

RECURSOS FLEXIBLES PARA LA OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE: PROYECTO COORDINET

Carlos Madina, Investigador senior en Redes Inteligentes, TecNALIA

Inés Gómez-Arriola, Investigadora en Redes Inteligentes, TecNALIA

José Pablo Chaves, Investigador Colaborador, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

Miguel Pardo, Project Manager New Technologies & Innovation, e-distribución

David Martín, Demostrador en Desarrollo de Productos, Dirección de Planificación y Regulación, i-DE

Paula Junco, Técnico de la Dirección de Operaciones, Red Eléctrica de España

Resumen: La transición energética requiere de una adecuada coordinación entre el TSO y el DSO para el desarrollo y adquisición de nuevos servicios de flexibilidad en todos los niveles de tensión, a fin de integrar de forma segura y eficiente un volumen creciente de generación renovable en las redes de distribución y transporte. En este sentido, el proyecto CoordiNet está desarrollando diez proyectos de demostración en España, Grecia y Suecia, donde se analizarán diferentes alternativas para la compra de los nuevos productos y servicios de flexibilidad definidos en el proyecto. La presente comunicación presenta en detalle los demostradores españoles, liderados por Endesa y en los que participan Iberdrola y Red Eléctrica de España, además de varias empresas, centros de investigación y universidades.

Palabras clave: Flexibilidad, TSO, DSO, esquema de coordinación, demostrador.

INTRODUCCIÓN AL PROYECTO COORDINET

El Proyecto CoordiNet (<https://coordinet-project.eu/>) tiene como objetivo establecer diferentes esquemas de colaboración entre los operadores del sistema (TSOs), los operadores de las redes de distribución (DSOs) y los consumidores para desarrollar un sistema energético inteligente, seguro y resiliente. Para ello, se definirá y analizará en detalle la flexibilidad disponible en los distintos niveles de tensión, con una especial atención a la participación activa de los consumidores.

CoordiNet pretende demostrar cómo los DSOs y los TSOs, actuando de manera coordinada, pueden fijar las condiciones adecuadas para la cooperación de los diferentes agentes, eliminando a su vez las barreras para la participación en los mercados de los consumidores y otros pequeños agentes de mercado flexibles (DER) conectados a la red de distribución. CoordiNet también desarrollará nuevos mecanismos, más adecuados para la operación en tiempo real, que permitan definir los requisitos técnicos de las futuras plataformas europeas estándar para el comercio de servicios de interés para los operadores de red. Si bien el desarrollo de dicha plataforma estándar queda fuera del alcance del proyecto, sí se diseñarán nuevas herramientas y metodologías que permitan el escalado de los resultados del proyecto.

Además, CoordiNet explorará tecnologías innovadoras, como el Internet de las cosas, inteligencia artificial, servicios de Big Data y plataformas de intercambio entre pares, así como tecnologías blockchain para facilitar la participación de consumidores y/o generadores de pequeño tamaño.

El trabajo principal del proyecto se centra en el despliegue de diez proyectos de demostración a gran escala en España (Albacete, Cádiz, Málaga y Murcia-Alicante), Grecia (Kefalonia y Mesogia) y Suecia (VästerNorrland-Jämtland, Uppland, Gotland y Skåne).

MARCO REGULATORIO Y DE MERCADO ACTUALES

Dado que uno de los objetivos del proyecto CoordiNet es identificar las necesidades, las barreras y los aspectos que facilitarían la coordinación entre TSOs y DSOs, en primer lugar, se ha realizado una revisión de las condiciones regulatorias y de mercado en los tres países en los que se están desarrollando los demostradores (España, Grecia y Suecia), que se ha complementado con un cuestionario para otros países europeos (Alemania, Austria, Bélgica, Chipre, Italia, los Países Bajos, Polonia y la República Checa). Además, también se han revisado los avances en el mercado interior de electricidad, entre los que destacan el acoplamiento de mercados diarios, el despliegue y acoplamiento del mercado intradiario continuo y los proyectos para la armonización de los servicios de balance, como resultado de la Directriz sobre Balance Eléctrico (Comisión Europea, 2017), en los que se están desarrollando diversas plataformas para el intercambio de productos armonizados de balance:

- Plataforma MARI, para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRR).
- Plataforma PICASSO, para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR).
- Plataforma TERRE, para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de sustitución (RR).
- Plataforma IN-IGCC para el proceso de compensación de desequilibrios.

Asimismo, los organismos europeos destacan la importancia de la coordinación TSO-DSO, a fin de alcanzar tres objetivos principales: i) el uso óptimo de recursos, entendiéndolo como un mejor aprovechamiento del potencial ofrecido por los recursos flexibles, ii) la operación segura y eficiente del sistema y iii) la necesidad de facilitar el desarrollo de los mercados. No obstante, el análisis de las condiciones regulatorias y de mercado de los países analizados demuestra que aún existen numerosas barreras para alcanzar estos objetivos, como se muestra en la siguiente tabla (Lind & Chaves, 2019):

Objetivo	Impulsores principales	Barreras principales
Uso óptimo de recursos	Muchos TSOs ya emplean la flexibilidad de los DER	Los DSOs aún no usan la flexibilidad de los DER. La venta de servicios de flexibilidad al TSO aún está limitada a ciertos tipos de servicios y tamaños de DER. Los DSOs pueden no tener los incentivos económicos necesarios para usar la flexibilidad de los DER.
Operación segura y eficiente	El intercambio de información ya está presente en los países donde se desarrollan los demostradores.	Será necesario desplegar procedimientos de coordinación a medida que los DSOs empiecen a usar la flexibilidad de los DER y deban considerar el impacto en el TSO. Además, la activación de los DER por parte del TSO puede provocar violaciones de las restricciones de operación del DSO.
Facilitar el desarrollo de los mercados	Ha comenzado la implantación de los Códigos de Red europeos y se prevé la armonización de productos y servicios, algunos de los cuales tendrán en cuenta las características específicas de los DER para la provisión de flexibilidad.	El Mercado de agregación es incipiente y las reglas para ello no son claras aún. Se han de desarrollar las definiciones de los productos y los mecanismos de mercado.

Tabla I. Principales impulsores y barreras para la coordinación TSO-DSO

Como se observa en la Tabla I, es necesario avanzar en la definición de servicios y productos estándar que permitan aprovechar al máximo el potencial de flexibilidad disponible en los DER, en el establecimiento de las condiciones para una adecuada coordinación entre el TSO y el DSO, y en el desarrollo de las plataformas que permitan la adquisición de los servicios de flexibilidad por parte de los TSOs y DSOs. Así, el proyecto CoordiNet pretende facilitar la enunciación de los roles, responsabilidades y las condiciones para una adecuada retribución a todos los agentes de la cadena de valor, así como formular recomendaciones, tanto a nivel de los tres países en los que se están desarrollando los proyectos de demostración, como para el despliegue del mercado interior de la energía europeo.

PRODUCTOS, SERVICIOS Y ESQUEMAS DE COORDINACIÓN

Dentro del proyecto CoordiNet, se han definido los servicios de red, es decir, aquéllos que garantizan el desarrollo y la operación estable de las redes de transporte y distribución, como los “servicios proporcionados a los DSOs y los TSOs para mantener la operación de la red dentro de los límites aceptables para la seguridad del suministro y que son entregados, principalmente por terceras partes”. Los servicios de red considerados en CoordiNet son el balance, la gestión de congestiones, el control de tensión, la respuesta inercial, el arranque autógeno (black start) y el “islanding” controlado (Kessels et al., 2019).

Para poder adquirir estos servicios en un entorno de mercado, es necesario definir los productos específicos para los mismos. En CoordiNet, se han definido los productos estándar como los “productos armonizados para el intercambio de servicio(s) de red, con características comunes para toda Europa (es decir, compartidas por todos los TSOs, por todos los DSOs o por todos los TSOs y DSOs)”. Esta definición no implica que todos los atributos del producto se definan de antemano, sino que se puede dejar alguno de ellos a discreción de los TSOs y/o DSOs que los adquieran. Del mismo

modo, un único producto estándar puede utilizarse para proporcionar varios servicios, por ejemplo, en el caso de que el mismo producto se utilice para balance y gestión de congestiones.

En esta etapa inicial de CoordiNet, se han definido una serie de productos estándar con varios atributos comunes (como duración, tiempo de activación, etc.) y con otros atributos en los que se han propuesto rangos de valores. Es posible que, una vez desarrollados los proyectos de demostración, sea necesario revisar alguno de estos atributos o sus valores. La Figura 1 muestra un resumen de los servicios y productos considerados en CoordiNet.

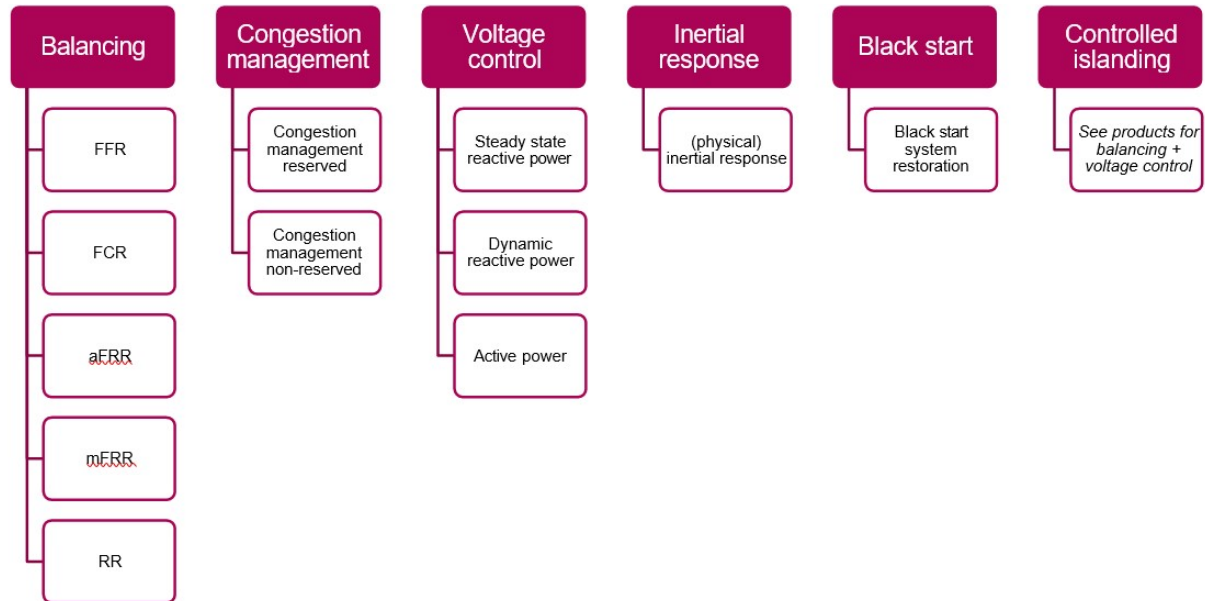


Figura 1: Productos y servicios de red definidos en el proyecto CoordiNet (Kessels et al., 2019)

Una vez definidos los servicios y productos, también se han definido varias alternativas para la coordinación entre TSOs y DSOs, entendiendo el esquema de coordinación como “la relación entre el TSO y el DSO, así como los roles y responsabilidades de cada operador del sistema, a la hora de adquirir y emplear servicios de red proporcionados por elementos ubicados en la red de distribución (Gerard et al., 2018). La coordinación entre TSO y DSO es necesaria para garantizar un empleo óptimo de la flexibilidad inherente a los DER y, para ello, es fundamental que el diseño de mercado permita una estrecha colaboración entre los operadores ambos sistemas.

Dado que no existe una única solución que se ajuste a las necesidades de todos los sistemas eléctricos, ya sea por circunstancias locales, por la madurez del mercado, o por las condiciones regulatorias, existen multitud de posibles esquemas de coordinación entre TSO y DSO. Además, es posible que haya que madurar ciertos aspectos de los esquemas de coordinación, por lo que es conveniente presentar varias alternativas, con una estructura de categorización flexible. Así, se han definido cuatro capas de clasificación principales:

- **Necesidad:** “¿Qué operador del sistema tiene un problema a resolver?”
- **Comprador:** “¿Qué agente(s) adquiere(n) la flexibilidad para resolver a esa determinada necesidad?”
- **Mercados:** “¿Cuántos mercados se consideran?”
- **Recursos:** “¿Tiene acceso el TSO a los DER?”

Analizando estas cuatro capas, se han definido siete esquemas de coordinación posibles, detallados a continuación. Estos esquemas de coordinación se pueden aplicar a diferentes servicios o, incluso, a una combinación de ellos, por lo que no dependen del servicio a considerar. Asimismo, es necesario resaltar, que los esquemas de coordinación se centran en la coordinación para la adquisición de los servicios, pero no detallan el tipo de información que TSO y DSO deben intercambiar, ya que ese detalle se realiza en tareas posteriores del proyecto.

1. **Modelo de Mercado Local:** no se considera ninguna interacción con las necesidades centrales de flexibilidad.
2. **Modelo de Mercado Central:** la flexibilidad se adquiere únicamente para satisfacer una necesidad central.

3. **Modelo de Mercado Común:** se satisfacen necesidades tanto locales como centrales para el DSO y el TSO, en un único mercado y permitiendo al TSO acceder a los DER.
4. **Modelo de Mercado Multi-nivel:** es una variación del Modelo de Mercado Común, en el que cada operador del sistema gestiona su propio mercado, en lugar de mediante un mercado único para ambos.
5. **Modelo de Mercado Fragmentado:** también es una variación del Modelo de Mercado Común, pero, además de dividir el mercado como en el Modelo de Mercado Multi-nivel, se impide el acceso de los DER al mercado gestionado por el TSO, de manera que éste sólo puede acceder a los recursos conectados en transporte y aquéllos sólo pueden ofertar su flexibilidad en el mercado gestionado por el DSO.
6. **Modelo de Mercado Integrado:** este esquema de coordinación también soluciona necesidades locales y centrales, pero, además de al TSO y al DSO, también permite a otros agentes de mercado participar para adquirir flexibilidad, tanto de transporte como de distribución, en un único mercado.
7. **Modelo de Mercado Distribuido(s):** una combinación de mercados locales y centrales satisface necesidades locales y centrales. En este modelo de mercado, los pares son los únicos vendedores y compradores en el mercado, si bien con ellos pueden dar respuesta a una necesidad del TSO o del DSO.

CASOS DE INTERÉS

Partiendo de los servicios, productos y esquemas de coordinación definidos, se han detallado diversos casos de interés (Business Use Cases, BUC) a emplear en los distintos demostradores. Para cada demostrador, se ha definido un BUC para cada servicio y/o esquema de coordinación a ensayar en el proyecto, tal y como se muestra en la Figura 2.



Figura 2: Business Use Cases considerados en CoordiNet (Gürses-Tran et al., 2019)

En el caso concreto del demostrador español, se han definido los BUCs presentados a continuación:

1. **BUC ES-1** (Gestión de congestiones): el objetivo es adquirir coordinadamente flexibilidad de recursos conectados tanto en la red del TSO como del DSO para resolver congestiones temporales que pueden ocurrir en ambas redes.
2. **BUC ES-2** (Servicios de balance para el TSO): se pretende evaluar cómo mejorar la coordinación entre TSO y DSO cuando la aportación de los DER a la energía de balance (tanto mFRR como RR) aumente y pueda ocasionar congestiones en la red de distribución.
3. **BUC ES-3** (Control de tensión): se analizará si el uso de consignas de tensión en los puntos de conexión, junto con las actuales consignas de factor de potencia enviadas a las plantas de generación, puede reducir las variaciones de tensión indeseadas creadas por el aumento de la generación intermitente conectada a la red de distribución.
4. **BUC ES-4** (Islanding controlado): el objetivo es operar parte de la red de distribución en modo aislado ante cortes inesperados del suministro o durante operaciones planeadas de mantenimiento, a fin de mantener el suministro de los consumidores ubicados en dicha parte de la red.

DEMOSTRADOR ESPAÑOL

Los objetivos generales del demostrador son los siguientes:

1. Definir plataformas para que el operador del sistema y a las distribuidoras que participan en el proyecto puedan adquirir flexibilidad de los DER.

2. Desarrollar esquemas para el intercambio de datos y coordinar las acciones de los distintos agentes para así permitir la compra de servicios de flexibilidad entre el operador del sistema y las distribuidoras.
3. Mejorar las herramientas que emplean actualmente el operador del sistema y las empresas distribuidoras, especialmente en aquéllas para la predicción de congestiones en las redes.
4. Incrementar la penetración de renovables y la participación de recursos de demanda en la red.

Los demostradores se desarrollarán en 4 regiones distintas: dos de ellas (Málaga y Cádiz) con equipos conectados a la red gestionada por e-distribución, y otras dos (Albacete y Murcia-Alicante) con recursos conectados en la red de i-DE o en la red gestionada por REE, pero los intercambios de energía de estos últimos tienen influencia en la red de distribución gestionada por i-DE. Hasta septiembre de 2019, se han especificado los recursos considerados y las flexibilidades que poseen, si bien queda pendiente que se hagan las pruebas respectivas para determinar con exactitud la flexibilidad más exacta con la que cuentan dichos recursos. Los recursos contemplados se detallan a continuación:

- **Cádiz.** Se consideran 4 parques eólicos conectados a 66 kV y 20 kV, dos de los cuales cuentan con un generador de inducción y otros dos con generadores de inducción con doble alimentador. La capacidad instalada total de los parques es de 90MW. Además, se considera una planta fotovoltaica de 12 MW.
- **Málaga.** Se consideran 5 emplazamientos:
 - o La Tabacalera: incluye edificios públicos donde los recursos de flexibilidad se componen de cargadores de vehículos eléctricos, paneles fotovoltaicos y gestión de la climatización de edificios.
 - o Palacio de Ferias y Congresos de Málaga: cuenta con una planta fotovoltaica de 10 kW y la flexibilidad de aires acondicionados, que potencialmente pueden ser gestionados por termostatos inteligentes.
 - o El vertedero de la ciudad de Málaga (LIMASA): cuenta con 4 generadores de aproximadamente 1 MW cada uno y que utilizan el biogás que genera el propio vertedero. Además, el vertedero cuenta con plantas de separación de residuos que consumen parte de electricidad autogenerada. Por limitaciones en la red de evacuación, solo se permite exportar a la red 3,1 MW, por lo que, en determinadas ocasiones, hay que quemar el biogás en antorchas debido a la limitación de la red de evacuación.
 - o La planta de tratamiento de aguas residuales de la ciudad (EMASA): cuenta con una planta de cogeneración que utiliza biogás procedente de los residuos que se tratan en la propia planta. La cogeneración tiene flexibilidad para generar más, si es necesario. A pesar de que la depuradora consume electricidad, no se aprovecha la generación que se obtiene in situ, ya que no se cuenta con una red interna, sino que la autogeneración se exporta en su totalidad a la red, en una zona con alta demanda.
 - o Paseo Marítimo: cuenta con las instalaciones de la Smart City de Endesa, entre las que se incluyen paneles solares, varias turbinas mini-eólicas y cargadores de vehículos eléctricos.
- **Albacete.** Se contemplan tres tecnologías principales:
 - o Eólica: Se consideran alrededor de 26 parques eólicos, con una potencia instalada en torno a 830 MW y conectados a distintos niveles de tensión (400-132-66-20 kV). Casi en su totalidad, los parques tienen la capacidad de control de potencia activa y reactiva.
 - o Cogeneración: se cuenta con una planta de cogeneración de 24 MW, conectada a 132 kV. La planta tiene la capacidad de reducir la generación de energía activa y controlar tensiones.
 - o Hidráulica de pequeño tamaño: se consideran 7 pequeñas plantas hidráulicas, con una capacidad de generación total de 54 MW. Todas las plantas tienen capacidad de control de reactiva. Tres de las plantas no disponen de almacenamiento, por lo que no podrían incrementar su generación en determinado momento y solo podrían verter agua para reducir su generación. Una cuarta planta no tiene flexibilidad de regular potencia activa por restricciones de la Cuenca Hidrográfica del Segura. Las tres plantas restantes sí pueden gestionar la potencia activa en ambos sentidos, al disponer de almacenamiento.
- **Murcia y Alicante.** Se consideran tanto recursos de generación como de demanda:
 - o Eólica: participarán 7 parques eólicos ubicados en Murcia, con un total de 161 MW, todos conectados en la red de 132 kV y con flexibilidad tanto de control de activa como de reactiva.
 - o Cogeneración: una planta de 90 MW ubicada en Murcia, conectada a 132 kV y con flexibilidad de control de potencia reactiva, así como con posibilidad de reducción de generación de potencia activa.
 - o Edificios públicos: el ayuntamiento de Murcia participará en el proyecto, aportando flexibilidad a través de cargas de edificios e instalaciones públicas. En total, se contempla una potencia contratada cercana a 5 MW, con instalaciones conectadas en 20 kV y algunas instalaciones conectadas en baja tensión.
 - o Baterías: Una batería de una potencia de 1,25 MW y energía de 2,772 MWh y conectada a 20 kV se utilizará para el demostrador de control en isla en Murcia.

- o Demanda industrial: una planta de cogeneración de 22 MW perteneciente a una cementera de Alicante, conectada en 132 kV, con flexibilidad tanto de control de activa como de reactiva.

Como se ha mencionado anteriormente, se han definido 4 casos de interés para el demostrador español. La Figura 3 muestra los servicios, productos, modelos de mercado y horizontes temporales que se demostrarán en cada BUC y en cada zona del demostrador. Para todas las zonas, se considerará el servicio de balance utilizando la plataforma actualmente en funcionamiento y operada por REE. Para congestiones y control de tensiones en la red de transporte y distribución, se utilizará un modelo de mercado común donde se identifican los recursos que potencialmente pueden contribuir a solucionar las restricciones por potencia activa o reactiva. Ambos servicios se consideran en todas las áreas excepto en Málaga, donde inicialmente no se considera el control de tensiones. Finalmente, el control en isla se considera para una red de media tensión en la zona de Caravaca, Murcia, en caso de fallos en la red o mantenimientos para mantener el suministro. Al ser un producto local, solo recursos en la zona específica participan, siendo así un modelo de mercado local, además es un producto principalmente de capacidad, ya que la energía entregada sería muy ocasional. Para todos los servicios, la necesidad se determina y se compra en el horizonte temporal que comprende desde el día antes hasta el tiempo real, a excepción del control en isla donde es un producto de tiempo real en caso de fallo o se podría comunicar con antelación en caso de mantenimientos programados.

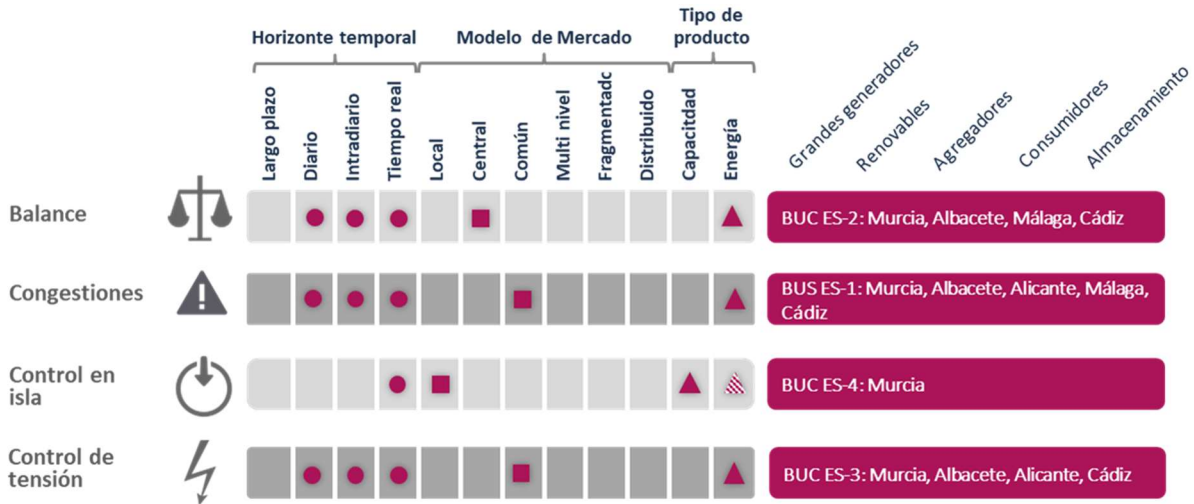


Figura 3: Alcance de la demo española

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizon 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención N° 824414.

REFERENCIAS

- Comisión Europea, 2017. Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico. Diario Oficial de la Unión Europea, L312, pp.6-53, 28.11.2017.
- Kessels, K., Delnooz, V., Vanschoenwinkel, J., Rivero E., Medina, C., 2019. CoordiNet Deliverable 1.3: Definition of scenarios and products for the demonstration campaigns.
- Gerard, H., Rivero Puente, E.I., Six, D., 2018. Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework.
- Gürses-Tran, G., Lipari, G., Trakas, D., Santos, M., Chaves, J. P., Kessels, K., Ruwaida, Y., Uslar, M., 2019. CoordiNet Deliverable 1.5: Business use cases definition.
- Lind, L., Chaves, J.P., 2019. CoordiNet Deliverable 1.1: Market and regulatory analysis: Analysis of current market and regulatory framework in the involved areas.
- <https://coordinet-project.eu/> (30 septiembre 2019).