

FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

PARTE 1:

PANORAMA GENERAL PARA LOS ENCARGADOS DE FORMULAR POLÍTICAS



A menos que se especifique lo contrario, el material de esta publicación puede usarse, compartirse, copiarse, reproducirse, imprimirse o almacenarse libremente, siempre que se reconozca adecuadamente a IRENA como fuente y titular de los derechos de autor. El material contenido en esta publicación que se atribuye a terceros puede estar sujeto a condiciones de uso y restricciones independientes, y deberán obtenerse los permisos adecuados de dichos terceros antes de hacer cualquier uso de ese material.

ISBN 978-92-9260-089-1

Cita de referencia: IRENA (2018), *Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers* (Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética, parte 1: panorama general para los encargados de formular políticas), Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

Acerca de IRENA

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) es una organización intergubernamental que apoya a los países en su transición hacia un futuro energético sostenible y actúa como la principal plataforma de cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de conocimiento sobre políticas, tecnologías, recursos y conocimientos financieros de las energías renovables. IRENA promueve la adopción generalizada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable, entre ellas la bioenergía y las energías geotérmica, hidráulica, oceánica, solar y eólica para lograr el desarrollo sostenible, el acceso a la energía, la seguridad energética y la prosperidad y el crecimiento económicos bajos en carbono.

Agradecimientos

Este informe se benefició de los aportes de varios expertos, en particular Debabrata Chattopadhyay (Banco Mundial), Todd Levin (Laboratorio Nacional de Argonne), Debra Lew (General Electric), Michael Milligan (consultor, ex-NREL), Simon Müller (AIE), Sakari Oksanen (consultor, ex-IRENA), Aidan Tuohy (EPRI) y Manuel Welsch (OIEA). Dolf Gielen y Asami Miketa (IRENA) también proporcionaron información valiosa.

Autores contribuyentes: Emanuele Taibi, Thomas Nikolakakis, Laura Gutiérrez y Carlos Fernández (IRENA) con Juha Kiviluoma, Tomi J. Lindroos y Simo Rissanen (VTT).

El informe está disponible para su descarga: www.irena.org/publications.

Para obtener más información o proporcionar comentarios: publications@irena.org

Exención de responsabilidad

Esta publicación y el material que figura en ella se presentan en el estado en que se encuentran. IRENA ha tomado todas las precauciones razonables para verificar la fiabilidad del material presentado en esta publicación. Sin embargo, ni IRENA ni ninguno de sus funcionarios, agentes, proveedores de datos u otros contenidos de terceros ofrecen ninguna garantía, ya sea explícita o implícita, ni aceptan responsabilidad u obligación alguna por consecuencias derivadas del uso de la publicación o el material que contiene.

La información aquí contenida no representa necesariamente los puntos de vista de todos los miembros de IRENA. La mención de empresas específicas o ciertos proyectos o productos no significa que IRENA los respalde o recomiende con preferencia sobre otros de naturaleza similar que no estén mencionados. Las denominaciones empleadas y la presentación de material en la presente publicación no implican la expresión de ninguna opinión por parte de IRENA sobre la condición jurídica de ninguna región, país, territorio, ciudad o zona, ni de sus autoridades, ni en relación con la delimitación de sus fronteras o límites.

CONTENIDO

- ABREVIATURAS5
- GLOSARIO..... 6
- RESUMEN EJECUTIVO8
- 1 FLEXIBILIDAD EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....10
- 2 FLEXIBILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS..... 15
- 3 FUENTES DE FLEXIBILIDAD 24
 - 3.1 Flexibilidad técnica..... 25
 - 3.2 Flexibilidad operativa 31
- 4 FLEXIBILIDAD EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN 35
- 5. CONCLUSIONES..... 42
- REFERENCIAS..... 43

FIGURAS

- Figura 1: Participación de la electricidad en el consumo total de energía final, caso REmap, 2015–205010
- Figura 2: Un escenario de 2 grados centígrados para la generación de electricidad, caso REmap, 2015–2050.....11
- Figura 3: Facilitadores de flexibilidad del sistema eléctrico en el sector energético.....12
- Figura 4: Variabilidad estacional de la demanda eléctrica horaria en ERCOT16
- Figura 5: Categorización heredada de varios tipos de unidades de generación de electricidad convencionales según sus características de generación.....17
- Figura 6: Impacto de la variabilidad eólica y la incertidumbre (error de pronóstico) en la carga neta.....18
- Figura 7: Problemas de flexibilidad en un sistema con alta penetración de energía solar fotovoltaica.....21
- Figura 8: Impactos de ERV en diversas escalas de tiempo y soluciones de flexibilidad relevantes.....24
- Figura 9: Opciones técnicas para aumentar la flexibilidad del sistema.....25
- Figura 10: Diferentes escalas de tiempo en las que hay que analizar la flexibilidad33
- Figura 11: Resumen de las reservas operativas33
- Figura 12: Metodología para la planificación de la flexibilidad36
- Figura 13: La herramienta FlexTool de IRENA en el proceso de planificación.....41

TABLAS

- Tabla 1: Comparación de las características técnicas entre las tecnologías de generación de energía de carbón y de gas.26

RECUADROS

- Recuadro 1. Desbloqueo de la flexibilidad del sistema eléctrico en China32
- Recuadro 2. El caso irlandés.....34
- Recuadro 3. Breve introducción a la herramienta FlexTool de IRENA41

ABREVIATURAS

AIE	Agencia Internacional de Energía
CAES	almacenamiento de energía de aire comprimido
CC	corriente continua
CHP	combinación de calor y energía
CO₂	dióxido de carbono
CSP	energía solar concentrada
DS3	Provisión de un sistema eléctrico seguro y sostenible
ENTSO-E	Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión
ERCOT	Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas
ERV	energía renovable variable
EV	vehículo eléctrico
FACTS	sistema flexible de transmisión de corriente alterna
FCR	reserva de contención de frecuencia
FFR	respuesta rápida de frecuencia
FRR	reserva de restauración de frecuencia
FV	fotovoltaico
GW	gigavatio
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
MW	megavatio
NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable (Estados Unidos)
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
PJ	petajulio
REmap	Hoja de ruta para las energías renovables
SNSP	penetración no síncrona del sistema
SONI	Operador del Sistema para Irlanda del Norte
TSO	operador del sistema de transmisión
TWh	teravatios por hora
V2G	vehicle-to-grid

GLOSARIO

Acoplamiento sectorial	El proceso de interconectar el sector eléctrico con el resto de sectores energéticos (por ejemplo, calor, gas, movilidad). Incluye la carga de vehículos con batería eléctrica y la producción de calor e hidrógeno a partir de electricidad.
Bomba de calor	Un dispositivo que transfiere energía térmica de una fuente de calor a un disipador de calor. Las bombas de calor mueven la energía térmica en la dirección opuesta a la transferencia de calor espontánea, al absorber el calor de una fuente fría y liberarla a un disipador más caliente.
Carga interrumpible	Una carga eléctrica que proviene de clientes con servicio interrumpible que se puede desconectar cuando el sistema requiere una rápida reducción de la demanda.
Conversión de electricidad en calor	El proceso de usar energía eléctrica excedente a partir de energía renovable variable (ERV) para producir calor que se puede usar como un servicio o portador de energía, principalmente en los sectores industrial y residencial. Las principales tecnologías utilizadas para este fin son bombas de calor y resistencias eléctricas.
Electrificación	El proceso de cambiar de una fuente de energía que no sea electricidad a electricidad. Un ejemplo de electrificación es el cambio de biomasa a electricidad para cocinar alimentos.
Energía renovable variable	Una fuente de energía renovable que se caracteriza por la variabilidad y la incertidumbre, como la energía eólica y la energía solar. La ERV menos común incluye la energía hidroeléctrica fluyente, la energía undimotriz y la energía solar concentrada sin almacenamiento.
Estudios técnicos de red	Estudios para evaluar la capacidad de un sistema eléctrico para 1) operar de manera confiable en condiciones normales (estado estable) y 2) recuperarse efectivamente en caso de una contingencia (condiciones dinámicas).
Flexibilidad de la demanda	La capacidad de un sistema eléctrico para ajustar la demanda de electricidad rápidamente según lo solicitado para igualar el suministro de electricidad.
Frecuencia (en relación con: un sistema eléctrico)	La frecuencia de rotación de los generadores síncronos dentro de un sistema eléctrico que debe mantenerse en un intervalo estrecho alrededor del valor nominal para garantizar operaciones confiables.
Funcionamiento cíclico (en relación con: generadores térmicos)	Cambiar la salida de una central eléctrica al arrancar, apagar, aumentar su generación o disminuir su generación.
Incertidumbre (en relación con: energía solar y eólica)	La incapacidad de predecir perfectamente la salida futura de las fuentes de energía solar y eólica.

Inercia (respuesta inercial)	Una propiedad de los grandes generadores síncronos, que contienen grandes masas giratorias, y que actúa para superar el desequilibrio inmediato entre la oferta de energía y la demanda de sistemas de energía eléctrica, típicamente la red eléctrica. (Fuente: Wikipedia)
Planificación de la expansión de capacidad	El proceso de identificación de futuras inversiones en activos en el sector eléctrico, generalmente con un horizonte de planificación largo, de 20 a 40 años o más. Publicado frecuentemente como planes maestros del sector eléctrico. Los propósitos comunes incluyen la evolución de menor costo del parque de generación de electricidad, la evaluación de las implicaciones económicas y políticas y su sensibilidad a futuras incertidumbres, y la exploración de escenarios de políticas alternativas.
Planificación geoespacial	Una parte integral de la planificación de la transmisión realizada por los TSO, los reguladores o la unidad responsable de TSO dentro de una empresa de servicios públicos. Se refiere a las prácticas de planificación que definen una visión a largo plazo para el desarrollo de líneas de transmisión, principalmente por motivos económicos, considerando el compromiso entre el beneficio potencial de ubicar la generación de energía renovable en áreas con recursos de mayor calidad y el costo de la inversión en transmisión.
Reservas (en relación con: servicios del sistema)	Capacidad de generación, mantenida en reserva para compensar todas las posibles desviaciones en el equilibrio entre demanda y generación eléctrica que pueden ocurrir entre las condiciones normales y las que realmente ocurren, y así garantizar un suministro eléctrico confiable y económico. (Fuente: Electropedia)
Servicios complementarios	Servicios necesarios para el funcionamiento de un sistema de energía eléctrica proporcionado por el operador del sistema y/o por los usuarios del sistema eléctrico. Los servicios complementarios del sistema pueden incluir la participación en la regulación de frecuencia, regulación de energía reactiva, reserva de energía activa, etc. (Fuente: Electropedia)
Simulación de despacho	Un proceso matemático aplicado para simular el despacho de generadores en un sistema eléctrico determinado durante un periodo de unas cuantas horas hasta un año. Los operadores de sistemas de transmisión (TSO, por sus siglas en inglés) pueden usar dichas simulaciones para la planificación operativa del despacho (por ejemplo, un día o una semana antes), y los generadores de energía pueden usarlos para realizar el presupuesto de combustible y planificar el mantenimiento (por ejemplo, años por delante). Los organismos normativos y encargados de formular políticas también los utilizan para informar las decisiones normativas y políticas tomadas durante el proceso de planificación.
Variabilidad (en relación con: energía solar y eólica)	La naturaleza fluctuante de los recursos solares y eólicos, que se traduce en posibles cambios rápidos en la generación de electricidad.
Vehículo eléctrico	Un vehículo que utiliza uno o más motores eléctricos o motores de tracción para propulsión en lugar de un motor de combustión interna convencional.

RESUMEN EJECUTIVO

La flexibilidad se ha convertido en una palabra común para la transición energética. Si bien todos están de acuerdo en que necesitamos más flexibilidad en los sistemas eléctricos futuros, las opiniones varían ampliamente sobre cómo lograr esto, en particular para mejorar la integración de la energía solar y eólica en la red y aprovechar al máximo su potencial.

Para transformar nuestro sistema de energía hacia uno dominado por la energía renovable, debe aprovecharse la flexibilidad en todas las partes del sistema eléctrico. La flexibilidad del sistema eléctrico abarca desde una generación más flexible hasta sistemas de transmisión y distribución más sólidos, más almacenamiento y una demanda más flexible. La producción de calor y gas sintético (por ejemplo, hidrógeno) a partir de electricidad renovable también es clave para la descarbonización del sistema eléctrico a largo plazo, y una vez en su lugar puede ser una fuente adicional importante de flexibilidad para el sistema eléctrico.

La flexibilidad del sistema eléctrico implica diversos métodos de generación, combinados con redes de transmisión y distribución más sólidas

En el presente informe se analiza la flexibilidad en el contexto de la transición energética y se propone un enfoque en la planificación de la flexibilidad en los sistemas eléctricos con la previsión de alcanzar una alta participación de energía renovable variable (ERV).

Además de evaluar el nivel de flexibilidad de un sistema eléctrico al analizar las fuentes

tradicionales de flexibilidad del parque de generación, el enfoque de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) incorpora al mismo nivel la flexibilidad de la demanda, los refuerzos de la red, el almacenamiento y el acoplamiento sectorial como fuentes de flexibilidad adicional y puntos de inflexión potenciales.

La producción de calor e hidrógeno a partir de energías renovables también aumenta la flexibilidad del sistema y ayuda con la descarbonización energética

La idea se basa en el hecho de que cuando se combinan en una red eléctrica, las tecnologías en esta interfaz también se convierten con eficacia en un componente del sistema eléctrico. De esta manera, los vehículos eléctricos (EV), las calderas eléctricas, las bombas de calor y los electrolizadores para la producción de hidrógeno brindan flexibilidad al sistema eléctrico al: 1) ajustar su perfil de demanda en función de las señales de precios, y 2) hacer de cualquier almacenamiento integrado una fuente de almacenamiento de energía para el sistema eléctrico, para desacoplar el momento de la demanda de energía final del de la demanda de electricidad.

Por ejemplo, en algunas jurisdicciones con flexibilidad limitada del parque de generación, se han utilizado calentadores de agua eléctricos como fuente de flexibilidad durante varios años. En la actualidad, se presta especial atención a los EV, ya que pueden actuar como baterías si las normas y las tecnologías están en concordancia, y pueden proporcionar servicios

de almacenamiento y servicios de red a corto plazo. En el futuro, la electrificación del calor y los combustibles puede proporcionar un almacenamiento a mediano y largo plazo para el sistema eléctrico, para hacer frente a los desequilibrios estacionales.

IRENA está trabajando con sus miembros para prever una posible escasez de flexibilidad en sus planes de energía a largo plazo e identificar la combinación de soluciones de menor costo para abordarla. El análisis resultante puede ser útil para los países que tienen el objetivo de probar escenarios de implementación más agresivos y explorar el potencial solar y eólico aún sin explotar. Este informe tiene como objetivo

informar a los encargados de formular políticas sobre las opciones disponibles para ampliar la flexibilidad del sistema eléctrico. Viene como parte de un paquete, junto con una metodología de FlexTool para expertos técnicos, así como cuatro casos de estudio de países sobre las opciones de flexibilidad del sistema eléctrico basadas en la aplicación de la herramienta de IRENA.

Debe aprovecharse la flexibilidad en todas las partes del sistema eléctrico

Estudios sobre la herramienta FlexTool de IRENA, tanto en principio como en la práctica

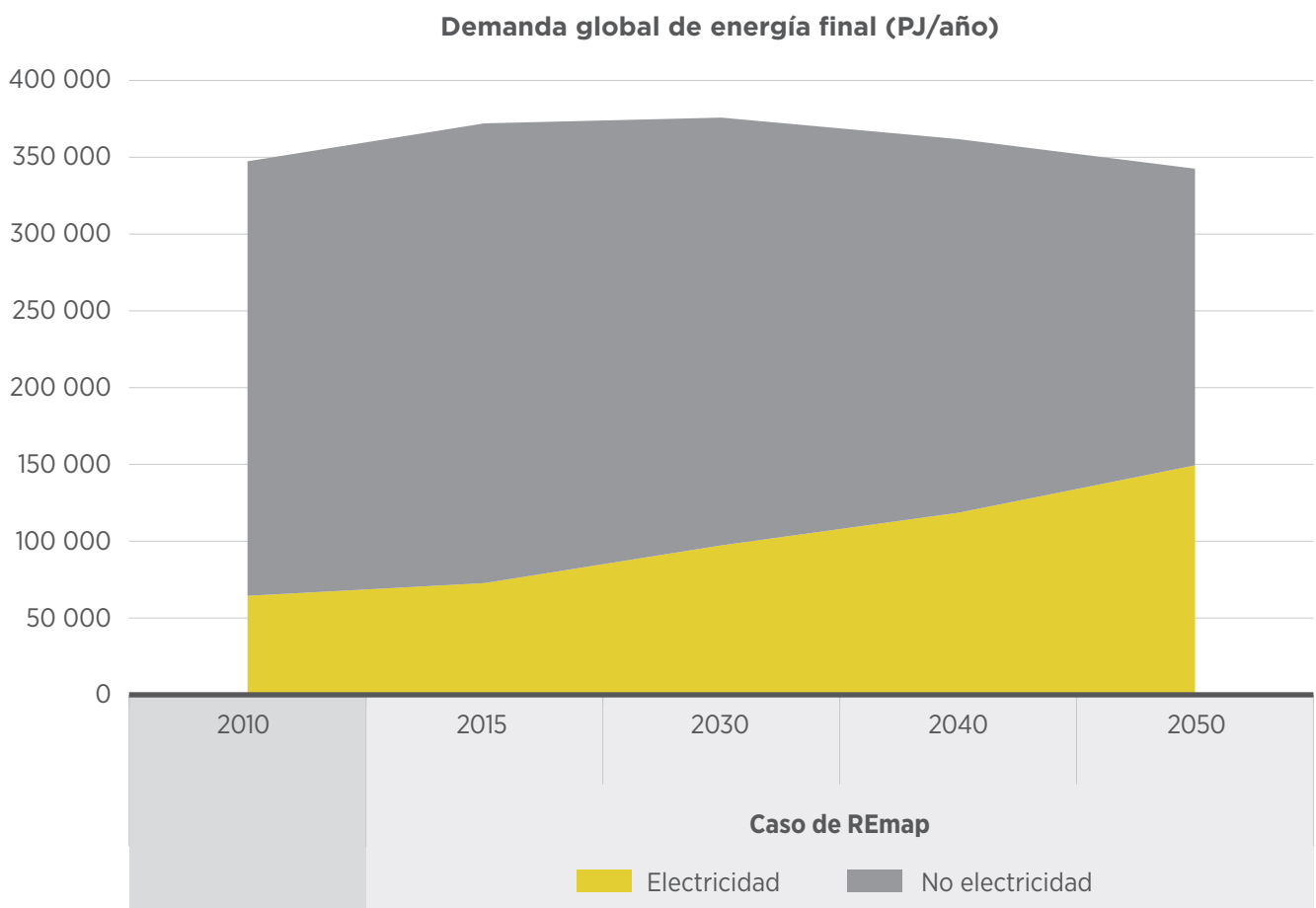
Título del informe	Tipo de contenido	Formato	Público objetivo
<i>Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética, Parte I: Panorama general para los encargados de formular políticas</i>	Discusión sobre el papel de la flexibilidad	Informe breve	Encargados de formular políticas
<i>Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética, Parte II: Metodología de la herramienta FlexTool de IRENA</i>	Descripción técnica de la metodología detrás de la nueva herramienta FlexTool de IRENA	Informe detallado	Modeladores de sistemas eléctricos, planificadores de energía, operadores de sistemas eléctricos, ámbito académico
Casos de estudio de FlexTool en Colombia, Panamá, Tailandia, Uruguay	Resumen de participación y análisis	Folleto, orientado a la comunicación	Encargados de formular políticas, planificadores de energía, público en general

1 FLEXIBILIDAD EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2 grados centígrados según el Acuerdo de París requiere que el sistema energético global experimente una profunda transformación, de un sistema basado en gran parte en combustibles fósiles a uno que mejore la eficiencia energética y se base en energías renovables.

La hoja de ruta global de IRENA para la transformación energética, REmap, sugiere que las energías renovables podrían contribuir a dos tercios del suministro total de energía primaria a nivel mundial para 2050¹. La electrificación a gran escala de sectores de uso final, como los edificios, la industria y el transporte, así como la descarbonización gradual del sector eléctrico, son clave para la transición energética. En virtud del escenario de REmap, la participación

Figura 1: Participación de la electricidad en el consumo total de energía final, caso REmap, 2015-2050



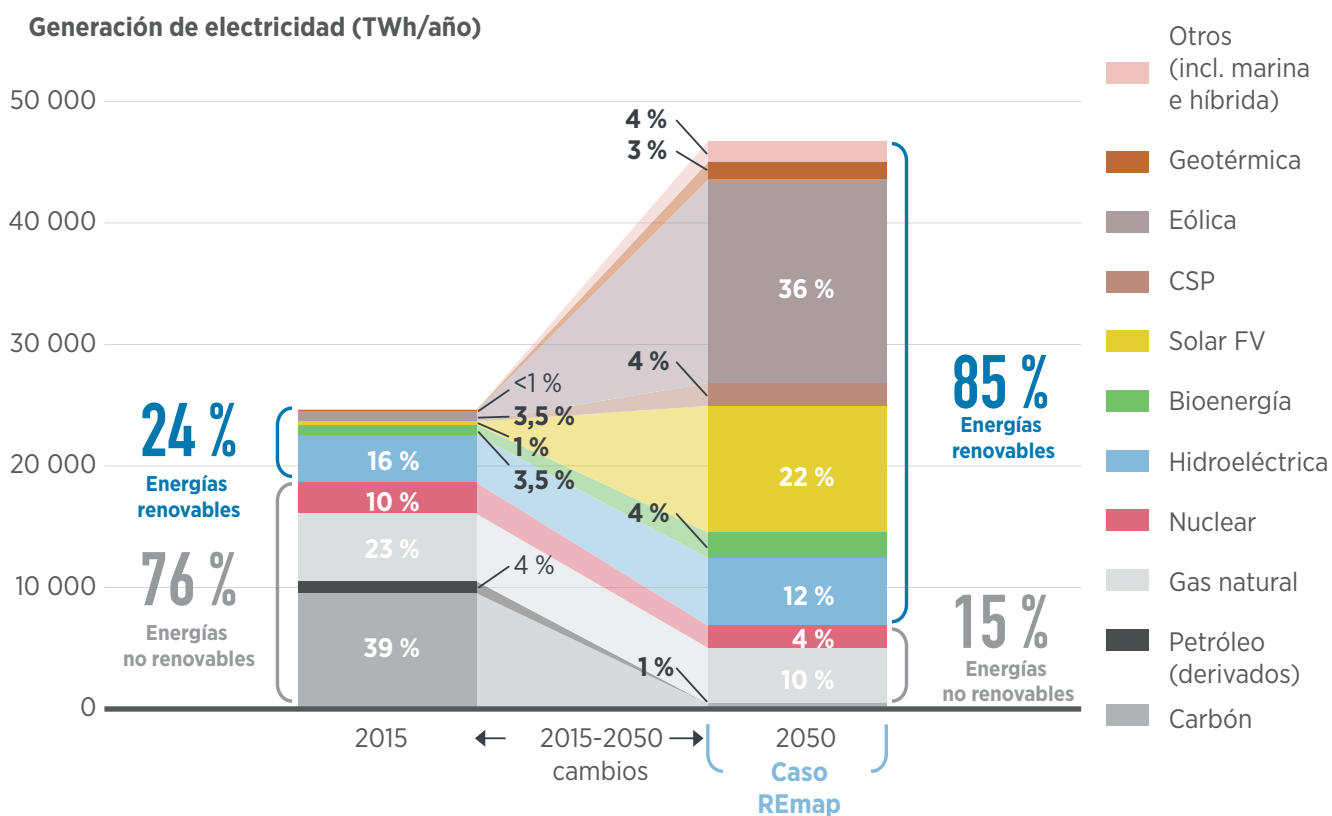
Fuente: IRENA, 2018a

1 En virtud del escenario de REmap, la eficiencia energética podría estabilizar el consumo de energía final global a niveles casi actuales.

de electricidad en el consumo total de energía final aumentará del 20 % actual al 40 % para 2050 (consulte la Figura 1). Al mismo tiempo, la participación de energías renovables en el sector eléctrico debería triplicarse en comparación con los niveles actuales, donde las fuentes de energía renovable variable (ERV), como la solar y la eólica, representarán el 60 % del total de electricidad producida (consulte la Figura 2). Esto significa que muchos países necesitarán transformar gradualmente sus sistemas eléctricos a energía solar y eólica, convirtiéndose en la columna vertebral del suministro de electricidad (IRENA, 2018a).

Transformar nuestro sistema eléctrico hacia uno dominado por la energía renovable conlleva algunos desafíos, ya que las altas participaciones de ERV aumentan los requisitos del sistema para equilibrar la oferta y la demanda. Para gestionar eficazmente la ERV a gran escala, es necesario explotar y planificar con anticipación una serie de fuentes de flexibilidad. Debe aprovecharse la flexibilidad en todos los sectores del sistema eléctrico, desde la generación de electricidad hasta los sistemas de transmisión y distribución más sólidos, el almacenamiento (tanto eléctrico como térmico) y la demanda más flexible (gestión de la demanda y acoplamiento sectorial) (consulte la Figura 3).

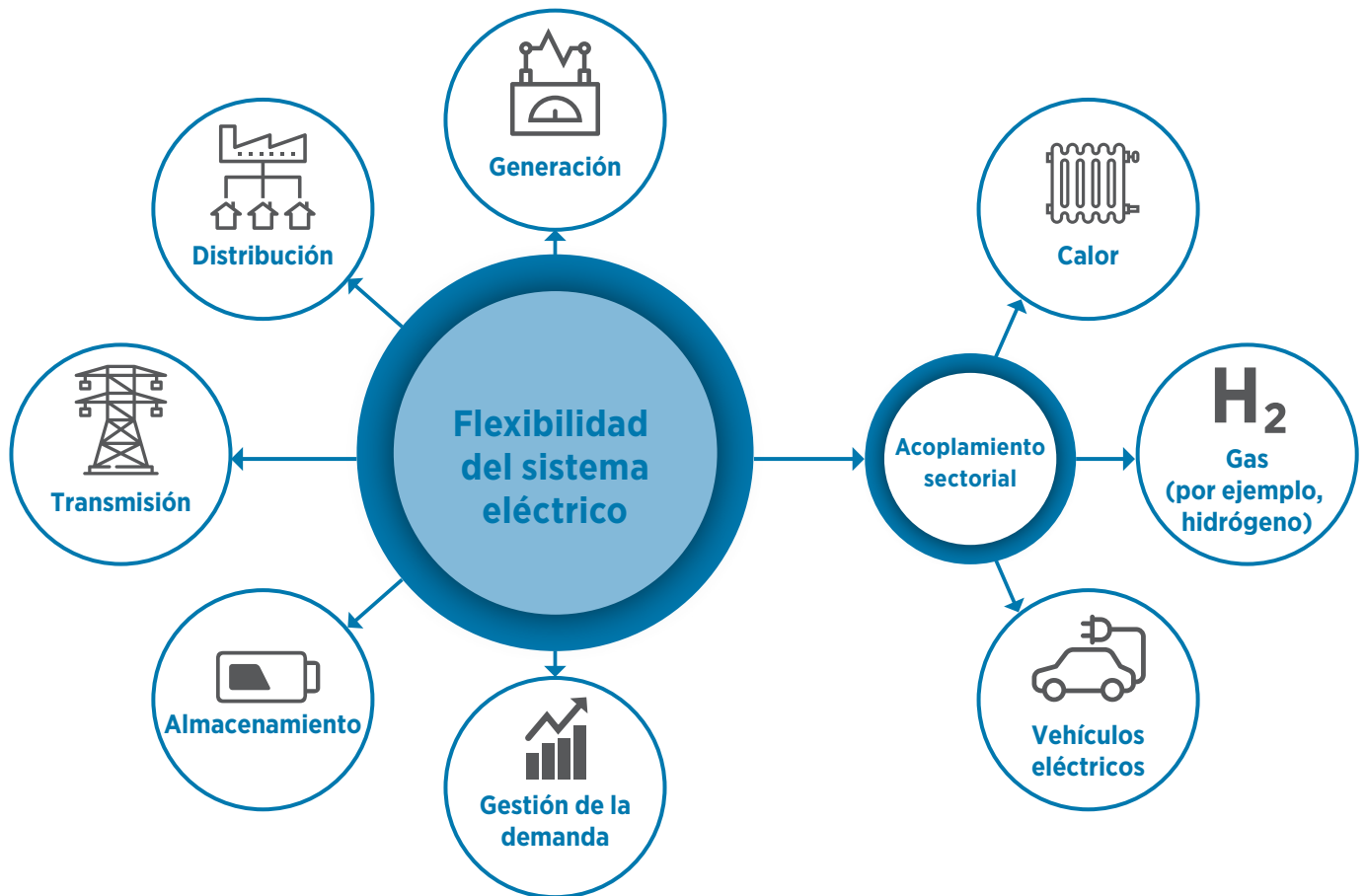
Figura 2: Un escenario de 2 grados centígrados para la generación de electricidad, caso REmap, 2015-2050



Nota: Según el análisis de REmap, la participación de las energías renovables en el sector eléctrico aumentaría del 24 % en 2015 al 85 % para 2050. Alrededor del 60 % sería ERV.

Fuente: IRENA, 2018a

Figura 3: Facilitadores de flexibilidad del sistema eléctrico en el sector energético



Antes de que la energía solar y eólica se implementaran ampliamente en todo el mundo, los sistemas eléctricos se diseñaban con atributos de flexibilidad que les permitieran equilibrar la demanda variable y lidiar con la incertidumbre relacionada con las pérdidas inesperadas de elementos del sistema. En los sistemas eléctricos convencionales (es decir, los sistemas con poca o ninguna participación de ERV), los activos del parque de generación se han utilizado tradicionalmente como la principal fuente de flexibilidad. Tradicionalmente se han usado generadores térmicos con capacidades avanzadas de funcionamiento cíclico (por ejemplo, turbinas de gas de ciclo abierto), energías renovables flexibles, como la energía hidroeléctrica, y el almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo para equilibrar las fluctuaciones de la demanda y proporcionar reservas operativas.

La energía solar y eólica exigen una mayor flexibilidad del sistema

En los últimos cinco años, el impacto de la variabilidad solar y eólica ha comenzado a sentirse en una serie de sistemas eléctricos, en los que se implementaron objetivos agresivos de ERV. Incluso antes de esto, el estudio de las repercusiones potenciales de la integración de ERV en las operaciones del sistema se había convertido en un tema candente de investigación en instituciones de todo el mundo (Denholm *et al.*, 2008; Holttinen *et al.*, 2007). Múltiples estudios demostraron que se necesitarían fuentes adicionales de flexibilidad para integrar efectivamente las altas participaciones de ERV.

Desde entonces, se han implementado con éxito soluciones de diversa complejidad, escala de tiempo, nivel de efectividad y costo, y han facilitado la integración de altas participaciones de ERV en grandes sistemas interconectados (como en el caso de Dinamarca), en sistemas eléctricos aislados a escala de gigavatios (como en Irlanda) y en sistemas de islas pequeñas (como King Island en Australia) (RTE, 2018; EirGrid y SONI, 2018; Kroposki, 2017). Estas soluciones

incluyen la distribución geográfica de los generadores de ERV, la agrupación de recursos, la reestructuración de los mercados para remunerar la flexibilidad, la mejora de la infraestructura de la red, la implementación de tecnologías avanzadas de baterías, el desarrollo de programas de gestión de la demanda y la mejora de las prestaciones de los generadores térmicos (Mills y Wisser, 2010; Denholm, 2015; Xiang, 2017; IEA, 2018; IRENA, 2017a).

Muchas de las soluciones anteriores no requieren inversión y se pueden utilizar para desbloquear la flexibilidad existente en el sector eléctrico como una primera acción para superar los problemas de flexibilidad. Para seguir avanzando y lograr los objetivos de la transición energética, se debe desbloquear completamente el potencial de flexibilidad del sistema eléctrico, siendo cada vez más importantes la flexibilidad de la demanda y el acoplamiento sectorial.

En el caso de la demanda de electricidad, el enfoque tradicional del último siglo ha sido que la demanda es inflexible, tiene buena previsibilidad e incertidumbre limitada a unos cuantos puntos porcentuales y está cubierta por reservas operativas proporcionadas por generadores térmicos o hidráulicos². A pesar de que el papel de la gestión de la **demanda** en forma de cargas interrumpibles³ se ha reconocido como una medida de mitigación efectiva y asequible, existe un potencial mucho mayor en la demanda —por ejemplo, vincular aún más el sector eléctrico a la calefacción y a la refrigeración (hoy en día, la refrigeración está principalmente electrificada, pero la calefacción no).

La **electrificación del calor** a través del uso de calefacción resistiva, así como de bombas de calor, también conocido como conversión

de electricidad en calor (*power-to-heat* en inglés), podría proporcionar una flexibilidad significativa en la demanda si se gestiona bien.

Además, podría hacer accesibles —como fuente de almacenamiento de energía para un sistema eléctrico y una fuente importante de flexibilidad en la demanda— cantidades significativas de almacenamiento térmico presentes en los sistemas de calefacción urbana y hasta millones de calentadores de agua eléctricos residenciales. Otras ventajas de la electrificación del calor podrían ser reducciones en los costos totales y en las emisiones, y un aumento en la confiabilidad del sistema eléctrico.

Además, algunas partes del sector eléctrico no se pueden alcanzar directamente con un cable eléctrico y, por lo tanto, requieren el uso de combustibles. Este es el caso de grandes segmentos de transporte (excepto los vehículos con batería eléctrica y trenes eléctricos), especialmente el transporte por carretera, el transporte marítimo y la aviación. Este es también el caso de algunos de los procesos industriales donde el cable podría llegar a la instalación industrial, pero se requiere de combustible ya sea por motivos del proceso (hidrógeno para amoníaco, polímeros o refinación) o por la alta temperatura requerida.

Con una participación muy alta de ERV, la producción de combustibles eléctricos libres de carbono, como el **hidrógeno** a partir de electricidad renovable, podría tener un papel importante en el contexto de la descarbonización del sector eléctrico, más allá de la electricidad. Para el calor, la producción de hidrógeno puede proporcionar una flexibilidad significativa para el sistema eléctrico (según el tipo de electrolizador) y, lo que es más importante, el almacenamiento estacional de electricidad

2 La falla de las grandes centrales eléctricas es la principal fuente de incertidumbre en los sistemas eléctricos convencionales.

3 El valor de la gestión de la demanda se ha mejorado últimamente, al agregar diversas carteras de clientes pequeños y medianos para participar en los mercados de energía y servicios complementarios. Esto se está volviendo particularmente relevante cuando tales carteras agregan demanda, así como activos de almacenamiento, como son los sistemas de baterías detrás del medidor.

renovable al mezclar hidrógeno en las redes de gas natural.

La planificación de la flexibilidad dentro de un entorno dinámico es un proceso continuo que es clave para transformar con éxito el sector eléctrico.

Alcanzar los objetivos de la transición energética requiere que muchos países alcancen una participación de ERV superior al 60 %. La experiencia práctica ha demostrado que esto es posible. Dinamarca e Irlanda, por ejemplo, son líderes en la integración de energía eólica, con participaciones de energía eólica del 44 % (RTE, 2018) y del 27 %, respectivamente, y una penetración instantánea máxima superior al 150 % y el 60 % de la demanda, respectivamente (RTE, 2018; EirGrid y SONI, 2018).

Esto no sucedió de la noche a la mañana. Los sistemas eléctricos de ambos países han pasado por un proceso de transformación, del cual podemos extraer lecciones valiosas:

- 1) Tiene mucho más sentido económico planificar con anticipación la flexibilidad en lugar de explorar inversiones subóptimas después de que surjan problemas de flexibilidad en un sistema eléctrico.
- 2) Se pueden integrar cantidades sustanciales de ERV al desbloquear la flexibilidad existente en lugar de invertir en nuevos activos costosos.
- 3) En la selección de soluciones, se debe tener en cuenta el tiempo de desarrollo del proyecto, en particular los tiempos de permisos y de construcción.⁴

- 4) La planificación de la flexibilidad se basa en herramientas y métodos sofisticados que evolucionan con el tiempo para dar cuenta de los desarrollos en las áreas de políticas, economía y tecnología/ciencia.

En el presente informe se describe un enfoque para evaluar la flexibilidad y se utiliza un método de varios pasos. El primer paso es evaluar formas económicas para desbloquear la flexibilidad existente a través de mejoras en las prácticas operativas y la reestructuración del mercado. Los pasos subsiguientes se centran en la identificación de futuras inversiones en generación, transmisión y almacenamiento, y en la exploración de todo el potencial de flexibilidad de la demanda a largo plazo mediante la implementación de programas de gestión de la demanda y el acoplamiento sectorial.

La metodología sugiere usar una o más herramientas con capacidades de cálculo específicas, como la planificación geoespacial, la simulación de despacho y la optimización de activos a largo plazo. Estas herramientas tienen capacidades para optimizar las operaciones e inversiones del sistema en escalas de tiempo que son representativas de los mercados de electricidad.

Muchos países deben aumentar su uso de energía solar y eólica al 60 % o más para que el mundo alcance un futuro energético sostenible

4 En el papel, expandir la transmisión a menudo puede ser la opción de menor costo, pero si esto se demora varios años y, mientras tanto se está produciendo un vertido de ERV significativo, se deben explorar soluciones más costosas con un tiempo de implementación corto (por ejemplo, sistemas de almacenamiento como baterías).

2 FLEXIBILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Una de las principales tareas de un operador del sistema eléctrico es equilibrar la oferta y la demanda de electricidad en todo momento⁵ (Kirby, 2007). El equilibrio entre la oferta y la demanda en todo momento es crucial para el funcionamiento confiable de un sistema, ya que incluso un pequeño desajuste puede perturbar la frecuencia del sistema eléctrico y posiblemente afectar la confiabilidad de las operaciones del sistema⁶. En pocas palabras, la flexibilidad del sistema eléctrico se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico para responder a los cambios esperados e inesperados en la demanda y la oferta (Cochran *et al.*, 2014).

Como una definición más completa, que también afecta a la economía, *“la flexibilidad del sistema eléctrico se define como la capacidad de un sistema eléctrico para administrar de manera confiable y rentable la variabilidad y la incertidumbre de la demanda y la oferta en todas las escalas de tiempo relevantes”* (IEA, 2018).

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos no tenían ninguna ERV⁷ y, por lo tanto, están diseñados para lidiar con la variabilidad y la incertidumbre no relacionadas con la ERV. La principal fuente de variabilidad en los sistemas eléctricos convencionales es la demanda de electricidad, que incluye la variabilidad intradiaria y estacional⁸.

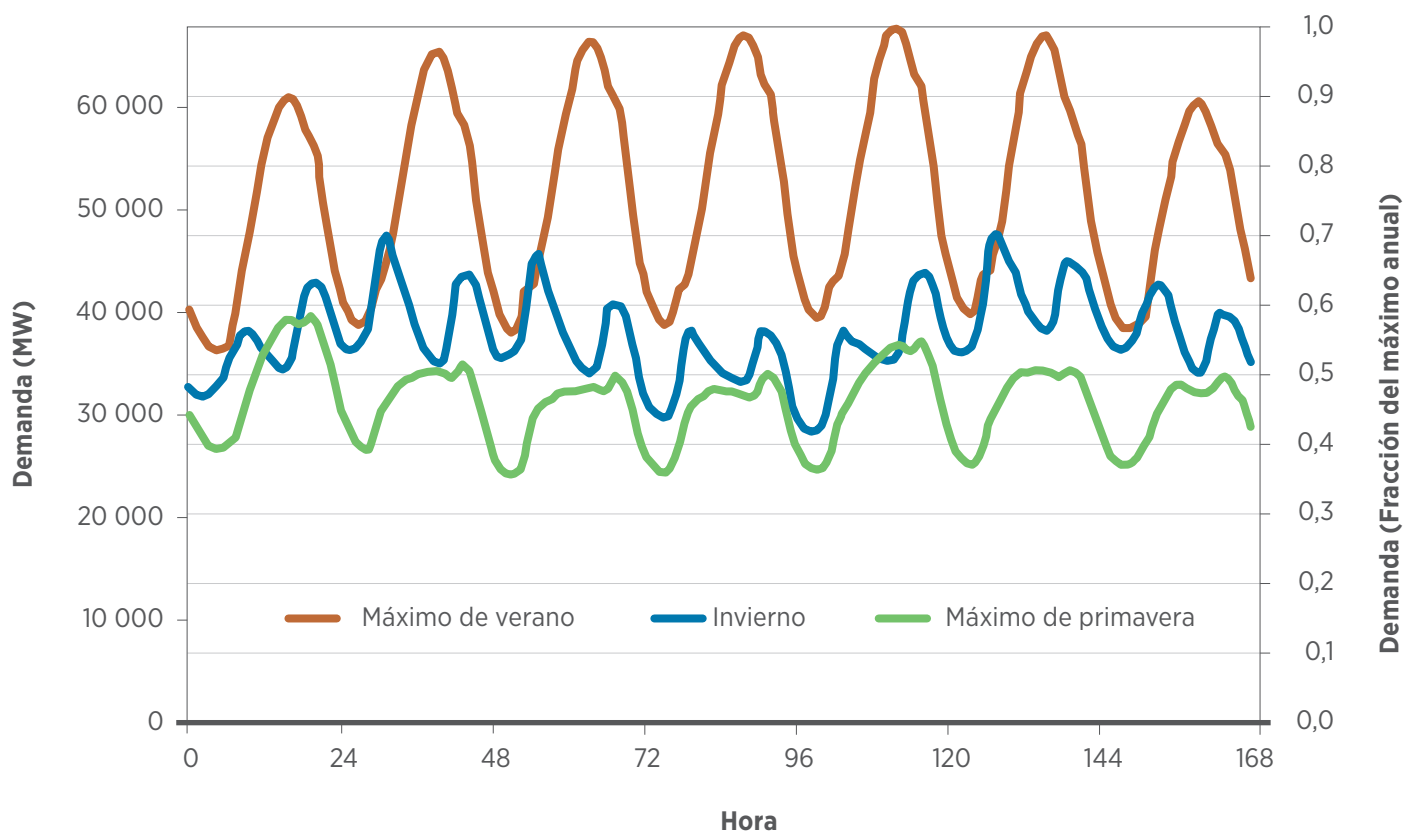
La forma de la demanda de electricidad depende de una combinación de parámetros climáticos y socioeconómicos, como el clima local, la estación del año, el nivel de industrialización, la intensidad de energía del país, la conciencia social y la cultura hacia los mejores usos de la energía, y el producto interno bruto (PIB) (consulte la Figura 4).

Además, los operadores de sistemas eléctricos han definido y adquirido servicios complementarios para enfrentar la incertidumbre relacionada con la pérdida inesperada de un generador (o una carga) y los desequilibrios en tiempo real debido a errores de pronóstico de la demanda. Hasta la fecha, en la mayoría de los sistemas eléctricos, la principal fuente de incertidumbre es la pérdida de uno o más de los mayores alimentadores (es decir, generadores o líneas de transmisión). Los sistemas eléctricos convencionales generalmente incorporan una combinación de menor costo de activos de generación controlables con características tecnoeconómicas deseables para equilibrar la demanda variable en todo momento.

Los sistemas eléctricos tradicionales se diseñaron para tratar con fuentes no variables

-
- 5 Las tareas principales adicionales del operador del sistema son: 1) mantener los niveles de tensión dentro de los límites aceptables en todo el sistema eléctrico, 2) evitar sobrecargar las líneas de transmisión y otros elementos del sistema y 3) reiniciar el sistema si se colapsa debido a una contingencia que cause fallas en uno o más de los anteriores.
 - 6 Los sistemas eléctricos están diseñados para funcionar en una frecuencia casi constante. Las desviaciones de frecuencia más allá de los límites y periodos de tiempo aceptables pueden dañar los generadores y los equipos electromecánicos y, por lo tanto, crear una reacción en cadena de energía no suministrada y/o pérdida de generación que puede provocar un apagón.
 - 7 Las fuentes de ERV son energía eólica, energía solar fotovoltaica (FV), energía hidroeléctrica fluyente y energía solar concentrada (CSP) sin almacenamiento térmico. En este informe, el término ERV se refiere a las fuentes más comunes, energía solar fotovoltaica y eólica.
 - 8 La demanda de electricidad también podría presentar, por ejemplo, variabilidad durante el fin de semana o entre años.

Figura 4: Variabilidad estacional de la demanda eléctrica horaria en ERCOT

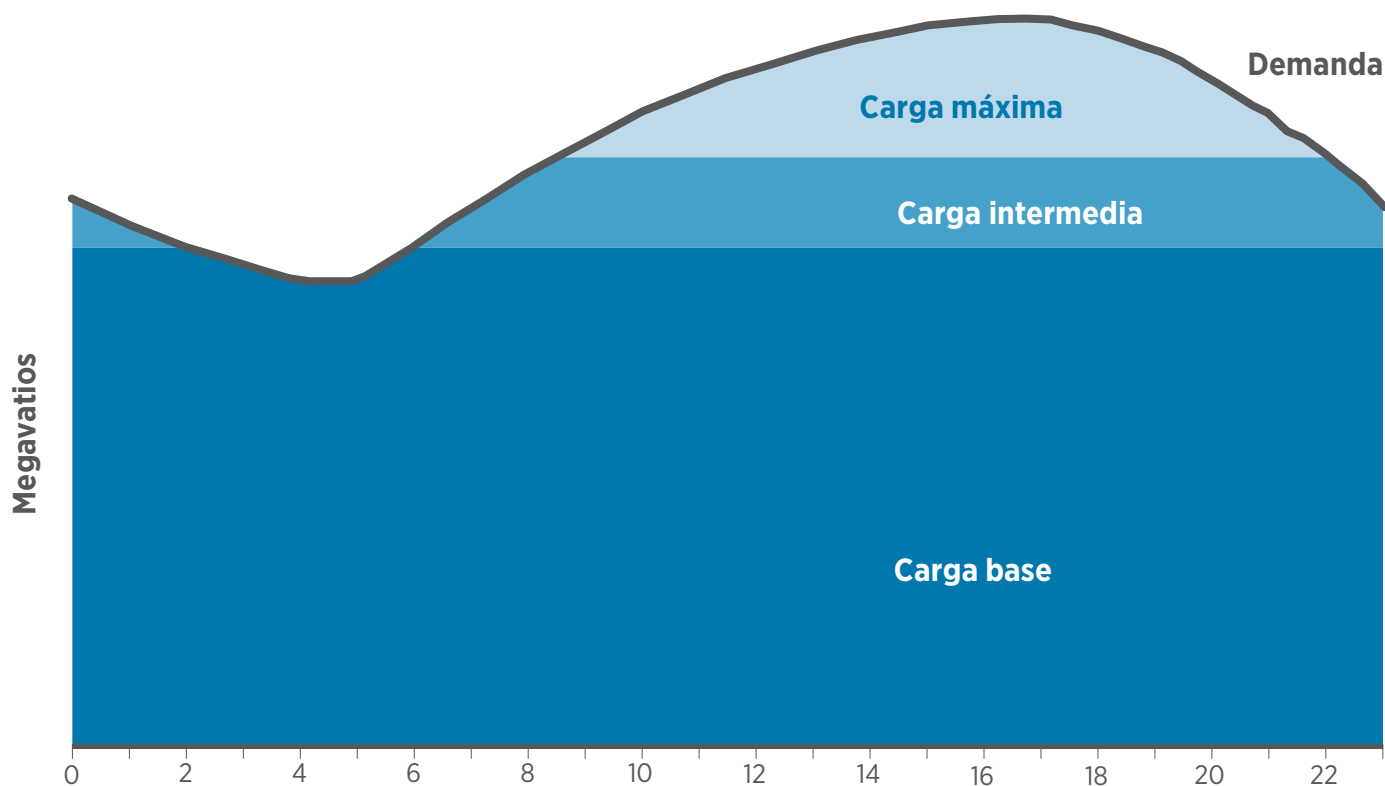


Fuente: Denholm y Hand, 2011

Las unidades de carga base tienen capacidades de funcionamiento cíclico limitadas, pero pueden generar grandes cantidades de energía a costos operativos relativamente bajos. Las unidades de carga base típicas incluyen plantas de carbón, biomasa y energía nuclear, que en su mayoría utilizan turbinas de vapor para generar electricidad (y, en centrales combinadas de calor y energía [CHP], también calor).

Los generadores de pico suelen tener características tecnoeconómicas opuestas. Están diseñados para una operación flexible con una puesta en marcha rápida y capacidades de rampa rápidas y un mínimo técnico bajo. Las unidades de pico son generalmente turbinas de gas (turbinas de gas de ciclo abierto) y generadores de combustión interna (motores de combustión interna). Las turbinas de gas de ciclo combinado modernas (que combinan turbinas de gas y vapor) y las unidades de energía hidroeléctrica de embalse se consideran generadores intermedios, ya que pueden usarse para satisfacer tanto la base como el pico de demanda (consulte la Figura 5).

Figura 5: Categorización heredada de varios tipos de unidades de generación de electricidad convencionales según sus características de generación



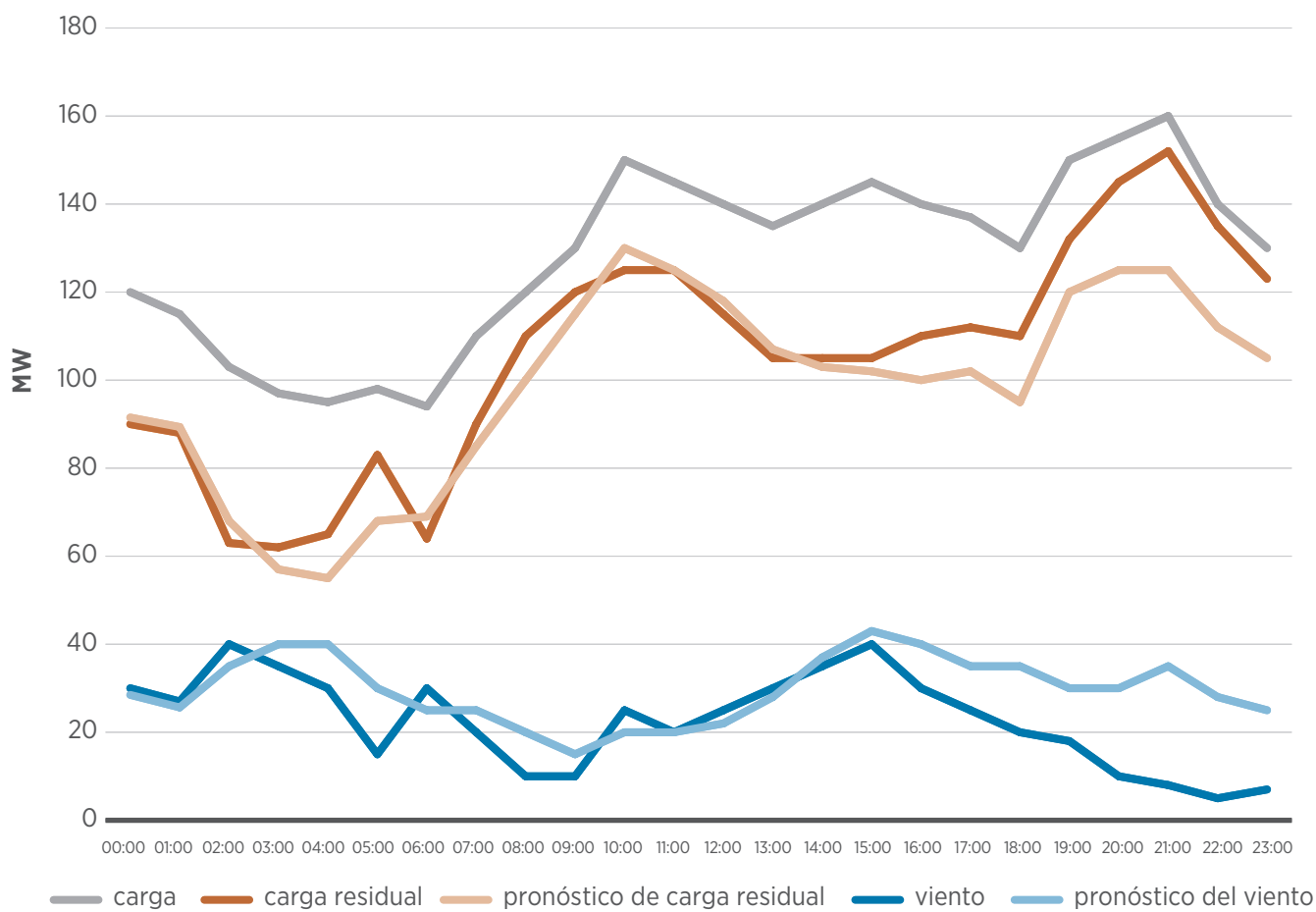
Fuente: Chang et al., 2017

Durante la última década, la estructura tradicional de los sistemas eléctricos ha cambiado debido a las crecientes participaciones de ERV en el parque de generación de electricidad. El crecimiento de la ERV está impulsado por la rápida reducción de costos y por las políticas nacionales que surgen de acuerdos multinacionales, como el Acuerdo de París, para limitar el aumento de la temperatura global debido al cambio climático. El aumento de los niveles de implementación de ERV está llevando a una transformación del sector eléctrico, y las fuentes de ERV se están convirtiendo gradualmente en la nueva columna vertebral de los sistemas eléctricos.

A medida que aumenta la participación de fuentes de ERV en un sistema eléctrico, las operaciones del sistema eléctrico aumentan en complejidad. Más específicamente, la integración gradual de ERV introduce niveles adicionales de variabilidad e incertidumbre en la llamada carga neta⁹. La carga neta es una característica importante del sistema porque su perfil se utiliza para extraer información importante para el diseño a largo plazo de sistemas eléctricos con una alta participación de ERV (consulte la Figura 6).

⁹ La carga neta es la demanda de electricidad menos la generación de ERV. La carga neta debe equilibrarse con el grupo restante de generadores despachables, como los generadores térmicos y las unidades hidroeléctricas, así como las unidades de almacenamiento.

Figura 6: Impacto de la variabilidad eólica y la incertidumbre (error de pronóstico) en la carga neta



La estimación del perfil de la carga neta con distintas participaciones de ERV es un paso crucial para planificar la flexibilidad, ya que esencialmente indica la porción de la carga que deben suministrar los generadores despachables (controlables) (Denholm *et al.*, 2010).

Con bajos niveles de implementación de ERV, existe muy poca diferencia entre la carga neta y la demanda. A medida que aumenta la integración de ERV, la forma de la carga neta cambia hasta que aparecen diferencias cada vez más notables entre las dos. Tres características principales del perfil de carga neta que afectan la flexibilidad del sistema son: 1) la tasa de cambio de la carga neta (o tasa de rampa), 2) el intervalo entre la carga neta máxima y mínima dentro de un día (también llamado intervalo de rampa) y 3) la incertidumbre relacionada con el error de pronóstico (la combinación de errores de previsión de la demanda, así como de la generación solar y eólica). Una mayor penetración de ERV aumenta uno o más de los anteriores.

Las repercusiones directas de una carga neta en continuo cambio en las operaciones de los sistemas eléctricos se han estudiado ampliamente (Denholm *et al.*, 2010; GE Energy, 2010; Lew *et al.*, 2013; Clifford y Clancy, 2011; EWIS, 2010; Holttinen *et al.*, 2016). La integración de ERV a gran escala hace que el proceso de equilibrar la oferta y la demanda sea más desafiante, debido a la mayor frecuencia de ocurrencia y la magnitud de los errores de pronóstico en la carga neta, y se ha asociado con un mayor funcionamiento cíclico de la generación térmica, la sobregeneración y los precios de electricidad fluctuantes (Denholm *et al.*, 2015). Un sistema eléctrico con brechas de flexibilidad puede experimentar un vertido de ERV y, en situaciones extremas, energía no suministrada, como se detalla a continuación (Rogers *et al.*, 2010; Bird *et al.*, 2014).

Cuando se está suministrando más electricidad de la necesaria debido a limitaciones técnicas sobre la capacidad de los generadores térmicos para reducir aún más su producción, una situación

de sobregeneración puede desencadenar la necesidad de desconectar la generación de las ERV (verterlas) para mantener la frecuencia en su valor nominal. (Denholm *et al.*, 2015). En la Figura 7 se ilustra un despacho hipotético en el que se puede observar la curva característica en forma de pato (*duck curve*) de la carga neta en sistemas eléctricos con altas participaciones de energía solar.

Hay dos periodos con mayor riesgo de sobregeneración. El primero es durante las primeras horas de la mañana, cuando las unidades térmicas se ponen en servicio en modo de carga parcial, quedando en espera para adaptarse al próximo aumento de la demanda, típico de la mañana^{10,11,12}. El segundo periodo es durante la producción solar máxima, cuando las unidades térmicas conectadas bajan a su mínimo técnico para adaptarse a la generación de energía solar fotovoltaica. La sobregeneración también puede ser un efecto secundario de la generación de energía eólica durante la noche, cuando la producción de energía eólica está en el nivel más alto y la demanda en su nivel más bajo.

El Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT), por ejemplo, experimentó niveles de vertido eólico del 17 % en 2009 debido principalmente a restricciones de transmisión (Bird *et al.*, 2014). Sin embargo, los niveles de vertido de ERV se redujeron a menos del 0,5 % en 2014 al reestructurar el marco normativo y alentar as inversiones en transmisión que contribuyeron a disminuir el vertido de energía eólica (Ye *et al.*, 2018).

En un entorno de mercado, el exceso de oferta de energía provoca una reducción en los precios de la electricidad, incluso llegando a niveles negativos. La fijación de precios negativos es un mecanismo de mercado para restablecer el equilibrio en el sistema¹³; sin embargo, también es un síntoma de falta de flexibilidad en el sistema eléctrico.

Además de las implicaciones económicas de la sobregeneración, las participaciones instantáneas muy altas de ERV plantean riesgos de confiabilidad del sistema relacionados con la falta de inercia en el sistema¹⁴. Inercia es un término técnico que se refiere a la capacidad instantánea de un sistema para recuperarse de los desequilibrios instantáneos en la oferta y la demanda. Está estrechamente relacionado con la cantidad de capacidad síncrona convencional que está conectada (girando) en cada momento, y es inversamente proporcional a la velocidad a la que la frecuencia puede cambiar durante una perturbación (tasa de cambio de frecuencia): cuanto menor sea la inercia, cuanto más rápido sea el cambio de frecuencia, más difícil será mantener operaciones confiables.

Cada sistema eléctrico tiene requisitos de inercia previamente especificados que imponen tener capacidad síncrona despachada en todo momento. En términos prácticos, lograr niveles de penetración de ERV instantáneos del 100 % es muy difícil, a menos que un sistema esté interconectado adecuadamente¹⁵ para obtener inercia de un país vecino que forma parte de la misma red síncrona. En Dinamarca, por ejemplo,

10 El aumento de la demanda en la madrugada está relacionado con la activación de las cargas residenciales cuando las personas se despiertan para comenzar su día. El aumento continúa a medida que las cargas comerciales e industriales se activan más adelante.

11 Las unidades térmicas necesitan tiempo para calentarse antes de conectarse. Por lo tanto, se asignan antes del aumento esperado en la demanda para garantizar una respuesta oportuna.

12 El Operador Independiente de Sistemas de California (CAISO) ha analizado el problema de la sobregeneración con diversos niveles futuros de ERV. Consulte https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf.

13 Al crear demanda adicional cuando los compradores de electricidad están dispuestos a recibir pagos para aumentar su demanda.

14 La inercia del sistema eléctrico se refiere a la inercia instantánea total de los rotores giratorios de los generadores síncronos. Dicha inercia ayuda a los generadores a resistir los cambios en su velocidad de rotación debido a los desequilibrios del sistema y les da a los operadores el tiempo para activar los controles necesarios para ayudar a que el sistema se recupere de manera segura.

15 La inercia es una propiedad suministrada por generadores síncronos. Se puede compartir entre dos sistemas únicamente si la interconexión también es síncrona. Por ejemplo, Irlanda actualmente no puede compartir inercia

la penetración de energía eólica supera el 140 % en momentos específicos; sin embargo, el sistema recibe inercia de Europa continental (ENTSO-E) y de los países nórdicos a través de interconexiones síncronas (Zaman, 2018).

La electrónica de potencia moderna que se encuentra en los generadores de energía solar fotovoltaica y eólica, así como los sistemas eléctricos basados en baterías y algunos sistemas de transmisión de CC (convertidor de fuente de tensión de corriente continua de alta tensión, VSC-HVDC), tienen la capacidad de simular la respuesta inercial (también llamada inercia sintética) que están mejorando constantemente. Además de las interconexiones síncronas, la actualización de los códigos de red requiere tecnologías basadas en la electrónica de potencia para proporcionar cierta inercia sintética. El uso de almacenamiento síncrono de energía¹⁶ y el acoplamiento sectorial son algunas formas de lidiar con la reducción de la inercia causada por el desplazamiento de generadores síncronos debido a la implementación de ERV.

Cuando aparecen condiciones de sobregeneración o escasez de inercia, los operadores del sistema a menudo recurren al vertido de ERV como medida de mitigación. El vertido de ERV se refiere a cuando un operador del sistema reduce la salida de las unidades de ERV para resolver los problemas de flexibilidad. Esto requiere acceso automático a las operaciones de la planta. En las turbinas eólicas, esto se puede hacer al girar las aspas alejándolas del viento. En las tecnologías solares fotovoltaicas, la salida se puede reducir a través de inversores inteligentes o simplemente al desconectar algunos de los inversores¹⁷.

El vertido de ERV reduce el factor de capacidad de la energía solar y eólica y, por lo tanto, afecta negativamente tanto su atractivo económico como los beneficios del sistema eléctrico (beneficios ambientales, electricidad más barata, ahorro de combustible, etc.). A menos que se resuelvan las brechas de flexibilidad, las tasas de vertido aumentan a mayor penetración de ERV, hasta un punto donde cualquier capacidad incremental de ERV se vuelve económicamente poco atractiva debido al alto vertido marginal (Bird *et al.*, 2014; Rogers *et al.*, 2010).

El incremento en la rampa de la carga neta¹⁸ es otro efecto de las grandes participaciones de ERV. En la Figura 7 se ilustra la rápida reducción de la carga neta a medida que aumenta la producción de energía solar fotovoltaica antes del mediodía. Como ejemplo, en la primavera de 2017, el Operador Independiente de Sistemas de California, que ha agregado más de 6 gigavatios (GW) de energía solar desde 2013 (CAISO, 2017), experimentó rampas matutinas seis veces más altas en comparación con 2012 (Greentech Media, 2017)¹⁹. Las simulaciones destacan que cuando la energía solar fotovoltaica alcanza el 11 % del suministro total de electricidad en California, el sistema podría experimentar rampas de hasta aproximadamente 7 GW por hora (Denholm *et al.*, 2015), lo que sería aproximadamente tres veces más que los niveles de rampa de 2017.

Además de aumentar las tasas de rampa, la ERV aumenta los rangos de rampa, como se explicó anteriormente. La principal implicación en el sistema es que las unidades convencionales (despachables) necesitan variar su generación más rápido y más frecuentemente de acuerdo con los nuevos requisitos de rampa. Además, la capacidad de generación flexible (es decir,

con el Reino Unido ya que las interconexiones regionales están en corriente continua (CC).

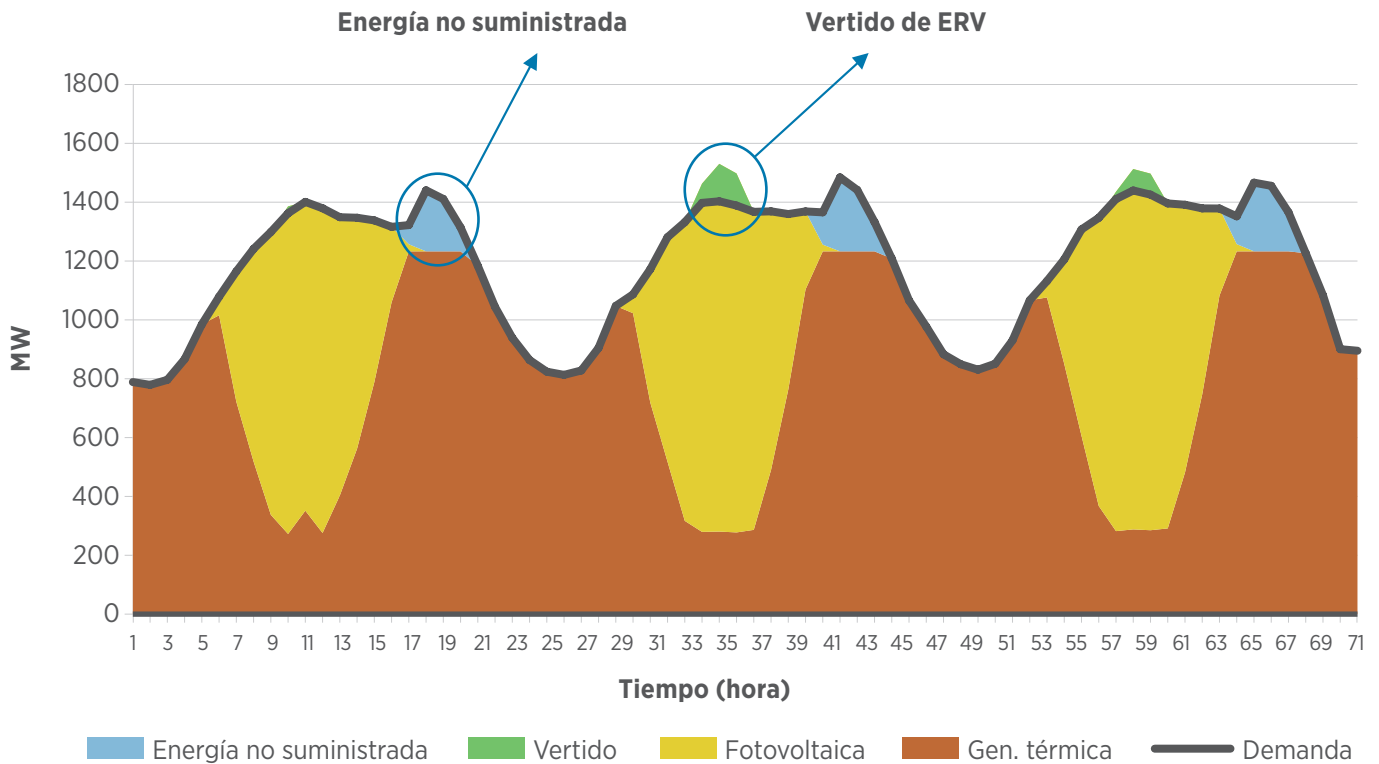
16 La ERV (una forma de energía no síncrona) se puede almacenar y liberar más tarde utilizando tecnologías síncronas de almacenamiento de energía. La energía hidroeléctrica por bombeo y el almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) son dos de esas tecnologías que pueden contribuir a la inercia del sistema, además de otros servicios beneficiosos del sistema (consulte la sección 3.1).

17 El vertido de ERV es más difícil para las unidades solares instaladas en techos, ya que los operadores de sistemas generalmente no tienen acceso a estos sistemas pequeños.

18 Rampa es un término que se usa para denotar la tasa de cambio de la carga neta o la tasa de cambio de generación.

19 Los datos se refieren a los valores promedio de la última semana de marzo de cada año.

Figura 7: Problemas de flexibilidad en un sistema con alta penetración de energía solar fotovoltaica



la capacidad total de las unidades conectadas que proporcionan carga neta intermedia y pico) debe ser suficiente para cubrir los requisitos de aumento de rango de rampa.

El vertido de ERV es una medida de mitigación que generalmente se aplica cuando un sistema no puede hacer frente a los requisitos de rampa descendente. De manera similar, los desafíos de rampa ascendente se experimentan durante las últimas horas de la tarde, cuando la producción de energía solar fotovoltaica se reduce hacia el atardecer. La falta de flexibilidad del sistema durante la rampa ascendente puede provocar energía no suministrada. La energía no suministrada junto con el vertido

de ERV son indicadores que se utilizan con frecuencia en el análisis de integración de ERV para evaluar la flexibilidad de un sistema²⁰.

Un sistema flexible también debe ser capaz de lidiar con la incertidumbre. La regulación en los sistemas eléctricos requiere en cada momento cierta cantidad de capacidad reservada que el operador del sistema debe adquirir para hacer frente a la **incertidumbre**. Dicha capacidad reservada la controla el operador del sistema y tradicionalmente se ha utilizado en sistemas eléctricos convencionales para uno o dos propósitos. El primero es ayudar al sistema a recuperarse en caso de una contingencia (por ejemplo,

²⁰ El operador del sistema debe administrar los recursos de flexibilidad. Para ello, tiene dos formas principales de obtener los servicios que necesita para una operación confiable y segura del sistema: los activos de la red pueden ser necesarios para proporcionar servicios específicos o, si son propiedad de participantes del mercado, se les puede incentivar a hacerlo a través de los mercados de energía y servicios complementarios. Si ambos fallan, entonces el operador del sistema puede verse obligado a recurrir a al vertido de ERV o la desconexión de carga. Este fracaso puede deberse a requisitos o incentivos insuficientes para los participantes del mercado, pero también puede deberse a un déficit real en los activos necesarios, que sería el resultado de una falla regulatoria al proporcionar incentivos a largo plazo para la inversión en los activos necesarios (por ejemplo, en caso de no tener mercados de capacidad y que no se permitan precios de escasez).

pérdida de generación) a través de una reserva de contención de frecuencia (FCR) de acción rápida²¹ y restaurar la frecuencia a su valor nominal después de la contingencia (a través de una reserva de restauración de frecuencia [FRR] más lenta). El segundo es compensar los errores de pronóstico de la demanda durante la operación normal (también llamada reserva reguladora) (Ela et al., 2011).

A medida que crece la participación de ERV, los errores de pronóstico de ERV (en lugar de los errores de pronóstico de demanda) se convierten en la principal fuente de incertidumbre de la carga neta y, por lo tanto, en el principal impulsor del requisito de reserva reguladora. A medida que aumentan las participaciones de ERV, los requisitos de reserva operativa²² deben revisarse periódicamente para tener en cuenta la incertidumbre de ERV (Moeller & Poeller Engineering, 2017)²³. Habrá un punto donde cualquier capacidad incremental de ERV requerirá un requisito de reserva adicional de regulación y/o de contingencia. Las medidas de flexibilidad operativa significativas para minimizar el impacto de la incertidumbre de ERV incluyen el uso de tecnologías de pronóstico modernas (IRENA, 2016), la contabilización frecuente de los pronósticos de ERV actualizados en las operaciones de mercado y el incremento de la granularidad temporal de los mercados diarios, intradiarios y para el balance de potencia (IRENA, 2017a).

La variabilidad e incertidumbre solar y eólica afectan las operaciones del sistema a través de varias escalas de tiempo que varían desde segundos (es decir, debido al paso de una nube sobre un parque fotovoltaico) hasta meses (es decir, variabilidad estacional de ERV) (Millset al., 2009). Por consiguiente, los impactos de

variabilidad solar y eólica en todo el sistema tienen una dependencia temporal relacionada; por ejemplo, la variabilidad a muy corto plazo afecta la capacidad de un sistema para la regulación de frecuencia, mientras que la variabilidad en escalas de tiempo de 15 a 30 minutos afecta el seguimiento de la carga y el tamaño de las reservas operacionales. La variabilidad estacional, por otro lado, podría afectar la planificación de almacenamiento hidráulico a mediano plazo y la planificación de capacidad a largo plazo de un sistema.

La flexibilidad del sistema debe responder en escalas de tiempo relevantes a los impactos de la variabilidad e incertidumbre solar y eólica. Milligan et al. (2015) describen el intervalo de tiempo para la flexibilidad desde segundos (respuesta inercial como primera línea de defensa contra los desequilibrios del sistema) hasta algunos años (planificación del sistema eléctrico y horizonte de inversión). A medida que la electrificación se vuelve cada vez más relevante en la transición energética, la planificación de la flexibilidad deberá tener en cuenta los efectos de la variabilidad, por ejemplo, en las decisiones de carga/descarga de EV y el almacenamiento estacional en forma de producción de hidrógeno (consulte la Figura 8).

Finalmente, el desarrollo de una red de transmisión bien planificada es de suma importancia para garantizar que la flexibilidad no solo esté disponible, sino que también sea accesible. Aunque la red no es una fuente de flexibilidad en sí misma, puede convertirse fácilmente en un inhibidor, especialmente si se considera que las zonas con un gran potencial de recursos eólicos a menudo se encuentran lejos de los centros de carga. Cuando se planifica un sistema eléctrico flexible, las técnicas de planificación geoespacial pueden

21 La mayoría de los sistemas eléctricos están diseñados para que, en condiciones normales, la reserva de contingencia siempre sea al menos la capacidad del generador más grande y/o una fracción del pico de demanda.

22 La definición de varios tipos de reservas es diferente entre los diferentes países. Las reservas operativas en este informe se supone que son la suma de las reservas de contingencia y de regulación.

23 El proceso de estimación de las reservas de regulación requiere un análisis estadístico de los datos históricos de recursos eólicos y solares (tanto reales como pronosticados) para estimar un rango de probabilidades que corresponden a errores de pronóstico con magnitudes específicas. Un sistema puede experimentar errores de pronóstico basados en el nivel de integración de ERV.

ayudar a resaltar el costo de oportunidad entre el costo de transmisión y la productividad de la generación renovable²⁴ (IRENA, 2017b; Madrigal y Stoft, 2012).

Un sistema eléctrico puede considerarse flexible si puede, de un modo rentable, confiable y en todas las escalas de tiempo:

- 1) Satisfacer los picos de demanda y los picos de demanda neta, **evitando energía no suministrada**²⁵.
- 2) **Mantener el equilibrio** de la oferta y la demanda en todo momento, y garantizar la disponibilidad de capacidad suficiente para aumentar y disminuir rápidamente la generación, la disponibilidad de **capacidad de arranque rápido** suficiente y la capacidad de operar durante bajas cargas netas.
- 3) Disponer de una capacidad de **almacenamiento** suficiente (tanto de almacenamiento de electricidad como, a través del acoplamiento sectorial, calor y gas renovables) para equilibrar los periodos de alta generación de ERV y los periodos de alta demanda pero baja generación de ERV.
- 4) Incorporar capacidades para **ajustar la demanda** para responder a periodos de escasez de suministro o sobregeneración.

5) Mantener las capacidades para mitigar posibles eventos que podrían desestabilizar el sistema eléctrico manteniendo un **suministro de servicios complementarios** adecuado en todo momento.²⁶

6) Operar en un **mercado** bien diseñado, donde la flexibilidad existente no esté bloqueada por ineficiencias del mercado (consulte la sección 3.2).

En ese sentido, el informe puede complementar los esfuerzos recientes para definir la flexibilidad del sistema eléctrico para los sistemas eléctricos con altas proporciones de ERV (Cochran *et al.*, 2014; IEA, 2018; IRENA, 2017b, Recuadro 4).

Con este punto de vista más amplio, y enfocándonos en los sistemas eléctricos con altas participaciones de ERV, podemos extender la definición proporcionada anteriormente para la flexibilidad del sistema de la siguiente manera:

“La flexibilidad es la capacidad de un sistema eléctrico para hacer frente a la variabilidad e incertidumbre que la generación de ERV introduce en el sistema en diferentes escalas de tiempo, desde el muy corto hasta el largo plazo, evitando el vertido de ERV y suministrando de manera confiable toda la energía demandada por los clientes”.

24 El costo de oportunidad se refiere al beneficio potencial de ubicar la generación renovable en áreas con recursos de mayor calidad contra el costo de la inversión de transmisión. Por ejemplo, a veces el costo de la nueva capacidad de transmisión puede superar el beneficio de un recurso de ERV de calidad marginalmente superior. El costo de oportunidad se debe principalmente al hecho de que la transmisión suele ser menos costosa en comparación con la generación, y que los recursos renovables varían dramáticamente con la ubicación.

25 Si la generación instalada es menor que la demanda máxima, no se alcanzarán los picos de demanda. En este caso, no existe un problema de flexibilidad sino un problema de adecuación de la generación. Un sistema es flexible si puede cumplir con los picos de demanda bajo el supuesto de que el parque de generación es adecuado.

26 Las reservas son una capacidad de repuesto que las unidades despachadas deben mantener para compensar un desequilibrio entre la oferta y la demanda. Por ejemplo, si hay un aumento repentino en la demanda, la generación debería aumentar rápidamente, y esto se logra con reservas a subir. Las reservas que se consideran aquí controlan la frecuencia del sistema, que es una medida directa del balance de potencia activa. La tensión es un fenómeno local y debe ser controlada por activos cercanos. El aumento de la participación de ERV, especialmente la generación conectada en baja tensión, puede causar problemas de tensión, pero esto también lo pueden mitigar los activos de ERV que pueden participar en el control de la tensión.

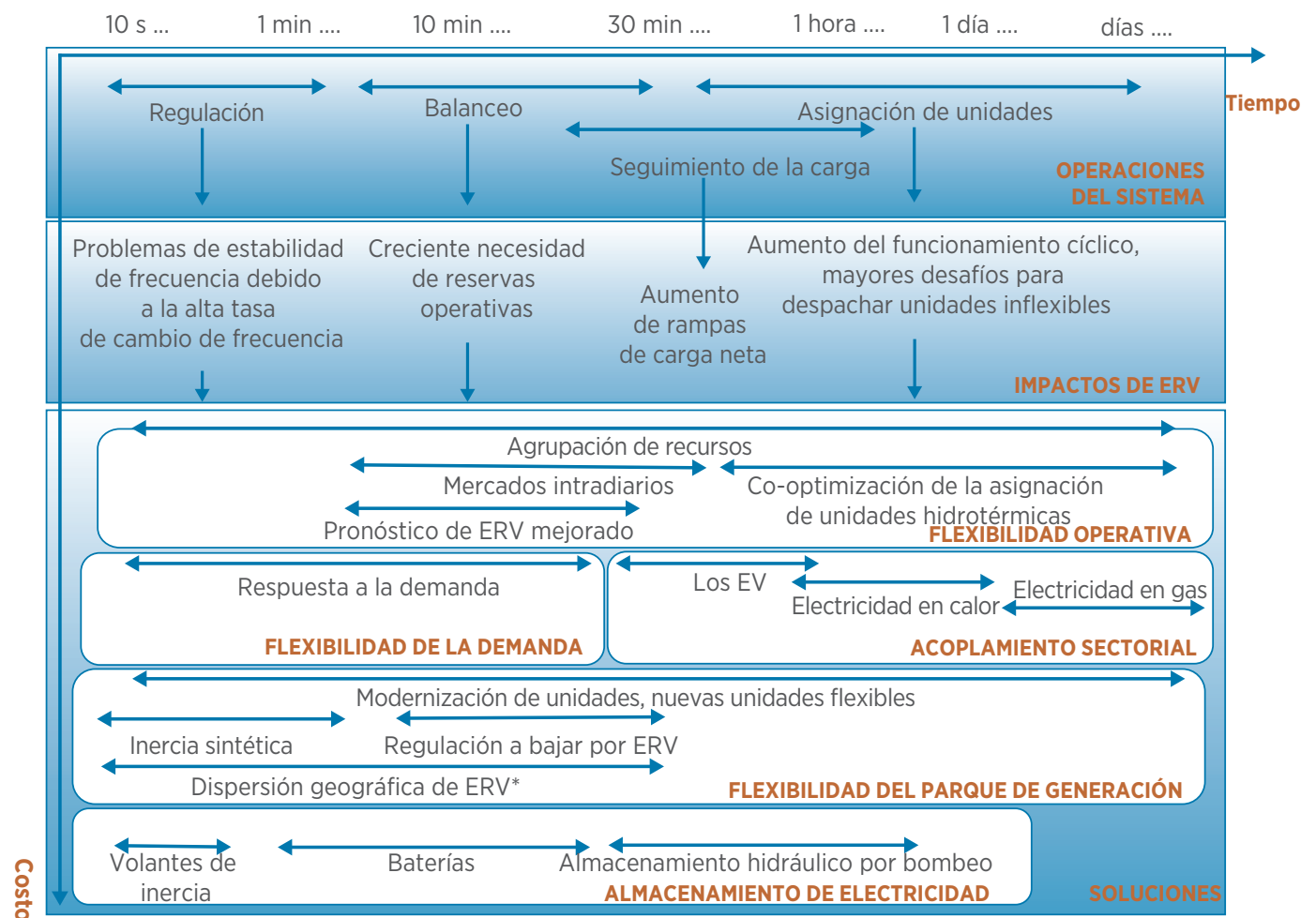
3 FUENTES DE FLEXIBILIDAD

Planificar para la flexibilidad requiere tomar en cuenta todas las fuentes posibles. Un estudio detallado debe considerar los aspectos técnicos e institucionales de la flexibilidad, mientras que las decisiones finales deben basarse en los principios de menor costo. En esta sección se analizan con mayor detalle los diferentes tipos de flexibilidad. El objetivo principal de esta sección es familiarizar al lector con las características principales de las fuentes de flexibilidad que deben considerarse para la planificación de esta.

En este informe, las fuentes de flexibilidad técnica se agrupan en la oferta, la demanda, el almacenamiento y elementos de la red. Cada tipo de flexibilidad del sistema puede funcionar de manera óptima dentro de un entorno institucional sano que promueva una operación flexible. Los aspectos técnicos y operativos de la flexibilidad se analizan a continuación.

En la Figura 8 se muestran los impactos que la ERV tiene en diferentes escalas de tiempo y las soluciones de flexibilidad relevantes para manejarlos.

Figura 8: Impactos de ERV en diversas escalas de tiempo y soluciones de flexibilidad relevantes



Fuente: con base en el Banco Mundial, 2015

3.1 FLEXIBILIDAD TÉCNICA

La flexibilidad técnica está estrechamente relacionada con la estructura física del sistema. La flexibilidad técnica se refiere a la combinación de tecnologías que determinan 1) la capacidad de la oferta para seguir los cambios rápidos en la carga neta, 2) la capacidad de la demanda para seguir los cambios rápidos en el suministro, 3) la capacidad del almacenamiento de energía para equilibrar los desajustes entre la oferta y demanda en todas las escalas de tiempo y 4) infraestructura de red adecuada para permitir que la oferta de menor costo alcance la demanda en todo momento, en cualquier lugar del sistema eléctrico.

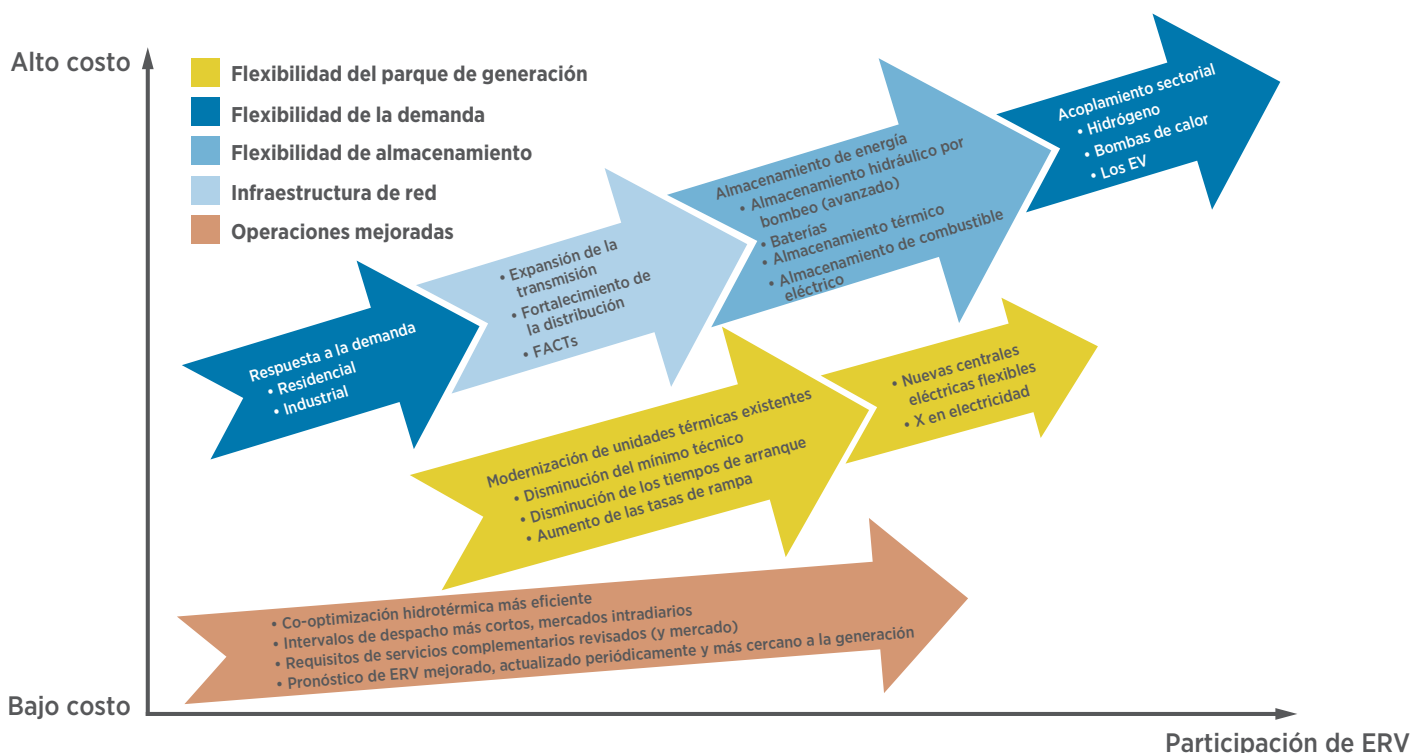
En la Figura 9 se ilustra una lista de medidas técnicas para aumentar la flexibilidad del sistema.

Flexibilidad del parque de generación

La flexibilidad del parque de generación está estrechamente relacionada con el rendimiento de las tecnologías que comprenden la flota de generación de un sistema eléctrico.

Más específicamente, un generador flexible es uno que puede aumentar o disminuir su generación rápidamente (alta rampa), tiene un bajo mínimo técnico y tiempos de arranque y parada rápidos (IEA, 2018). Por ejemplo, se considera que los generadores hidráulicos y las turbinas de gas de ciclo abierto se encuentran entre los tipos de generación convencional más flexibles, mientras que las turbinas de vapor grandes, como las de los generadores de carbón y nucleares, generalmente se encuentran en el lado menos flexible del espectro; sin embargo, debido al énfasis actual en la flexibilidad del sistema, los diseños modernos ofrecen un mejor rendimiento, especialmente para las tecnologías de carbón (Palchak *et al.*, 2017; Cochran *et al.*, 2014; IEA, 2018). Las centrales nucleares tienen diferentes niveles de flexibilidad, en función del diseño y tipo de unidad (por ejemplo, reactores de agua en ebullición frente a reactores de agua a presión). En la Tabla 1 se comparan las tecnologías de carbón y gas en función de sus características que afectan la flexibilidad técnica.

Figura 9: Opciones técnicas para aumentar la flexibilidad del sistema



Fuente: con base en Denholm *et al.*, 2010

Las tecnologías previamente consideradas como inflexibles (por ejemplo, unidades alimentadas con carbón) y la llamada de carga base siempre han tenido, hasta cierto punto, que ajustar

su salida, además de apagarse y reiniciarse. Sin embargo, las necesidades y los impactos pasados han sido mínimos, y la incertidumbre que se debe cubrir se ha limitado a los errores

Tabla 1: Comparación de las características técnicas entre las tecnologías de generación de energía de carbón y de gas.

Propiedad	Turbinas de gas de ciclo abierto (OCGT)	Turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT)	Centrales eléctricas de hulla	Central eléctrica de lignito
Centrales eléctricas más utilizadas				
Mínimo técnico (% P_{Nom})	40-50 %	40-50 %	25-40 % ^a	50-60 %
Tasa de rampa promedio (% P_{Nom} por min)	8-12 %	2-4 %	1,5-40 %	1-2 %
Tiempo de arranque en caliente (min) o (h)	5-11 min ^b	60-90 min	2,5-3 h	4-6 h
Tiempo de arranque en frío (min) o (h)	5-11 min ^c	3-4 h	5-10 h	8-10 h
Centrales eléctricas de última generación				
Mínimo técnico (% P_{Nom})	20-50 %	30-40 % (20 % con SC ^d)	25 ^e -40 % ^f	35 ^g -50 %
Tasa de rampa promedio (% P_{Nom} por min)	10-15 %	4-8 %	3-6 %	2-6 ^h %
Tiempo de arranque en caliente (min) o (h)	5-10 min ⁱ	30-40 min	80 min-2,5 h	1,25 ^j -4 h
Tiempo de arranque en frío (min) o (h)	5-10 min ⁱ	2-3 h	3-6 h	5 ^k -8 h

^a Fuente: (Heinzel, Meiser, Stamatelopoulos y Buck, 2012)

^b Las turbinas de gas de gran potencia, como la Siemens SGT5-4000F, suelen tener tiempos de arranque más largos. Un inicio rápido tarda aproximadamente 11 minutos y un inicio normal aproximadamente 30 minutos.

^c La cantidad de combustible que se puede quemar a la potencia máxima continua del aparato se multiplica por el valor calorífico neto del combustible y se expresa como megavatios térmicos. La entrada térmica se especifica por el fabricante de una planta.

^d SC (combustión secuencial): Algunas centrales eléctricas CCGT de última generación están equipadas con combustión secuencial, lo que permite una operación de carga muy baja sin superar los límites de emisiones.

^e Consulte (entonces, 2016)

^f Mínimo técnico: 25 a 30 % en "modo de recirculación" y 35-40 % en "modo de paso directo".

^g Consulte la "unidad R" de Boxberg, con un mínimo técnico del 35 %.

^h Consulte la central eléctrica "Belchatów II Uni 1" en Polonia o la central eléctrica Boxberg en Alemania, ambas con una tasa de rampa de hasta el 6 % P_{Nom} .

ⁱ Las turbinas de gas de gran potencia, como la turbina de gas Siemens SGT5-8000H, por lo general tienen tiempos de arranque más cortos. Un inicio rápido tarda aproximadamente 11 minutos y un inicio normal aproximadamente 30 minutos.

^j Consulte la "unidad R" de la central eléctrica de Boxberg con un tiempo de arranque (en caliente) de 75 a 85 minutos.

^k Consulte la "unidad R" de la central eléctrica de Boxberg con un tiempo de arranque (en frío) de 290 a 330 minutos.

Fuente: Agora Energiewende, 2017

de pronóstico de la demanda y las fallas de centrales eléctricas. Al mismo tiempo, la descarbonización del sector eléctrico requiere, por un lado, disminuir la participación de la generación térmica y, por otro, aumentar la flexibilidad del sistema. Esto significa que menos capacidad convencional tendrá que proporcionar una mayor flexibilidad con mayor frecuencia y rapidez. Sin embargo, las innovaciones técnicas, las reformas reglamentarias y de mercado y el uso combinado de una variedad de fuentes de flexibilidad (como el almacenamiento de energía y la flexibilidad de la demanda) reducen la dependencia del sistema en las unidades térmicas como fuente de flexibilidad.

Los beneficios de la flexibilidad varían según el actor involucrado. Desde la perspectiva de un generador, la flexibilidad se está convirtiendo gradualmente en una fuente de ingresos vital en entornos no regulados. Como ejemplo, una serie de recursos de carbón en Dinamarca quedaron sin utilizar después de que el país se uniera al mercado nórdico a principios de la década de 2000. Esto se debe a que en la configuración del mercado, la generación necesita responder a las señales de precios y, por lo tanto, la flexibilidad se remunera. Dentro de esta nueva realidad, hay casos en que los propietarios de activos de generación antiguos e inflexibles invirtieron en mejoras técnicas en activos existentes (por ejemplo, las unidades de Neurath 2×630 megavatios (MW) y Steag Voerde 700 MW en Alemania (IEA, 2018).

En entornos regulados, también se han implementado programas de actualización para aumentar la flexibilidad de los generadores térmicos (consulte el Recuadro 1). Mejorar la flexibilidad térmica como una solución a corto y mediano plazo se está convirtiendo en un tema candente en varios países. Por ejemplo, la flexibilidad de la central termoeléctrica es el tema central de la Campaña de Flexibilidad Avanzada de Centrales Eléctricas de la Ministerial de Energía Limpia, liderada por China, Dinamarca y Alemania (IEA, 2018).

Sin embargo, se debe tener precaución antes de tomar decisiones para modernizar las unidades de carbón, ya que algunos sistemas pueden no experimentar una reducción en las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), especialmente considerando que las modernizaciones generalmente extienden la vida útil de las unidades y pueden aumentar sus horas de funcionamiento. El análisis detallado de los costos de producción puede indicar los beneficios y costos (técnicos, económicos y ambientales) de las modernizaciones (consulte la sección 4). Esto es especialmente cierto en los sistemas eléctricos donde el carbón compite con el gas natural.

En algunos casos, se podrían requerir mecanismos de fijación de precios del carbono para alcanzar los objetivos climáticos (Agora Energiewende, 2017). En otros, una nueva ola de gas asequible ha estado sacando al carbón del orden de mérito (US DOE, 2017), al hacer, en la práctica, que las inversiones para mejorar la flexibilidad del carbón sean una inversión adicional infrutilizada.

Los beneficios y costos de todo el sistema derivados del aumento de la flexibilidad del parque de generación pueden evaluarse utilizando herramientas analíticas específicas que se analizan en la sección 4.

A mayor proporción de ERV, pueden surgir situaciones en las que la ERV es la fuente de flexibilidad más rentable. Una cantidad limitada de vertido de ERV podría ser una fuente rentable de flexibilidad en el despacho económico que también proveería regulación a bajar. En contraste, la regulación a subir, aunque técnicamente demostrada, generalmente no es rentable, a menos que la ERV ya se haya vertido por otras razones, como situaciones de exceso de suministro, o haya sido remunerada por servicios adicionales proporcionados cuando se opera por debajo de la capacidad total.

Almacenamiento de energía

Durante la última década ha aumentado el interés en el almacenamiento de electricidad. Tradicionalmente, la mayor parte de este almacenamiento ha sido hidráulico por bombeo, y este sigue siendo el caso hoy en día. Debido a una variedad de desarrollos paralelos, el interés en el almacenamiento se ha expandido más allá de la energía hidráulica por bombeo. Estos desarrollos incluyen avances en la tecnología de almacenamiento y reducciones en los costos de almacenamiento (para baterías de iones de litio en particular), el desarrollo de mercados energéticos y mercados de servicios complementarios, desafíos en la construcción de una nueva infraestructura de transmisión y distribución, el papel facilitador que puede desempeñar el almacenamiento de energía solar y eólica en el contexto fuera de la red y la necesidad de soluciones para integrar las grandes cantidades de ERV que se implementan en grandes sistemas eléctricos.

Los sistemas de almacenamiento de electricidad se han utilizado principalmente para desplazar la programación del suministro de electricidad al almacenar electricidad cuando su valor es el más bajo y descargar cuando el valor es el más alto. El valor de la electricidad en este tipo de aplicación proviene de evitar que funcionen generadores más caros y de reducciones en el costo total de generación²⁷. Cuando se asocia con la generación de ERV, el almacenamiento se puede utilizar para facilitar grandes participaciones de ERV al mitigar los impactos de ERV en las operaciones de la red.

Los impactos de ERV se caracterizan por un rango de escalas de tiempo que se extienden desde segundos (por ejemplo, cuando una nube pasa sobre una planta fotovoltaica) hasta años (implicaciones en el tiempo de espera de las nuevas líneas de transmisión para reducir la congestión). Por lo tanto, para ser eficaz en una aplicación específica, una tecnología de almacenamiento debe tener las características técnicas adecuadas, a saber, tiempo de respuesta, capacidad de

potencia y capacidad de energía (Denholm *et al.*, 2010). Además de la idoneidad técnica, factores como la eficiencia de carga y descarga, los gastos de capital y los gastos operativos también son importantes para tomar decisiones de inversión.

En la escala de tiempo más corta (segundos), ciertas tecnologías de almacenamiento, como la energía hidráulica por bombeo, volantes de inercia síncronos y CAES pueden proporcionar inercia como primera línea de defensa en caso de pérdida repentina de generación y pueden reducir la dependencia de un sistema en los generadores térmicos para limitar la tasa de cambio de frecuencia. En una escala de tiempo de segundos a minutos, el almacenamiento se ha utilizado principalmente para la provisión de reservas operativas (principalmente baterías y energía hidráulica por bombeo).

Tecnologías tales como la energía hidráulica por bombeo, el CAES, las baterías de larga duración y el almacenamiento térmico proporcionan flexibilidad durante periodos de tiempo más prolongados. En el corto y mediano plazo, las baterías pueden ofrecer potencialmente una amplia gama de servicios además de los ofrecidos por el almacenamiento de energía hidráulica por bombeo, como la prestación simultánea de múltiples servicios complementarios, el desplazamiento de combustibles fósiles para la movilidad cuando las baterías se instalan en vehículos eléctricos, lo que permite una alta participación de fuentes renovables en mini redes y apoyo al autoconsumo de energía solar de techo.

Además de la amplia gama de ventajas del almacenamiento de energía, el potencial técnico de muchas tecnologías aún no se ha materializado debido al costo de la tecnología frente a los ingresos monetizables. Actualmente, el almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo domina el almacenamiento de electricidad (representando el 96 % de la capacidad de almacenamiento global a mediados de 2017) debido a sus atributos económicos y técnicos

²⁷ Aunque esto se ve parcialmente contrarrestado por un aumento en la demanda debido a las pérdidas de eficiencia en el ciclo de carga y descarga del almacenamiento.

favorables²⁸ (almacenamiento a largo plazo a un costo competitivo, tecnología establecida, alta flexibilidad y fuente de inercia síncrona). La energía hidráulica por bombeo moderna también puede proporcionar servicios del sistema de una manera muy sofisticada y eficiente a través del bombeo de velocidad variable (Fulgencio *et al.*, 2017). Se espera que las baterías se conviertan en una importante tecnología de almacenamiento para la transición energética —que complemente a la energía hidráulica por bombeo gracias a una disminución esperada en los costos— pero principalmente debido a los beneficios operativos que brindan estas (IRENA, 2017c).

A niveles muy altos de integración de ERV, surgirá la necesidad de almacenamiento estacional. Cuando no se dispone de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo de gran escala, el almacenamiento de hidrógeno producido a partir de electricidad renovable puede proporcionar un combustible renovable a sectores que de otra manera serían difíciles de descarbonizar mediante electrificación (IRENA, 2018c). Tales sectores incluyen:

- **Industria:** el hidrógeno se usa ampliamente en varios sectores de la industria (refinerías, producción de amoníaco, productos químicos a granel, etc.).
- **Edificios:** el hidrógeno procedente de energías renovables se puede inyectar en las redes de gas natural existentes hasta cierto punto (reduciendo el consumo de gas) o en redes de hidrógeno dedicadas.
- **Transporte:** los EV de celda de combustible brindan una opción de movilidad baja en carbono cuando el hidrógeno se produce a partir de fuentes de energía renovables y ofrece un rendimiento de conducción similar al de los vehículos convencionales. Además, el hidrógeno procedente de electricidad baja en carbono y el CO₂ se pueden utilizar para producir combustibles orgánicos sintéticos que puedan

hacer funcionar motores convencionales (IEA, 2017a).

La capacidad de almacenamiento integrada en sectores posteriores de la cadena de producción (por ejemplo, infraestructura de gas, cadena de suministro de hidrógeno) puede servir como un amortiguador para desacoplar la estacionalidad de la ERV y la demanda durante largos periodos y permitir el almacenamiento estacional. La efectividad del almacenamiento de electricidad (medida en megavatios-hora de reducción del vertido de ERV por MW de almacenamiento implementado) en la reducción del vertido de ERV es muy alta, especialmente para las tecnologías de almacenamiento capaces de descargar electricidad durante varias horas. Sin embargo, se reduce a medida que aumenta la implementación del almacenamiento y, en algún momento, la cantidad incrementada de ERV vertida evitada por MW de almacenamiento incremental disminuye rápidamente (Denholm y Mai, 2018). A niveles de ERV muy altos, eliminar completamente el vertido utilizando el almacenamiento solo como medida de mitigación podría ser económicamente impráctico. Por lo tanto, se puede identificar un nivel óptimo de utilización del almacenamiento con el uso de herramientas analíticas (consulte la sección 4).

Flexibilidad de la demanda

La respuesta a la demanda se puede utilizar junto con el almacenamiento de energía para reducir aún más el vertido de ERV. La respuesta a la demanda se refiere a tipos específicos de programas de gestión de la demanda en los que el patrón de demanda se desplaza para adaptarse mejor al suministro de electricidad. La respuesta a la demanda es un método eficaz que brinda una oportunidad para que los consumidores desempeñen un papel en la operación de la red al ajustar su consumo de electricidad sujeto a señales de precios o acuerdos de control directo a largo plazo.

28 Gran parte de esa energía hidráulica por bombeo se construyó durante los años de 1960 a 2000. Fue la única opción económicamente viable durante ese periodo.

Las tarifas por tiempo de uso, que fluctúan en función de los precios del mercado de la electricidad, en la mayoría de los casos brindan incentivos para reducir el consumo durante los periodos de mayor demanda. Reducir la necesidad de capacidad de pico convencional es importante, especialmente a una alta penetración de ERV, cuando el valor de capacidad marginal de la energía solar y eólica puede disminuir significativamente en participaciones altas (Denholm, 2015). La fijación de precios por tiempo de uso puede respaldar la ERV al aumentar la demanda durante la generación excesiva y ajustar la demanda para reducir las rampas en la carga neta.

Los programas de control directo brindan la oportunidad para que las compañías de electricidad controlen equipos eléctricos en residencias e industrias. Las cargas industriales grandes y controlables tienen un valor significativo debido a su mayor contribución a la gestión de la demanda. Otro beneficio operativo importante del control directo es la provisión de reservas operativas para reducir los impactos de la incertidumbre de ERV en el sistema (Agora Energiewende, 2015).

Uno de los desafíos de la respuesta a la demanda es la coordinación estructurada de cargas de varios tamaños que generalmente están conectadas a redes de distribución de baja y media tensión para alcanzar las tasas de respuesta esperadas o los objetivos de reducción de capacidad. Muchos mercados fomentan la participación de agregadores para ese propósito. Los agregadores son compañías que actúan como participantes en el mercado de la electricidad (y servicios complementarios) al controlar los activos que pertenecen a los usuarios finales de la electricidad y a los propietarios de recursos energéticos distribuidos en su nombre. Los agregadores contratan demanda individual (residencial, comercial y/o industrial) y los agregan para operar como un único agregador de demanda eléctrica. Dichos grupos agregados a menudo contienen una combinación de diferentes tipos de demanda,

así como almacenamiento y generación flexible, para maximizar la capacidad del grupo agregado para proporcionar flexibilidad al sistema y obtener ingresos de este.

Al igual que en el caso del almacenamiento, existe un límite práctico sobre la capacidad máxima de respuesta a la demanda que se debe planificar. Tanto la efectividad económica como técnica de la respuesta a la demanda son máximas durante las etapas muy tempranas de la implementación de la respuesta a la demanda y disminuyen a medida que aumenta esta capacidad. Los costos y beneficios de la respuesta a la demanda deben compararse con otras opciones flexibles para identificar los niveles óptimos de implementación en las distintas etapas de la transición energética. El valor de la respuesta a la demanda se puede estimar en el contexto de un ejercicio de optimización de menor costo de todo el sistema, como se detalla en la sección 4.

Flexibilidad de la red

La flexibilidad de la red se refiere a la existencia de una red de transmisión robusta para equilibrar la oferta y la demanda en grandes áreas de balanceo, así como a las líneas de interconexión transfronterizas para permitir el intercambio de flexibilidad entre las fronteras nacionales u otras jurisdicciones (si el mercado lo permite). También se refiere a la existencia de controles avanzados para mejorar la comunicación entre los elementos del sistema que permiten, por ejemplo, el control automatizado de generadores, la activación automática de la respuesta a la demanda o el control avanzado del flujo de potencia (por ejemplo, un sistema flexible de transmisión de corriente alterna, o FACTS).

La flexibilidad de la red actúa como un puente para unir la flexibilidad de la oferta y la demanda y elimina los desequilibrios en tiempo real. Si la flexibilidad de la red es baja, puede convertirse en un factor limitante. Por ejemplo, un sistema con alta flexibilidad del parque de generación puede experimentar dificultades para integrar altas participaciones de ERV debido a problemas de

congestión. Como ejemplo separado, un sistema con alta participación de energía hidroeléctrica puede tener gran parte de su flexibilidad hidráulica bloqueada si no hay suficiente capacidad de transmisión para conectar áreas con alta generación de ERV a áreas con alta capacidad de almacenamiento por bombeo.

La respuesta a la demanda requiere la coordinación de cargas de diferentes tamaños

3.2 FLEXIBILIDAD OPERATIVA

La flexibilidad operativa se refiere a cómo se operan los activos en el sistema eléctrico. Depende, además de las limitaciones de las capacidades de cada tecnología, del entorno regulatorio y de mercado que rodea al sistema físico y que impulsa las operaciones del sistema.

Al igual que las redes, el mercado y los marcos regulatorios pueden actuar como inhibidores de la flexibilidad existente. Un ejemplo de un mercado que actúa como inhibidor es el caso de países grandes que, desde una perspectiva operativa, se dividen en provincias que operan en forma aislada, con un intercambio de energía limitado o nulo basado en el despacho centralizado de órdenes de mérito o un mercado para regular tal intercambio. En algunos casos, los intercambios de electricidad dentro de la frontera entre tales provincias están limitados debido a una falta de coordinación eficiente, y como resultado, tanto una parte de la flexibilidad relacionada con la red como la del parque de generación quedan bloqueadas (Milligan *et al.*, 2015).

El despacho centralizado y la creación de un mercado para programar intercambios de electricidad basados en señales de precios son buenas medidas para abordar estos problemas de flexibilidad. Mantener diferentes precios de electricidad al por mayor que reflejen los costos para diferentes áreas dentro de un país (precios zonales) o para los diferentes nodos en la red de transmisión (precios nodales) también ayuda a

reflejar posibles problemas de congestión de la transmisión y a tenerlos en cuenta al construir el orden de mérito, evitando el redespacho predecible y los costos asociados.

En el Recuadro 1 se describen algunos de los desafíos asociados con la rápida introducción de grandes cantidades de ERV en relación con los aspectos técnicos y operativos del sistema eléctrico así como las soluciones que se están adoptando para mejorar la integración.

La flexibilidad del mercado puede existir en diferentes escalas de tiempo (consulte la Figura 10), que las autoridades reguladoras deben considerar.

A largo plazo, el sistema debe garantizar que se construya suficiente flexibilidad operativa para que pueda funcionar correctamente con un nivel significativo de ERV. Para que esto sea posible, es probable que los reguladores necesiten incentivar la inversión al utilizar, por ejemplo, mercados de capacidad en los que se incentiva la flexibilidad, o al aumentar la granularidad espacial y temporal de los mercados mayoristas, proporcionando mejores señales de precios a largo plazo para invertir en recursos flexibles.

En el largo y mediano plazo, el sistema debe equilibrar la variabilidad energética interanual y estacional que tradicionalmente se logra con la programación hidráulica en condiciones de incertidumbre en sistemas con una participación significativa de energía hidroeléctrica.

En el mediano a corto plazo, la asignación y el despacho económico de las unidades de generación deben planificarse antes de la generación en tiempo real. En esta escala de tiempo, el diseño de los mercados diarios e intradiarios será relevante para desbloquear el potencial de flexibilidad total del sistema. Las medidas como aumentar la granularidad temporal y espacial (por ejemplo, un periodo de liquidación más corto o el cambio de precios zonales a precios nodales) o establecer el cierre del mercado más cerca del tiempo

RECUADRO 1. Desbloqueo de la flexibilidad del sistema eléctrico en China

Desde el año 2000, China ha representado más de la mitad del aumento mundial en el consumo de energía y más del 80 % del crecimiento mundial neto en la demanda de carbón (Zhou y Lu, 2017). A partir de 2015, la capacidad instalada a base de carbón alcanzó los 900 GW, que representaron alrededor del 60 % de la capacidad instalada total (Xiang, 2017). Sin embargo, la gran dependencia del carbón no vino sin ningún costo, ya que la calidad del aire en China se ha deteriorado gravemente.

Los problemas de la calidad del aire, así como una serie de factores económicos, industriales, geopolíticos y sociales, han impulsado un cambio hacia fuentes de energía más limpias. Durante el periodo 2011-2015, China experimentó un aumento sin precedentes en la capacidad de energía renovable, que se caracterizó por un crecimiento anual promedio de alrededor del 26 % para la energía eólica y del 90 % para la energía solar fotovoltaica (IRENA, 2018b). A partir de 2016, la energía eólica y solar fotovoltaica representaron menos del 1 % y aproximadamente el 4 %, respectivamente, del suministro de energía de China, y se espera que la participación combinada de ERV supere el 10 % para 2022 (IEA, 2017b). En el lado negativo, el rápido crecimiento de ERV en China estuvo acompañado por un vertido inusualmente alto de ERV, de alrededor del 17 % de energía eólica y del 10 % de energía solar fotovoltaica en 2016¹.

El vertido en China se debe a una combinación de problemas que incluyen 1) restricciones de transmisión, 2) existencia de contratos que garantizan la generación mínima para las centrales eléctricas de carbón, 3) falta de estructuras de mercado que promuevan la generación flexible, 4) desajuste geográfico entre los recursos de energía renovable y los centros de demanda, 5) barreras de transmisión interprovinciales² y 6) operación forzada de centrales CHP inflexibles debido a las necesidades de calefacción urbana³.

No obstante, China ha logrado un progreso significativo en la disminución de las tasas de vertido de ERV, principalmente a través de la mejora de la transmisión y los proyectos de conversión de electricidad en calor (Liu, 2017); (Reuters, 2017). Como resultado, las tasas nacionales promedio de vertido de la energía eólica y solar fotovoltaica disminuyeron a aproximadamente 12 % y 6 %, respectivamente, en 2017, según la Autoridad Nacional de Energía. A finales de 2016, China emitió el 13.º Plan quinquenal para el desarrollo del sector eléctrico (NDRC, 2016)⁴. El plan establece objetivos de ERV agresivos para el futuro, entre ellos 210 GW de energía eólica y 110 GW de energía solar (incluidos más de 60 GW de energía fotovoltaica distribuida) (IEA, 2016) y también se enfoca en medidas para abordar el vertido de ERV.

Entre las medidas propuestas para abordar el vertido están 1) la mejora de las prácticas operativas, 2) la implementación de mercados de energía mayoristas competitivos, 3) la modernización de la infraestructura de la red, 4) la implementación de un importante programa de modernización para aumentar la flexibilidad de las unidades de carbón convencionales existentes, 5) implementación de programas de demanda con un enfoque en cargas interrumpibles, 6) inversiones en energía hidráulica por bombeo y 7) implementación de EV (Xiang, 2017).

- 1 Según los datos de la Autoridad Nacional de Energía publicados a principios de 2018, el vertido de energía eólica y solar en 2017 ha disminuido 5,2 % y 4,3 %, hasta 12 % y 6 %. Por lo tanto, los niveles de vertido de energía eólica y solar en 2016 son del 17 % y del 10 %, respectivamente.
- 2 En relación con contratos bilaterales fijos entre provincias en lugar de basarse en la optimización central.
- 3 Más específicamente, la flexibilidad de la generación se reduce en las provincias del norte durante el invierno, ya que las centrales CHP de carbón funcionan como carga base para proporcionar calor.
- 4 Esta fue la primera vez desde 2002 que China lanzó un Plan quinquenal específico para electricidad. Esto demuestra la prioridad que el gobierno está poniendo en la coordinación central de la planificación del sector eléctrico (Retzer, 2017).

real son medidas que aumentan la flexibilidad del mercado (IRENA, 2017a). Finalmente, en el corto y muy corto plazo, los mercados de servicios complementarios están obligados a adquirir servicios de red, entre otras cosas para compensar los desequilibrios repentinos entre la oferta y la demanda. En este caso, los reguladores deben definir las reservas operativas de manera que se incentive la participación de recursos flexibles. El servicio más innovador

—ya utilizado por algunos sistemas, como en el Reino Unido— es la respuesta rápida de frecuencia (FFR) que pueden suministrar las baterías y la ERV si se cuenta con la electrónica de potencia adecuada. El desafío para el sistema sería definir cuánta inercia se puede reemplazar por FFR (Everoze, 2017).

Consulte la Figura 11 para ver un resumen de las reservas operativas en los sistemas eléctricos.

Figura 10: Diferentes escalas de tiempo en las que hay que analizar la flexibilidad

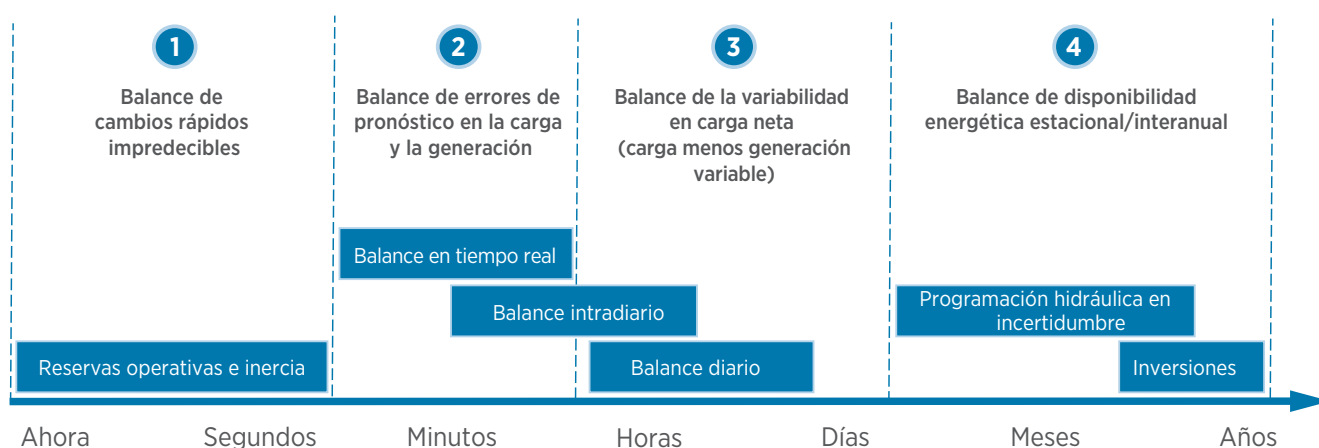


Figura 11: Resumen de las reservas operativas



Las decisiones operativas en el futuro deberán garantizar que se logre un equilibrio entre las necesidades del sistema, las restricciones técnicas y la rentabilidad. El caso irlandés es un ejemplo relevante en el que se tomaron una serie de medidas para mejorar gradualmente la flexibilidad para facilitar la integración de las altas participaciones eólicas a lo largo del tiempo, implementando una serie de estudios para identificar medidas relevantes (consulte el Recuadro 2).

Al igual que las redes, los mercados existentes y los marcos regulatorios pueden inhibir la flexibilidad

RECUADRO 2. El caso irlandés

En 2010, Irlanda se comprometió en su Plan de Acción Nacional de Energías Renovables a suministrar el 40 % de su demanda de electricidad de fuentes renovables¹, principalmente energía eólica (República de Irlanda, 2010). En este contexto, EirGrid y el Operador del Sistema para Irlanda del Norte (SONI) realizaron una serie de estudios sobre las implicaciones de la gestión de altos niveles de ERV. Uno de los resultados fue que el nivel promedio del sistema de inercia síncrono podría caer un 25 % en 2020 (EirGrid, 2011). Según los requisitos de fiabilidad y estabilidad, el sistema en ese momento podría tolerar un límite de penetración no síncrona (SNSP²) del 50 % o menos.

En 2011, EirGrid y SONI se embarcaron en un programa plurianual, Provisión de un Sistema Eléctrico Seguro y Sostenible (DS3), con el objetivo a largo plazo de administrar de manera efectiva los desafíos técnicos relacionados con un aumento potencial del límite de SNSP del 50 % al 75 % para 2020. Los estudios indicaron que no era posible el funcionamiento seguro del sistema eléctrico de la isla irlandesa más allá de un límite de SNSP del 75 %, dadas las capacidades tecnológicas.

Dentro del programa DS3 hay 11 flujos de trabajo con objetivos colectivos para mejorar el rendimiento del sistema, las políticas del sistema y las herramientas del sistema. Más específicamente, los flujos de trabajo se centran en 1) mejorar las capacidades del sistema para gestionar la regulación de la tensión y frecuencia, eventos inesperados y respuesta inercial, 2) desarrollar códigos de red para fijar estándares relacionados con la operación y el uso de activos del sistema, 3) desarrollar aún más las capacidades de gestión de la demanda y 4) crear herramientas relevantes y usarlas para monitorear y desarrollar estudios para facilitar el programa de trabajo DS3 (EirGrid y SONI, 2014). Debido al trabajo realizado por los operadores de sistemas de transmisión bajo el programa DS3, el nivel de SNSP se ha reevaluado gradualmente, y actualmente el sistema All Island (AI) opera al 65 % (EirGrid y SONI, 2018).

1 Irlanda del Norte ha adoptado el mismo objetivo.

2 La penetración no síncrona del sistema (SNSP) es una medida que se refiere a la parte instantánea de la energía no síncrona entregada. En el caso de Irlanda, la SNSP es igual a la producción de ERV más las importaciones de energía sobre la demanda más las exportaciones.

4 FLEXIBILIDAD EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN

Aumentar gradualmente la participación de ERV en un sistema eléctrico crea desafíos de complejidad variable. Durante la fase inicial de la integración de ERV, la mayoría de los sistemas pueden adaptarse a la nueva situación con los recursos existentes o simplemente mediante mejoras en los procesos operativos. Sin embargo, a medida que aumentan las participaciones de ERV, tarde o temprano reducir las brechas de flexibilidad podría ser clave para integrar la capacidad adicional de ERV. Con una participación muy alta de ERV, y después de que las fuentes de flexibilidad tradicionales se hayan explotado en su totalidad, surgirán excedentes de ERV. En este punto, la electrificación se vuelve importante para descarbonizar aún más el sector eléctrico a través de ERV (por ejemplo, los EV y la conversión de electricidad en calor), y el papel del hidrógeno puede ser clave para superar los desequilibrios estacionales entre la oferta y la demanda.

La planificación temprana de la flexibilidad es fundamental para evitar la necesidad de soluciones urgentes y costosas una vez que surjan los problemas de flexibilidad. Por ejemplo, un sistema pequeño e inflexible podría experimentar una escasez de flexibilidad con participaciones de ERV muy bajas, mientras que un sistema más grande y más flexible podría experimentar esto en una etapa muy posterior.

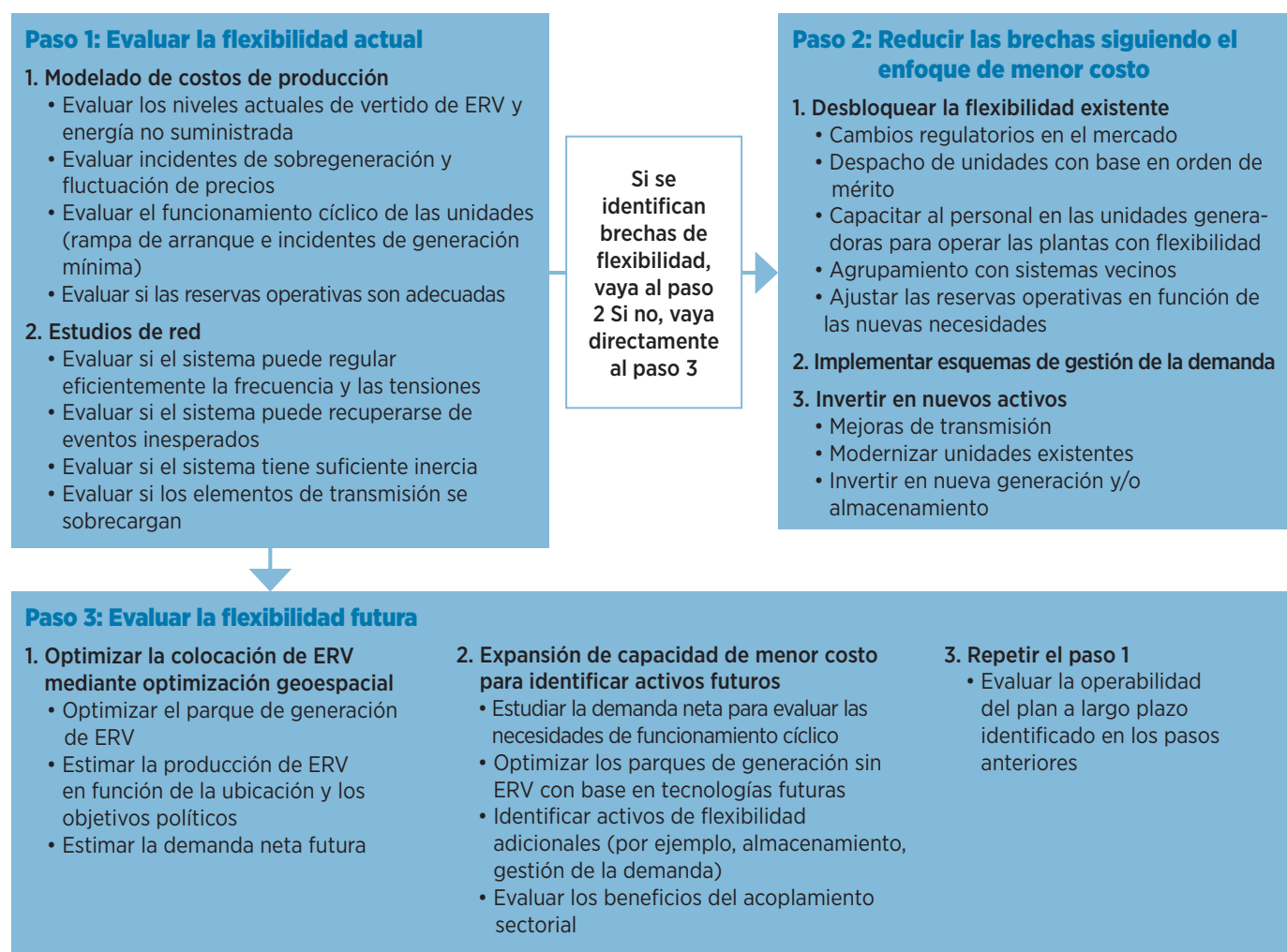
Si bien el tamaño y el nivel de modernización de un sistema eléctrico son atributos clave de la flexibilidad, la elección de futuras medidas de mitigación potenciales también puede verse afectada por las perspectivas de crecimiento futuro de la demanda. Por ejemplo, muchos sistemas grandes y modernos sufren una sobrecapacidad que se construyó para soportar el crecimiento de la demanda anterior, que ahora está estancada debido a que la industrialización

alcanzó la madurez y al énfasis en la eficiencia energética. La inversión en nuevos activos en un entorno como este es más costosa, ya que los activos del sistema compiten por los ingresos dentro de un entorno más desafiante.

Por otra parte, en un sistema eléctrico maduro, es probable que muchas de las centrales térmicas ya se hayan depreciado, mientras que las de nueva construcción en sistemas eléctricos con una demanda creciente aún tienen mucho camino por recorrer antes de alcanzar el punto de equilibrio. IRENA abordó este tema en un documento de trabajo dedicado como parte del análisis de REmap (IRENA, 2017d). La planificación de la flexibilidad es más fácil dentro de un entorno totalmente nuevo, ya que la flexibilidad puede integrarse en el diseño del mercado y los códigos de red para los nuevos activos, en lugar de tener que invertir en modernizaciones costosas en centrales eléctricas de energía térmica y renovable.

La planificación de la flexibilidad es un proceso complejo de varios pasos que debe tener en cuenta una variedad de factores que, en conjunto, forman un problema matemático complejo que solo se puede resolver con las herramientas adecuadas. El proceso generalmente comienza con la evaluación de las necesidades actuales y se extiende hacia el futuro (consulte la Figura 12). En función del estado actual, pueden requerirse medidas de integración en el futuro o pueden ser ya una cuestión de urgencia, lo que cambia enormemente la lista de opciones disponibles y los costos asociados. La evaluación de la flexibilidad actual es clave, ya que crea las bases para una ruta a largo plazo de menor costo para un sistema eléctrico flexible que esté listo para incorporar participaciones significativas de ERV.

Figura 12: Metodología para la planificación de la flexibilidad



Más específicamente, se realiza una evaluación de la flexibilidad de un sistema para 1) identificar las brechas de flexibilidad actuales, 2) evaluar cuánta ERV más se puede integrar sin cambiar significativamente los componentes de la red que no son ERV, 3) evaluar el tiempo restante hasta que la flexibilidad actual se agote (relevante para el tiempo necesario para nuevas inversiones, según los planes de expansión de capacidad) y 4) identificar un conjunto de soluciones de menor costo para desbloquear la flexibilidad existente y, en una etapa posterior, obtener flexibilidad adicional.

El modelado de costos de producción (también llamado simulación de despacho) es un enfoque que se utiliza ampliamente para evaluar la flexibilidad en un sistema con una estructura física determinada²⁹. Un modelo de costos de producción simula el comportamiento de un sistema durante todo un año utilizando

periodos de tiempo representativos de las operaciones del sistema en el mundo real (de minutos a una hora). Como la representación de las características tecnoeconómicas de un sistema eléctrico implica cierta complejidad, la formulación de un problema de despacho requiere cierto nivel de experiencia.

El software en esta clase de modelos de optimización utiliza optimizadores establecidos para resolver la asignación y el despacho óptimo de generadores para un perfil de demanda determinado. Los resultados típicos de un estudio de este tipo incluyen el programa de despacho, los costos operativos, los precios de la electricidad, el vertido de ERV y la energía no suministrada. Un enfoque típico que se usa para evaluar la flexibilidad utilizando modelos de costos de producción es observar los cambios en los resultados anteriores en diferentes participaciones de

²⁹ Sistema existente o sistema futuro donde se ha completado la decisión de activos futuros.

ERV. Por ejemplo, a mayores participaciones de ERV, es probable que el despacho eléctrico real cambie debido a los cambios en el perfil de carga neta. Mientras tanto, debido a los costos marginales más bajos de las ERV, también podrían producirse precios más bajos o vertido.

Al observar los principales resultados de las simulaciones de despacho, uno puede enfocarse en identificar las brechas de flexibilidad en el sistema. Por ejemplo, el vertido podría deberse a una sobregeneración, a una disminución grave de la generación o a una congestión en las líneas de transmisión. Una ventaja clave de un modelo de costos de producción es la alta granularidad temporal y espacial. El analista puede observar detalles finos y observar si las unidades térmicas operan regularmente en su punto de carga mínimo (como en el caso de la sobregeneración), si la flota de generación no puede cumplir con los requisitos de rampa (como en el caso de la disminución de la generación) o si las líneas de transmisión se congestionan con frecuencia. De manera similar, la energía no suministrada podría indicar problemas de rampa a subir o capacidad de generación insuficiente.

Una vez que se hayan identificado las brechas de flexibilidad, se pueden simular y evaluar las medidas de mitigación para determinar su efectividad, así como compararlas en función de sus costos y beneficios. Una de esas medidas, por ejemplo, podría ser mejorar las operaciones. A continuación se muestran algunos ejemplos en los que se puede usar la simulación de despacho para explorar los beneficios de las operaciones mejoradas.

- **Evaluación de beneficios operativos de mejores prácticas de despacho.** Hay casos reales en los que la asignación de unidades únicamente de la parte de energía hidroeléctrica o incluso de toda la flota de generación en algunos

- entornos regulados se deciden con base en el conocimiento empírico. La modelación de costos de producción se puede utilizar para evaluar los beneficios de la co-optimización de la asignación de unidades hidráulicas y térmicas para explotar todo el potencial del almacenamiento hidráulico y las capacidades avanzadas de funcionamiento cíclico hidráulico bajo la incertidumbre sobre las lluvias/aportes hídricos futuros y la generación de ERV.

- **Evaluación de los beneficios operativos de la reestructuración del mercado e implementación del pronóstico avanzado de ERV.** Se pueden usar técnicas de pronóstico avanzadas para disminuir la incertidumbre relacionada con la ERV en las operaciones del sistema. Además, es necesario el desarrollo de los mercados intradiarios para hacer un mejor uso de los pronósticos mejorados y más cercanos al despacho en tiempo real. Una combinación de las medidas anteriores puede disminuir la necesidad de reservas operativas en el sistema y desbloquear la flexibilidad relacionada con el mercado a través de una programación de despacho más frecuente³⁰.

- **Evaluación de las implicaciones del sistema de unirse a un mercado de energía regional.** Compartir un conjunto de activos aumenta las capacidades operativas y mejora la flexibilidad del sistema. La modelación de costos de producción se puede utilizar para identificar dichos beneficios. Para obtener resultados precisos, todos los sistemas involucrados en el mercado deben modelarse simultáneamente, lo que aumenta el requisito de datos para el análisis.

- **Evaluar los impactos operativos de diferentes estrategias de integración de EV.** El impacto de los vehículos eléctricos depende del nivel de implementación de EV y de la estrategia de carga empleada. La integración de EV a gran escala cambiará la forma de la carga. En este tipo de análisis, se necesita una buena

³⁰ Evaluar los beneficios de flexibilidad de la reestructuración del mercado requiere el uso de modelos avanzados con capacidades para simular los mercados de energía.

comprensión de los patrones de carga de EV antes del análisis de costos de producción. Cuando se identifica un patrón, los EV se pueden contabilizar como demandas estáticas o, más bien, como sistemas de baterías móviles, lo que afectará las características operativas del sistema eléctrico (despacho, costos, precios de la electricidad, etc.).

El impacto en el sistema podría ser positivo o negativo, en función de una serie de factores. Si, por ejemplo, una gran parte de los propietarios de vehículos eléctricos cargan sus vehículos durante el pico de demanda de electricidad en la noche, el pico aumentaría, afectando la adecuación de la generación y los niveles de rampa. Para eliminar tales problemas se puede usar la carga inteligente. Al establecer una comunicación bidireccional entre el propietario del vehículo y la red, los patrones de carga pueden manipularse en beneficio del sistema.

En el caso del vehículo a la red (V2G, es decir, los vehículos también pueden enviar electricidad de la batería a la red, si se compensa adecuadamente), el modelado de costos de producción se puede usar para optimizar la carga /descarga de V2G considerando tanto las necesidades de los propietarios de vehículos como los requisitos del sistema de flexibilidad. En ese caso, los EV pueden modelarse como baterías con restricciones de disponibilidad y estado de carga. Por ejemplo, la carga/descarga está optimizada para que el sistema pueda acceder a la batería de un EV según sea necesario al estar estacionado (por ejemplo, por la noche o durante las horas de trabajo), pero de una manera que no afecte la necesidad del propietario de tener el EV suficientemente cargado para su movilidad, ya que este es el objetivo principal de un EV.

El modelado de costos de producción a menudo necesita combinarse con el análisis de red para evaluar la confiabilidad del sistema, tanto en operaciones normales como en contingencias. Los estudios de redes no se

centran estrictamente en temas de flexibilidad, pero son, sin embargo, complementarios a las simulaciones de despacho. Por ejemplo, un análisis de la red se puede usar para identificar las restricciones del sistema que se pueden usar como entradas en el análisis de despacho.

Tal entrada del análisis, por ejemplo, podría ser un límite de penetración no síncrono (SNSP), como se detalla en el Recuadro 2. El análisis de la red requiere una representación muy detallada de la red y excluye los aspectos económicos. Puede encontrar más información sobre el análisis de la red en IRENA (2018d).

Después de identificar una vía para explotar la flexibilidad existente, se debe realizar una evaluación a largo plazo para complementar el proceso de planificación. El objetivo principal de la evaluación de la flexibilidad a largo plazo es preparar el sistema con anticipación para que funcione bajo niveles de ERV más allá de lo que pueda manejar la flexibilidad existente. Por lo general, dicho análisis se realiza con un software de expansión de capacidad a largo plazo. Dichos modelos consideran un período de tiempo más largo que los modelos de costos de producción (es decir, un periodo de estudio típico de 5 a 50 años) y, por lo tanto, tienen en cuenta los cambios futuros en la demanda, los costos de combustible, los costos de capital y la vida útil de las inversiones potenciales y los tiempos de desmantelamiento de los activos existentes.

A diferencia de los modelos de costos de producción, que consideran solo un grupo fijo de elementos del sistema, los modelos de expansión de capacidad a largo plazo también toman en cuenta las posibles inversiones futuras en varias partes de la red (es decir, generación, transmisión, demanda, almacenamiento). El resultado principal del análisis a largo plazo son los cambios en la estructura física de la red (tanto la puesta en servicio de nuevos activos como el desmantelamiento de activos antiguos) durante el periodo de estudio. Si bien los modelos de expansión de capacidad a largo plazo pueden co-optimizar activos

de ERV y convencionales (no ERV), se puede hacer un análisis detallado de la planificación geoespacial (dependiendo de la disponibilidad de datos) para optimizar la expansión de ERV por separado, y el resultado puede servir como un parámetro fijo en el análisis de expansión de capacidad a largo plazo.

Los modelos de expansión de capacidad a largo plazo son capaces de considerar una variedad de activos del sistema que se extienden a todos los niveles de infraestructura física (generación, transmisión, demanda). Tales activos se analizaron en detalle en las secciones anteriores. Además, los modelos a largo plazo sí optimizan el despacho, sin embargo, a escalas de tiempo mucho mayores que las típicas de las operaciones del sistema eléctrico³¹. Por esa razón, los resultados de un estudio a largo plazo a menudo deben verificarse con el uso de un modelo de costos de producción³². En términos prácticos, el proceso de expansión de la capacidad a largo plazo optimiza las inversiones que mejoran la flexibilidad del sistema.

La modelación de costos de producción como paso posterior evalúa los beneficios operativos del sistema propuesto. Cuando se combinan, los dos modelos producen una hoja de ruta a largo plazo y de menor costo para lograr objetivos específicos para las participaciones de ERV sin violar las restricciones del sistema (es decir, mantener el equilibrio entre la generación y la demanda y la provisión de reservas). Los siguientes ejemplos muestran los usos típicos

de los modelos a largo plazo para la evaluación de la flexibilidad.

- Identificar el parque de generación óptimo para el crecimiento futuro de la demanda. Esta es la aplicación más utilizada de los modelos de expansión de capacidad a largo plazo. En ese caso, el objetivo es decidir entre un conjunto de tecnologías de generación para satisfacer el crecimiento futuro de la carga sujeto a una serie de restricciones. Tales restricciones pueden representar la demanda de electricidad que se debe cumplir en cada periodo, la disponibilidad de combustibles, los objetivos de ERV y los requisitos para el margen de reserva. La optimización de la expansión de capacidad se puede ampliar para incluir también la gestión de la demanda, el almacenamiento de energía y decisiones de transmisión de alto nivel.
- Optimizar las decisiones de inversión en un programa de modernización para aumentar la flexibilidad térmica. El análisis a largo plazo se podría usar para decidir si se debe modernizar una cantidad de unidades a lo largo de un periodo de tiempo, construir nuevas unidades o una combinación de ambas. El modelo compara factores tales como el costo de capital del programa de modernización frente al costo de las nuevas unidades, su vida útil y sus características técnicas³³. Por ejemplo, el costo de modernizar las unidades de una central eléctrica existente suele ser mucho menor en comparación con la construcción

31 Los modelos de expansión de capacidad a largo plazo se extienden por mucho más tiempo en comparación con los modelos de costos de producción (por ejemplo, 15 años en comparación con 1 año). Por tanto, se sacrifica cierto nivel de granularidad, ya que los tiempos de cálculo serían muy largos para fines prácticos.

32 En pocas palabras, el sistema eléctrico en un año futuro, como lo identifica el análisis de expansión de capacidad a largo plazo, podría no ser capaz de manejar los impactos en escalas de tiempo inferiores a las que puede simular dicho software. Por ejemplo, el software de expansión de capacidad a largo plazo no comprenderá los beneficios operativos de las baterías en comparación con la energía hidráulica por bombeo para la regulación de frecuencia. El software tomará una decisión basada principalmente en un menor gasto de capital e ignorará las capacidades de rampa más avanzadas de las baterías sobre la energía hidráulica por bombeo. Por esa razón, el resultado del análisis a largo plazo debe verificarse con un modelo de costos de producción.

33 Esto depende del periodo de tiempo de la simulación. Por ejemplo, en un modelo típico de expansión de capacidad a largo plazo no se considerarán tasas de rampa mejoradas, ya que son irrelevantes para la escala de tiempo de la simulación. Sin embargo, se considerará una reducción en el punto mínimo de operación.

de una nueva; por otro lado, una posible extensión de la vida útil de una unidad modificada no igualará la vida útil de una unidad nueva. Además, la unidad actualizada aún tendría atributos de flexibilidad inferiores en comparación con los nuevos diseños. La modelación de costos de producción podría complementar el análisis al identificar cualquier brecha de flexibilidad restante y brindar una estimación más precisa del costo de generación y las emisiones de CO₂ y contaminantes locales.

- Evaluar los costos y beneficios a largo plazo de la conversión de electricidad en calor. Por ejemplo, el análisis de expansión de capacidad a largo plazo se puede utilizar para optimizar decisiones futuras para la electrificación de la demanda de calor³⁴. El modelo compararía el costo de quemar combustibles fósiles en calderas convencionales con inversiones en nuevas bombas de calor, considerando los beneficios en todo el sistema de posibles mejoras de flexibilidad, integración de una mayor generación de ERV, reducciones de emisiones y costos de generación de energía. Las nuevas inversiones podrían ser atractivas, especialmente si las bombas de calor operaran durante horas de bajos precios de electricidad, almacenando el calor para su uso posterior. Se podría desbloquear flexibilidad adicional si las bombas de calor reducen la necesidad de calor de las plantas CHP, que se sabe que reducen la flexibilidad del sistema eléctrico cuando la demanda de calor obliga a la cogeneración de electricidad, independientemente del precio de la electricidad. Las plantas CHP posiblemente se pueden reemplazar en el despacho por generadores de electricidad más flexibles.

- Cualquier combinación de las anteriores. Una evaluación detallada de la expansión de capacidad puede incluir una variedad de opciones, como las que se mencionaron anteriormente y otras que podrían ser relevantes para el sistema (es decir, decisiones de inversión sobre electrolizadores para la producción de hidrógeno, decisiones sobre programas de gestión de la demanda, energía hidráulica por bombeo versus baterías frente a CAES, etc.).
- Finalmente, el análisis de la red debe verificar el plan propuesto como lo indican el análisis de expansión de capacidad a largo plazo y el análisis de costos de producción para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema en una variedad de escenarios.

La gestión de la demanda, el almacenamiento de energía y la planificación de transmisión de alto nivel ayudan a optimizar la expansión de la capacidad del sistema eléctrico

34 Dicho análisis requiere que el software sea capaz de simular, por ejemplo, la demanda de calor de calderas eléctricas.

RECUADRO 3. Breve introducción a la herramienta FlexTool de IRENA

La evaluación de flexibilidad de IRENA se lleva a cabo con la herramienta FlexTool de IRENA. FlexTool es una herramienta detallada pero fácil de usar, con la que se pretende analizar no solo el concepto tradicional de flexibilidad (por ejemplo, la generación flexible de energía hidráulica y térmica con alta capacidad de incremento y un tiempo de puesta en marcha muy bajo), sino también otras tecnologías innovadoras que enriquecen el concepto de flexibilidad, como la demanda flexible, el almacenamiento de energía y el acoplamiento sectorial.

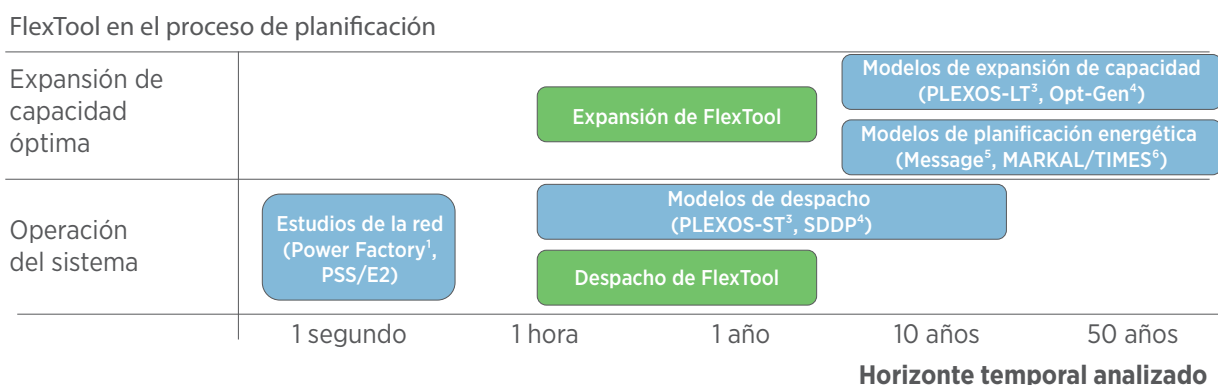
FlexTool es capaz, por un lado, de analizar las operaciones del sistema usando un periodo de tiempo que representa desafíos del mundo real (una hora o menos en el caso de la variabilidad de ERV) y, por otro lado, realizar análisis a largo plazo y proponer posibles soluciones de flexibilidad en un hipotético sistema futuro con alta penetración de ERV. Sin embargo, FlexTool no estudia el muy corto plazo (escala de tiempo de segundos/subsegundos) porque esto, aunque también es relevante para la flexibilidad del sistema eléctrico, requiere otro tipo de evaluación.

La herramienta FlexTool funciona a partir de datos. Esto significa que la estructura del modelo es relativamente general, y los datos de entrada tienen un papel importante en la especificación de lo que hace el modelo. Para realizar una simulación de FlexTool, las entradas requeridas son, en breve: demanda, parque de generación, datos hidrológicos, series temporales de ERV, líneas de interconexión y costos de combustible. Si el sistema que se analiza está dividido en nodos diferentes, también se requieren datos de transmisión —además de los datos mencionados— divididos por nodo. Cuando se proporcionan estos datos, la herramienta se ejecuta durante un periodo de tiempo relativamente corto, dependiendo del tamaño del sistema analizado.

FlexTool se desarrolló con el VTT Technical Research Centre of Finland Ltd, con el objetivo de ayudar a los miembros de IRENA a realizar una evaluación relativamente rápida de las posibles brechas de flexibilidad, así como a destacar la combinación más rentable de soluciones. Se ha convertido en la única herramienta disponible de forma pública y de libre acceso que realiza la expansión de la capacidad y el despacho con un enfoque en la flexibilidad del sistema eléctrico.

En resumen, FlexTool analiza el horizonte de un año y analiza las operaciones del sistema y la expansión de la capacidad con un enfoque en la flexibilidad del sistema eléctrico. En la Figura 13 se muestra dónde encaja FlexTool en el proceso de planificación en comparación con otras metodologías de modelado existentes.

Figura 13: La herramienta FlexTool de IRENA en el proceso de planificación



¹ Propiedad de DlgSILENT GmbH

² Propiedad de Siemens PTI

³ Propiedad de Drayton Analytics Pty Ltd Energy Exemplar Pty Ltd

⁴ Propiedad de PSR

⁵ Propiedad del Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA, International Institute for Applied System Analysis)

⁶ Desarrollado por el Programa de Análisis de Sistemas de Tecnologías Energéticas (ETSAP, Energy Technology Systems Analysis Program)

5. CONCLUSIONES

La flexibilidad de un sistema eléctrico depende en gran medida de cómo se haya desarrollado el sistema eléctrico a lo largo del tiempo en función de los recursos y las políticas.

Ciertas tecnologías de **generación** son inherentemente más flexibles que otras; sin embargo, las tecnologías más antiguas y menos flexibles se pueden mejorar mediante modernizaciones (a un costo).

Una **infraestructura de red** bien desarrollada permite que el sistema acceda a la flexibilidad existente, mientras que las redes restringidas y congestionadas son, *de hecho, una fuente de inflexibilidad*.

La **demanda** tiene un potencial significativo para contribuir a la flexibilidad del sistema eléctrico, desde la respuesta rápida a una escasez de suministro, hasta el seguimiento de las señales de precios para cambiar el perfil de la demanda, de modo que se consuma energía cuando es más barata y cuando la red no se enfrenta a una congestión.

El **almacenamiento de electricidad** tiene un papel clave que desempeñar para equilibrar la demanda y la oferta en todo momento, que es la esencia de la flexibilidad. La bien establecida energía hidráulica por bombeo se puede volver cada vez más flexible a través de las nuevas tecnologías. Las baterías están bajando de precio y pueden proporcionar un valor muy alto gracias a su rápida respuesta y su capacidad para proporcionar múltiples servicios a la vez, además de la energía (arbitraje).

A largo plazo, el acoplamiento de la demanda energética de calor, combustibles y movilidad mediante el uso de la conversión de **electricidad en calor** (por ejemplo, bombas de calor, resistencias), **electricidad en gas** (por ejemplo, hidrógeno procedente de electricidad renovable) y **electricidad en movilidad** (por ejemplo,

los EV de batería) puede proporcionar una flexibilidad significativa al sistema eléctrico mientras ayudan a acelerar la descarbonización de los sectores de uso final. Hoy en día, el calor y los combustibles ya tienen una importante capacidad de **almacenamiento de energía** que puede ser accesible para el sector eléctrico para desacoplar, a tiempo, la demanda del suministro, una vez que el vínculo se realiza mediante la adopción de tecnologías de calefacción eléctrica y electrolizadores. Los EV de batería pueden proporcionar una flexibilidad significativa cuando se conectan a la red a través de la carga inteligente, y se espera que representen la mayor parte de la implementación de baterías a nivel mundial.

Más allá de las inversiones en tecnología, la fuente de flexibilidad más efectiva es la **mejora de las operaciones del sistema**. Esto hace posible reducir los requisitos de flexibilidad mientras se desbloquea la flexibilidad existente que ya está presente en el sistema.

Históricamente, la flexibilidad no era una preocupación clave al planificar la evolución del sistema eléctrico. Una mayor implementación de energía solar y eólica requiere que la flexibilidad se tenga en cuenta ya en la etapa de planificación. En este informe se proporcionan recomendaciones sobre cómo tener en cuenta la flexibilidad en el proceso de planificación, y se complementa con una segunda parte en la que se describe cómo evaluar y mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico utilizando modelos de optimización de menor costo, en particular la herramienta FlexTool de IRENA.

La **herramienta FlexTool de IRENA** es una herramienta de optimización del menor costo que realiza el despacho y las inversiones del sistema eléctrico. Se ha desarrollado en conjunto con este informe para realizar una evaluación de flexibilidad y está disponible como software de código abierto.

REFERENCIAS

Agora Energiewende (2015), *Report on the German power system* (Informe sobre el sistema eléctrico alemán). Versión 1.2, estudio encargado por Agora Energiewende. Disponible en: http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/CountryProfiles/Agora_CP_Germany_web.pdf %5Cnhttps://www.epexspot.com/document/26145/EPEX_SPOT_Trading_Brochure.pdf.

Agora Energiewende (2017), *Flexibility in thermal power plants with a focus on existing coal-fired power plants* (Flexibilidad en las centrales térmicas con un enfoque en las centrales eléctricas de carbón existentes). Disponible en: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf.

Bird, L. et al. (2014), *Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States* (Vertido de la energía eólica y solar: experiencia y prácticas en los Estados Unidos). Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. Disponible en <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf>.

CAISO (2017), *Fast Facts – Impacts of renewable energy on grid operations* (Datos rápidos: los impactos de las energías renovables en las operaciones de la red), Operador Independiente de Sistemas de California, Folsom, California. Disponible en: <https://www.caiso.com/documents/curtailmentfastfacts.pdf>.

Chang, J. W. et al. (2017), *Advancing Past “Baseload” to a Flexible Grid* (Avance de la “carga base” pasada a una red flexible), Brattle Group, Cambridge, Massachusetts. Disponible en: http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/456/original/Advancing_Past_Baseload_to_a_Flexible_Grid.pdf?1498246224.

Clifford, E. y Clancy, M. (2011), *Impact of wind generation on wholesale electricity costs in 2011* (Impacto de la generación eólica en los costos mayoristas de electricidad en 2011), Autoridad de Energía Sostenible de Irlanda y EirGrid, Dublín. Disponible en: <https://www.seai.ie/resources/publications/Impact-of-Wind-Generation-on-Wholesale-Electricity-Costs-in-2011.pdf>.

Cochran, J. et al. (2014), *Flexibility in 21st Century Power Systems* (La flexibilidad en los sistemas eléctricos del siglo XXI), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. doi: 10.2172/1130630.

Denholm, P. et al. (2010), *The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation* (El papel del almacenamiento de energía con la generación de electricidad renovable), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf>.

Denholm, P. (2015), “Greening the Grid: The Role of Storage and Demand Response” (Ecologizar la red: el papel del almacenamiento y la respuesta a la demanda). Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63041.pdf> %0A<http://greeningthegrid.org/resources/factsheets/the-role-of-storage-and-demand-response>.

Denholm, P. et al. (2015), *Overgeneration from Solar Energy in California. A Field Guide to the Duck Chart* (Sobregeneración de la energía solar en California. Guía de campo para el gráfico de pato), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. doi: 10.2172/1226167.

Denholm, P. y Hand, M. (2011), “Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity” (La flexibilidad de la red y el almacenamiento necesario para lograr una penetración muy alta de la electricidad renovable variable), *Energy Policy*, 39(3), páginas 1817-1830.

Denholm, P. y Mai, T. (2018), “Timescales of energy storage needed for reducing renewable energy curtailment” (Escala de tiempo de almacenamiento de energía necesarias para reducir el vertido de energías renovables), *Renewable Energy*. doi: 10.1016/j.renene.2018.06.079.

Denholm, P., Margolis, R. y Milford, J. (2008), *Production Cost Modeling for High Levels of Photovoltaics Penetration* (Modelado de costos de producción para altos niveles de penetración fotovoltaica), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. doi: NREL/TP-581-42305.

EirGrid (2011), *Ensuring a Secure, Reliable and Efficient Power System in a Changing Environment* (Asegurar un sistema eléctrico seguro, confiable y eficiente en un entorno cambiante), EirGrid, Dublín.

EirGrid y SONI (2014), *Delivering a Secure Electricity System (DS3) Sustainable Programme Overview – 2014* (Provisión de un Sistema Eléctrico Seguro y Sostenible [DS3], Panorama general: 2014). EirGrid y Operador del Sistema para Irlanda del Norte, Dublín y Belfast. Disponible en: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Programme-Overview-2014.pdf>.

EirGrid y SONI (2018), *Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2017* (Informe anual de restricciones y vertido de energías renovables 2017). EirGrid y Operador del Sistema para Irlanda del Norte, Dublín y Belfast. Disponible en: [http://www.soni.ltd.uk/media/documents/Operations/Annual Renewable Constraint and Curtailment Report 2014.pdf](http://www.soni.ltd.uk/media/documents/Operations/Annual_Renewable_Constraint_and_Curtailment_Report_2014.pdf).

Ela, E., Milligan, M. y Kirby, B. (2011), *Operating Reserves and Variable Generation* (Reservas operativas y generación variable), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. doi: 10.2172/1023095.

Everoze (2017), *Batteries: Beyond the Spin – The dawning era of digital inertia on the Island of Ireland* (Baterías: más allá del giro —La era naciente de la inercia digital en la isla de Irlanda).

EWIS (2010), *European Wind Integration Study (EWIS) – Towards a Successful Integration of Large Scale Wind Power into European Electricity Grids* (Estudio Europeo sobre Integración de la Energía Eólica (EWIS): hacia una integración exitosa de la energía eólica a gran escala en las redes eléctricas europeas). Estudio Europeo sobre Integración de la Energía Eólica, Bruselas. Disponible en: http://www.wind-integration.eu/downloads/library/EWIS_Final_Report.pdf.

Fulgencio, N., Moreira, C. y Silva, B. (2017), “Integration of variable speed hydro storage in automatic generation control systems” (Integración del almacenamiento hidráulico de velocidad variable en sistemas de control de generación automática), *Journal of Physics: Conference Series*, 813(1).

GE Energy (2010), *Western Wind and Solar Integration Study* (Estudio occidental sobre la integración de energía solar y eólica). Preparado para el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado.

Greentech Media (2017), “EIA data reveals California’s real and growing duck curve” (Los datos de la EIA revelan la curva de pato real y creciente de California). Disponible en: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/eia-charts-californias-real-and-growing-duck-curve#gs.1mYxKK0>.

Holttinen, H. et al. (2007), *Design and operation of power systems with large amounts of wind power, English* (Diseño y operación de sistemas eléctricos con grandes cantidades de energía eólica, inglés). Disponible en: <https://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>.

Holttinen, H. et al. (2016), *Summary of experiences and studies for Wind Integration – IEA Wind Task 25, Proceedings of WIW2013* (Resumen de experiencias y estudios para la integración de energía eólica - IEA Wind Task 25, actas de WIW2013). Disponible en: <https://community.ieawind.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=cafcf094-9df5-89a2-debd-f809b7953be1>.

IEA (2016), *Policy Highlight: China’s 13th Development Five Year Plan (2016–2020)* (Aspectos destacados de la política: 13.º Plan quinquenal para el desarrollo de China [2016–2020]). Agencia Internacional de Energía, París. Disponible en: <https://www.iea.org/media/topics/renewables/repolicyupdate/REDRenewablePolicyUpdateNo11FINAL20161117.pdf>.

IEA (2017a), *Electro fuels: Status and perspectives* (Electrocombustibles: estado y perspectivas), Agencia Internacional de Energía, París.

IEA (2017b), *Renewable Energy Market Report* (Informe sobre el mercado de las energías renovables) Agencia Internacional de Energía, París.

IEA (2018), *Status of Power System Transformation: Advanced Power Plant Flexibility* (Estado de la transformación del sistema eléctrico: flexibilidad avanzada de centrales eléctricas), Agencia Internacional de Energía, París. doi: 10.1787/9789264278820-en.

IRENA (2016), *Scaling Up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes* (Escalar la energía renovable variable: el papel de los códigos de red), Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. Disponible en: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_grid_codes_2016.pdf.

IRENA (2017a), *Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy* (Adaptación del diseño del mercado a las altas participaciones de energía renovable variable). Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. Disponible en: <http://www.irena.org/publications/2017/May/Adapting-Market-Design-to-High-Shares-of-Variable-Renewable-Energy>.

IRENA (2017b), *Planning for the Renewable Future* (Planificación para el futuro renovable). Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf.

IRENA (2017c), *Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030* (Almacenamiento de electricidad y energías renovables: costos y mercados hasta 2030), Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. doi: ISBN 978-92-9260-038-9.

IRENA (2017d), *Stranded Assets and Renewables: How the energy transition affects the value of energy reserves, buildings and capital stock* (Recursos infrutilizados y energías renovables: cómo afecta la transición energética al valor de las reservas de energía, los edificios y el capital social). Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. Disponible en: <http://www.irena.org/publications/2017/Jul/Stranded-Assets-and-Renewables>.

IRENA (2018a), *Global Energy Transformation* (Transformación energética global). Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. Disponible en: <http://www.irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050>IRENA (2018) *Data and Statistics, en línea*.

IRENA (2018c), *Hydrogen From Renewable Power Technology. Outlook for the Energy Transition* (Hidrógeno a partir de la tecnología de energías renovables. Perspectivas para la transición energética). Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. Disponible en: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf.

IRENA (2018d) *Transforming Small-Island Power Systems: Technical Planning Studies for the Intergration of Variable Renewables* (Transformación de sistemas eléctricos de islas pequeñas: estudios de planificación técnica para la integración de energías renovables variables), Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

Kirby, B. (2007), *Ancillary Services: Technical and Commercial Insights* (Servicios complementarios: perspectivas técnicas y comerciales). Disponible en: http://www.consultkirby.com/files/Ancillary_Services_-_Technical_And_Commercial_Insights_EXT_.pdf.

Kroposki, B. (2017), "Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems" (Integración de altos niveles de energía renovable variable en los sistemas eléctricos), *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5(6), páginas 831-837. Disponible en: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-017-0339-3>.

Lew, D. et al. (2013), *The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2* (El estudio occidental sobre la integración de energía solar y eólica, Fase 2), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf>.

Liu, Y. (2017), "Wind and solar curtailments drop almost 30 % in China's Xinjiang Region" (Los vertidos de energía eólica y solar caen casi un 30 % en la región china de Xinjiang). Disponible en: <https://www.renewableenergyworld.com/articles/2017/12/china-s-xinjiang-region-cuts-wind-and-solar-curtailment-rate-by-almost-30-percent.html>.

Madrigal, M. and Stoft, S. (2012), *Transmission Expansion for Renewable Energy Scale Up: Emerging Lessons and Recommendations* (Expansión de la transmisión para incrementar la energía renovable: lecciones y recomendaciones emergentes). Banco Mundial, Washington, D.C. doi: 10.1596/978-0-8213-9598-1.

Milligan, M. et al. (2015), *Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration* (Avance de la flexibilidad del sistema para una integración de energías renovables de alta penetración). Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. doi: 10.2172/1225920.

Mills, A. et al. (2009), *Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System* (Comprensión de la variabilidad y la incertidumbre de la energía fotovoltaica para la integración con el sistema eléctrico). Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley National, Berkeley, California. Disponible en: <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-2855e.pdf>.

- Mills, A. and Wiser, R. (2010)**, *Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power* (Implicaciones de la diversidad geográfica de área amplia para la variabilidad a corto plazo de la energía solar). Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley National, Berkeley, California. doi: LBNL-3884E.
- Moeller & Poeller Engineering (2017)**, *Assessing the Impact of Increasing Shares of Variable Generation on System Operations in South Africa* (Evaluación del impacto del aumento de las participaciones de generación variable en las operaciones del sistema en Sudáfrica). Disponible en: http://www.ee.co.za/wp-content/uploads/2017/09/GIZ_M_P_E_2017_Flexibility_Study_Report.pdf.
- NDRC (2016)**, *Power Development, 13th Five-Year Plan for 2016–2020* (13.º Plan quinquenal para el desarrollo energético 2016-2020), Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma de China, Beijing.
- NREL (2011)**, *Eastern Wind Integration and Transmission Study* (Estudio oriental sobre la integración y transmisión de energía eólica), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. doi: CP-550-46505.
- Palchak, D. et al. (2017)**, *Greening the Grid: Pathways to Integrate 175 Gigawatts of Renewable Energy into India's Electric Grid, Vol. I – National Study* (Ecologizar la red: caminos para integrar 175 gigavatios de energía renovable en la red eléctrica de la India, vol. I - Estudio nacional), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68530.pdf>.
- República de Irlanda (2010)**, *National Renewable Energy Action Plan* (Plan de Acción Nacional de Energías Renovables), Dublín.
- Retzer, S. (2017)**, “China’s 13th FYP for Power Sector Development (2016–2020)” (13.º Plan quinquenal para el desarrollo del sector eléctrico de China). Disponible en: <https://www.linkedin.com/pulse/chinas-13th-five-year-plan-fyp-power-sector-2016-2020-sandra-retzer/>.
- Reuters (2017)**, “China aims to stop renewable energy being wasted by 2020” (China apunta a detener el desperdicio de energía renovable para 2020). Disponible en: <https://www.reuters.com/article/us-china-renewables-waste/china-aims-to-stop-renewable-energy-being-wasted-by-2020-idUSKBN1DD136>.
- Rogers, J., Fink, S. y Porter, K. (2010)**, *Examples of Wind Energy Curtailment Practices* (Ejemplos de prácticas de vertido de energía eólica), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/48737.pdf>.
- RTE (2018)**, “Denmark on track to have 50 % renewable energy by 2030” (Dinamarca en vías de tener un 50 % de energía renovable para 2030). Disponible en: <https://www.rte.ie/news/news/2018/0111/932573-denmark-wind-farm/>.
- US DOE (2017)**, “Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability” (Informe del personal al Secretario sobre los mercados de electricidad y la confiabilidad), agosto, página 187. Departamento de Energía de EE. UU., Washington, D.C. Disponible en: https://energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/Staff_Report_on_Electricity_Markets_and_Reliability_0.pdf.
- Banco Mundial (2015)**, *Integrating Variable Renewable Energy into Power System Operations* (Integración de la energía renovable variable en las operaciones del sistema eléctrico), Banco Mundial, Washington, D.C. Disponible en file:///C:/Users/TNikolakakis/Dropbox (IRENA)/Flexibility_VRE/report/4review/reviews/external/track_changes_comments/IRENA Addressing Comments/References/World Bank Nikolakis.pdf.
- Xiang, L. (2017)**, “Presentation at GIVAR meeting ‘Thermal Power Flexibility in China’” (Presentación en la reunión de GIVAR “Flexibilidad de energía térmica en China”).
- Ye, Q., Jiaqi, L. y Mengye, Z. (2018)**, *Wind Curtailment in China and Lessons from the United States* (Vertido eólico en China y lecciones de los Estados Unidos). Brookings – Centro Tsinghua para Políticas Públicas, Beijing. Disponible en: <https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2018/03/wind-curtailment-in-china-and-lessons-from-the-united-states.pdf>.
- Zaman, A. (2018)**, *100 % Variable Renewable Energy Grid: Survey of Possibilities* (Red de energía renovable variable al 100 %: encuesta de posibilidades), Universidad de Michigan, Ann Arbor, Michigan. Disponible en: https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/143152/Zaman_Ansha_Practicum.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- Zhou, Y. y Lu, S. (2017)**, *China’s Renewable Curtailment and Coal Assets Risk Map* (Mapa de riesgos del vertido de recursos renovables y activos de carbón de China). Disponible en: https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/10/Chinas-Renewable-Curtailment-and-Coal-Assets-Risk-Map-FINAL_2.pdf (visitado el 20 de agosto de 2017).



