).** A diferencia de lo que ocurre con la nueva generación, los contratos para estos tipos de generadores existentes no se derivarían normalmente de una licitación basada en el mercado, sino de una **regulación de precios a posteriori.**

*Aunque esto aceleraría la adopción de los contratos por diferencias, también crearía una gran incertidumbre para los inversores en energías renovables. Esto*

*podría poner en riesgo las inversiones necesarias en este tipo de generación, aumentar los costes de esas inversiones y, en consecuencia, ser contraproducente.*

Preguntas para las partes interesadas:

Q1. ¿Considera que el uso de contratos bidireccionales por diferencias o acuerdos similares es una forma eficaz de mitigar el impacto de los mercados a corto plazo sobre el precio de la electricidad y de apoyar las inversiones en nueva capacidad (cuando las inversiones no se produzcan en el mercado)?

Q2. ¿Deberían apoyarse las nuevas inversiones financiadas con fondos públicos en generación de electricidad inframarginal mediante contratos por diferencias a dos bandas o acuerdos similares, como medio para mitigar los picos de precios de la electricidad de los consumidores y garantizar al mismo tiempo unos ingresos mínimos?

Q3. ¿Qué tecnologías deberían estar sujetas a contratos bidireccionales por diferencias o acuerdos similares y por qué?

Q4. ¿Qué tecnologías deberían excluirse y por qué?

Q5. ¿Cuáles son los principales riesgos de exigir que la nueva capacidad inframarginal con apoyo público se adquiriera sobre la base de contratos bidireccionales por diferencias o acuerdos similares, por ejemplo, en lo que se refiere al impacto en los mercados a corto plazo, la competencia entre diferentes tecnologías o el desarrollo de PPAs basados en el mercado?

Q6. ¿Qué principios de diseño podrían ayudar a mitigar los riesgos identificados en la pregunta 4, en particular, en términos de principios de contratación y diseño de pagos? ¿Deberían depender estos principios de la tecnología adquirida?

Q7. ¿Cómo puede garantizarse que cualquier coste o desembolso generado por los CfD bidireccionales en periodos de precios elevados revierta en los consumidores de electricidad? ¿Debería aplicarse un enfoque por defecto, por ejemplo, que estos ingresos o costes se asignen a los consumidores proporcionalmente a su consumo de electricidad?

Q8. ¿Cuál debería ser la duración de un CfD bidireccional para la nueva generación y por qué? ¿Debería variar en función del tipo de tecnología?



Q9. ¿Debería la generación ser libre de obtener todos los ingresos del mercado una vez expirado el CfD, o debería la nueva generación estar sujeta a una obligación de pago de por vida?

Q10. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 6 de la Directiva (UE)2018/20016, ¿debería ser posible que los Estados miembros impusieran CfD bidireccionales por medios reglamentarios a la capacidad de generación existente? Si se considera adecuado ese posible uso de CfD regulados para la generación existente, ¿debería aplicarse la obligación a todos los tipos de generación inframarginal existente o limitarse a determinados tipos de generación (y, en caso afirmativo, a qué tipos)?

Q11. ¿En qué términos y condiciones podrían imponerse CfD regulados bidireccionales a la capacidad de generación existente?

Q12. ¿Cómo calificaría y abordaría los siguientes riesgos potenciales en relación con la imposición de CfD reguladas sobre la capacidad de generación existente?

- a) expectativas legítimas/riesgos legales;
- b) capacidad de los reguladores/gobiernos nacionales para definir con precisión el nivel de los precios previstos en estos contratos;
- c) bloqueo de la capacidad existente a niveles de precios excesivamente altos determinados por la actual situación de crisis;
- d) impacto en el despacho eficiente a corto plazo.

Q13. ¿Sería suficiente que la generación existente sólo estuviera sujeta a un simple límite máximo de ingresos en lugar de a una garantía de ingresos? en lugar de una garantía de ingresos?

Q14. ¿Cuáles son las ventajas relativas de los PPA, los CfD y la cobertura a plazo para mitigar la exposición de los consumidores a la volatilidad a corto plazo, apoyar la inversión en nueva capacidad y permitir a los clientes acceder a electricidad procedente de energías renovables a un precio que refleje el coste a largo plazo?

## 4. Impulsar las inversiones renovables: la salida de Europa de la crisis

Cualquier intervención reguladora en el diseño del mercado de la electricidad debe, por tanto, preservar y mejorar los incentivos a la inversión y ofrecer a los inversores seguridad y previsibilidad.

Estos esfuerzos deberían de ser **acompañados por la regulación apropiada y acción administrativa a nivel nacional** y mediante la implementación y obligatoriedad de la legislación europea existente.

Por ejemplo, podría preverse una **garantía de acceso a la red de transporte para asegurar el acceso al mercado de la eólica offshore que esté interconectada via hibridación (conectados a dos países europeos)**. Bajo esta garantía, los TSOs pertinentes compensarían al operador renovable por las horas en las que las acciones de los TSO impidieran que no hubiera suficiente capacidad en la red para que el parque eólico offshore vertiera su producción y por lo tanto no pudiera ofrecer sus capacidades de exportación a los mercados eléctricos.

#### Preguntas para las partes interesadas:

Q1. ¿Considera que una garantía de acceso a la red podría ser adecuada para apoyar las energías renovables marinas? Por favor, explíquelo y esboce posibles alternativas.

Q2. ¿Considera que existen otras medidas a corto plazo para acelerar el despliegue de las energías renovables? En caso afirmativo, especifique.

- a) a nivel regulador o administrativo nacional,
- b) en la aplicación de la legislación actual de la UE, incluyendo el desarrollo de códigos y directrices de red,
- c) ¿mediante cambios en el diseño actual del mercado de la electricidad?

Q3: ¿Cómo deben garantizarse las inversiones necesarias en infraestructuras de red? ¿Son necesarios cambios en las tarifas actuales de la red u otros instrumentos reguladores para garantizar que se produzca la expansión de la red necesaria?

## 5. Limitación de los ingresos de los generadores inframarginales

La cuestión que debe abordarse en el contexto de la reforma de las normas del mercado de la electricidad es si, además de recurrir a mecanismos de fijación de precios a largo plazo como los mercados a plazo, los CfD y los PPA, **también deberían mantenerse las limitaciones de ingresos para los generadores inframarginales más allá de su fecha de vencimiento actual.**

Preguntas para las partes interesadas:

Q1. ¿Considera que debería mantenerse algún tipo de limitación de ingresos de los generadores inframarginales?

Q2. ¿Cómo valora una posible prórroga del límite de ingresos inframarginales según los siguientes criterios?

- a) La eficacia de la medida en términos de mitigación del impacto del precio de la electricidad para los consumidores,
- b) Su impacto en la descarbonización
- c) La seguridad del suministro, (d) las señales de inversión,
- d) Expectativas legítimas/riesgos jurídicos
- e) El consumo de combustibles fósiles
- f) Comercio transfronterizo dentro y fuera de la ue,
- g) Distorsión de la competencia en los mercados,
- h) Problemas de aplicación.

Q3. En caso de que considere justificado mantener esa limitación de ingresos, ¿en qué situaciones debería aplicarse? ¿Cómo debería definirse el nivel del límite?

Q4. ¿Deberían las modalidades de dicha limitación de ingresos quedar abiertas a los Estados miembros o introducirse de manera uniforme en toda la UE?

Q5. ¿Cómo puede garantizarse que los ingresos procedentes de estas limitaciones de los ingresos inframarginales reviertan en los consumidores de electricidad? ¿Debería aplicarse un planteamiento por defecto, por ejemplo, que estos ingresos se asignen a los consumidores proporcionalmente a su consumo de electricidad?

## 6. Alternativas al gas para mantener el equilibrio del sistema eléctrico

---

Adaptar el diseño de las tarifas de los operadores del sistema para garantizar que tengan plenamente en cuenta todas las soluciones de flexibilidad y utilicen la red existente de la forma más eficiente posible, permitiendo **el acceso a datos más detallados de los consumidores de electricidad** mediante la **instalación de subcontadores o desarrollando productos para reducir la demanda o desplazar el consumo de energía** en periodos de demanda o precios elevados.

1. **Incentivar el desarrollo de activos de flexibilidad** mediante nuevas normas para desarrollar mecanismos de respuesta, agregación y reducción de la demanda, así como el almacenamiento de energía.

2. **Adaptar los incentivos en el diseño de las tarifas de los operadores del sistema:**

- Implementar la posibilidad de contratar servicios de flexibilidad, incluida la respuesta de la demanda.
- A pesar de ya existir normativa referente a esto, en la mayoría de los Estados miembros, el marco regulador actual trata los gastos de capital (CAPEX) de los operadores de sistemas de forma diferente a los gastos operativos (OPEX), lo que da lugar a un sesgo en detrimento de las inversiones de los operadores de sistemas relativas al funcionamiento de su red. Una alternativa a este planteamiento sería **un marco regulador basado en el gasto total global (TOTEX), que incluya los gastos de capital y los gastos operativos**, lo que **permitiría a los gestores de redes elegir entre gastos operativos y gastos de capital, o una combinación eficiente de ambos, para explotar su red de forma eficiente sin inclinarse por un determinado tipo de gasto.**

*Esto incentivaría a los operadores del sistema a contratar más servicios de flexibilidad y, en particular, la respuesta de la demanda, que debería ser un factor clave para una mayor integración de las energías renovables.*

3. **Utilización de los datos de los subcontadores para la liquidación y la capacidad de control:** los gestores de redes puedan utilizar los datos de los subcontadores (incluidos los de los subcontadores privados) **para los procesos de liquidación y observabilidad de la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía.**

- Esto se debe a que los contadores inteligentes no siempre proporcionan el nivel de granularidad necesario para la respuesta a la demanda y el almacenamiento de energía.

- Facilitaría también la participación activa en los mercados de la electricidad pero debería de ir acompañado de requisitos para el proceso de validación de datos de la calidad de los datos de los subcontadores.
4. **Desarrollo de nuevos productos para fomentar la reducción y desplazamiento de la energía en horas punta**: podría definirse un producto de reducción de horas punta que se considerase como un servicio auxiliar que podrían comprar los operadores del sistema.
- Podría subastarse con algunas semanas o meses de antelación (con un pago por capacidad) y activarse en horas punta (con un pago por energía), teniendo en cuenta la generación de energías renovables, contribuyendo así a eliminar progresivamente las instalaciones de gas de la orden de mérito y a reducir el precio.
  - La reducción de la demanda también podría trasladarse a otro momento, fuera de las horas punta para incentivar la flexibilidad cuando la capacidad de los combustibles fósiles sea más necesaria en el sistema.
  - Sería importante garantizar que un producto de este tipo sea rentable si se implantara a largo plazo.
5. **Coordinar la respuesta de la demanda en periodos de crisis**:
- En periodos de crisis, también sería posible combinar las limitaciones de los ingresos inframarginales descritas en la sección anterior con una respuesta coordinada de la demanda basada en el mercado (reducción y/o desplazamiento) en momentos de precios máximos o picos de carga. El objetivo sería reducir el precio de compensación del mercado y el consumo de combustibles fósiles.
6. **Mejorar la eficiencia de los mercados intradiarios**
7. **Desplazamiento de la hora de cierre de las puertas intradiarias transfronterizas a un momento más cercano al momento de entrega**: que los productores de energía eólica y solar puedan cerrar las apuestas en momentos más cercanos al tiempo real de entrega de la electricidad:
- *Ya que así son capaces de gestionar mejor su capacidad real de vertido a red.*
  - Podrían comerciar con los déficits y excedentes también en una ventana lo más cercana posible a su momento de vertido real.

- Debe de ir en combinación con la maximización de la capacidad de intercambio transfronterizo.

**8. Obligar a compartir la liquidez en todos los plazos hasta el momento de la entrega:**

La Comisión considera la posibilidad de ampliar estas ventajas también al comercio intrafronterizo entre distintos operadores del mercado.

- Los mercados de electricidad diarios e intradiarios de la UE están geográficamente acoplados, lo que significa que las transacciones pueden tener lugar en cualquier lugar de Europa si la capacidad transfronteriza de la red es suficiente. Esto aumenta considerablemente la liquidez y, por tanto, la eficiencia de los mercados.
- Esto contribuiría al desarrollo de la competencia y facilitaría a los participantes en el mercado equilibrar sus posiciones, un aspecto clave para integrar más energías renovables variables.

**Preguntas para las partes interesadas:**

Q1. ¿Considera que los mercados a corto plazo funcionan bien en términos de...?:

- a) reflejar con precisión los fundamentos subyacentes de la oferta/demanda,
- b) abarcan suficiente liquidez,
- c) garantizar la igualdad de condiciones,
- d) despacho eficiente de los activos de generación
- e) minimizar los costes para los consumidores
- f) ¿asignación transfronteriza eficiente de la electricidad?

Q2. ¿Considera que existen alternativas a la tarificación marginal en lo que se refiere al funcionamiento de los mercados a corto plazo en términos de garantizar un despacho eficiente y en lo que se refiere a la determinación de los flujos transfronterizos?

Q3. ¿Cómo pueden el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión y la tarificación del carbono incentivar el desarrollo de la flexibilidad y el almacenamiento con bajas emisiones de carbono?

Q4. ¿Considera que la hora de cierre de las compuertas transfronterizas intradiarias debería acercarse más a la hora real (por ejemplo, 15 minutos antes de la hora real)?

Q5. ¿Considera que los operadores del mercado deberían compartir su liquidez también para los mercados locales que cierran después del mercado intradiario transfronterizo? ¿Cuáles serían las ventajas y los inconvenientes?

Q6. ¿Sería una participación obligatoria en el mercado diario (especialmente para la generación bajo CfD y/o PPA) una mejora en comparación con la situación actual? ¿Cuáles serían las ventajas y los inconvenientes de este planteamiento?

Q7. ¿Cuáles serían las ventajas y los inconvenientes de disponer de más información sobre la ubicación y la tecnología en las licitaciones del mercado (por ejemplo, mediante información sobre la composición de la cartera, licitaciones por cartera tecnológica o licitaciones por unidad)?

Q8. ¿Qué otros aspectos del diseño del mercado podrían potenciar el desarrollo de activos de flexibilidad como la respuesta a la demanda y el almacenamiento de energía?

Q9. En particular, ¿cree que un papel más importante del OPEX en la remuneración del operador del sistema incentivará el uso de la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía y otros activos de flexibilidad?

Q10. ¿Considera que permitir el uso de datos de subcontadores, incluidos los datos de subcontadores privados, para la liquidación/facturación y la observabilidad de la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía puede apoyar el desarrollo de la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía?

Q11. ¿Considera apropiado habilitar un producto para fomentar la reducción de la demanda y el desplazamiento de energía en horas punta como servicio auxiliar, con el objetivo de reducir el consumo de combustible y los precios?

Q12. ¿Considera que debería introducirse en el Reglamento de la Electricidad algún tipo de requisito de respuesta a la demanda que se aplicaría en periodos de crisis?

Q13. ¿Considera que podría aplicarse alguna otra medida a más corto plazo para incentivar el uso de la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía y otros activos de flexibilidad? En caso afirmativo, ¿cuál sería?

Q14: ¿Considera que la configuración actual de los mecanismos de capacidad es adecuada para responder a las necesidades de inversión en lo que respecta a la capacidad firme, en particular para apoyar mejor la utilización del almacenamiento y la respuesta de la demanda? En caso negativo, ¿qué cambios consideraría necesarios en el diseño del mercado para garantizar las inversiones necesarias para complementar las cuotas crecientes de energías renovables y para alinearse mejor con los objetivos de descarbonización?

Q15: ¿Considera beneficioso un cambio a largo plazo del mercado europeo de la electricidad hacia una tarificación local más detallada?



## 7. Mayor empoderamiento y protección del consumidor

---

La crisis también ha demostrado que a menudo los consumidores asumen los costes cuando hay fallos con los proveedores. Esto podría mitigarse mediante **un régimen eficaz de Proveedor de Último Recurso que garantice la continuidad del suministro**.

Por último, en caso de crisis, puede merecer la pena que **los Estados miembros garanticen a los hogares y a las PYME el acceso a una cantidad mínima de electricidad** a un precio asequible, como se hizo en el Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo, de 6 de octubre de 2022, relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía.

- 1) **Mayores posibilidades de autoconsumo colectivo y uso compartido de la electricidad:** La digitalización es clave para que los clientes tengan autoconsumo e inviertan en generación externa, dándoles la posibilidad de convertirse en "prosumidores" reduciendo sus facturas como si la instalación de producción de energía renovable estuviera instalada en su propio tejado.
- 2) **Los clientes deberían poder deducir la producción de las instalaciones de generación renovable externas que poseen, alquilan, comparten o arriendan de su consumo medido y de la energía facturada.** Disposiciones específicas podrían permitir a los clientes pobres y vulnerables acceder a esta energía compartida, por ejemplo, producida en los municipios, o por inversiones de los gobiernos locales.
- 3) **La energía compartida debe tratarse de forma no discriminatoria en comparación con los proveedores y productores normales.** Esto significa que no se incrementan indebidamente los costes para otros consumidores. La producción y el consumo deben producirse en la misma unidad de tiempo de mercado. El intercambio de energía debe ser posible cuando no haya limitaciones de transmisión para el comercio mayorista, es decir, dentro de las zonas de precios.
- 4) **Adaptar la medición para facilitar la respuesta a la demanda de los aparatos flexibles:** Las mayores posibilidades de respuesta a la demanda proceden del almacenamiento detrás del contador, las bombas de calor y los vehículos eléctricos. Permitir que **proveedores y agregadores especializados ofrezcan contratos que cubran sólo estos aparatos** podría ayudar tanto a acelerar el despliegue de estos aparatos como a aumentar la cantidad de respuesta de la demanda en el sistema.

- 5) **Mejor elección de contratos para los consumidores:** Mientras que los proveedores a partir de cierto tamaño están obligados a ofrecer contratos de precios dinámicos, es necesario **desplegar la normativa sobre contratos de precios fijos**. Esto debería reequilibrarse para permitir a los consumidores elegir entre contratos de precio flexible o fijo.
- Los contratos a precio fijo podrían seguir basándose en el tiempo de uso para mantener los incentivos para reducir la demanda en las horas punta. Los proveedores seguirían siendo libres de determinar ellos mismos el precio.

#### 6) Refuerzo de la protección de los consumidores

- **Protección de los clientes frente a la quiebra de proveedores:** En varios Estados miembros se ha observado un aumento de la quiebra de proveedores durante la crisis, generalmente por falta de cobertura. Se **propone obligar a los proveedores a operar de forma prudente**, lo cual podría implicar algunos costes adicionales, pero reduciría los riesgos a los que se enfrentan los consumidores individuales y también evitaría la socialización de los costes de los proveedores con modelos empresariales deficientes.
- **Acceso a la electricidad necesaria a un precio asequible durante las crisis:** La crisis ha demostrado que la asequibilidad de la energía puede ser un problema importante no sólo para estos grupos, sino también para sectores más amplios de la población. Los Estados miembros pueden aplicar una regulación de precios para los hogares pobres y vulnerables desde el punto de vista energético. En el futuro, durante una crisis grave como la actual, podría **ser necesario algún tipo de salvaguarda que permita a los Estados miembros intervenir en la fijación de los precios al por menor**. De este modo se podría garantizar que los ciudadanos tengan acceso a la energía que necesitan, incluso asegurando que determinadas

**Preguntas para las partes interesadas:****1) Reparto de la energía y respuesta a la demanda**

Q1. ¿Apoyaría una disposición que diera a los clientes el derecho a deducir la generación hacia el exterior de su consumo medido?

Q2. Si se introdujera un derecho de este tipo

- a) ¿Afectaría a la ubicación de nuevas instalaciones de generación renovable?
- b) ¿Debería limitarse a las zonas locales?
- c) ¿Debería aplicarse en todo el Estado miembro/control/zona - por qué y qué debería ocurrir si se modifican las zonas de licitación?

Q3. ¿Apoyaría el establecimiento de un derecho de los clientes a un segundo contador/subcontador en sus instalaciones para distinguir la electricidad consumida o producida por distintos aparatos? En caso afirmativo, ¿qué aspectos concretos deberían tenerse en cuenta?

**2) Ofertas y contratos**

Q4. ¿Apoyaría disposiciones que requieran que los proveedores ofrezcan contratos de duración determinada y precio fijo (es decir, que no puedan modificar) a los hogares?

Q5. Si se impusiera esta obligación, ¿cuál debería ser el plazo mínimo?

- a) Menos de un año,
- b) Un año,
- c) Superior a un año
- d) Otro

Q6. Actualmente se permiten las comisiones por rescisión anticipada que reflejan los costes para los contratos de precio fijo y duración determinada. ¿Deberían aclararse estas disposiciones? Si se aclaran estas disposiciones, ¿deberían las autoridades nacionales de reglamentación establecer tasas de rescisión aprobadas ex ante?

Q7. ¿Considera que hay margen para una clarificación y una posible aplicación más estricta de los derechos de los consumidores en relación con la electricidad?

**3) Obligaciones prudenciales de los proveedores**

Q8. ¿Apoyaría el establecimiento de obligaciones cautelares para los proveedores a fin de garantizar que cuentan con una cobertura adecuada?

Q9. ¿Tendrían que diferenciarse estas obligaciones para los pequeños proveedores y las comunidades energéticas? En caso afirmativo, ¿por qué?

4) Proveedor de último recurso

Q10. ¿Deberían especificarse a nivel de la UE las responsabilidades de un proveedor de último recurso, incluso para garantizar que existan normas claras para los consumidores que vuelvan al mercado?

Q11. ¿Apoyaría la inclusión de un marco de emergencia para los precios regulados por debajo del coste, siguiendo las líneas del Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo sobre una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía, es decir, para los hogares y las PYME?

- a) Si se estableciera una disposición de este tipo, la regulación de los precios debería limitarse en el tiempo y ¿sólo a las necesidades energéticas esenciales?
- b) ¿Sustituirían tales disposiciones a largo plazo el acceso directo a las energías renovables o a la eficiencia energética? ¿Puede mitigarse esta situación?
- c) ¿Reducirían tales contratos los incentivos para reducir el consumo en horas punta, puede mitigarse esto?

## 8. Mejorar la integridad y transparencia del mercado de la energía

El diseño del mercado mayorista de la energía ha evolucionado en los últimos años: nuevas materias primas, nuevos productos, nuevos actores, nuevas configuraciones y no todos los datos se comunican de manera efectiva. El marco REMIT existente no está totalmente actualizado para hacer frente a todos los nuevos retos, incluidas la aplicación y la investigación en las nuevas realidades del mercado.

En este contexto, podrían considerarse los siguientes ámbitos de mejora de las capacidades de supervisión ACER:

- La armonización de las competencias de la ACER en virtud de REMIT con las competencias pertinentes en virtud de la legislación de la UE sobre los mercados financieros,
- La adaptación del ámbito de aplicación de REMIT a las circunstancias actuales y cambiantes del mercado (nuevos productos, materias primas, agentes del mercado);
- La armonización de las multas que se imponen en virtud de REMIT a nivel nacional y el refuerzo del régimen de aplicación de determinados casos con elementos transfronterizos en virtud de REMIT;
- El aumento de la transparencia de las acciones de vigilancia del mercado mediante una mejor comunicación de los datos relacionados con el mercado por parte de la ACER, los reguladores y los operadores del mercado.

### Preguntas para las partes interesadas:

Q1. ¿Qué mejoras del marco REMIT considera más importantes que se aborden de inmediato?

Q2. En lo que respecta a la armonización y el refuerzo del régimen de aplicación de REMIT: ¿qué deficiencias observa en el actual marco REMIT y qué elementos podrían mejorarse y cómo?

Q3. En lo que respecta a la mejora de la calidad de los datos, la notificación, la transparencia y la supervisión de REMIT, ¿qué deficiencias observa en el actual marco REMIT y qué elementos podrían mejorarse y cómo?

## 9. Próximos pasos

---

El objetivo de la presente consulta pública es dar a todas las partes interesadas la oportunidad de dar su opinión sobre las políticas propuestas en la propuesta de reforma y las posibles medidas concretas, legislativas y no legislativas, derivadas de ellos.

La Comisión tiene previsto presentar una propuesta de modificación del diseño del mercado de la electricidad en marzo de 2023. **Las respuestas a la presente consulta deberán facilitarse a más tardar el 13 de febrero de 2023.**