



Consulta Pública previa al proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

INTRODUCCIÓN

El presente documento de alegaciones tiene como objetivo fundamental robustecer y perfeccionar el proyecto de Real Decreto para convertirlo en una herramienta eficaz, ambiciosa y pionera que garantice que la electrificación de la demanda y la digitalización y expansión de las redes sean plenamente compatibles con la transición ecológica, la seguridad del suministro eléctrico y la cohesión social y territorial. Acogemos con satisfacción la iniciativa, pues se considera un avance hacia una mayor flexibilidad del sistema eléctrico y a mejorar la digitalización de la red, con el fin de avanzar en la desarmonización a través de la electrificación.

Las presentes alegaciones se fundamentan en el convencimiento de la Fundación Renovables que la política energética española debe orientarse decididamente hacia la electrificación y la democratización de la energía, reconociendo la electricidad como un bien básico y UN derecho de la ciudadanía. En consonancia con los principios y propuestas de la Fundación Renovables, se considera urgente reformar el marco regulatorio de la redistribución para dotar al sistema eléctrico de mayor inclusividad, flexibilidad y transparencia. El actual modelo de la red de distribución de electricidad, dominado por estructuras empresariales centralizadas y verticalmente integradas, limita la participación ciudadana, la competitividad empresarial, la participación pública y perpetúa desigualdades en acceso, costes y capacidad de gestión de la demanda.

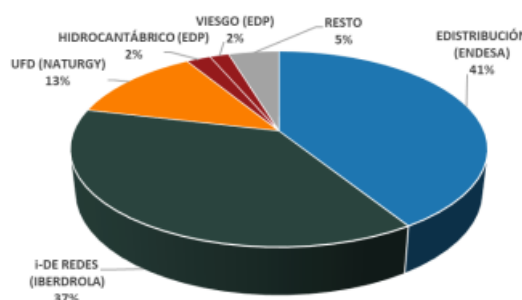
Por tanto, las siguientes alegaciones y propuestas surgen del documento que presentamos en abril de 2021, "[Democratizar la energía como proyecto de país](#)". persiguen como objetivo estratégico la modernización de las infraestructuras eléctricas, la reducción progresiva del precio de la electricidad, el impulso al autoconsumo, la generación distribuida y el protagonismo de comunidades energéticas, conforme a la [Directiva del Mercado Interior de la Electricidad UE 2019/944](#). Se demanda una redistribución que apueste por la transparencia en la formación de precios, por la asignación equitativa de costes entre usuarios domésticos e industriales y por la descarbonización acelerada del sistema. Asimismo, se reclama la revisión profunda del régimen de propiedad y gestión de las redes de transporte y distribución, promoviendo modelos más abiertos y participativos.

Preámbulo

El contexto de transición ecológica y electrificación acelerada exige una modernización profunda y sostenible de la red, que en la actualidad crece a un ritmo claramente insuficiente respecto a la demanda prevista en los objetivos climáticos nacionales. España cuenta hoy con más de 132 GW de potencia instalada, de los que el 64% son renovables, pero la infraestructura de distribución y transporte no ha evolucionado al mismo ritmo, presentando

importantes déficits para la conexión de nueva demanda y proyectos de generación distribuida.

El sector eléctrico español se caracteriza en la actualidad por una elevada concentración en la propiedad y gestión de las redes de distribución eléctrica. De acuerdo con los [últimos datos de la CNMC](#), cinco empresas concentran el 95% de los más de 30,28 millones de puntos de suministro del país; entre ellas, Endesa e Iberdrola suman el 78% del total, seguidas por Naturgy, EDP y Viesgo con cuotas marcadamente inferiores. Dentro de estas compañías, destaca E-distribución Redes Digitales S.L.U. (Endesa) e I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U (Iberdrola) concentrando un 41,0% (12,4 millones) y 37% (11,3 millones), respectivamente. Les siguen UFD (Grupo Naturgy) con el 13% (3,9 millones), Hidrocantábrico con el 2% (alrededor de 600.000) y Viesgo con otro 2%. Además, hay un 5% (1,5 millones) del resto de distribuidoras. La [liquidación del sector eléctrico para 2024](#), generó unos ingresos por peajes de acceso y distribución de 7.038 millones de euros. Así mismo, la retribución de empresas distribuidoras fue de un total de 5.226 millones de euros y, para transporte, de 1.484 millones de euros.



En el caso de Endesa, su filial E-distribución, distribuye electricidad en 24 provincias españolas de 8 Comunidades Autónomas y en la Ciudad Autónoma de Ceuta, con una extensión total de 195.881 km² y una población cercana a los 22 millones de habitantes. La energía total distribuida por las redes de Endesa alcanzó los 138.580 GWh en el ejercicio 2024. Además, en el ejercicio financiero de 2024 tuvo un resultado de explotación de 1.181 millones de euros (38% del total), con un resultado neto de 789 millones (34% del total). En el 2023, el resultado neto fue de 695 millones, un 12% menos. Si nos retrotraemos a 2021 de 930 millones, en 2022 fue de 745 millones los resultados netos.

Otro ejemplo es i-DE, filial de Iberdrola. Está presente en 25 provincias en 10 comunidades autónomas. i-DE cuenta con más de 99.000 centros de transformación en servicio, más de 1.100 subestaciones y con más de 265.000 kilómetros de líneas, en una superficie que abarca 200.339 kilómetros cuadrados. En 2023 i-DE distribuyó 87.868 GWh de energía eléctrica.

La existencia de un amplio número de pequeñas empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, con cierta frecuencia con participación pública municipal, es un legado de la configuración histórica del sector eléctrico y la privatización de las redes de distribución. Las empresas de menor tamaño (menos de 100.000 clientes) han tenido cierta consideración regulatoria espacial; por ejemplo, permitiendo un proceso de desintegración vertical entre la

distribución y la comercialización mucho más tardío que en el caso de las cinco grandes empresas distribuidoras.

A diferencia de las redes de gas, las redes de distribución eléctrica se despliegan por todo el territorio nacional y registran cierto crecimiento, aunque lento, del número de puntos de suministro: 30,28 millones en 2024, frente a 28,9 millones una década antes. La electrificación requerida en el proceso de transición energética conllevará un aumento del número de puntos de suministros y de la potencia asociada, los cuales se deberían incrementar a un ritmo mayor que el actual.

Esta estructura rígida, concentrada y de oligopolio físico repercute directamente en la escasa competencia, dificultad de acceso de nuevos actores, poca flexibilidad para la integración de autoconsumo y renovables distribuidas, así como en un reparto poco equitativo de costes y beneficios entre los diferentes tipos de usuarios y territorios. La concentración territorial es tan relevante que cada distribuidora ejerce como operador de referencia en grandes áreas del país, provocando que los usuarios no puedan elegir su empresa distribuidora, ya que esta viene determinada por su localización geográfica. Como resultado, el dinamismo existente en el mercado minorista de comercialización no se traslada al segmento de la distribución, que permanece rígido y con una estructura monopolística en cada región.

Un síntoma preocupante de esta rigidez es la saturación de la red de distribución eléctrica. En 2025, según los mapas de capacidad de las empresas propietarias, el 83,4% de los nodos principales estaban saturados, lo que provocó que casi la mitad de las solicitudes de conexión de industriales, autoconsumo, almacenamiento y recarga de vehículos fueran denegadas. Este cuello de botella frena el despliegue de renovables, el autoconsumo y la movilidad sostenible, así como la atracción de nuevas inversiones y la electrificación de la demanda. Si tenemos en cuenta que PNIEC prevé una demanda de 353 TWh en 2030, frente a los 248 TWh de 2024, es evidente que ampliar la capacidad de las redes para añadir la conexión 105 TWh es crucial.

Sobre este panorama, es interesante mencionar cual es la posición de las empresas de distribución eléctrica, expresada a través de su patronal, AELEC. El aumento de retribución, que no entra dentro del mandato de esta propuesta de RD, propuesto por la CNMC, desde una tasa de retribución financiera para las redes de energía eléctrica del 6,46 %, frente al 5,58 % del periodo anterior. Sin embargo, AELEC la considera insuficiente, considerando que debía haber sido aumentada hasta el 7,5%. Entre sus principales argumentos, destacan que está por debajo de la TRF de diferentes países europeos (Italia, Alemania Reino Unido, Suecia o Irlanda). Por poner un ejemplo, el caso de Alemania es paradigmático ya que, si bien tiene una TRF del 7,4% para inversiones, dispone de más de 800 empresas por todo el territorio. En cambio, en España, hay 331 empresas propietarias de redes de distribución eléctrica, como hemos mencionado previamente.

Posicionamiento de la Fundación Renovables

Desde la Fundación Renovables, valoramos que el incremento adicional de manera anual incluido en esta propuesta es suficiente para acometer las inversiones necesarias hasta 2030. En los años anteriores, como refutan diferentes estudios, no se ha llegado al límite para inversiones en la red de distribución, con lo que pensamos que es suficiente para no aumentar los costes del sistema a futuro, que acabarán pagando los consumidores. De hecho, ACER, en

su informe de Monitoring Electricity Infrastructure, advierte en los sobrecostos de las redes, los cuales podrían aumentar entre un 20 % y 40 % para 2030, y hasta un 100 % hacia 2050 si no se actúa eficazmente. La clave es antes de lanzar nuevas inversiones, se debe exprimir mejor el potencial de las redes actuales (por ejemplo, gestionando más la congestión) y considerarse el uso de soluciones innovadoras o “no-wire alternatives” (almacenamiento, redes inteligentes, gestión flexible) como complemento a las redes tradicionales. En esta línea que define hacer, no es solo el volumen que invertir, sino cuales son las prioridades tecnológicas en función de las necesidades de cada zona de la red.

Así, es necesario un análisis sobre el si el mantenimiento de la propiedad privada de las redes de distribución garantiza su digitalización y automatización y el desarrollo de las renovables para que éstas cubran el 100% de la demanda. Considerando como una causa del paso a ser propiedad publica el incumplimiento de los compromisos establecidos por el RD al no acometer las inversiones necesarias, siendo en un futuro el Estado quien garantice la optimización de las redes de distribución como prestador de servicios Básicos. El objetivo es que se haga cargo de la prestación o de la garantía de prestación de los servicios básicos con control de calidad y suficiencia para toda la población, a un precio asequible.

En este contexto, la Fundación Renovables sostiene la necesidad urgente de reformar el marco regulatorio e impulsar la propiedad pública, democrática y transparente de las redes de distribución. Solo así podrá garantizarse la compatibilidad del crecimiento digital, la cohesión territorial y social, y el éxito de la transición ecológica. Entre las propuestas clave se incluyen:

- Reconocer la electricidad como bien esencial y derecho inalienable.
- Promover la modernización y digitalización de la red bajo criterios de sostenibilidad, equidad y participación social.
- Separar y distinguir las funciones de transporte, operador de sistema y distribución, reservando a entidades públicas la propiedad de infraestructuras estratégicas.
- Reducir progresivamente el precio final, incrementar la transparencia y mejorar la flexibilidad y resiliencia del sistema.

El Estado debe, por tanto, asumir un papel central como garante del acceso universal, como ya han planteado otras organizaciones y foros europeos. Sólo una red gestionada en función del interés general y no del beneficio privativo de unos pocos operadores podrá satisfacer los retos de seguridad, transición justa y democratización señalados en la normativa europea y los compromisos internacionales asumidos por España.

En definitiva, necesitamos compañías de distribución que no fijen sus actuaciones para maximizar su valor económico, sino para prestar mejor sus servicios, que no antepongan el beneficio de los grupos empresariales integrados a la asunción de los retos que la transición energética demanda.

ALEGACIONES

Alegaciones al texto

Artículo 8

Texto original

3. Con el fin de elaborar sus planes de inversión anuales y plurianuales, las empresas distribuidoras abrirán un periodo de consultas previo en sus respectivas páginas web con [11] el fin de recabar las necesidades y/o propuestas de desarrollo de los interesados dentro del horizonte temporal de dichos planes de inversión. La duración mínima de la consulta previa será de un mes.

Modificación

3. Con el fin de elaborar sus planes de inversión anuales y plurianuales, las empresas distribuidoras abrirán un periodo de consultas previo en sus respectivas páginas web con [11] el fin de recabar las necesidades y/o propuestas de desarrollo de los interesados dentro del horizonte temporal de dichos planes de inversión. La duración mínima de la consulta previa será de un mes. *La fase de consulta previa a la aprobación del plan de inversiones será de carácter vinculante. Deberá reservarse un porcentaje mínimo de capacidad de red, ajustado a la demanda expresada, para autoconsumo, comunidades energéticas y almacenamiento distribuido, garantizando el acceso justo y no discriminatorio de estos agentes a la infraestructura*

Justificación

Esta medida materializa los principios de la **Directiva (UE) 2019/944** y de la **Directiva (UE) 2018/2001 (RED II)** sobre derechos de los consumidores-activos y comunidades de energía. Garantiza un acceso justo y no discriminatorio a la red para los actores descentralizados, que son clave para la **flexibilidad del sistema** y la generación distribuida. Reservar capacidad evita que estos agentes, de menor tamaño, queden excluidos por grandes proyectos, fomentando la **competencia y la diversidad** en el mix energético

Artículo 8

Texto original

4.. La solicitud señalada en el apartado primero, dirigida a la Secretaría de Estado de Energía, deberá acompañarse de lo siguiente:

Modificación

4.. La solicitud señalada en el apartado primero, dirigida a la Secretaría de Estado de Energía, deberá acompañarse de lo siguiente:

e) La solicitud deberá incorporar un criterio explícito de priorización de inversiones orientadas a la conexión de nuevos proyectos renovables, generación distribuida y a la electrificación de la demanda industrial, almacenamiento en áreas geográficas con alta concentración de solicitudes de acceso registradas, promoviendo una gestión proactiva de la congestión y la eficiencia en la planificación de la red.

Justificación

La congestión de nodos con alto potencial renovable constituye un fallo de mercado que limita el acceso de tecnologías limpias y perjudica los objetivos nacionales (PNIEC) y europeos (Green Deal), tal como exige la Directiva (UE) 2019/944 (art. 13). La priorización allí donde existe demanda registrada maximiza la eficiencia económica y la seguridad de suministro, conforme

al mandato del RDL 7/2025 y a las recomendaciones europeas para optimizar la planificación de red.

Artículo 8

Texto nuevo

13. En caso de incumplimiento reiterado y no justificado de los plazos de ejecución de inversiones aprobadas, la Secretaría de Estado de Energía iniciará procedimiento sancionador que podrá culminar, en función de la gravedad y reiteración, con la reversión parcial o total de la concesión sobre la infraestructura de red a titularidad pública, garantizando la continuidad y mejora del servicio mediante gestión pública directa o licitación abierta a nuevos operadores

Justificación

Se refuerza el control público sobre un servicio estratégico, asegurando la ejecución efectiva de inversiones y la continuidad del servicio esencial. La reversión temporal es un mecanismo disuasorio y de último recurso alineado con la regulación de infraestructuras críticas internacional, salvaguardando el interés público y la seguridad de suministro en situaciones donde los operadores privados fallan de forma grave y reiterada.

Artículo 9

Texto original

2. El informe evaluará el volumen de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema finalmente ejecutado para lo cual se empleará la expresión del artículo 8.13 de este real decreto. El informe recogerá el grado de cumplimiento de las inversiones contenidas en el plan de inversión agrupadas en las tipologías que se determinen en la resolución señalada en el artículo 10.

Modificación

2. El informe evaluará el volumen de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema finalmente ejecutado para lo cual se empleará la expresión del artículo 8.13 de este real decreto. El informe recogerá el grado de cumplimiento de las inversiones contenidas en el plan de inversión agrupadas en las tipologías que se determinen en la resolución señalada en el artículo 10. Además, el informe anual de cumplimiento de inversiones presentado por las empresas distribuidoras será de acceso público, sometido a auditoría externa e independiente, e incluirá información detallada sobre incidencias, causas de retrasos y potenciales riesgos para la seguridad de suministro. La falsedad, omisión o reiterada ocultación de datos relevantes supondrá la imposición de sanciones económicas graves y la posible revocación de la concesión de la red afectada.

Justificación

La transparencia permite el seguimiento por agentes independientes y la ciudadanía, mejorando la confianza y el control sobre la ejecución de inversiones en infraestructuras críticas. La Directiva (UE) 2019/944 enfatiza el acceso no discriminatorio a los datos energéticos para fomentar la competencia y la innovación. La publicación de informes auditados permite el escrutinio por parte de todos los agentes del mercado (comunidades energéticas, promotores, comercializadores), mejorando la confianza en el sistema y facilitando una planificación más eficaz al identificar cuellos de botella reales. Esta transparencia es una recomendación directa de ACER y clave para la resiliencia del sistema

Artículo 12

Texto original

9. Si durante 3 años consecutivos se observase que un distribuidor realiza inversiones para otros fines distintos a los recogidos en los planes aprobados, la resolución del año inmediatamente posterior al que se tenga conocimiento de ese incumplimiento reiterado podrá incorporar una minoración del límite total de inversión permitido a dicha empresa de hasta el 50%.

Modificación

9. Si durante 3 años consecutivos se observase que un distribuidor realiza inversiones para otros fines distintos a los recogidos en los planes aprobados, la resolución del año inmediatamente posterior al que se tenga conocimiento de ese incumplimiento reiterado podrá incorporar una minoración del límite total de inversión permitido a dicha empresa de hasta el 50%.

10. Las empresas distribuidoras que incumplan de forma reiterada los compromisos de ejecución de inversiones, definidos en los planes aprobados, quedarán excluidas de la asignación de inversiones incrementales y del reparto futuro de límites individuales hasta que subsanen el incumplimiento y acrediten dicha subsanación mediante informe de auditoría externa independiente, validado por la Secretaría de Estado de Energía.

Se considerará 'incumplimiento reiterado' la ejecución inferior al 75% de la inversión aprobada para la empresa en, al menos, dos de los tres ejercicios inmediatamente anteriores.

Justificación

La medida incentiva el cumplimiento estricto de los compromisos de inversión, penalizando conductas especulativas que puedan bloquear la modernización de la red y la integración de nuevas formas de generación y consumo. Es coherente con los principios de resiliencia de infraestructuras críticas (PPD-21/UE), con el principio de "quien contamina paga", y con la Directiva (UE) 2019/944 sobre eficiencia y beneficio del consumidor. Además, responde a la exigencia reforzada del RDL 7/2025 tras los incidentes graves de suministro, y materializa la gestión activa del riesgo en servicios esenciales

Artículo 12

Texto original

1. Podrán incorporarse a la red de distribución de energía eléctrica instalaciones existentes siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

En el caso de líneas eléctricas existentes, la incorporación podrá ser total o parcial.

1. Modificación

1. Podrán incorporarse a la red de distribución de energía eléctrica instalaciones existentes siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

En el caso de líneas eléctricas existentes, la incorporación podrá ser total o parcial. *Para activos de red con una tensión nominal inferior a 30 kV y destinada a generación renovable o proyectos de almacenamiento, el plazo para su incorporación a la red no podrá exceder de dos*

meses y se eximirá de la exigencia de auditorías externas, sustituyéndola por una justificación técnica simplificada

Justificación

La burocracia excesiva retrasa la puesta en servicio de infraestructuras críticas. Para activos de menor complejidad, un análisis coste-beneficio simplificado y un procedimiento ágil son proporcionales al riesgo. Esto se alinea con las **medidas de simplificación administrativa** introducidas en el RDL 7/2025 para agilizar el despliegue de infraestructuras clave como el almacenamiento, aplicando el principio de "think small first" (pensar primero en pequeño) de la UE.

Artículo 14

Texto original

2. La solicitud señalada en el apartado anterior dirigida a la Secretaría de Estado de Energía deberá acompañarse de lo siguiente:

Modificación

2. La solicitud señalada en el apartado anterior dirigida a la Secretaría de Estado de Energía deberá acompañarse de lo siguiente:

e) Incluir criterio explícito de priorización de inversiones orientadas a la conexión de nuevos proyectos renovables, generación distribuida y a la electrificación de la demanda industrial, almacenamiento en áreas geográficas con alta concentración de solicitudes de acceso registradas, promoviendo una gestión proactiva de la congestión y la eficiencia en la planificación de la red.

Justificación

La congestión en nodos con alto potencial renovable es un fallo de mercado que frena los objetivos del PNIEC. La Directiva (UE) 2019/944 (Art. 13) establece que los Gestores de Red de Distribución (DSO) deben garantizar el desarrollo de la red para integrar generación renovable de manera eficiente. Priorizar inversiones donde existe demanda registrada es una aplicación del principio de eficiencia económica y está alineado con el mandato del RDL 7/2025 de revisar la planificación de la red para maximizar la seguridad del suministro.

Artículo nuevo

Texto nuevo

1. Las inversiones en redes de distribución y transporte que permitan la agregación de demanda y la integración de recursos energéticos distribuidos serán consideradas prioritarias en los planes de inversión anuales y plurianuales, de acuerdo con los siguientes criterios técnicos:

- a) Reducción de emisiones de CO₂: Se priorizarán aquellas inversiones que demuestren una mayor capacidad para reducir emisiones mediante la integración de generación renovable distribuida y la gestión eficiente de la demanda.*
- b) Mejora de la estabilidad del sistema: Inversiones que contribuyan a la provision de servicios de ajuste, reserva de potencia y control de frecuencia mediante la agregación de recursos distribuidos.*

- c) Gestión de congestiones: Actuaciones que permitan resolver restricciones técnicas mediante gestión activa de la demanda en lugar de únicamente mediante refuerzos de infraestructura física.*
- 2. En el caso de la red de distribución (baja tensión), se establecerán objetivos específicos de capacidad de agregación por zona geográfica, considerando:*
- a. El potencial de generación renovable distribuida*
 - b. La densidad de puntos de recarga para vehículo eléctrico*
 - c. La presencia de industrias electrointensivas con capacidad de flexibilidad*
- 3. Para la red de transporte (alta tensión), se priorizarán las interconexiones que permitan:*
- a. La integración de grandes consumos en agregación de demanda*
 - b. La conexión de plantas de generación renovable con sistemas de almacenamiento híbrido*
 - c. El desarrollo de interconexiones internacionales que mejoren la estabilidad del sistema*
- 4. Metodología de evaluación: La Secretaría de Estado de Energía, previo informe de la CNMC y del Operador del Sistema, establecerá una metodología para cuantificar el impacto en emisiones y estabilidad de cada inversión propuesta, que incluirá:*
- a. Análisis de ciclo de vida de las emisiones evitadas*
 - b. Estudio de impacto en la capacidad de integración de renovables*
 - c. Evaluación de la contribución a la reducción de vertidos renovables*

Justificación

La nueva Directiva de Energías Renovables establece la obligación de los Estados miembros de eliminar barreras para la agregación de demanda y los recursos energéticos distribuidos (Artículo 21). Este artículo materializa dicho mandato mediante la priorización explícita de inversiones que habiliten estos mecanismos.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su informe "Net Zero by 2050" identifica la gestión flexible de la demanda como la tecnología con mejor relación coste-eficacia para la reducción de emisiones (potencial de 2-3 GT CO₂ anuales para 2050).

Se propone la inclusión de este artículo como Artículo 5 bis dentro del Capítulo II ("Aspectos generales") del Real Decreto, dada su naturaleza transversal que afecta tanto a redes de distribución como de transporte.

Disposición adicional nueva

Texto nuevo

Se habilita a la Secretaría de Estado de Energía para revertir a titularidad y/o gestión pública la infraestructura afectada en caso de incumplimiento grave, otorgando preferencia a la gestión directa o a la licitación abierta conforme a criterios de eficiencia, continuidad y competencia.

Justificación

Permite la intervención y rescate de infraestructuras esenciales ante fallos corporativos, con apertura a nuevos operadores y modelos más abiertos. Proporciona un instrumento jurídico claro y excepcional para casos de fallo grave del gestor privado, asegurando la estabilidad del sistema (función básica del Estado). Esta previsión es una práctica común en la regulación de infraestructuras críticas a nivel internacional y actúa como un elemento disuasorio crucial, garantizando que el interés público prevalezca sobre intereses corporativos en situaciones que comprometan la seguridad de suministro.

