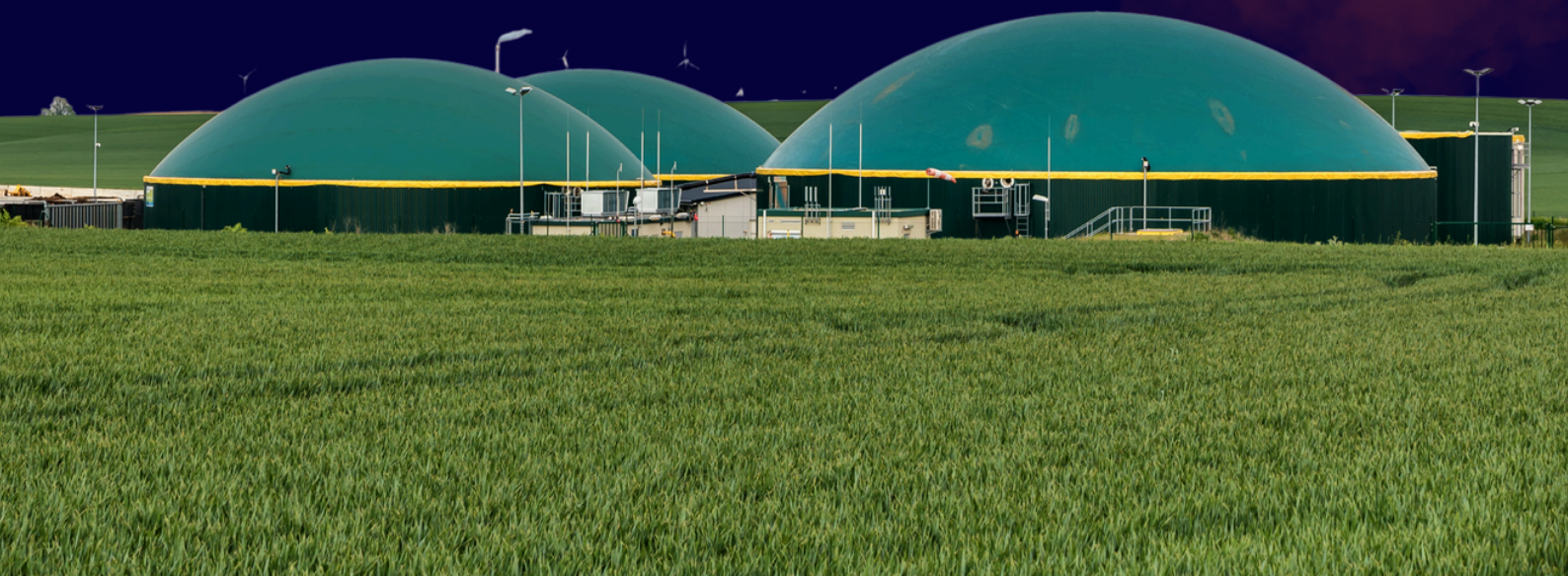




FEDERACIÓN DE  
CONSUMIDORES  
Y USUARIOS  
**CECU**

# Real Decreto de impulso del **biometano**

Aportaciones de CECU  
a la **audiencia** e  
**información pública**



## Preámbulo y consideraciones previas

Desde la Federación de Consumidores y Usuarios CECU presentamos las siguientes alegaciones al [Proyecto de Real Decreto de Impulso del Biometano](#), publicado en el trámite de información pública por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en cumplimiento del mandato contenido en el artículo 26 del Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo.

Aunque compartimos el objetivo de avanzar en el proceso de descarbonización y soberanía energética, consideramos que el texto presentado retrasaría el alcance de los objetivos climáticos de España y contradice algunos de los objetivos de las mismas directivas europeas que pretende implementar.

Entendemos que el **biogás y el biometano no son fuentes energéticas renovables comparables a la eólica o la solar, sino soluciones de tratamiento de residuos orgánicos que, bajo condiciones estrictas, pueden contribuir marginalmente a la descarbonización de sectores concretos de difícil electrificación** —como puede ser la industria siderúrgica o la cerámica— pero que **no pueden ni deben ser tratados como sustitutos generalizados del gas fósil en la red de distribución doméstica**.

El presente Real Decreto, al establecer cuotas obligatorias de penetración de biometano en la red gasista (artículo 2), incurre precisamente en ese error: convierte la gestión de residuos en un mecanismo de soporte a una infraestructura fósil que, de acuerdo con la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios (EPBD), debería estar iniciando ya su planificación de desmantelamiento progresivo.

El artículo 2 del proyecto de Real Decreto consideramos que establece una métrica de penetración inadecuada al establecer cuotas mínimas de penetración de biometano sobre el volumen total de gas consumido en la red, con una senda creciente que va del 0,5% en 2028 hasta el 6% en 2035. Esta métrica, que además se vincula en el RDL 7/2026 a objetivos de penetración (artículo 26.1), presenta tres problemas fundamentales:

- Incentiva **la producción de biometano como fin en sí mismo**, no como instrumento de gestión de residuos. Ello puede provocar la generación artificial de residuos orgánicos para alimentar plantas, invirtiendo la jerarquía de residuos de la Estrategia Española de Economía Circular.
- Puede **impulsar el uso de cultivos energéticos** —que no son residuos y entran en competencia con usos alimentarios— para **cubrir los objetivos de penetración** cuando los residuos reales sean insuficientes.
- **Desvía biometano hacia sectores perfectamente electrificables** (calefacción doméstica, ACS, industria de baja temperatura), en lugar de reservarlo exclusivamente para la industria de alta temperatura donde no existe alternativa renovable eficiente.

A modo de [referencia](#), los datos de consumo confirman esta tendencia: entre 2021 y 2024, el consumo doméstico de gas descendió un 17,3%, pasando de 66,5 TWh a 55,0 TWh, mientras el número de clientes se mantiene estable. El 69% del mercado doméstico de gas consume menos de 5.000 kWh/año, empleándolo exclusivamente para agua caliente y/o cocina. Solo el 26% lo usa para calefacción.

En lugar de implementar el objetivo de inyectar un 6% de biometano en 2035, la solu-

ción más eficiente es directamente electrificar el consumo que engloba el sector doméstico, que se corresponde aproximadamente con el 6% del consumo, no inyectar biometano mezclado con gas fósil que no llega puro a ningún hogar.

La inyección de biometano en la red gasista existente implica mantener activa dicha red y, con ella, el consumo de gas fósil en todos los hogares conectados a ella. El biometano no se distribuye de forma pura sino mezclado con gas fósil, por lo que ningún consumidor doméstico recibe biometano en exclusiva, independientemente de cuánto se produzca e inyecte en red.

La EPBD (Directiva de Eficiencia Energética en Edificios) establece el fin del consumo de combustibles fósiles en edificios en 2040, lo que implica el desmantelamiento progresivo de la red de distribución de gas en el sector residencial. A pesar de ello, el Real Decreto refuerza esta infraestructura en lugar de planificar su transición ordenada. Mantener la red operativa genera costes estructurales de mantenimiento que deberán ser asumidos por un número cada vez menor de personas consumidoras a través de los peajes, encareciendo la factura energética precisamente de aquellos que no han podido hacer la transición por razones económicas.

Además, el propio artículo 2 modifica el Real Decreto 1434/2002 para facilitar la conexión de nuevas plantas a la red existente, lo que desvía recursos públicos y privados de las vías de descarbonización más eficientes: la rehabilitación energética profunda, la bomba de calor, la energía solar térmica y las redes de calor y frío urbanas eficientes y renovables.

El [informe de la organización europea de consumidores BEUC](#) basado en el [estudio](#) realizado por el Centro Robert Schuman de Estudios Avanzados y la Escuela de Regulación de (FSR) sobre la protección de las personas consumidoras durante el proceso de desescalada progresiva del uso de gas en el sector doméstico<sup>1</sup> advierte que los días en los que el suministro de gas era la solución más asequible han llegado a su fin.

Para alcanzar el objetivo de neutralidad climática en 2050 es necesario eliminar casi por completo los combustibles fósiles, en el sector doméstico también. La EPBD (Directiva de Eficiencia Energética en Edificios) señala 2040 como fecha para la eliminación de calderas de combustibles fósiles y pasar a fuentes de energía renovables, por lo que el consumo de gas disminuirá de manera gradual y progresiva durante los próximos 25 años (los datos, de hecho, indican que ya lo está haciendo).

Por su parte, la [Directiva \(UE\) 2024/1788](#) y el Reglamento (UE) 2024/1789, lo que se conoce como el “Paquete de gas”, advierte que los Estados miembros y reguladores deben identificar la forma más adecuada y justa para distribuir el coste y preparar planes locales estratégicos y coordinados que faciliten la eliminación gradual en lugar de dejar la decisión a los operadores de red, que son parte interesada, así como el desmantelamiento planificado de la red de distribución.

En el informe se muestra que, si disminuye el número de personas consumidoras conectadas a la red, o se reduce su consumo, previsiblemente aumentará el precio del gas, entre otras razones porque los costes del mantenimiento de la red de distribución (peajes) deben repartirse entre un menor número de consumidores. Y esto especialmente afectará de forma más desproporcionada a aquellos hogares que no pueden permitirse económicamente cambiar a soluciones de calefacción limpia o a quienes no puedan tomar esa decisión por sí mismos, como es el caso de las personas arrendatarias.

Por todo ello, la actuación de nuestros gobiernos de manera anticipada es completamente imprescindible y prioritaria. Es necesaria una planificación del desmantelamiento de la red gasista de distribución que tenga en cuenta el acompañamiento a los hogares en estado de vulnerabilidad. La actual propuesta de inyección de biometano en lugar de caminar en ese sentido, consolida el sistema gasista, lo que en el futuro repercutirá en los costes a las personas consumidoras más vulnerables.

El **sector gasista cita con frecuencia una cifra de 163 TWh** ([estudio Sedigas, 2023](#)) que corresponde al potencial teórico máximo, esto es, el aprovechamiento del 100% de todos los residuos orgánicos disponibles sin pérdidas, sin competencia con otros usos, y sin limitaciones logísticas. Los propios autores reconocen que no es un escenario realista.

Utilizar esta referencia —o referencias equivalentes— como base para el diseño de las cuotas obligatorias de penetración puede ser un error metodológico grave. Los residuos orgánicos compiten con otros usos: compost, enmienda agrícola directa, alimentación animal, y la propia jerarquía de residuos que prioriza la reducción y la reutilización. El potencial económica, social y ambientalmente realizable, que es el único relevante para el diseño de la política pública, es significativamente inferior.

El mismo problema se produjo a nivel europeo con el objetivo de 35 bcm para 2030 impulsado por el REpowerEU, siendo 24 bcm el potencial sostenible máximo identificado por la propia Comisión Europea. El Ministerio no debe repetir ese error.

El potencial energético real de la energía de origen biológico de residuos (biogás, biomasa y biocombustibles) respetando las jerarquías de usos de los residuos orgánicos es limitado. Si además aspiramos a un [modelo agroalimentario sostenible o M.A.S. en 2050](#) es menor aún. La estimación de la industria se sitúa en 163 TWh/año solo con biogás. En cambio, el [modelo elaborado por la UTS \(University of Technology Sydney\) para Greenpeace](#) asigna a la bioenergía (biogás + biocombustibles + biomasa) un papel limitado de 146 TWh/año para 2040 para toda la península ibérica, enfocado principalmente en cubrir necesidades donde la electrificación directa no llega. Desglosado por sectores:

- **Generación Eléctrica.** Aunque la biomasa y el biogás se consideran una fuente de **generación renovable gestionable** (despachable), su contribución al sistema eléctrico es muy reducida. En el escenario más ambicioso para 2040 (IB 4.1), se estima que la bioenergía sólo aportaría **5,3 TWh/año**. Su función principal en la red es actuar como reserva cuando las fuentes variables (solar y eólica) y el almacenamiento no son suficientes.
- **Calor Industrial y Co-generación.** La bioenergía tiene un papel más relevante en la descarbonización de la industria pesada: En el sector industrial se prioriza la electrificación y el hidrógeno verde, dejando para la biomasa y el biogás una participación muy pequeña reservada para casos específicos. En el escenario E 4.1 para 2040 se estima que la bioenergía sólo aportaría **61,9 TWh/año** del calor industrial.
- **Transporte Pesado y de Larga Distancia.** En el transporte los biocarburantes y el bioGNL (biogás licuado) se desarrollan para usos muy específicos. En el escenario E 4.1 para 2040 se estima que la bioenergía sólo aportaría **27,2 TWh/año** para el transporte marítimo, por carretera y aéreo.

El Real Decreto se fundamenta en la Directiva (UE) 2024/1788 y el Reglamento (UE) 2024/1789, pero obvia uno de sus mandatos centrales: el **inicio de la planificación del desmantelamiento progresivo de las redes de gas en el sector residencial**. Según ambas normas, los Estados miembros debían haber iniciado ya la elaboración de planes nacionales de abandono progresivo del gas en edificios. España no solo no ha elaborado ese plan, sino que este Real Decreto envía la señal contraria al mercado al facilitar nuevas conexiones a la red gasista y establecer cuotas de inyección crecientes hasta 2035.

La trasposición selectiva del paquete europeo –adoptando los mecanismos de fomento del biometano pero obviando las obligaciones de planificación del desmantelamiento de la red– es jurídicamente cuestionable y puede exponer a España a procedimientos de infracción ante la Comisión Europea.

### Alegaciones al articulado

ARTÍCULO 2		
TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPUESTO	JUSTIFICACIÓN
<p><i>Los sujetos obligados deberán consumir o suministrar, a cualesquiera de sus clientes finales, una cantidad mínima de biometano acreditado del 0,5% en 2028, del 1,1% en 2029, del 1,8% en 2030, del 2,5% en 2031, del 3,3% en 2032, del 4,1% en 2033, del 5% en 2034 y del 6% en 2035, respecto a la suma de gas natural y gas natural licuado consumido o suministrado en el mercado nacional ese año natural; de esta suma se excluirá el consumo de los siguientes puntos de suministro</i></p>	<p>Los sujetos obligados deberán acreditar que el biometano certificado con el Sello de Excelencia Social, Territorial y Ambiental previsto en el artículo 5 y destinado exclusivamente a usos industriales de difícil electrificación –conforme a los criterios establecidos en dicho artículo– representa, como mínimo, los siguientes porcentajes de su volumen total de suministro de gas a grandes consumidores industriales: 0,3% en 2028, 0,6% en 2029, 1,0% en 2030, 1,4% en 2031, 1,9% en 2032, 2,4% en 2033, 3,0% en 2034 y 3,5% en 2035, de esta suma se excluirá el consumo de los siguientes puntos de suministro.</p>	<p>Supresión o reformulación profunda del mecanismo de cuotas obligatorias de penetración de biometano en la red gasista, y su sustitución por un sistema de prioridad de uso local que garantice que el biometano se destina exclusivamente a consumidores industriales de difícil electrificación en un radio máximo de 30 km de la planta productora. El sistema de cuotas de penetración en red incentiva la producción de biometano como fin energético en sí mismo, contrariamente a su función principal como herramienta de gestión de residuos. El artículo 2 debe reorientarse para que el biometano computable para los objetivos nacionales sea exclusivamente el destinado a usos industriales de difícil electrificación, priorizando el autoconsumo y el suministro local. Cualquier volumen in-</p>

		<p>yectado en la red de distribución para usos domésticos no debería computar para los objetivos del artículo 2.</p> <p>Además, en el PNIEC 2023-2030, medida 1.15; Hoja de Ruta del Biogás (pág. 10), se dice que "Debe priorizarse el uso directo del biogás en localizaciones cercanas a su producción"; Directiva (UE) 2023/1791, artículo 3 (principio de eficiencia energética primero).</p>
--	--	--

<b>ARTÍCULO 2</b>		
<b>TEXTO ORIGINAL</b>	<b>TEXTO PROPUESTO</b>	<b>JUSTIFICACIÓN</b>
<p>a) las centrales de ciclo combinado para generación eléctrica;</p> <p>b) los conectados a redes de distribución de gas manufacturado en territorios insulares no conectados a la red de gasoductos;</p> <p>c) aquellos en los que el suministro se emplea como carburante para transporte terrestre, marítimo o aéreo;</p> <p>d) las instalaciones de cogeneración, definidas en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración;</p>	<p>e) los puntos de suministro domésticos y terciarios conectados a la red de distribución de gas natural, incluida la calefacción residencial, el agua caliente sanitaria y todos los usos finales en edificios residenciales y comerciales;</p> <p>f) el biometano producido fuera del territorio nacional o procedente de sustratos transportados desde distancias superiores a 30 km de la planta de producción, salvo que el análisis de ciclo de vida verificado por tercero independiente acredite un balance climático neto positivo.</p>	<p>La inclusión en el artículo 2 de una cláusula expresa que excluya del cómputo de las cuotas obligatorias el biometano destinado a la calefacción doméstica y al agua caliente sanitaria en viviendas conectadas a la red de distribución de gas. El 69% de la clientela doméstica de gas consume menos de 5.000 kWh/año, para usos plenamente electrificables mediante bombas de calor o energía solar térmica. Permitir que el biometano inyectado en la red doméstica compute para los objetivos nacionales supone incentivar el mantenimiento de calderas de combustible fósil —aunque sean un 6% verde en 2030, el 94% restante será gas fósil— en lugar de promover su sustitución por tecnologías eficientes y renovables.</p>

<b>ARTÍCULO 5</b>		
<b>TEXTO ORIGINAL</b>	<b>TEXTO PROPUESTO</b>	<b>JUSTIFICACIÓN</b>
<p><i>Por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se regulará la exigencia de que, para contribuir al cumplimiento de las cuotas dispuestas en el artículo 2, las plantas de producción de biometano que entren en operación con posterioridad a la fecha de inicio de la aplicación de dichas cuotas, dispongan del sello de excelencia social, territorial y ambiental, referido en el artículo 26.3 del Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio.</i></p>	<p>1. El Sello de Excelencia Social, Territorial y Ambiental del Biometano, previsto en el artículo 26.3 del Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, constituye condición necesaria e inexcusable para que el biometano producido por una planta computable a efectos de las cuotas del artículo 2. Ningún biometano producido por una planta que no cuente con el Sello en vigor podrá computar para el cumplimiento de las cuotas, con independencia de que disponga de garantías de origen conforme a la normativa vigente.</p> <p>2. Los criterios de concesión del Sello se regularán por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con sujeción a los criterios mínimos excluyentes y a los bloques de evaluación establecidos en los apartados siguientes de este artículo, que tendrán rango de real decreto y no podrán ser rebajados por la orden de desarrollo.</p> <p>3. Quedan expresamente excluidos de la concesión del Sello, con carácter eliminatorio e independientemente de la puntuación obtenida en el resto de criterios, los siguientes proyectos:</p>	<p>Que el artículo 5 establezca con rango de real decreto —y no remita a una mera orden ministerial— que el Sello de Excelencia Social, Territorial y Ambiental es condición necesaria para que el biometano compute a efectos del cumplimiento de las cuotas del artículo 2, y que la ausencia del sello impida el acceso a cualquier incentivo público, incluida la retribución regulada.</p> <p>Un sello sin valor regulatorio o económico tangible es un instrumento ineficaz. Si obtenerlo no conlleva ninguna ventaja concreta frente a operar sin él, la industria simplemente no lo solicitará cuando los criterios sean exigentes. El sello solo tendrá eficacia real si el acceso al mercado regulado del biometano queda condicionado a su obtención.</p>

<b>ARTÍCULO 5</b>		
<b>TEXTO ORIGINAL</b>	<b>TEXTO PROPUESTO</b>	<b>JUSTIFICACIÓN</b>
	<p>q) Los proyectos cuya materia prima proceda en más del 50% de explotaciones de ganadería industrial intensiva: explotaciones bovinas superiores a 850 UGM conforme al Real Decreto 1053/2022; explotaciones porcinas intensivas conforme al Real Decreto 306/2020; o instalaciones avícolas de cría intensiva.</p> <p>b) Los proyectos que utilicen cultivos energéticos o cultivos intermedios producidos específicamente para la planta como sustrato principal.</p> <p>c) Los proyectos cuyo biometano tenga como destino principal la inyección en la red de distribución de gas para usos domésticos o terciarios.</p> <p>d) Los proyectos que dependan de sustratos transportados en camión desde distancias superiores a 30 km, salvo que el análisis de ciclo de vida verificado acredite balance climático neto positivo.</p> <p>e) Los proyectos sin un plan de gestión del digestato detallado, verificable y conforme a la legislación vigente para su uso como fertilizante orgánico.</p>	

<b>DISPOSICIONES ADICIONALES</b>		
<b>TEXTO ORIGINAL</b>	<b>TEXTO PROPUESTO</b>	<b>JUSTIFICACIÓN</b>
<p><i>Se considerarán elementos auxiliares de la red de transporte, los equipos de flujo inverso que impulsen el gas desde un gasoducto de menor presión nominal, ya sea de transporte o de distribución, a otro de mayor presión. Estos equipos serán titularidad del transportista del gasoducto de mayor presión nominal a la que se conecten.</i></p>	<p>Los equipos de flujo inverso necesarios para la conexión de plantas de producción de biometano a la red de transporte o distribución no tendrán la consideración de elementos auxiliares de la red de transporte ni serán incluidos en la base de retribución regulada del sistema gasista. Su instalación, propiedad, operación y mantenimiento corresponderá exclusivamente al productor de biometano, sin que los costes asociados puedan ser repercutidos en las tarifas de acceso o peajes de la red.</p>	<p>Retirada o reformulación profunda de las disposiciones del Real Decreto que modifican el Real Decreto 1434/2002 para facilitar la conexión de nuevas plantas a la red gasista existente mediante equipos de flujo inverso y cesión obligatoria de canalizaciones. Estas modificaciones emiten una señal regulatoria errónea al mercado: refuerzan y amplían una infraestructura cuyo desmantelamiento progresivo está mandatado por la normativa europea. El coste de los equipos de flujo inverso y de las canalizaciones de conexión que se integrarán en el sistema gasista y se retribuirán con cargo a las tarifas deberá ser asumido por todos los consumidores, incluyendo aquellos que estén en proceso de electrificación. Esto constituye una transferencia de recursos desde los consumidores más eficientes hacia la infraestructura fósil.</p>