

OCW Integración de energías renovables en la red eléctrica

Cobertura de la demanda

Pablo Ledesma

Índice

1. Flexibilidad de operación	1
2. Un escenario renovable en España	3
3. Simulación de despacho	4
A. Atribución de imágenes	10

Una de las funciones de los operadores de las redes de transporte es prever la demanda y garantizar su abastecimiento. En el caso del sector eléctrico español esta atribución queda recogida en la Ley del Sector Eléctrico [1], que especifica como primera función del operador del sistema:

Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares.

Las técnicas de predicción de producción renovable permiten prever la generación a corto plazo, especialmente en el período diario que marca el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, pero el carácter discontinuo y no programable de la producción fotovoltaica y eólica requiere el estudio cuidadoso de escenarios futuros de carga y generación para asegurar que existen en todo momento recursos suficientes para garantizar el suministro.

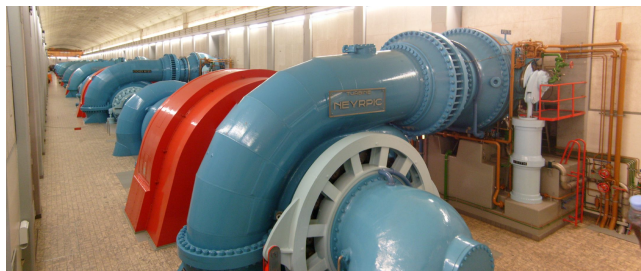
Este capítulo expone los principales aspectos a considerar para asegurar una correcta cobertura de la demanda en presencia de una porcentaje creciente de generación renovable. La última sección argumenta las ideas más importantes sobre un ejemplo adaptado del sistema eléctrico peninsular español.

1. Flexibilidad de operación

El carácter no programable de la energía eólica y fotovoltaica requiere que el sistema eléctrico se adapte a su disponibilidad. Esta es la razón por la que operadores de sistema e instituciones del sector energético insisten en el concepto de *flexibilidad* del sistema para acomodar la producción renovable. Existen varios recursos que pueden aportar flexibilidad, tanto en términos de generación como de consumo de potencia.

Sistemas de almacenamiento. La energía eléctrica como tal no se almacena a nivel industrial, pero existen alternativas para su almacenamiento temporal en otras formas de energía. Algunas de estas alternativas son, y otras pueden ser en el futuro, recursos necesarios para la integración a gran escala de la energía renovable.

- Energía hidráulica. Las instalaciones de bombeo permiten revertir la conversión de energía hidráulica en energía eléctrica, proporcionando un medio eficiente de almacenamiento. La figura 1 (a) muestra la sala de turbinas y bombas de una central eléctrica de



(a) Sala de turbinas y bombas de la central de bombeo de Our (Luxemburgo).



(b) Baterías en Walenstadt (Suiza).

Figura 1: Instalaciones de almacenamiento. Ver atribuciones en A

bombeo. La energía hidráulica no fluyente también puede considerarse almacenamiento porque permite elegir el momento en que se produce la conversión en energía eléctrica, si bien no es reversible como el bombeo. En cambio, las centrales hidráulicas fluyentes o de pasada no proporcionan capacidad de almacenamiento porque no acumulan agua sobre las turbinas.

La potencia instalada hidráulica está muy limitada por la dificultad de encontrar buenos emplazamientos y por el elevado impacto ambiental de los proyectos, pero existe un esfuerzo para aumentar la capacidad de bombeo utilizando las instalaciones hidráulicas ya existentes.

- Baterías conectadas a la red de transporte. La reducción de coste de las baterías debido a la producción a gran escala para vehículos eléctricos hace viable económicamente su conexión a la red de transporte para el almacenamiento de energía. Se espera que las baterías jueguen un papel importante en la gestión de la energía renovable, si bien la propia competencia de los vehículos eléctricos puede elevar el coste debido al suministro limitado de Litio y otros minerales necesarios para la construcción de baterías. La figura 1 (b) muestra un equipo de baterías directamente conectado a la red eléctrica que presta servicio de almacenamiento.
- Hidrógeno. La producción de hidrógeno a través de la electrolisis del agua en periodos de abundancia de energía renovable permite recuperar posteriormente parte de la energía eléctrica en una pila de combustible. El hidrógeno puede almacenarse durante meses para gestionar desequilibrios estacionales entre demanda y producción, y en el futuro podrá contribuir a la electrificación del transporte sirviendo como combustible para barcos y vehículos pesados. No obstante, la producción a escala industrial de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable, o *hidrógeno verde*, aún no es relevante a fecha de la escritura de este texto.
- Almacenamiento térmico. Existen proyectos comerciales de almacenamiento térmico de energía, fundamentalmente en depósitos de sales fundidas. En la actualidad la mayoría de estos proyectos están ligados a instalaciones termosolares para almacenar la energía durante algunas horas y gestionar el ciclo diario de producción de energía solar.
- Vehículos eléctricos. La previsible expansión de los vehículos eléctricos proporcionará un medio de almacenamiento de la energía eléctrica distribuido en hogares y aparcamientos. El uso de este medio para la gestión de la energía eléctrica en la red dependerá en gran medida de la articulación concreta de los procesos de carga y recarga en el mercado minorista.

Intercambios internacionales. En sistemas grandes los momentos de abundancia y escasez de generación renovable en una parte del mismo pueden ser compensados mediante el intercambio de energía con otras áreas. La integración del mercado eléctrico en un área extensa reduce el efecto de la variación estadística de la generación eólica.

	Año	2020	2025	2030
	Eólica	26.754	36.149	62.054
	Solar fotovoltaica	11.004	46.501	76.277
	Solar termoeléctrica	2.300	2.304	4.804
	Hidráulica	14.011	14.261	14.511
	Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612
	Nuclear	7.399	7.399	3.181
	Almacenamiento	6.413	9.289	18.913

Tabla 1: Evolución de potencia instalada prevista en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [3].

Demanda. Las redes eléctricas se han construido considerando la demanda como un variable de entrada a la que debe acomodarse la producción, pero el establecimiento de mecanismos de mercado que permiten a consumidores modular su consumo en función del precio de la energía ayuda a equilibrar la generación y la carga. Además, y especialmente en el caso de los grandes consumidores, la prestación voluntaria de servicios de interrumpibilidad ofrece al operador del sistema una herramienta para reducir la carga en caso necesario.

2. Un escenario renovable en España

Varios factores se combinan para favorecer un crecimiento sin precedentes de la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, entre ellos la urgencia provocada por la amenaza global del cambio climático, los acuerdos internacionales para frenar el calentamiento de la atmósfera, el interés por reducir la dependencia estratégica y la propia ventaja competitiva de la generación renovable.

La Comisión Europea ha adoptado como objetivo conseguir que la Unión Europea sea climáticamente neutra en 2050, y para ello ha promovido un conjunto de iniciativas conocidas como el Pacto Verde Europeo [2]. En materia de energía, cada estado miembro de la UE debe establecer un plan nacional integrado de energía y clima con el año 2030 como horizonte.

En el caso de España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [3], actualizado en 2024, establece estos objetivos para 2030:

- 32 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990
- 48 % de renovables sobre el uso final de la energía
- 43 % de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final
- 81 % de energía renovable en la generación eléctrica
- Reducción de la dependencia energética hasta un 50 %

El objetivo de un 81 % de generación eléctrica renovable en 2030, en la senda hacia una red sin emisiones en 2050, es más ambicioso aún si consideramos que para reducir las emisiones en el uso final de la energía es necesario electrificar usos como la climatización y el transporte. El propio plan prevé un crecimiento muy significativo de la producción eólica y solar, como muestra la tabla 1. Los datos actualizados del sistema español pueden consultarse en el informe del sistema eléctrico del operador del sistema [4].

Los operadores utilizan herramientas de optimización matemática para prever el comportamiento del mercado eléctrico y ayudar en la planificación de la red. Estas herramientas minimizan una función objetivo que típicamente es el coste total de operación del sistema, aunque puede incluir otros componentes como, por ejemplo, la emisión de gases de efecto invernadero. Un conjunto de restricciones de igualdad y desigualdad representan las ecuaciones eléctricas y los límites de

operación de los componentes del sistema, por ejemplo límites de tensión en los nudos o capacidad de transporte en las líneas.

Existen varios problemas de optimización relacionados entre sí y que varían en dificultad en función del grado de detalle del modelo de red, de los costes considerados y del horizonte temporal: flujo de carga óptimo con y sin restricciones de seguridad, despacho económico, *unit commitment*, etc. En general, la simulación de despacho es compleja por varias razones:

- Las redes de transporte son grandes, y es necesario considerar los nudos y ramas para representar congestiones en la red.
- A menudo es necesario analizar periodos de tiempo relativamente largos. Si una central hidroeléctrica, por ejemplo, genera potencia a una hora determinada, la energía producida deja de estar disponible en otro momento. De manera similar, los sistemas de almacenamiento trabajan en ciclos que pueden durar desde unas horas, en el caso de baterías, hasta meses en el caso del hidrógeno. Algunos recursos como el solar o el hidráulico tienen un fuerte componente estacional. Finalmente, si un mercado eléctrico se resuelve en períodos horarios es conveniente representar cada una de las 8760 horas del año.
- En su formulación completa, el modelo es no lineal y algunas variables son enteras. Por ejemplo, mantener una central térmica sin producir es costoso y puede ser preferible apagarla, pero en tal caso deja de estar disponible para producir a la hora siguiente.

Los métodos de optimización de sistemas eléctricos quedan fuera del alcance de este texto, pero su aplicación a un caso concreto de la península ibérica en la siguiente sección nos proporciona una referencia para evaluar el efecto de la generación renovable sobre la cobertura de la demanda.

3. Simulación de despacho

En esta sección analizamos los resultados de aplicar el escenario previsto para 2030, representado en la tabla 1, al sistema eléctrico español. El caso ha sido planteado usando la herramienta PyPSA-Eur [5] y resuelto con PyPSA [6]. Es un modelo forzosamente inexacto porque es preciso estimar parámetros técnicos y económicos del modelo y además es difícil prever las estrategias que seguirán en el mercado algunos participantes, por ejemplo plantas hidráulicas o sistemas de almacenamiento, pero los resultados son válidos cualitativamente y nos permiten obtener conclusiones sobre la integración a gran escala de las energías renovables.

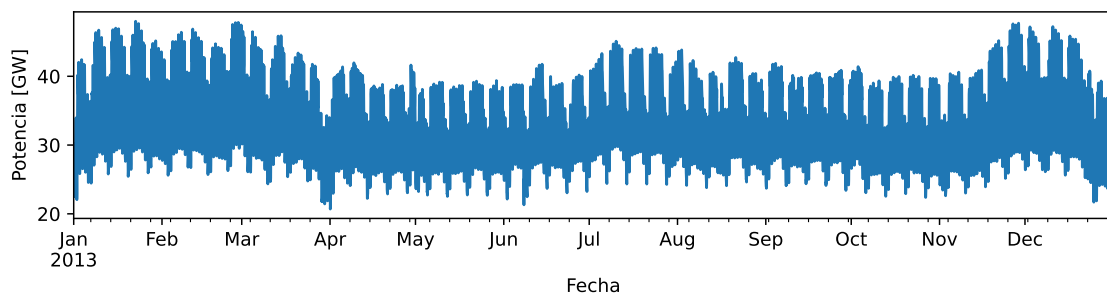


Figura 2: Carga en España.

La figura 2 muestra la evolución de la demanda a lo largo del año. Puede apreciarse la componente de laboralidad en el descenso de la carga cada fin de semana y en las vacaciones de Semana Santa, a finales de marzo, y Navidad, a finales de diciembre. También se aprecia una componente estacional por la temperatura, con la carga aumentando en los meses fríos del año por los equipos

de calefacción y en los meses calurosos por los de refrigeración ¹. En otras latitudes este patrón puede ser distinto, en sistemas más septentrionales la componente de calefacción es más acusada y en lugares más calurosos lo es la de refrigeración. Es posible que en el futuro la carga por calefacción sea mayor conforme los equipos de climatización se electrifiquen en el marco de la transición energética y el consumo eléctrico desplace al consumo de gas en los hogares, si bien este efecto puede verse compensado por una mejora en la eficiencia energética.

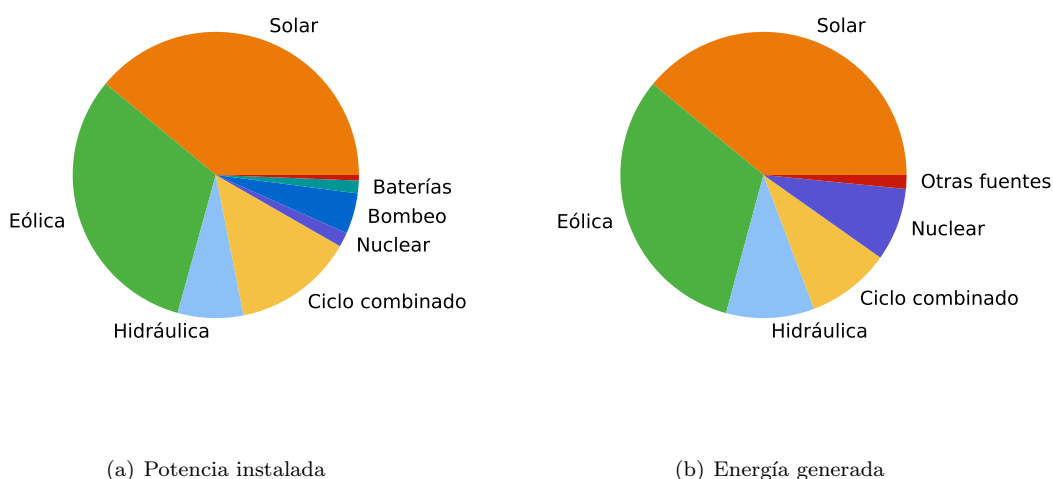


Figura 3: Estructura de la generación.

La figura 3 (a) muestra la proporción de potencia instalada en el sistema para cada tecnología y es un reflejo de la tabla 1. La figura 3 (b) muestra la energía total producida a lo largo del año. Comparando ambas figuras puede observarse que el peso de la energía nuclear es mayor en términos de producción que de potencia instalada, lo cual se debe a que las centrales nucleares tienden a operar cerca de su plena carga². Otras tecnologías, por el contrario, muestran grandes variaciones en su producción a lo largo del tiempo. Los parques fotovoltaicos y eólicos producen la máxima energía disponible siempre que el sistema pueda asumir su generación, pero el recurso solar o eólico no siempre está disponible. Las centrales de ciclo combinado y las hidráulicas no fluyentes producen a determinadas horas en las que el precio de la energía es elevado, en el caso del ciclo combinado debido al coste del combustible, y en el caso de las centrales hidráulicas debido al coste de oportunidad que supone emplear la energía de su recurso hidráulico.

La producción eólica, si bien presenta una cierta componente estacional, sólo puede preverse con algunas decenas de horas de antelación. Los parques eólicos marinos proporcionan una producción más regular que los terrestres y se espera que cumplan un papel importante a largo plazo, pero aún no están considerados en el escenario de 2030. En cambio, el patrón de generación solar fotovoltaica es previsible y se acumula en las horas centrales del día como muestra la figura 4.

El patrón de generación fotovoltaica repercute significativamente en el despacho de las plantas convencionales. En la península ibérica la demanda total desciende durante la noche y suele alcanzar dos máximos, uno a media mañana y otro a la caída de la tarde. La generación solar fotovoltaica cubre una parte importante de la demanda en las horas centrales del día, pero desaparece por la noche y, muy especialmente, durante la punta de consumo al atardecer. Esta circunstancia se refleja en las curvas de demanda residual, que se calculan descontando de la demanda la producción

¹Esta es la razón por la que muchas paradas por revisión y mantenimiento de equipos de generación y transporte se programan en los meses de primavera y otoño, cuando la carga es menor.

²Las plantas nucleares se aseguran de que su energía será comprada en el mercado eléctrico haciendo sus ofertas a precio cero o incluso negativo.

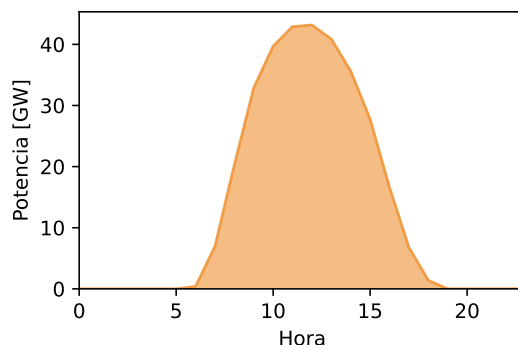


Figura 4: Promedio horario de generación solar.

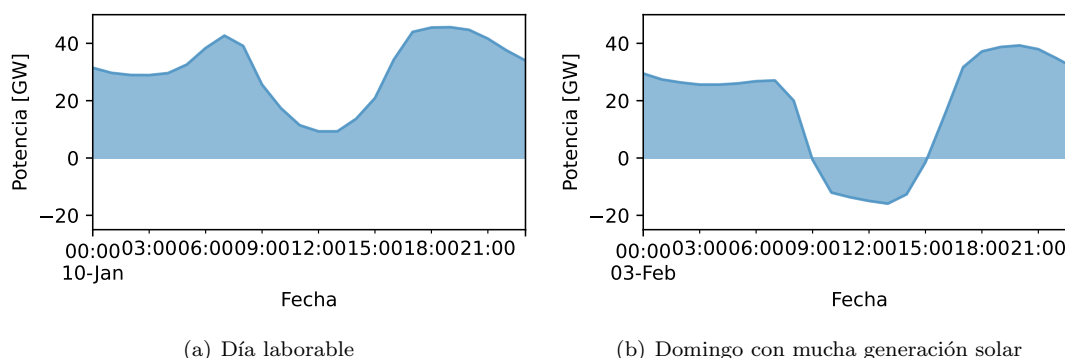


Figura 5: Demanda residual descontando la generación solar disponible, o curva del pato.

solar y de las cuales la figura 5 muestra dos ejemplos. La figura 5 a) representa un día laborable en el que el consumo es relativamente alto. Por su forma, esta figura se conoce coloquialmente como *curva del pato* o *duck curve*. El pato tiene su cola al amanecer, la espalda al mediodía y la cabeza al atardecer. En días de poca carga y mucha generación solar la producción fotovoltaica al mediodía puede ser incluso superior a la demanda, como muestra la figura 5 b).

Antes del crecimiento de la generación renovable las centrales hidráulicas y las de ciclo combinado, que pueden variar su producción con relativa facilidad, debían adaptar su producción a la evolución horaria de la demanda. Con el desarrollo de la energía fotovoltaica deben adaptarse a la demanda residual, con su descenso y su subida aún más rápidos al comienzo y al final del día. El operador del sistema se asegura de que el sistema dispone de plantas capaces de variar su producción siguiendo una rampa suficientemente rápida para compensar la variación de la demanda residual.

El escenario considerado incluye un porcentaje significativo de almacenamiento hidráulico de bombeo y en baterías reflejado en la figura 3 (a). Las figuras 6 (a) y (b) representan el promedio horario de inyección y consumo de potencia por parte de ambas tecnologías a lo largo del año. Puede observarse cómo el patrón de producción compensa la producción fotovoltaica, acumulando energía en las horas de máxima producción de la figura 4 y devolviéndola a la red en los periodos punta de demanda residual de la figura 5. El modelo no incluye almacenamiento térmico ni en hidrógeno por no cumplir aún un papel relevante en el horizonte considerado. El hidrógeno puede almacenarse de forma prácticamente indefinida, al contrario que el almacenamiento térmico o en baterías que puede extenderse sólo durante algunas horas, por lo que en el futuro puede ser adecuado para compensar variaciones estacionales con varios meses de separación.

Las figuras 7 (a) y (b) ilustran la diferencia entre la distribución estadística de la generación solar fotovoltaica y la eólica. La producción fotovoltaica se acumula a determinadas horas, que

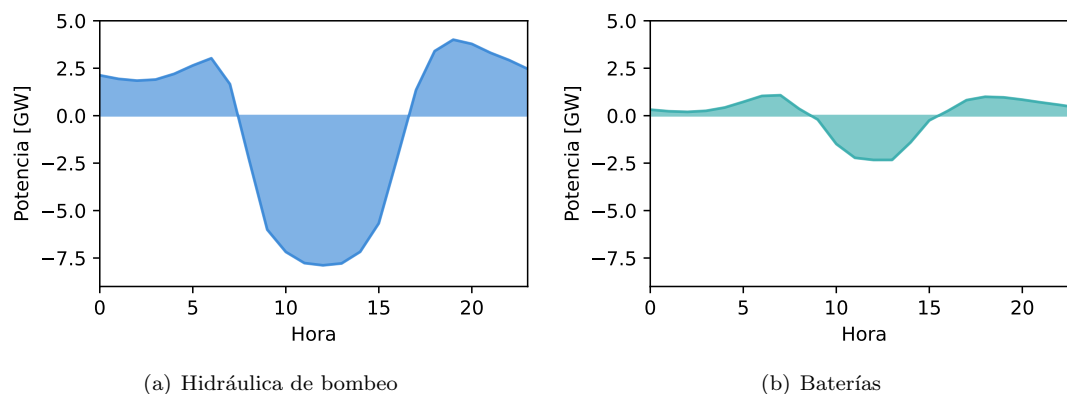


Figura 6: Promedio horario de inyección desde instalaciones de almacenamiento.

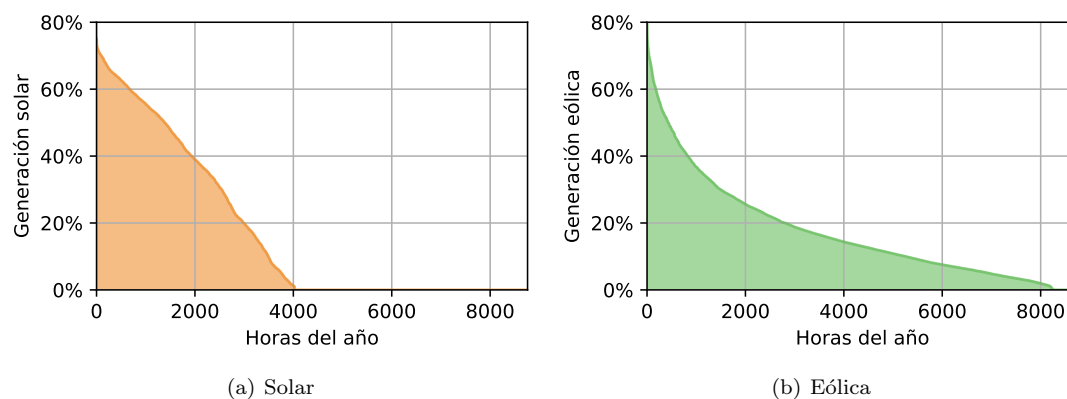


Figura 7: Curvas monótonas de porcentaje de producción renovable sobre potencia instalada.

corresponden precisamente a las horas centrales del día en la figura 4, de manera que el 20 % de las horas de mayor generación fotovoltaica acumulan el 57 % de la producción. En el caso de la producción eólica, y a pesar de que el territorio de España peninsular es un territorio relativamente extenso, la correlación entre la generación de los distintos parques hace que la producción tienda a acumularse a determinadas horas. Es decir, un viento elevado en una parte de la península hace más probable que el viento sea también elevado en otra, y por eso globalmente hay momentos de mucha producción eólica y momentos de producción escasa. En el caso considerado el 20 % de las horas de mayor generación eólica acumulan el 34 % de la producción. La producción eólica no es predecible a largo plazo y se acumula en algunos períodos, lo que refuerza la necesidad de recursos flexibles que permitan aprovechar su potencial.

La capacidad de exportación e importación es también un recurso importante en la gestión de la producción renovable. En el escenario considerado, la capacidad comercial de la conexión entre España y Francia es 5000 MW en ambos sentidos. La figura 8 muestra que la capacidad máxima se alcanza durante un porcentaje elevado de las horas del año, lo cual indica que es muy conveniente aumentar esta capacidad para dar cabida a las variaciones de carga y de generación renovable no programable.

En términos de mercado, mientras el intercambio de potencia entre España y Francia no alcanza su valor máximo el precio de la energía en el mercado mayorista en ambos lados de la conexión es el mismo. Cuando la capacidad de conexión alcanza el valor máximo aparecen dos zonas de precios distintas, una en España y otra en Francia. Puede ocurrir, por ejemplo, que el precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista sea reducido en la península ibérica debido a una abundancia de

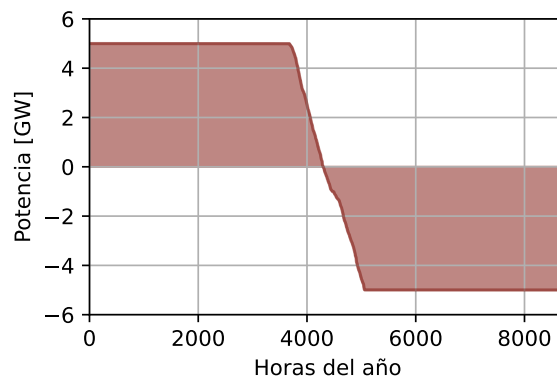


Figura 8: Exportación a Francia.

generación renovable, pero la exportación a Francia alcance el máximo de 5000 MW. En tal caso, los consumidores en Francia no pueden beneficiarse de este precio reducido. Lo mismo ocurre, en sentido inverso, si el precio en la península ibérica es mayor que en Francia debido a una producción renovable escasa. Globalmente, una capacidad de intercambio insuficiente significa que el mercado es menos eficiente y los participantes en el mercado resultan perjudicados. El refuerzo de la conexión entre España y Francia es un objetivo estratégico en la Unión Europea por su efecto beneficioso sobre la integración de la generación renovable y sobre el mercado eléctrico. Los recientes proyectos de ampliación de la conexión, Baixas-Santa Llogaia (1400 MW, terminado en 2015) y Gatika-Cubnezais (2000 MW, previsto para 2028), reflejan esta importancia. El primero de estos proyectos se ha construido con conductores aislados en corriente continua, a pesar del consiguiente incremento de coste, para evitar el alto impacto ambiental en que incurren las líneas aéreas. El segundo proyecto es submarino, a través del Golfo de Vizcaya.

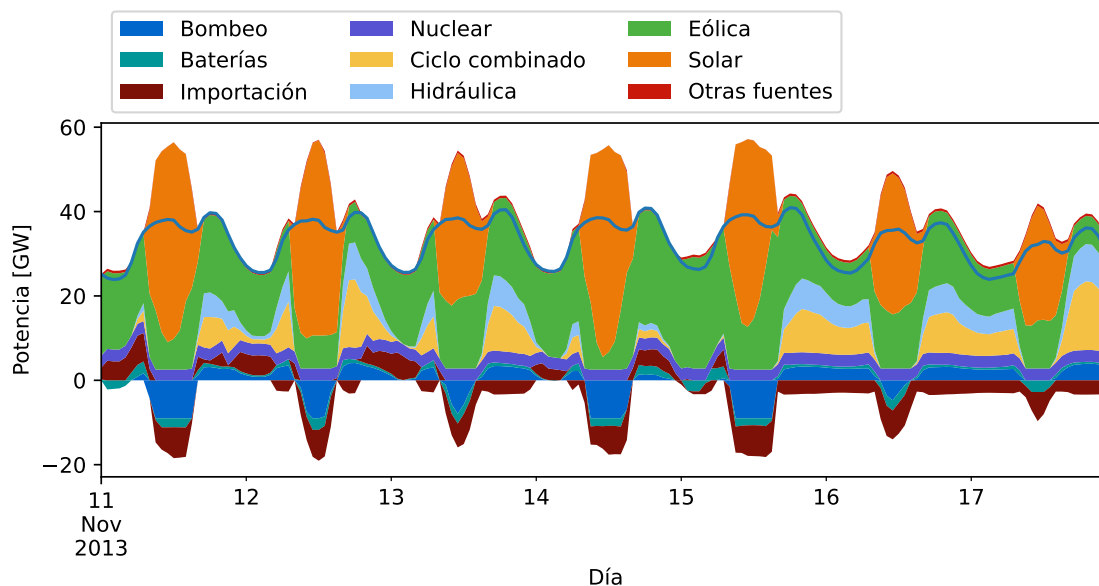


Figura 9: Producción durante una semana.

La figura 9 representa la estructura de producción durante una semana. Puede apreciarse la forma de la curva de demanda con sus puntas de la mañana y la tarde y con su valle nocturno.

La curva diaria de demanda se mantiene aproximadamente constante durante los cinco primeros días, que son los laborables, y desciende durante el fin de semana.

La producción eólica y fotovoltaica varían significativamente en función de las condiciones atmosféricas, con la fotovoltaica concentrada siempre en las horas centrales del día. La generación nuclear permanece como una generación de base aproximadamente constante. Los ciclos combinados, la energía hidráulica, los intercambios internacionales y el almacenamiento de bombeo y en baterías ajustan su producción o consumo para compensar el resto de la demanda.

La generación hidráulica y los ciclos combinados juegan un papel importante en la cobertura de la demanda por la tarde, cuando el descenso de la producción fotovoltaica coincide con la llegada de la hora punta de carga. Por razones técnicas, la rampa de subida de la producción puede ser especialmente exigente para las unidades de ciclo combinado. Las centrales de bombeo y baterías, al absorber energía en los períodos de generación fotovoltaica e inyectarla a la red tras la puesta sol, participan activamente en la cobertura de la punta diaria de demanda y alivian la rampa de subida de las centrales de ciclo combinado. Este efecto beneficioso puede conseguirse con baterías que almacenen energía durante tan solo unas cuatro horas, las que transcurren desde el descenso de la producción solar hasta la punta de consumo.

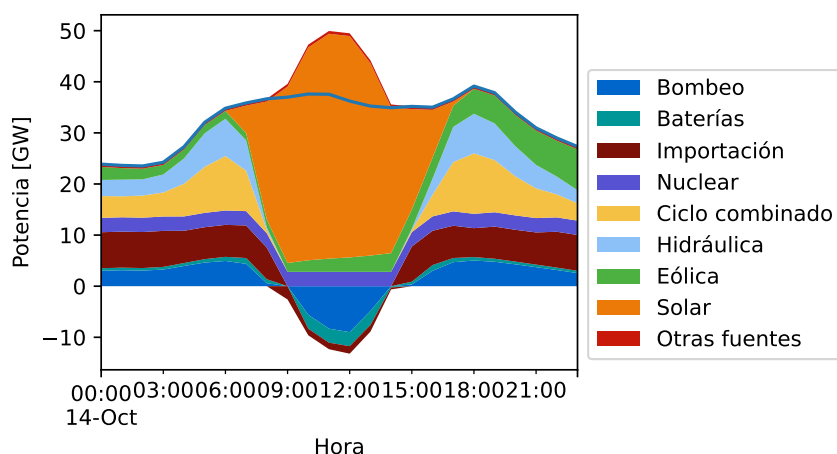


Figura 10: Día con poca producción renovable.

La figura 10 muestra en detalle un día de poca producción renovable. La exportación a Francia y Portugal es reducida y se produce únicamente en el momento de máxima producción solar. El resto del tiempo, la importación de energía se suma a la producción de las centrales de ciclo combinado e hidráulicas para cubrir la demanda.

La figura 11 muestra el caso contrario, un día de mucha producción renovable, con abundante recurso solar y eólico. La demanda se cubre casi íntegramente con energía eólica y fotovoltaica, y además el sistema exporta energía. No es necesaria aportación de potencia por parte de las centrales de ciclo combinado o hidráulicas. Es importante señalar que en el escenario resuelto no se ha considerado la necesidad de mantener una generación síncrona mínima, o *must run*, para garantizar una inercia mínima en el sistema. En caso de considerarse, se incluiría la correspondiente restricción en la simulación de despacho y el incremento de generación síncrona se produciría a costa de aumentar el vertido de energía renovable no programable. El problema de la inercia se trata en un tema posterior.

Conforme crece la potencia instalada eólica y fotovoltaica, aumenta el número de horas durante las cuales la generación renovable disponible supera la cantidad máxima que el sistema puede absorber. En las horas centrales de la figura 11, la generación renovable cubre la demanda, suministra energía para almacenamiento y contribuye a la exportación, y aún así parte de ella debe ser no generada, o *vertida*, a pesar de que su coste marginal es prácticamente nulo. La figura 12 muestra la energía renovable vertida el mismo día de la figura 11. El vertido de energía renovable

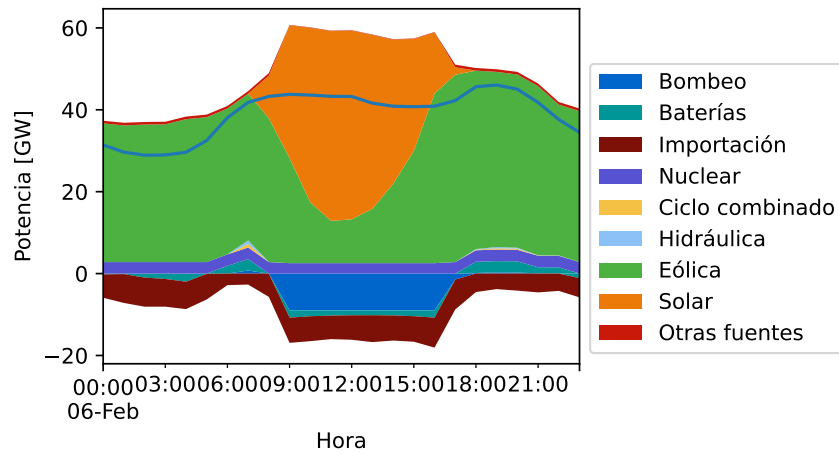


Figura 11: Día con mucha producción renovable.

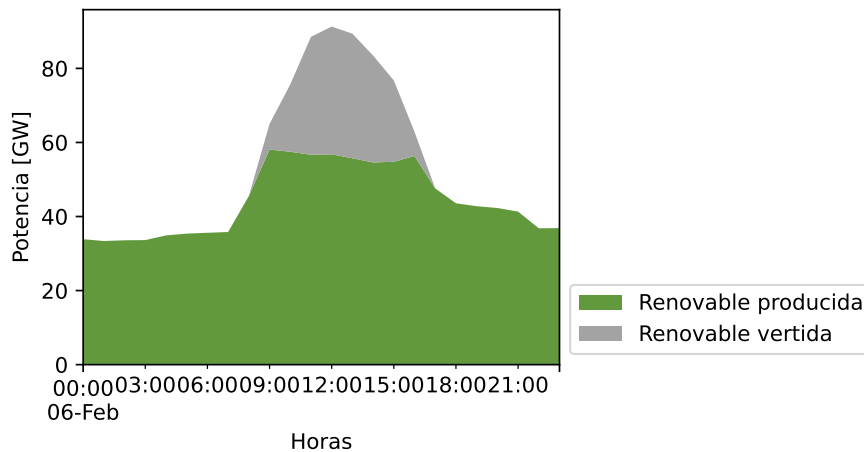


Figura 12: Vertido de producción renovable el mismo día de la figura 11.

es algo relativamente frecuente conforme se avanza en la transición energética. Los medios para reducir los vertidos son el aumento de la capacidad de almacenamiento, el refuerzo de las conexiones internacionales y la reducción de la producción síncrona must-run en caso de existir.

A. Atribución de imágenes

1. Figure 1 (a): Por PlayMistyForMe, CC Por 3.0, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:SEO_main_cavern_Stolzembourg.jpg.
2. Figure 1 (b): Por Kecko, CC Por 2.0, <https://www.flickr.com/photos/kecko/53323216805>.

El resto de figuras son de elaboración propia.

Referencias

- [1] Jefatura del Estado, “Ley del sector eléctrico,” 2013.

- [2] Comisión Europea, “Pacto Verde Europeo.”
- [3] Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,” 2024.
- [4] Red Eléctrica de España, “Informe del sistema eléctrico.”
- [5] J. Hörsch, F. Hofmann, D. Schlachtberger, and T. Brown, “PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, pp. 207–215, nov 2018.
- [6] T. Brown, J. Hörsch, and D. Schlachtberger, “PyPSA: Python for power system analysis,” *Journal of Open Research Software*, vol. 6, no. 1, 2018.