

FLEXIBILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

**GUÍA EXPLICATIVA PARA LA TRAMITACIÓN DE
PROYECTOS DE DEMOSTRACIÓN REGULATORIOS**

**GRUPO DE TRABAJO
SOBRE FLEXIBILIDAD**

**FUTURED - PLATAFORMA
ESPAÑOLA DE REDES
ELÉCTRICAS**

30/09/2021

FutuRed



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE CIENCIA
E INNOVACIÓN



AGENCIA
ESPAÑOLA DE
INVESTIGACIÓN

El desarrollo de los servicios de flexibilidad en las redes de distribución en España, en el contexto actual de transición energética, descarbonización y sostenibilidad medioambiental en que nos encontramos, debe servirse de proyectos e iniciativas basadas en la demostración en condiciones reales. La creciente presencia de recursos energéticos distribuidos de todo tipo, tales como sistemas de generación distribuida y autoconsumo, de almacenamiento de energía, de gestión de demanda o de recarga de vehículos eléctricos, no hace sino poner de relevancia el interesante potencial de su participación activa en la planificación y operación flexible de las redes eléctricas en un futuro cada vez más próximo.

El carácter regulado de la actividad de distribución eléctrica hace del establecimiento de los denominados *sandboxes* regulatorios un instrumento propicio para aunar la validación técnico económica y el desarrollo regulatorio en base a la experiencia práctica. A pesar de no disponer de un marco normativo específico, actualmente destacan, como ejemplos de éxito, países como Reino Unido, Alemania o Francia. A esto hay que añadir que la normativa española ya recoge la definición de los denominados proyectos de demostración regulatorios y de los bancos de prueba regulatorios.

La definición de estos mecanismos debe ir especialmente orientada a facilitar la introducción de novedades tecnológicas y el desarrollo de nuevos modelos operativos y de mercado mediante la prueba y la experimentación en campo, en condiciones reales y garantizando la seguridad y los derechos de todos los usuarios. Necesitan habilitarse para ello las necesarias excepciones o salvaguardas regulatorias que hagan posible la innovación y el aprendizaje en el ámbito del sector eléctrico, incluido naturalmente el ámbito regulatorio, para beneficio de todas las partes interesadas.



En consecuencia, el desarrollo de los sandboxes regulatorios implica el establecimiento de determinados espacios geográficos, ámbitos temporales y grupos de usuarios o activos implicados en la experimentación de servicios y productos, de manera controlada. En este sentido, este documento es una propuesta que nace con la misión fundamental de realizar un análisis riguroso de los principales aspectos a tener en cuenta en la caracterización de sandboxes regulatorios orientados especialmente al desarrollo de la flexibilidad en la red de distribución. Al mismo tiempo, se pretende contribuir a la armonización de las diferentes propuestas que pudieran remitirse a los organismos reguladores competentes por parte de los gestores de las redes de distribución o de cualquier otro agente implicado, y de manera tanto individual como conjunta.

Las presentes contribuciones se fundamentan en el documento sobre Flexibilidad en redes de distribución eléctrica, elaborado por este mismo grupo de trabajo, que reúne a los principales gestores de las redes de distribución en España, organismos de investigación y universidades, fabricantes, consultoras, asociaciones de referencia del sector energético y entidades representativas de la administración pública. Para todos ellos va mi reconocimiento a su dedicación, su interés y su esfuerzo para la elaboración de este documento.



José Manuel Revuelta

**Director General de Infraestructuras
y Redes en Endesa**

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'JM Revuelta', written on a white background.

CONTENIDO

<i>Grupo de Redacción</i>	5
<i>Abreviaciones</i>	9
<i>1. Objetivos, motivación, alcance e introducción</i>	12
<i>2. Normativa referente al uso de sandbox</i>	17
<i>3. Proceso de tramitación de un sandbox</i>	22
<i>Anexo 1: Modelo económico</i>	34
<i>Anexo 2: Ejemplo de Casos de Uso</i>	41
<i>Anexo 3: Revisión internacional de sandbox</i>	43

GRUPO DE REDACCIÓN

Pedro González	AELEC
Daniel Daví	e-distribución
Eva Faure	e-distribución
F. Javier Leiva (<i>coordinador</i>)	e-distribución
Enrique Morgades	CIRCE
Santiago Gallego	i-DE
F. David Martín	i-DE
Fernando García	UFD
Mariano Gaudó	UFD
José Pablo Chaves	Universidad Pontificia de Comillas
Mauricio Correa	Universidad Pontificia de Comillas
Tomás Gómez	Universidad Pontificia de Comillas

MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO

Pedro González	AELEC
Esther Romero	AICIA
José Julio Ares	APYDE
Antonio Luis Núñez Pérez	CIDE
Gregorio Fernández Aznar	CIRCE
José F. Sanz	CIRCE
Roberto Villafafila	CITCEA-UPC
Diego Garzón	Deloitte
Santiago Cascante Nogales	e-distribución
Daniel Daví	e-distribución
Eva Faure Ortiz	e-distribución
Lourdes García Duarte	e-distribución
F. Javier Leiva	e-distribución
Miguel Pardo Pardo	e-distribución
Jacob Rodríguez Rivero	e-distribución
Pablo Antonio Simón Caballero	e-distribución
José Luis García	E-REDES
Juncal González Navarro	E-REDES
Pedro Manuel del Rosal	E-REDES
José Luis Varea	E-REDES

MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO

Enrique Díaz Plaza Sanz	IBM
Miguel Rodrigo Gonzalo	IDAE
Javier Fernández Fernández	i-DE Grupo Iberdrola
Santiago Gallego	i-DE Grupo Iberdrola
F. David Martín	i-DE Grupo Iberdrola
Jesús Varela Sanz	i-DE Grupo Iberdrola
Rubén Carmona Pardo	Ingelectus
Daniel Morales Wagner	Ingelectus
Cristina Corchero García	IREC
Miquel Escoto	ITE
Anabel Soria Esteve	ITE
Alfonso Fernández	LUMEA
Julio Echenique Carbonell	MINSAIT Indra
Juan Prieto Vivanco	MINSAIT Indra
Héctor Pinar	NTT DATA
Eduardo Carlos Bornstein San Martín	NTT DATA
Pedro Basagoiti	OMIE
Sergio Muñoz Delgado	OMIE
Luis del Río Etayo	Ormazábal
Alena Ulasenka	Ormazábal

MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO

Mikel Zaldumbide Solaun	Ormazábal
Jordi Masip	SAP
Joseba Jimeno	Tecnalia
Carlos Madina Doñabeitia	Tecnalia
Maidier Santos	Tecnalia
Ana Izquierdo Garijo	Tecnatom
Alfredo Rivela	Turning Tables
Manuel Delgado Fernández	UFD
Santiago Falcón de Andrés	UFD
Francisco Javier Fernández-Peiteado	UFD
Fernando García	UFD
Mariano Gaudó	UFD
Juan Ramón Guijarro Castro	UFD
Teresa Salazar Illera	UFD
José Pablo Chaves	Universidad Pontificia de Comillas
Mauricio Correa	Universidad Pontificia de Comillas
Sergio Muñoz	Universidad Pontificia de Comillas
Juan Garbajosa	Universidad Politécnica de Madrid
Javier Serrano González	Universidad de Sevilla
Miguel Ángel Pérez	Zigor

ABREVIACIONES

ACB	Análisis Coste - Beneficio
CAPEX	Inversiones de Capital (<i>Capital Expenditure</i>)
CE	Comisión Europea
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
DER	Recursos Energéticos Distribuidos (<i>Distributed Energy Resources</i>)
GRD	Gestor de la red de distribución (<i>Distribution System Operator</i>)
FSP	Proveedor de Servicios de Flexibilidad (<i>Flexibility Service Provider</i>)
GRT	Gestor de la red de transporte
JRC	<i>Joint Research Center</i> (Centro de Investigación de la Comisión Europea)
KPI	Indicadores claves de rendimiento (<i>Key performance indicators</i>)
OM	Operador del mercado
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad
OPEX	Gastos Operativos (<i>Operational expenditures</i>)
OS	Operador del Sistema
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRF	Tasa de Retribución Financiera
VAN	Valor Actual Neto

RESUMEN

El presente documento tiene como objetivo elaborar una guía explicativa para la tramitación de un proyecto de demostración regulatorio (*sandbox*¹) que permita probar el desarrollo de servicios de flexibilidad en las redes de distribución de electricidad en España. En particular, se pretende que dicho documento sirva como modelo armonizado para la solicitud de *sandboxes* tanto por parte de los gestores de la red de distribución como del resto de agentes interesados, ante determinados casos de uso.

A pesar de no existir una definición generalmente aceptada del término *sandbox*, tras realizar una revisión bibliográfica exhaustiva, distinguimos que algunos artículos académicos lo definen como un entorno donde las empresas pueden realizar pruebas de iniciativas innovadoras en entornos reales, reduciendo así el riesgo durante su ejecución y la necesidad de desarrollo reglamentario específico bajo la supervisión de los organismos reguladores.

Actualmente, los gestores de la red de distribución de energía eléctrica han pasado a tener un rol muy relevante como facilitadores de la transición energética. Abordar este nuevo escenario bajo soluciones convencionales puede llegar a requerir plazos de tiempo largos para la puesta en servicio de los activos de distribución necesarios, así como fuertes inversiones económicas.

Es necesario, por tanto, explorar nuevas soluciones innovadoras que posibiliten la creación de modelos operativos y de negocio. Al ser la distribución eléctrica una actividad regulada, es preferible realizar pruebas de manera segura en entornos reales con el objetivo de conseguir la experiencia necesaria antes de desarrollar la regulación específica.

Los mecanismos de flexibilidad son un claro ejemplo para responder a los nuevos desafíos asociados a la evolución de nuestro modelo energético. Dichos mecanismos deberían ser previamente validados mediante *sandboxes* para comprobar los beneficios que la flexibilidad puede aportar al sistema eléctrico y a los agentes que participan en él, analizando en todo caso las diferentes alternativas posibles.

La regulación europea no aborda de manera explícita el desarrollo de *sandboxes*. Sin embargo, la normativa española sí que contempla el desarrollo de proyectos de demostración regulatorios y de bancos de prueba regulatorios, estando estos últimos pendientes de desarrollo reglamentario.

Siendo la flexibilidad un concepto innovador en el sector de la distribución eléctrica, en los casos en que los proyectos piloto interfieran con la regulación vigente, será necesario que el Regulador conceda las excepciones regulatorias correspondientes, a través de mecanismos como los *sandboxes*, hasta que no se desarrolle la normativa correspondiente que trasponga la Directiva (UE) 2019/944, que establece las bases regulatorias necesarias.

Con el objetivo de lograr el éxito en la tramitación de un *sandbox* de flexibilidad, se describe en este documento una propuesta que contempla una estrecha interacción entre el Regulador y el solicitante, desde el inicio y a lo largo de todo el proceso, que se plantea en dos fases diferenciadas. La primera de ellas comprende las consultas al Regulador, la preparación de la propuesta de proyecto siguiendo los criterios descritos en la normativa vigente, la presentación de la solicitud y, si procede, la aprobación de ésta.

¹ Los bancos de prueba regulatorios, o *sandboxes*, pueden aplicarse a cualquier sector y a cualquier tipología

La segunda fase consiste en el seguimiento del proyecto que contempla el desarrollo del *sandbox* de flexibilidad, el análisis de los resultados obtenidos y la composición de las conclusiones finales, acompañado de la emisión de un informe técnico que ayude al Regulador para la elaboración de un informe regulatorio final.

Para facilitar la aprobación de la propuesta por parte del Regulador es fundamental una preparación minuciosa donde se defina claramente el objetivo de la solicitud, los casos de uso a desarrollar y los productos o servicios del proyecto innovador. Asimismo, deben demostrarse los beneficios para el consumidor y definirse el marco normativo que identifique las barreras regulatorias existentes. Debe acompañarse todo esto de una justificación de ausencia de riesgos para la operación del sistema o para la red de distribución afectada, además de un plan de desarrollo donde se identifique la zona geográfica y el marco temporal de implantación del proyecto.

Una vez finalizado el proyecto, la experiencia obtenida servirá al organismo Regulador para valorar los resultados, y, en aquellos casos donde se aprecien oportunidades de mejora, podrá proponer aquellas modificaciones al marco normativo que consideren los aspectos regulatorios necesarios para eliminar las barreras encontradas.

1. Objetivos, motivación, alcance e introducción

FutuRed



El presente documento tiene como objetivo elaborar una guía explicativa para la tramitación de un proyecto de demostración regulatorio (*sandbox*¹) que permita probar el desarrollo de servicios de flexibilidad en las redes de distribución de electricidad en España. En particular, se pretende que dicho documento sirva como modelo armonizado para la solicitud de *sandboxes* tanto por parte de los gestores de la red de distribución (GRD) como del resto de agentes interesados, ante determinados casos de uso.

La motivación de este documento viene originada por la situación regulatoria actual en España, la cual no contempla el desarrollo de servicios de flexibilidad por parte de los GRD. Sin embargo, la normativa sí que contempla el desarrollo de proyectos de demostración regulatorios y bancos de prueba regulatorios como se señala más adelante al analizar la Circular 3/2019 de la CNMC y el Real Decreto-ley 23/2020.

El alcance del documento se resume a continuación. En primer lugar, esta sección, y a modo de introducción, define qué se entiende por un *sandbox* y cómo este concepto ha servido como instrumento para promover la innovación en diferentes sectores, como por ejemplo el financiero y cómo podría ser su aplicación al sector eléctrico. La sección 2 presenta la normativa española relacionada con la aplicación de mecanismos de flexibilidad en redes de distribución y la implementación de *sandboxes* regulatorios. Finalmente, la sección 3 propone una metodología de tramitación de un *sandbox*.

1.1 *Sandbox* como instrumento para promover la innovación

En el desarrollo de soluciones software, se popularizó el término “*sandbox*” como un entorno de prueba aislado, diseñado para experimentar nuevos desarrollos en sistemas reales.

No hay una definición generalmente aceptada del término “*sandbox* regulatorio”. En algunos artículos académicos² se definen los *sandboxes* como un entorno donde las empresas pueden realizar pruebas de sus innovaciones con clientes reales, con menos limitaciones reglamentarias, menos riesgo de ejecución y la orientación permanente de los organismos reguladores. Se puede entender un *sandbox* como la selección de un grupo de clientes a los que se aplica una excepción a las regulaciones vigentes por un periodo de tiempo determinado, donde serán desarrollados nuevos servicios y/o productos que aún no están disponibles, regulados o supervisados por la normativa actual, determinando qué tan factibles pueden ser y lo que aportan en un sistema o mercado real.

La creación de un espacio aislado dentro un sistema principal (como el sistema financiero o el mercado de la electricidad) permite experimentar en casos reales un proyecto de innovación, mientras se afecta lo menos posible al resto del sistema. Su objetivo es obtener resultados y conclusiones reales en la fase previa a la redacción y aprobación de nuevos desarrollos normativos.

Estos proyectos se llevan a cabo para probar nuevos productos, servicios o tecnologías. Los emprendedores en un *sandbox* ven la oportunidad de desarrollar nuevos negocios, y los inversores financian estos proyectos con mayor confianza.

¹ Los bancos de prueba regulatorios, o *sandboxes*, pueden aplicarse a cualquier sector y a cualquier tipología

² D. A. Zetzsche, R. P. Buckley, J. N. Barberis y D. W. Arner, “Regulating a Revolution: From Regulatory *sandboxes* to Smart Regulation”, *University of New South Wales Law Research Series*, p. 61, 2017.



Algunos países han iniciado en los últimos años, la creación de este tipo de espacios para promover la innovación en ciertos sectores de la economía o en determinadas regiones con resultados muy satisfactorios³. Los *sandboxes* regulatorios han generado un considerable entusiasmo como una forma de promoción del espíritu empresarial y la innovación dentro de un segmento de la economía que pueda tener una regulación restrictiva, manteniendo al mismo tiempo la protección del consumidor y los mecanismos de control.

En nuestro país, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía podría tener un papel relevante en estos proyectos participando activamente en las propuestas de ideas o en la formulación de estos detalles.

1.2 Aplicación del *sandbox* en el sector eléctrico

El sector de la distribución eléctrica desarrolla su actividad en un marco regulado y la adopción de tecnologías de innovación requiere realizar pruebas en entornos reales.

Como se menciona en el documento de FutuRed sobre flexibilidad en redes de distribución⁴, el sistema eléctrico está evolucionando hacia un cambio de paradigma con una alta penetración de generación renovable intermitente (solar y eólica) conectada a redes de transporte y distribución, y una creciente electrificación de la movilidad, la climatización y los consumos industriales. Este nuevo escenario resulta en nuevas necesidades de operación de la red que requieren de mecanismos de flexibilidad para su operación y diseño. Para ello el GRD debe desempeñar nuevas funciones como operador de red que le permitan la ges-

ción activa sobre actividades que operan en un marco liberalizado (generación, demanda y almacenamiento, tal y como reconoce el Artículo 32 de la Directiva (UE) 2019/944.).

En este contexto, existe la necesidad de evolucionar el marco regulatorio para responder y satisfacer las nuevas necesidades de los GRD y de los usuarios del sistema, logrando un equilibrio y proporcionando un entorno lo más seguro posible para la innovación y la inversión. La innovación tecnológica puede implicar asumir cierto riesgo, por lo cual, para fomentarla, es importante tener un entorno seguro donde promotores y Regulador puedan trabajar juntos para evaluar los beneficios de nuevas tecnologías y servicios antes de su implementación definitiva. Los *sandboxes* regulatorios son un ejemplo de este enfoque y una valiosa experiencia de aprendizaje, ya sea para comprender mejor la interacción entre todos los agentes implicados, los beneficios que aportan las soluciones propuestas, las limitaciones que impone la regulación existente y para identificar posibles medidas correctoras que faciliten la innovación.



³ UNSGSA, "Briefing on Regulatory sandboxes", United Nations Secretary-General's Special Advocate for Inclusive Finance for Development, New York, 2018.

⁴ FutuRed, "Flexibilidad en redes de distribución", FutuRed, Madrid, 2021, <https://www.futured.es/grupo-trabajo-flexibilidad/>



1.3 *Sandbox* en el área de flexibilidad para la actividad de distribución

En general, es común que los organismos reguladores sigan un procedimiento basado en evaluaciones sobre el desempeño de la regulación vigente en cada caso y que incluya a todos los agentes implicados: OM⁵, GRD⁶, GRT⁷ y OS⁸ y el resto de agentes que participan. Esta es una forma de proceder que aporta estabilidad y certidumbre al marco legal, a partir de hechos probados y evidencias.

En este contexto, en ciertas ocasiones, los reguladores de actividades como la distribución de electricidad utilizan mecanismos que simulan las condiciones futuras o futuras. Además, los reguladores suelen introducir esquemas retributivos específicos para incentivar a las empresas a mejorar la eficiencia de sus procesos y costes, incluyendo un nivel óptimo de inversiones. En este marco, se debe considerar la innovación como una herramienta para mejorar la eficiencia y la optimización de procesos y, en consecuencia, obtener un mayor beneficio para los usuarios.

Con la transición energética, con una penetración masiva de generación renovable y cambios en los hábitos de demanda, el diseño y operación de la red presenta nuevos desafíos. Para afrontar estos desafíos, que conllevan

una alta incertidumbre no solo técnica, sino también económica y social, se debe evolucionar la manera tradicional de diseñar y operar la red.

En esta nueva situación, la implantación masiva de nuevas instalaciones eléctricas (transformadores, líneas, subestaciones, etc.) necesarias para anticipar saturaciones y otros problemas técnicos en la red puede llegar a requerir plazos de tiempo largos para su puesta en servicio, así como de fuertes inversiones económicas. Por ello, es necesario explorar nuevas soluciones y sus condiciones para resolver todos los nuevos desafíos asociados a la transición energética.

En este marco, con la implementación de los mercados de servicios de flexibilidad, los GRD podrían recurrir a mecanismos de flexibilidad sobre los recursos eléctricos distribuidos (DER) conectados a sus redes, tales como la generación distribuida, la demanda controlable o el almacenamiento, como solución completamente válida y alternativa a nuevas inversiones de red. Estos DER pueden respaldar la operación de la red de forma efectiva, pudiendo proporcionar en algunos casos soluciones alternativas a las necesidades de inversión en refuerzos o nuevas infraestructuras.

⁵ Según la Ley 24/2013, el operador del mercado es aquella sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 29.

⁶ Según la Ley 24/2013, los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 40.

⁷ Según la Ley 24/2013, el transportista es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 36.

⁸ El artículo 30 de la Ley 24/2013, define que el operador del sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. El operador del sistema será el gestor de la red de transporte.



En línea de lo anterior, la Comisión Europea ha presentado un conjunto de medidas de acción y apoyo para ayudar a los Estados Miembros a hacer frente al aumento de los precios de la energía. Entre las mencionadas medidas y con el objetivo de aumentar las inversiones en energías renovables y en eficiencia energética se contempla iniciar por parte de la Comisión el desarrollo del código de red de flexibilidad de la demanda a principios de 2022. Siendo las nuevas tecnologías y la digitalización las facilitadoras de estas nuevas posibilidades de flexibilidad⁹.

Por ejemplo, ante la presencia de picos de demanda puntuales que sobrepasen la capacidad nominal de un determinado circuito o subestación, un mecanismo de mercado de flexibilidad en que participen los DER podría llegar a ser evaluado como una alternativa eficiente en costes y adaptable en el tiempo.

El reto entonces consiste en el diseño de mecanismos que permitan la adquisición por parte de los GRDs de servicios o productos de flexibilidad proporcionados por los DER conectados a sus redes operando en un régimen de libre competencia.

En el capítulo 5 del documento de Naciones Unidas¹⁰, se explican los aspectos legislativos para tener en cuenta en el momento de desarrollar mecanismos de flexibilidad en redes de distribución y que son de importancia para el desarrollo del *sandbox*.



⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A660%3AFIN&qid=1634215984101>

¹⁰ UNSGSA, "Briefing on Regulatory sandboxes", United Nations Secretary-General's Special Advocate for Inclusive Finance for Development, New York, 2018.

2. Normativa referente al uso de *sandbox*

FutuRed



A nivel europeo no hay una normativa que aborde de manera explícita el desarrollo de *sandboxes*, aunque a nivel general y para muchas áreas, no solo la energética, sí se mencionan mecanismos de promoción de la innovación. Sin embargo, varios países a nivel europeo sí han regulado y hecho uso de *sandboxes* (ver Anexo 3).

La normativa española ya contempla el desarrollo de *sandboxes* en la actividad de distribución eléctrica¹¹. Concretamente, la Circular 3/2019¹² de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen las “metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema” publicada en el BOE del 2 de diciembre de 2019, incluye la “Aprobación de metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración”. En este sentido, define los proyectos de demostración regulatorios y su procedimiento de aprobación por la misma CNMC.

Por otra parte, el Real Decreto-ley 23/2020¹³, de 23 de junio, por el que se aprueban “medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica” publicado en el BOE del 24 de junio de 2020, que modifica la Ley 24/2013¹⁴ del Sector Eléctrico, habilita al Gobierno para que pueda establecer bancos de prueba regulatorios.

Estos bancos de prueba, o “*sandboxes* regulatorios” deberían facilitar la introducción de novedades, excepciones o salvaguardias regulatorias que contribuyan a facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico. En última instancia, deberían proporcionar mayor certidumbre al Regulador para aprobar el marco normativo final.

A continuación, se detalla para cada una de estas normativas en qué medida establecen las condiciones generales para el desarrollo de un *sandbox* que pueda aplicarse a la provisión y adquisición de flexibilidad en la red de distribución.

2.1 Circular 3/2019 de la CNMC

La Circular 3/2019, en su Artículo 24, define los proyectos de demostración regulatorios como “aquellos proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema”. Para ello, se deben cumplir los siguientes criterios:

- a. El producto o servicio objeto del proyecto sea innovador, no se esté ofreciendo actualmente en el mercado o sea diferente al modelo que se utiliza actualmente.
- b. El solicitante pueda demostrar que la innovación brinda beneficios para el consumidor.
- c. El OS, o en su caso, el GRD, justifiquen la ausencia de riesgos para la operación del sistema o para la red de distribución afectada, respectivamente.
- d. Exista algún requisito en la normativa que impida la implantación de la innovación.
- e. Exista un plan perfectamente desarrollado para probar la innovación. El plan incluirá objetivos claros, criterios e indicadores de éxito y un plazo concreto de ejecución que no podrá ser superior a treinta y seis meses.

¹¹ En el caso del RDL 23/2020, hace referencia al ámbito del sector eléctrico, pero se entiende que la actividad de distribución forma parte del mismo.

¹² <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-17287>

¹³ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>

¹⁴ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>



2.2 Real Decreto-ley 23/2020

En el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, que modifica la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica se incluye una disposición relativa a bancos de pruebas regulatorios como se señala a continuación:

Disposición adicional vigésima tercera. Bancos de prueba regulatorios.

Al amparo de la presente ley y con el objeto de cumplir los objetivos previstos en la misma, así como los objetivos de energía y clima y de sostenibilidad ambiental, se podrán establecer bancos de pruebas regulatorios en los que se desarrollen proyectos piloto con el fin de facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico.

A tal efecto, dichos proyectos piloto deberán estar amparados por una convocatoria realizada mediante real decreto del Gobierno. En dicha convocatoria se podrán establecer particularidades y, en su caso, determinadas exenciones de las regulaciones del sector eléctrico, sin perjuicio del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Los proyectos deberán tener carácter limitado en cuanto a su volumen, tiempo de realización y ámbito geográfico.

La disposición adicional menciona la necesidad de realizar una convocatoria mediante real decreto del Gobierno. En este sentido, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ya lanzó la consulta pública previa a la elaboración del real decreto.

Dicha consulta pública plantea una serie de cuestiones que persiguen aumentar el conocimiento sobre las barreras y riesgos que afron-

tan los proyectos innovadores, los ámbitos más relevantes, el tipo de iniciativas susceptibles de probarse en los entornos controlados, sus magnitudes económicas y los resultados esperados.

Concretamente, cuatro son los objetivos que perseguirá el futuro real decreto: facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico; fomentar el aprendizaje regulatorio y la mejora de la regulación; contribuir a alcanzar los objetivos de energía, clima y sostenibilidad ambiental; y cumplir los objetivos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

2.3 Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

El Componente 8 “Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento” del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia aprobado el 16 de junio de 2021¹⁵ tiene como objetivo principal asegurar la transformación del sistema energético para garantizar que sea flexible, robusto y resiliente, de modo que pueda estar basado fundamentalmente en energías renovables. Para ello, promueve la adaptación paulatina de las infraestructuras de red, así como su digitalización y el despliegue de herramientas que aporten flexibilidad, como el almacenamiento. En concreto, contempla una inversión total estimada de 1.365 millones de euros, que en parte serán destinados por un lado, para reformas en su componente C8.R4 denominado “*Sandboxes* o bancos de pruebas regulatorios que permitan introducir de forma controlada novedades, excepciones o salvaguardias regulatorias que contribuyan a facilitar la investigación e inno-

¹⁵ https://portal.mineco.gob.es/es-es/ministerio/plan_recuperacion/Documents/Plan-de-Recuperacion-Transformacion-Resiliencia.pdf



vación en el sector” y por otro lado, para inversiones contempladas en el componente C8.I3 “Nuevos modelos de negocio en la transición energética mediante inversiones y mecanismos de apoyo dirigidos al impulso de nuevos modelos de negocio para la transición relacionados con el despliegue del almacenamiento energético, así como la gestión de su segunda vida y reciclado, la gestión de la demanda, agregadores, servicios de flexibilidad, acceso al dato y *sandboxes*”.

2.4 Normativa complementaria

Además de la normativa específica relacionada con proyectos de demostración regulatorios o *sandboxes* en el sector eléctrico, la Circular 6/2019¹⁶ de la CNMC contempla el reconocimiento de inversiones en proyectos piloto.

a. Circular 6/2019 de la CNMC

La circular 6 de 2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, publicada en el BOE núm. 304, de 19 de diciembre de 2019, menciona en el artículo 16 el reconocimiento de inversiones en proyectos piloto. En este artículo se indica que “se podrán incluir, con cargo a los costes de distribución, inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras en proyectos piloto.”

En estos casos, el GRD debe garantizar que la ejecución de las citadas inversiones supone un beneficio cuantificable para el sistema en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad y transparencia. La solicitud del re-

conocimiento de este tipo de inversiones debe acompañarse de un análisis coste-beneficio (ACB) y una memoria técnica.

La CNMC, mediante resolución, debe determinar “tanto la inversión reconocida, como la vida regulatoria prevista para dicho activo, así como, en su caso, si los hubiere, los costes de operación y mantenimiento previstos”.

b. Orden CNU/320/2019

También es necesario contemplar lo indicado por la legislación española sobre los incentivos económicos para proyectos de investigación, desarrollo e innovación, programas estratégicos y actuaciones de dinamización para su valorización. En este sentido, la Orden CNU/320/2019¹⁷, de 13 de marzo de 2019, aprueba las bases reguladoras para concesión de ayudas públicas en el marco del Programa Estatal de Generación de Conocimiento y Fortalecimiento Científico y Tecnológico del Sistema de I+D+i y en el marco del Programa Estatal de I+D+i Orientada a los Retos de la Sociedad, del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020, destinadas a organismos de investigación y de difusión de conocimientos.

El Fondo de Innovación promueve el desarrollo de nuevas tecnologías mediante la concesión de ayudas para la construcción de grandes proyectos demostrativos a escala pre-comercial en cuatro áreas principales de actuación: energías renovables innovadoras, almacenamiento de energía, descarbonización de la industria y captura y almacenamiento o aprovechamiento de CO₂. Se espera que a lo largo de su vida este fondo distribuya más de 10 mil millones de euros a los proyectos seleccionados.

¹⁶ <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00919>

¹⁷ Orden CNU/320/2019, de 13 de marzo, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas públicas en el marco del Programa Estatal de Generación de Conocimiento y Fortalecimiento Científico y Tecnológico del Sistema de I+D+i en el marco del Programa Estatal de I+D+i Orientada a los Retos de la Sociedad, del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020, destinadas a organismos de investigación y de difusión de conocimientos. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-4147



El Fondo de Modernización es una herramienta solo accesible para países con PIB per cápita por debajo del 60% de la media de la Unión Europea y debe utilizarse para modernizar los sistemas energéticos de estos países¹⁸.

2.5 Conclusiones del marco normativo

En resumen, se considera que el escenario normativo expuesto tiene como objetivo impulsar la innovación a través de instrumentos como los *sandboxes* regulatorios y los proyectos piloto. Sin embargo, existen definiciones y conceptos similares definidos en la normativa que pueden ocasionar confusión en el momento de realizar la solicitud y clarificar los procedimientos a seguir.

Se interpreta que, siendo la flexibilidad un concepto innovador en el sector de la distribución eléctrica, en caso de que las inversiones y gastos asociadas de una determinada iniciativa no tengan reconocimiento retributivo ordinario, ésta podría ser reconocida como proyecto piloto según el artículo 16 de la Circular 6/2019.

De acuerdo con la legislación expuesta, cualquier piloto desarrollado en el ámbito de la distribución eléctrica y de carácter innovador, como pueden ser los pilotos de flexibilidad, podrá acogerse a la Circular 6/2019 y solicitar el reconocimiento de inversiones siempre y cuando, exista un acuerdo entre los participantes del piloto y su desarrollo no suponga un cambio o excepción en la normativa vigente que afecte al resto de usuarios del sistema sin su consentimiento. Sin embargo, en caso de que el proyecto requiera cambios o excepciones en la legislación sectorial para poder desarrollarse, tendrá que tramitarse como un banco de pruebas regulatorio según lo dispuesto en el RDL 23/2020 con objeto de establecer las salvedades necesarias.

¹⁸ <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/referencias/Paginas/2020/refc20200609.aspx>

¹⁹ <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>

Asimismo, estas iniciativas se podrían ver limitadas hasta el desarrollo del Artículo 59.1.e del Reglamento (UE) 2019/943 y la transposición del artículo 32 de la Directiva Europea¹⁹, que habilitará el desarrollo de los mercados locales de flexibilidad y que permitirá atribuir nuevas funciones a los GRD para que puedan comprar servicios de flexibilidad a terceros conectados a sus redes. En concreto, deberá adaptarse la metodología retributiva para que se les reconozcan a los distribuidores los costes de las soluciones basadas en mercado (costes de llevar a cabo una licitación, cargos de administración continuos, compra del servicio de flexibilidad, etc.). Además, y en línea con el mismo artículo 32, es necesario el desarrollo de incentivos para que el distribuidor invierta en soluciones de flexibilidad.

En este sentido, se considera necesario que el Regulador conceda las excepciones regulatorias correspondientes (*sandbox*) para llevar a cabo un proyecto de flexibilidad hasta que no se desarrolle la trasposición normativa necesaria.

Asimismo, las iniciativas que puedan impactar en el mercado mayorista de electricidad y/o en la gestión de la operación del sistema podrán acogerse al reconocimiento como proyectos de demostración regulatorio según el artículo 24 de la Circular 3/2019. Entendiendo que dichos proyectos deberán cumplir a su vez con el RDL 23/2020, que introduce en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la disposición adicional vigésima tercera “Bancos de pruebas regulatorios”, que deberán estar amparados por una convocatoria realizada mediante real decreto del Gobierno.

Sin embargo, los proyectos que queden limitados al ámbito de la actividad de distribución que no afecten al mercado mayorista ni al OS, parecen no encajar dentro de la Circular 3/2019. No obstante, por simplicidad, el presente documento toma como referencia los criterios descritos en la misma.

3. Proceso de tramitación de un *sandbox*

FutuRed



Este apartado describe una propuesta de tramitación para la solicitud, aprobación, desarrollo y cierre de un *sandbox* regulatorio para el uso de mecanismos de flexibilidad por parte de los GRDs.

No se contempla la tramitación de un *sandbox* regulatorio como un mero trámite administrativo, sino como una etapa de un proyecto que incluye diferentes fases. Con el Regulador se comparten aspectos relevantes para su definición, implantación, finalización, evaluación e informe de resultados y definición de un informe regulatorio sobre las propuestas de cambios basados en los resultados del proyecto.

Son muchas las formas y, por consiguiente, los modelos que se pueden desarrollar en un *sandbox*, en función del reto que se quiere abordar, las soluciones sobre las que se quiere experimentar y el marco normativo de partida.

En este sentido, la aplicación de un *sandbox* en otros países es una experiencia muy valiosa que considerar. La Ilustración 1 muestra las diferentes fases del proceso que en este documento se proponen para la tramitación de un *sandbox* regulatorio.

3.0 Coordinación regulatoria

Una estrecha interacción entre el Regulador y el Solicitante es imprescindible durante todo el proceso de tramitación de un *sandbox*; entendiendo por coordinación regulatoria la presencia del Regulador tanto en las fases de solicitud, evaluación y cierre, como en la fase preparatoria, tal y como se describe a continuación.

En primer lugar, durante la preparación de la propuesta, contar con una fase de consultas previas al Regulador se considera un aspecto clave para su correcta presentación. Dicha fase queda claramente delimitada a la etapa previa a la solicitud. Para recibir dicha retroalimentación, el Solicitante debe presentar al Regulador la información mínima de la propuesta que se detalla en el Anexo 2.

En segundo lugar, una vez preparada la propuesta, se recomienda la creación de un plan de seguimiento en el que participen representantes del Solicitante y del Regulador, siendo el Regulador el encargado de:

- Recibir las propuestas y evaluarlas.
- Seleccionar aquellos proyectos que requieren un espacio demostrativo regulatorio bajo su competencia.

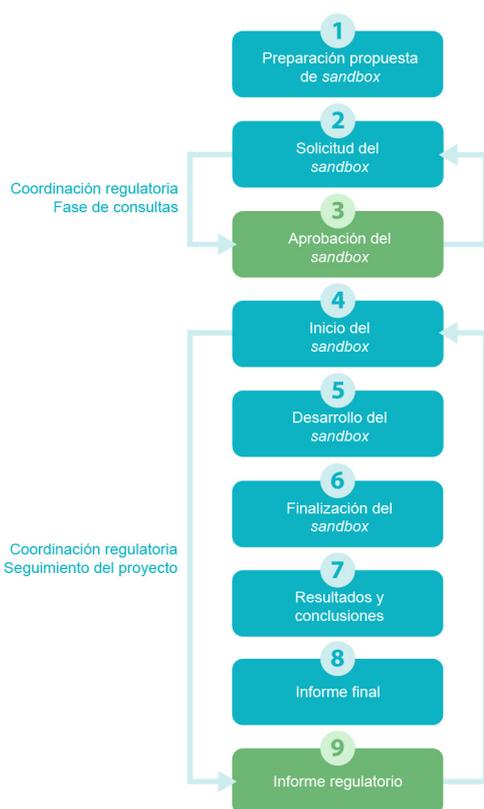


Ilustración 1. Fases propuestas para el desarrollo de un proyecto de sandbox. En verde se muestran las fases que lleva a cabo el Regulador y en azul las fases que elabora el Solicitante.



- c. Designar un supervisor de cada uno de los proyectos en curso. Además, se podrá establecer un Comité de apoyo al supervisor, que esté compuesto por agentes expertos en el tema.
- d. Examinar la ejecución del *sandbox* y los avances en la consecución de sus objetivos. Se establecerán indicadores (KPIs) relacionados a hitos y resultados.
- e. Redactar un informe regulatorio, una vez recibido el informe final por parte del Solicitante (ver apartado 3.9).

Si el Regulador lo considera oportuno, se puede crear un Comité de expertos para la evaluación de las propuestas presentadas y redacción de un informe de que pueda apoyar al Regulador para decidir si aprobar el proyecto de *sandbox*.

El Regulador podrá involucrar a dicho Comité tanto en la fase de evaluación de las propuestas como en la fase de seguimiento del proyecto.

3.1 Preparación de la propuesta de *sandbox*

A continuación, se describe el contenido de los capítulos que se estiman necesarios para la preparación de la propuesta de *sandbox* por parte del Solicitante y que debe remitir a la autoridad competente, en línea con los criterios definidos en la regulación vigente²⁰.

a. Objetivo de la solicitud y definición del caso de uso

En primer lugar, se debe especificar el objetivo principal que se persigue con el proyecto de *sandbox*. Para ello, se puede estructurar siguiendo la metodología de “casos de uso” que

definen los objetivos del proyecto, los principales agentes involucrados, las funciones que desempeñan, así como los indicadores para evaluar si se cumplen con los objetivos propuestos y las condiciones en las que se realiza el proyecto.

Posteriormente a la descripción de los casos de uso, se deben abordar los criterios definidos en la Circular 3/2019.

El método de casos de uso es una metodología que sigue el estándar IEC 62559-2:2015 y que es ampliamente utilizada para la descripción de proyectos de innovación en el área de redes inteligentes. Un caso de uso describe una acción o actividad que debe realizar un agente o un sistema (actores) para su desarrollo.

Para la definición de un proyecto de *sandbox* se debe completar la siguiente información:

1. Casos de uso.
2. Alcance y objetivos del proyecto.

Tanto los casos de uso como el alcance y los objetivos del proyecto deben definirse en relación con un actor principal para el cual se desarrolla el proyecto y que interactúa con actores secundarios o elementos del sistema para generar valor.

3. Narrativa donde se detalla la descripción completa de lo que se va a realizar.

Esta narrativa debe incluir los actores involucrados y las interacciones que se van a desarrollar entre los mismos. Como parte de las relaciones entre los actores, se deben especificar la comunicación y la secuencia de acciones necesarias para realizar los objetivos del caso de uso o los procesos necesarios para alcanzarlo.

²⁰ FutuRed, “Flexibilidad en redes de distribución”, FutuRed, Madrid, 2021, <https://www.futured.es/grupo-trabajo-flexibilidad/>



4. Indicadores de evaluación (KPIs) referenciados anteriormente.

Los indicadores de evaluación pueden ser de distinta índole: técnicos, económicos, sociales y ambientales. Algunos ejemplos son los siguientes.

Técnicos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Número y periodo de activaciones de los recursos de flexibilidad contratados 2. Reducción del flujo de potencia en nudos o elementos de la red (por ejemplo, un transformador), reducción de pérdidas, etc
Económicos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Coste de activación de la flexibilidad contratada 2. Coste de referencia de las soluciones tradicionales de inversión en red que resolverían la restricción o necesidad (por ejemplo, sobrecarga a nivel de subestación) 3. Coste de infraestructuras de comunicación
Medioambientales²¹	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reducción de emisiones 2. Incremento de generación de origen renovable
Sociales	<ol style="list-style-type: none"> 1. Número de participantes 2. Creación de empleo local

Tabla 1. Indicadores de evaluación

5. Condiciones para realizar el caso de uso.

Dentro de las condiciones, se deben especificar los supuestos y los prerrequisitos necesarios para el desarrollo del proyecto. Como parte de los supuestos, se pueden especificar los proveedores de servicios de flexibilidad (FSPs) potenciales, como se definen en el capítulo 3 del documento de FutuRed sobre flexibilidad en redes de distribución.

b. Definición del producto o servicio objeto del proyecto innovador

La flexibilidad es un concepto muy amplio y ambiguo que debe concretarse en servicios de red específicos o productos de flexibilidad.

²¹ Nota: es recomendable que el cálculo de estos indicadores se realice según la “Guía para el cálculo de la huella de carbono y para la elaboración de un plan de mejora de una organización” elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica. https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia_huella_carbono_tcm30-479093.pdf



En el proyecto europeo CoordiNet²², los servicios de red son definidos como “servicios prestados a los GRD y GRT para mantener el funcionamiento de la red dentro de límites aceptables para la seguridad del suministro y que son prestados principalmente por terceros”. Un producto de flexibilidad se puede definir como el conjunto de características y atributos del servicio por los que se satisface la necesidad del comprador del servicio.

En la literatura²³ existe una preferencia por definir productos estandarizados e interoperables para facilitar transacciones. Sin embargo, desde el punto de vista del *sandbox*, es importante abrir el abanico de posibilidades para enriquecer al máximo el análisis de cada caso de uso.

A continuación, se detallan los servicios de flexibilidad que podrían requerir en un futuro los GRD para solventar necesidades de la red de distribución tal y como se recoge en el documento de FutuRed sobre flexibilidad en redes de distribución, en dicho documento se describen los principales servicios de flexibilidad que los GRD pueden adquirir, clasificados en función de la necesidad que éstos puedan resolver:

1. Gestión de congestiones, para garantizar que la intensidad no supera los valores nominales o de seguridad de los activos eléctricos.
2. Control de tensión, para garantizar que la tensión no supera los valores nominales o de seguridad de los activos eléctricos, así como los umbrales de tensión asociados a la calidad de suministro.

3. Operación en isla controlada, para garantizar que cuando ocurre una falla en la red y que resulte en una desconexión del resto del sistema se pueda suministrar potencia al área afectada.

Adicionalmente, las unidades conectadas a la red de distribución pueden participar en los mercados de electricidad globales (Mercado Diario, Intradía de subastas o Mercado intradía Continuo), así como en los servicios gestionados por el GRT (por ejemplo, servicios de balance²⁴). En estos casos es necesario definir una coordinación entre GRT-OM-GRD para garantizar que su participación no redunde en problemas para el GRD, tal y como se detalla en el documento de FutuRed sobre flexibilidad en redes de distribución.

Además, se debe demostrar el carácter innovador del proyecto y que, a pesar de desearse implementar de inmediato esta iniciativa, existen barreras de tipo regulatorio que no lo permiten.

Para la definición de productos de flexibilidad se puede tomar como referencia una serie de parámetros que definen las características del producto. Algunos de estos parámetros se han definido en CoordiNet²⁵ y se están definiendo en el demostrador español del proyecto OneNet²⁶. Estos últimos se muestran en la siguiente tabla.

²² <https://coordinet-project.eu/>

²³ CEDEC, E.DSO, ENOS-E, EURELECTRIC y GEODE, “OS-DSO Report. An Integrated Approach to Active System Management”, ENOS-E, Brussels, 2019.

²⁴ El artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485 establece los criterios para definir la coordinación GRT-GRD.

²⁵ https://private.coordinet-project.eu/files/documentos/5d72415ced279Coordinet_Deliverable_1.3.pdf

²⁶ <https://onenet-project.es>



Parámetro	Definición
Tipo de producto: disponibilidad o activación	La disponibilidad hace referencia a una capacidad disponible para proveer el servicio y la activación de dicha capacidad. Un producto podría definirse tanto en términos de disponibilidad como en activación, o considerando ambas dimensiones.
Ventana del servicio	Periodo de tiempo en el que se produce o puede producir la entrega del producto contratado. Definido por la fecha de inicio en la que se puede pedir la activación del servicio y la fecha final a partir de la cual no se puede pedir.
Ventana de activación	Subperiodo concreto dentro de una ventana de servicio en el que un FSP determinado puede ser activado y, por tanto, debe estar disponible.
Estimación de horas de activación	Rango de tiempo, estimado por el GRD, en el que servicio va a ser activado en la ventana de activación.
Notificación de activación	Antelación con la que el GRD debe comunicar a un FSP su activación.
Forma de remuneración	Establece la forma de pago a los FSPs que resulten casados. Se diferencian dos términos sujetos a remuneración: disponibilidad y activación.
Rango de frecuencia estimada de activación	Rango (en porcentaje) de la ventana de activación en que se va a requerir el servicio.
Agregación	Se debería especificar si el producto puede proveerse agrupando unidades o no.

Tabla 2. Listado de parámetros característicos de los productos de flexibilidad del proyecto OneNet



Adicionalmente, los productos de flexibilidad deben incluir valores técnicos de mayor detalle como²⁷:

- Tiempos: preparación, activación, recuperación, rampa, duración del producto y período de validez.
- Formatos de ofertas: cantidades máximas y mínimas, divisibilidad.
- Modo de activación: automática o manual.
- Ubicación de los recursos.
- Dirección del producto: requerimiento tanto de aumentar o disminuir potencia, relación en ambas direcciones, o si se consideran productos independientes.

c. Demostrar el beneficio para el consumidor

En este apartado se aborda el punto b) del artículo 24 de la Circular 3/2019 CNMC, que establece que “el solicitante pueda demostrar que la innovación brindará beneficios para el consumidor”. Se entiende que estos beneficios se pueden obtener de manera directa (por ejemplo menores costes para el consumidor).

Por tanto, los proyectos de *sandbox* deben buscar un beneficio social neto, el cual se define como la suma de los beneficios obtenidos por todos los agentes que se ven afectados por el proyecto de manera directa o indirecta (por ejemplo, consumidores, agregadores, GRD, generadores), demostrando que los costes involucrados están justificados por el aumento en el excedente económico de los agentes. Como supuesto para hacer este análisis, se deben mantener los mismos niveles de fiabilidad entre las soluciones analizadas. Alter-

nativamente, se puede determinar los niveles de fiabilidad óptimos haciendo una valoración económica incluyendo, por ejemplo, el valor de la energía no suministrada o el coste de oportunidad de los generadores que no puedan durante un periodo determinado inyectar energía en la red.

Asimismo, uno de los principales objetivos del desarrollo de servicios de flexibilidad es la búsqueda de soluciones más eficientes para el sistema en su conjunto. Por este motivo, la evaluación económica de cada uno de los casos de uso debe comparar los costes asociados a la solución actual con los costes asociados al nuevo modelo propuesto mediante una solución flexible. Tal y como se indica en el documento de FutuRed sobre flexibilidad en redes de distribución, los costes para el sistema eléctrico de la solución de flexibilidad no deben superar los costes de la solución convencional, por lo que pueden existir unos precios máximos que debe supervisar el Regulador.

Principales variables solución de flexibilidad
GRD: Retribución
Inversión CAPEX
Costes de O&M nuevas funciones GRD
Incentivos GRD
FSP: Compensación Económica
Coste por disponibilidad de potencia kW (precio por cantidad)
Coste de activación kWh (precio por cantidad)

Tabla 3. Principales variables asociadas a una solución de flexibilidad

²⁷ https://private.coordinet-project.eu/files/documentos/5d72415ced279Coordinet_Deliverable_1.3.pdf



A continuación, se muestran las principales variables a tener en cuenta para realizar la comparativa económica:

Principales variables solución convencional
GRD: Retribución
Inversión reconocida
TRF (Tasa de retribución-financiera)
Costes de O&M GRD
Medidas excepcionales (Instalación de equipos de emergencia de distribución móviles)

Tabla 4. Principales variables asociadas a una determinada solución convencional

Partiendo de esta premisa, se contratarán servicios de flexibilidad cuando su coste sea menor que la solución convencional, lo que derivará en un sistema eléctrico más eficiente que además abre la participación de la demanda en los mercados locales de flexibilidad, lo que supondría un beneficio para aquellos usuarios que participasen.

Se propone utilizar para la evaluación económica de los casos de uso, la metodología estándar Coste Beneficio, que se referencia en el Anexo 1, definida por el *Joint Research Centre* (JRC) de la Comisión Europea (CE) para proyectos de redes inteligentes. No se aconseja la elaboración de nuevas metodologías específicas dado el grado de madurez de las existentes.

d. Marco normativo

En primer lugar, se recomienda identificar la normativa de referencia que regula el ámbito de aplicación del proyecto pero que no requiera ser modificada explícitamente para la realización del *sandbox*.

En segundo lugar, se recomienda identificar toda aquella normativa que requiera una excepción regulatoria temporal para el desarrollo del proyecto. Dicha excepción se puede dar en normativa vigente o bien señalar una normativa pendiente de desarrollo.

En tercer lugar, se recomienda identificar toda aquella normativa que requiera una modificación o desarrollo para la implantación del caso de uso en el sistema real.

A continuación, se muestra un modelo de ejemplo para las diferentes casuísticas:

- Normativa de referencia: normativa que regula el ámbito de aplicación del *sandbox* pero que no requiere ser modificada explícitamente para su realización. A modo de ejemplo: Ley del Sector Eléctrico (*referencia a la Ley*) competencia de (*Administración competente*), Ley (*referencia a la Ley*) competencia de (*Administración competente*).
- Propuesta de normativa a modificar: Normativa sobre la cual se hace una excepción temporal para el proyecto, identificando en cada caso:
 - Texto legal
 - Excepción solicitada
 - Comentarios y justificación
 - Competencia
- Propuesta de nueva normativa a desarrollar: normativa no recogida en el marco actual que está pendiente de regular y es necesaria para el desarrollo del caso de uso en el sistema real, identificando en cada caso:
 - Texto propuesto
 - Comentario y justificación
 - Competencia



De forma general, y como se ha señalado anteriormente, hay que considerar que el marco normativo y regulatorio actual no contempla la gestión de flexibilidad por parte de los GRDs, estando pendiente de transposición la Directiva Europea 2019/944 que permita al GRD adquirir servicios de flexibilidad atendiendo a unos procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en mercado.

A continuación, se mencionan las principales modificaciones regulatorias detectadas que serían necesarias para poder llevar a cabo los casos de uso en un entorno real una vez validados positivamente los casos de uso:

- Modificación de la normativa relativa a las funciones asignadas a los GRD (Ley 24/2013, del Sector Eléctrico).
- Reconocer y asignar las funciones necesarias para que los GRD puedan impartir las instrucciones requeridas para la correcta operación del sistema eléctrico de distribución, de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan.
- Modificación de la normativa relativa al diseño y operación por parte de los GRD para considerar la adquisición de flexibilidad como una alternativa más.
- Modificación de la normativa relativa a la retribución de los GRD (Circular 6/2019 del 5 de diciembre, publicada por la CNMC):
 - Definición del incentivo para el uso de flexibilidad para los GRD.
 - Definición de retribución para la activación de flexibilidad.
- Nueva normativa pendiente de desarrollo asociada a los futuros servicios de flexibilidad:

- Definición de Mercados Locales de Flexibilidad y agentes implicados.
- Flujos de información en tiempo real (operación): definición de los sistemas de comunicación entre los diferentes agentes.
- Flujos de información de mercados: desarrollo de regulación que permita la participación de los FSP para ofertar servicios de flexibilidad al GRD, obteniendo, a cambio de la provisión de dicho valor, una remuneración/beneficio acorde a las señales de precio de este tipo de mercados.
- Definición de requisitos técnicos para que los FSP se puedan habilitar para participar en los mercados.
- Desarrollo de las normas técnicas particulares necesarias para la operación, activación, verificación y liquidación de servicios de flexibilidad.

e. Justificación de ausencia de riesgos para la operación del sistema o para la red de distribución afectada

El GRD complementa el estudio técnico con un análisis de riesgos que demuestre la ausencia de riesgo para el funcionamiento del sistema. Este análisis también examina el papel de los productos, plataformas, componentes del sistema, personas, entre otros, tratando de cubrir cualquier riesgo. El GRD debe adquirir servicios de flexibilidad considerando criterios de seguridad adecuados y que su utilización tenga la misma fiabilidad comparados con las soluciones tradicionales. Para lograr este objetivo, se deben de especificar garantías en la compra de servicios y penalizaciones por incumplimiento por parte de los FSPs. Sin



embargo, se puede reconocer que en el desarrollo del *sandbox* puede haber riesgos asociados a los supuestos esperados que podrían impedir realizar la planificación inicial. Según vayan surgiendo imprevistos, estos se deben comunicar al supervisor para realizar los cambios pertinentes y, en caso de que sean aprobados, completar el desarrollo o realizar la suspensión del *sandbox*.

El principal riesgo que pueden presentar las soluciones de flexibilidad está relacionado con el incumplimiento de los acuerdos por parte de los FSP, que podría afectar las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro del sistema de distribución eléctrico. Para incentivar su cumplimiento es fundamental un esquema de incentivos y penalizaciones económicas. En última instancia, se podría contemplar su potencial exclusión temporal de los mercados de flexibilidad.

Otro riesgo podría ser el elevado coste de entrada para participar en los mercados de flexibilidad que puedan limitar el tamaño de los FSP y, en última instancia, la liquidez de estos mercados. Por ejemplo, puede ser el caso de costes de determinados sistemas de comunicaciones entre agregadores y FSP.

En estos casos, las soluciones que se pueden adoptar para mitigar el riesgo son: los GRD adquieren un volumen de flexibilidad adicional para cubrir posibles incumplimientos de los FSP (en función de la probabilidad de incumplimiento según perfil de los clientes), establecer contratos a corto para solucionar puntualmente los incumplimientos, la operación en red de distribución sin el cumplimiento del criterio de seguridad (N-1), pero siempre como último recurso antes de la desenergización de consumidores y/o generadores de la red.

f. Plan de desarrollo

El plan de desarrollo debe especificar el período de duración del proyecto, las fases, los hitos y definición de las tareas para su ejecución. Dentro de este plan se deberían especificar distintos aspectos como:

1. El área donde se va a desarrollar el proyecto
2. Cómo se determinan las necesidades
3. Especificación de requisitos técnicos y si existe un proceso de habilitación técnica
4. Procedimiento de contratación y mecanismos de selección de las soluciones
5. Monitorización y activación del servicio.
6. Medida y liquidación del servicio
7. Evaluación del proyecto de *sandbox*

La Circular 3/2019 indica un máximo de 36 meses para la realización del proyecto.

Como parte de la planificación se debe informar la procedencia de los recursos y su asignación en las distintas tareas que se realizan.

3.2 Solicitud formal del *sandbox*

Una vez elaborada la propuesta especificada en la sección anterior, se debe presentar la solicitud de *sandbox* al Regulador para su evaluación. Las autoridades competentes deben analizar si la solicitud cumple con los requisitos exigidos.

Como parte de la solicitud se debe, es necesario incluir el presupuesto detallado para llevar a cabo el proyecto y las fuentes de financiación de este.

Se podrían establecer dos periodos en el año para la presentación de propuestas de proyectos en lugar de la posibilidad de una convocatoria continua.



Adicionalmente se pueden establecer dos fases para la solicitud de proyectos de *sandbox*: una de precalificación, donde se presente la propuesta general del proyecto (con una extensión máxima para agilizar el trámite), y otra fase de calificación, donde se incluya el plan detallado.

Para la primera fase de solicitud se propone presentar la plantilla incluida en el Anexo 2 de este documento y que incorpora los puntos “a” al “e”, señalados en la sección anterior. En la segunda fase se presentaría el plan detallado señalado en el punto f).

Cualquier petición de *sandbox* en el área de distribución de un GRD debería ser puesta en conocimiento del propio GRD, si éste no es el Solicitante o no está incluido, para permitirle la participación en su caso.

3.3 Aprobación de la solicitud de *sandbox*

La autoridad competente (o autoridades competentes, en caso de ser varias) determina la elegibilidad de la propuesta de *sandbox* y éste se concreta definiendo una fecha de inicio de la exención regulatoria durante un periodo acordado con el solicitante para la realización del proyecto propuesto. En esta fase se debe constituir un plan de seguimiento del proyecto y la forma con la que se llevará a cabo dicho seguimiento.

En caso de que se deniegue la propuesta de *sandbox*, se deben especificar las razones y aportar recomendaciones sobre cómo se podría reformular el proyecto.

El Regulador podría especificar el plazo máximo para la evaluación de la propuesta de *sandbox* para así dar certidumbre a los solicitantes.

La aprobación o denegación de algunas propuestas podrían ser publicadas por parte del Regulador, con el consentimiento de los involucrados, para que otros agentes interesados en los proyectos de *sandbox* estén informados de las propuestas presentadas y los procesos.

3.4 Desarrollo del *sandbox*

Una vez que se apruebe una solicitud de *sandbox*, se da inicio con el desarrollo de éste siguiendo la planificación presentada.

En la etapa final se verifica si el *sandbox* ha conseguido sus objetivos, esto es, si el proyecto puede establecerse de manera definitiva dentro del mercado o necesita un tiempo adicional de experimentación. Se deben recoger las experiencias de los agentes involucrados de manera que sirvan de insumo para nuevas experiencias de *sandbox*.

3.5 Resultados y conclusiones

Una vez realizado un proyecto de *sandbox*, se espera que pueda aportar recomendaciones sobre las lecciones aprendidas basadas en los resultados del proyecto. Como parte de estas lecciones se encuentran:

1. Conclusiones referentes al grado de desarrollo del *sandbox*. Finalización según planificación presentada, retrasos en la ejecución del proyecto y causas de estos, interrupción del proyecto y razones para esto.
2. Evaluación de los KPIs y principales conclusiones, algunas referentes a:
 - a. Los objetivos planteados. Se especifica el grado de cumplimiento de todos los objetivos y el resultado de la evaluación de los KPIs definidos.
 - b. Principales conclusiones del proyecto relacionadas con los objetivos.



3. Principales barreras y problemas detectados para el desarrollo del *sandbox*. Estas barreras pueden ser técnicas, económicas o de relaciones con los agentes implicados, entre otras.
 - a. Escalabilidad y replicabilidad de las soluciones. Las soluciones probadas pueden estar limitadas por el entorno donde se desarrollan, por ejemplo, las características de las redes. Es necesario realizar un análisis de escalabilidad y replicabilidad para analizar la aplicación de las soluciones en otros entornos.
 - b. Retribución económica e incentivos para los agentes. Una vez que se obtiene un coste-beneficio positivo y que se cumple con las condiciones de seguridad establecidas en el *sandbox*, se deberán hacer recomendaciones de cómo se podría hacer el reparto de beneficios especificando los incentivos para los agentes, especialmente para los regulados, como los GRD, para que opten por soluciones de flexibilidad. Ligado a esto, el modelo de contratación conlleva un reparto de beneficio entre los agentes y especifica la remuneración para los FSPs.

3.6 Informe final para la autoridad competente

Una vez finalizado el periodo de excepción regulatorio y tras analizar los resultados y las conclusiones, el solicitante del *sandbox* presenta al Regulador un informe final que incluya una valoración de los resultados y, en aquellos casos donde se aprecien oportunidades de mejora, una propuesta del marco normativo a

modificar que considere los aspectos regulatorios necesarios para eliminar las barreras encontradas según la experiencia obtenida. La información relativa a resultados y conclusiones de la sección anterior, así como el informe final referido en esta sección, serán comparados entre el Regulador y el solicitante. Con dicha información, el Regulador realizará una valoración, emitiendo un informe regulatorio tal y como se describe a continuación.

3.7 Informe regulatorio

El Regulador, a través del Comité de expertos, podrá emitir un informe valorando los resultados del proyecto. Si existen otros proyectos que inciden en la misma barrera regulatoria, el Regulador podría presentar una valoración comparativa de los mismos y señalar si se llegan a propuestas regulatorias concretas y si estas propuestas han resultado en cambios regulatorios.

Se sugiere que algunos informes puedan ser públicos, con el consentimiento de los involucrados, para dar mayor transparencia al proceso y favorecer su difusión a potenciales solicitantes de otros proyectos de *sandboxes* con alcance similar. En ocasiones, un solo proyecto podría ser suficiente para las pruebas. Sin embargo, como regla general, deberían probarse soluciones en condiciones de red diferentes para obtener conclusiones más consistentes y extrapolables.

Adicionalmente, el Regulador podrá mantener una lista pública de los aspectos que están siendo testados en los *sandboxes* aprobados.

Anexo 1: Modelo económico

Análisis coste-beneficio

Para poder demostrar que existe un beneficio social neto, se utiliza normalmente la metodología de análisis coste-beneficio (ACB). En esta evaluación, se deben identificar claramente los costes y beneficios esperados para los diferentes agentes que participan en el proyecto (GRDs, generadores, consumidores, agregadores de flexibilidad, entre otros). A pesar de que los casos de uso son diferentes, según el modelo operativo (diferir inversiones, resolver problemas puntuales, etc.), la metodología de evaluación puede ser común. A continuación, se describe la metodología estándar definida por el *Joint Research Centre* (JRC) de la Comisión Europea (CE) para proyectos de redes inteligentes. No obstante, se podrá sugerir una metodología estándar diferente que pueda ser más adecuada para el piloto o la prueba a realizar, en cualquier caso, desaconsejando la elaboración de nuevas metodologías ad hoc.

El JRC²⁸ propone un marco de evaluación de los proyectos de redes inteligentes cuyo núcleo es el ACB. El marco de evaluación proporciona un conjunto de directrices para adaptar el análisis a las condiciones locales, para identificar y monetizar los costes y beneficios, y para realizar un análisis de sensibilidad. Además del ACB, se señala la necesidad de identificar las externalidades y los impactos sociales que pueden resultar de la ejecución de proyectos de redes inteligentes, pero que no pueden ser fácilmente monetizados e incluidos en el cálculo del coste-beneficio. El ACB se realiza desde la perspectiva de la sociedad, considerando el impacto del proyecto en toda la cadena de valor y en la sociedad en general.

En particular, el enfoque del ACB del JRC reconoce que el impacto de proyectos en el área de redes inteligentes va más allá de lo que se puede captar en términos monetarios. Por lo tanto, el análisis económico (evaluación monetaria de los costes y beneficios en nombre de la sociedad) va acompañado de un análisis cualitativo de los impactos (evaluación no monetaria de los impactos y externalidades no cuantificables, como por ejemplo impactos sociales, contribución a los objetivos de las políticas energéticas, etc.).

Estas características hacen que el ACB del JRC sea adecuado para evaluar iniciativas de *sandboxes* aplicadas a la introducción de mecanismos de flexibilidad en las redes de distribución.

Análisis económico: evaluación económica de los impactos

El análisis económico de un ACB se realiza desde la perspectiva de la sociedad y considera todos los costes y beneficios que pueden expresarse en términos monetarios. El análisis económico tiene por objeto incluir los impactos generados por la iniciativa de *sandbox* que repercuten en el sistema eléctrico (por ejemplo, permitir la futura integración de los DER, el impacto en los precios y tarifas de la electricidad, etc.) y en la sociedad en general (por ejemplo, los costes ambientales). Sin embargo, la medida en que estos impactos adicionales puedan incluirse en el ACB depende de la fiabilidad del proceso de monetización de estos impactos.

El enfoque propuesto por el JRC para el ACB de las iniciativas de redes inteligentes comprende varios pasos²⁹ que se presentan en la Ilustración 2.

²⁸ V. Giordano, I. Onyeji, G. Fulli, M. Sánchez Jiménez y C. Filiou, *Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects*, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.

²⁹ J. Stromsather, *Cost-benefit analysis of Smart Grid projects Isernia: costs and benefits of Smart Grid pilot installations and scalability options*, Luxembourg: Publications Office, 2018.

Antes de analizar cada uno de los pasos de ACB, se deben definir las condiciones de contorno, como por ejemplo la previsión de la demanda, la tasa de retribución financiera (TRF), las características de la red local, el horizonte temporal, el marco reglamentario, los precios de combustible en caso de que sea relevante, etc. Posteriormente, se deben definir las opciones de implementación, como por ejemplo el tiempo de despliegue, las funcionalidades elegidas, etc.

Posteriormente, el análisis consiste en la definición de los siguientes pasos:

1. Descripción de las tecnologías, elementos y objetivos del proyecto.
2. Relacionar los activos con las funcionalidades de esos activos.
3. Relacionar las funcionalidades con los beneficios.
4. Establecer un coste de referencia. El coste de referencia en proyectos de flexibilidad en redes de distribución lo define la solución tradicional basada en refuerzos de red o la construcción de nuevos activos. Para la estimación de sus costes se podría tomar como referencia los costes auditados y la retribución actual de los GRD, incluyendo los costes de inversión (CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento (OPEX), así como la TRF. Por ejemplo, en el caso de resolución de problemas operativos (tiempo real) u operaciones de mantenimiento puntuales se compara con mecanismos actualmente utilizados (grupos electrógenos, instalaciones provisionales, etc.).
5. Monetizar los beneficios e identificar a los beneficiarios.
6. Identificar y cuantificar los costes. En los costes de flexibilidad se deben considerar tanto las inversiones necesarias para la activación (realizadas por el GRD como digitalización específica para la activación de la flexibilidad) como el coste de activación de los FSPs. Adicionalmente, se deben considerar precios asociados resultantes de la activación del servicio de flexibilidad obtenido a través de plataformas de mercado gestionadas por el OM, así como los costes asociados a desvíos de energía programada si los hubiese. También es necesario considerar otros costes relativos al riesgo. Efectivamente, la fiabilidad de la solución de flexibilidad no es siempre comparable a soluciones tradicionales. Por lo que, siempre que sea posible, mediante un análisis probabilístico o similar debe cuantificarse esta componente. Las inversiones en nuevos activos de red se amortizan a largo plazo (por ejemplo a 40 años), pero la flexibilidad se puede contratar para periodos de tiempo menores (por ejemplo 2 o 5 años). En consecuencia, la comparativa de costes entre ambas soluciones se debe realizar anualmente, considerando únicamente las amortizaciones anuales, y no el valor total del nuevo activo.
7. Comparar los costes y los beneficios.

Finalmente se analizarían los resultados y se puede realizar un análisis de sensibilidad del resultado del ACB a las variaciones de las variables o parámetros clave.

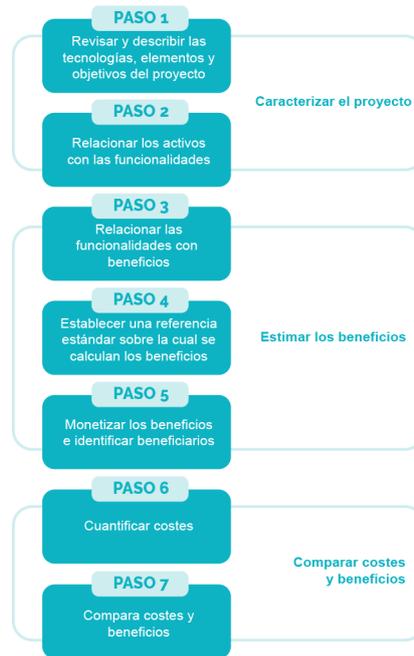


Ilustración 2. Metodología ACB basada en la metodología definida por JRC (2012)

El objetivo del análisis económico es acotar las variaciones estimadas de los valores de los parámetros que inciden de forma relevante en el resultado del ACB y definir las acciones para mantener la variación de estos parámetros y variables dentro de este intervalo que hace viable económicamente el proyecto. Los indicadores obtenidos como resultado del ACB incluyen [2]:

- Valor actual neto (VAN) - la diferencia entre los beneficios y costes sociales descontados;
- Tasa interna de retorno (TIR) - la tasa de descuento que produce un valor cero para el VAN;
- Relación B/C - la relación entre los beneficios y costes económicos descontados.

Además del procedimiento metodológico para llevar a cabo el ACB, las directrices del JRC establecen:

- La elección de los parámetros claves.
- Vincular los activos desplegados con los beneficios.
- Las fórmulas para monetizar los beneficios.
- Las categorías de costes más relevantes.
- La identificación de las variables críticas para el análisis de sensibilidad.

Análisis cualitativo para considerar los impactos no monetarios

El análisis cualitativo se encarga de considerar todos los impactos y externalidades que no pueden expresarse en términos monetarios. Esto incluye los costes y beneficios derivados de impactos sociales más amplios como la calidad del suministro, la participación de los consumidores y las mejoras en el funcionamiento del mercado. Para ello, es necesario identificar los impactos y externalidades del proyecto y evaluarlos en términos físicos o a través de una descripción cualitativa, a fin de dar a los responsables de la toma de decisiones toda la gama de elementos para la evaluación no monetaria.

La evaluación cualitativa de los efectos adicionales causados por las iniciativas se divide en dos etapas: la evaluación del proyecto en relación con los diferentes objetivos de la política energética y la evaluación de los efectos en la sociedad (por ejemplo, el impacto ambiental, el impacto social, la creación de empleo y la inclusión de los consumidores). Para garantizar la fiabilidad de la evaluación de los impactos no monetarios, ésta debe basarse, en la medida de lo posible, en información cuantitativa y, por lo tanto, en indicadores cuantitativos. Cuando esto no sea factible, se deberá presentar una descripción detallada de los impactos previstos.

Teniendo en cuenta la evaluación de la contribución a la transición energética, la CE definió³⁰ una lista de beneficios para el sector energético relacionados con el desarrollo de las redes inteligentes. A partir del documento de la CE, el JRC elaboró una lista de criterios de política con el objetivo de proporcionar un marco de evaluación común para los proyectos de redes inteligentes. Estos criterios son los siguientes:

- i. Nivel de sostenibilidad
- ii. Capacidad de las redes de transporte y distribución
- iii. Conectividad de la red
- iv. Seguridad y calidad del suministro
- v. Eficiencia y calidad del servicio
- vi. Contribución a los mercados eléctricos transfronterizos

Además, el cumplimiento de los objetivos se evalúa mediante indicadores clave de rendimiento (KPI). Las fórmulas útiles para computar la mayoría de los KPI también han sido propuestas por el JRC³¹. Generalmente, cada KPI evaluado se refiere a un escenario de referencia. Cabe destacar que la evaluación de las opciones de proyecto a través de los KPI está orientada a los resultados. En otras palabras, mediante los KPI no se evalúan las características técnicas de la infraestructura sino los efectos producidos.

Todas las externalidades deben enumerarse y expresarse en términos físicos (por ejemplo, utilizar decibelios para cuantificar el beneficio de la reducción del ruido). Para cada impacto, debe definirse un indicador para que la evaluación sea lo más objetiva, rigurosa y transparente posible. Cuando el cálculo de un indicador no sea factible, debe proporcionarse una descripción detallada de los impactos estimados del proyecto.

³⁰ European Commission, *Proposal for a regulation of the European parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing, Decision No1364/2006/EC, 2011.*

³¹ V. Giordano, I. Onyeji, G. Fulli, M. Sánchez Jiménez y C. Filiou, *Guidelines for cost benefit analysis of smart metering deployment, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.*

La lista de las externalidades propuestas es:

- i. Impacto en creación de trabajo;
- ii. Mejora en la seguridad de suministro;
- iii. Impacto ambiental;
- iv. Aceptación social;
- v. Tiempo perdido o ahorrado por los consumidores;
- vi. Habilitación de nuevos servicios y aplicaciones y entrada en el mercado para terceros;
- vii. Reducción de la brecha de conocimientos y personal;
- viii. Privacidad y seguridad.

Combinación de beneficios monetarios y no monetarios

Una vez realizado el análisis económico y el cualitativo, hay que combinar los resultados obtenidos. Para ello, deben definirse factores de ponderación adecuados en función de las características de la evaluación.

Factores clave a considerar en el análisis coste- beneficio

Para la evaluación económica de proyectos de innovación existen una serie de factores clave. Estos son especialmente sensibles para un proyecto de *sandbox* porque requiere cuantificar unos beneficios y costes que son inciertos. Algunos de estos factores se señalan a continuación.

1. Tasa de descuento del FSP

Se pueden utilizar distintas tasas de descuento para realizar las estimaciones del valor presente neto o las anualidades de distintas inversiones. Por un lado, una tasa de descuento privada puede ser equivalente a la TRF, utilizada para remunerar inversiones en actividades reguladas como la distribución eléctrica. Por otro, para determinadas inversiones, se puede utilizar una tasa de descuento social cuando las inversiones tienen un impacto en términos de bienestar general.

La tasa de descuento privada es el coste medio ponderado del capital y representa el retorno esperado para hacer frente a las expectativas de rentabilidad de los accionistas y al coste de los recursos ajenos.

El uso de la tasa social suele ser inferior a la tasa de descuento privada. La razón es que la tasa de descuento mide el valor del dinero a lo largo del tiempo y el riesgo que soportan los agentes de manera independiente es superior. De esta forma, al usar la tasa de descuento social se valoran más los proyectos que tienen los beneficios en el largo plazo.

Por ello, esta variable suele ser objeto de análisis de sensibilidad para poder establecer si los costes y los beneficios estimados y su distribución en el tiempo son críticos en el cálculo del valor presente neto.

2. Incentivos regulatorios

Debe existir un marco regulatorio que incentive al GRD a adquirir flexibilidad como alternativa económicamente viable para el mismo.

3. Tipo de necesidades del GRD y gestión de incertidumbre

La selección de las distintas soluciones dependerá del tipo de necesidad y las incertidumbres respecto a las mismas. Por ejemplo, nuevas necesidades de red pueden estar asociadas al crecimiento incierto de la demanda por nuevos usos eléctricos, como puede ser la climatización, el transporte o determinados usos industriales, entre otros. Las inversiones en activos tradicionales tienen una larga vida útil, por ejemplo, como se ha indicado anteriormente, 40 años, mientras que las alternativas de flexibilidad por lo general son opciones que garantizan períodos cortos de contratación.

4. Horizonte temporal para el ACB

El horizonte temporal para el que se hace el ACB afecta a las alternativas que considere el GRD. Un horizonte de largo plazo podría favorecer más alternativas de inversiones tanto de flexibilidad como de inversiones en activos propios del GRD. En cualquier caso, el horizonte temporal debe ser equivalente al horizonte temporal de contratación de la flexibilidad.

5. Factores macroeconómicos: PIB, IPC, impuestos

Los factores macroeconómicos como el PIB influyen en las expectativas de crecimiento de la demanda eléctrica. Otros factores como el IPC y los impuestos afectan a las tasas de descuentos y la rentabilidad de los proyectos.

6. Tecnologías implementadas: amortización de activos

Los criterios para la amortización de activos pueden favorecer determinadas soluciones frente a otras. Por ejemplo, una amortización regresiva o acelerada en los primeros años podría favorecer opciones de flexibilidad.

Incentivos para los agentes involucrados: reparto de los costes y beneficios

Una vez se determina que el proyecto tiene un coste-beneficio positivo, el siguiente aspecto que se debe considerar es cómo se distribuyen los beneficios que se generan, y si resultase

algún agente perjudicado, cómo se le compensaría. Para proyectos enfocados en flexibilidad en las redes de distribución, los principales actores son los siguientes:

i. GRDs

Incorporación en el modelo retributivo de la compra de flexibilidad por parte del GRD. Para esto es necesario que se contemplen los costes asociados a la compra de flexibilidad y una retribución sobre los costes totales asociados a la flexibilidad, en línea con lo dispuesto en el artículo 32 de la Directiva Europea del Mercado Interior de la Electricidad. Asimismo, en algunos casos, hay que tener en cuenta que con el uso de mecanismos de flexibilidad el GRD deja de realizar la actividad tradicional basada en construir nuevos activos, para realizar otra actividad de control y operación de activos conectados a su red, y de gestión de los riesgos asociados, lo que también debe remunerarse con una parte de los ahorros que generen los proyectos de flexibilidad.

ii. Usuarios de red

Los costes y beneficios para los usuarios de red pueden ser tanto directos, en el caso que sean FSPs, como indirectos, ya que son los consumidores quienes finalmente pagan los costes, pero si el análisis costes beneficio es positivo, finalmente los consumidores pagarían menos que si no se comprase flexibilidad.

iii. Otros agentes: agregadores, comunidades energéticas, etc.

Otros agentes intermediarios, como agregadores o gestores de comunidades energéticas, pueden obtener beneficios y asumir parte de los costes como parte de su modelo de negocio para permitir la activación de flexibilidad de recursos de terceros.

Anexo 2: Ejemplo de Caso de Uso

Se enumeran a continuación potenciales casos de uso susceptibles de ser utilizados como ejemplos para facilitar el desarrollo de proyectos de *sandboxes* reales.

- Diferir inversiones en red por crecimiento vegetativo de la demanda de los usuarios, mediante activación de mercado de flexibilidad (largo plazo)
- Diferir inversiones en red por crecimiento vegetativo de la demanda de los usuarios, mediante tarifas de acceso dinámicas (largo plazo)
- Solución de una congestión estructural (N-1) mercado a largo plazo (y-1)
- Evitar refuerzo de red por crecimiento de solicitudes de acceso
- Solución de una congestión (N) en un punto específico de la red (corto plazo)
- Solución de una congestión coyuntural (N-1) mercado a corto plazo (d-1)

En particular, se detalla el primer caso de uso con idea de que se pueda utilizar como referencia en la propuesta de información y análisis a presentar.

Caso de uso: Diferir inversiones en red por crecimiento vegetativo de la demanda de los usuarios, mediante activación de mercado de flexibilidad.

Actores involucrados	El Gestor de la Red de Distribución (GRD), OM (Operador del Mercado), FSP (agregadores, usuarios finales con capacidad de flexibilidad como consumidores activos, generadores, prosumidores, comunidades energéticas, baterías, etc). Ocasionalmente GRT (Gestor de la Red de Transporte)	
Solución actual	Técnica	El GRD presenta anualmente el plan de inversiones anual y plurianual (3 años) de activos de distribución. Dicho plan debe ser aprobado por el Ministerio de Transición Ecológica, previa evacuación de informe favorable por la Comunidad Autónoma.
	Económica	El importe de las inversiones no financiadas por terceros pasa a formar parte de la base activos con derecho a retribución (RAB). Dicha retribución se rige por la circular 6/2019 e incluye, la retribución a la inversión y la retribución a la operación y mantenimiento de las instalaciones.
Modelo propuesto	Técnico	<p>El GRD, dentro del proceso de planificación, a partir del análisis de las necesidades de crecimiento o refuerzo de red, convoca un mercado, a través del OM, en el que los FSP (consumidores, generadores, agregadores, etc.) de red pueden ofrecer sus capacidades de flexibilidad para reducir el pico de potencia (en ambos sentidos, de inyección y absorción de potencia) durante un rango de horas del año y para un periodo temporal (por ejemplo, años).</p> <p>Posteriormente, el GRD presenta una propuesta de inversión en activos de distribución que integra la solución de flexibilidad indicada en el apartado anterior como alternativa más eficiente técnica y económicamente a la necesidad de refuerzo de la red.</p> <p>La gestión del mecanismo de flexibilidad implica las siguientes fases: publicación envío de necesidades de flexibilidad, habilitación FSP, notificación a FSPs de la zona, casación del mercado, activación, medida, verificación y liquidación.</p> <p>Según la extensión del mecanismo, el GRD deberá á realizar la coordinación técnica y operativa con el GRT.</p> <p>Para comprobar si la casación del mercado de flexibilidad resuelve la saturación de red, el GRD realiza la validación técnica con simulaciones..</p> <p>Una vez que cerrada la casación y validación, se monitoriza la activación de la flexibilidad.</p> <p>Adicionalmente, se monitorizan los flujos energéticos de la participación de cada FSP a la resolución de la congestión para poder realizar posteriormente la liquidación económica por la participación de actores de flexibilidad en la resolución de la congestión. Esta monitorización ayuda a conocer el grado de cumplimiento por parte de los FSP.</p>
	Económico	<p>Los usuarios que resulten casados en el mercado de flexibilidad podrán ser retribuidos, por la potencia casada en el momento de la contratación y/o la potencia ejecutada (subir o bajar). Según el diseño de mercado, se establecerán los precios por capacidad disponible y activada. Los pagos se realizan en el momento de contratación (en concepto de disponibilidad) y cada vez que el FSP active la flexibilidad.</p> <p>Los costes totales de estos servicios constituyen un coste regulado que se debe considerar.</p> <p>El no cumplimiento por parte de los FSP de las condiciones contratadas puede conllevar penalizaciones que minoren su compensación económica.</p>
Condición de eficiencia	Técnica	La solución planteada optimiza las soluciones técnico-económicas del sistema de distribución generando eficiencias en el uso medio de las instalaciones físicas.
	Económica	El modelo supone una comparación del coste de la flexibilidad con el coste de la inversión evitada o retrasada. Siempre que el coste de la solución de inversión en activos (retribución por inversión y por operación y mantenimiento) sea superior al coste de la activación de flexibilidad (que incluye tanto los pagos a los FSP por los servicios de flexibilidad que prestan, como los costes de gestión del sistema y del GRD, así como el incentivo para los GRD), se justifica la viabilidad económica de la solución indicada.
	Incentivo para el GRD (mecanismo de compensación)	Para que el modelo funcione, el marco normativo debe proporcionar los incentivos eficientes para el GRD, habida cuenta de la eficiencia prevista con la aplicación del mismo.
Beneficio para el cliente	<p>Si se da la condición de viabilidad económica, el consumidor final se beneficia de forma directa e indirecta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Directa: el FSP recibe una remuneración económica para compensar su disponibilidad a que su recurso sea activado por el GRD. Dicha compensación podrá ser en la contratación y/o activación . • Indirecta: Los costes del sistema minoran por la menor inversión en activos de red. En última instancia, redunda en menores costes para el sistema. 	
Regulación implicada, barreras e innovaciones	<p>Tal y como recoge el apartado d) del punto 3.1, el marco normativo y regulatorio actual no contempla la implementación de la flexibilidad por parte de los GRDs, ya que está pendiente el desarrollo de los mercados de flexibilidad en España de acuerdo con la Directiva Europea 2019/944 que permita al GRD comprar activos de flexibilidad como alternativa a la expansión de redes.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modificación de la normativa relativa a las funciones asignadas a los GRD (Ley 24/2013, del Sector Eléctrico) que permita reconocer y asignar las funciones necesarias para que los GRD puedan impartir las instrucciones necesarias a terceros (FSPs) para la correcta operación del sistema eléctrico de distribución de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad. 	
Riesgos	El principal riesgo que presenta el modelo es para el GRD y los usuarios ubicados en la zona congestionada. El incumplimiento de los acuerdos contractuales del mercado por parte de los FSP que resulten casados en el mercado puede redundar en problemas de seguridad de suministro en la zona congestionada. Otro riesgo podría ser el elevado coste de entrada para participar en los mercados de flexibilidad que puedan limitar el tamaño de los FSP y, en última instancia, la liquidez de estos mercados. Por ejemplo, costes de sistemas de comunicaciones entre agregadores y FSP. Además, para el éxito del proyecto es necesario el compromiso por parte de actores que proporcionan flexibilidad. Para contrarrestar el posible riesgo asociado a la falta de compromiso, se propone la penalización económica o bien la no participación temporal por incumplimiento de compromisos o que los GRDs adquieran un volumen de flexibilidad adicional para cubrir posibles incumplimientos de los FSP.	

Anexo 3: Revisión internacional de sandbox

Reino Unido

En el Reino Unido, la motivación para el desarrollo de *sandbox* es poder desplegar proyectos de innovación en su sistema eléctrico, ya que en muchos casos la innovación está limitada por los marcos regulatorios actuales. De esta manera, las nuevas tecnologías o ideas se adaptan a una escala limitada en relación con el sistema eléctrico: de lo contrario, sólo se utilizarían en proyectos piloto fuera de la red real.

En diciembre de 2016, OFGEM (la agencia reguladora de los mercados de la electricidad y el gas) estableció *Innovation Link*, una *ventanilla única* que ofrece apoyo regulatorio a las empresas que buscan introducir propuestas innovadoras o significativamente diferentes en el sector de la energía.

Las funciones realizadas por *Innovation Link* son:

1. Ofrecer una respuesta rápida sobre las implicaciones regulatorias de las nuevas propuestas comerciales
2. Un *sandbox* para permitir a los innovadores probar nuevos productos o servicios que de otro modo se encontrarían con una barrera regulatoria
3. Ofrecer una base de conocimiento para hacer que la información regulatoria sea accesible para los innovadores en las primeras etapas del desarrollo de sus ideas

OFGEM se involucra con los innovadores, en primer lugar mediante la comprensión de su modelo de negocio; posteriormente mediante la identificación de las barreras regulatorias que están experimentando; y finalmente, trabaja directamente con ellos para identificar posibles soluciones, proporcionando asesoramiento personalizado a lo largo de hasta 24 meses a partir de la concesión de un *sandbox*.

Aunque en principio los entornos de *sandboxes* no están destinados a cambiar la legislación o la reglamentación, las lecciones aprendidas están documentadas y sirven como insumo para el desarrollo futuro de políticas. El número de proyectos de espacio aislado no está limitado y cualquiera puede solicitarlos. Si la persona o empresa que desea solicitar un entorno limitado no tiene una licencia para operar en el sector, entonces es necesario que se asocie a una empresa que sí lo tiene durante la duración del entorno limitado.

Alemania

Aunque no es estrictamente un *sandbox*, el programa alemán de financiación SINTEG permite la experimentación con nuevas tecnologías, procedimientos y modelos de negocio, al tiempo que proporciona exenciones reglamentarias.

El programa ha definido cinco regiones geográficamente dispersas, donde los participantes pueden desarrollar y probar proyectos para implementarlos a mayor escala. Las lecciones aprendidas

didadas de estos proyectos se utilizarán para actualizar el marco jurídico existente. El programa fue lanzado a finales de 2016 y se ejecuta durante cinco años, si bien ahora está cerrado para nuevas aplicaciones. Los proyectos actuales fueron presentados por consorcios de empresas e instituciones de investigación.

El programa SINTEG forma parte de un paquete de medidas titulado “Digitalización innovadora de empresas alemanas” y ayuda a implementar la Agenda Digital del Gobierno Federal. Se pone a disposición un importe total de más de 500 millones de euros para proyectos que buscan desarrollar un suministro de electricidad basado en energías renovables y que luego se puedan implementar a mayor escala. El Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía aporta más de 200 millones de euros, mientras que los fondos restantes proceden de las empresas del sector privado implicadas. Este ministerio supervisa el programa, mientras que el Bundesnetzagentur (BNetzA), el Regulador alemán para los mercados de electricidad, gas, telecomunicaciones, postal y ferroviario, lo implementa.

Francia

La ley de 8 de noviembre de 2019 sobre Energía y Clima ha introducido un sistema de experimentación regulatoria (*sandbox*) en el sector energético. Este sistema permite a la Comisión de Regulación Energética (CRE) y a la autoridad administrativa autorizar experimentos temporalmente desviados del marco jurídico. El sistema de experimentación normativa permite probar innovaciones cuya generalización requeriría cambios en el marco reglamentario y legislativo aplicable.

El sistema de experimentación permite implementar innovaciones temporalmente bajo ciertas condiciones. No se pueden conceder excepciones por un período superior a 4 años. Sólo pueden renovarse una vez, en las mismas condiciones.

Se realiza mediante subastas con una serie de criterios de elegibilidad para el *sandbox*, relacionados en particular con el carácter innovador del proyecto y la presencia de obstáculos regulatorios.

Las condiciones en las que se llevan a cabo los experimentos se enmarcan en la deliberación (aprobación) del CRE y de la Dirección General de Energía y Clima, de acuerdo con sus respectivas competencias, que concede excepciones al marco jurídico actual. Estas excepciones temporales forman parte de un marco que permite el despliegue de experimentos innovadores, pero también garantiza la seguridad y la calidad de funcionamiento de las redes e instalaciones. Los propietarios de proyectos deben transmitir comentarios periódicos sobre la experimentación.

Países Bajos

Al menos dos agencias gubernamentales diferentes han llevado a cabo *sandboxes*: la Autoridad para los Consumidores y los Mercados y el Ministerio de Asuntos Económicos y Cambio Climático.

Los *sandboxes* son proyectos para experimentar tanto con la regulación (por ejemplo, nuevos diseños de tarifas) como con nuevas tecnologías y modelos de negocio. Se han predefinido las disposiciones de la ley de electricidad y gas para las que pueden concederse exenciones. Los desarrolladores de proyectos tienen que solicitar las exenciones que desean y, a continuación, las autoridades neerlandesas deciden caso por caso. La duración predeterminada de una exención es de diez años, aunque se permiten prórrogas de este término. Las lecciones aprendidas se utilizarán para actualizar el marco jurídico existente.

El Ministerio de Asuntos Económicos y Cambio Climático ha desarrollado la ley que regula los espacios aislados, mientras que la RVO, la Agencia Empresarial de los Países Bajos, es responsable de la aplicación de las exenciones.

Italia

En cuanto a la innovación, el Regulador Italiano (ARERA) es muy activo en su promoción en el sistema eléctrico. Desde 2010 ha puesto en marcha varios experimentos regulatorios para probar nuevas tecnologías, nuevos servicios y modelos de negocio en el marco europeo de la liberalización total del mercado eléctrico.

Las ideas del Regulador italiano sobre la innovación en el sistema eléctrico se centran en dos aspectos principales: en primer lugar, debe ir más allá de los experimentos de laboratorio y debe demostrarse con sistemas reales; en segundo lugar, las redes inteligentes no son suficientes, siendo el punto crucial la interacción entre las redes y los usuarios del sistema.

Todo el programa de experimentos reglamentarios se ha basado en la ley n. 481/1995, de institución de la Autoridad Reguladora de Electricidad y Gas.

La duración de cada experimento reglamentario (por lo tanto, de medidas reglamentarias temporales) varía en función de la complejidad de cada iniciativa; generalmente se limita a unos pocos años (entre 2 y 4). Diferentes propuestas se evalúan utilizando diversos parámetros, incluyendo indicadores cualitativos o puntuaciones técnicas atribuidas por expertos en base a los requisitos específicos de la convocatoria, el coste del proyecto, y uno o más indicadores específicamente diseñados para capturar los beneficios del proyecto, de acuerdo con un criterio basado en la relación beneficio/coste.