

Alegaciones a la Consulta pública previa para la elaboración de la Orden Ministerial por la que se regula el estándar de excelencia social y territorial de los proyectos de infraestructuras de red

Consideraciones previas:

Las presentes alegaciones se centran específicamente en infraestructuras de redes eléctricas. Se presentará una propuesta diferenciada para proyectos renovables, sin perjuicio de que algunos de los criterios aquí planteados puedan resultar también aplicables a instalaciones de generación o almacenamiento.

El estándar debería ser flexible, proporcional y diferenciado por tipología de proyecto (potencia instalada e impacto) y tecnología (eólica, fotovoltaica, almacenamiento y redes), ya que no presentan los mismos impactos, oportunidades y retornos territoriales una línea eléctrica, una subestación, un parque eólico, una planta fotovoltaica o una instalación de almacenamiento.

La participación pública no debería limitarse a acreditar que se informó a la ciudadanía, sino demostrar que existió una participación temprana, inclusiva, comprensible, trazable y con capacidad real de influencia para mejorar el diseño del proyecto, incorporar conocimiento local y reforzar la confianza.

Asimismo, el estándar debe ser fácilmente aplicable, verificable y evaluable, evitando generar cargas administrativas o retrasos que desincentiven su solicitud por parte de los promotores.

Por último, la norma debería definir claramente quién realizará el seguimiento y verificación de los compromisos adquiridos, incorporando mecanismos de control y, en caso de incumplimiento, posibles garantías como avales u otros instrumentos equivalentes.

- 1. ¿Cómo concretaría los criterios fijados como mínimos en el artículo 20 en relación con la participación ciudadana reforzada, y qué elementos o métodos propone para su acreditación?**

Para redes eléctricas, concretaría la participación reforzada en torno a cuatro momentos clave:

- **Planificación previa de la red:** la participación no debe empezar cuando el trazado ya está muy cerrado. Debe abrirse en fases tempranas, cuando todavía puedan discutirse alternativas de corredor, ubicación de subestaciones, apoyos, soterramientos parciales, medidas correctoras, compatibilidades con usos del suelo o prioridades territoriales.
- **Diseño del proyecto concreto:** aquí propondría diagnóstico socioterritorial (análisis que incluya un mapa de actores, talleres/eventos locales o jornada participativa, canal de comunicación y devolución posterior para explicar alternativas y documentar cómo se incorporan o no las aportaciones. Pudiendo incluir también reuniones sectoriales, visitas a campo y cartografía participativa.
- **Tramitación formal:** el estándar no debe sustituir la información pública reglada, pero sí mejorarla: documentación comprensible, resúmenes no técnicos, visualizaciones de trazado, mapas, simulaciones paisajísticas, canales presenciales y digitales, y plazos que no coincidan con periodos vacacionales.
- **Ejecución y operación:** comunicación de inicio de obra, canal de incidencias, seguimiento de molestias, coordinación con ayuntamientos, información sobre cortes o afecciones, y rendición de cuentas durante la vida útil de la infraestructura. Pudiendo incluir una red de observadores locales que hagan seguimiento.

Qué elementos exigiría:

- Mapa de actores específico para redes: ayuntamientos, juntas vecinales, propietarios afectados por servidumbres, comunidades de montes, agricultores, ganaderos, asociaciones vecinales, comunidades energéticas, empresas locales, colectivos ambientales, patrimonio, turismo rural, población vulnerable, jóvenes y entidades de custodia del territorio.
- Cartografía participativa/PPGIS para identificar zonas sensibles: paisajes apreciados, rutas, miradores, patrimonio, zonas de uso recreativo, montes comunales, caminos, explotaciones, corredores ecológicos, espacios simbólicos o áreas de rechazo social.

- Mapa argumental: una herramienta para recoger las inquietudes y temas de interés de la zona afectada, así como las respuestas a los mismos por parte del promotor.
- Informe de devolución: matriz de aportaciones con respuesta motivada que detalle la inclusión o no de los comentarios recibidos en reunión participativa previa y el motivo de la decisión.

Cómo lo acreditaría:

Expediente de participación reforzada que incluya los elementos mencionados anteriormente:

diagnóstico socioterritorial; mapa de actores; plan de participación; actas; materiales divulgativos; registro de reuniones; canal de comunicación; número y perfil de participantes; síntesis de aportaciones; matriz de respuesta; cambios introducidos; capas PPGIS cuando proceda; informes de seguimiento.

Indicadores propuestos para medir el grado de participación reforzada:

- Porcentaje de municipios contactados antes de la tramitación.
- Número de actores locales identificados y contactados.
- Diversidad de participantes: entidades territoriales (Grupos de Desarrollo Rural, Oficinas de Transformación Comunitaria, Centros de Innovación Territorial) entidades ambientales tipo conservacionistas u ONGs, empresas o patronales de sectores interesados, fundaciones administración pública, asociaciones locales, etc.
- Número de alternativas de trazado o ubicación explicadas públicamente.
- Porcentaje de aportaciones respondidas.
- Porcentaje de aportaciones incorporadas total o parcialmente.
- Existencia de canal activo de comunicación.
- Porcentaje de incidencias resueltas durante obra.

- Nivel de confianza o satisfacción medido antes/después mediante encuesta/formulario

2. ¿Cómo concretaría los criterios fijados como mínimos en el artículo 20 en relación con el empleo y el desarrollo local, y qué elementos o métodos propone para su acreditación?

Aquí hay que adaptar el artículo 20, porque una línea eléctrica no genera el mismo tipo de empleo o retorno local que una planta renovable. En redes, el desarrollo local debería entenderse como:

- Mejora de la calidad y resiliencia del suministro;
- Capacidad para integrar renovables, autoconsumo, almacenamiento y electrificación;
- Inversión territorial asociada al proyecto. Algo que ya se hace con las redes transporte. Sin embargo, se debe garantizar que esta inversión fomenta el desarrollo local
- Contratación local cuando sea viable: desbroce bajo líneas, evaluaciones o informes, etc.
- Exigir un plan de impacto territorial positivo, con carácter comarcal y estratégico y no como local.

Qué elementos exigiría

- Plan de contratación local y proveedores locales en fases de obra, mantenimiento, revegetación, vigilancia ambiental, obra civil, logística, alojamiento, restauración, señalización o servicios auxiliares.
- Programas de formación vinculados a redes eléctricas, mantenimiento, digitalización, operación, seguridad eléctrica, biodiversidad en infraestructuras lineales o gestión forestal preventiva.
- Convenios con ayuntamientos para inversión territorial: eficiencia energética, autoconsumo en edificios públicos, movilidad eléctrica, rehabilitación

energética, mejora de equipamientos, conectividad, restauración ambiental o proyectos sociales.

- Compromisos de mejora de suministro cuando el proyecto lo permita, especialmente en distribución: reducción de cortes, refuerzo de capacidad, apoyo a electrificación de polígonos, explotaciones agrarias o servicios públicos.
- Mecanismos para que las infraestructuras no sean percibidas como “de paso”: que el territorio que soporta impactos tenga retornos claros.

Cómo lo acreditaría

- Plan de desarrollo local asociado al proyecto que incluya:
 - Convenios firmados con administraciones locales.
 - Presupuesto asignado a inversión territorial.
 - Registro de contratación local.
 - Memoria de proveedores locales.
 - Indicadores de mejora de suministro cuando aplique.
 - Informe anual de ejecución de compromisos.

3. ¿Cómo concretaría los criterios fijados como mínimos en el artículo 20 en relación con el fomento de comunidades energéticas y autoconsumo, y qué elementos o métodos propone para su acreditación?

Criterios propuestos

1. Impulso efectivo de comunidades energéticas y autoconsumo compartido. El proyecto debería incorporar medidas concretas para facilitar la creación o ampliación de comunidades energéticas y proyectos de autoconsumo compartido: apoyo técnico, jurídico o económico; financiación de instalaciones en edificios públicos; acompañamiento a ayuntamientos, OTC, GDR o entidades sociales; e integración de almacenamiento local cuando proceda.

2. Beneficios energéticos directos para el territorio. Deberían valorarse actuaciones como autoconsumo en edificios municipales, descuentos o beneficios de suministro, programas contra la pobreza energética, rehabilitación energética, electrificación de servicios públicos locales o apoyo a hogares vulnerables, pymes y entidades sociales.

3. Participación económica local. En proyectos de generación renovable y almacenamiento, debería valorarse la apertura a mecanismos de participación local como crowdfunding, crowdlending, cooperativas, bonos locales o participación en el accionariado, siempre con información clara sobre condiciones y riesgos. Esta vía no debe sustituir beneficios para quienes no tienen capacidad económica para invertir.

4. Coherencia con las redes eléctricas. En proyectos de red, el criterio principal debería ser su contribución a habilitar autoconsumo, comunidades energéticas, almacenamiento, electrificación y nuevos consumos locales, mediante mejora de capacidad, reducción de congestiones, calidad de suministro y transparencia sobre capacidad disponible.

5. Prioridad territorial y social. Los beneficios deberían priorizar a municipios afectados por la instalación o sus infraestructuras asociadas, hogares vulnerables, comunidades energéticas locales, pymes, cooperativas, explotaciones agrarias y entidades sociales o municipales.

Cómo acreditarlo

- Mediante un Plan de beneficios energéticos locales, que incluya:
- Diagnóstico energético del territorio.
- Identificación de municipios, colectivos y entidades beneficiarias.
- Mapa de actores: ayuntamientos, ONGs ambientales, fundaciones de interés, comunidades energéticas, OTC, GDR, entidades sociales y pymes.
- Actuaciones previstas, presupuesto y calendario.
- Convenios o acuerdos con entidades locales.
- Criterios de selección de beneficiarios.
- Sistema de seguimiento y verificación.
- Memoria periódica de ejecución.

Indicadores posibles

- Comunidades energéticas apoyadas.
- MW de autoconsumo o almacenamiento local impulsado.
- Edificios públicos beneficiados.
- Hogares vulnerables beneficiados.
- Ahorro energético o económico generado.
- Presupuesto destinado a beneficios energéticos locales.
- Participación económica local abierta y número de participantes.

- Capacidad de red liberada o mejorada.
- Convenios firmados con ayuntamientos, OTC o entidades sociales.
- Grado de cumplimiento de compromisos.

4. ¿Cómo concretaría los criterios fijados como mínimos en el artículo 20 en relación con la participación ciudadana reforzada, y qué elementos o métodos propone para su acreditación?

El estándar no debería acreditar solo que se ha informado a la ciudadanía, sino que el promotor ha generado un proceso participativo con escucha real, devolución motivada y capacidad de modificar o mejorar el proyecto. La participación ciudadana reforzada debe ir más allá de la mera información pública o consulta formal. El estándar debería acreditar que ha existido una participación real, temprana, honesta, transparente, diversa y trazable, con capacidad efectiva para influir en el diseño, ejecución y operación del proyecto.

Criterios propuestos

1. Participación temprana. Debe iniciarse antes de que las decisiones principales estén cerradas: ubicación, trazado, apoyos, subestaciones, accesos, medidas ambientales, diseño final o retornos locales. La ciudadanía debe poder influir cuando todavía existen alternativas reales.

2. Mapeo previo de actores. El promotor debería realizar un análisis territorial y mapa de actores que identifique ayuntamientos, entidades locales, propietarios, agricultores, ganaderos, comunidades energéticas, asociaciones vecinales, entidades ambientales, pymes, GDR, OTC y otros actores relevantes.

3. Información clara y accesible. La documentación debe presentarse en lenguaje comprensible: resumen no técnico, mapas, alternativas, impactos, beneficios, calendario, afecciones, medidas de mitigación y límites reales de decisión.

4. Varias sesiones participativas. El proceso debería incluir, como mínimo, una primera sesión para presentar el proyecto y recoger opiniones, dudas y propuestas; y una sesión posterior de devolución para explicar qué aportaciones se han incorporado, cuáles no y por qué.

5. Diversidad de formatos. Se deberían admitir talleres, entrevistas, encuestas, reuniones sectoriales, visitas a campo, mesas locales, canales digitales, buzones de dudas y cartografía participativa cuando proceda.

6. Trazabilidad de las aportaciones. Debe existir una matriz de aportaciones con respuesta motivada, indicando cómo se ha valorado cada propuesta y si ha generado cambios en el proyecto.

7. Seguimiento durante construcción y operación. El proceso no debe terminar con la autorización. Debe mantenerse un canal de comunicación e incidencias, con responsables, plazos de respuesta y seguimiento de compromisos.

Cómo acreditarlo

Mediante un expediente de participación ciudadana reforzada, que incluya:

- Plan de participación pública.
- Diagnóstico socioterritorial.
- Mapa de actores.
- Materiales divulgativos no técnicos.
- Registro de sesiones, talleres, entrevistas y asistentes.
- Canales habilitados para dudas y aportaciones.
- Cartografía participativa/PPGIS, si aplica.
- Matriz de aportaciones y respuestas.
- Informe de devolución pública.
- Cambios introducidos en el proyecto.
- Plan de seguimiento durante construcción y operación.

Indicadores posibles

- Municipios y actores contactados antes de la tramitación formal.
- Diversidad de perfiles participantes.
- Número de sesiones realizadas.
- Aportaciones recibidas.
- Porcentaje de aportaciones respondidas.
- Porcentaje de aportaciones incorporadas total o parcialmente.
- Tiempo medio de respuesta.
- Existencia de informe de devolución.
- Existencia de canal de incidencias.
- Nivel de satisfacción o confianza de los participantes.

5. ¿Cómo concretaría los criterios fijados como mínimos en el artículo 20 en relación con la excelencia ambiental en el diseño y operación del proyecto, y qué elementos o métodos propone para su acreditación?

En redes eléctricas, el estándar debería acreditar que la línea, subestación o actuación de refuerzo se ha diseñado y operará a partir de la mejor alternativa territorial y ambiental posible, minimizando sus afecciones sobre la biodiversidad, el paisaje, el patrimonio, el suelo y los usos locales. No debería limitarse al cumplimiento de la evaluación ambiental, sino demostrar que se han analizado y seleccionado las alternativas de menor impacto, y que existen medidas verificables de restauración, seguimiento y corrección de impactos durante la construcción, operación y vida útil de la infraestructura.

Criterios propuestos

- 1. Alternativas reales de trazado y ubicación.** El promotor debería comparar diferentes corredores, trazados, ubicaciones de apoyos, subestaciones, accesos y zonas de obra, considerando criterios técnicos, ambientales, sociales, paisajísticos y culturales.
- 2. Priorización de corredores de menor impacto.** Cuando sea viable, deberían priorizarse corredores ya antropizados o con menor sensibilidad: infraestructuras existentes, pasillos eléctricos previos, carreteras, ferrocarriles, zonas industriales o espacios con menor valor ambiental y paisajístico.
- 3. Aplicación de la jerarquía de mitigación.** Debe demostrarse que se ha seguido la secuencia: evitar impactos, minimizar los inevitables, restaurar zonas afectadas y compensar únicamente los impactos residuales.
- 4. Protección de biodiversidad y conectividad ecológica.** La red debe diseñarse evitando hábitats sensibles, corredores ecológicos, zonas de nidificación, áreas críticas para avifauna y quirópteros, masas forestales de alto valor, humedales y espacios protegidos.
- 5. Medidas específicas para avifauna.** En líneas aéreas, deberían incorporarse medidas de señalización, balizamiento, diseño seguro, reducción del riesgo de colisión o electrocución y seguimiento de mortalidad cuando proceda.

6. Integración paisajística y patrimonial. El diseño debería considerar visibilidad, impacto paisajístico, patrimonio cultural, caminos históricos, miradores, zonas recreativas, arquitectura tradicional y valores identitarios del territorio.

7. Minimización de impactos de obra. Reducir apertura de nuevos caminos, movimientos de tierra, talas, afecciones a cauces, compactación del suelo, ruido, polvo y molestias a población o actividades locales.

8. Impactos acumulativos y sinérgicos. Evaluar el efecto conjunto con otras líneas, subestaciones, evacuaciones renovables, accesos, proyectos de generación o infraestructuras existentes o previstas.

9. Restauración y seguimiento ambiental. Debe existir un plan de restauración tras la obra y un sistema de monitoreo ambiental durante la operación, con medidas correctoras si aparecen impactos no previstos.

Cómo acreditarlo

Mediante un expediente de excelencia ambiental para redes, que incluya:

- Estudio multicriterio de alternativas de trazado y ubicación.
- Cartografía ambiental, social, paisajística y patrimonial.
- Inventarios de biodiversidad con trabajo de campo.
- Análisis de impactos acumulativos y sinérgicos.
- Justificación de la alternativa seleccionada.
- Plan de mitigación jerarquizado.
- Plan específico de protección de avifauna.
- Plan de restauración de zonas afectadas por obra.
- Plan de seguimiento ambiental en construcción y operación.
- Registro de incidencias ambientales.
- Informes periódicos de cumplimiento.
- Verificación independiente cuando el proyecto sea especialmente sensible.

Indicadores posibles

- Número de alternativas de trazado evaluadas.
- Kilómetros de línea en corredores existentes o de baja sensibilidad.
- Superficie de hábitats sensibles evitada.
- Número de apoyos reubicados por criterios ambientales o sociales.

- Reducción de afección forestal respecto a la alternativa inicial.
- Número de accesos nuevos evitados.
- Incidencias de avifauna por kilómetro de línea.
- Hectáreas restauradas tras la obra.
- Cumplimiento de medidas ambientales.
- Número de medidas correctoras aplicadas.
- Publicación de informes de seguimiento ambiental.

6. ¿En qué circunstancias considera que este estándar podría ser de utilidad como mérito acreditable y, en su caso, qué grado de relevancia le otorgaría en procesos de concurrencia competitiva?

En el caso de las infraestructuras de red eléctrica, el estándar podría ser especialmente útil como mérito acreditable en aquellos procedimientos donde sea necesario diferenciar entre proyectos o actuaciones que, además de responder a una necesidad técnica del sistema, demuestren una mayor calidad en su integración territorial, social y ambiental.

Su utilidad sería mayor en proyectos con incidencia territorial relevante, como nuevas líneas de transporte o distribución, subestaciones, repotenciones, refuerzos de red o infraestructuras necesarias para integrar generación renovable, almacenamiento, autoconsumo o electrificación de la demanda. En estos casos, el estándar permitiría reconocer a aquellos proyectos que acrediten haber incorporado participación temprana, análisis de alternativas, minimización de impactos, retorno de beneficios al territorio y mecanismos de seguimiento.

Podría ser de utilidad, en particular, en tres tipos de procedimientos:

- Declaración de proyectos energéticos preferentes, especialmente cuando la tramitación acelerada de una infraestructura de red deba ir acompañada de mayores garantías sociales, territoriales y ambientales. En estos casos, el estándar debería servir para acreditar que la urgencia del proyecto no se traduce en una menor calidad del proceso.
- Procesos de planificación o priorización de inversiones en redes, cuando existan distintas alternativas técnicas o territoriales. El estándar podría ayudar a valorar no solo la eficiencia técnico-económica de la actuación, sino también su aceptación social, su capacidad para reducir conflictos y su contribución al desarrollo territorial.

- Procedimientos de concurrencia competitiva o asignación de capacidad, cuando la infraestructura de red esté vinculada a la integración de proyectos renovables, almacenamiento, autoconsumo o nuevos consumos eléctricos. En estos casos, debería favorecerse a aquellos proyectos que demuestren mayor contribución local y mejor integración con el territorio.

En cuanto al grado de relevancia, el estándar debería tener un peso suficiente para generar incentivos reales, pero no sustituir en ningún caso los requisitos ambientales, técnicos o administrativos obligatorios. En procesos competitivos, podría tener una relevancia significativa como criterio cualitativo, por ejemplo, mediante una puntuación específica dentro de los bloques sociales, territoriales y ambientales. También podría operar como criterio de desempate entre proyectos técnicamente equivalentes o como condición reforzada para acceder a tramitación preferente en proyectos de especial afección territorial.

No obstante, para que el estándar sea útil, debe evitar convertirse en una carga burocrática adicional. El estándar debe ser fácilmente aplicable, verificable y evaluable por parte de los equipos técnicos responsables de su análisis, de modo que resulte operativo y no genere retrasos adicionales en la tramitación. De lo contrario, se reducirían los incentivos para que los promotores opten voluntariamente a su acreditación.

Asimismo, debería basarse en compromisos verificables, no solo en declaraciones de intención. Por ello, la acreditación debería apoyarse en evidencias concretas: expediente de participación, diagnóstico territorial, análisis de alternativas, compromisos de retorno local, indicadores de seguimiento e informes de cumplimiento.

7. ¿Identifica alguna barrera normativa, técnica o administrativa que pueda dificultar la obtención del estándar por parte de los promotores o su efectividad?

En el caso de las **infraestructuras de red eléctrica**, las principales barreras serían: falta de adaptación específica a redes, complejidad técnica, límites y rigideces a la inversión en redes, fragmentación competencial, poca capacidad administrativa para evaluar nuevos criterios, riesgo de retrasos y ausencia de seguimiento efectivo. El estándar debería diseñarse de forma coordinada con la planificación y la regulación retributiva de redes, evitando añadir cargas adicionales que no vayan acompañadas de criterios claros, evaluables y compatibles con los procedimientos existentes.

- **Estándar diseñado de forma genérica:** una primera barrera puede ser que el estándar se diseñe de forma demasiado genérica o pensada principalmente para proyectos de generación renovable, sin adaptarse a las particularidades de las redes. Una línea, una subestación o una actuación de refuerzo no generan los mismos retornos locales ni tienen las mismas posibilidades de participación financiera que una planta renovable. Por ello, deberían valorarse criterios específicos como mejora de calidad del suministro, capacidad para integrar renovables, reducción de congestiones, resiliencia, participación temprana en el trazado y minimización de impactos territoriales.
- **Barrera normativa de inversión:** en España existen barreras normativas y técnicas que pueden dificultar la inversión en redes eléctricas: límites máximos de inversión retribuable, complejidad de los procedimientos de planificación y aprobación, fragmentación competencial, falta histórica de transparencia sobre planes de inversión en distribución, incertidumbre sobre el reconocimiento retributivo de determinadas actuaciones y necesidad de acompañar las inversiones al crecimiento real de nueva demanda, generación renovable, autoconsumo y electrificación. Estas barreras pueden retrasar refuerzos necesarios para integrar renovables, almacenamiento, comunidades energéticas y nuevos consumos eléctricos.
- **Complejidad técnica** de las redes eléctricas. Su justificación depende de criterios de planificación, seguridad del sistema, capacidad, mallado o electrificación de la demanda, que pueden ser difíciles de explicar si no se acompañan de información clara y comprensible.
- **Limitada capacidad técnica y administrativa** de muchas administraciones para analizar, evaluar y verificar nuevos criterios adicionales. Si el estándar no es sencillo, proporcional y bien definido, puede generar más carga administrativa, retrasos en la tramitación y menor interés de los promotores en solicitarlo. Por eso, el estándar debe ser fácilmente aplicable, verificable y evaluable por los equipos técnicos responsables de su análisis, de modo que resulte operativo y no genere retrasos adicionales. De lo contrario, se reducirían los incentivos para que los promotores opten voluntariamente a su acreditación.

Asimismo, la norma debería definir con claridad qué entidades serán responsables del **monitoreo, seguimiento y verificación** del cumplimiento de los compromisos adquiridos. Sin un sistema claro, existe el riesgo de que algunos promotores accedan al estándar prometiendo actuaciones que después no se materialicen. Para evitarlo,

podrían establecerse mecanismos de garantía, como avales o instrumentos equivalentes, ejecutables total o parcialmente en caso de incumplimiento.



8. ¿Existen modelos o instrumentos similares, tanto a escala autonómica y local como en otros Estados miembros de la Unión Europea que podrían servir de referencia para la regulación española?

Existen modelos e instrumentos, tanto en España como en otros Estados europeos, que pueden servir de referencia para regular el estándar aplicado a infraestructuras de red eléctrica. La referencia debería estar en aquellos marcos que combinan participación temprana, transparencia, análisis de alternativas, devolución motivada, seguimiento, integración ambiental y retorno territorial.

Para la regulación española, los modelos más útiles serían aquellos que combinan:

- Participación temprana antes de que las alternativas estén cerradas.
- Diagnóstico socioterritorial y mapa de actores.
- Información clara sobre la necesidad de la infraestructura.
- Comparación transparente de alternativas.
- Devolución motivada de las aportaciones recibidas.
- Integración ambiental y paisajística.
- Mecanismos de retorno local.
- Seguimiento durante construcción y operación.

En este sentido, la futura regulación podría apoyarse especialmente en Territorios en Red, el Pact for Engagement, RGI/BESTGRID, el Reglamento RTE-E, el Plan de Acción de Redes de la UE y las prácticas de operadores como EirGrid, Enedis, Elia, 50Hertz, TenneT, Amprion, TransnetBW y Terna, adaptando sus aprendizajes al marco español de planificación, autorización y retribución de redes eléctricas.

Referencias en España

1. Territorios en Red. Es una referencia directa para redes eléctricas en España. Iniciativa pionera de Fundación Renovables, Renewables Grid Initiative y Redeia. Propone una metodología de participación temprana basada en diagnóstico socioterritorial, mapa de actores, mapa argumental, cartografía participativa/PPGIS, jornadas en el territorio, devolución motivada, comunicación de inicio de obra y seguimiento durante la vida útil de la infraestructura.

2. Estrategia de Impacto Integral y Licencia Social para Operar de Redeia

Puede tomarse como referencia porque incorpora diagnóstico territorial, planes de acción con grupos de interés prioritarios, consultas previas y convenios de

colaboración con el territorio. Es útil para estructurar cómo una infraestructura de red puede integrar legitimidad social y creación de valor territorial desde fases tempranas. Además, también son útiles experiencias como los procesos vinculados a ejes eléctricos concretos, donde se han aplicado diagnósticos socioterritoriales, contraste de propuestas técnicas y retorno explicativo de decisiones. Estas experiencias muestran la importancia de activar la participación antes de la información pública reglada.

Instrumentos y referencias europeas

La iniciativa «Fast & Fair Renewables & Grids» se basa en un consenso europeo entre promotores, gobiernos locales, la sociedad civil y las partes interesadas del sector sobre cómo facilitar proyectos de energía renovable más justos y con un mayor apoyo de la comunidad. Los cinco principios consensuados de la iniciativa abogan por que los proyectos de energía renovable fortalezcan las economías locales, generen sinergias entre la transición energética y la conservación de la biodiversidad, y cuenten con una participación significativa de las partes interesadas.

4. Pact for Engagement / Pacto por el Compromiso. Es uno de los instrumentos europeos más relevantes para redes eléctricas. Recoge principios guía para una participación pública temprana en infraestructuras energéticas: participación temprana, educación y sensibilización, transparencia, responsabilidad, inclusión, reparto de beneficios locales, respeto mutuo, confianza, compromiso a largo plazo, resolución de conflictos y mejora continua. Además, sistematiza buenas prácticas de operadores como EirGrid, Enedis, Elia, 50Hertz, TenneT, Amprion, TransnetBW y Energinet.

5. Renewables Grid Initiative, BESTGRID e IRD. RGI, BESTGRID y los proyectos IRD son referencias relevantes porque promueven la colaboración entre operadores de red, ONG y sociedad civil para mejorar la aceptación pública de infraestructuras eléctricas. Su enfoque se basa en participación temprana, transparencia, cooperación con actores sociales, mejora de estándares ambientales y generación de confianza.

6. Plan de Acción de Redes de la UE. El Plan de Acción de Redes de la Unión Europea refuerza la necesidad de acelerar el despliegue de redes eléctricas, pero también de mejorar los procesos de aceptación pública, planificación y participación. Puede servir como marco general para justificar que la aceleración de redes debe ir acompañada de mejores estándares sociales y territoriales.

7. Reglamento RTE-E. El Reglamento relativo a las redes transeuropeas de energía incorpora exigencias de participación ciudadana en proyectos energéticos de interés común. Puede servir como referencia para estructurar procesos de información, consulta y transparencia en infraestructuras de red con impacto territorial

Referencias de operadores europeos

8. EirGrid, Irlanda. Es una de las referencias más sólidas. Utiliza un marco estructurado por fases para el desarrollo de proyectos de red, incorpora participación pública desde etapas tempranas, foros comunitarios, facilitación independiente, publicación de decisiones y justificación de cómo se han considerado las aportaciones. También impulsa eventos locales para explicar la transición energética, la necesidad de las redes y las oportunidades para comunidades y ciudadanía.

9. Enedis, Francia. Puede servir como referencia en distribución eléctrica, transparencia y rendición de cuentas. Ha desarrollado procesos de consulta con usuarios antes de publicar planes de desarrollo, recogiendo aportaciones sobre renovables, flexibilidad y necesidades de red. También destaca por su relación con autoridades locales y por publicar información sobre actividad e inversiones.

10. Elia y 50Hertz, Bélgica y Alemania. Son referencias útiles para la integración ambiental de redes. Aplican enfoques basados en la jerarquía de mitigación: evitar, reducir y compensar impactos residuales. También han colaborado con ONG y actores locales en proyectos como BESTGRID, incorporando diálogo temprano, escenarios alternativos y medidas de compensación ecológica.

11. TenneT, Amprion y TransnetBW. Son referencias en participación temprana, gestión de conflictos y mediación. Han utilizado mesas redondas, mercados informativos, oficinas móviles, participación con ONG ambientales y grupos de trabajo con municipios y ciudadanía para buscar soluciones compartidas y anticipar conflictos.

12. Terna, Italia. Cuenta con directrices para implicar a actores locales en inversiones en red eléctrica. Incluye criterios homogéneos de relación con autoridades locales, ciudadanía, asociaciones y ONG, además de listas de verificación e indicadores como participación alcanzada, comprensión de la información compartida y número de comentarios recibidos.

Referencias complementarias

13. Energy Charter y VicGrid, Australia. Aunque no son instrumentos de la UE, pueden servir como referencias metodológicas. Sus guías sobre licencia social y valor compartido en proyectos de transmisión y renovables insisten en confianza, escucha significativa, gestión de impactos, beneficios compartidos, seguimiento y mejora continua.

