



Sobre el autor



Camila Fernandes, Antonio Malpica, Pablo Frías

Camila Fernandes. Licenciada en Economía por la Universidad Federal de Riode Janeiro-Brasil (2006) y Máster Internacional en Economía y Gestión de Industrias de Red EMIN (2009) en la Universidad Pontificia de Comillas. Actualmente es investigadora en formación en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).

Antonio Malpica. Graduado en Ingeniería Electromecánica, especialidad eléctrica, por la Universidad Pontificia Comillas - ICAI (2014). Actualmente cursa el Máster en Ingeniería Industrial del ICAI y es alumno colaborador en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).

Pablo Frías. Ingeniero Industrial del ICAI (2001) y Doctor en Ingeniería Industrial (2008) por la Universidad Pontificia Comillas. Es responsable del área de Redes Inteligentes Sostenibles en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).

Resumen del artículo

La integración a gran escala de generación renovable supone retos a la operación de los sistemas eléctricos. En este contexto, el proyecto europeo GridTech estudia soluciones innovadoras para la integración de generación renovable en países europeos en el período 2020-2050. Este artículo presenta los análisis realizados para el sistema eléctrico español en el marco del GridTech. En el corto plazo(2020) se estudia la

instalación de un dispositivo tipo FACTS que permita importar futuros excedentes de energía renovable desde el norte de África. En el medio plazo (2030) se evalúa el impacto del uso de almacenamiento tipo CAES y de la gestión activa de la demanda en la operación del sistema. Por último, en el largo plazo (2050) se estudian dos tipos de soluciones: la primera consiste en el desarrollo de una red Europea de transporte en corriente continua y la segunda consiste en una alternativa “local” para la integración de generación renovables, que incluye la gestión de vehículos eléctricos y la gestión activa de la demanda.

Palabras clave: energías renovables, operación del sistema, tecnologías avanzadas de transporte, gestión activa de la demanda, almacenamiento.

The large-scale penetration of renewable generation has been imposing challenges to the operation of power systems. In this context, the European project GridTech assesses innovative technologies to efficiently integrate renewable generation in Europe in the period 2020-2050. This paper presents the analyses performed for the Spanish power system under the framework of GridTech. The short-term study (2020) focuses on the installation of FACTS devices in the Southern Spanish transmission network to facilitate the integration of RES power coming from North Africa. The mid-term analysis (2030) assesses the impact of CAES storage and demand response in the power system operation. Finally, the long-term study (2050) analyzes two types of integration solutions: an EU-wide solution, which is based on the development of an HVDC supergrid, and a local or regional-level solution, based on the implementation of demand response and electric vehicles.

Keywords: renewable energy, system operation, advanced transmission technologies, demand side management, storage.

Análisis del impacto económico de distintas soluciones tecnológicas para la integración masiva de generación renovable en el sistema eléctrico español en el horizonte 2020-2050

22 junio, 2016 7 junio, 2016

I. Introducción

La integración a gran escala de generación renovable como la eólica y la solar, supone un desafío para la operación de los sistemas eléctricos debido a la variabilidad y limitada previsibilidad del recurso renovable. En este contexto, el proyecto europeo GridTech¹ estudia soluciones innovadoras para la integración de generación renovables,

como tecnologías de transporte tipo FACTS (Flexible AC Transmission Systems), gestión activa de la demanda y almacenamiento, en el horizonte 2020-2050. Aunque la integración masiva de generación renovable intermitente depende en gran medida de las características específicas del sistema eléctrico de cada país (flexibilidad del mix de generación, capacidad de interconexión con otros sistemas eléctricos, etc.), los retos fundamentales son los mismos en toda Europa.

[1] Proyecto cofinanciado por el programa *Intelligent Energy Europe* de la Comisión Europea, www.gridtech.eu

Por este motivo, dos tipos de análisis se llevan a cabo en el marco del proyecto: el primero tiene un enfoque *top-down* abarca toda la región de la UE30+; el segundo consiste en estudios regionales, centrados en 7 países específicos: Austria, Bulgaria, Alemania, Irlanda, Italia, Holanda y España. En el corto plazo (2020), los análisis regionales se centran en soluciones que permiten optimizar el uso de la red de transporte existente. En el medio y largo plazo (2030-2050), los análisis se centran en tecnologías que permitan integrar grandes cantidades de generación intermitente en la operación del sistema eléctrico. Este artículo presenta los análisis realizados para el caso español.

El estudio de corto plazo (año 2020) consiste en analizar el uso de un dispositivo tipo FACTS para evitar congestiones en líneas de transporte, y por lo tanto, integrar a una mayor cantidad de generación renovable. En concreto, la instalación del dispositivo tiene como objetivo evitar sobre cargas en líneas de transporte de 220 kV localizadas el Sur de España debido a importación de excedentes de producción renovable en Marruecos. Este escenario se centra en la hipótesis de que en el 2020 hay instalados 6 GW de potencia renovable en Marruecos como resultado tanto de metas nacionales para generación renovable como de iniciativas de la industria, como el [Medgrid](#) y el [DESERTEC](#).

El estudio de medio plazo analiza el impacto de la gestión activa de la demanda (GAD) y de almacenamiento tipo CAES (Compressed Air Energy Storage) en la integración de generación renovable en la operación del sistema español y sus efectos en los intercambios con Francia. En este análisis, el tipo de GAD que se estudia es el desplazamiento de cargas de horas punta (con costes de producción eléctrica elevados) a horas valle (con costes de producción eléctrica más bajos). La gestión activa de la demanda y el almacenamiento se estudian por separado.

Por último, debido a la incertidumbre de la evolución del sistema energético en el año 2050 se llevan a cabo dos tipos de estudios: el primero analiza una solución de integración de energía renovable a nivel Europeo y que consiste en el desarrollo de una red de transporte HVDC desde el norte de África hasta el centro de Europa; el segundo se centra en el uso soluciones a nivel regional, que en este estudio consiste en la integración de vehículos eléctricos con gestión de inteligente de su carga/descarga y la implementación de GAD.

Los beneficios económicos de las tecnologías estudiadas son evaluados comparando los costes de operación del sistema con y sin la tecnología en cuestión. El modelo ROM es la herramienta utilizada para calcular estos costes para los distintos escenarios analizados. Este modelo parte de la potencia instalada en el sistema, de los datos técnicos y costes de operación de las centrales térmicas, de las consignas diarias de producción hidráulica y de la producción horaria de la generación renovable y calcula el despacho de generación óptimo diario que minimizan los costes de operación. Este modelo permite optimizar el desplazamiento de la demanda[1], el uso de almacenamiento[2] y la carga y descarga de coches eléctricos [3] como estrategias para mejorar la operación del sistema. Los resultados del modelo incluyen la generación horaria de electricidad por tecnología, los vertidos eólicos por exceso de generación, energía no suministrada y los costes de operación del sistema.

A continuación, se presentan los estudios realizados para el caso español para cada año representativos (2020, 2030 y 2050) y, por último, las conclusiones de los análisis[4].

II. Estudio 2020: FACTS

Tradicionalmente los flujos en la interconexión entre España y Marruecos son fundamentalmente de exportación de energía eléctrica desde España hasta Marruecos. Esta interconexión en la actualidad tiene una capacidad de 900 MW en el sentido exportador y de 600 MW en el sentido importador. En el año 2020 se considera que España pasará a importar, durante algunas horas, excedentes de producción renovable desde Marruecos debido al gran volumen de generación renovable en el norte de África que se prevé para ese horizonte temporal. Este flujo inverso por la interconexión puede provocar sobrecargas de líneas de 220 kV en la red de transporte del sur de España ante el fallo de elementos de la red de transporte y/o cuando demanda y generación en la zona son notablemente altas. Con el fin de evitar dichas sobrecargas, se analiza la instalación de

un dispositivo tipo FACTS [5] que cambia la impedancia de líneas sobrecargadas para redirigir los flujos a líneas paralelas con menor carga. Este estudio se divide en tres partes:

- I. Identificar sobrecargas en la red de transporte del sur de España en momentos de importación de excedentes de energía desde Marruecos y calcular la energía adicional que se podría importar gracias al dispositivo FACTS. Para este análisis se calculan flujos de cargas para numerosos escenarios de demanda y generación combinados con distintos niveles de importación desde Marruecos, incluyendo las posibles contingencias en la red de transporte de la zona, utilizando la herramienta PSS/E [6].
- II. Cálculo de los flujos de importación desde Marruecos, teniendo en cuenta la evolución de la demanda y de la generación renovable en este país, así como la capacidad máxima de la interconexión en sentido importador (600 MW). Se considera que España importa energía cuando la producción renovable horaria en Marruecos sumada al mínimo de generación térmica necesaria para la operación segura del sistema (en este análisis se considera que este mínimo es igual al 20% de la demanda horaria) es mayor que la demanda horaria marroquí.
- III. Por último, se calcula el impacto de la energía renovable adicional en la operación del sistema español y sus costes. Para realizar este análisis, la energía renovable horaria adicional importada desde Marruecos gracias a la instalación del FACTS es añadida a la curva de producción renovable en España. Se utiliza un modelo que permite calcular el despacho de la generación horaria en el sistema español durante un año y los costes de operación bajo dos escenarios: con y sin FACTS.

Según las hipótesis y los cálculos realizados en el punto I, en el 2020 España podría importar excedentes de energía renovable de Marruecos durante más de 3.000 horas, aunque seguiría siendo exportador neto en lo que se refiere a esta interconexión. En la Tabla 1 se presentan los resultados de los análisis realizados en PSS/E para las horas de importación de energía renovable. Durante un número limitado de horas, el dispositivo FACTS no contribuye a la mayor integración de generación renovable debido a que las líneas de la zona tienen cargas cercanas a su capacidad máxima y, por lo tanto, no se consigue una redirección de flujos sin ocasionar sobrecargas. Por otro lado, durante un gran número de horas el dispositivo no integra más generación importada debido a que no se presentan problemas de sobre cargas en la zona. Los momentos en el que el dispositivo actúa re-direccionando flujos desde líneas más sobrecargadas a otras líneas, contribuyendo para una mayor integración de producción renovable, son los que las líneas de la zona se encuentran parcialmente cargadas.

Tabla 1: Importación adicional de generación renovable debido a la instalación del dispositivo FACTS en 2020

Casos (hora de importación de generación renovable = 3.013)			Importación adicional de generación renovable (MW)
Demanda en la zona estudiada	Generación renovable en la zona estudiada	Número de horas	
Punta (>0,85 p.u.)	Alta (0,4-0,7 p.u.)	10	0
Punta	Media (0,2-0,4 p.u.)	7	0-100
Punta	Baja (0,13-0,2 p.u.)	194	100-200
Llano (0,65-0,85 p.u.)	Alta	47	200-400
Llano	Media	284	400-500
Llano	Baja	589	500-600
Valle (<0,65 p.u.)	Baja/Media	1,882	0

El volumen adicional total de energía renovable importada es de aproximadamente 372 GWh al año, lo que corresponde a, aproximadamente, un 0,15% de la demanda eléctrica estimada para el 2020 en España. Aunque el volumen de energía renovable adicional sea relativamente bajo, se ha observado una reducción en los costes de operación del sistema de aproximadamente 30 millones de euros para ese año frente al escenario sin el dispositivo FACTS. Esta reducción se obtiene gracias a la sustitución de energía térmica por energía renovable, como se puede observar en la Figura 1.

Sobre estos resultados es importante mencionar que, como el coste marginal de las energías renovables es 0 €/MWh, se ha considerado de forma implícita que España importa energía desde Marruecos a 0 €/MWh, por lo que los beneficios del FACTS en este análisis pueden estar sobrevalorados. Sin embargo, el beneficio total obtenido es, aproximadamente, siete veces mayor que el coste de inversión estimado para este tipo de dispositivo [7].

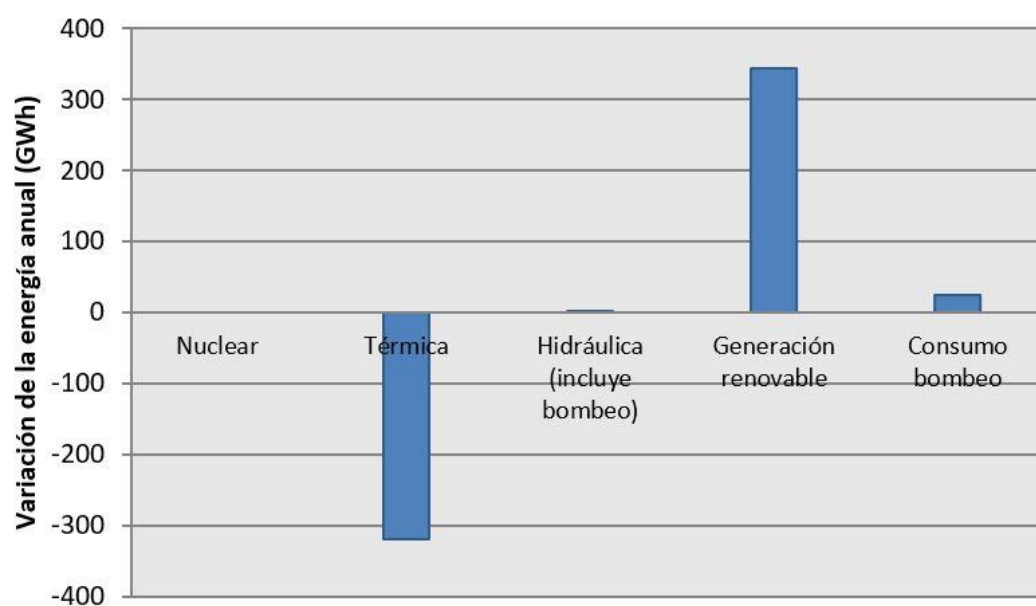


Figura 1: Impacto del dispositivo FACTS en la operación del sistema eléctrico español en 2020

III. Estudio 2030: Gestión activa de la demanda (GAD) y almacenamiento (CAES)

El estudio planteado para el año 2030 parte de una gran potencia instalada de generación renovable intermitente en España (47 GW de eólica y 37 GW de solar) y se centra en el uso de nuevas tecnologías para aumentar la flexibilidad de operación del sistema. Para ello se analiza de forma separada: 1) la implementación de un programa de GAD basado en el desplazamiento de cargas de consumidores domésticos en España de horas punta (con costes de producción eléctrica elevados) a horas valle (con costes de producción eléctrica menores); y 2) la instalación en España de almacenamiento tipo CAES, que funciona de manera similar a una central hidráulica de bombeo pero, en lugar de bombear agua a un embalse superior, comprime aire y lo almacena a alta presión en cavernas subterráneas.

Debido a que estas soluciones son implantadas a nivel nacional y permiten integrar a un mayor volumen de energía renovable, se analiza el impacto de la aplicación de estas tecnologías no sólo en la operación del sistema eléctrico español sino también en los flujos en la interconexión con Francia. Por este motivo, en el estudio del 2030 se modelan los sistemas español y francés y la operación de los dos sistemas es optimizada de forma

conjunta en el modelo ROM, suponiendo una capacidad de interconexión entre ambos sistemas de 6 GW. Las hipótesis principales del estudio se describen a continuación:

- **GAD:**

- I. El desplazamiento de cargas es gestionado por un agente externo que controla cargas gestionables de pequeños consumidores (agregador) y, para ello, se considera la automatización de hogares. El agregador sólo desplaza cargas cuando esto supone un beneficio económico para la operación del sistema (reducción de costes de operación);
- II. El desplazamiento horario de cargas no modifica la demanda diaria total, lo que significa que la suma de las todas reducciones horarias de demanda en un día tiene que ser igual a la suma de todos los incrementos horarios de demanda en el mismo día. Este tipo de aplicación podría compararse a un sistema de almacenamiento con una eficiencia del 100%.
- III. En base a estudios previos, se considera que el potencial máximo para el desplazamiento de cargas es de un 4%, entendiendo este potencial como el máximo porcentaje de la demanda horaria que se puede desplazar dentro de un día en particular. Teniendo en cuenta la punta de la demanda estimada para el sistema español en 2030, el máximo desplazamiento de cargas horario sería de 2.6 GW.

- **CAES:**

- I. El desplazamiento de cargas es gestionado por un agente externo que controla cargas gestionables de pequeños consumidores (agregador) y, para ello, se considera la automatización de hogares. El agregador sólo desplaza cargas cuando esto supone un beneficio económico para la operación del sistema (reducción de costes de operación);
- II. El uso del almacenamiento es gestionado por el operador del sistema cuando este supone un ahorro en los costes de operación. Se considera que la eficiencia del CAES es de un 65%, por lo que el uso del almacenamiento en este análisis está condicionado a que la reducción en los costes de operación compense las pérdidas relacionadas a la eficiencia de esta solución.
- III. Usando el potencial para el año 2030, se asume que la capacidad instalada del almacenamiento es de 5 GW y que la capacidad de máxima de almacenamiento

es de 4 horas a potencia máxima, lo que significa que la cantidad de energía que puede llegar a almacenar es de 20 GWh.

Según los resultados obtenidos, la energía total anual desplazada de horas punta a horas valle es de 6,4 TWh. En la Figura 2 se presentan los cambios totales anuales en el despacho de generación en los sistemas español y francés cuando se implementa GAD (escenario 4%) en comparación con el caso base (sin GAD). Se puede observar en la figura que el desplazamiento de cargas sustituye en parte el uso del bombeo en ambos países. Esta mayor flexibilidad del sistema permite aumentar la producción de centrales nucleares (menos flexibles, pero con costes marginales de producción más bajos) tanto en España como en Francia y sustituir en parte de la producción de centrales térmicas. También se puede observar que las importaciones desde Francia aumento con respecto al caso base. Este aumento se debe a un incremento de la generación nuclear en el sistema francés. Los cambios introducidos por la implementación del programa de desplazamiento de cargas en el sistema español podrían reducir los costes anuales de operación de los sistemas español y francés en, aproximadamente, 182 M€.

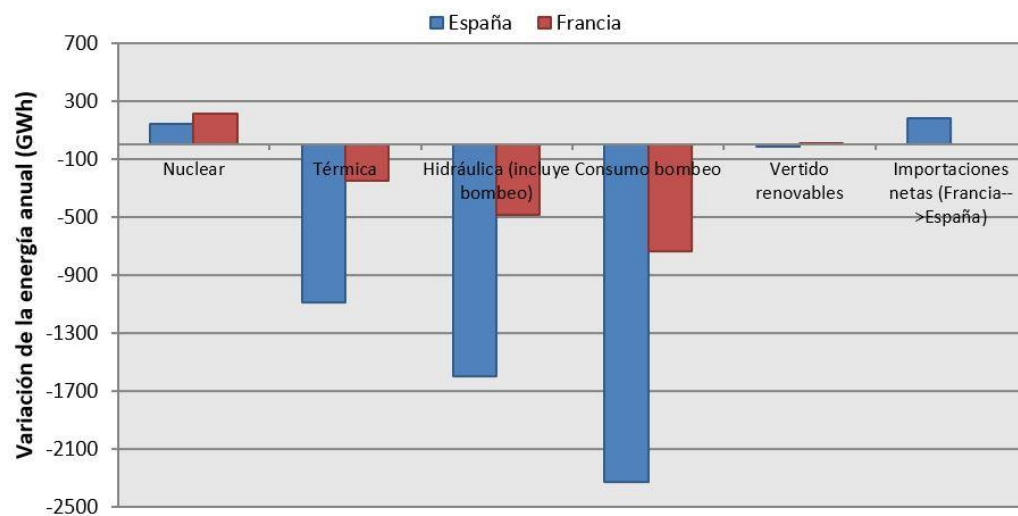


Figura 2: Impacto de la implantación de GAD en la operación de los sistemas español y francés en 2030

En Figura 3 se presentan los cambios totales anuales en el despacho de generación en los sistemas español y francés cuando se instala el almacenamiento tipo CAES (escenario 5 GW) en comparación con el caso base (sin CAES). Las diferencias principales en los resultados obtenidos para la implantación de GAD y para la instalación del CAES se explican por los distintos niveles de eficiencia considerados para cada aplicación (100%

y 65%, respectivamente). La menor eficiencia en el caso del CAES supone un aumento neto de la demanda, que es en parte compensado por una mayor generación térmica. De hecho, según los resultados obtenidos en este estudio, la energía total almacenada y producida por el CAES durante el año es de 2 TWh y 1,3 TWh, respectivamente. El aumento de la demanda, combinado a la mayor flexibilidad del sistema, permite aumentar la producción de centrales nucleares tanto en España como en Francia (por encima de la producción nuclear generada en el escenario de GAD), lo que provoca un aumento del uso de las centrales de bombeo. Por último, debido a la menor eficiencia considerada para el CAES (y al menor uso), la instalación de este tipo de almacenamiento permite unos ahorros de costes de operación bastante más modestos que los obtenidos para el caso de GAD (aproximadamente 9 M€ para el 2030).

En la práctica, ambos tipos de soluciones (GAD y almacenamiento) deberían tener un impacto similar en la operación del sistema eléctrico. Sin embargo, la distribución de los beneficios entre los agentes involucrados no será la misma en los dos casos. En el caso del almacenamiento, el agente que percibe más directamente los beneficios es el propietario de la planta de almacenamiento; dependiendo del impacto del CAES en el mercado eléctrico, los clientes podrían beneficiarse indirectamente de precios menores. En el caso de la gestión activa de la demanda, los clientes son los que se benefician directamente. Sin embargo, en el caso de pequeños consumidores, los beneficios obtenidos de la implementación de GAD podrían no ser suficientes para incentivar al consumidor final a participar en el proceso. En este caso, los clientes participarán en programas de GAD sólo si el beneficio económico compensa el coste de implementación (incluyendo el coste asociado con el bienestar y las comodidades del cliente).

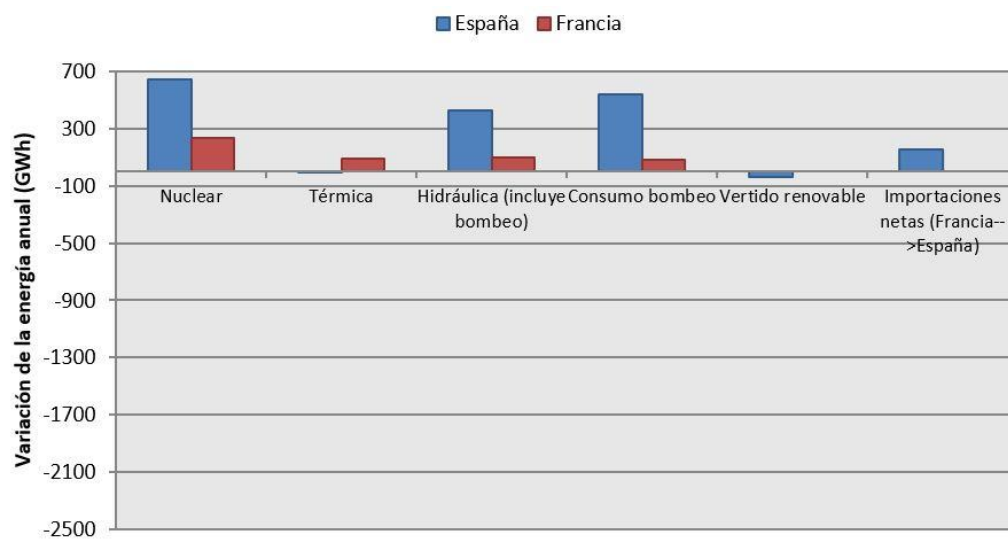


Figura 3: Impacto de la instalación de CAES en la operación de los sistemas español y francés en 2030

IV. Estudio 2050: Superred HVDC, GAD y vehículos eléctricos

Como las incertidumbres relacionadas al horizonte del 2050, tanto a nivel nacional como a nivel europeo, son mucho más significativas que las posibilidades contempladas para el corto y medio plazo, dos tipos de soluciones son analizadas en el estudio del 2050:

- I. El primer análisis considera la instalación masiva de generación renovable en el Norte de África para su exportación a Europa y está basado en los estudios realizados en el marco del DESERTEC [8]. Para transportar esta energía desde el norte de África hasta los grandes centros de consumo de Europa se propone el desarrollo de una superred en corriente continua (HVDC). En este estudio se analizan las interconexiones entre Marruecos y España, entre España y Francia y entre Francia y Alemania y se modelan los sistemas eléctricos de los cuatro países. Las capacidades de interconexión consideradas en el caso base (sin superred) y en el caso red HVDC se presentan en la Tabla 2.

	Capacidad de interconexión (GW)	
	Caso base	Superred HVDC
Marruecos - España	2	20
España – Francia	12	20
Francia - Alemania	8	15

Tabla 2: Capacidades de interconexión en el caso base y en el caso HVDC en 2050

- II. El segundo análisis se centra en soluciones regionales, que en este estudio consiste en la integración de vehículos eléctricos con gestión de carga y descarga inteligente combinada con una mayor penetración de GAD en respecto al escenario analizado para el año 2030 (para el 2050, se considera un 8%). Se supone que la carga (y descarga) de vehículos eléctrico también es gestionada por un agente agregador que busca minimizar los costes de operación del sistema. La penetración de vehículos estimada es de 1 millón coches, con un consumo

específico de 0,20 kWh/km, un uso anual de 18.250 km, y una eficiencia del 86% en los procesos de carga y descarga.

La Figura 4 representa el flujo neto por las interconexiones para el caso base (sin soluciones para la integración de generación renovables), para el caso con GAD y vehículos eléctricos y para el caso superred HVDC. El flujo está representando de tal manera que si es positivo el saldo neto de energía va del primer país al segundo y si es negativo, al contrario. De acuerdo a los resultados obtenidos, el incremento en la flexibilidad del sistema que conlleva la integración del vehículo eléctrico con GAD en el sistema español afecta a los flujos de potencia, especialmente en la interconexión España-Francia. Esta flexibilidad añadida permite una mayor integración de la generación renovable producida en España, además de un uso más eficiente de las plantas nucleares en Francia, contribuyendo así a la integración de generación renovable en este país. Esto explica el incremento en importaciones netas en España desde Francia como se puede ver en la Figura 4.

En cuanto al escenario de la superred de HVDC, se observa en la Figura 4 que una importante proporción de la generación renovable que proviene del norte de África “permanece” en el sistema español: el flujo neto por la interconexión Marruecos-España se incrementa en 70 TWh aproximadamente; el flujo neto en la interconexión España-Francia cambia de dirección, es decir, en el escenario base España importa 20 TWh desde Francia y en el escenario de la superred exporta 20 TWh a Francia. Por lo tanto, España llegaría a transferir alrededor del 56% de la energía adicional importada desde el norte de África. Francia, en cambio, aumentaría las exportaciones netas a Alemania en 11 TWh, lo que representa el 30% de la energía adicional del sistema francés (40 TWh).

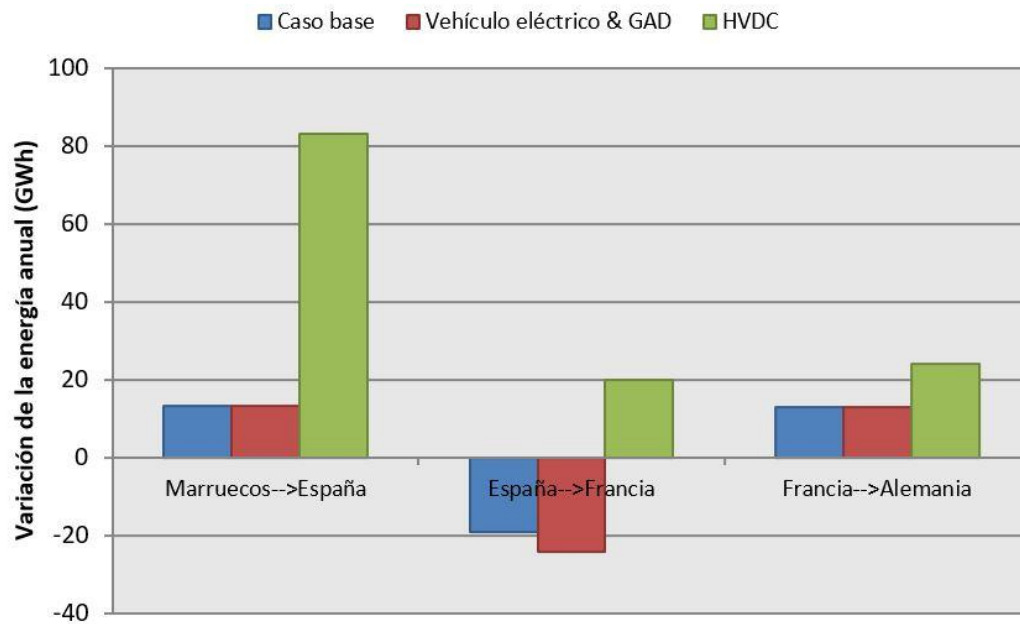


Figura 4: Flujo neto por las interconexiones en 2050

Los resultados obtenidos muestran que la generación adicional que proviene del norte de África reemplaza principalmente la generación térmica y nuclear en los países estudiados: En España, la producción térmica y nuclear se reducen en un 40% y 14% respectivamente, comparado con el caso base; en Francia, las plantas térmicas y nucleares ven reducida su producción en un 29% y 7% respectivamente; finalmente la generación térmica de Alemania se reduce en un 6% respecto al escenario base. La reducción de la generación térmica en estos países permite ahorrar importantes costes térmicos en el escenario HVDC, valorada en 3.137 M€. Por otro lado, el desarrollo de la superred requeriría muy altos costes de inversión que tendrían que ser repartidos entre todos los beneficiados del sistema. Es necesario señalar, que esta reducción en el coste de operación no es solo debido al desarrollo de la superred, sino también a la introducción de grandes cantidades de generación renovable en Marruecos, que tiene también un coste de inversión relevante.

En el escenario donde los vehículos eléctricos y la GAD son considerados, el ahorro en coste corresponde a un 1,3% (con un valor de 515 M€) del coste total de operación en el caso base. Aunque, estos beneficios económicos son mucho más limitados que los que se producen en la superred de continua, la introducción del vehículo eléctrico y la GAD tendrían también costes de implementación mucho menores.

V. Conclusiones

De los resultados obtenidos es evidente el alto potencial técnico y económico de las distintas soluciones tecnológicas evaluadas, que claramente permiten integrar de forma eficiente la generación de origen renovable, desde el corto al largo plazo.

Para garantizar la viabilidad económica de estas soluciones se requiere de una regulación y unos mecanismos adecuados que incentiven a las empresas eléctricas usar estas soluciones en lugar de las inversiones tradicionales.

Además, dado que las futuras inversiones en infraestructuras de transporte eléctrico afectan a varios países, se precisa promover estrategias comunes tanto en materia económica, para la viabilidad de los proyectos, como para la definición de acuerdos en objetivos de producción renovable.

Por último, es también preciso avanzar en el diseño de los mercados eléctricos a nivel europeo que permitan integrar de forma eficiente la generación renovable².

[2]Ejemplo de este esfuerzo es el Proyecto MARKET4RES: <http://market4res.eu/>

V. Bibliografía

- [1] Dietrich K., Latorre J.M., Olmos L., Ramos A. Demand response in an isolated system with high wind integration. IEEE Trans. Power Syst. 27, 20–29, 2012.
- [2] , Dietrich K. Storage Systems for Integrating Wind and Solar Energy in Spain. Presented at the International Conference on Renewable Energy Research and Applications, Madrid, Spain, 2013.
- [3] Fernandes C., Frías P., Latorre J.M. Impact of vehicle-to-grid on power system operation costs: the Spanish case study. App. Energy 96, 194–202, 2012.
- [4] Fernandes C., Malpica A., Olmos L., Frías P. Spanish case study on transmission grid expansion fostering large-scale RES-Electricity and storage integration: D5.4 of the GridTech EU Project, 2015.
- [5] Sánchez J.C. OLC Conceptual Design and Equipment Specification. D8.1 of the TWENTIES EU Project.
- [6] PSSE 32.0 Application Program Interface (API), 2009.
- [7] García-González J. Economic impact analysis of the demonstrations in task forces TF 1 and TF 3. Informe 15.1 del Proyecto Twenties, 2013.
- [8] Zickfeld F., Wieland A., 2012. 2050 Desert Power: Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA.