

<https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-coordinacion-tso-dso-aprovechamiento-flexibilidad-la-red-distribucion-proyecto-smartnet>

COORDINACIÓN TSO-DSO PARA EL APROVECHAMIENTO DE FLEXIBILIDAD EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN: PROYECTO SMARTNET

Carlos Madina, Investigador Senior, Tecnia

Joseba Jimeno, Investigador Senior, Tecnia

Inés Gómez, Investigadora, Tecnia

Miguel Pardo, Project Manager New Technologies & Innovation, Endesa Distribución

Marco Rossi, Project Manager, RSE – Ricerca sul Sistema Energetico

Gianluigi Migliavacca, Project Manager, RSE – Ricerca sul Sistema Energetico

Pirkko Kuusela, Senior Scientist, VTT – Technical Research Centre of Finland

Resumen: La descarbonización de los sistemas eléctricos está dificultando la operación de los mismos, en particular en lo que se refiere a la operación de las redes de transporte y distribución. En este contexto, es fundamental una mayor coordinación y cooperación entre los operadores de ambas redes a fin de garantizar la estabilidad del sistema. El proyecto SmartNet ha definido varias alternativas de coordinación entre el TSO y el DSO para el aprovechamiento de recursos conectados a la red de distribución y con capacidad de aportar flexibilidad. Posteriormente, se ha desarrollado un entorno de simulación para evaluar el impacto de las distintas alternativas en un escenario plausible a 2030 en Italia, Dinamarca y España. Cada una de las opciones de coordinación llevará aparejados una serie de costes (especialmente, ligados a los sistemas TICs), pero también aportará distintos beneficios al sistema, por lo que, mediante un análisis coste-beneficio, se puede comparar la bondad de cada una de ellas e identificar las más prometedoras en cada uno de los países objeto de estudio. Con el fin de demostrar la viabilidad tecnológica de las soluciones propuestas, así como para identificar las barreras operativas de las mismas, se han desplegado tres pilotos de demostración, uno en cada país de los anteriormente indicados. La presente comunicación presenta los principales desarrollos y las conclusiones más importantes de este proyecto.

Palabras clave: Coordinación TSO-DSO, Flexibilidad, Servicios complementarios, Mercados de ajuste, Pilotos.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos están sufriendo grandes cambios a medida que las energías renovables reemplazan a los combustibles fósiles en la generación eléctrica. El carácter intermitente de este tipo de generación requiere de una mayor cantidad de recursos para garantizar la estabilidad de la frecuencia, evitar las congestiones en la red, regular la tensión y asegurar la calidad del suministro. Por otra parte, las unidades de producción que emplean energías renovables suelen ser de menor tamaño, por lo que es más habitual que se conecten a la red de distribución, lo que resulta en una mayor complejidad en la operación, tanto del transportista o TSO, por disponer de menos recursos conectados a su red para equilibrar el sistema, como para el distribuidor o DSO, por tener más unidades conectadas a su red. Al mismo tiempo, el desarrollo tecnológico está permitiendo que, cada vez más, aparezcan unidades de almacenamiento o que sean capaces de flexibilizar su demanda eléctrica. Estas pequeñas unidades pueden aportar servicios de interés para los operadores de las redes de transporte y distribución si se agregan de manera eficiente.

Por este motivo, es interesante analizar hasta qué punto la generación distribuida y el resto de recursos distribuidos (almacenamiento, gestión de la demanda) pueden sustituir a la generación tradicional en la provisión de servicios de interés para los operadores de red. La participación de estos recursos distribuidos en los mercados de servicios auxiliares requerirá un cambio en los roles de las empresas distribuidoras, así como de una mayor cooperación y coordinación entre éstas y el transportista. Así lo reconoció la propia Unión Europea en su Propuesta de Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (Comisión Europea, 2017. Artículo 32). Por lo tanto, la propuesta de directiva atribuye al distribuidor la responsabilidad de gestionar las congestiones que puedan aparecer en su red y le habilita para establecer mecanismos de mercado para adquirir la flexibilidad necesaria para hacerlo, pero no para equilibrar la frecuencia del sistema, cuya gestión se mantiene en manos del transportista.

PROYECTO SMARTNET

Las atribuciones establecidas en la propuesta de directiva tienen un claro carácter continuista con la operación actual de los sistemas eléctricos. No obstante, podría darse el caso de que una separación estricta del equilibrado del sistema y de la gestión de congestiones resulte en una operación del sistema poco eficiente.

Tal y como establece la directiva, es necesaria una coordinación cada vez más estrecha entre los transportistas y los distribuidores, de ahí la importancia que está tomando todo lo relacionado con la interacción entre TSO y DSO para la adquisición de servicios complementarios de recursos flexibles conectados a la red de distribución. Éste es precisamente el foco de atención del proyecto SmartNet (<http://smartnet-project.eu/>), un proyecto europeo de investigación, de tres años de duración (2016-2018), en el que participan 23 socios de 9 países, incluyendo 2 TSOs (Italia y Dinamarca) y 3 DSOs (Italia, Dinamarca y España).

El proyecto busca identificar la interacción entre TSO y DSO más eficiente y la organización óptima de los mercados en tiempo real para permitir que la generación y la demanda flexibles aporten servicios de interés para el sistema. Para ello, se han definido cinco posibles esquemas de coordinación (CS, en terminología inglesa) (Gerard et al., 2016):

1. Modelo de mercado de servicios complementarios centralizado (CS_A): el transportista contrata los servicios necesarios directamente a los recursos distribuidos conectados en la red de distribución. El distribuidor puede contratar servicios para solucionar problemas locales de congestiones, pero, al contrario que en el caso de los servicios contratados por el transportista, el tiempo de adquisición de estos servicios no es en tiempo real. Los recursos conectados en distribución deben superar un proceso de precalificación por parte del distribuidor, antes de poder ofertar su flexibilidad en el mercado centralizado.
2. Modelo de mercado de servicios complementarios local (CS_B): El transportista únicamente puede contratar servicios de los recursos conectados en la red de distribución de manera indirecta (a través del distribuidor). El distribuidor organiza un mercado local para solucionar los problemas de congestiones en su red, donde participan los recursos flexibles conectados a la misma. El excedente de flexibilidad se ofrece de manera agregada al transportista.
3. Modelo de responsabilidad de equilibrado compartida (CS_C): El transportista transfiere parte de la responsabilidad de equilibrado al distribuidor, de manera que éste debe respetar un perfil predeterminado en el punto frontera entre transporte y distribución. Para ello, el distribuidor organiza un mercado local en el que contrata flexibilidad de los recursos conectados a su red para resolver sus problemas locales de congestiones y para mantener el perfil de intercambio acordado con el transportista.
4. Modelo de mercado común TSO-DSO (CS_D): Tanto el transportista como el distribuidor contratan la flexibilidad de los recursos conectados a la red de distribución en un mercado común. El objetivo es minimizar los costes conjuntos de adquisición de la flexibilidad.
5. Modelo de mercado integrado (CS_E): El transportista, el distribuidor y agentes comerciales (comercializadores, agregadores, etc.) contratan la flexibilidad de los recursos distribuidos en un mercado integrado de flexibilidad.

Cada uno de los esquemas de coordinación lleva aparejada una arquitectura de mercado en tiempo real diferente. A fin de comparar cuál de estos esquemas de coordinación aporta un mejor compromiso entre costes y beneficios, se han identificado escenarios plausibles a 2030 para cada uno de los países con participación de TSOs o DSOs en el proyecto (Italia, Dinamarca y España) y se ha desarrollado un escenario de simulación específico. Debido a la complejidad conceptual y práctica del modelo de mercado integrado (CS_E), éste no se ha desarrollado posteriormente en el proyecto; además, el modelo de mercado común (CS_D) se ha dividido en un mercado centralizado, en el que la optimización se realiza en un único paso para las necesidades del transportista y el distribuidor (CS_D1), y en un mercado descentralizado, en el que se obtiene una primera solución viable para el distribuidor y se comunica al transportista para que éste encuentre una solución compatible con la primera y que cumpla con sus propias necesidades (CS_D2).

En paralelo, se han desplegado 3 pilotos de demostración (uno en cada país) para demostrar la viabilidad tecnológica de las soluciones propuestas, estudiar las necesidades que deben cumplir en cada caso los sistemas de comunicaciones para garantizar la observabilidad y controlabilidad de las actuaciones realizadas y para identificar barreras regulatorias, tecnológicas o prácticas a la hora de llevar los conceptos propuestos a una implantación real:

- El piloto italiano se ubica en una zona con gran cantidad de instalaciones hidráulicas de río fluyente y escasa demanda, por lo que, de manera habitual, se exporta energía desde la red de distribución a la de transporte. El objetivo del piloto es demostrar la viabilidad tecnológica del despliegue de sistemas de supervisión y control para mejorar la observabilidad de las unidades conectadas en distribución, mejorar las previsiones de producción de las mismas y permitir actuar sobre ellas para regular la tensión y, cuando la legislación italiana lo permita, la frecuencia. El piloto cuenta con la distribuidora local Edyna y el transportista italiano Terna, además de con los fabricantes de equipos Selta y Siemens y el apoyo tecnológico de RSE.
- El piloto danés se ubica en una zona ventosa y con una red de distribución débil. Su objetivo es demostrar la viabilidad tecnológica del uso de señales de precios (en lugar de órdenes directas de actuación) para aprovechar la flexibilidad existente en las numerosas casas para alquileres vacacionales que cuentan con piscinas interiores. En este caso también, participan la distribuidora local Sydenergi y el transportista danés Energinet, además de un agregador (ONE), el propietario de las casas de alquiler (Novasol) y socios tecnológicos (DTU y Eurisco).
- El piloto español se desarrolla en Barcelona y consiste en el aprovechamiento de la flexibilidad existente en las estaciones base de telefonía de Vodafone, ya que cuentan con baterías de apoyo para garantizar el servicio en caso de que se produzcan incidencias en la red eléctrica. Para el desarrollo del piloto, Endesa ha creado un mercado local virtual, en el que recibe las ofertas de flexibilidad de un agregador (ONE) y las emplea para reducir congestiones en su red de distribución y para mantener un programa de intercambio en la frontera con la red de transporte (CS_C). Además de los socios industriales, TecNALIA aporta el soporte tecnológico al piloto.

EL ENTORNO DE SIMULACIÓN

El entorno de simulación se ha dividido en tres capas principales:

- Capa de mercado (Ashouri et al., 2017): esta capa recibe las ofertas enviadas por los agentes de mercado y obtiene las activaciones de flexibilidad óptimas para restaurar el equilibrio en el sistema, resolver las congestiones existentes en la red y evitar futuras restricciones como resultado de las activaciones propuestas. Dependiendo del esquema de coordinación, esta capa se aplicará a uno o a varios mercados, por ejemplo, en el caso de que coexistan el mercado centralizado de ajuste y el mercado local de resolución de congestiones. En todos ellos, el algoritmo de mercado busca minimizar el coste de activación de los recursos, se realiza una casación de precio marginal en línea con las recomendaciones europeas y permite parametrizar los principales aspectos temporales: horizonte de mercado, granularidad de mercado o tamaño del periodo de programación, frecuencia de casación del mercado, hora de fin de recepción de ofertas (gate closure) y tiempo de activación. Otro aspecto relevante de la capa de mercado es que el precio es nodal, de manera que cada nodo de la red tiene (potencialmente) un precio distinto, como resultado de las restricciones de red y las pérdidas técnicas.
- Capa de oferta y despacho (Dzamarija et al, 2018): en esta capa se crean las ofertas que los distintos agentes (tanto productores y comercializadores tradicionales como agregadores que representan a los numerosos recursos flexibles conectados en distribución) envían a la capa de mercado, y que, partiendo de la flexibilidad disponible en un gran número de recursos, la convierten en unas pocas ofertas a enviar al mercado. Además, tras haber casado el mercado y recibidas las ofertas casadas, esta capa distribuye las activaciones de flexibilidad totales en las consignas a enviar a cada uno de los recursos flexibles a emplear. Las ofertas pueden ser puntuales (una energía y un precio), simples (un precio para un rango de energía) o complejas (varios tramos de energía y precios, considerando también limitaciones temporales).
- Capa física: esta capa simula los procesos físicos de la red eléctrica (transporte y distribución) así como el de los equipos de generación, consumo y almacenamiento conectados a ella. Esto permite emular la diferencia entre el comportamiento estimado de dichos equipos utilizado por los agentes de mercado a la hora de ofertar y la conducta real de dichos equipos. Además, permite emular las actuaciones de operación de la red realizadas por los transportistas y distribuidores para solventar los desequilibrios y posibles congestiones no evitadas por el sistema de mercado. Se ha empleado el mismo entorno de simulación para cada uno de los países considerados y para los cinco esquemas de coordinación propuestos (con el correspondiente algoritmo de mercado en cada uno de ellos). Por el contrario, se han empleado distintos datos de entrada para representar la diferencia en las condiciones en cada uno de los países. Para cada país, se ha identificado un escenario plausible a 2030 a partir de los escenarios definidos por ENTSO-E (ENTSO-E, 2015), en el que se han detallado las distintas unidades de producción, almacenamiento y demanda a considerar, y que se ha completado con el modelado de las redes de transporte y distribución esperadas en cada país en el mismo horizonte temporal. El detalle del modelado de la

capa física ha dependido de la disponibilidad de datos. Así, se han modelado varios miles de nodos de las redes de transporte (alrededor de 3500 en Dinamarca, 4200 en España y 6000 en Italia) y unos pocos millones de unidades (cerca de 2 millones en Italia, 2,25 en España y 3,5 en Dinamarca).

Con los datos correspondientes a cada uno de los escenarios, se han realizado las simulaciones oportunas para los cinco esquemas de coordinación en los tres países. De esta manera, se han podido calcular las producciones previstas por los distintos tipos de tecnología, los consumos y los precios en cada uno de los nodos de la red para cada periodo de programación.

ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO

Para realizar el análisis coste-beneficio, se ha identificado una serie de indicadores clave, a partir de la revisión de la literatura relacionada, una consulta a los agentes relevantes integrados en el grupo asesor del proyecto y numerosas reuniones internas. Estos indicadores clave no tienen solapes entre sí y son monetizables:

- Coste de equilibrado del sistema como resultado del mercado de servicios complementarios. Este mercado es el descrito anteriormente en la capa de mercado y su tiempo de despacho es compatible con mercados manuales de reserva de restauración de frecuencia o de reserva de reemplazo, por lo que también se denomina mercado mFRR.
- Coste de las medidas adicionales que deben tomar los operadores de red después de la casación del mercado mFRR. Estas medidas adicionales pueden deberse a errores en la previsión de generación o consumo con respecto a lo que se puede entregar en el mercado o a que el modelo de red empleado por el mecanismo de casación (como consecuencia de la definición del esquema de coordinación) no se corresponde a la realidad y, por tanto, aparecen congestiones en la red no identificadas durante la casación del mercado.
- Coste de equilibrado del sistema con posterioridad al cierre del mercado mFRR (también llamado mercado aFRR).
- Coste de TICs.

El coste total de cada uno de los esquemas de coordinación en cada país es la suma de estos cuatro indicadores.

Además, se ha analizado como indicador adicional la cantidad de emisiones de CO₂. Sin embargo, al estar el coste de la tonelada de CO₂ incluido en el coste de las ofertas enviadas al mercado mFRR, no se puede sumar a los cuatro indicadores seleccionados. Lo mismo ocurre con las pérdidas, ya que, al considerarse en el cómputo del mercado (dando lugar a precios nodales), tampoco se pueden sumar.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados del análisis coste-beneficio para el caso italiano se presentan a continuación.

La Figura 1 muestra el coste de equilibrado del sistema como resultado del mercado mFRR para el caso italiano en los cinco esquemas de coordinación considerados. El menor coste aparece en el CS_A (~390 k€/día), mientras que el CS_C tiene el coste más elevado (~440 k€/día). Al no considerar las limitaciones de la red de distribución, el CS_A permite disponer de más recursos baratos para equilibrar el sistema, mientras que los esquemas que cuentan con mercados separados (CS_B, CS_C y CS_D2) presentan un coste mayor que el mercado común (CS_D1).

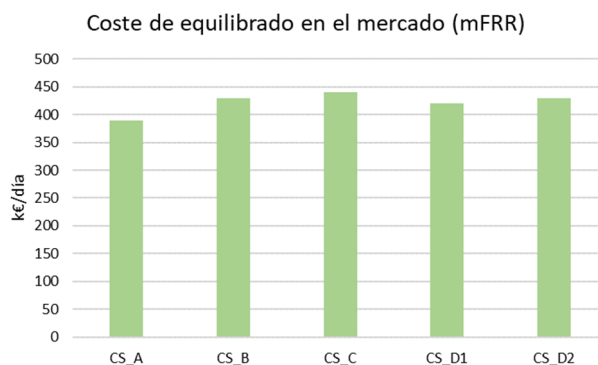


Figura 1. Comparativa de coste de equilibrado del sistema en el mercado mFRR, Italia (k€/día)

Sin embargo, el coste de equilibrar el sistema después del mercado mFRR es mayor en el CS_A (~470 k€/día) que en cualquier otro esquema de coordinación, siendo el del CS_C (~150 k€/día) el menor de todos, como se muestra en la Figura 2. Como se observa en la figura, la necesidad de equilibrado a subir (azul) es mucho mayor que a bajar (naranja), porque las energías renovables aportan una cantidad significativa de la energía casada en mFRR, pero errores de previsión hacen que sea necesario reemplazarlas parcialmente en aFRR. Los esquemas (CS_A y CS_D1) en los que la contribución de las renovables es mayor presentan un coste de aFRR mayor también.

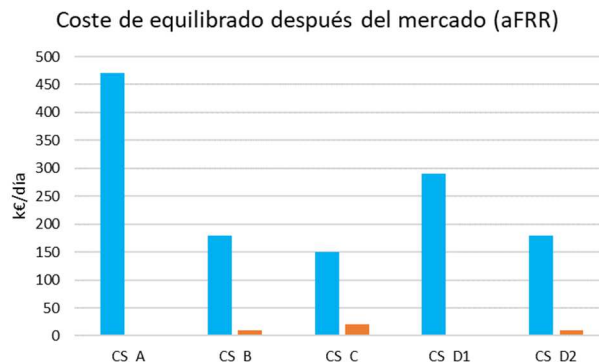


Figura 2. Comparativa de coste de equilibrado del sistema después del mercado aFRR, Italia (k€/día)

La suma de ambos costes (Figura 3) convierte al CS_A en el más costoso (~860 k€/día) y al CS_C (~590 k€/día) en el más barato, quedando el CS_B y el CS_D2 relativamente cerca (~610 k€/día).

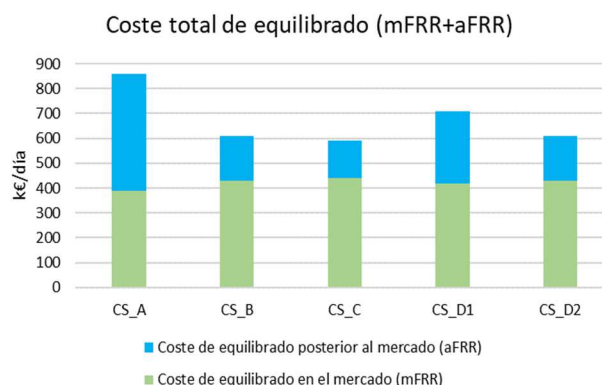


Figura 3. Comparativa de coste de equilibrado mFRR+aFRR, Italia (k€/día)

Por el contrario, el CS_A es el que tiene un menor coste de TICs (~50 M€), siendo alrededor de una tercera parte del coste de TICs para CS_B y CS_D2, tal y como se muestra en la Figura 4. Considerando una vida útil de 20 años para las redes de comunicaciones y de 10 años para el resto de los sistemas de TICs, el coste por día apenas supone un 1-2 % del coste total de equilibrado.

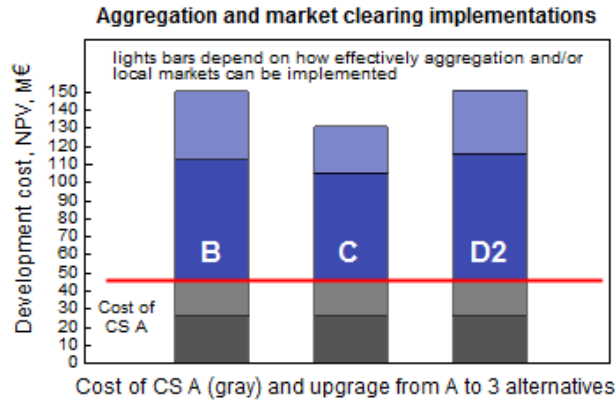


Figura 4. Comparativa de costes de TICs (M€)

En cuanto a las medidas adicionales que deben tomar los operadores de red, se están evaluando distintas alternativas para asignarles un precio. Por el momento, la Figura 5 muestra las energías gestionadas por el TSO (izquierda) y el DSO (derecha) en cada uno de los esquemas de coordinación, donde las áreas semitransparentes representan las medidas adicionales debidas a errores de previsión y las áreas oscuras las correspondientes a discrepancias en el modelo de red empleado en la casación del mercado y la realidad. Como se puede comprobar, el CS_A es donde mayor cantidad de energía se debe gestionar, pero el CS_C presenta la mayor cantidad de energía a gestionar como resultado de las limitaciones de red.

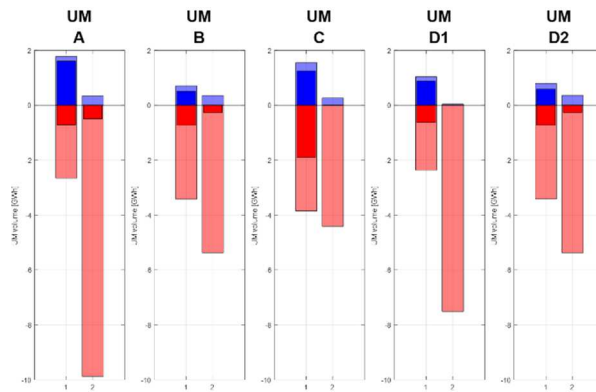


Figura 5. Comparativa de energía gestionada en las medidas adicionales, Italia (GWh/día)

CONCLUSIONES

Los resultados preliminares para Italia parecen indicar un mejor comportamiento de los esquemas CS_B, CS_C y CS_D2 respecto a los otros dos. No obstante, el CS_A es quien menores costes de inversión (TICs) representa y el CS_C implica gestionar gran cantidad de energía por limitaciones en el modelado de la red durante la casación del mercado. La asignación de un precio a las medidas adicionales permitirá una mejor comparación de las distintas alternativas consideradas.

Del mismo modo, es necesario realizar el análisis coste-beneficio en los otros dos países también para identificar el esquema más adecuado en cada caso.

Por otra parte, se deben analizar las barreras de implantación de cada uno de los esquemas de coordinación propuestos. Hasta el momento, los pilotos no han identificado ninguna barrera tecnológica significativa que evite la implantación a mayor escala de las soluciones propuestas en los distintos esquemas de coordinación.

REFERENCIAS

- Ashouri, A., Sels, P., Leclercq, G., Devolver, O., Geth, F. & D'hulst, R., 2017, Network and market models: preliminary report (D2.4), SmartNet project.
- Comisión Europea, 2017, Propuesta de DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, COM(2016) 864 final, Bruselas.
- Dzamarija, M., Plecas, M., Jimeno, J., Marthinsen, H., Camargo, J., Vardanyan, Y., Marroquín, M., Sánchez, D., Spiessens, F., Leclercq, G. & Ruiz, N., 2018, Aggregation models (D2.1), SmartNet project.
- ENTSO-E, 2015, Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015, Bruselas.
- Gerard, H., Rivero, E. & Six, D., 2016, Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services provision (D1.3), SmartNet project.
- <http://smartnet-project.eu/> (3 octubre 2018).