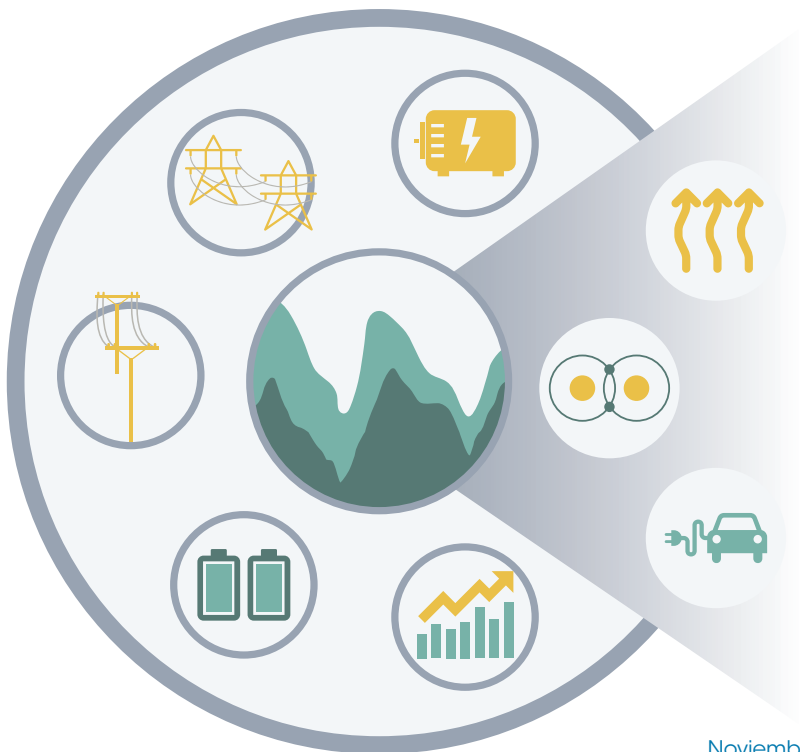


FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

PARTE II:
METODOLOGÍA DE LA HERRAMIENTA
FLEXTOOL DE IRENA



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 978-92-9260-090-7

Cita de referencia: IRENA (2018), *Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética, Parte 2: Metodología de la herramienta FlexTool de IRENA*, 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.

ÍNDICE

ABREVIATURAS.....	7
1 INTRODUCCIÓN	8
2 PANORAMA GENERAL DE LOS ENFOQUES EXISTENTES PARA LA EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD.....	9
3 PANORAMA GENERAL DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA.....	15
4 USANDO LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA	18
4.1 Cómo identificar las necesidades de flexibilidad y las opciones de flexibilidad de menor costo	20
4.2 Cómo estudiar un sistema actual.....	21
4.3 Cómo representar formas más complejas de generación y consumo	22
4.4 Cómo usar FlexTool para otros fines.....	22
5 DESCRIPCIÓN DEL MODELO FLEXTOOL DE IRENA.....	23
5.1 Suposiciones principales del modelado.....	25
5.2 Dimensiones del modelo.....	26
5.3 Variables.....	27
5.4 Función objetivo.....	28
5.5 Equilibrio entre la demanda y la generación	28
5.6 Otras restricciones y ecuaciones auxiliares	29
5.7 Formulación matemática.....	31

6 DATOS DE ENTRADA DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA	32
6.1. Introducción	32
6.2 Archivo de datos de entrada.....	32
6.3 Estructura de datos de entrada	32
6.4 Selección de periodos de tiempo para el modelo de inversión (y despacho).....	37
7 RESULTADOS DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA	40
7.1 Necesidades, capacidades y violaciones de flexibilidad.....	40
7.3 Flexibilidad rentable	50
7.4 Cómo identificar y resolver problemas de flexibilidad.....	53
8 OBSERVACIONES GENERALES EN LOS CASOS DE ESTUDIO	56
8.1. Introducción	56
8.2 Proceso de participación y partes interesadas relevantes.....	57
8.3 Requisitos de los datos de entrada	57
8.4 Simulaciones de la herramienta FlexTool de IRENA para los casos de estudio....	59
8.5 Indicadores de flexibilidad utilizados en los casos de estudio	59
8.6 Resultados finales de los casos de estudio	61
8.7 Futuro trabajo con la herramienta FlexTool de IRENA	61
REFERENCIAS	62
APÉNDICE I. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA CON PLEXOS	64
APÉNDICE II. ECUACIONES DEL MODELO	70
APÉNDICE III. USO DE LA HERRAMIENTA PARA PLANIFICAR UN SISTEMA FUTURO CON ALTAS PARTICIPACIONES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE	76

FIGURAS

Figura 1:	La herramienta FlexTool de IRENA en el proceso de planificación	14
Figura 2:	Flujo de trabajo de la herramienta FlexTool de IRENA	15
Figura 3:	Diagrama de flujo sobre cómo usar la herramienta FlexTool de IRENA en función de la información de inversión	17
Figura 4:	Resumen del proceso de modelado en la herramienta FlexTool de IRENA	18
Figura 5:	Las tres formas alternativas de ejecutar la optimización para cada escenario	19
Figura 6:	Un ejemplo de un flujo de trabajo común con la herramienta FlexTool de IRENA: identificar escasez de flexibilidad y resolver las opciones de flexibilidad de menor costo	20
Figura 7:	Otro ejemplo de un posible flujo de trabajo con la herramienta FlexTool de IRENA: estudiar el sistema eléctrico actual en eventos inesperados, por ejemplo, año de hidrología baja, alto precio del gas natural o líneas de interconexión fuera de servicio	21
Figura 8:	Panorama general de los datos de entrada de la herramienta (en negro) y las variables del modelo, es decir, salidas (en rojo)	23
Figura 9:	El modelo de despacho resuelve el tiempo en minutos (eje y derecho) para varios tamaños de problemas, según lo expresado por el número de unidades y conexiones entre los nodos (eje y izquierdo)	24
Figura 10:	Ejemplo de selección de periodos representativos para las simulaciones de la herramienta FlexTool de IRENA basadas en la demanda y la penetración de ERV	38
Figura 11:	Curva de duración para la demanda de energía y la carga neta (líneas) junto con las capacidades de las unidades (columna de la izquierda para capacidad convencional y de la derecha para ERV y almacenamiento)	43
Figura 12:	Curva de duración de la rampa para la demanda y la carga neta (cambio entre dos periodos de tiempo), así como capacidades de rampa ascendente de las unidades (columna de la izquierda para la capacidad convencional y de la derecha para ERV y almacenamiento)	43
Figura 13:	Rampa de carga neta con capacidades de rampa ascendente y descendente de una hora	44
Figura 14:	Diagrama de red que muestra la capacidad instalada y la demanda máxima por nodo (lado izquierdo) y el parque de generación (lado derecho) del sistema utilizado para presentar los resultados	45
Figura 15:	Energía no suministrada en diferentes escenarios	45
Figura 16:	Vertido de ERV en diferentes escenarios	46
Figura 17:	Provisión de reservas de diferentes unidades calculadas horas de funcionamiento a plena carga	47

Figura 18:	Un ejemplo de generación para satisfacer la demanda + exportaciones - importaciones	48
Figura 19:	Horas de funcionamiento a plena carga de unidades de generación en diferentes escenarios	48
Figura 20:	Costos totales anualizados en diferentes escenarios	49
Figura 21:	Costos de CO ₂ para las unidades en diferentes escenarios	51
Figura 22:	Inversiones en nueva capacidad y el valor marginal para la capacidad adicional	51
Figura 23:	Guía rápida sobre cómo verificar y resolver problemas de la red en la herramienta FlexTool de IRENA	54
Figura 24:	Métodología que se sigue para desarrollar casos de estudio por país	56
Figura 25:	Posible flujo de trabajo para analizar escenarios de inversión para un año objetivo	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1:	Panorama general de los enfoques de evaluación de flexibilidad existentes y sus características y limitaciones típicas	11
Tabla 2:	Fuentes y disponibilidad de los enfoques de evaluación de flexibilidad existentes	12
Tabla 3:	Variables del modelo FlexTool de IRENA	27
Tabla 4:	Descripciones del contenido de cada hoja existente y el archivo de datos de entrada	33
Tabla 5:	Parámetros de tipo de unidad que se pueden definir para diferentes categorías de tipo de unidad	35
Tabla 6:	Resumen de los resultados de la herramienta FlexTool de IRENA para cuatro escenarios	41
Tabla 7:	Resumen de costos de la herramienta FlexTool de IRENA para dos escenarios de ejemplo	50
Tabla 8:	Partes interesadas relevantes que están implicadas en los procesos de participación y recopilación de datos de la evaluación de flexibilidad	55
Tabla 9:	Resumen de los datos necesarios para un caso de estudio de FlexTool	56
Tabla 10:	Facilitadores de flexibilidad de un sistema eléctrico específico	57
Tabla 11:	Indicadores de flexibilidad evaluados por la herramienta FlexTool de IRENA	58
Tabla 12:	Indicadores para medir la flexibilidad restante en el sistema eléctrico	58
Tabla 13:	Características de los casos de estudio	63
Tabla 14:	Principales diferencias entre la herramienta FlexTool de IRENA y PLEXOS que se ejecutan en el modelo MIP	64
Tabla 15:	Resultados de la evaluación comparativa para el caso 1	65
Tabla 16:	Error medio ponderado de generación y costo	67
Tabla 17:	Resultados de la evaluación comparativa para el caso 2	67

ABREVIATURAS

AIE	Agencia Internacional de Energía
AMPL	un lenguaje de programación matemático
CA	corriente alterna
CAISO	Operador Independiente de Sistemas de California
CC	corriente continua
Clp	programación lineal de COIN-OR
CO₂	dióxido de carbono
CSP	energía solar concentrada
csv	valores separados por comas
EDF	Électricité de France
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica
ERCOT	Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas
ERV	energía renovable variable
FAST2	Herramienta de Evaluación de Flexibilidad 2
fc	factor de capacidad
FV	fotovoltaico
GIVAR	Integración de la Red de Energías Renovables Variables
GLPK	Kit de Programación Lineal GNU
GWh	gigavatio por hora
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
IRRE	Expectativa de recursos de rampa insuficientes
kW	kilovatio
kWh	kilovatio por hora
LP	programación lineal
M USD	millones de dólares estadounidenses
MIP	programación de enteros mixtos
MW	megavatio
MWh	megavatio por hora
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (Estados Unidos)
NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable (Estados Unidos)
O&M	operación y mantenimiento
OPF	flujo de potencia óptimo
p. u.	magnitud unitaria
SNSP	penetración no síncrona del sistema
TSO	operador del sistema de transmisión
TWh	teravatios por hora
USD	dólar estadounidense

1 INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la energía renovable variable (ERV), en particular la energía eólica y solar fotovoltaica (FV), ha centrado los esfuerzos de todo el mundo en la necesidad de flexibilidad en los sistemas eléctricos.

En la Parte 1 de este informe se definió 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”.

(IRENA, 2018a).

Partiendo de esta definición y teniendo en cuenta los diversos desafíos que se encuentran en la práctica, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) desarrolló una herramienta para evaluar la flexibilidad de cualquier sistema eléctrico. Esta es la herramienta FlexTool de IRENA.

Si bien en la Parte I se proporcionó un panorama general de los desafíos y las soluciones de flexibilidad, en la Parte 2 ahora el objetivo es explicar la metodología detrás de FlexTool. Inevitablemente, en esta segunda parte la discusión se dirige fuera del nivel de las políticas y más hacia un público de carácter técnico.

Mientras tanto, en la sección 2 de esta parte se presenta un panorama general de los

enfoques existentes para la evaluación de la flexibilidad y del valor agregado de FlexTool. En las secciones 3 y 4 se ofrece una descripción general de alto nivel de la herramienta FlexTool de IRENA y sus diferentes usos. En las secciones 5 a 7, la metodología, los datos de entrada y el resultado de la herramienta se presentan desde una perspectiva técnica.

Finalmente, en la sección 8 se ofrecen los resultados clave obtenidos de los primeros cuatro países donde se aplicó FlexTool. Estos casos pueden ser útiles para otros miembros de IRENA interesados en aplicar la herramienta.

Al final de este informe, en el Apéndice I se muestra una comparación de FlexTool con una herramienta de modelado ampliamente utilizada que da validez a los resultados obtenidos. El Apéndice II contiene la formulación matemática del modelo, y en el Apéndice III se muestra cómo la herramienta podría usarse para planificar sistemas futuros con una alta participación de ERV.

Las energías renovables introducen nuevos niveles de incertidumbre en el sistema eléctrico en diferentes escalas de tiempo, desde el muy corto hasta el muy largo plazo.

2 PANORAMA GENERAL DE LOS ENFOQUES EXISTENTES PARA LA EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD

Las herramientas y los métodos de evaluación de la flexibilidad existentes están diseñados para cumplir diferentes propósitos, desde comparaciones visuales hasta estocásticos operativos y planificación con diversos grados de complejidad. Se pueden usar herramientas más simples para proporcionar un modelado preliminar para regiones sin el conocimiento técnico y las herramientas necesarias para realizar estudios detallados de la integración de energías renovables, así como para crear conciencia y motivación para llevar a cabo un análisis más detallado. Por otro lado, herramientas más completas pueden ser una parte integral de los estudios de integración de la red a gran escala.

Por ejemplo, la Herramienta de evaluación del sistema de NREL (NREL System Evaluation Tool, Milligan *et al.*, 2009) puede usarse como lista de verificación para posibles mejoras en las prácticas actuales, mientras que la herramienta FlexTool de IRENA se puede usar para un análisis más detallado. Además, cada herramienta tiene un método particular para evaluar la flexibilidad. El objetivo general de estas herramientas es el mismo, pero el esfuerzo requerido para usarlas y la robustez de sus resultados son diferentes.

Con base en la complejidad y el nivel de detalle, los enfoques existentes para la evaluación de la flexibilidad que se encuentran en la literatura se dividen en tres niveles:

- **Nivel 1: Herramientas con pocos requerimientos de datos**, por ejemplo, sin series temporales. Estas pueden basarse en datos sobre la cartera de generación, las interconexiones y otras fuentes potenciales de flexibilidad y, por lo general, requieren el juicio de expertos. Una evaluación cualitativa puede proporcionar una comparación rápida de diferentes sistemas eléctricos y proporcionar

orientación sobre dónde comenzar a mejorar la flexibilidad del sistema.

- **Nivel 2: Herramientas que calculan la suficiencia de la flexibilidad en función de series temporales y datos de unidades más detallados o basándose en un despacho independiente de una herramienta externa**, generalmente con cálculos que se realizan en una hoja de cálculo sin la optimización total del sistema eléctrico. Las series temporales (por ejemplo, la demanda y la generación variable, que deben estar sincronizadas entre sí) se obtienen a partir de datos históricos y/o fuentes meteorológicas y se convierten para posibles situaciones futuras. Las herramientas están diseñadas para detectar problemas potenciales (por ejemplo, vertidos de ERV y rampas altas) a medida que aumenta la participación de generación variable. Los sistemas eléctricos pueden ser complejos (debido, por ejemplo, a las interconexiones, el almacenamiento y los enlaces con otros sectores de energía) y, en consecuencia, estas herramientas utilizan simplificaciones que intentan captar los aspectos más importantes desde la perspectiva de la flexibilidad.

- **Nivel 3: Herramientas basadas en modelos de despacho**, posiblemente combinadas con modelos de planificación de generación. Los modelos de asignación de unidades y de despacho económico se utilizan ampliamente en las operaciones y la planificación del sistema eléctrico. En consecuencia, proporcionan una base sólida para analizar la suficiencia de la flexibilidad. Sin embargo, las herramientas de asignación de unidades a menudo son sofisticadas y requieren conocimientos técnicos para operarse. Por lo general, se desarrollaron para otros fines distintos de evaluar la flexibilidad

y, por lo tanto, la mayoría de ellas requieren un procesamiento posterior de los resultados u otros desarrollos para realizar el análisis de flexibilidad.

Las herramientas de nivel 1 pueden ser útiles para aumentar la comprensión preliminar de los posibles desafíos asociados con el aumento en la generación variable en un sistema eléctrico. Estas herramientas también pueden resaltar dónde podrían estar las posibles soluciones, pero no proporcionarán mucha información cuantitativa. Las herramientas del nivel 2 pueden indicar cuándo es probable que se requiera más flexibilidad para evitar vertidos de ERV excesivos. Las herramientas de nivel 3 se pueden usar para planificar operaciones en un sistema que ya tiene mucha generación variable (para prepararse para situaciones donde, por ejemplo, la capacidad de rampa podría llegar a ser escasa) o para respaldar la planificación de la expansión de un sistema eléctrico, incluyendo posibles fuentes de flexibilidad.

Con base en esta clasificación, en la Tabla 1 se proporciona un panorama general rápido de varias herramientas y metodologías que pueden usarse para evaluaciones de flexibilidad, y presenta las características y limitaciones típicas de cada una. En la Tabla 2 se proporciona información sobre la disponibilidad de cada herramienta y metodología, así como referencias para descripciones más detalladas de los modelos/herramientas.

Los enfoques existentes van desde herramientas con requisitos de datos ligeros hasta herramientas sofisticadas basadas en modelos de despacho.

Tabla 1: Panorama general de los enfoques de evaluación de flexibilidad existentes y sus características y limitaciones típicas

Nivel	Enfoque	Herramienta / Metodología	Características típicas	Requisitos y restricciones
Nivel 1	Comparación de expertos	Evaluación del sistema de NREL (NREL)	Ofrece un marco para evaluar características relevantes desde una perspectiva de flexibilidad.	Requiere experiencia para calificar sistemas eléctricos desde diferentes perspectivas de flexibilidad. No se basa en datos reales.
	Comparación visual	GIVAR (AIE), Gráficos de flexibilidad (Yasuda <i>et al.</i> , n.d.)	Presenta un panorama de la situación actual con información relevante y genérica sobre la flexibilidad. Rápido para comparar países.	Se basa en un conjunto limitado de datos. Solo puede proporcionar un panorama general.
Nivel 2	Evaluación de rampas	FAST2 (AIE), IRRE (Lannoye <i>et al.</i> , 2012)	Calcula el despacho del sistema según la carga neta requerida (demanda - ERV) y calcula las capacidades y los recursos de rampa ascendente y descendente que se requieren para cada hora o para periodos más prolongados. Informa capacidades de rampa insuficientes.	Despacho mediante el uso de reglas de cálculo basadas en minimizar el costo o maximizar la flexibilidad. Se centra en rampas y reservas.
	Estocástica operativa	InFLEXion (EPRI)	Extensión para una herramienta de despacho o de asignación de unidades. Utiliza los resultados de la herramienta de despacho y la variabilidad e incertidumbre históricas para evaluar posible falta de flexibilidad en diferentes situaciones.	Herramienta de procesamiento posterior Requiere un modelo separado de despacho y asignación de unidades.
	Verificación de flexibilidad para/dentro de la herramienta de planificación	Flex Assessment (EDF), REFLEX (E3)	Evaluar las necesidades de flexibilidad dentro de una hora en la fase de planificación. Posibilidad de considerar restricciones estocásticas operativas y reservas adicionales.	Herramienta de pre-optimización Requiere un modelo separado de planificación y asignación de unidades.
Nivel 3	Evaluación de reservas	FESTIV (NREL)	Herramienta de asignación de unidades, despacho y provisión de reservas para escenarios con altos niveles de ERV. Puede utilizarse para explorar diferentes estrategias para operar el sistema y las reservas. Se enfoca en escalas de tiempo relativamente cortas (de segundos a días).	Un alto nivel de detalle y, por consiguiente, requiere una considerable experiencia para utilizarse con eficacia. No realiza expansión de capacidad, solo operaciones del sistema.
	Planificación y operaciones	REFlex (NREL), RESOLVE (E3)	Optimiza futuros despachos y/o carteras (capacidad, almacenamientos, respuesta a la demanda) al tiempo que considera las restricciones operativas relevantes desde una perspectiva de flexibilidad. RESOLVE también realiza la planificación de expansión de capacidad de menor costo.	REFlex utiliza intervalos de tiempo en los que el almacenamiento se maneja con un algoritmo de relleno de valles, lo que puede dar lugar a imprecisiones. RESOLVE es una herramienta patentada.
	Planificación y operaciones	Herramienta FlexTool de IRENA	Optimiza el despacho, las inversiones o ambos. Se puede usar para explorar si el sistema eléctrico tiene la flexibilidad suficiente y cómo mejorar la flexibilidad del sistema.	Requiere datos del generador, de la red y de las series temporales. Solo optimización lineal. Disponible gratuitamente en el sitio web de IRENA.

Tabla 2: Fuentes y disponibilidad de los enfoques de evaluación de flexibilidad existentes

Nivel	Herramienta	Informe / artículo	Propietario	Disponibilidad pública ¹
Nivel 1	Herramienta de evaluación del sistema de NREL	Milligan <i>et al.</i> , 2009	NREL	Contactar al autor
	GIVAR	AIE, 2014	AIE	No disponible
	Gráficos de flexibilidad	Yasuda <i>et al.</i> , n.d	Yasuda <i>et al.</i>	Contactar al autor
Nivel 2	FAST2	AIE, 2014	AIE	Contactar a la AIE
	IRRE	Lannoye <i>et al.</i> , 2012	Lannoye <i>et al.</i>	No disponible
	InFLEXion	Tuohy, 2016	EPRI	EPRI (comercial)
	REFLEX	Hargreaves <i>et al.</i> , 2015	E3	E3 (no está en venta)
	Flex Assessment	Silva <i>et al.</i> , n.d.	EDF	No disponible
Nivel 3	FESTIV	Ela <i>et al.</i> , 2011	NREL	Contactar al autor
	REFlex	Denholm and Margolis, 2007	NREL	Patentada
	RESOLVE	CAISO, 2016	E3	E3 (no está en venta)
	Herramienta FlexTool de IRENA	Este informe	IRENA	IRENA (gratis y de código abierto)

¹ Cuando se indica “contactar al autor”, los contactos están disponibles en la publicación original que figura en las referencias.

La herramienta FlexTool de IRENA se desarrolló usando los principios del nivel 3. Es una herramienta de optimización capaz de resolver el problema de despacho económico horario (o subhorario, si los datos están disponibles) de un sistema eléctrico durante un año. Hasta este punto, no hay diferencia con ninguna otra herramienta en la literatura capaz de resolver un problema de despacho económico. Sin embargo, FlexTool agrega valor en comparación con los otros enfoques de flexibilidad porque:

- Aunque utiliza una formulación de despacho económico típica, los datos de entrada y los resultados se centran en la flexibilidad del sistema eléctrico (consulte la sección 6 y la sección 7).

- FlexTool es capaz de resolver un problema de expansión de capacidad en un horizonte de un año, que brinda un panorama general de las soluciones de flexibilidad más adecuadas para un sistema eléctrico específico. Ninguna de las herramientas existentes mencionadas anteriormente es capaz de hacer esto.
- FlexTool es la única herramienta disponible de forma pública y gratuita que realiza la expansión de la capacidad y el despacho con un enfoque en la flexibilidad del sistema eléctrico.

Aparte de esto, se pretendía que FlexTool fuera un enfoque lo suficientemente detallado pero simplificado; por lo tanto se hicieron algunas simplificaciones:

1) FlexTool es determinista con una previsión perfecta y, en consecuencia, no considera los errores de pronóstico de una manera estocástica. Dicho esto, los requisitos de reservas operativas a subir se incluyen en el modelo. El modelo reserva una capacidad que posteriormente no estará disponible para la generación de electricidad. Esta capacidad reservada nunca se activa realmente. En FlexTool, las reservas operativas a subir se presentan en una sola categoría de reserva para disminuir el tiempo de cálculo y la complejidad. En los sistemas eléctricos reales, estas reservas consistirían en reservas primarias y secundarias (es decir, reservas de contención de frecuencia y de restauración de frecuencia, que también se corresponden aproximadamente con la reserva de contingencia y regulación utilizada en algunas jurisdicciones). Las reservas a bajar se ignoran para disminuir la complejidad del modelo; por lo general, no son vinculantes en situaciones con grandes cantidades de ERV, siempre y cuando una parte suficiente de la capacidad de ERV sea capaz de proporcionar reservas a bajar. Sin embargo, en los casos en que una participación importante de ERV no es controlable (por ejemplo, energía fotovoltaica distribuida), esto podría ser relevante.

2) El modelo es un programa lineal (LP), que es probablemente la simplificación más influyente, especialmente para sistemas con pocas unidades. Se necesitaría una variable binaria (o entera) para presentar con mayor precisión el estado de conexión de las centrales térmicas y, en consecuencia, los arranques y paradas con las restricciones y costos asociados. El modelo tiene una aproximación lineal para arranques donde solo

una fracción de una unidad se arranca y, en consecuencia, considera el costo de arranque relacionado con esa fracción (Kiviluoma y Meibom, 2011); consulte la sección 5.1.

3) La herramienta puede modelar unidades individuales o bloques agregados de unidades. En este último caso, los resultados se verán influenciados por el nivel de agregación, que introduce inexactitudes en los costos, las capacidades de rampa y los perfiles de emisión de las unidades. Debido a que el modelo es un LP, el impacto de la agregación en los arranques de unidades no es sustancial, aunque el modelo utiliza arranques parciales (lineales). Esta no es una limitación de la herramienta, sino una opción recomendada para simplificar.

4) Si bien la energía se puede transferir entre los nodos, las reservas no pueden hacerlo. Esto reduce el número de variables en el modelo (y por lo tanto lo hace más rápido), pero también introduce inexactitudes en lugares donde se pueden compartir reservas¹.

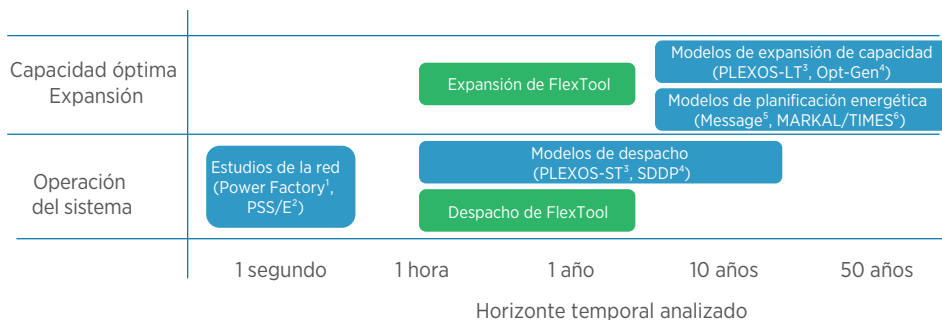
5) La herramienta no estudia el muy corto plazo (escala de tiempo segundo/subsegundo). Aunque esta escala es relevante para la flexibilidad del sistema eléctrico, requiere otro tipo de evaluación.

Como punto final, la herramienta FlexTool de IRENA puede compararse con otras herramientas de planificación capaces de optimizar las operaciones del sistema o resolver el problema de expansión de capacidad en diferentes escalas de tiempo. En la Figura 1 se muestra dónde encaja FlexTool en el proceso de planificación en comparación con otras metodologías de modelado existentes.

1 Para mitigar parcialmente las inexactitudes, se debe considerar cuidadosamente la cantidad de reservas que se requieren en cada nodo. Por ejemplo, podría tener sentido no requerir reservas en un nodo suministrado principalmente por ERV, y en su lugar requerir esas reservas en el nodo adyacente y reservar suficiente capacidad de transferencia para la transferencia de reservas. También podría ser una buena idea ejecutar dos escenarios, uno sin reservas y otro con reservas, para ver la influencia de las restricciones de reserva.

Figura 1: La herramienta FlexTool de IRENA en el proceso de planificación

FlexTool en el proceso de planificación



¹ Propiedad de Digsilent GmbH

² Propiedad de autor de Siemens PTI

³ Propiedad de autor de Drayton Analytics Pty Ltd, Australia y Energy Exemplar Pty Ltd, Australia

⁴ Propiedad de PSR

⁵ Propiedad del Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA)

⁶ Propiedad del Programa de Análisis de Sistemas de Tecnologías Energéticas (ETSAP)

El horizonte de inversión y despacho de la herramienta FlexTool de IRENA varía de menos de un año a dos años² y, dentro de este horizonte, la herramienta puede optimizar tanto las operaciones del sistema como la expansión de capacidad utilizando un optimizador lineal. Las herramientas comerciales de modelado también pueden resolver este problema utilizando optimizadores más potentes con programación de enteros mixtos (MIP); sin embargo, dependiendo de la complejidad del problema, las diferencias entre resolver un LP o un MIP pueden no ser tan altas.

FlexTool se comparó con una herramienta comercial de modelado que utiliza la MIP y un optimizador comercial, y los resultados no mostraron diferencias importantes entre ambos modelos (consulte el Apéndice I). Esto no significa que FlexTool tenga

un rendimiento igual o mejor que las herramientas comerciales de modelado, pero valida los resultados que produce FlexTool y demuestra que cuando los datos de entrada están lo suficientemente agregados, el beneficio de usar metodologías y herramientas más complejas es limitado.

La clara ventaja de FlexTool es que es de código abierto, gratuita y fácil de usar, y requiere menos datos de entrada de lo que es típico al modelar cada central eléctrica individual con sus características técnicas específicas y un alto nivel de desagregación. Sobre esta base, FlexTool puede ser una valiosa adición al conjunto de herramientas de planificación del sistema eléctrico, entre los modelos de inversión a largo plazo y los modelos operativos y de red a corto plazo.

2 La herramienta FlexTool de IRENA podría simular más años; sin embargo, esta herramienta resuelve el problema en un solo paso y, al analizar más de dos años seguidos, el tiempo de resolución podría ser alto y podría tener sentido utilizar cualquiera de las otras herramientas presentadas. Además, está fuera del alcance de la herramienta observar horizontes a largo plazo.

3 PANORAMA GENERAL DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA

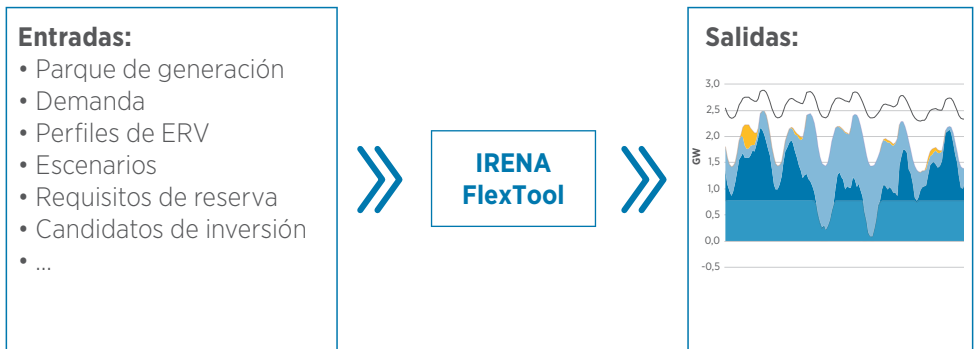
Como ya se mencionó, la herramienta FlexTool de IRENA es capaz, por un lado, de analizar las operaciones del sistema utilizando un periodo de tiempo que representa desafíos del mundo real (una hora o menos en el caso de la variabilidad de la ERV). Por otro lado, puede ayudar a identificar una combinación de opciones de flexibilidad de menor costo para un sistema eléctrico determinado que podría enfrentar una flexibilidad insuficiente en algunos momentos durante las operaciones.

FlexTool se diseñó para tener una interfaz accesible (es decir, Microsoft Excel) para fomentar así el uso por parte de una amplia gama de partes interesadas y presentar los resultados de manera concisa, visual e informativa. Es una herramienta de optimización que tiene capacidades para realizar 1) análisis de expansión de capacidad a largo plazo a menor costo y 2) simulaciones de despacho a corto plazo. El objetivo principal del modelo

es identificar brechas de flexibilidad en el corto plazo y explorar inversiones óptimas que respalden la flexibilidad del sistema a largo plazo.

La herramienta incorpora suficiente complejidad matemática para abordar aspectos importantes de la flexibilidad del sistema y, al mismo tiempo, es menos compleja que los paquetes comerciales avanzados diseñados para que los usen empresas de servicios públicos, empresas consultoras y otras instituciones/organizaciones para abordar cuestiones técnicas complejas. La herramienta puede modelar sistemas de cualquier tamaño, siempre que los datos de entrada estén lo suficientemente agregados (por ejemplo, generación por tecnología y combustible, no por central eléctrica, y dividiendo la red en unas cuantas regiones en lugar de cientos o miles de nodos). En la Figura 2 se muestra un flujo de trabajo simplificado de la herramienta.

Figura 2: Flujo de trabajo de la herramienta FlexTool de IRENA



FlexTool puede realizar la programación óptima de las operaciones del sistema eléctrico utilizando el despacho económico con una opción para optimizar la inversión en varias fuentes de flexibilidad y otras tecnologías. La fase de inversión no toma en consideración los retiros de plantas. Las herramientas existentes de planificación de inversiones (expansión de capacidad) y programación operativa (es decir, despacho) suelen requerir una experiencia considerable para operarse, pero FlexTool está diseñada para facilitar su uso por usuarios menos expertos. Se basa en una interfaz simplificada de Microsoft Excel con conjuntos de datos parcialmente rellenados previamente. La optimización se realiza utilizando software de código abierto.

En comparación con las herramientas de expansión de generación, donde las restricciones de flexibilidad generalmente se omiten o, cuando se toman en consideración, se limitan con frecuencia a la flexibilidad de los generadores térmicos (Poncelet *et al.*, 2018), el valor agregado de una herramienta centrada en el despacho, como FlexTool, se encuentra en el enfoque explícito en las restricciones de flexibilidad y la consideración de todas las posibles fuentes de flexibilidad en la fase de inversión (por ejemplo, ir más allá de la generación más flexible, la expansión de la transmisión y el almacenamiento para incluir el acoplamiento sectorial) que se destina a abordar las brechas de flexibilidad, incluido el acoplamiento con las redes de calor y gas. Esto es necesario para evitar la sobreestimación de los desafíos de integración en escenarios de alta ERV como consecuencia de la limitación de las fuentes de flexibilidad para el sistema eléctrico a la generación térmica únicamente (Poncelet *et al.*, 2018).

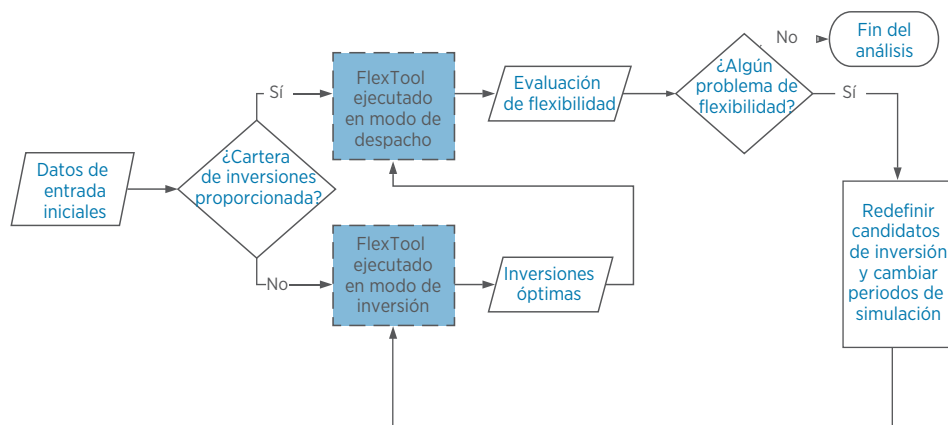
FlexTool se puede utilizar de varias maneras, ya que puede realizar tanto una optimización operativa como una optimización de las inversiones del sistema eléctrico. Los

problemas de flexibilidad se revelan mejor a nivel operativo, pero a menudo su mitigación requiere inversiones en nuevos activos. Por lo tanto, una buena herramienta de flexibilidad necesita ambas capacidades. El usuario puede elegir si él mismo decide las carteras o si es el modelo el que optimiza las inversiones. Las inversiones en FlexTool pueden realizarse no solo por la falta de flexibilidad, sino también por motivos económicos, ya que también es una herramienta adecuada para resolver un problema de expansión de capacidad e invertir, por ejemplo, en ERV adicionales (consulte el Apéndice III).

Cuando el usuario proporciona las carteras, FlexTool realiza una optimización de despacho económico de menor costo en función de las series temporales proporcionadas (generalmente un año de datos horarios). Cuando el modelo define la cartera al habilitar su opción de planificación de inversión, las inversiones se optimizan generalmente utilizando periodos de tiempo representativos con resolución horaria (consulte la sección 6.4). En cualquier caso, la optimización de despacho se aplica posteriormente para detectar si existe algún problema con la flexibilidad.

Cuando el usuario proporciona las carteras, según el sistema eléctrico existente o proyectado, este paso explora los problemas críticos relacionados con la flexibilidad dentro del sistema determinado. Si se detectan problemas en este paso, se puede ejecutar una optimización de la inversión para identificar posibles soluciones para estos problemas de flexibilidad. En este paso, FlexTool resolverá un problema de expansión de capacidad y posteriormente realizará una optimización de despacho con las nuevas inversiones, a fin de revelar cualquier problema restante que la fase de inversión no pudo considerar (simplifica ciertos aspectos, como se explica más adelante). Estas dos formas sugeridas de usar FlexTool se representan en la Figura 3, y en

Figura 3: Diagrama de flujo sobre cómo usar la herramienta FlexTool de IRENA en función de la información de inversión



la Figura 23 en la sección 7.4 donde se muestra un diagrama de flujo sobre cómo identificar y resolver problemas de flexibilidad utilizando la herramienta.

La herramienta presenta los resultados y destaca los posibles problemas operativos que surgen de una flexibilidad insuficiente, así como los costos relacionados con las inversiones y las operaciones. Para que sea fácil de usar, la herramienta simplifica algunos aspectos de las operaciones y planificación del sistema eléctrico que se requieren para la operación segura de estos con altos niveles de ERV (en particular, aquellos aspectos relacionados con el control de estabilidad del sistema eléctrico, así como los cambios en la programación operativa que se utilizarían para gestionar los errores de pronóstico cada vez mayores; consulte la descripción más detallada en la sección 5). Un enfoque más completo, del cual FlexTool puede ser parte, se describe en el informe IEA Wind Task 25 sobre las prácticas recomendadas para estudios de integración (IEA Wind Task 25, 2018) y también en el informe de IRENA *Planning for the renewable future* (Planificación para el futuro renovable) (IRENA, 2017).

La herramienta FlexTool de IRENA se desarrolló con el VTT Technical Research Centre of Finland Ltd (VTT, 2018) y, desde 2018, es la única herramienta disponible de forma pública y gratuita que realiza la expansión de capacidad y el despacho con un enfoque en la flexibilidad del sistema eléctrico.

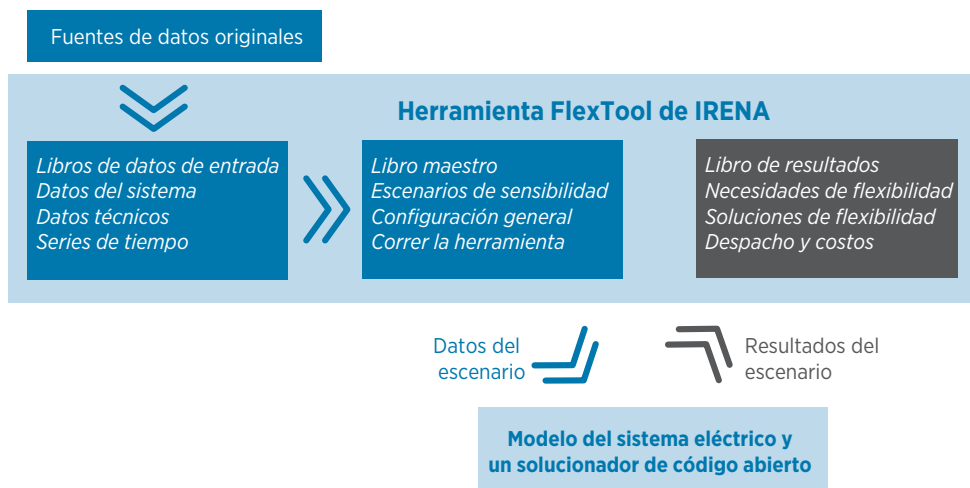
La herramienta destaca posibles problemas operativos y costos derivados de una flexibilidad insuficiente

4 USANDO LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA

La Figura 4 ofrece una descripción general del proceso de modelado con la herramienta FlexTool de IRENA. En primer lugar, el usuario debe ingresar todos los datos necesarios de tecnologías y costos, así como las series temporales, en un libro de datos de entrada. Sin estos datos, no es posible modelar el comportamiento del sistema. El libro de datos de entrada define el escenario base. El libro indica si hay incongruencias o deficiencias obvias en los datos determinados

a través de las reglas de validación de datos. Posteriormente, en el libro maestro de FlexTool, se pueden definir escenarios adicionales. Por ejemplo, la herramienta puede analizar diferentes escenarios donde la capacidad de generación de ERV es alta y donde la ERV puede causar problemas de flexibilidad. Luego, se pueden ejecutar múltiples escenarios automáticamente, y los resultados estarán disponibles automáticamente para su comparación en el libro de resultados.

Figura 4: Resumen del proceso de modelado en la herramienta FlexTool de IRENA



El usuario también decide si usar solo la optimización de despacho (Alternativa 1 en la Figura 5) o activar el módulo de planificación de inversiones con o sin el modo de despacho (Alternativas 2 y 3 en la Figura 5). El modo se puede seleccionar por separado para cada escenario. El modo de inversión optimiza las inversiones y programa todas las unidades, pero no considera las reservas operativas, los mínimos técnicos, ni los arranques de unidades, pero sí puede usar un margen de capacidad. El modo de inversión puede utilizar un conjunto de series temporales reducido para disminuir la carga de cálculo.

Una vez optimizadas las inversiones, la herramienta puede volver a optimizar el despacho completo con todas las restricciones y las series temporales seleccionadas para el modo de despacho (Alternativa 2 en la Figura 5). Esto puede revelar problemas no visibles en el modo de inversión debido a las restricciones adicionales y posiblemente

a una mejor representación del tiempo. Con la optimización de inversión activada, la herramienta puede optimizar inversiones adicionales en aquellas opciones de flexibilidad que se hayan incluido en los datos de entrada. La Alternativa 3 en la Figura 5 no sería adecuada para la evaluación de flexibilidad, ya que no incluiría todas las restricciones operativas disponibles en FlexTool.

La herramienta posteriormente crea un libro de resultados que debe ser interpretado por el usuario. El libro de resultados destacará los principales resultados y los posibles problemas de flexibilidad en una hoja de resumen (vertido de ERV, energía no suministrada debido a una capacidad pico insuficiente, energía no suministrada debido a una capacidad de rampa insuficiente, insuficiencia de reservas y capacidad insuficiente en el modo de inversión). Después se pueden examinar los problemas cuidadosamente utilizando resultados más detallados repartidos en varias hojas.

Figura 5: Las tres formas alternativas de ejecutar la optimización para cada escenario

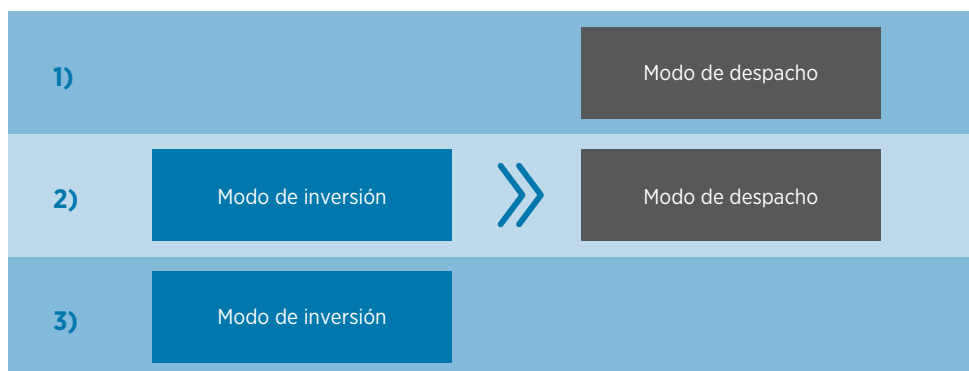
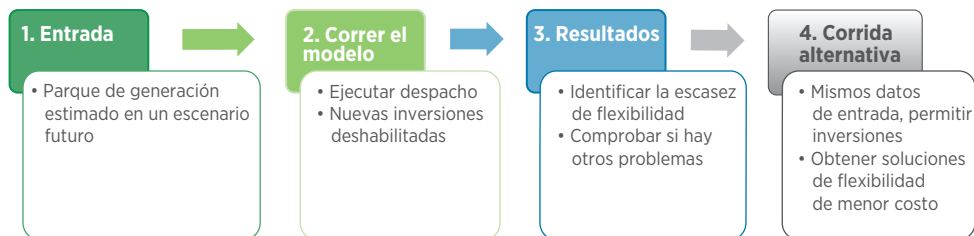


Figura 6: Un ejemplo de un flujo de trabajo común con la herramienta FlexTool de IRENA: identificar escasez de flexibilidad y resolver las opciones de flexibilidad de menor costo



FlexTool se puede utilizar para analizar múltiples escenarios. En primer lugar, el usuario define un conjunto de datos de partida, que sirve como escenario base. Posteriormente, cada nuevo escenario se define al realizar cambios en el escenario base original (estos cambios pueden afectar los parámetros relacionados con inversiones u operaciones). De esta manera, el usuario puede realizar fácilmente un análisis de sensibilidad en cualquier parámetro de los datos de entrada (por ejemplo, la participación máxima de la generación no síncrona o los requisitos de reserva).

Los resultados pueden mostrar si un sistema eléctrico tiene o no flexibilidad suficiente para hacer frente a una alta participación de generación variable. Si no, el usuario puede investigar qué ha causado los problemas al interpretar los gráficos y los valores en el libro de resultados. La herramienta se puede utilizar para buscar fuentes razonables de flexibilidad utilizando el modo de inversión y también mediante la inclusión manual de nuevas fuentes de flexibilidad una vez que se hayan identificado los problemas. Para una mejor ilustración, los tres ejemplos a continuación explican varias formas de usar la herramienta³.

4.1 CÓMO IDENTIFICAR LAS NECESIDADES DE FLEXIBILIDAD Y LAS OPCIONES DE FLEXIBILIDAD DE MENOR COSTO

En la Figura 6 se proporciona un ejemplo práctico de cómo realizar una evaluación de flexibilidad con la herramienta. El usuario define un conjunto de nuevos datos de entrada, por ejemplo, el parque de generación esperado o planificado para 2030, y ejecuta el modelo para la optimización del despacho (es decir, deshabilita nuevas inversiones en la ejecución del modelo). El modelo genera todas las variables en el libro de resultados de Excel, pero el usuario puede concentrarse en las relacionadas con la escasez de flexibilidad (por ejemplo, cantidad inusual de vertido de ERV o energía no suministrada), que se destaca en la primera hoja del libro de resultados. El último paso sería hacer un escenario alternativo que tenga los mismos datos de entrada, pero el usuario permite que el modelo invierta en nueva capacidad (fuentes de flexibilidad, es decir, generación, almacenamiento o transmisión).

Al comparar los resultados entre estas dos corridas, el usuario obtiene, por ejemplo, soluciones de flexibilidad y parques de generación de menor costo (capacidad adicional, líneas de interconexión adicionales, almacenamiento adicional).

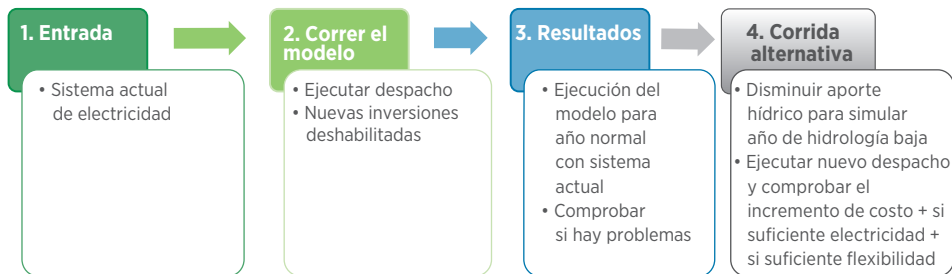
³ En el Apéndice III se explica cómo usar la herramienta FlexTool de IRENA para la planificación, aunque este no es el propósito principal de la herramienta.

El último paso también podría reemplazarse con una exploración manual de diferentes opciones para mitigar los problemas de flexibilidad. Por ejemplo, si hay energía no suministrada debido a la falta de capacidad de generación, el usuario puede probar diferentes opciones para aumentar la capacidad en el sistema eléctrico utilizando nuevos generadores, líneas de transmisión o respuesta a la demanda y ver cómo afectan la escasez de flexibilidad y los costos totales del sistema. Si el motivo de la escasez es la capacidad de rampa de las unidades existentes (destacadas en los resultados), entonces el usuario puede comparar, por ejemplo, mejorar la tasa de rampa de las unidades existentes y construir nuevas unidades más flexibles. Si hay vertido excesivo de ERV, el usuario podría comparar, por ejemplo, nuevas líneas de transmisión, almacenamiento y aumentar la flexibilidad de la demanda eléctrica.

4.2 CÓMO ESTUDIAR UN SISTEMA ACTUAL

En la Figura 7 se muestra otro ejemplo en el que la herramienta se utiliza para estudiar el sistema eléctrico actual en un evento inesperado, como un año de bajo aporte hídrico, precios altos del gas natural o una línea de interconexión no disponible. En estas corridas, el usuario debe ingresar primero el sistema eléctrico actual, ejecutar el modelo operativo y verificar los resultados. Una vez que el escenario para un año normal funciona de la manera esperada, el usuario puede proceder a escenarios alternativos, por ejemplo, disminuir la cantidad de aportes para simular un año de bajo aporte hídrico, aumentar la demanda de electricidad, asumir el retiro de algunas unidades o intentar con un año de poco viento.

Figura 7: Otro ejemplo de un posible flujo de trabajo con la herramienta FlexTool de IRENA: estudiar el sistema eléctrico actual en eventos inesperados, por ejemplo, año de hidrología baja, alto precio del gas natural o líneas de interconexión fuera de servicio



A partir de la nueva corrida del modelo, el usuario obtendría un conjunto completo de resultados sobre, por ejemplo, situaciones de energía no suministrada, falta de capacidad de rampa y cómo cambian los costos totales del sistema. Estos son ejemplos de problemas que pueden ser causados por el escenario alternativo que tensiona al sistema. Los resultados pueden mostrar dónde pueden ocurrir los problemas, y la herramienta podría utilizarse para encontrar soluciones a los posibles problemas.

Se puede aplicar un método similar para estudiar futuros sistemas eléctricos y, si así se requiere, se puede combinar con la optimización de la inversión para obtener soluciones de flexibilidad de mínimo costo.

4.3 CÓMO REPRESENTAR FORMAS MÁS COMPLEJAS DE GENERACIÓN Y CONSUMO

La herramienta puede representar procesos más complejos para la generación y el consumo de electricidad, incluidos otros sectores energéticos. Esto se puede lograr al definir redes de energía separadas para los procesos que se describirán. Algunos ejemplos de esto se encuentran en los archivos de entrada provistos: vehículos eléctricos (EV), respuesta a la demanda simple, una central de energía solar concentrada (CSP) con almacenamiento de calor interno y una red de calefacción urbana. La inclusión de características adicionales en el modelo aumenta el tamaño del problema y puede requerir más memoria/potencia de cálculo o un sistema de menor tamaño, especialmente cuando se realiza la optimización de la inversión.

Otros sectores energéticos se pueden describir de la misma manera que la red eléctrica: las unidades están conectadas a los nodos y la red de energía está formada por nodos conectados. La transferencia de energía entre los nodos dentro de la nueva red de energía funciona de la misma manera que dentro de la red eléctrica (utilizando transferencias netas e ignorando las características electromagnéticas de la red eléctrica). Además, las unidades de conversión pueden convertir energía de una red a otra. Por ejemplo, una bomba de calor conecta la red eléctrica a la red de calor, un electrolizador de hidrógeno conecta la red eléctrica a una red de gas, y un generador de CSP conecta una red térmica a la red eléctrica.

4.4 CÓMO USAR FLEXTOOL PARA OTROS FINES

El objetivo principal de la herramienta FlexTool de IRENA es evaluar la flexibilidad en sistemas eléctricos específicos y proponer soluciones flexibles de menor costo considerando un año específico. Aunque los resultados se procesan de manera que la información relacionada con la flexibilidad se muestra claramente, FlexTool, con algunas modificaciones menores, se puede utilizar como una herramienta de modelado de sistemas eléctricos para otros fines. Por ejemplo, FlexTool se podría usar para analizar la operación del sistema, obtener el despacho e ingresos óptimos de tecnologías específicas, calcular los costos de integración de ERV o planificar un sistema futuro con altas participaciones de ERV (consulte el Apéndice III).

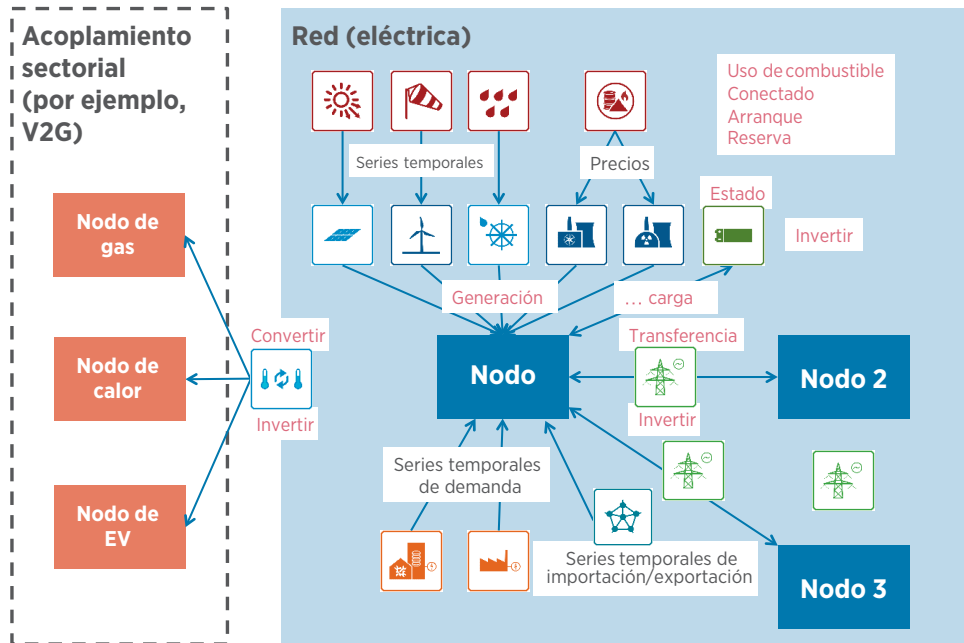
5 DESCRIPCIÓN DEL MODELO FLEXTOOL DE IRENA

El modelo FlexTool de IRENA minimiza los costos de operar un sistema eléctrico o un sistema energético más general. La herramienta se puede utilizar para evaluar múltiples escenarios con diferentes supuestos relacionados con las capacidades de generación, las limitaciones tecnológicas, los costos de emisión, etc. Tiene la opción de realizar la optimización de la inversión en opciones de flexibilidad, incluidas las unidades de generación y almacenamiento, así como las líneas de transmisión. El modelo utiliza programación lineal y está escrito en

GNU MathProg⁴. En la Figura 8 se proporciona un panorama general de los datos de entrada y la estructura de la herramienta y se describen los posibles vínculos con otras redes de energía, como la red de calefacción u otros sectores de uso final, que pueden ser fuentes importantes de flexibilidad.

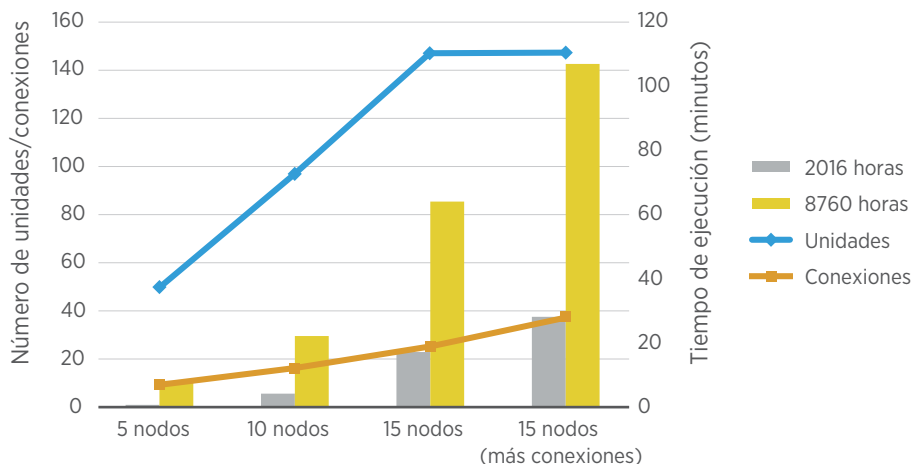
El modelo incluye un conjunto de restricciones matemáticas que simulan las restricciones técnicas reales de los sistemas eléctricos. Estas restricciones incluyen el balance de energía,

Figura 8: Panorama general de los datos de entrada de la herramienta (en negro) y las variables del modelo, es decir, salidas (en rojo)



⁴ El lenguaje GNU MathProg es un subconjunto del lenguaje de programación AMPL y está destinado a describir modelos de programación matemáticos lineales (Fourer et al., 1990).

Figura 9: El modelo de despacho resuelve el tiempo en minutos (eje y derecho) para varios tamaños de problemas, según lo expresado por el número de unidades y conexiones entre los nodos (eje y izquierdo)



los requisitos de reserva, las restricciones de rampa, las restricciones de mínimo técnico, las restricciones de transferencia y conversión de energía, y una restricción en la participación máxima de importación/generación no síncrona.

Los escenarios se resuelven con un optimizador de código abierto⁵ (tanto el GLPK como la Clp de COIN-OR se incluyen en el paquete de evaluación; es probable que la Clp sea considerablemente más rápida). El optimizador minimiza los costos totales del sistema (incluida la programación operativa y las inversiones opcionales en flexibilidad) al tiempo que respeta todas las restricciones (como se define más adelante en las secciones 5.5 y 5.6).

FlexTool es capaz de optimizar la planificación de generación, transmisión y almacenamiento y un año completo de operaciones horarias (o subhorarias). Dado que el modelo optimiza todo a la vez, el problema puede llegar a ser demasiado grande para resolverlo, especialmente cuando se incluyen variables de inversión en el modelo.

El tiempo de resolución depende más o menos linealmente del tamaño del problema, como se indica en la Figura 9 (utilizando una unidad de procesamiento central Intel i5-5400 de 64 bits a 2,3 gigahercios y 8 gigabytes de memoria). La memoria de la computadora también puede convertirse en una complicación para problemas más grandes. Algunas de las restricciones (por ejemplo, reservas, mínimos técnicos) se pueden relajar fácilmente para que los sistemas de mayor tamaño puedan resolverse con menos esfuerzo de cómputo.

En las siguientes subsecciones, se presentan los conjuntos (sets) del modelo y las variables, y se describen brevemente las ecuaciones del modelo. Las ecuaciones están completamente formuladas en el archivo del modelo FlexTool (escrito en GNU MathProg), y el Apéndice II de este documento contiene las ecuaciones en forma matemática.

⁵ También se podría utilizar un optimizador de problemas comercial como CPLEX si el problema de MathProg se ajustara para poder resolverlo con dichas plataformas.

5.1 SUPOSICIONES PRINCIPALES DEL MODELADO

Reservas operativas

La reserva operativa se puede establecer de dos maneras. Ambas pueden estar activas, en cuyo caso deben cumplirse ambos requisitos en todo momento. En el primer enfoque, los requisitos de reserva operativa en el modelo pueden depender de la participación de la generación de energía eólica y solar (los requisitos de reserva se calculan como un porcentaje fijo de ERV en cada periodo de tiempo, que se denomina reserva dinámica en FlexTool). En el segundo enfoque, los requisitos de reserva operativa pueden establecerse usando series temporales, lo que permite el uso del requisito de reserva constante o el establecimiento de una correlación más refinada entre los requisitos de reserva y la generación de ERV mediante herramientas o cálculos externos.

Estas dos formas de establecer requisitos de reserva son restricciones independientes en la herramienta. Esto significa que el usuario puede utilizar un enfoque, ambos o ninguno. Si ambos requisitos de reserva están activados al mismo tiempo, la herramienta verifica cuál es más alto en cada periodo de tiempo y satisface el más alto. Si ambas categorías de reserva están desactivadas, el modelo funciona sin restricciones de reserva.

Tenga en cuenta que el requisito de reserva utilizado en FlexTool no se refiere a las reservas terciarias, sino que se refiere específicamente al requisito de reserva para equilibrar la variabilidad y corregir el error de pronóstico dentro del periodo de tiempo del modelo.

Mínimo técnico y costos de arranque

Como ya se mencionó, FlexTool utiliza la programación lineal para resolver el problema y, por lo tanto, no considera las variables binarias que serían necesarias para modelar algunos

parámetros de flexibilidad, como los mínimos técnicos o los costos de arranque. Sin embargo, FlexTool considera una aproximación lineal similar a la de Kiviluoma y Meibom (2011) para modelar estos parámetros. Para este propósito, el modelo incluye una variable de conexión que representa la cantidad de potencia conectada por tipo de unidad. Esta variable incluye no solo la generación, sino también la provisión de reserva a subir y el vertido.

Al usar esta variable de conexión, la restricción de mínimo técnico establece que la generación total de una unidad debe ser mayor que una fracción especificada por el usuario multiplicada por la variable de conexión. Por ejemplo, si tenemos 100 megavatios (MW) de carbón conectados, con un mínimo técnico del 40 %, el carbón debe generar al menos 40 MW y puede proporcionar hasta 60 MW de reserva a subir.

Para modelar los costos de arranque el enfoque es similar. En lugar de arrancar una unidad entera, como sucedería en un programa de enteros mixtos (MIP), FlexTool arranca una fracción de una unidad utilizando las variaciones en la variable de conexión. Los costos de arranque se aplican solo a esta fracción. Por ejemplo, si en el primer periodo de tiempo hay 100 MW de carbón conectados y en el segundo periodo de tiempo hay 200 MW conectados, los costos de arranque se aplicarán a los 100 MW adicionales que se iniciaron.

Red de transmisión

En la literatura existen diferentes enfoques para modelar la red de transmisión. El más completo, pero también el más complejo, sería modelar un flujo de potencia óptimo de corriente alterna (AC-OPF). Sin embargo, este problema contendría no linealidades que requerirían técnicas como la relajación lagrangiana o la programación dinámica (Fu *et al.*, 2005) y está más allá del alcance de FlexTool. Un enfoque común para simplificar el flujo de potencia de CA es el flujo de potencia óptimo

de corriente continua (DC-OPF), que linealiza todas las ecuaciones anteriores y considera solo la parte real del flujo de potencia (potencia activa) (Stott *et al.*, 2009). Este enfoque sería factible de implementar en FlexTool; sin embargo, aumentaría el tiempo de cálculo y requeriría algunos datos técnicos (por ejemplo, resistencia, reactancia) que generalmente no son fáciles de acceder.

FlexTool simplifica el DC-OPF y modela la red de transmisión usando un Modelo de Transporte⁶. Este enfoque considera las líneas de transmisión entre nodos como “tuberías” que pueden transferir una potencia máxima definida por el usuario. Con este enfoque, todas las líneas de transmisión tienen un flujo controlable, y una variación de flujo en una línea no afectará a las otras. Aparte de esto, las pérdidas de línea en FlexTool se consideran lineales, calculadas como una fracción del flujo de potencia y definidas por el usuario. FlexTool también diferencia entre líneas de CA y líneas de CC al restringir la penetración no síncrona (SNSP) máxima del sistema.

5.2 DIMENSIONES DEL MODELO

Los conjuntos (sets) son bloques funcionales fundamentales en cualquier modelo matemático, y forman las dimensiones (tiempo, espacio, etc.) del modelo. Los conjuntos se utilizan para definir el alcance del modelo y la aplicabilidad de diferentes ecuaciones en el modelo. Además, el modelo utiliza subconjuntos y conjuntos multidimensionales que definen los límites de los costos y restricciones particulares del modelo (por ejemplo, los costos de combustible se aplican solo a las unidades que usan combustible). Estos están documentados en el archivo de descripción del modelo.

Los cuatro conjuntos básicos del modelo FlexTool son:

- **Red (g).** Una red de energía, donde se puede generar, consumir y transferir energía de una forma particular (por ejemplo, red eléctrica, red de gas, red de calor).
- **Nodo (n).** Un nodo en la red de energía agrega la generación y el consumo de energía. La energía se puede transferir entre nodos en la misma red de energía.
- **Unidad (u).** Las unidades representan dispositivos que pueden generar energía a partir de una fuente exógena (por ejemplo, electricidad a partir de carbón en una central eléctrica por condensación de carbón), reducir el consumo de electricidad que se incluye en las series temporales de demanda de electricidad (respuesta a la demanda sensible al precio), aumentar el consumo de energía (para esto, el tipo de unidad debe definir un parámetro de “eficiencia de carga”), almacenar energía o convertir una forma de energía en otra (por ejemplo, electricidad en calor).
- **Tiempo (t).** El intervalo de tiempo modelado se divide en periodos de tiempo conectados. El conjunto de tiempo representa todos los periodos de tiempo disponibles en el modelo (según los datos de entrada), y un subconjunto, que también puede ser igual al conjunto completo, denominado `time_in_use` (tiempo en uso), define los periodos de tiempo realmente en uso.

Las salidas de FlexTool pueden depender del tiempo y pueden extraerse por nodo, por unidad o incluso por red

6 El problema de transporte es un problema común de optimización en la investigación de operaciones. Consiste en obtener el plan de menor costo para distribuir bienes o suministros desde múltiples orígenes a múltiples destinos. En este caso, los bienes a distribuir son megavatios de electricidad.

5.3 VARIABLES

En un modelo de optimización, el optimizador elige los valores de las variables para minimizar (o maximizar) la función objetivo. La unidad de la mayoría de las variables es el MW dentro del modelo, y cuando es necesario, la variable se multiplica por la duración del periodo de tiempo para obtener unidades de energía. Las variables v_invest , $v_investStorage$, $v_investTransfer$ y $v_capacitySlack$ se usan solo en el modo de inversión. Las variables del modelo FlexTool se muestran en la Tabla 3.

FlexTool minimiza los costos de todo el sistema considerando las operaciones del sistema y las posibles inversiones

Tabla 3: Variables del modelo FlexTool de IRENA

Variable	Descripción	Dimensiones
v_gen	Generación (o consumo reducido) (MW)	g, n, u, t
$v_fuelUse$	Consumo de combustible en unidades que consumen combustible (MW)	g, n, u, t
$v_startup$	Arranque de las unidades que se calcularon a partir del cambio en la variable de conexión (MW)	g, n, u, t
v_online	Capacidad conectada de las unidades (MW)	g, n, u, t
$v_reserve$	Provisión de reserva a subir de unidades no ERV (MW)	g, n, u, t
$v_reserveFlow$	Provisión de reserva a subir de unidades de ERV (MW)	g, n, t
v_state	Variable de estado para unidades de almacenamiento (MWh)	g, n, u, t
v_charge	Variable de carga para unidades de almacenamiento (MW)	g, n, u, t
v_spill	Posibilidad de vertido hidráulico para almacenamientos que usan aportes (MW)	g, n, u, t
$v_curtail$	Posibilidad de vertido de ERV en los nodos (MW de vertido de ERV)	g, n, t
$v_transfer$	Transferencia de energía entre nodos en una red de energía particular (MW)	g, n, n, t
$v_convert$	Convertir energía entre dos redes de energía (MW)	g, n, u, g, n
v_invest	Inversión en generación (o consumo reducido, MW)	g, n, u
$v_investStorage$	Inversión en capacidad de almacenamiento (MWh)	g, n, u
$v_investTransfer$	Inversión en capacidad de transferencia entre nodos (MW)	g, n, n
$v_investConvert$	Inversión en capacidad de conversión entre dos formas de energía (MW)	g, n, u, g, n
v_slack	Variable ficticia para indicar violaciones de la energía (MW)	g, n, t
$v_reserveSlack$	Variable ficticia para indicar violaciones de las ecuaciones de requisitos de reserva (reserva insuficiente, MW)	g, n, t
$v_capacitySlack$	Variable ficticia para indicar violaciones de la restricción de adecuación de capacidad (MW)	g, n, t

5.4 FUNCIÓN OBJETIVO

El modelo minimiza los costos tabulados en la función objetivo (consulte la formulación exacta en el Apéndice II). Estos costos para el modelo operativo son:

- costos fijos de operación y mantenimiento (O&M) de las unidades
- costos variables de operación y mantenimiento de las unidades
- costos de combustible de las unidades
- costos de emisión de dióxido de carbono (CO₂)
- costos de arranque (utilizando la versión lineal, es decir parcial, de arranques de unidad; comparados en Kiviluoma y Meibom (2011))
- costo de penalización por usar la variable `v_slack` (energía no suministrada)
- costo de penalización por usar la variable `v_reserveSlack` (reservas a subir insuficientes)
- costo de penalización por usar la variable `v_capacitySlack` (margen de capacidad insuficiente)
- costo de penalización por usar la variable `v_curtail` (vertido de ERV).

Si se ejecuta en el modo de inversión, el modelo también observa, además de los costos de producción anteriores, los costos de inversión (como anualidades):

- costos de inversión unitarios (almacenamiento tanto en términos de capacidad [MW], que, en un caso de ejemplo de una batería, se relaciona principalmente con la electrónica de potencia y la conexión a la red, como de energía [megavatios por hora (MWh)], que se relacionaría principalmente con las celdas de la batería);
- costos de inversión en líneas de transmisión.

Todos estos diversos costos se suman en la optimización. Los costos operativos se expanden para representar un año completo (si no representan ya un año completo), y los costos de inversión se anualizan para que también

correspondan a un año. Para que el modelo devuelva un costo de producción preciso durante un año, el modelo de despacho debe ejecutarse durante un año completo (o más). El modo de inversión también puede usar un año completo, pero esto podría volverse demasiado complejo en cuestión de cálculo. Por lo tanto, el usuario puede seleccionar una serie temporal reducida y separada en el archivo de entrada, para representar un conjunto de tiempo más pequeño para las decisiones de inversión.

5.5 EQUILIBRIO ENTRE LA DEMANDA Y LA GENERACIÓN

El equilibrio entre el consumo y la generación debe mantenerse en todos los periodos de tiempo que el modelo considera. Si no, esto se informará (por ello la variable `v_slack`). El equilibrio de energía en cada nodo incluye los siguientes elementos:

- generación a partir de unidades no ERV (incluida la reducción de la demanda de energía)
- más la generación a partir de unidades de ERV (restringidas por la generación o aporte hídrico disponibles)
- más las importaciones de energía/exportaciones al nodo (tanto exógenas como endógenas)
- más las conversiones de energía hacia el nodo (por ejemplo, calor a calefacción urbana)
- más la descarga del almacenamiento
- más la variable `slack` (energía no suministrada)
- es igual a
- la demanda de energía
- más las exportaciones de energía desde el nodo (tanto exógenas como endógenas)
- más las conversiones de energía desde el nodo (por ejemplo, la electricidad utilizada para generar calefacción urbana)
- más la carga del almacenamiento
- más la variable de vertido (vertido de ERV: el modelo no distingue la fuente de vertido para reducir el número de variables).

Las transferencias y conversiones de energía incluyen pérdidas de energía.

5.6 OTRAS RESTRICCIONES Y ECUACIONES AUXILIARES

Existen varias restricciones para representar los límites técnicos de diferentes tecnologías. Además, se necesitan ecuaciones auxiliares para calcular las variables necesarias. Todas estas restricciones deben cumplirse en cada periodo de tiempo para cada nodo o unidad.

Generación

- La generación más la provisión de reserva por unidad debe ser menor que la capacidad existente e inversiones adicionales en nueva capacidad (si están habilitadas).
- El uso de combustible es igual a la generación dividida por la eficiencia. (Cuando se usan variables de conexión, se puede considerar el uso de combustible sin carga y, por consiguiente, la eficiencia de carga parcial, pero sin una linealización por partes donde la curva de eficiencia, típicamente convexa, se puede aproximar más detalladamente).
- Mínimo técnico para unidades que tienen una restricción de mínimo técnico y una variable de conexión. (El límite se establece en los datos de entrada para cada unidad/unidad agregada, lo que permite al usuario considerar cuál es una aproximación razonable para el mínimo técnico de un grupo agregado de unidades. Una unidad agregada puede representar, por ejemplo, 10 unidades reales, y si solo se arranca una de ellas, entonces el mínimo técnico de la unidad agregada es 1/10 parte del mínimo técnico sumado).

Almacenamiento

- El nivel del almacenamiento es igual al contenido de almacenamiento en el periodo

de tiempo anterior más la carga y el aporte, menos la descarga y el vertido hidráulico.

- El contenido del almacenamiento debe ser inferior a la capacidad de almacenamiento existente e inversiones adicionales en la capacidad de almacenamiento.
- La descarga del almacenamiento y la provisión de reserva deben ser menores que la capacidad existente e invertida (utiliza la misma ecuación que la generación).
- La carga del almacenamiento debe ser inferior a la capacidad de almacenamiento.
- Es posible fijar la relación entre MW invertido y capacidad de MWh en almacenamiento (por ejemplo, una tecnología de baterías específica tiene una relación fija entre potencia y energía, mientras que una celda de combustible puede tener un costo separable para cargar/descargar en lugar de almacenar energía).
- Las conversiones de energía son posibles de una red de energía a otra red de energía.
- La conversión de energía debe ser menor que la capacidad existente e invertida.
- Las unidades de conversión pueden proporcionar una reserva a subir solo al convertir.
- Es posible un mínimo técnico opcional para las unidades de conversión.

Rampas (se aplican también a las unidades de almacenamiento)

- La rampa ascendente programada (rampa programada real más adquisición de reserva ascendente por la unidad) es menor que la capacidad de rampa ascendente de la unidad.

- La rampa descendente es menor que la capacidad de rampa descendente de la unidad.

Reservas

- Se requiere una reserva a subir utilizando series temporales exógenas (o una constante) para cada nodo.
- Se requiere una reserva a subir (dinámica, inducida por generación a partir de unidades de ERV) para cada nodo.
- Para cada unidad, la provisión de reserva a subir está limitada por la capacidad de la unidad para proveer reserva.
- La provisión de reserva por unidades con un estado de conexión debido a un parámetro de mínimo técnico es menor que la capacidad de conexión multiplicada por el parámetro “max_reserve”.
- Las unidades sin variable de conexión están restringidas por su generación máxima multiplicada por el parámetro “max_reserve”.
- Las unidades de almacenamiento están además limitadas por la energía almacenada dividida por el parámetro “reserve_duration”.
- La transmisión no se puede utilizar para compartir reservas. Cada nodo tiene su propio requisito de reserva, y debe ser cumplido por las unidades en el nodo.

Margen de capacidad (aplicado a cada periodo de tiempo por separado, solo se utiliza en el modo de inversión)

- Capacidad disponible⁷ de unidades no ERV (reducción de la demanda de energía); esto normalmente debe representar una tasa de interrupción forzada, ya que el mantenimiento programado no debe realizarse cerca del pico neto de demanda del sistema
- más la generación a partir de unidades de ERV (restringidas por la capacidad disponible⁸ o aporte para generar energía hidroeléctrica fluyente)
- más la descarga del almacenamiento
- más las transferencias de energía hacia/desde el nodo (tanto exógenas como endógenas)
- más las conversiones de energía al nodo hacia/desde otras redes de energía

es mayor que

- la carga del almacenamiento
- más las exportaciones de energía desde el nodo (tanto exógenas como endógenas)
- más las conversiones de energía del nodo
- más la demanda de energía
- más la variable de vertido (vertidos de ERV)
- más el margen de capacidad.

7 Factor de disponibilidad multiplicado por la capacidad instalada más la invertida.

8 Serie temporal del factor de capacidad multiplicada por la capacidad instalada más la invertida.

Variables de conexión y de arranque

- El arranque de la unidad es mayor que un cambio en la capacidad de conexión (pero al menos 0).
- La capacidad de conexión de la unidad es inferior a la capacidad disponible.

Transferencias

- Las transferencias entre nodos son inferiores a la capacidad disponible.

Participación instantánea de generación no síncrona

- Generación o descarga del almacenamiento desde fuentes no síncronas
- más las conversiones de energía entrantes desde fuentes no síncronas⁹
- más las importaciones usando conexión de CC

son menores que

- la porción predefinida de
- demanda de energía (incluyendo carga del almacenamiento y aumento de demanda)
- más las exportaciones de energía (independientemente de si es CC o CA)¹⁰
- más las conversiones de energía saliente (independientemente de si es CC o CA)
- más los vertidos de ERV.

5.7 FORMULACIÓN MATEMÁTICA

La formulación matemática completa que emplea la herramienta FlexTool de IRENA se puede encontrar en el Apéndice II.

FlexTool optimiza el despacho considerando las limitaciones técnicas como el límite de penetración no síncrona del sistema (SNSP)

9 Los dispositivos de conversión de energía se pueden conectar a la red eléctrica de forma síncrona (por ejemplo, motores/compresores síncronos) o no síncronos (por ejemplo, calentadores de resistencia).

10 Este lado de la ecuación calcula qué tan grande debe ser la generación total y, en consecuencia, no importa si la energía saliente es síncrona o no síncrona.

6 DATOS DE ENTRADA DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA

6.1. INTRODUCCIÓN

La herramienta FlexTool de IRENA 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. En la mayoría de los casos, el modelo se ejecutará durante un año con una resolución horaria, pero el periodo de tiempo puede acortarse o expandirse mediante la preselección de periodos, y la resolución se puede cambiar utilizando diferentes conjuntos de datos de entrada (es decir, dos años en periodos de tiempo de 10 minutos, o tres meses en periodos de tiempo de un día).

Del mismo modo, el nivel final de detalle se decide con los datos de entrada. La estructura FlexTool permite, por ejemplo, que todas las centrales eléctricas de carbón constituyan una sola unidad, agregada por familia de tecnología (por ejemplo, carbón dividido en ciclo combinado de gasificación integrada, carbón pulverizado subcrítico, carbón pulverizado supercrítico) de flexibilidad uniforme o presentadas como centrales individuales. El número está limitado por los datos disponibles y los límites de cómputo. La agregación automatizada de unidades no se admite actualmente, pero se puede hacer manualmente.

Los escenarios que requieren diferentes datos de series temporales solo se pueden hacer al crear múltiples archivos de datos de entrada. Para otros datos, los escenarios de sensibilidad se pueden definir en el libro maestro de FlexTool. Los datos de series temporales son de solo lectura si las carpetas de series temporales que contienen los archivos de texto de series temporales están vacías (para evitar que se vuelvan a escribir los archivos

de texto cuando no sea necesario) o si el usuario elige reescribir los archivos de texto desde la herramienta.

Los siguientes párrafos proporcionan documentación sobre las estructuras de datos de entrada y la selección de los periodos de tiempo. La guía de introducción, que acompaña al modelo, proporciona ejemplos prácticos de cómo usar las instancias existentes de FlexTool, y una guía punto por punto sobre cómo crear sus propias instancias de FlexTool (por ejemplo, para un nuevo país o al agregar más nodos a un país existente).

6.2 ARCHIVO DE DATOS DE ENTRADA

El archivo de datos de entrada es un libro de Excel con diferentes hojas donde el usuario puede definir toda la información que se requiere para ejecutar FlexTool. En la Tabla 4 se muestra qué información se requiere en cada hoja.

6.3 ESTRUCTURA DE DATOS DE ENTRADA

Los **datos de entrada de la herramienta FlexTool de IRENA** que se requieren para cada caso de estudio se pueden clasificar en ocho categorías principales:

- Datos del nodo (anual)
- Datos de las series temporales (por ejemplo, con periodos de tiempo de una hora o 10 minutos)
- Datos del tipo de unidad (datos generales para diferentes tipos de unidad)
- Datos para unidades específicas en ubicaciones específicas

Tabla 4: Descripciones del contenido de cada hoja existente y el archivo de datos de entrada

Hoja	Descripción
info	Presenta un resumen del contenido
master	Define los parámetros y configuraciones que afectan a todo el modelo: modos de ejecución, tipos de restricción, penalizaciones por energía_no_suministrada, vertido de ERV, etc.
gridNode	Define qué nodos (áreas) y redes (electricidad, calor, etc.) existen, y los principales parámetros para estos
unit_type	Define todos los tipos de unidades y sus parámetros. Solo estos tipos de unidades están disponibles para las regiones (nodos) en el modelo.
fuel	Combustibles disponibles y sus parámetros
units	Parámetros para unidades (o agregaciones de unidades) ubicadas en un nodo específico
nodeNode	Parámetros para conexiones entre dos nodos.
ts_cf	Series temporales para unidades que están limitadas por el flujo de energía disponible expresado como un factor de capacidad que varía entre 0 y 1 (generalmente energía eólica y energía solar fotovoltaica)
ts_inflow	Series temporales para unidades que están limitadas por el flujo de energía disponible expresado como energía absoluta en MWh (normalmente energía hidroeléctrica)
ts_energy	Series temporales para la demanda de electricidad en cada nodo
ts_import	Series temporales para importaciones de energía exógena (o exportaciones como números negativos) a un nodo específico
ts_reserves	Series temporales para el requisito de reserva en cada nodo (normalmente una constante a menos que se disponga de datos dinámicos)
ts_time	Define qué periodos de tiempo se deben modelar en las fases de inversión y de despacho
calc	Calcula los saltos entre periodos de tiempo; no debe modificarse a menos que sea necesario ampliarlo

- Datos de la unidad de generación (por ejemplo, energía de carbón, energía eólica, etc.)
- Datos de unidades de almacenamiento (por ejemplo, embalses hidroeléctricos, baterías, etc.)
- Datos de unidades de conversión (por ejemplo, electricidad a calor en bombas de calor)
- Datos de combustibles
- Datos de líneas de interconexión (por línea de interconexión que conecta dos nodos)
- Datos maestros (cambia el comportamiento del modelo)
- Datos del escenario (redefine los datos del caso base para otro escenario).

Los **datos del nodo** se refieren a los datos específicos de cada nodo en todas las redes de energía descritas, por ejemplo, la demanda anual de electricidad para

los nodos que pueden presentar una región, un área o un país. Consulte la sección 7 para obtener explicaciones detalladas. Cada combinación de red/nodo requiere los siguientes datos de entrada:

- Demanda anual, MWh/año (para el año de estudio)
- Importaciones anuales, MWh/año (opcional y también requiere series temporales)
- Margen de capacidad, MW (una aproximación de la reserva de capacidad disponible requerida (MW) para la generación despachable adicional sobre la carga neta máxima, consulte la sección 7 para obtener detalles, solo se utiliza en el modo de inversión)
- Participación máxima de generación no síncrona, relación (consulte la sección 7 para obtener más información)

- Indicador para el uso de series temporales calculadas previamente como requisito de reserva
- Indicador para el uso de reservas dinámicas (establece un requisito de reserva que multiplica la producción de ERV por un porcentaje predefinido).

Los **datos de las series temporales** presentan el comportamiento temporal del sistema estudiado. Por lo general, los datos de series temporales son para cada hora del año, pero el modelo también acepta otras escalas y periodos de tiempo. Los datos de series temporales que se requieren consisten en:

- La demanda de electricidad para cada nodo, un perfil que puede ser, por ejemplo, MWh (además de las series temporales, se necesitan valores anuales para el año modelado para escalar las series temporales)
- Importaciones netas de electricidad de regiones que no se modelan de ninguna otra manera, un perfil que puede ser, por ejemplo, MWh (además de las series temporales, se necesitan valores anuales para el año modelado)
- Energía eólica por unidad, es decir, generación normalizada como porcentaje de la capacidad nominal (datos razonables a partir de datos globales, los datos locales probablemente serían mejores)
- Energía solar por unidad, es decir, generación normalizada como porcentaje de la capacidad nominal (datos razonables a partir de datos globales, los datos locales probablemente serían mejores)
- Aporte hídrico para generación hidráulica fluyente y de embalses, MWh durante el periodo (es posible que las estimaciones globales sean deficientes, los datos locales serían mucho mejores). Para obtener un análisis de sensibilidad significativo, es importante contar con series temporales

separadas para un año típico, un año seco y un año húmedo.

- Requisito de reserva a subir, MW (la serie temporal permite usar reservas dinámicas calculadas previamente; **la herramienta viene con un libro de trabajo que se puede usar para el cálculo previo**)

- Periodos de tiempo representativos (por ejemplo, semanas) para la fase de expansión de capacidad. La herramienta no selecciona los periodos de tiempo automáticamente, pero se puede compartir una macro de Excel para calcular una selección representativa de periodos de tiempo.

Los **datos del tipo de unidad** definen las características generales para diferentes tipos de unidades. Los tipos de unidades generalizan algunas propiedades de las unidades, por lo que no es necesario redefinir esas propiedades para cada unidad en particular (el tipo de unidad no tiene una ubicación, pero la unidad sí y, por lo tanto, puede haber muchas unidades vinculadas a un tipo de unidad). El archivo plantilla de datos de entrada proporciona datos genéricos del tipo de unidad, pero estos pueden ajustarse para un caso de estudio específico siempre que haya mejores datos disponibles.

Una unidad se puede vincular con una fuente de combustible, con una serie temporal de aporte hídrico o con una serie temporal de factor de capacidad, definiendo así la fuente de energía para la unidad. Una unidad también puede estar sin ninguno de estos, pero la definición del tipo de unidad debe incluir, por ejemplo, un costo de operación y mantenimiento (O&M). La disminución de la demanda es un ejemplo de una unidad sin una fuente de energía. El aumento de la demanda también se puede definir; en este caso, la eficiencia regular del tipo de unidad debe dejarse en blanco y, en cambio, la eficiencia de carga debe definirse junto con un costo negativo de operación y mantenimiento (O&M). Para diferentes categorías de unidades, diferentes elementos de datos pueden o no ser relevantes, como se indica en la Tabla 5.

Los **datos para unidades específicas** definen la capacidad actual y las restricciones de inversión para unidades existentes o de inversión en ubicaciones específicas. También conectan una unidad en particular con su fuente de energía y con el nodo donde se encuentra. Los datos de entrada no incluyen el año de entrada de las unidades y, por lo tanto, los retiros deben incluirse manualmente en los datos de entrada (es decir, la flota de generación en los datos de entrada debe corresponder a las unidades disponibles en el año que se va a modelar). Aquí las unidades se dividen en tres subcategorías, aunque en la tabla de datos de entrada todas están en la misma tabla.

Los **datos de la unidad de generación** pueden ser para categorías amplias (por ejemplo, carbón, turbinas de gas de ciclo abierto, turbinas de gas de ciclo combinado, derivados de petróleo, viento) o

más refinadas. La estructura del modelo permite la descripción unidad por unidad de sistemas pequeños donde el cálculo es factible. Para cada unidad o unidad agregada, el conjunto de datos de entrada necesita los siguientes parámetros:

- Conectar cada unidad con la red de energía y el nodo donde se encuentra la unidad
- Capacidad instalada, MW
- Capacidad invertida, MW (capacidad que el modelo está obligado a invertir, que funciona igual a la capacidad instalada, pero en este caso los costos de inversión están incluidos en los resultados)
- Capacidad máxima invertida, MW (para indicar posibles limitaciones de recursos, por ejemplo, energía eólica; ningún valor significa que las inversiones no están permitidas, solo las utiliza el modo de inversión)

Tabla 5: Parámetros de tipo de unidad que se pueden definir para diferentes categorías de tipo de unidad

Parámetro de tipo de unidad	Térmica, disminución de la demanda	Eólica / FV	Hidráulica	Almacenamiento	Aumento de la demanda	Conversión
Eficiencia (%), también eficiencia de carga y de conversión	x	-	x	x	x	x
Mínimo técnico (p.u.)	x	-	x	-	-	x
Eficiencia con mínimo técnico	x	-	x	-	-	x
Tasas de rampa (p.u./hora)	x	-	x	x	x	x
Costo de operación y mantenimiento (USD/MWh)	x	-	x	x	x	x
Costo de arranque (USD/MW)	x	-	x	x	x	x
Provisión máxima de reserva (p.u.)	x	x	x	x	x	x
Costo fijo (USD/MW/año)	x	x	x	x	x	x
Costo de inversión (USD/kW y/o USD/kWh)	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.
Factor de anualidad (basado en la vida útil y la tasa de interés)	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.
Disponibilidad (para margen de capacidad/carga neta máxima)	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.	Inv.
Relación de potencia de almacenamiento/reserva (kW/kWh) (para inversiones con dicha restricción)	-	-	-	Inv.	-	-
La unidad es no sincrónica	x	x	x	x	x	x

Nota: algunos parámetros se utilizan solo para el modo de expansión de capacidad ("Inv.").

- Conectar la unidad ya sea con una fuente de combustible, series de aporte hídrico (MWh/h) o series temporales de factor de capacidad (fc) (por unidad, es decir, varía entre 0 y 1)
- Relación de aumento de reserva (lineal) para unidades que se supone que causan un aumento en el requerimiento de reserva con base en su generación (es decir, energía eólica y solar fotovoltaica)
- Multiplicador de aporte hídrico para unidades que usan series temporales de aporte hídrico (habilita, por ejemplo, años “secos” y “húmedos” usando escalas simples).
- Los **datos de unidades de almacenamiento** describen datos de unidades (o agregados) para las unidades que pueden almacenar energía. Sin embargo, el almacenamiento aumenta rápidamente la carga de cómputo. Se requieren los siguientes datos de entrada para cada unidad de almacenamiento:
 - Red de energía y nodo donde se ubica la unidad
 - Almacenamiento instalado, MW y MWh (capacidad de almacenamiento existente)
 - Almacenamiento invertido, MW y MWh (capacidad que el modelo está obligado a invertir, que funciona igual a la capacidad instalada, pero los costos de inversión de éstos están incluidos en los resultados)
 - Almacenamiento máximo invertido, MW y MWh (si es necesario limitar, por ejemplo, el potencial hidroeléctrico de embalse).
 - Uno debe definir dos de los tres parámetros: `max_invest_MW`, `max_invest_MWh` y `fixed_kW_per_kWh_ratio`, que se define en la hoja “unit_type”. Dependiendo de lo que se haya definido, el modelo elige MW y MWh libremente o utiliza una relación fija entre ellos. Ambos costos de inversión (USD/kilovatio y USD/

kilovatio-hora) se aplican en todos los casos siempre que sean mayores que 0, ya que representan la inversión en el almacenamiento (contenedor de la energía) y en la generación (por ejemplo, turbinas hidráulicas, estación de bombeo, convertidor de potencia). Esto solo lo usa el modo de inversión.

- Opcional: niveles inicial y final del almacenamiento, MWh (si no se proporciona alguno, el modelo supone que el nivel de inicio debe ser igual al nivel final)
- Conectar el almacenamiento con una serie de aporte hídrico (opcional, pero no es posible con series temporales de factor de capacidad).

Los **datos de unidades de conversión** describen las unidades (o agregados) que pueden convertir un tipo de energía (red) a otro, por ejemplo, bombas de calor o calderas eléctricas que, desde la perspectiva del modelo, convierten la electricidad en calor. Los datos de entrada incluyen:

- La red de energía y el nodo de la fuente de energía, así como la red de energía y el nodo de la energía de salida (la conversión de energía es unidireccional, pero se pueden definir unidades separadas para ambas direcciones)
- Capacidad instalada, MW (capacidad existente, no aumentará los costos de inversión en los resultados)
- Capacidad invertida, MW (capacidad que el modelo está obligado a invertir; aumentará los costos de inversión en los resultados)
- Capacidad máxima invertida, MW (solo se utiliza por el modo de inversión).

Se requieren **datos de combustible** para calcular los costos operativos de la generación térmica.

La herramienta FlexTool de IRENA necesita los siguientes datos de combustible:

- Precio, USD/MWh_{combustible}
- Contenido de CO₂, tonelada de CO₂/MWh_{combustible}

Se necesitan los **datos de las líneas de interconexión** para cada línea por separado. Se requieren los siguientes datos de entrada para cada uno:

- Capacidad instalada, MW (capacidad existente, hacia la derecha y hacia la izquierda por separado)
- Capacidad invertida, MW (capacidad que el modelo está obligado a invertir; aumentará los costos de inversión en los resultados)
- Límite máximo de inversión en capacidad de transferencia, MW (solo se utiliza por el modo de inversión)
- Pérdidas, por unidad, es decir, fracción, 0-1
- Anualidad, USD/año (el libro de datos de entrada calculará una anualidad descontada en función de la vida útil y la tasa de interés, solo la utiliza el modo de inversión)
- Tipo de conexión (corriente continua de alto voltaje o no), 0/1.

Los **datos maestros** definen parámetros comunes para todo el modelo y definen cómo se comporta el modelo utilizando indicadores:

- Costo de CO₂, USD/tonelada
- Penalización por energía no suministrada, USD/MWh
- Penalización por vertido de ERV, USD/MWh

- Penalización por insuficiencia de capacidad, USD/MWh
- Penalización por insuficiencia de reserva, USD/MWh
- Duración de la serie temporal completa en años
- Duración del periodo de tiempo, minutos (la duración de cada periodo de tiempo en la serie temporal)
- Duración de la reserva, hora (por cuánto tiempo se debe proveer la reserva, una vez activada)
- Uso del margen de capacidad, 0/1 (en el modo de inversión)
- Uso de variables de conexión, 0/1
- Uso de restricciones de rampa, 0/1
- Uso de restricción de generación no síncrona, 0/1
- Uso del modo de despacho, 0/1
- Uso del modo de inversión, 0/1
- Imprimir curvas de duración en el archivo de resultados (disminuye la velocidad del cálculo), 0/1
- Imprimir curvas de duración de rampa en el archivo de resultados (disminuye la velocidad del cálculo), 0/1.

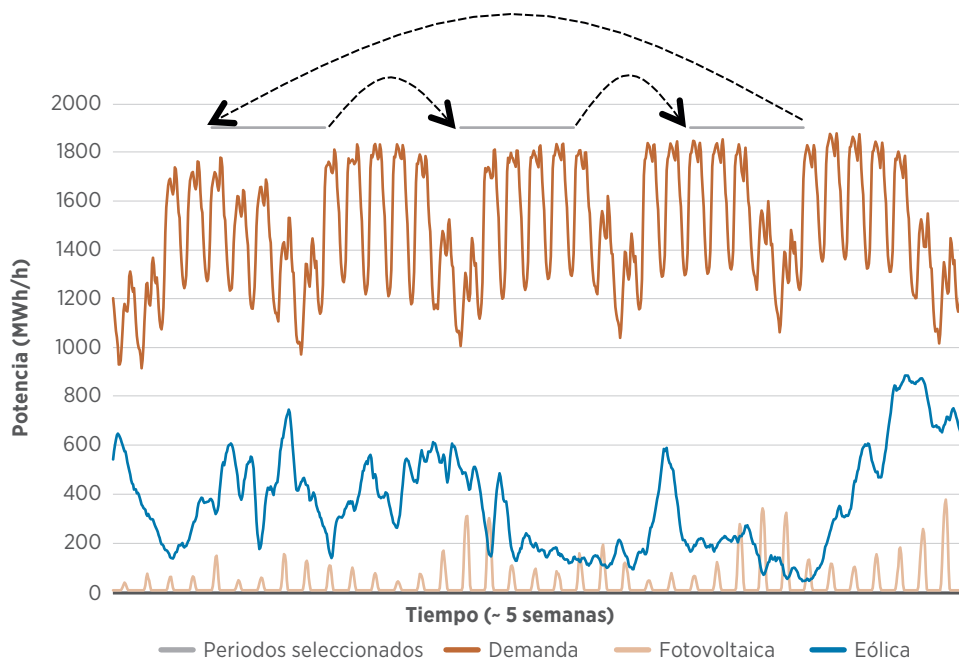
Los **datos del escenario** redefinen cualquiera de los elementos de datos anteriores para un escenario en particular. Por ejemplo, la capacidad de generación de energía eólica se puede redefinir del original a, por ejemplo, un escenario de alta energía eólica con el doble de capacidad. Un escenario puede cambiar múltiples elementos de los datos de entrada si así se desea. Luego, se pueden ejecutar múltiples escenarios automáticamente uno tras otro o en paralelo y se pueden comparar los resultados.

6.4 SELECCIÓN DE PERIODOS DE TIEMPO PARA EL MODELO DE INVERSIÓN (Y DESPACHO)

El modelo optimiza todos los periodos de tiempo a la vez y, en consecuencia, el problema puede llegar a ser demasiado grande para resolverlo en sistemas más grandes¹¹. Para mantener la

¹¹ Una alternativa habría sido utilizar un *rolling unit commitment* en el modo de despacho. Esto consiste en resolver el problema de asignación de unidades en grupos de periodos y no todo a la vez. Esto habría complicado la representación del almacenamiento y el valor de los arranques, ya que habrían requerido los estados de inicio y finalización y la estimación del valor sombra al final del horizonte del modelo. Además, el modelo se habría vuelto más lento en presentaciones más pequeñas del sistema (hacer un ciclo por las múltiples soluciones puede llevar tiempo).

Figura 10: Ejemplo de selección de periodos representativos para las simulaciones de la herramienta FlexTool de IRENA basadas en la demanda y la penetración de ERV



Nota: en el modelo de inversión se pueden usar periodos seleccionados (líneas azules) para representar todo el año con el fin de reducir el tamaño del modelo. La selección aquí es solo ilustrativa y no se pretende seleccionar los mejores periodos.

capacidad de solución del modelo o reducir el tiempo de resolución, se puede simular el año completo utilizando periodos de tiempo representativos (por ejemplo, al seleccionar cinco semanas que combinadas tienen características similares a las del año completo). Esto se puede hacer por separado para los modos de despacho e inversión utilizando series temporales separadas. Más típicamente, esto se usaría para el modo de inversión, ya que es un problema mayor y, por lo tanto, puede tomar demasiado tiempo resolverlo.

Si los modos de inversión y despacho se habilitan para una corrida del modelo, la herramienta FlexTool de IRENA ejecuta primero la corrida de inversión y luego la de despacho,

incluidas las posibles nuevas inversiones. En este caso, si la serie temporal de inversión no incluye todas las horas del año, el despacho aún se puede ejecutar para el año completo.

En la Figura 10 se muestra un ejemplo con tres periodos de tiempo seleccionados (líneas azules). Los periodos de tiempo seleccionados pueden ser de cualquier duración y el usuario los puede elegir libremente a partir de la serie temporal completa (en la figura aquí se muestran solo cinco semanas para que las variaciones sean legibles). Dentro de los periodos seleccionados, la resolución de tiempo es la resolución de tiempo original. Naturalmente, el usuario debería intentar elegir periodos de tiempo lo más representativos posible y debería

considerar el uso de herramientas externas¹² o cálculos para evaluar qué periodos de tiempo utilizar. Sería preferible usar un año completo o varios años si el cálculo fuera factible.

La optimización del despacho debería poder usar series temporales largas en la mayoría de los sistemas, pero la optimización de la inversión en un sistema grande a menudo puede requerir el uso de periodos seleccionados. Los periodos de tiempo se conectan en el modelo al omitir los periodos de tiempo intermedios y al vincular el último periodo de tiempo con el primer periodo de tiempo, como lo demuestran las flechas discontinuas.

Esto obliga, por ejemplo, al almacenamiento a mantener la continuidad en su totalidad a lo largo del año. Si se usa menos de un año (o más de un año), el modelo escala los resultados para presentar un solo año. Los costos de inversión son anualizados, mientras que los costos operativos se escalan linealmente para que correspondan a un año completo.

12 Para este propósito, IRENA tiene un algoritmo de MATLAB que se implementa a través de una macro de Excel que se puede incluir en la herramienta FlexTool de IRENA.

7 RESULTADOS DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA

Los resultados de la herramienta incluyen necesidades de flexibilidad (usando curvas de duración para la carga, carga neta y rampas), costos totales del sistema, inversiones óptimas (incluidas nuevas fuentes de flexibilidad), despacho óptimo, vertidos de ERV y violaciones de restricciones. Los resultados se presentarán de varias formas, incluidos gráficos, series temporales y resúmenes anuales. El modelo almacena los resultados como archivos de valores separados por comas (.csv). Se pueden importar a Excel usando el botón “Importar resultados” en el libro maestro de la herramienta FlexTool de IRENA o seleccionando importación automática antes de ejecutar la optimización.

Algunos gráficos se generan automáticamente durante la importación. Estos están destinados a examinar los resultados y pueden procesarse aún más para fines de publicación. En este informe, se utilizan formas sin procesar de las figuras para mostrar los resultados de la herramienta. Lo más importante que se debe comprobar es que el modelo no ha fallado. La primera línea en los resultados debe leer “Solución óptima encontrada...” para cada escenario. Si la solución no ha sido factible, el resto de los resultados no tienen sentido. Si esto ocurre, el usuario tendría que verificar los datos de entrada y la definición de los escenarios para asegurarse de que todo sea consistente y volver a correr el modelo. Si aún no es factible, podría haber un problema con la versión de la herramienta que se solucionaría en la siguiente actualización.

El proceso de importación toma la mayoría de los resultados de la corrida operativa si hay una disponible¹³. Si el modelo tiene las fases de inversión y operación, ambos resultados están

disponibles como archivos .csv. Para mostrar los costos, los costos de inversión se combinan con los costos operativos para mostrarlos juntos (en este caso, el modelo pasa los costos de inversión por el modelo operativo).

Existe cierto control sobre los resultados que se imprimen. En primer lugar, la curva de duración y la curva de duración de la rampa pueden tardar un tiempo en calcularse y, por consiguiente, se pueden desactivar desde el archivo de entrada. En segundo lugar, se pueden imprimir algunos resultados para cada nodo. Dependiendo de la cantidad de nodos en la simulación, esto podría resultar en una gran cantidad de archivos y hojas de resultados en el libro de resultados. Se pueden desactivar para cada nodo por separado. Si estos resultados se necesitan más adelante, la única forma de obtenerlos es si se vuelven a correr los escenarios con los cambios activados.

7.1 NECESIDADES, CAPACIDADES Y VIOLACIONES DE FLEXIBILIDAD

La herramienta FlexTool de IRENA realiza el despacho del sistema eléctrico y muestra si ha habido problemas para satisfacer las necesidades de flexibilidad, en particular satisfacer la demanda en todo momento y aceptar toda la generación de ERV. Estos se mostrarían en la hoja de “summary” del archivo del libro de resultados que se muestra en la Tabla 6 (el resumen de la ejecución de despacho se denomina “summary_D”, y el resumen de la ejecución de expansión de capacidad se denomina “summary_I”); estos generan los mismos elementos, pero los resultados difieren hasta cierto punto). La tabla de resumen contiene los siguientes elementos:

13 De lo contrario, utilizará los resultados de la optimización de la inversión.

Tabla 6: Resumen de los resultados de la herramienta FlexTool de IRENA para cuatro escenarios

Fila núm.	Elemento	1.º escenario	2.º escenario	3.º escenario	4.º escenario
2		Base	Transmisión	Turbinas de gas	Baterías
3	Objetivo óptimo	1596133518	1581713439	1374114903	1488654231
4	Iteraciones	8516	8586	8432	7199
5	Tiempo (s)	19,582	16,292	16,412	20,252
6					
7	Costo total de la función obj. (M USD)	1272,476	1258,056	1050,456	1164,996
8	Tiempo en uso en años	0,230	0,230	0,230	0,230
9					
10	Resultados generales	elec	elec	elec	elec
11	Participación de ERV (% de la demanda anual)	31,09	31,19	31,09	31,13
12	Energía no suministrada (% de demanda)	1,42	1,34	0,44	0,76
13	-> aumento en rampa limitado (% de la demanda)	0,01	0,02	0,01	0,01
14	Reservas insuficientes (% de la demanda de reserva)	0	0	0	0
15	Vertido de ERV (% de gen. de ERV)	0,18	0,11	0,18	0,15
16	-> disminución en rampa limitada (% de gen. de ERV)	0	0	0	0
17					
18	Problemas de flexibilidad	elec	elec	elec	elec
19	Energía no suministrada (MW máx.)	872,765	872,765	572,765	872,765
20	Insuficiencia de reservas (MW máx.)	0	0	0	0
21	Vertido de ERV (MW máx.)	601,47	353,47	601,47	580,244
22	Vertido de ERV (TWh)	0,086	0,051	0,086	0,071
23	Insuficiencia de capacidad (MW máx.)	0	0	0	0
24	Vertido hidráulico (TWh)	0	0	0	0
25					
26	Balance energético	elec	elec	elec	elec
27	Demanda (TWh)	-35	-35	-35	-35
28	Consumo (TWh)	-0,011	-0,005	-0,011	-0,008
29	Energía no suministrada (TWh)	0,497	0,469	0,153	0,265

Fila núm.	Elemento	1.º escenario	2.º escenario	3.º escenario	4.º escenario
30	Generación a base de combustible (TWh)	21,804	21,793	22,146	22,038
31	Generación, ERV inc. energía hidráulica fluyente (TWh)	10,882	10,916	10,882	10,897
32	Descarga, inc. energía hidráulica de embalse (TWh)	1,337	1,337	1,337	1,495
33	Carga (TWh)	-0,009	-0,009	-0,008	-0,184
34	Conversión (TWh)	0,549	0,549	0,546	0,549
35	Importación (TWh)	0,01	0,01	0,01	0,01
36	Pérdidas de transferencia (TWh)	-0,059	-0,061	-0,054	-0,062
37					
38	Costos	elec	elec	elec	elec
39	Costos de operaciones (M USD)	1474,529	1475,861	1424,508	1484,069
40	Costos de inversiones (M USD)	0	16,433	12,87	26,825
41	Costos anuales fijos (M USD)	141,5	141,5	147,5	141,5
42	Costo de energía no suministrada (M USD)	248,718	234,702	76,718	132,449
43	Costo por vertido de ERV (M USD)	4,289	2,552	4,289	3,538
44	Costo de reservas insuficientes (M USD)	0	0	0	0
45	Costo de capacidad insuficiente (M USD)	0	0	0	0

- Las filas 3 a 8 contienen información sobre la resolución. La fila 3 devuelve el estado del optimizador: si el optimizador ha fallado, los resultados son incorrectos y posiblemente muy incorrectos. Si el optimizador tuvo éxito, en la fila se lee “Objetivo óptimo” con el valor de la función objetivo. La fila 4 indica cuántas iteraciones requirió la optimización, y la fila 5 muestra cuántos segundos requirió el optimizador. La fila 7 muestra el valor de la función objetivo según la observación del optimizador (no es necesariamente igual a la suma de los costos de la red a continuación, porque el optimizador no pasa constantes como los costos fijos). La fila 8 muestra qué fracción de un año se incluyó en la resolución (el año completo sería 1).
- La sección “Resultados generales” muestra el porcentaje de energía no suministrada de toda la demanda, el vertido de ERV respecto a toda la generación de ERV y la insuficiencia de reservas respecto a la demanda total de reservas.
- En la sección “Problemas de flexibilidad” se presenta más información (cantidades máximas en MW y cantidades totales en teravatios por hora, TWh). La insuficiencia de capacidad se mostrará solo para el modo de inversión donde se puede usar la restricción de adecuación de capacidad. La insuficiencia de capacidad es la diferencia máxima entre la capacidad requerida (incluido el margen de capacidad) y las capacidades disponibles.

Figura 11: Curva de duración para la demanda de energía y la carga neta (líneas) junto con las capacidades de las unidades (columna de la izquierda para capacidad convencional y de la derecha para ERV y almacenamiento)

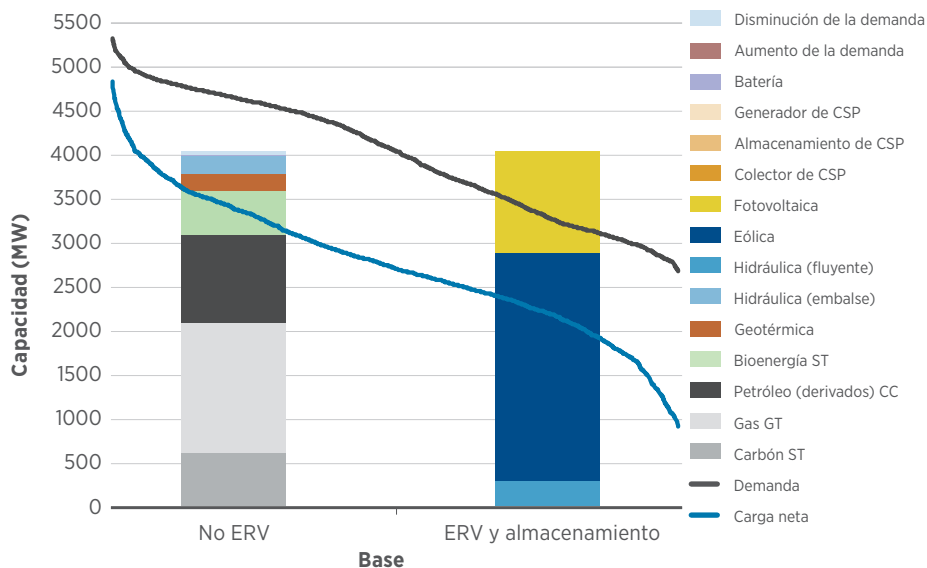


Figura 12: Curva de duración de la rampa para la demanda y la carga neta (cambio entre dos periodos de tiempo), así como capacidades de rampa ascendente de las unidades (columna de la izquierda para la capacidad convencional y de la derecha para ERV y almacenamiento)

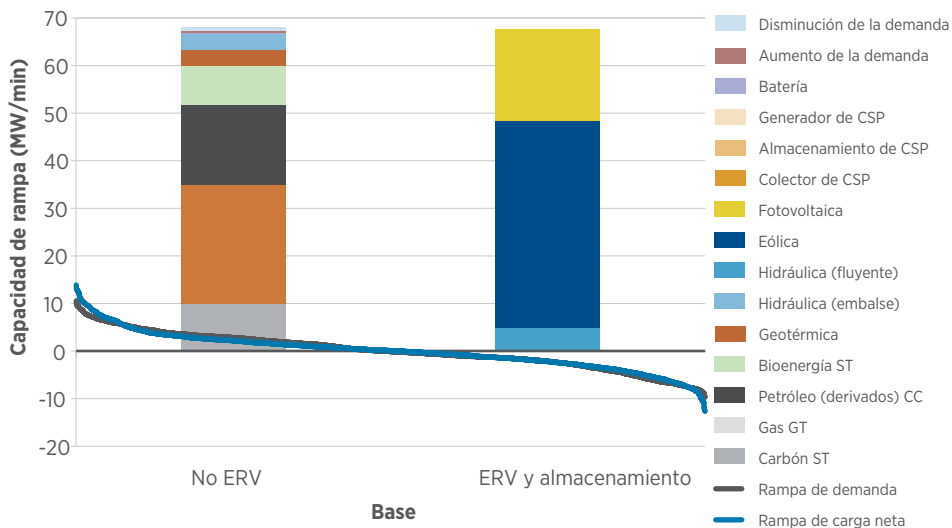
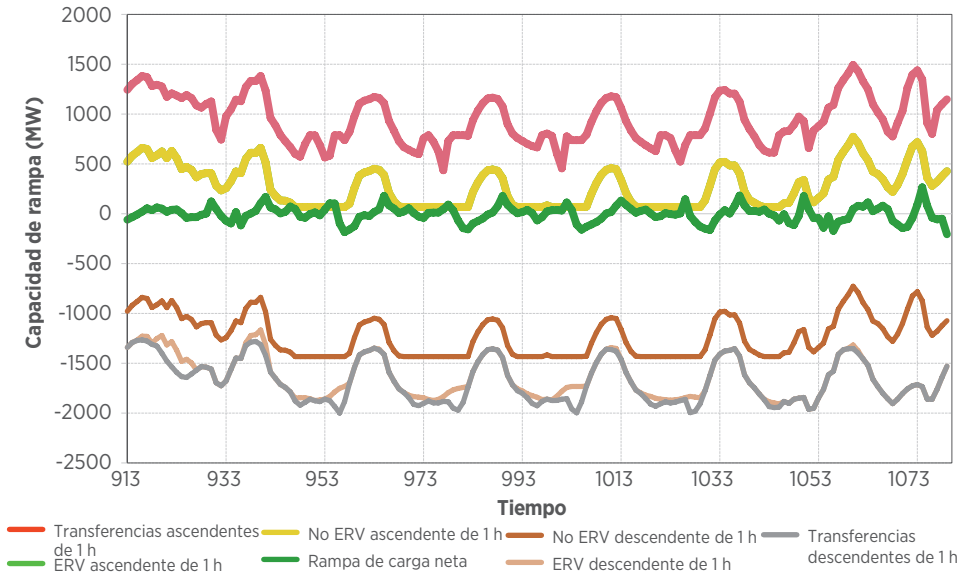


Figura 13: Rampa de carga neta con capacidades de rampa ascendente y descendente de una hora



- En la sección “Equilibrio de energía” se muestra todo el consumo de energía como valor negativo y toda la generación de energía o el consumo evitado como valor positivo. Su suma siempre debe ser cero (la energía no suministrada se considera positiva y, por lo tanto, reduce el consumo de energía). “Demanda” se refiere a series temporales de consumo que no son flexibles, y “consumo” se refiere a un aumento controlable en el consumo a través de una respuesta de demanda sensible al precio.
- La sección “Costos” separa los costos en costos operativos, de inversión, fijos anuales y de penalización. Todos los costos aquí se han anualizado independientemente de los periodos de tiempo modelados. Al sumarlos, se obtiene un costo comparable entre los escenarios y se puede utilizar para determinar las fuentes de flexibilidad rentables. El “Costo total de la función obj.” en la fila 3 puede diferir de la suma de los costos en la sección “costos de la red”, ya que el summary_D (despacho) no incluye los costos de inversión ni los costos fijos en el

objetivo de la minimización de costos. Todos los costos se proporcionan en millones de dólares estadounidenses (M USD).

Los “Resultados generales”, “Problemas de flexibilidad”, “Equilibrio de energía” y “Costos” se muestran para cada red por separado.

Las hojas de resumen también muestran la utilización (%), la capacidad (MW) y la generación (TWh) para cada unidad y la conexión de transferencia. Las conexiones de transferencia pueden tener una utilización superior al 100 % en caso de que tengan capacidades diferentes en cada dirección; la utilización se calcula al dividir el uso real por el promedio de la capacidad de transferencia en ambas direcciones. Por lo demás, estos se explican bien por sí mismos y no se pueden ver en la Tabla 6.

En la Figura 11 se representa la demanda de energía clasificada en orden descendente (la línea naranja, comenzando desde el consumo máximo y descendiendo a la demanda más baja dentro de los periodos de tiempo modelados),

Figura 14: Diagrama de red que muestra la capacidad instalada y la demanda máxima por nodo (lado izquierdo) y el parque de generación (lado derecho) del sistema utilizado para presentar los resultados

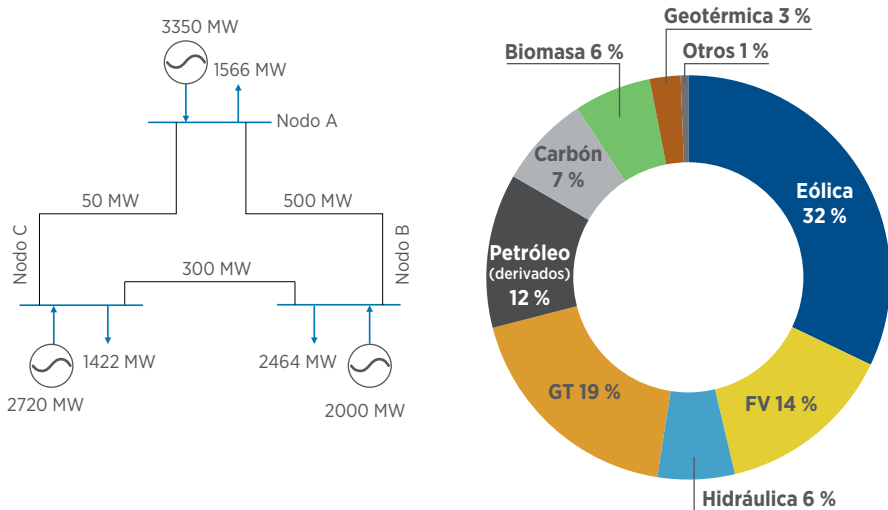


Figura 15: Energía no suministrada en diferentes escenarios

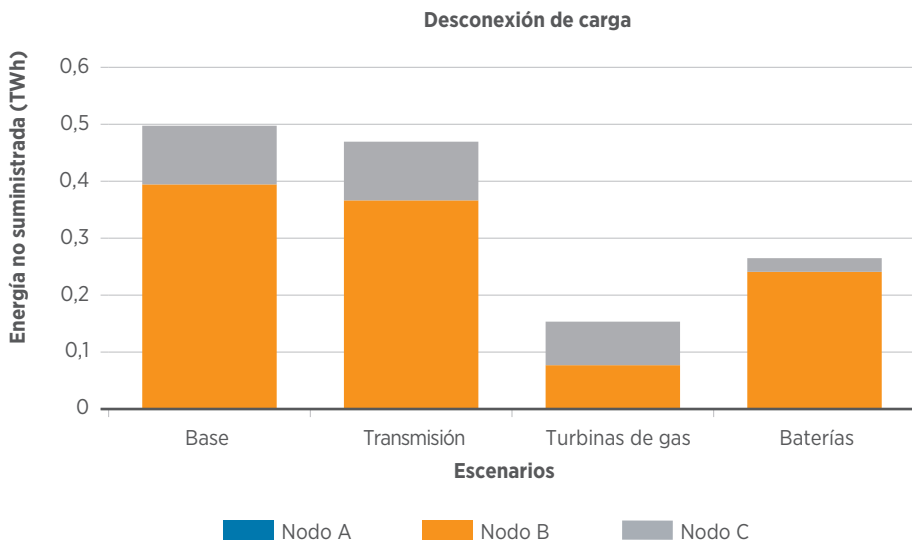
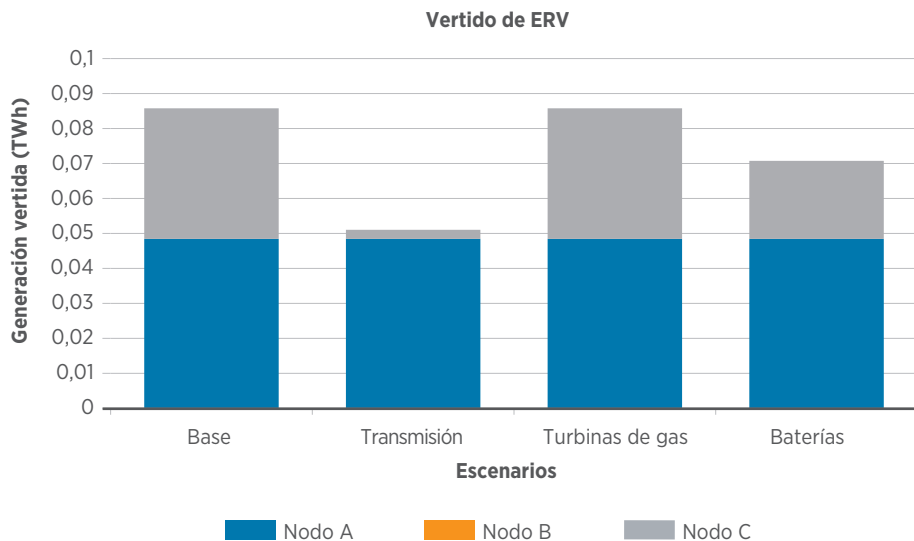


Figura 16: Vertido de ERV en diferentes escenarios



así como la carga neta, es decir, la demanda neta de generación de ERV (línea azul). En el mismo gráfico también se muestran las capacidades de generación de unidades de ERV (columna 2) y otras unidades (columna 1).

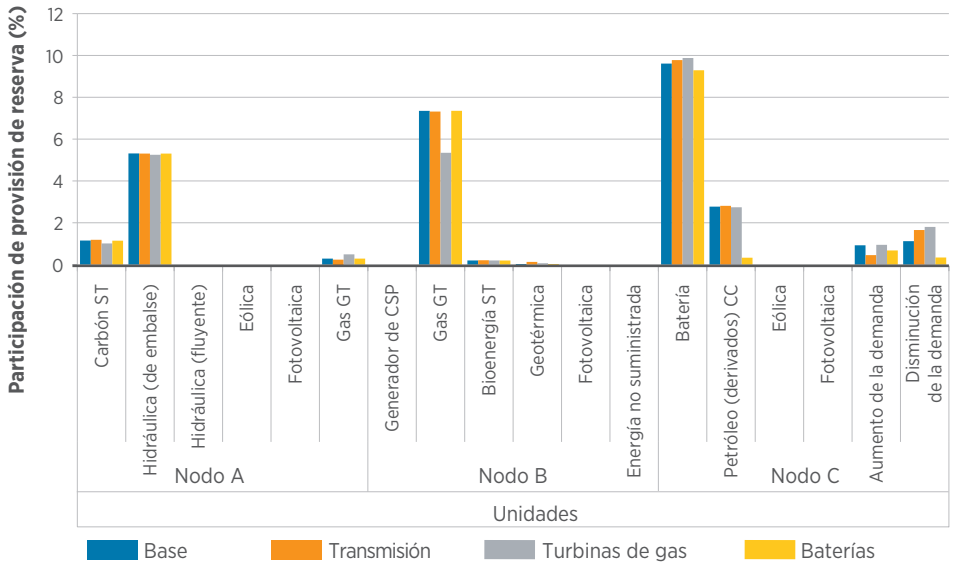
La comparación de la carga neta con la carga muestra qué tan bien coincide la ERV con la demanda, ya que la diferencia entre ambas curvas es uniforme a lo largo del eje horizontal. Al comparar la columna 1 con la carga o la carga neta, se puede ver rápidamente si es probable que el sistema tenga la capacidad suficiente para alcanzar los picos. La columna 2 proporciona información adicional, ya que la capacidad de ERV es la razón por la cual la carga neta es menor que la carga.

El almacenamiento sin aporte hídrico también se muestra en la columna 2, ya que su contribución a la capacidad dependerá del tiempo durante el cual pueda proporcionar energía. La capacidad instalada se dividió en dos columnas debido a que la ERV y el almacenamiento, debido a sus características (variabilidad e incertidumbre

para la ERV y energía limitada para el almacenamiento), no se deben tener en cuenta para demostrar la adecuación de la generación.

Se dispone de un gráfico similar (Figura 12) para rampas de un periodo de tiempo (generalmente una hora, pero depende de los datos de entrada). Normalmente, los sistemas eléctricos tienen mucha más capacidad de rampa que rampas. Sin embargo, solo una parte de la capacidad está disponible, ya que las unidades que funcionan a plena potencia o que están apagadas ya no pueden aumentar (por lo que a veces es necesario comprometer generación adicional para proporcionar esta capacidad de rampa). A pesar de esto, la figura da una primera impresión de cuánta capacidad de rampa tiene el sistema en relación con la necesidad, considerando que no hay unidades trabajando a máxima potencia o apagadas. Si hay un margen estrecho entre las rampas en el sistema y la capacidad de rampa, esto podría provocar una escasez de flexibilidad. Otras figuras, que se explican a continuación, muestran la necesidad y capacidad de rampas a lo largo del tiempo. Estos dos gráficos ofrecen un panorama general de la adecuación de capacidad del sistema

Figura 17: Provisión de reservas de diferentes unidades calculadas horas de funcionamiento a plena carga



y el potencial para alcanzar las rampas presentes en el sistema.

En la Figura 13 se muestra cómo la capacidad de rampa disponible evoluciona con el tiempo. Distingue entre la capacidad de rampa de las unidades convencionales (no ERV), ERV y las posibles transferencias de las regiones adyacentes (pero no de las adyacentes de adyacentes). En este caso, las unidades que trabajan a máxima potencia se tienen en cuenta, por lo que no pueden proporcionar rampas ascendentes.

El ejemplo de la figura muestra cómo la capacidad de rampa ascendente está dominada por la capacidad convencional disponible. Las ERV proporcionan capacidad de rampa ascendente solo cuando se han vertido. Cuando las unidades convencionales han sido reemplazadas por la generación de ERV, entonces la rampa descendente no está disponible en absoluto para las unidades convencionales; sin embargo, hay una capacidad descendente considerable en la ERV durante estos momentos.

Las siguientes figuras usan un sistema eléctrico con tres regiones (nodos A, B y C), como se muestra en la Figura 14.

El sistema estudiado tiene una penetración de ERV del 46 %, de la cual el 32 % es eólica y el 14 % es solar. La capacidad total de generación instalada es de 8100 MW, y la demanda máxima del sistema es de 5384 MW, con una demanda anual total de 35 TWh. Se consideraron cuatro escenarios para desarrollar esta sección: el escenario “Base” considera un parque de generación de referencia, el escenario de “Transmisión” agrega 300 MW de transmisión entre los nodos B y C, el escenario de “Turbinas de gas” agrega 300 MW de capacidad de turbinas de gas en el nodo B, y el escenario de “Baterías” agrega 300 MW / 600 MWh de baterías en el nodo C. En los cuatro escenarios, la herramienta se está ejecutando en modo de despacho con las inversiones mencionadas agregadas manualmente por el usuario y no optimizadas por la herramienta.

La energía no suministrada se informa para cada escenario (consulte la Figura 15) y se muestra por separado, con diferentes colores,

Figura 18: Un ejemplo de generación para satisfacer la demanda + exportaciones - importaciones

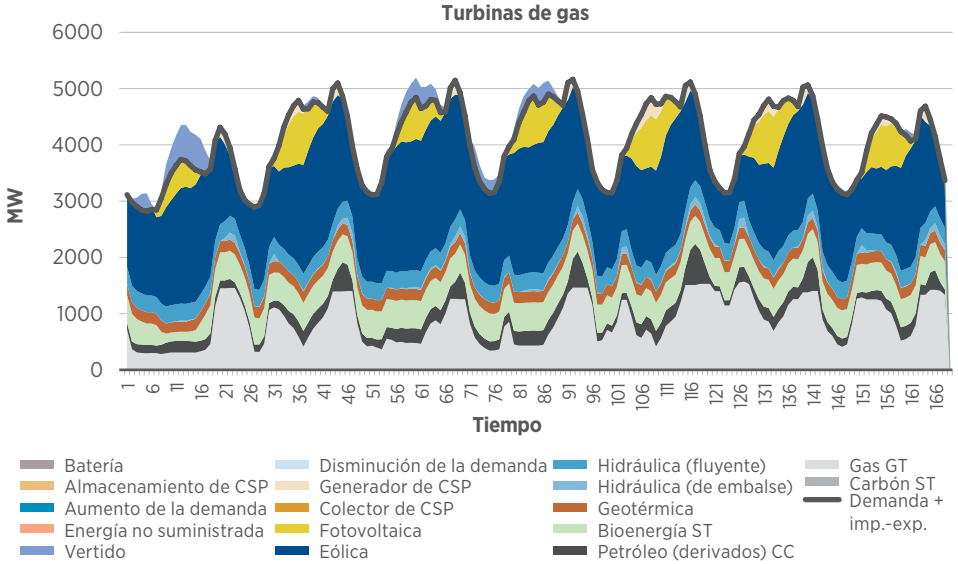
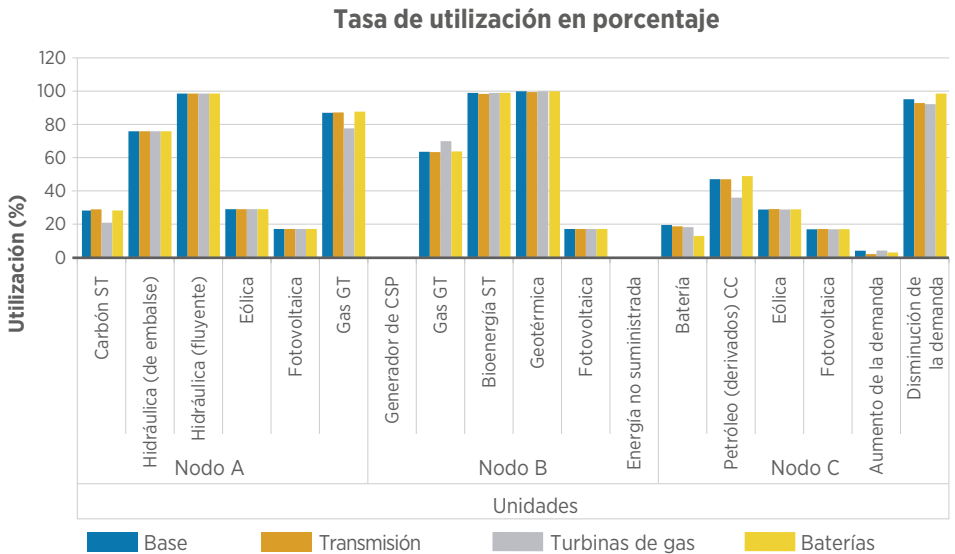


Figura 19: Horas de funcionamiento a plena carga de unidades de generación en diferentes escenarios



para cada nodo. La causa de la energía no suministrada puede ser difícil de distinguir automáticamente. En consecuencia, todas las situaciones de energía no suministrada se pueden encontrar en una hoja separada donde se pueden examinar más de cerca. Como puede haber un número arbitrario de situaciones separadas, estas no se grafican automáticamente.

El vertido de ERV también es una indicación de flexibilidad insuficiente, aunque puede interpretarse como la flexibilidad proporcionada por las ERV, ya que al verterlas, estas fuentes podrían proporcionar reserva a subir. La consideración clave es si el vertido de ERV es o no la forma más rentable de operar un sistema eléctrico específico. En general, es probable que una cantidad limitada de vertido sea parte del sistema óptimo. Cuando el vertido supera una cantidad óptima, invertir en tecnologías para disminuir la reducción se vuelve económicamente viable, y esto puede

evaluarse utilizando el modo de inversión de la herramienta FlexTool de IRENA.

En la Figura 16 se muestra el vertido de ERV en diferentes escenarios (descritos anteriormente). El modelo no distingue cuáles ERV se vierten, ya que todas tienen la misma penalización de vertido en lo que respecta al modelo.

Parte de la flexibilidad en el sistema eléctrico se asigna como reservas, que el modelo solo mantiene en función de los requisitos proporcionados por el usuario y no se activan. En otras palabras, las reservas solo se mantienen en términos de potencia, pero en realidad no se despachan. En la Figura 17 se muestra qué unidades se utilizan para proporcionar el requisito de reserva. La energía hidroeléctrica de embalse, las turbinas de gas y las baterías tienden a usarse para proporcionar reservas con más frecuencia que otras fuentes en estos escenarios. La provisión de reservas por

Figura 20: Costos totales anualizados en diferentes escenarios

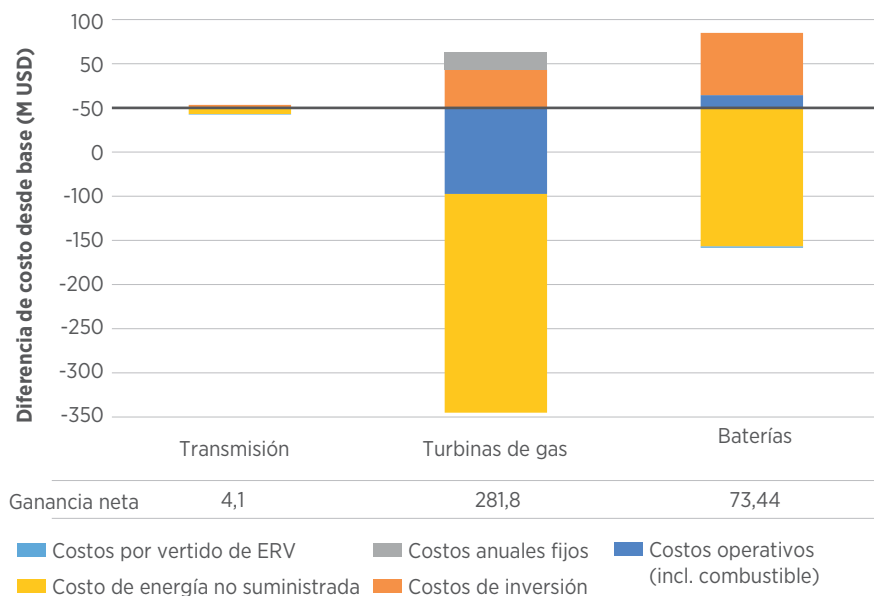


Tabla 7: Resumen de costos de la herramienta FlexTool de IRENA para dos escenarios de ejemplo

	Base	Transmisión	Turbinas de gas	Baterías
Costos de red				
Costos de operaciones (M USD)	1474,529	1474,871	1377,096	1488,999
Costos de inversiones (M USD)	0	3,066	43,185	70,463
Costos anuales fijos (M USD)	141,5	141,5	161,632	141,5
Costo de energía no suministrada (M USD)	248,718	241,765	1,054	91,839
Costo por vertido de ERV (M USD)	4,289	3,742	4,289	2,792
Costo de reservas insuficientes (M USD)	0	0	0	0
Costo de capacidad insuficiente (M USD)	0	0	0	0

parte de una unidad puede verse limitada por el rendimiento máximo y el mínimo técnico de la unidad, por la capacidad máxima de provisión de reservas y por la capacidad de rampa de la unidad.

7.2 VISTA OPERATIVA

El modelo mantiene un equilibrio entre la demanda y la generación de energía y minimiza los costos. La forma en que se logra esto se muestra en la Figura 18 (esta figura proporciona un panorama general por tipo de unidad, mientras que otra figura en el libro de resultados muestra lo mismo para cada tipo de unidad en cada nodo). Estas cifras dan una indicación de que el modelo está funcionando como se esperaba. Por ejemplo, en este modelo se definió una participación máxima del 80 % de penetración no síncrona. En esta figura se muestra que el modelo vierte las ERV para evitar una SNSP superior al 80 % y, por lo tanto, respeta esa restricción.

Los resultados también muestran cómo se han operado diferentes unidades en diferentes escenarios. En la Figura 19 se muestran las horas de funcionamiento a plena carga para cada unidad (agregación de unidades) en diferentes

escenarios. También hay gráficos separados para generación (MWh), carga del almacenamiento (MWh), rampas máximas y mínimas (p.u.), así como uso de reserva (horas de funcionamiento a plena carga). En la figura se muestra cómo la generación de energía solar fotovoltaica reduce las horas de funcionamiento a plena carga de la generación basada especialmente en gas y derivados del petróleo. Del mismo modo, hay cifras que muestran el uso de líneas de transmisión (MWh absoluto, rampas máximas y mínimas, así como horas de funcionamiento a plena carga).

7.3 FLEXIBILIDAD RENTABLE

El modelo se puede utilizar para explorar los costos y beneficios de diferentes parques de generación, ya sea utilizando escenarios hechos a mano o permitiendo que el modelo realice la planificación de la inversión utilizando la minimización de costos. El resultado principal será una comparación de los costos entre los escenarios. En las figuras anteriores, los escenarios de inversión se hicieron a mano, y todos ellos consideraron la inversión en 300MW de una fuente de flexibilidad específica. Las siguientes figuras consideran el mismo sistema eléctrico, pero las inversiones se optimizan por el modelo en cada escenario.

Figura 21: Costos de CO₂ para las unidades en diferentes escenarios

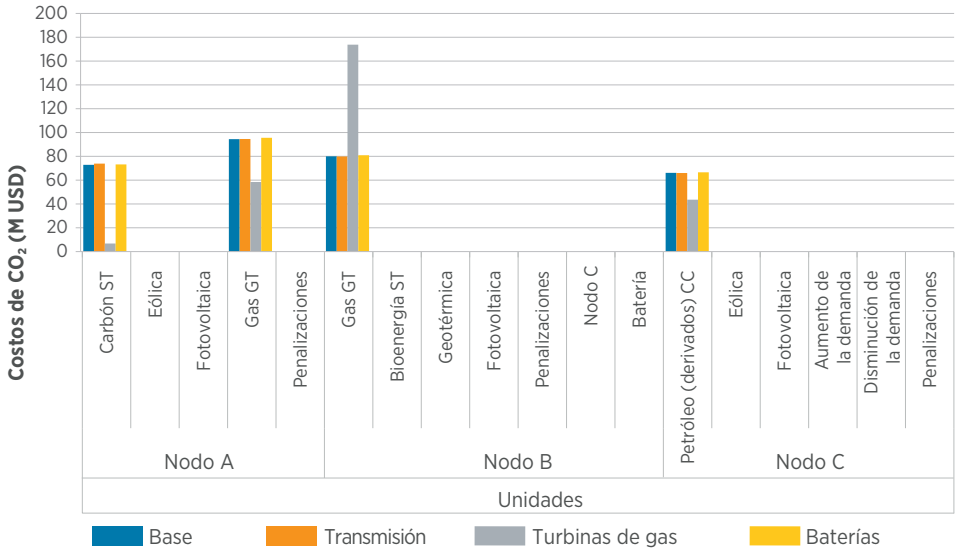
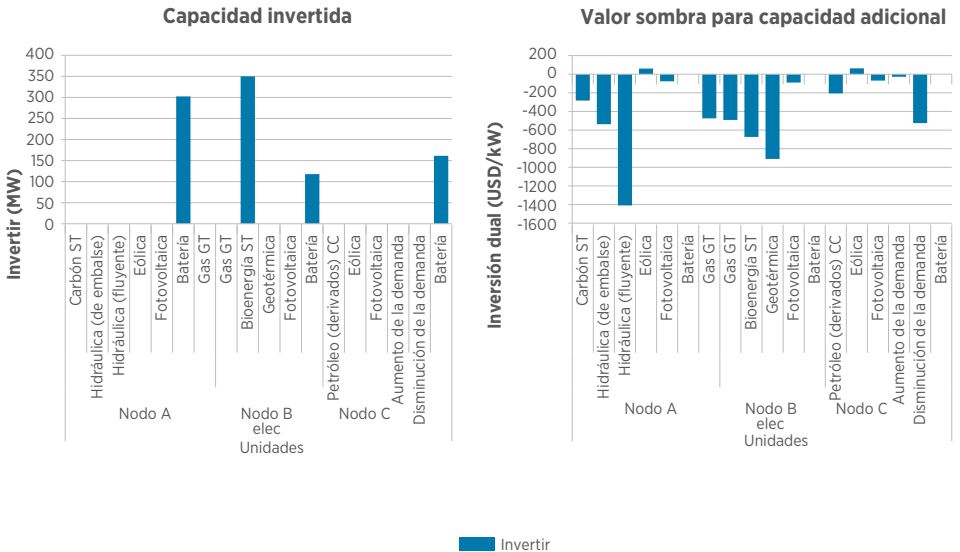


Figura 22: Inversiones en nueva capacidad y el valor marginal para la capacidad adicional



En la Figura 20 se muestran los resultados en referencia al escenario Base. El escenario Base no tiene suficiente capacidad de generación y da como resultado una cierta energía no suministrada. En el escenario de Transmisión, el modelo invierte en 55,97 MW de capacidad de transmisión adicional entre los nodos B y C, lo que reduce los costos de combustible y energía no suministrada, mientras que aumenta los costos de CO₂. En el escenario de Turbinas de gas se instalaron 1006,6 MW de capacidad de turbinas de gas en el nodo B, que tuvo la mayor energía no suministrada. Esto disminuye la energía no suministrada mucho más que la línea de transmisión.

En el escenario de Baterías, se instaló una batería de 788 MW (1576 MWh de almacenamiento) en el nodo C. Esto reduce la energía no suministrada pero aumenta los costos de operación; sin embargo, reduce los costos totales del sistema. En un análisis más completo, también se deben agregar otras opciones de flexibilidad, como diferentes tipos de centrales eléctricas convencionales, diferentes formas de respuesta a la demanda (el modelo permite el aumento de la demanda y la disminución de la demanda al definir unidades con características apropiadas), conexiones a sistemas adyacentes y conexiones a otros sectores energéticos.

Estos costos también se pueden ver en la tabla de resumen, como la mostrada en la Tabla 6. En la Tabla 7 se muestran los resultados de costos para un escenario Base sin inversiones y para los otros tres escenarios, considerando la inversión en transmisión, turbinas de gas y baterías. Aquí, por ejemplo, los costos de las inversiones en el escenario de Baterías se cubrieron tanto por la reducción del vertido de ERV como por la reducción de la energía no suministrada, incluso si los costos de las operaciones aumentan. Si el usuario, por ejemplo, estableciera una penalización más alta para el vertido de ERV, el modelo invertiría en capacidad adicional y habría una disminución adicional del vertido.

Además de los costos totales, existen cifras que desglosan los costos en componentes (inversión, operación y mantenimiento, combustible, emisiones de CO₂, arranque, penalización por vertido de ERV y costos de energía no suministrada). En la Figura 21 se muestra un ejemplo de los costos de emisión de CO₂. Estos pueden ser útiles para comprender mejor dónde se originan los costos y beneficios para diferentes escenarios. Los costos operativos también pueden verse a lo largo del tiempo, lo que puede ayudar aún más a comprender la formación de costos en escenarios específicos.

Finalmente, el usuario puede comparar diferentes opciones de inversión fácilmente, ya que el modelo calcula el valor sombra de estas (consulte la Figura 22). El valor sombra de una variable, en este caso la cantidad de inversión por unidad, es cuánto variaría la función objetivo si el usuario aumentara la variable en una unidad, por ejemplo, si el usuario invirtiera en un MW adicional. Si el valor sombra es positivo, entonces la función objetivo y, por lo tanto, los costos totales aumentarían; sin embargo, si es negativo, los costos totales disminuirían.

Para ilustrar esto, se creó un nuevo escenario llamado "Invertir" utilizando el mismo sistema de tres nodos. Este escenario permite que el modelo invierta en baterías y líneas de transmisión en todos los nodos del sistema y en biomasa en el nodo B.

En el panel de la izquierda se muestra que el modelo invierte en baterías en los tres nodos y en 350 MW de biomasa en el nodo B (también hay una figura en el archivo de resultados que muestra la inversión en almacenamiento de energía en MWh). En el panel de la derecha se muestra que el valor marginal (es decir, el valor sombra) de las baterías es cero, lo que significa que ninguna inversión adicional en ninguno de los nodos habría reducido los costos totales del sistema. En el panel de la derecha también se muestra que el modelo habría encontrado más rentable la inversión en biomasa, pero el modelo no pudo elegir esa opción debido a los

límites establecidos por el usuario (la inversión máxima permitida es de 350 MW).

Los otros valores sombra no son muy relevantes, ya que estas tecnologías no se consideran como candidatos de inversión en este ejemplo; sin embargo, pueden dar al usuario una orientación para que considere otras posibles inversiones. Por ejemplo, una vez que las capacidades adicionales se hayan agregado al parque de generación y el usuario quiera invertir más, sabrá que invertir en energía eólica en los nodos A y C no sería rentable (valor sombra positivo) y consideraría otros candidatos de inversión (por ejemplo, energía solar fotovoltaica en todos los nodos).

7.4 CÓMO IDENTIFICAR Y RESOLVER PROBLEMAS DE FLEXIBILIDAD

La herramienta FlexTool de IRENA informa un resumen de posibles problemas de flexibilidad y red en la hoja de “resumen” de cada archivo de resultados de Excel. En la hoja de resultados, las secciones “Red general”, “Equilibrio de red” y “Costos de red” ofrecen una descripción general de los resultados. La sección “Problemas de red” compila los problemas de flexibilidad de las otras tres tablas. Incluye las categorías siguientes

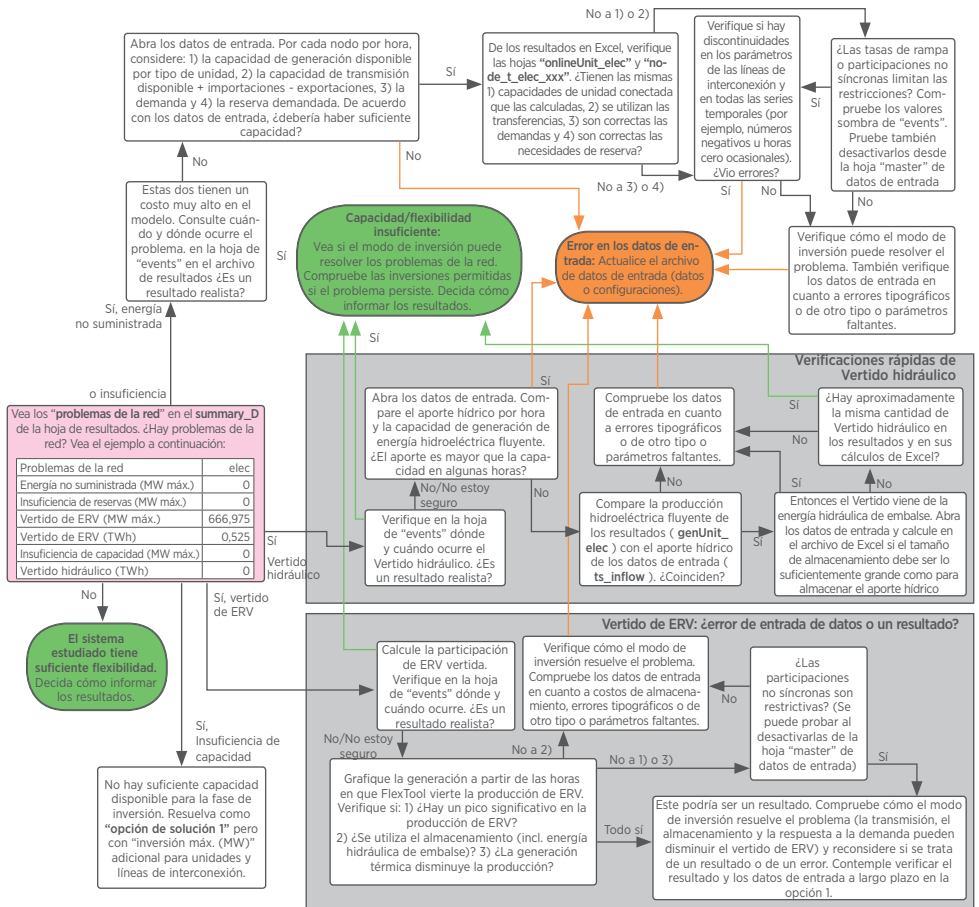
- **Energía no suministrada (MW).** Ocurre cuando la oferta no puede satisfacer la demanda de energía y parte de esta debe quedar desatendida. La herramienta muestra la cantidad máxima de energía no suministrada determinada en un solo periodo.
- **Insuficiencia de reserva (MW máx.).** Ocurre cuando el requisito de reserva no se puede cumplir. La herramienta muestra la cantidad máxima de insuficiencia de reserva determinada en un solo periodo.
- **Vertido de ERV (MW máx.).** Ocurre cuando la salida de ERV tiene que reducirse debido a la inflexibilidad del sistema o porque la generación de ERV supera la demanda. La herramienta muestra la cantidad máxima de vertido de ERV determinada en un solo periodo.
- **Vertido de ERV (TWh).** Conceptualmente igual al anterior; sin embargo, aquí la herramienta muestra la cantidad total de energía vertida en un año.
- **Insuficiencia de capacidad (MW máx.).** Ocurre cuando la capacidad instalada no cumple con el margen de capacidad establecido. La herramienta muestra la cantidad máxima de insuficiencia de capacidad determinada en un solo periodo.
- **Vertido hidráulico (TWh).** Ocurre cuando el aporte de agua supera la cantidad que pueden usar los generadores de energía hidroeléctrica, cuando los embalses están llenos. La herramienta muestra la cantidad total de energía vertida en un año.

Todos estos están permitidos en la solución modelo, pero agregan costos de penalización según lo definido por los datos de entrada. FlexTool intenta evitar los costos adicionales, pero a veces el sistema no tiene la capacidad o flexibilidad suficientes, y algunos de ellos aparecen en la solución óptima.

En la configuración predeterminada, la energía no suministrada y la insuficiencia de reservas tienen las penalizaciones más altas (alrededor de 10 000USD /MWh¹⁴), seguidas por la penalización por insuficiencia de capacidad (5000 USD /MWh), que es el costo de no cumplir con los márgenes de capacidad definidos y solo afecta el modo de inversión, y la penalización por vertido de ERV (50 USD / MWh), que es

14 USD en los archivos de datos de entrada predeterminados; sin embargo, se pueden definir otras divisas como alternativa.

Figura 23: Guía rápida sobre cómo verificar y resolver problemas de la red en la herramienta FlexTool de IRENA



el costo de verter 1 MWh de ERV. El vertido de agua en los generadores hidráulicos no tiene una penalización adicional, pero, si es posible, el modelo evita el vertido de agua que podría haberse utilizado para reemplazar la generación a base de combustibles.

Debido a las altas penalizaciones, la insuficiencia de reservas, la energía no suministrada y la insuficiencia de capacidad son problemas graves en la solución, y el usuario siempre debe verificar si los resultados son realistas. Por ejemplo, si la penalización por energía

no suministrada es extremadamente alta, los costos de operación pueden ser demasiado altos con una cantidad muy pequeña de energía no suministrada, o, en caso de que se ejecute el modo de inversión, el modelo podría invertir en una capacidad de generación costosa e innecesaria solo para evitar una pequeña cantidad de energía no suministrada. Los vertidos de ERV e hidráulicos están asociados con penalizaciones más bajas. El usuario debe evaluar si esos resultados son razonables.

En la Figura 23 se proporciona una guía rápida sobre cómo verificar y resolver problemas de flexibilidad en la herramienta FlexTool de IRENA. Además, en la sección 7.3 se muestra cómo utilizar el modo de inversión para analizar y encontrar soluciones para estos problemas de flexibilidad.

8 OBSERVACIONES GENERALES EN LOS CASOS DE ESTUDIO

8.1. INTRODUCCIÓN

La herramienta FlexTool de IRENA se aplicó por primera vez al analizar los sistemas eléctricos de cuatro países diferentes: Colombia, Panamá, Tailandia y Uruguay. Estos países seleccionados tienen diferentes combinaciones de energía y capacidades para respaldar el proceso de análisis y fueron útiles para evaluar el impacto que podría tener un estudio de evaluación de la flexibilidad en el proceso de planificación de estos países.

En la Figura 24 se muestra la metodología que se siguió para estos casos de estudio, desde el proceso de participación hasta los resultados finales.

Cada paso que se muestra en este flujo de trabajo se explica en las siguientes secciones. En la sección 8.2 se presenta el proceso de participación y las partes interesadas relevantes, como los expertos de los países, en la sección 8.3 se muestran los datos de entrada necesarios para crear los archivos de entrada de FlexTool, en la sección 8.4 se explican brevemente las simulaciones de FlexTool que se llevaron a cabo con FlexTool en estos casos de estudio, en la sección 8.5 se explican los principales indicadores de flexibilidad utilizados en estos casos de estudio para presentar los resultados, en la sección 8.6 se presentan los principales resultados y la sección 8.7 abre camino para casos de estudio adicionales.

Figura 24: Metodología que se sigue para desarrollar casos de estudio por país



8.2 PROCESO DE PARTICIPACIÓN Y PARTES INTERESADAS RELEVANTES

La aplicación de FlexTool en un país generalmente comienza con una serie de deliberaciones con el país, donde muestran interés en participar con IRENA en esta evaluación de flexibilidad. Estas deliberaciones y los casos de estudio involucran a partes interesadas relevantes, tanto para hacer posible el estudio como para garantizar la relevancia, credibilidad y uso de los resultados para fines nacionales. Las partes interesadas clave incluyen al punto focal de IRENA (para identificar organismos o ministerios que pueden proporcionar los datos) y a los responsables de la toma de decisiones (para comentar y usar los resultados), por ejemplo, empresas de servicios públicos, operadores de sistemas de transmisión (TSO, por sus siglas en inglés) y ministerios.

Después de esto, IRENA envía una carta de invitación al país para iniciar la evaluación de flexibilidad y comienza a colaborar con el punto focal relevante para la recopilación y el análisis de datos, que puede o no ser el mismo que el que toma parte en el proceso de participación.

En la Tabla 8 se muestran las principales partes interesadas que participaron en la evaluación de flexibilidad en los cuatro casos de estudio desarrollados.

En tres de los países analizados, los puntos focales para la participación y la recopilación

de datos fueron los mismos; sin embargo, en Tailandia la participación se inició con el Ministerio de Energía, mientras que la recopilación de datos se realizó con la empresa estatal que posee la generación y transmisión en el país. En general, el punto focal ha sido el Ministerio de Energía, excepto en Panamá, donde el punto focal fue el operador del sistema de transmisión directamente.

8.3 REQUISITOS DE LOS DATOS DE ENTRADA

El primer paso de la evaluación de flexibilidad es la recopilación de datos de entrada. Basándonos en nuestras experiencias con los casos de estudio completos hasta ahora, esta es la parte que requiere más tiempo debido a la disponibilidad de datos. En esta etapa del análisis, la colaboración entre IRENA y el punto focal del país es crucial para el éxito del caso de estudio.

La Tabla 9 proporciona un resumen de los datos de entrada que se requieren. La mayoría de los datos se pueden obtener de fuentes públicas que normalmente se conservan por el operador del sistema de transmisión y/o el organismo de estadísticas del país. Los TSO a menudo tienen datos más detallados, pero estos datos no están necesariamente disponibles al público. Las organismos de estadística generalmente tienen datos que están disponibles abiertamente, pero estos datos

Tabla 8: Partes interesadas relevantes que están implicadas en los procesos de participación y recopilación de datos de la evaluación de flexibilidad

	Colombia	Panamá	Tailandia	Uruguay
Participación	UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética)	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA): operador del sistema de transmisión de Panamá	Departamento de Desarrollo y Eficiencia de Energía Alternativa (DEDE) del Ministerio de Energía	Ministerio de Industria, Energía y Minas (MIEM)
Recopilación de datos			Autoridad de Generación de Electricidad de Tailandia (EGAT)	

Tabla 9: Resumen de los datos necesarios para un caso de estudio de FlexTool

Datos del sistema (anual, por nodo)	
Demanda anual (GWh)	necesario
Importaciones anuales (GWh)	necesario
Pérdidas (GWh)	si está disponible
Margen de capacidad (MW o %)	si está disponible
Máx. participación no síncrona (% de generación de ERV + importaciones de corriente continua de alto voltaje en una hora)	opcional
Transmisión de electricidad (por nodo)	
Capacidad de interconexión con otros países (MW)	necesario
Capacidad de transmisión entre nodos (MW)*	necesario
Máx. inversión en transmisión: valores separados para cada par de nodos	opcional
Datos de capacidad de generación (por nodo)	
Capacidad existente por combustible/tecnología (MW)	necesario
Detalles de capacidad por combustible (eficiencia, costo de operación y mantenimiento, etc.)	si está disponible
Generación por combustible/tecnología (GWh)	necesario
Capacidad hidráulica de embalse (GWh)	necesario
Inversiones decididas/planificadas 2015 -> 2030	necesario
Máx. límite de cierta inversión	opcional
Datos de series temporales (8760 valores por hora, por nodo)	
Demanda de electricidad (MW en cada hora)	necesario
Aporte hídrico (GWh)	necesario
Generación de energía eólica	necesario
Generación de energía solar	necesario
Importaciones de electricidad (para los nodos con interconexión transfronteriza)	necesario
Datos de combustibles	
Costo del combustible	necesario

generalmente son demasiado agregados. Algunos datos también se pueden adquirir a partir de estadísticas compiladas por la Agencia Internacional de Energía o IRENA. Los datos de las series temporales no suelen estar disponibles directamente, pero pueden solicitarse a los TSO. Las series temporales de energía eólica y solar se pueden generar a partir de modelos meteorológicos (datos de

reanálisis del Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Plazo Medio [ECMWF] o de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio [NASA] de los Estados Unidos). Con un cierto nivel de agregación geográfica, los datos por hora están disponibles en un repositorio abierto¹⁵ (Pfenninger y Staffell, 2018).

15 Renewables.ninja funciona tomando datos meteorológicos de modelos de reanálisis globales y observaciones satelitales. Las dos fuentes de datos utilizadas son el reanálisis de NASA MERRA y el conjunto de datos SARAH de CM-SAF (copyright 2015 EUMETSAT). Los datos de irradiancia solar se convierten en potencia de salida utilizando el modelo GSEE (Global Solar Energy Estimator [Estimador Global de Energía Solar]) escrito por Stefan Pfenninger (Pfenninger y Staffell, 2016). Las velocidades del viento se convierten en potencia de salida utilizando el modelo VWF (Virtual Wind Farm [Parque eólico virtual]) escrito por Iain Staffell (Staffell y Pfenninger, 2016).

8.4 SIMULACIONES DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA PARA LOS CASOS DE ESTUDIO

Una vez que se recopilan todos los datos de entrada, IRENA se encarga de construir los archivos de entrada y correr FlexTool para los escenarios base y futuros, y luego analizar los resultados, identificar posibles problemas de flexibilidad y proponer soluciones. Esto se completa en un periodo de entre dos y cuatro semanas, asumiendo que todos los datos de entrada están disponibles.

Los casos de estudio se enfocaron en evaluar la flexibilidad en los planes de desarrollo del sector eléctrico de los cuatro países para un año futuro (generalmente 2030) y analizar posibles inversiones adicionales para resolver los problemas de flexibilidad identificados o para reducir los costos operativos, en caso de que no se hayan identificado problemas de flexibilidad. Tanto la evaluación principal de flexibilidad como los estudios de inversión

adicionales incluyeron análisis de sensibilidad, por ejemplo, en la lluvia anual o en los precios del combustible. Además, FlexTool se usó para analizar cuánta generación variable podrían incluir los sistemas eléctricos de los países antes de que aparecieran problemas de flexibilidad más generalizados.

8.5 INDICADORES DE FLEXIBILIDAD UTILIZADOS EN LOS CASOS DE ESTUDIO

Se utilizó un conjunto de indicadores de flexibilidad en los casos de estudio para medir 1) la flexibilidad en el sistema eléctrico con base en la información del país, 2) la flexibilidad en un sistema eléctrico como resultado de las simulaciones y 3) la flexibilidad restante en el sistema eléctrico.

Facilitadores de flexibilidad basados en la información del sistema eléctrico del país

Con los datos de entrada recopilados, es posible calcular un conjunto de indicadores de

Tabla 10: Facilitadores de flexibilidad de un sistema eléctrico específico

Facilitador	Unidades	Descripción
Capacidad de interconexión vs. demanda promedio	-	Muestra qué tan grande es la capacidad de interconexión con los países vecinos, en comparación con la demanda promedio del sistema (promedio de las series temporales anuales).
Capacidades de rampa de los generadores	MW/min	Representa la capacidad de rampa total de la generación despachable del sistema (es decir, la generación sin ERV), asumiendo que todas las unidades están conectadas y que trabajan en su mínimo técnico.
Ajuste de la demanda con la generación de ERV	%	Muestra el coeficiente de correlación entre la serie temporal de demanda y la serie temporal de ERV.
Estabilidad de aportes hídricos	%	Muestra la desviación estándar del perfil histórico de los aportes hídricos y muestra qué tan variables son los aportes en el país.
Resistencia de la red interna	-	Expresa qué tan sólida es la red interna y si hay suficiente capacidad de transmisión en el sistema.
Almacenamiento vs. demanda anual	-	Muestra la capacidad de almacenamiento disponible (incluidos los embalses hidroeléctricos) en comparación con la demanda anual total.
Dispersión geográfica de la generación de ERV y demanda		Muestra qué tan dispersas están la generación de ERV instalada y la demanda en el sistema (el caso ideal es que la generación suministre la demanda en el mismo nodo, sin necesidad de usar el sistema de transmisión).
ERV vs. demanda mínima	-	Representa la probabilidad de vertido de ERV al comparar la capacidad instalada de ERV con la demanda mínima. Si la capacidad instalada de ERV excede la demanda mínima, es probable que haya vertido de ERV.

flexibilidad que caracterizarán la flexibilidad del sistema sin necesidad de realizar simulaciones. Estos indicadores se presentan en la Tabla 10.

Flexibilidad en el sistema eléctrico como resultado de las simulaciones

Una vez que se realizan las simulaciones, FlexTool proporciona un conjunto de indicadores de flexibilidad como resultado. Estos indicadores son

similares a los explicados en la sección 7.4 y se muestran en la Tabla 11.

Flexibilidad restante en el sistema eléctrico

Finalmente, si hay suficiente flexibilidad en el sistema, se podrían definir algunos indicadores para medir la cantidad de flexibilidad que queda. Estos se muestran en la Tabla 12.

Tabla 11: Indicadores de flexibilidad evaluados por la herramienta FlexTool de IRENA

Indicador	Unidades	Descripción
Vertido de ERV	GWh y MW	Ocurre cuando la salida de ERV tiene que reducirse debido a la inflexibilidad del sistema o porque la generación de ERV supera la demanda.
Energía no suministrada	GWh y MW	Ocurre cuando la oferta no puede satisfacer la demanda de energía y parte de esta debe quedar desatendida.
Vertido hidráulico	GWh y MW	Ocurre cuando el aporte de agua supera la cantidad que pueden usar los generadores hidroeléctricos, cuando los embalses están llenos.
Insuficiencia de reserva*	GWh y MW	Ocurre cuando el requisito de reserva no se puede cumplir.

* Tenga en cuenta que el modelo solo considera las reservas como capacidad (MW), que posteriormente no estará disponible para generar. Las reservas en FlexTool nunca se activan y, por lo tanto, para el indicador de insuficiencia de reservas, las unidades no son energía (GWh), sino potencia multiplicada por horas.

Tabla 12: Indicadores para medir la flexibilidad restante en el sistema eléctrico

Indicador	Unidades	Descripción
Capacidad de rampa residual	MW/min	Mide cuánta capacidad de rampa de la generación despachable (es decir, la generación sin ERV) está disponible para el sistema para el siguiente periodo de tiempo (generalmente una hora). El indicador se refiere a la capacidad de rampa ascendente, ya que la rampa descendente no es un problema, puesto que se puede suministrar casi instantáneamente mediante plantas de ERV a gran escala en los casos en que los generadores térmicos puedan ser demasiado lentos.
Cuota de tiempo cuando la transmisión no está congestionada	%	Mide la capacidad de transmisión promedio disponible en el sistema y muestra los corredores de transmisión más congestionados entre zonas. Dado que la representación de FlexTool de la transmisión no analiza el flujo de energía de CA, este valor es una aproximación de CC. Esto solo se aplica a los modelos con más de un nodo.
Capacidad de interconexión restante	%	Mide cuánta capacidad de interconexión está disponible en el sistema en promedio. El indicador también capturará la presencia (o ausencia) de operaciones transfronterizas activas.
Capacidad no utilizada de embalses hidroeléctricos	%	Mide cuánta capacidad de almacenamiento disponible queda sin usar en los embalses, es decir, a qué distancia están los embalses de verter agua (por ejemplo, si la capacidad no utilizada del embalse es del 0 %, entonces los embalses están llenos y el agua podría verterse).

Nota: todos los indicadores se estiman para el promedio anual de todos los periodos de tiempo (generalmente de una hora) y para el periodo de tiempo (o intervalo de tiempo) más crítico, que representa las peores condiciones para cada uno de los indicadores en un escenario modelado (por ejemplo, la hora con la capacidad de rampa más baja).

8.6 RESULTADOS FINALES DE LOS CASOS DE ESTUDIO

Una vez que IRENA finaliza las simulaciones y realiza todos los cálculos de los indicadores de flexibilidad mencionados anteriormente, los resultados finales del caso de estudio se envían al país. Estos incluyen:

- el modelo FlexTool de IRENA junto con los archivos de entrada utilizados para las simulaciones
- un conjunto de diapositivas con los principales resultados que se encontraron durante el análisis
- una publicación de IRENA de ocho páginas en formato de folleto, que se publicará solo después de la aceptación por parte del miembro; se puede encontrar un ejemplo en el sitio web de IRENA (IRENA, 2018b).

8.7 FUTURO TRABAJO CON LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA

Se espera que los primeros cuatro casos de estudio que se presentan junto con este informe sean solo la etapa inicial de la aplicación de la herramienta FlexTool de IRENA. Se alienta a todos los miembros de IRENA cuyos planes de expansión nacional prevean una alta penetración de ERV y vean la necesidad de aumentar la flexibilidad de su sistema eléctrico a que se comprometan con IRENA en esto.

Además, IRENA planea seguir trabajando en soluciones de conversión de electricidad en hidrógeno y de electricidad en calor, con la expectativa de utilizar FlexTool para analizar el valor del acoplamiento sectorial en países específicos. Se recomienda a los miembros de IRENA que estén interesados en explorar alternativas de acoplamiento sectorial a participar con IRENA en la aplicación de FlexTool en esta área.

REFERENCIAS

- CAISO (2016)**, *Senate Bill 350 Study – The Impacts of a Regional ISO-Operated Power Market on California* (Estudio del proyecto de ley 350 del Senado: Los impactos de un mercado de energía regional operado por ISO en California), Operador Independiente de Sistemas de California, Folsom, California.
- CER (2012)**, *Validation of Market Simulation Software in SEM to end 2012* (Validación del software de simulación de mercado en SEM hasta finales de 2012), Comisión de Regulación de Energía, Dublín.
- Chiodi, A., Deane, J.P., Gargiulo, M. y Gallachóir, B .P. Ó. (2011)**, *Modelling Electricity Generation – Comparing Results: From a Power Systems Model and an Energy Systems Model* (Modelado de la generación de electricidad – Comparación de resultados: de un modelo de sistemas de potencia y un modelo de sistemas de energía), 30th International Energy Workshop (XXX Taller Internacional de Energía), Universidad de Stanford, Palo Alto, California, del 6 al 8 de julio.
- Denholm, P. y Margolis, R. M. (2007)**, Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems (Evaluación de los límites de la energía solar fotovoltaica [FV] en los sistemas eléctricos tradicionales), *Energy Policy* 35, páginas 2852–2861. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.014>.
- Ela, E., Milligan, M. y O'Malley, M. (2011)**, A flexible power system operations simulation model for assessing wind integration, in: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting (Un modelo flexible de simulación de operaciones del sistema eléctrico para evaluar la integración eólica, en: Junta General 2011 de la Sociedad de Potencia y Energía del IEEE). Presentado en la Junta General de la Sociedad de Potencia y Energía del IEEE, Detroit, Michigan, páginas 1–8. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039033>.
- Fourer, R., Gay, D. M. y Kernighan, B. W. (1990)**, *A Modeling Language for Mathematical Programming, Management Science* (Un lenguaje de modelado para la programación matemática, ciencia de gestión).
- Fu, Y., Shahidehpour, M. y Li, Z. (2005)**, Security-Constrained Unit Commitment With AC Constraints (Compromiso de unidad con restricciones de seguridad con restricciones de CA), *IEEE Transactions on Power Systems* 20, página 14.
- Hargreaves, J., Hart, E.K., Jones, R. y Olson, A. (2015)**, REFLEX: An Adapted Production Simulation Methodology for Flexible Capacity Planning (REFLEX: una metodología de simulación de producción adaptada para la planificación de capacidad flexible), *IEEE Transactions on Power Systems* 30, páginas 1306–1315. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2351235>.
- IEA Wind Task 25 (2018)**, Expert Group Report on Recommended Practices, 16. Wind/PV Integration Studies (Informe del grupo de expertos sobre prácticas recomendadas, 16. Estudios de integración sobre energía eólica/FV), Agencia Internacional de Energía, París.
- IEA-ETSAP (2018)**, Modelo TIMES, Programa de análisis de sistemas de tecnología energética, Agencia Internacional de Energía. <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times> (visitado el 23 julio de 2018).
- IEA (2014)**, *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, (El poder de la transformación: el viento, el sol y la economía de los sistemas de energía flexibles), Agencia Internacional de Energía, París. <https://doi.org/10.1787/9789264208032-en>.
- IRENA (2017)**, *Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies* (Planificación para el futuro renovable: modelado a largo plazo y herramientas para expandir la energía renovable variable en economías emergentes), Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.
- IRENA (2018a)**, *Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética. Parte I: Panorama general para los encargados de formular políticas*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.
- IRENA (2018b)**, *Evaluación de la flexibilidad del sistema eléctrico de Colombia: Caso de estudio de la herramienta FlexTool de IRENA*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.
- Kiviluoma, J., Meibom, P. (2011)**, Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles (Metodología para

el modelado de vehículos eléctricos de enchufe en el sistema eléctrico y estimaciones de costos para un sistema con vehículos eléctricos inteligentes o tontos). *Energy* 36, páginas 1758-1767. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.053>.

Lannoye, E., Flynn, D. y O'Malley, M. (2012), Evaluation of power system flexibility (Evaluación de la flexibilidad del sistema eléctrico), *IEEE Transactions on Power Systems* 27, páginas 922-931. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2177280>.

Lilley, B., Szatow, A. y Jones, T. (2009), Intelligent grid – a value proposition for distributed energy in Australia (Red inteligente: una propuesta de valor para la energía distribuida en Australia).

Malla, K. (2012), *Market Benefit Assessment of Basslink in the Australian National Electricity Market* (Evaluación de beneficios de mercado de Basslink en el mercado nacional de electricidad de Australia), Universidad de Canterbury.

Milligan, M., Kirby, B., Gramlich, R. y Goggin, M. (2009), *Impact of Electric Industry Structure on High Wind Penetration Potential* (Impacto de la estructura de la industria eléctrica en el potencial de alta penetración del viento), Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU., Golden, Colorado. <https://doi.org/10.2172/962494>.

NAS (2016), *Analytic Research Foundations for the Next-Generation Electricity Grid* (Fundamentos de investigación analítica para la red eléctrica de próxima generación). Academias Nacionales de Ciencias, Ingeniería y Medicina de los Estados Unidos, Washington, D.C.

Nidras, P. (2018), *2018-19 Margin Peak and Margin Off-peak Review* (Análisis 2018-19 sobre los márgenes de alta demanda y de baja demanda).

Palchak, D., Cochran, J., Ehlen, A., McBennett, B., Milligan, M., Chernyakhovskiy, I., Deshmukh, R., Abhyankar, N., Soonee, S. K., Narasimhan, S. R., Joshi, M. y Sreedharan, P. (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. <https://doi.org/10.2172/1369138>.

Pffenninger, S. y Staffell, I. (2018), *Renewables.ninja*. <https://www.renewables.ninja/> (visitado el 15 de agosto de 2018).

Pffenninger, S. y Staffell, I. (2016), Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data (Patrones a largo plazo de la producción fotovoltaica europea utilizando 30 años de reanálisis por hora validado y datos satelitales), *Energy* 114, páginas 1251-1265. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>.

Poncelet, K., Delarue, E. y D'haeseleer, W. (2018), Integrating flexibility constraints in long-term planning models: impact, pitfalls and modeling recommendations (Integración de las restricciones de flexibilidad en los modelos de planificación a largo plazo: impacto, dificultades y recomendaciones de modelado).

Silva, V., Prime, G., Hinchliffe, T., Lafond, D., Rehulka, F. y Zulueta, L.-B. (n.d.), Challenges of the representation of near term electricity system flexibility in energy system models (Desafíos de la representación de la flexibilidad del sistema eléctrico a corto plazo en modelos de sistemas de energía).

Staffell, I. y Pffenninger, S. (2016), Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output (Uso de un nuevo análisis de corrección de polarización para simular la producción de energía eólica actual y futura), *Energy* 114, páginas 1224-1239. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>.

Stott, B., Jardim, J. and Alsac, O. (2009), DC power flow revisited (Flujo de corriente continua revisado). *IEEE Transactions on Power Systems* 24, páginas 1290-1300. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2021235>.

Tuohy, A. (2016), Power System Flexibility Assessment InFLEXion flexibility assessment tool (Evaluación de flexibilidad del sistema eléctrico - Herramienta de evaluación de flexibilidad InFLEXion).

VTT (2018), sitio web de VTT Technical Research Center of Finland Ltd, <https://www.vttresearch.com/> (visitado el 8 de octubre de 2018).

Yasuda, Y., Árdal, A.R., Hernando, D.H., Carlini, E. M., Estanqueiro, A., Flynn, D., Gomez-Lazaro, E., Holttinen, H. y Kiviluoma, J. (n.d.), Evaluation on diversity of flexibility in various areas (Evaluación de la diversidad de la flexibilidad en diversas áreas).

APÉNDICE I.

VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA CON PLEXOS

El proceso de validación de un modelo es un paso necesario durante las etapas finales del desarrollo de una herramienta de cálculo. La validación del modelo se refiere a comparar los resultados de un modelo con datos del mundo real o compararlos con otro modelo existente, cuya precisión ya se haya validado frente a los datos reales. El primer tipo de validación de modelo requiere representar un sistema del mundo real utilizando la herramienta y comparar los resultados con datos históricos.

FlexTool se validó utilizando el primer enfoque para los casos de estudio de cuatro países¹⁶ y, posteriormente, se validó al aplicar el segundo método para dos de los casos de estudio. Más específicamente, FlexTool se comparó con PLEXOS¹⁷, un paquete comercial de Energy Exemplar que es capaz de realizar modelos de costos de producción y expansión de capacidad (gas y electricidad integrados). PLEXOS es un software estándar de la industria que se ha validado contra casos del mundo real (CER, 2012; Nidras, 2018) y también se ha utilizado ampliamente para simular sistemas de energía en todo el mundo (Malla, 2012; Lilley et al.,

2009; Palchak et al., 2017). PLEXOS también se ha utilizado como referencia comparativa para otros modelos ampliamente utilizados (Chiodi et al., 2011).

Para el proceso de evaluación comparativa, se utilizaron dos casos de estudio base, ambos referidos a sistemas eléctricos con una alta participación de energía renovable (año 2030). Los dos casos de estudio se eligieron de entre los cuatro casos que se utilizaron para aplicar y verificar¹⁸ FlexTool, como se describe en la sección 8. Para cada caso de estudio base se construyeron dos modelos, uno con PLEXOS y otro con FlexTool. Las principales características de cada caso de estudio se muestran en la Tabla 12.

El primer caso de estudio se caracteriza por una baja complejidad, ya que el sistema se modela como un solo nodo. El caso 1 representa un pequeño sistema con 13 generadores y una baja capacidad de almacenamiento de energía (10,1 %) en forma de generadores de energía hidroeléctrica con embalses. La participación

16 La herramienta FlexTool de IRENA ya se ha aplicado a cuatro casos reales y se ha comparado con datos históricos (consulte la sección 8). Sin embargo, como el despacho en el mundo real se basa en las condiciones específicas del mercado que validan un modelo que minimiza los costos del sistema (como FlexTool), el uso de datos históricos del mercado podría no ser necesariamente una buena base de cálculo, ya que los resultados podrían verse afectados por las distorsiones del mercado. Por ese motivo, FlexTool tuvo que compararse con un modelo similar como PLEXOS.

17 Herramienta de software PLEXOS Integrated Energy Model, con derechos de autor de Drayton Analytics Pty Ltd, Australia y Energy Exemplar Pty Ltd, Australia, de conformidad con un Acuerdo de licencia de usuario final de investigación proporcionado por Energy Exemplar.

18 La verificación del modelo es el proceso de confirmar que el modelo se implementa correctamente con respecto al modelo conceptual. Parte del proceso de verificación es probar el modelo para encontrar y corregir errores en la implementación. La validación del modelo es el proceso de garantizar que los resultados de un modelo se encuentren dentro de los rangos de error aceptables.

Tabla 13: Características de los casos de estudio

	Caso base 1	Caso base 2
Numero de nodos	1	15
Número de generadores*	13	56
Número de líneas de transmisión	0	25
Capacidad instalada	7750	24 310
Pico de demanda (MW)	3485	14 928
Participación de capacidad térmica	46,8 %	21,8 %
Participación de capacidad de ERV	25,0 %	16,9 %
Participación de capacidad de energía hidroeléctrica con embalses	10,1 %	54,2 %
Participación energética de ERV**	44,3 %	12,2 %

* Este es el número de generadores que se proporcionan como entradas en el modelo. Los generadores individuales pueden tener una capacidad agregada de la misma tecnología en un nodo específico.

** El número representa la participación máxima asumiendo que no hay vertido de ERV

de ERV considerada es del 18,6 %. El segundo caso representa un sistema más complejo con 15 nodos, 56 generadores y 25 líneas de transmisión. El segundo sistema tiene una cantidad mucho mayor de generación de energía hidroeléctrica (con embalses), que representa el 54,2 % de la capacidad instalada total. La participación de ERV en el segundo sistema es de alrededor del 12,7 %.

FlexTool utiliza un optimizador lineal de código abierto y gratuito. La programación lineal (LP, por sus siglas en inglés) tradicionalmente ha sido un algoritmo central en el modelado de sistemas eléctricos. Los algoritmos LP son robustos, y los tiempos de solución son pequeños en comparación con otros algoritmos. Sin embargo, los algoritmos de programación de enteros mixtos (MIP, por sus siglas en inglés) se han utilizado ampliamente en la última década para explicar una serie de características técnicas que no se pueden modelar con LP. Tales características son los tiempos mínimos de subida y bajada y el comportamiento térmico no convexo de las unidades térmicas (por ejemplo, unidades CHP).

Hoy en día, una gran cantidad de operadores de sistemas grandes como el Operador Independiente de Sistemas de California (CAISO, por sus siglas en inglés), el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT, por sus siglas en inglés) e ISO New England utilizan MIP para la optimización del mercado diario (NAS, 2016). El alto detalle en la representación del sistema es importante para los operadores de sistemas cuyo objetivo principal es mantener la confiabilidad del sistema a un costo mínimo. Sin embargo, para el análisis de alto nivel relacionado con políticas, es importante equilibrar la complejidad de cálculo y la precisión. Muchas herramientas orientadas a la formulación de políticas (como FlexTool) utilizan algoritmos LP para minimizar el tiempo de cálculo (IEA-ETSAP, 2018).

PLEXOS es un software comercial más especializado con capacidades tanto para LP como para MIP. Ambos casos de estudio base en el proceso de evaluación comparativa se simularon utilizando optimizadores lineales para preservar el terreno para la comparación entre los dos modelos. Sin embargo, se creó una variante de caso utilizando un optimizador de MIP en PLEXOS (consulte la Tabla 13) para

Tabla 14: Principales diferencias entre la herramienta FlexTool de IRENA y PLEXOS que se ejecutan en el modelo MIP

	FlexTool lineal	PLEXOS MIP
Costos de arranque	Contabilizado pero linealizado.	Contabilizado
Tiempos mínimos de subida y bajada	No contabilizado	Contabilizado por unidad que se arranca
Eficiencias térmicas	Solo puede representar eficiencia fija	Puede representar la eficiencia parcial de las unidades

comparar los resultados con el caso base y para estimar el impacto del problema de asignación de unidades con enteros en los resultados.

En ambos casos base se utiliza un periodo de optimización de un solo paso de un año con despacho horario. FlexTool no puede optimizar a trozos para reducir la carga de cálculo o simular operaciones bajo incertidumbre; por lo tanto, PLEXOS se ha configurado para ejecutarse de la misma manera. Sin embargo, PLEXOS también puede optimizar dividiendo el año en pequeños problemas de optimización de la misma longitud (*rolling horizon*). Por esa razón, se creó una variación del caso base en PLEXOS para comparar los resultados.

FlexTool está simulando actualmente el requisito de reserva a nivel nodal, mientras que, en general, las reservas se comparten a nivel de sistema. El usuario debe identificar el requisito de reserva que deben retener los generadores conectados a un nodo específico. Ambos casos base en PLEXOS y FlexTool tienen las reservas asignadas por separado para cada nodo. Una variación del segundo caso base se creó y se ejecutó solo con PLEXOS, donde las reservas se agregan y se obtienen a nivel del sistema, para ver

cómo esta limitación de la herramienta afecta los resultados.

FlexTool se comparó con PLEXOS en función de la generación, los costos de generación, la energía no suministrada y el vertido de ERV. Los resultados para el caso 1 (consulte la Tabla 14) indican una buena concordancia entre los dos modelos. Se comparó la generación según el tipo de tecnología generadora. El alto porcentaje de error absoluto para la generación de carbón muestra que PLEXOS genera el 0,001 % de la electricidad total a partir del carbón, mientras que FlexTool no ejecuta carbón en absoluto, y es insignificante cuando se pondera (consulte la Tabla 15).

Existe una muy buena concordancia entre los modelos cuando se comparan varios componentes de costos donde el error promedio ponderado es cero. De manera similar, los resultados no muestran una diferencia significativa cuando PLEXOS se ejecuta en modo MIP en comparación con FlexTool. Esto tiene sentido teniendo en cuenta que los datos para ambos modelos utilizados en el proceso de evaluación comparativa son de complejidad comparativamente baja (por ejemplo, los generadores se agregan por combustible, sin incluir los tiempos mínimos de subida y bajada, las curvas de costos de combustible, etc.)¹⁹.

19 Los datos de entrada utilizados en ambos modelos fueron los mismos; solo se cambió el uso del optimizador. No hay muchas características en el caso 2 que solo se pueden modelar con MIP para hacer una comparación sólida. Por ejemplo, la capacidad de las unidades se agrega por tipo de tecnología y por nodo. Las eficiencias térmicas son fijas, no hay tiempos mínimos de subida y bajada determinados como entradas y no hay plantas

Tabla 15: Resultados de la evaluación comparativa para el caso 1

	FlexTool	PLEXOS lineal	% de error	PLEXOS MIP	% de error
Generación (GWh)					
Carbón (ciclo combinado)	0,00	0,21	-100,0 %	0,21	-100,0 %
Carbón (vapor)	0,00	0,00	0,0 %	0,00	0,0 %
Gas natural (turbinas de gas de ciclo combinado)	9289	9297	-0,1%	9298	-0,1%
Gas natural (turbinas de gas)	12,00	11,73	2,3 %	12	2,3 %
Petróleo (turbina de gas)	0,00	0,00	0,0 %	0,00	0,0 %
Petróleo (motor de combustión interna)	0,00	0,00	0,0 %	0,00	0,0 %
Energía hidráulica de embalse	2913	2912	0,0 %	2912	0,0 %
Energía hidráulica fluyente	5684	5684	0,0 %	5684	0,0 %
Solar FV	1170	1169	0,0 %	1170	0,0 %
Eólica	2943	2936	0,2 %	2936	0,2 %
Parámetros del sistema					
Carga (GWh)	22 082	22 082	0,0 %	22 082	0,0 %
Generación total (GWh)	22 082	22 082	0,0 %	22 082	0,0 %
Energía no suministrada (GWh)	0	0	0,0 %	0	-100,0 %
Vertido de ERV (GWh)	0	0	0,0 %	0	0,0 %
Participación de ERV (%)	44,3 %	44,3 %	-0,1%	44,33 %	-0,1%
Costo de combustible (millones de USD)	603	603	0,0 %	603	0,0 %
Operación y mantenimiento (millones de USD)	9	9	0,0 %	9,3	2,0 %
Costo fijo (millones de USD)	213	213	0,0 %	213	0,0 %
Costo de arranque (millones de USD)	0,032	0,0032	-892 %	0,016	-98,4 %

CHP. La diferencia en los resultados muestra principalmente el efecto de la programación de enteros para tener en cuenta los costos de arranque. El cálculo de los costos de arranque en FlexTool está linealizado, mientras que en PLEXOS es entero.

Los resultados para el caso 2 (consulte la Tabla 15) indican una buena concordancia entre los dos modelos base en la mayoría de los parámetros, como en el caso 1. Una comparación entre los modelos lineales indica un error promedio ponderado de 0,7 % en la generación y de 0,3 % en los costos. La buena concordancia entre los modelos se mantiene cuando PLEXOS se ejecuta en modo MIP, como en el caso 1.

Además, los resultados no muestran diferencias significativas entre la herramienta FlexTool de IRENA y PLEXOS, con reservas compartidas dentro del área síncrona. Sin embargo, la generación subóptima o la escasez de reservas podrían ocurrir en una configuración diferente (por ejemplo, si los requisitos de reserva en una base nodal no se asignan cuidadosamente, teniendo en cuenta la generación flexible disponible en cada nodo), lo que no ocurriría con los requisitos de reserva definidos a nivel de sistema.

Por lo tanto, el resultado actual sobre la distribución de reservas no se puede generalizar, ya que la asignación de reservas a nodos individuales en modelos con muchos nodos requiere el criterio de un analista.

La principal conclusión del análisis es que FlexTool produce resultados precisos. El proceso de evaluación comparativa con PLEXOS muestra que el error promedio ponderado anual promedio de la producción de energía y los costos de generación es inferior al 1 % en todos los casos. Se puede inferir que FlexTool se puede usar para simular sistemas eléctricos de baja a media complejidad sin comprometer la precisión. Por lo tanto, FlexTool es una herramienta práctica para la formulación de políticas considerando que es más fácil de usar en comparación con un software de análisis de sistemas eléctricos más avanzado.

Tabla 16: Resultados de la evaluación comparativa para el caso 2

	FlexTool	PLEXOS lineal	% de error	PLEXOS MIP	% de error	Reservas compartidas de PLEXOS	% de error
Generación (GWh)							
Carbón (turbinas de vapor)	4112	4133	-0,5 %	4142	-0,7 %	4078	0,7 %
Gas natural (turbinas de gas)	18 018	18 210	-1,1 %	18 201	-1,0 %	18 224	-1,1 %
Petróleo (ciclo combinado)	0	92	-100,0 %	93,13	-100,0 %	135,6	-100,0 %
Biocombustible (turbinas de vapor)	6303	5974	5,5 %	5974	5,5 %	5969	5,6 %
Geotérmica	776	780	-0,5 %	780	-0,5 %	780	-0,5 %
Energía hidráulica de embalse	59 065	59 061	0,0 %	59 061	0,0 %	59 061	0,0 %
Energía hidráulica fluyente	3125	3149	-0,8 %	3149	-0,8 %	3149	-0,8 %
Eólica	7314	7314	0,0 %	7313	0,0 %	7314	0,0 %
Solar FV	1815	1815	0,0 %	1815	0,0 %	1815	0,0 %
Parámetros del sistema							
Carga (GWh)	100 529	100 529	0,0 %	100 529	0,0 %	100 529	0,0 %
Generación total (GWh)	100 529	100 529	0,0 %	100 529	0,0 %	100 529	0,0 %
Energía no suministrada (GWh)	0	0	0,0 %	0	0,0 %	0,1	-100,0 %
Vertido de ERV (GWh)	0	0	0,0 %	0	0,0 %	0,0	0,0 %
Participación de ERV (%)	12,2 %	12,2 %	-0,2 %	12,2 %	-0,2 %	12,2 %	-0,2 %
Costo de combustible (millones de USD)	1154	1158	-0,3 %	1162	-0,7 %	1152	-0,2 %
Operación y mantenimiento (millones de USD)	64	63	1,2 %	63	1,4 %	63	1,5 %
Costo fijo (millones de USD)	371	371	0,0 %	371	0,0 %	371	0,2 %
Costo de arranque (millones de USD)	0,08	0	0,0 %	0,12	0,0 %	0,094	-100,0 %

Tabla 17: Error medio ponderado de generación y costo

	Caso 1		Caso 2	
Error promedio ponderado (%) de los resultados, FlexTool comparado con	Generación (GWh)	Costo de generación (USD/año)	Generación (GWh)	Costo de generación (USD/año)
PLEXOS lineal (base)	0,1%	0,0 %	0,7%	0,3 %
PLEXOS MIP	0,1%	0,0 %	0,7%	0,5 %
PLEXOS con reservas compartidas	N/A	N/A	0,7%	0,2 %

Nota: N/A (no aplicable) porque el "Caso 1" se modeló como un solo nodo y, por lo tanto, las reservas no se pueden compartir entre nodos.

APÉNDICE II.

ECUACIONES DEL MODELO

Símbolos	Descripción
e	emisión
F	combustible
fc	factor de capacidad
g	red
h	duración (horas) de los periodos de tiempo
L	una línea entre dos nodos
n	nodo
NN	ambas direcciones para una conexión entre dos nodos
N _n	nodos con una línea a nodo n
p	parámetro
r	reserva
t	índice de periodo de tiempo
T	conjunto de periodos de tiempo t
t-h _t	periodo de tiempo anterior
u	unidad
U	conjunto de unidades u
v	variable

La ecuación objetiva suma todos los costos, incluidos los posibles costos de inversión y las penalizaciones por violar ciertas restricciones.

$$\forall \{t\} \in T:$$

$$v_{obj} = \sum_t \left(v_t^{\text{costoOM}} + v_t^{\text{costoCombustible}} + v_t^{\text{costoArranque}} + v_t^{\text{penalizaciones}} \right) \times h + v^{\text{costoInversión}}$$

$$v_t^{\text{costoOM}} = \sum_{\{g,n,u\} \in U_{g,n,u}} [p_u^{\text{costosOM}} \times v_{g,n,u,t}^{\text{gen}}]$$

donde

$$v_t^{\text{costoCombustible}} = \sum_{\{n,u,F\} \in F_{n,u,F}} \left(v_{F,u,t}^{\text{usoCombustible}} \times p_F^{\text{costoCombustible}} \right)$$

$$v_t^{\text{costoArranque}} = \sum_{u \in U_u^{\text{arranque}}} \left(v_{u,t}^{\text{arranque}} \times v_u^{\text{costoArranque}} \right)$$

$$v^{\text{costoInversión}} = \sum_{\{g,n,u\} \in U_{g,n,u}} \left[p_u^{\text{costoInversión}} \times v_{g,n,u}^{\text{capacidadInvertida}} \right]$$

$$v_t^{\text{penalizaciones}} = \sum_n \left(v_{n,t}^{\text{energíaNoSuministrada}} \times p_n^{\text{penalizaciónEnergíaNoSuministrada}} \right. \\ \left. + v_{n,t}^{\text{pérdidaDeReserva}} \times p_n^{\text{penalizaciónPérdidaDeReserva}} + v_{n,t}^{\text{verterERV}} \times p_n^{\text{penalizaciónVertido}} \right. \\ \left. + v_n^{\text{inadecuaciónCapacidad}} \times p_n^{\text{penalizaciónInsuficienciaCapacidad}} \right)$$

$$p_{F,n,t}^{\text{costoCombustible}} = p_{F,n,t}^{\text{precioCombustible}} + \sum_{e \in E_F} p_{F,e}^{\text{emisiónCombustible}} \times p_{n,e}^{\text{impuestoEmisión}}$$

El equilibrio de energía debe mantenerse en todos los nodos. Esto incluye los términos de generación, consumo, energía no suministrada, importaciones/exportaciones exógenas, transferencias endógenas y conversiones desde/hacia otras redes de energía.

$$v_{g,n,t}^{\text{gen}} + v_{g,n,t}^{\text{convertirEntrada}} + p_{g,n,t}^{\text{importación-exportación}} + v_{g,n,t}^{\text{energíaNoSuministrada}} \\ = p_{g,n,t}^{\text{demanda}} + v_{g,n,t}^{\text{cargar}} + v_{g,n,t}^{\text{transferir}} + v_{g,n,t}^{\text{convertirSalida}}$$

donde

$$v_{g,n,t}^{\text{gen}} = \sum_{u \in U_{\text{hoERV}}} v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} + \left(\sum_{u \in U_{\text{ERV}}} p_{u,t}^{\text{FC}} \times \left[p_{g,n,u}^{\text{capacidad}} + v_{g,n,u}^{\text{invertir}} \right] \right) - v_{g,n,t}^{\text{verterERV}}$$

$$v_{g,n,t}^{\text{transferir}} = \sum_{n2 \in N_n} \left(v_{n2,n,t-h_t}^{\text{transferir}} \times p_{n2,n}^{\text{efTransferencia}} - v_{n,n2,t-n_t}^{\text{transferir}} \right)$$

$$v_{g,n,t}^{\text{convertirEntrada}} = \sum_{\{g2,n2,u\} \in U_{g2,n2,u,g,n}^{\text{convertir}}} v_{g2,n2,u,g,n}^{\text{convertir}} \times p_u^{\text{efConversión}}$$

$$v_{g,n,t}^{\text{convertirSalida}} = \sum_{\{g2,n2,u\} \in U_{g,n,u,g2,n2}^{\text{convertir}}} v_{g,n,u,g2,n2}^{\text{convertir}}$$

La ecuación de equilibrio para las unidades de almacenamiento:

$$\begin{aligned} \forall u \in U^{\text{almacenamiento}} : v_{g,n,u,t}^{\text{estado}} \\ = v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{estado}} + p_{u,t-h_t}^{\text{afluencia}} \\ + \left(v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{cargar}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{verterAgua}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{estado}} \times p_u^{\text{pérdidaAutodescarga}} \right) \times h \end{aligned}$$

Las redes eléctricas tienen una restricción de demanda de reserva:

$$\begin{aligned} \sum_{\{g,n,u,r\} \in U_{r,u}^{\text{reserva}}} v_{r,u,t}^{\text{reserva}} + \sum_{n2 \in N_n^{\text{reserva}}} \left(v_{r,n2,t}^{\text{reservaTransferencia}} \times p_{n2,n}^{\text{efTransferencia}} \right) \\ = p_{r,n,t}^{\text{reservaDemanda}} + \sum_{n2 \in N_n^{\text{reserva}}} \left(v_{r,n,n2,t}^{\text{reservaTransferencia}} \times p_{n,n2}^{\text{efTransferencia}} \right) \end{aligned}$$

La transferencia entre nodos está limitada por la capacidad de transferencia:

$$\forall \{n, n2\} \in NN : v_{n,n2,t}^{\text{transferir}} \leq p_{n,n2}^{\text{limiteTransferencia}} + v_{l \in l}^{\text{invertirTransferencia}}$$

Uso de combustible:

$$v_{g,n,u,t}^{\text{usoCombustible}} = v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} \times p_u^{\text{pendiente}} + v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}} \times p_u^{\text{sección}}$$

Variables de conexión y de arranque:

$$\forall u \in U^{\text{noConectado}} : v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}} = p_{g,n,u}^{\text{capacidad}} + v_{g,n,u}^{\text{invertir}}$$

$$\forall u \in U^{\text{conectado}} : v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}} = v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{conectado}} + v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{arranque}}$$

$$\forall u \in U^{\text{noERV}} : v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}} \leq p_{g,n,u}^{\text{capacidad}} + v_{g,n,u}^{\text{invertir}}$$

$$\forall u \in U^{\text{ERV}} : v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}} \leq p_{u,t}^{\text{FC}} \times \left(p_{g,n,u}^{\text{capacidad}} + v_{g,n,u}^{\text{invertir}} \right)$$

Límites mínimos y máximos para las unidades que generan o consumen:

$$v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t}^{\text{cargar}} + v_{g,n,u,t}^{\text{reserva}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}}$$

$$\forall u \in U^{\text{cargar}}: v_{g,n,u,t}^{\text{cargar}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}}$$

Restricciones de rampa:

$$v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t}^{\text{cargar}} + v_{g,n,u,t}^{\text{reserva}} \leq v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{cargar}} - p_u^{\text{capacidadRampaSubir}}$$

$$v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t}^{\text{cargar}} \geq v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{cargar}} + p_u^{\text{capacidadRampaBajar}}$$

Límite de mínimo técnico:

$$v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} + v_{g,n,u,t}^{\text{reserva}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}} \times p_u^{\text{mínimoTécnico}}$$

Límite de vertido de ERV:

$$v_{g,n,t}^{\text{verterERV}} \leq \sum_{u \in U^{\text{ERV}}} p_{u,t}^{\text{FC}} \times (p_{g,n,u}^{\text{capacidad}} + v_{g,n,u}^{\text{invertir}})$$

Límite superior de almacenamiento:

$$\forall u \in U^{\text{almacenamiento}}: v_{g,n,u,t}^{\text{estado}} \leq p_{g,n,u}^{\text{capacidadAlmacenamiento}} + v_{g,n,u}^{\text{invertirAlmacenamiento}}$$

Límite de provisión de reserva para el aumento de la demanda:

$$\forall u \in U^{\text{aumentoDemanda}}: v_{g,n,u,t}^{\text{reserva}} \leq v_{u,t}^{\text{cargar}} \times p_{g,n,u}^{\text{reservaCapacidad}}$$

Restricciones de la relación energía/potencia para el almacenamiento:

$$\forall u \in U^{\text{almacenamientoConRelaciónEnergíaPotenciaFija}}: v_{g,n,u}^{\text{invertir}} \leq v_{g,n,u}^{\text{invertirAlmacenamiento}} \times p_{g,n,u}^{\text{kW_fijo_por_relación_kWh}}$$

Límites de conversión:

$$\forall u \in U^{\text{convertir}} : v_{g,n,u,t}^{\text{convertir}} \leq p_{g,n,u}^{\text{capacidad}} + v_{g,n,u}^{\text{invertir}}$$

$$\forall u \in U^{\text{convertir}} : v_{g,n,u,t}^{\text{reserva}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{convertir}} \times p_{g,n,u}^{\text{reservaCapacidad}}$$

$$\forall u \in U^{\text{convertir}} : v_{g,n,u,t}^{\text{convertir}} \geq v_{g,n,u,t}^{\text{conectado}} \times p_{g,n,u}^{\text{mínimoTécnico}}$$

Necesidad de reserva pre-calculada:

$$v_{g,n,t}^{\text{reservaERV}} + v_{g,n,t}^{\text{faltaDeReservas}} + \sum_{u \in U^{\text{noERV}}} v_{g,n,u,t}^{\text{reserva}} \geq p_{g,n,t}^{\text{reservaNecesidad}}$$

Restricción dinámica de reserva a subir basada en la generación de ERV:

$$v_{g,n,t}^{\text{reservaERV}} + v_{g,n,t}^{\text{faltaDeReservas}} + \sum_{u \in U^{\text{noERV}}} v_{g,n,u,t}^{\text{reserva}} \geq \sum_{u \in U^{\text{ERV}}} v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} \times p_{g,n,u}^{\text{reservaAumentarFracción}}$$

Restricción de provisión de reservas de ERV, que es una aproximación optimista:

$$v_{g,n,t}^{\text{reservaERV}} \leq v_{g,n,t}^{\text{verterERV}} \times \max_{u \in U^{\text{ERV}}} p_{g,n,u}^{\text{máxFracciónReserva}}$$

Restricción de reserva de almacenamiento:

$$\forall u \in U^{\text{almacenamiento}} : v_{g,n,u,t}^{\text{reserva}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{estado}} \div p^{\text{reservaDuración}}$$

La restricción del margen de capacidad intenta garantizar que también haya suficiente capacidad fuera de los periodos de tiempo modelados. Se aplica solo en el modo de inversión. La ecuación de equilibrio intenta capturar el equilibrio de energía durante el año, mientras que el margen de capacidad está interesado en la suficiencia de capacidad. Por consiguiente, las series temporales de importación y demanda en la restricción del margen de capacidad pueden diferir de las series temporales de importación y demanda en la ecuación de equilibrio. Las series temporales de la ecuación de equilibrio se escalan de modo que las series temporales del periodo modelado correspondan con la demanda anual, mientras que las series temporales en el margen de capacidad se escalan de manera que la serie temporal completa coincida con la demanda anual (son iguales si se modelan las series temporales completas).

$$\begin{aligned}
 & \sum_{u \in U \text{ noERV noAlmacenamiento}} p_{g,n,u}^{\text{disponibilidad}} \times (p_{g,n,u}^{\text{capacidad}} + v_{g,n,u}^{\text{invertir}}) + \sum_{u \in U \text{ almacenamiento}} v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} \\
 & + \sum_{u \in U \text{ ERV}} v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} + v_{g,n,t}^{\text{convertirEntrada}} + p_{g,n,t}^{\text{importación-exportaciónCompleta}} \\
 & + v_{g,n,t}^{\text{capacidadInadecuada}} + v_{g,n,t}^{\text{energíaNoSuministrada}} \\
 & \geq p_{g,n,t}^{\text{demandaCompleta}} + p_{g,n}^{\text{margenCapacidad}} + \sum_{u \in U \text{ almacenamiento}} v_{g,n,u,t}^{\text{cargar}} + v_{g,n,t}^{\text{transferir}} \\
 & + v_{g,n,t}^{\text{convertirSalida}}
 \end{aligned}$$

Límite no síncrono del sistema:

$$\begin{aligned}
 & v_{g,n,t}^{\text{genNoSincrona}} + v_{g,n,t}^{\text{convertirEntradaNoSincrona}} + v_{g,n,t}^{\text{transferenciaEntradaNoSincrona}} \\
 & \leq p_{g,n}^{\text{fracciónNoSincrona}} \\
 & \times (p_{g,n,t}^{\text{demanda}} + v_{g,n,t}^{\text{cargar}} + v_{g,n,t}^{\text{transferir}} + v_{g,n,t}^{\text{convertirSalida}} + p_{g,n,t}^{\text{exportación-importación}} \\
 & - v_{g,n,t}^{\text{energíaNoSuministrada}})
 \end{aligned}$$

APÉNDICE III. USO DE LA HERRAMIENTA PARA PLANIFICAR UN SISTEMA FUTURO CON ALTAS PARTICIPACIONES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE

La herramienta FlexTool de IRENA también se puede usar para planificar sistemas futuros con altas participaciones de ERV, aunque este no fue el propósito principal para el desarrollo de la herramienta. La planificación requiere más entradas que la evaluación de flexibilidad. La herramienta permite la planificación solo para un año objetivo específico y no para una secuencia de años (por ejemplo, 2020, 2030 y 2040), aunque se pueden explorar varios años al copiar manualmente los resultados entre los años.

Los datos de entrada deben contener las centrales eléctricas existentes que tengan probabilidad de seguir en uso en el año objetivo (la herramienta no retira unidades). También debe tener la selección de tecnologías disponibles para inversiones,

incluidas posibles líneas de transmisión. La ERV se puede representar mediante escenarios con capacidades establecidas o mediante un rango de estimaciones de costos para las diferentes tecnologías de ERV, por lo que el modelo también optimizará su expansión.

Los resultados interesantes incluyen las participaciones de ERV resultantes, las emisiones, los costos y la posible escasez de flexibilidad, especialmente si el modo de inversión ha tenido una representación temporal reducida. Se pueden construir escenarios alternativos más elaborados al representar otras redes de energía y el llamado acoplamiento sectorial con redes de calor, gas o transporte.

Figura 25: Posible flujo de trabajo para analizar escenarios de inversión para un año objetivo

