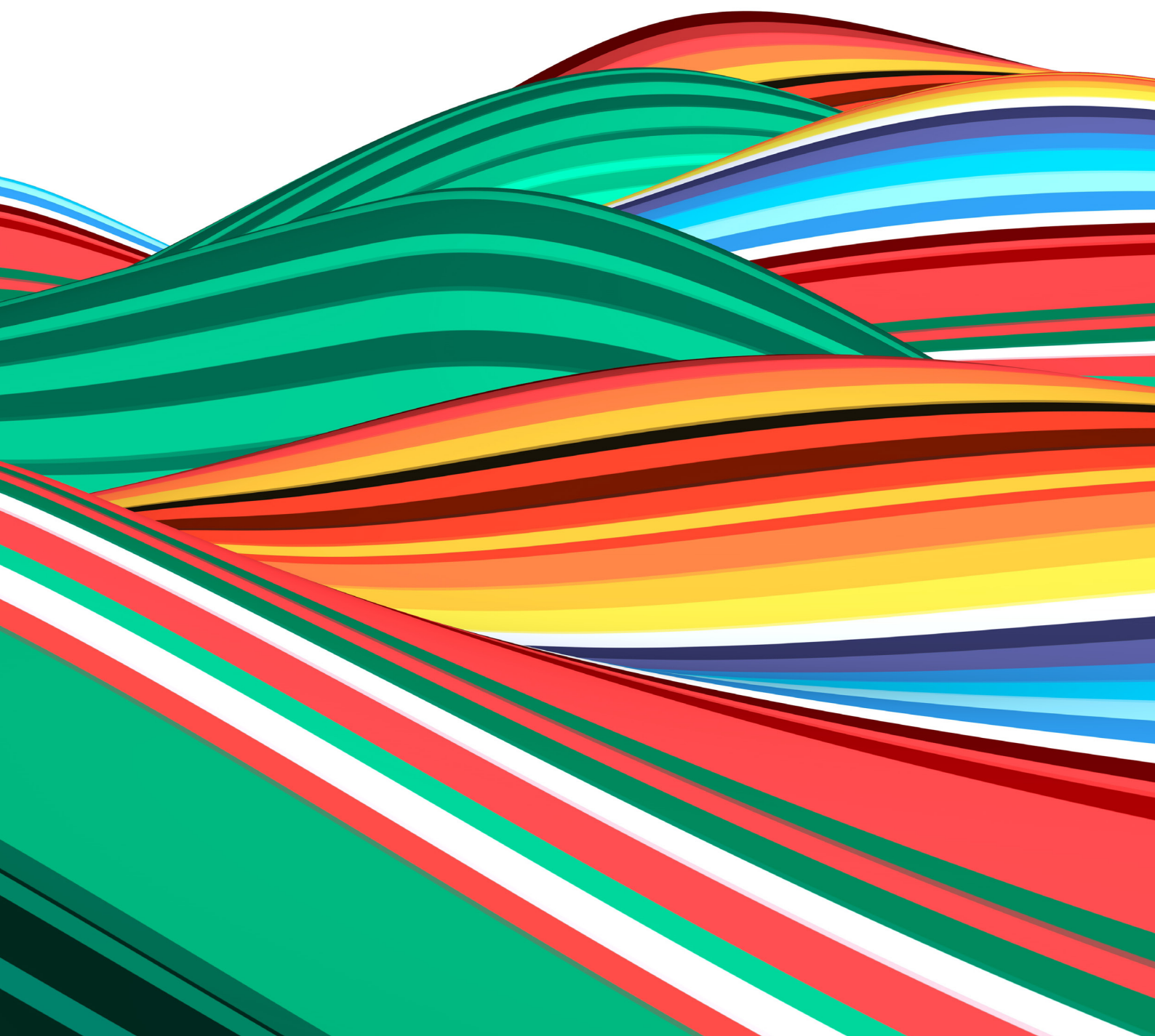


POTENCIA FIRME EN CENTROAMÉRICA

DEFINICIONES E IMPLICACIONES PARA LA
ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE



© IRENA 2023

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.

REFERENCIA

IRENA (2023), *Potencia firme en Centroamérica: Definiciones e implicaciones para la energía renovable variable*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

ISBN: 978-92-9260-541-4

Este informe es una traducción de "Firm capacity in Central America: Definitions and implications for variable renewable energy" ISBN: 978-92-9260-540-7" (2023). En caso de discrepancia entre esta traducción al español y el original en inglés, prevalecerá el texto en inglés.

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.

ACERCA DEL CORREDOR CENTROAMERICANO DE ENERGÍA LIMPIA (CECCA)

IRENA desarrolló la iniciativa Corredor Centroamericano de Energía Limpia (CECCA, por sus siglas en inglés) en 2015 para apoyar el despliegue acelerado de energías renovables a nivel regional en Centroamérica y, en el contexto de la línea del Sistema de Interconexión de los Países de América Central (SIEPAC) que interconecta Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, promover el comercio transfronterizo de electricidad procedente de fuentes de energía limpia. El CECCA se basa en los pilares clave de implementación: operaciones del sistema eléctrico y marcos normativos para aumentar la participación de energía renovable variable; planificación del sistema eléctrico nacional y regional con energías renovables; zonificación y evaluación de recursos renovables; y creación de capacidad y difusión de información.

AGRADECIMIENTOS

Este informe se elaboró bajo la dirección de Gurbuz Gonul (Director, Compromiso Nacional y Alianzas, IRENA) y Binu Parthan (Director Adjunto, Compromiso Nacional y Alianzas, IRENA). Los autores del documento son José Torón, Camilo Ramírez (IRENA), Gastón Lestard y Coline Champetier (GME), Edna Soto y Fabian Barrera (ex-IRENA).

Los expertos de IRENA Emanuele Bianco, Simon Benmarraze, Paul Komor, Paula Nardone, Mohamed Nababa, Kamran Siddiqui y Joong Yeop Lee realizaron valiosas aportaciones y comentarios; Alexandra Arias (SICA), Adonay Urrutia (DGEHM) y la Dra. Meenu Mishra aportaron ideas adicionales.

El informe contó con la participación y la contribución de representantes de instituciones nacionales de todos los países de América Latina, así como de otras partes interesadas de la región: Ministerio de Servicios Públicos, Energía, Logística y Gobernanza Electrónica y BEL (Belice), MINAE e ICE (Costa Rica), CEL, CNE, SIGET y UT (El Salvador), MEM, CNEE y AGER (Guatemala), CREE, ODS y SEN (Honduras), CENACE (México), MEM (Nicaragua), SNE y CND (Panamá) y ENEL Green Power (Costa Rica y Guatemala).

Francis Field, Stephanie Clarke y Manuela Stefanides contribuyeron a la publicación y la redacción. El informe fue corregido por Emily Youers y el diseño gráfico corrió a cargo de Phoenix Design Aid.

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.

POTENCIA FIRME EN CENTROAMÉRICA

DEFINICIONES E IMPLICACIONES PARA LA
ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE

CONTENIDO

ABREVIATURAS Y SIGLAS	6
GLOSARIO.....	6
RESUMEN EJECUTIVO	8
ACERCA DE ESTA GUÍA.....	10
VISIÓN GENERAL DE CENTROAMÉRICA	11
1 SECTORES ELÉCTRICOS	15
1.1 Sistemas eléctricos en Centroamérica.....	17
1.2 Cambios en el sector eléctrico.....	18
1.3 Perspectivas del sector eléctrico.....	18
2 MERCADO REGIONAL	20
3 MECANISMOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA	22
POTENCIA FIRME PARA LAS ERV EN CENTROAMÉRICA Y OTROS PAÍSES	26
1 MERCADOS DE ELECTRICIDAD REGULADOS	27
1.1 Belice	27
1.2 Costa Rica	27
2 MERCADOS ELÉCTRICOS LIBERALIZADOS	29
2.1 El Salvador	29
2.2 Guatemala.....	32
2.3 Honduras	35
2.4 Nicaragua	38
2.5 Panamá.....	39
3.1 Brasil.....	43
3 REFERENCIA INTERNACIONAL	43
3.2 Chile.....	46
3.3 México	50
3.4 Perú.....	51
4 CASO DE PAÍS: EL SALVADOR	55
CONCLUSIONES	56
DIRECTRICES CLAVE PARA EL USO DE LA POTENCIA FIRME	60
BIBLIOGRAFÍA	62
ANEXO I: MARCO JURÍDICO Y PANORAMA INSTITUCIONAL DE CENTROAMÉRICA	68
ANEXO II: ECUACIONES	73
ANEXO III: ESTUDIO DE CASO DE EL SALVADOR	76

FIGURAS

Figura 1	Centroamérica.....	11
Figura 2	Consumo de energía final por fuente en 2020.....	12
Figura 2	Consumo de energía final por fuente en 2020 (continuación).....	13
Figura 3	El modelo del comprador único.....	16
Figura 4	El modelo del mercado mayorista de la electricidad.....	17
Figura 5	Mercado regional - Red de transmisión del SIEPAC.....	20
Figura 6	Principales elementos de la adquisición de sistemas eléctricos.....	23
Figura 8	Transacción de energía contractual "según lo generado".....	24
Figura 7	Fuentes de ingresos de un generador: energía y potencia firme.....	24
Figura 9	Contrato de potencia firme y energía asociada: energía asociada.....	25
Figura 10	Potencia firme y contrato de energía asociado: transacción de energía.....	25
Figura 11	Mix de generación (2021) en los países de referencia.....	58
Figura A1	Proyecto solar fotovoltaico - perfil horario medio.....	77
Figura A2	Proyecto eólico - perfil horario medio.....	78

TABLES

Tabla 1	Países de Centroamérica, población y producto interno bruto (PIB) 2021.....	12
Tabla 2	Generación, potencia instalada y pico de demanda en los países centroamericanos para 2021.....	19
Tabla A1	Instituciones del sector energético por país.....	68
Tabla A2	Principales características de la estructura del sector eléctrico en los países de Centroamérica.....	69
Tabla A3	Marco normativo existente para las energías renovables variables en cada país.....	70
Tabla A4	Principales características de la potencia firme en los países analizados.....	71
Tabla A5	Resumen de las definiciones de potencia firme existentes.....	72
Tabla A6	Características de los proyectos del estudio de caso.....	77
Tabla A7	Datos del estudio de caso.....	79
Tabla A8	Proyectos eólicos - resultados de los casos.....	81
Tabla A9	Solar FV - resultados de casos.....	82

ABREVIATURAS Y SIGLAS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala	ODS	Operador del Sistema, Honduras
CCE	Contrato de compra de energía	SDDP	Programación dinámica dual estocástica
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía, México	SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, El Salvador
CND	Centro Nacional de Despacho, Panamá	SRLP	Servicio de reserva de largo plazo
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga, Nicaragua		
ERV	Energía renovable variable		
FV	Fotovoltaico		
MER	Mercado eléctrico regional		

GLOSARIO

Acuerdo bilateral	Acuerdo entre dos partes en el que ambas se comprometen a cumplir sus obligaciones.
Balance de potencia	Balance organizado realizado normalmente por un operador del sistema en el que se estima el superávit o déficit de la potencia firme de un agente con base en la potencia firme de sus propios activos, las compras y ventas de potencia firme a través de contratos y sus compromisos de potencia firme.
Compradores de energía	A efectos de este documento, todos los participantes del sector energético que demandan (compran) electricidad, como distribuidores y usuarios calificados.
Contratos regionales de potencia firme	Contratos de venta de potencia firme entre agentes del mercado regional situados en distintos países.
Costo promedio ponderado del capital	Costo promedio del capital de todas las fuentes, después de impuestos. Es la tasa promedio que una empresa espera pagar para financiar sus activos.
Demanda firme	Los requerimientos de potencia firme de un agente.

Desviación de la potencia firme	Diferencias entre la potencia firme reconocida a un agente y sus compromisos de potencia firme.
Potencia electricidad	La cantidad de energía dividida por el tiempo que se tardó en utilizarla.
Energía	Producto comercializado en los mercados mayoristas de electricidad.
Liquidación	Proceso de completar el pago de un intercambio de productos o servicios.
Mercado de contratos	Bolsa registrada donde se comercia con energía y potencia.
Mercado de electricidad	Sistema o mecanismo de intercambio de productos y servicios relacionados con la electricidad entre participantes, entidades o países.
Mercado de potencia	Bolsa registrada en la que las partes compran o venden requerimientos de potencia firme.
Capacidad	Capacidad o potencial para suministrar electricidad.
Potencia efectiva	Cantidad máxima de potencia que un generador es capaz de inyectar en la red teniendo en cuenta sus restricciones técnicas y normativas.
Potencia firme	Producto comercializable que un generador podría ofrecer a través de un mercado o mecanismo.
Potencia firme eficiente	Potencia firme necesaria en el sistema para abastecer la demanda prevista.
Probabilidad de déficit	Probabilidad de no poder abastecer toda la demanda en un momento determinado.
Servicio de reserva de largo plazo	Licitación anual en la que se negocia la potencia firme a largo plazo (Panamá).
Suficiencia del sistema	Probabilidad de que el sistema suministre la electricidad demandada durante las horas críticas.
Tasa de cobertura del servicio de la deuda	Medición del flujo de caja disponible para pagar las obligaciones de deuda corrientes.
Tasa de producción instantánea	Capacidad de producción en un momento determinado.
Tasa interna de retorno	Métrica utilizada en el análisis financiero para calcular la rentabilidad de posibles inversiones. Es una tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de caja sea igual a cero en un análisis de flujos de caja descontados.

RESUMEN EJECUTIVO

El concepto de “potencia firme” de una central eléctrica es una evaluación de su contribución a la satisfacción de la demanda en condiciones críticas de un sistema eléctrico. Esta guía tiene como objetivo proporcionar una visión general de la definición actual de potencia firme dentro del marco normativo del sector eléctrico centroamericano, con un enfoque en su aplicación a la generación de energía renovable variable, y el efecto que tiene en el mercado de contratos de compra de energía (CCE) (mercado de contratos).

En todo el mundo, la potencia firme es un atributo comercial que permite a los generadores utilizarla como activo comercial en un mercado eléctrico u ofrecerla como garantía al sistema a cambio de un pago regulado; la firma de contratos a largo plazo con empresas de distribución y grandes consumidores también es una opción para su comercialización.

Algunas de las principales conclusiones del análisis son:

La definición de potencia firme debe tener en cuenta las condiciones subyacentes del sector eléctrico de cada país (mix de generación, perfil de la demanda, flexibilidad, etc.) pero también debe considerar su evolución prevista. La expectativa es que la generación de energía renovable variable (ERV) aumente su participación en el mix de generación en todos los países de América Latina, a medida que iniciativas como RELAC¹ inician una fase de implementación que transformará el panorama energético de la región.

Una característica importante de la generación de ERV es que su variabilidad depende de recursos naturales impredecibles; los países con elevadas cuotas de generación hidroeléctrica y sólidas redes de transmisión tienen capacidad para absorber altos niveles de generación variable y compensar la variabilidad al optimizar el uso de la energía almacenada en los embalses.

Los países con bajos porcentajes de generación hidroeléctrica o con redes de transmisión débiles pueden enfrentarse a problemas operativos cada vez mayores con la variabilidad adicional. En este contexto, la contribución de cada tecnología a la fiabilidad del sistema puede ser muy diferente en función de estas condiciones.

Las circunstancias que afectan a un sistema eléctrico también deben tenerse en cuenta a la hora de describir la potencia firme. Los desafíos relacionados con un año seco o los problemas a corto plazo derivados de las restricciones para compensar tanto la variabilidad de la carga como de los recursos naturales son ejemplos de situaciones atípicas. La definición de potencia firme debe reflejar las condiciones críticas a las que puede enfrentarse el sistema eléctrico.

¹ Iniciativa para las Energías Renovables en América Latina y el Caribe.

La definición de la potencia firme debe considerar la contribución real de la generación de ERV a la suficiencia del sistema mediante el uso de modelos de optimización y simulación utilizados normalmente para la programación del despacho.

El hecho de que una tecnología específica ofrezca un suministro de energía que dependa de la disponibilidad de un recurso natural, potencialmente un reto de gestión para el operador del sistema, no debería ser un obstáculo para el reconocimiento de la potencia firme para esa tecnología.

El periodo crítico en el que se evalúa la potencia firme debe alinearse con las horas correspondientes a los márgenes de reserva más bajos.

Los métodos utilizados para el cálculo de la potencia firme deben tener como objetivo permitir que todas las tecnologías compitan por el reconocimiento de la potencia firme (como ocurre con la energía) y no incluir barreras externas (como restricciones para participar en licitaciones).

Los métodos utilizados para el reconocimiento de la potencia firme deben considerar la futura adopción de nuevas tecnologías en el sistema energético (por ejemplo, almacenamiento) y la participación de todos los agentes (comprador de energía u off-taker, empresas de distribución, actividades de generación distribuida y grandes consumidores que gestionan el lado de la demanda).

Unas definiciones y metodologías claras deben seguir sirviendo de señal para el desarrollo de nueva generación de energía y para garantizar un suministro continuo a largo plazo.

La definición de potencia firme se establece por la normativa de cada país, lo que ha supuesto un obstáculo para el desarrollo de los contratos de potencia firme en el mercado regional. Como se ha observado, la definición no es coherente en los seis países participantes, y aún no se ha identificado el punto de encuentro de la potencia firme estimada por un país y reconocida por sus vecinos.

ACERCA DE ESTA GUÍA

El análisis para este documento se centró en los métodos utilizados en los países centroamericanos para reconocer la potencia firme, además de un análisis comparativo centrado en Brasil, Chile, México y Perú. La justificación de la selección de estos países se basó en la necesidad de comparar los mercados mayoristas de electricidad establecidos en la región que han implementado el reconocimiento de la potencia firme para la generación renovable a través de diferentes criterios.

La potencia firme como producto tiene como objetivo proporcionar una señal de precio estable para el desarrollo de nueva potencia de generación a largo plazo y garantizar la seguridad del suministro eléctrico en el sistema. Una de sus principales características es que proporciona una fuente estable de ingresos a los generadores de electricidad que les permite cubrir los costos fijos y desarrollar nueva potencia de generación que evite que el sistema experimente condiciones de déficit.

Este informe se ha beneficiado de la elaboración de un estudio de caso basado en el sector eléctrico de El Salvador (consulte la sección "Caso de país: El Salvador"). El estudio analizó el impacto de la metodología de reconocimiento de la potencia firme para los contratos de compra de energía (CCE), considerando los diferentes tipos de contratos y estrategias de CCE para el desarrollo de una planta solar fotovoltaica y otra eólica en el país.

A efectos de esta guía, el término "potencia firme" se referirá al concepto de potencia firme tal y como se emplea en los distintos países.

Esta guía se estructuró en cuatro secciones con el objetivo de proporcionar una visión general del uso de la potencia firme en toda la región, analizar las diferentes opciones disponibles para la aplicación de este término y destacar los desafíos y recomendaciones para el reconocimiento de la potencia firme en el desarrollo de proyectos de energía renovable variable de cara al futuro:

1.	Visión general: una visión general de los siete países de la región, sus características relevantes y sus sectores eléctricos, incluida una descripción del diseño del mercado y los mecanismos contractuales en la región.
2.	Potencia firme para la energía renovable variable en Centroamérica y otros países: una reseña del marco normativo específico para el reconocimiento de la potencia firme para la energía renovable variable en países centroamericanos. La sección también incluye una reseña del concepto de potencia firme a lo largo de cuatro países de América Latina, proporcionando una comparación de cómo se aplican las directrices relacionadas fuera de Centroamérica.
3.	Conclusiones: principales conclusiones del estudio.
4.	Directrices clave para el uso de la potencia firme: directrices relativas a los principales elementos a considerar para la definición de la potencia firme y la metodología que debe contemplarse para el uso comercial del concepto.

VISIÓN GENERAL DE CENTROAMÉRICA

La región de Centroamérica se sitúa entre México y Sudamérica y comprende Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá.

Centroamérica se extiende por el istmo situado entre el océano Pacífico y el mar Caribe con una distancia aproximada de 1835 kilómetros (km) desde el punto noroeste hasta el sureste. Todas las localidades de esta región se encuentran a no más de 200 km del mar, y la zona terrestre más estrecha tiene 50 km de ancho (Bushnell y Woodward, 2022). (Consulte la Figura 1)

Figura 1 Centroamérica










Basado en el mapa de las Naciones Unidas.

Exención de responsabilidad: este mapa se proporciona únicamente con fines ilustrativos. Los límites y nombres que se muestran en este mapa no implican la expresión de ninguna opinión por parte de IRENA sobre el estado de cualquier región, país, territorio, ciudad o área ni de sus autoridades ni sobre la delimitación de fronteras o límites.

La región cuenta con cerca de 51.5 millones de habitantes (0.7 % de la población mundial) y un producto interno bruto total estimado de 288 000 millones de USD anuales en 2021 (FMI, 2022; consulte la Table 1).

Tabla 1 Países de Centroamérica, población y producto interno bruto (PIB) 2021

	PAÍS	POBLACIÓN (MILLONES)	PIB (MILLONES DE USD)
	Belize	0.4	2 426
	Costa Rica	5.2	64 417
	El Salvador	6.5	28 737
	Guatemala	18.3	85 974
	Honduras	10.1	28 490
	Nicaragua	6.5	14 001
	Panamá	4.3	63 605
	TOTAL	51.5	287 650

Fuente: (FMI, 2022).

En 2020, el consumo total de energía de la región fue de 28 516 kilotoneladas equivalentes de petróleo, de las cuales el 45 % procedía del consumo de petróleo y sus derivados (gas licuado de petróleo, gasolina, queroseno, gasóleo, fuelóleo, etc.), el 36 % del consumo de madera y el 14 % del consumo de electricidad. En general, la región depende en gran medida del uso de petróleo crudo y derivados, que representa entre el 32 % y el 72 % del consumo total.

La madera es la principal fuente de energía en Guatemala y una segunda opción en Honduras y Nicaragua, abarcando más del 40 % del consumo total de energía en esos países.

El uso de la electricidad representa entre el 7 % (Guatemala) y el 27 % (Panamá) del consumo total de energía en cada país (OLADE, 2021). (Consulte la Figura 2.)

Figura 2 Consumo de energía final por fuente en 2020

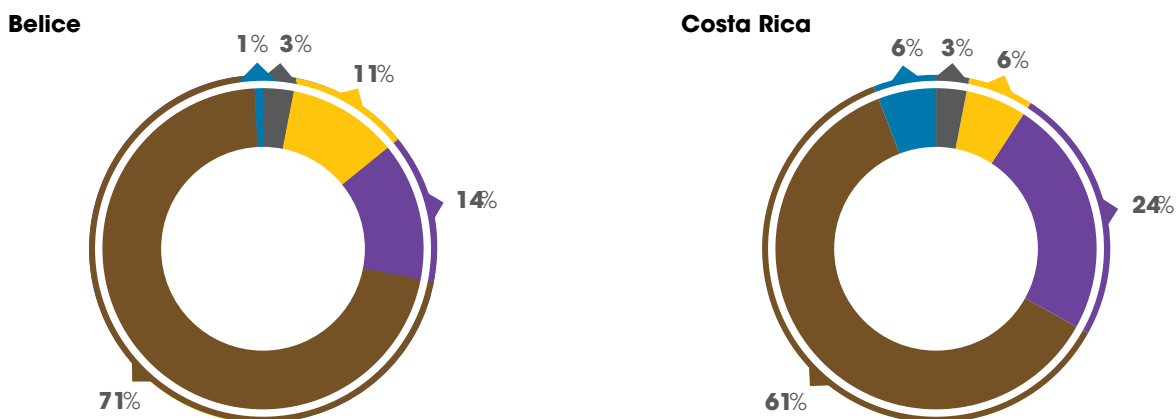
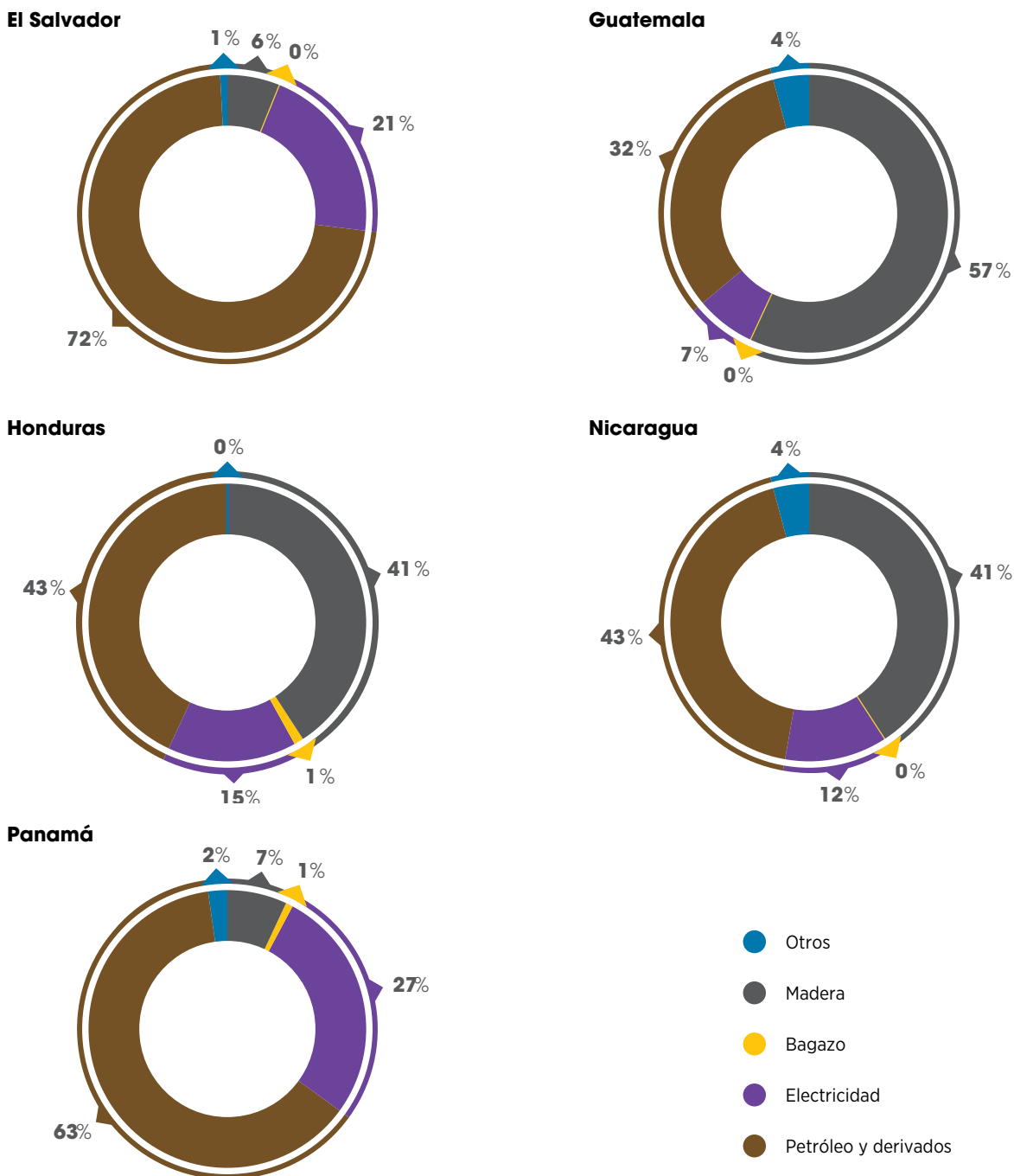


Figura 2 Consumo de energía final por fuente en 2020 (continuación)



Fuente: (OLADE, 2021).

En 2019, las emisiones de gases de efecto invernadero de Centroamérica representaron 160 millones de toneladas equivalentes de dióxido de carbono, incluidos los cambios en el uso de la tierra y la silvicultura, lo que totaliza aproximadamente el 0.3 % de la cifra mundial. El sector energético fue responsable del 37 % de las emisiones totales de la región, seguido por el sector agrícola (22 %) y el cambio de uso del suelo y la silvicultura (18 %). En términos de uso, el transporte es el motor más importante de las emisiones totales del sector energético (52 %), seguido de la electricidad y la calefacción (21 %) y la industria manufacturera y la construcción (14 %) (Climate Watch, 2023).

El despliegue de tecnologías de energías renovables y programas de eficiencia energética, así como la electrificación del sector de uso final, pueden contribuir a la reducción de las emisiones relacionadas con la energía en la región, concretamente en sectores intensivos en emisiones como la electricidad y el transporte. Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: hacia una transición energética regional de IRENA tiene como objetivo proporcionar estrategias para acelerar la transición energética y, en consecuencia, contribuir a la reducción de emisiones (IRENA, 2022a).

Recuadro 1 Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: Hacia una transición energética regional

El programa de Hoja de Ruta de Energías Renovables (REmap) de IRENA evalúa el potencial de las energías renovables en países, regiones y el mundo, con el objetivo de proporcionar ideas, estrategias y vías para la transición energética.

Los resultados de REmap para Centroamérica se basan en el contexto de cada país, incluidos sus recursos energéticos, su entorno normativo y su situación socioeconómica. La metodología de esta evaluación energética incluye el análisis de cuatro escenarios energéticos que abarcan el periodo 2018-2050, basados en datos de los sectores de uso final, resultados de la modelización de sistemas eléctricos individuales y regionales, y una evaluación de la flexibilidad del sistema eléctrico. El estudio fue acompañado de un análisis de la inversión, los costos y las emisiones de las tecnologías asociadas a los sectores del uso final y el eléctrico.

Los cuatro escenarios energéticos considerados en el estudio REmap fueron:

- Escenario energético base: este escenario es similar al de una situación sin cambios. Muestra los posibles resultados con las políticas actuales sin cambios a corto, medio o largo plazo.
- Escenario energético previsto (PES): el PES refleja los resultados de los planes actuales y los objetivos previstos de cada país. Esto incluye las contribuciones determinadas a nivel nacional presentadas en virtud del Acuerdo de París.
- Escenario de transformación energética: este escenario presenta una vía decidida para cumplir los objetivos climáticos, contempla un amplio despliegue de energías renovables, la inclusión de nuevas tecnologías y el aumento de la eficiencia energética.
- Escenario de descarbonización energética (DES): el DES es el escenario más ambicioso de este análisis. Prevé nuevas alternativas de reducción de emisiones para el sistema energético de cada país.

Los resultados extraídos del análisis muestran que la necesaria transformación de los sistemas energéticos de los países centroamericanos requiere esfuerzos individuales, pero también coordinados a través de la **planificación regional integrada**, que es una actividad central en los esfuerzos de reducción de emisiones y en la transición energética. **Una estrategia de descarbonización centrada en la electrificación de la flota de transporte y la creciente penetración de las energías renovables puede reducir el consumo de combustibles fósiles en el sector eléctrico en un 90 % y en el sector de los usos finales en un 65 % para 2050**, según el DES. Estas actividades pueden apoyarse utilizando el **potencial total de energías renovables del sistema eléctrico regional, estimado en unos 180 gigavatios**.

En 2019, el sector del transporte seguía siendo el principal contribuyente a las emisiones regionales, seguido del sector eléctrico y la industria (Climate Watch, 2023). El DES muestra que **las emisiones regionales pueden reducirse en torno a un 70 % para 2050** en comparación con el PES, siempre que se cumplan los objetivos de inversión, costos tecnológicos y energía establecidos en el DES.

La **eficiencia energética** podría beneficiarse aún más de la integración regional, mediante la definición y actualización de normas regionales para aumentar la eficiencia. Estas normas integradas podrían reducir la intensidad energética en un 43 % de aquí a 2050.

Los planes y estrategias requerirán esfuerzos regionales conjuntos y la ejecución de políticas y normativas para cumplir los compromisos climáticos internacionales y regionales.

El **uso directo de energías renovables modernas** como la bioenergía, la geotermia, la energía solar térmica y los biocombustibles muestra un gran potencial para ayudar a reducir el uso de combustibles fósiles en todos los sectores de uso final. Un ejemplo es el uso del hidrógeno verde como combustible para el transporte pesado por carretera y el transporte marítimo internacional.

Para obtener más información, visite www.irena.org/Publications/2022/Mar/Renewable-Energy-Roadmap-for-Central-America

1 SECTORES ELÉCTRICOS

Dentro de cada sector eléctrico nacional existen varios sistemas interconectados que supervisan la generación, transmisión y distribución de electricidad. El principal objetivo de este conjunto de sistemas, denominados colectivamente "el sistema eléctrico", es proporcionar un suministro fiable de electricidad a sus consumidores y, dada su capacidad para incorporar tecnologías renovables y eficiencias energéticas en todo el sistema, su compleja configuración y las políticas que lo regulan, desempeña un papel fundamental en la consecución de una transición energética.

La organización de los sistemas eléctricos varía de un país a otro. Las estructuras actuales del sistema eléctrico van desde la totalmente regulada (la generación y venta de electricidad no está abierta a la competencia) a la liberalizada o desregulada (abierta a la competencia privada), con modelos híbridos intermedios. Países que comparten los mismos modelos pueden seguir teniendo discrepancias considerables en las estructuras de sus sistemas eléctricos debido a la complejidad de las condiciones locales. A continuación se presenta una clasificación de los sistemas eléctricos (IRENA, 2022b). (Consulte la Figura 3 y la Figura 4.)

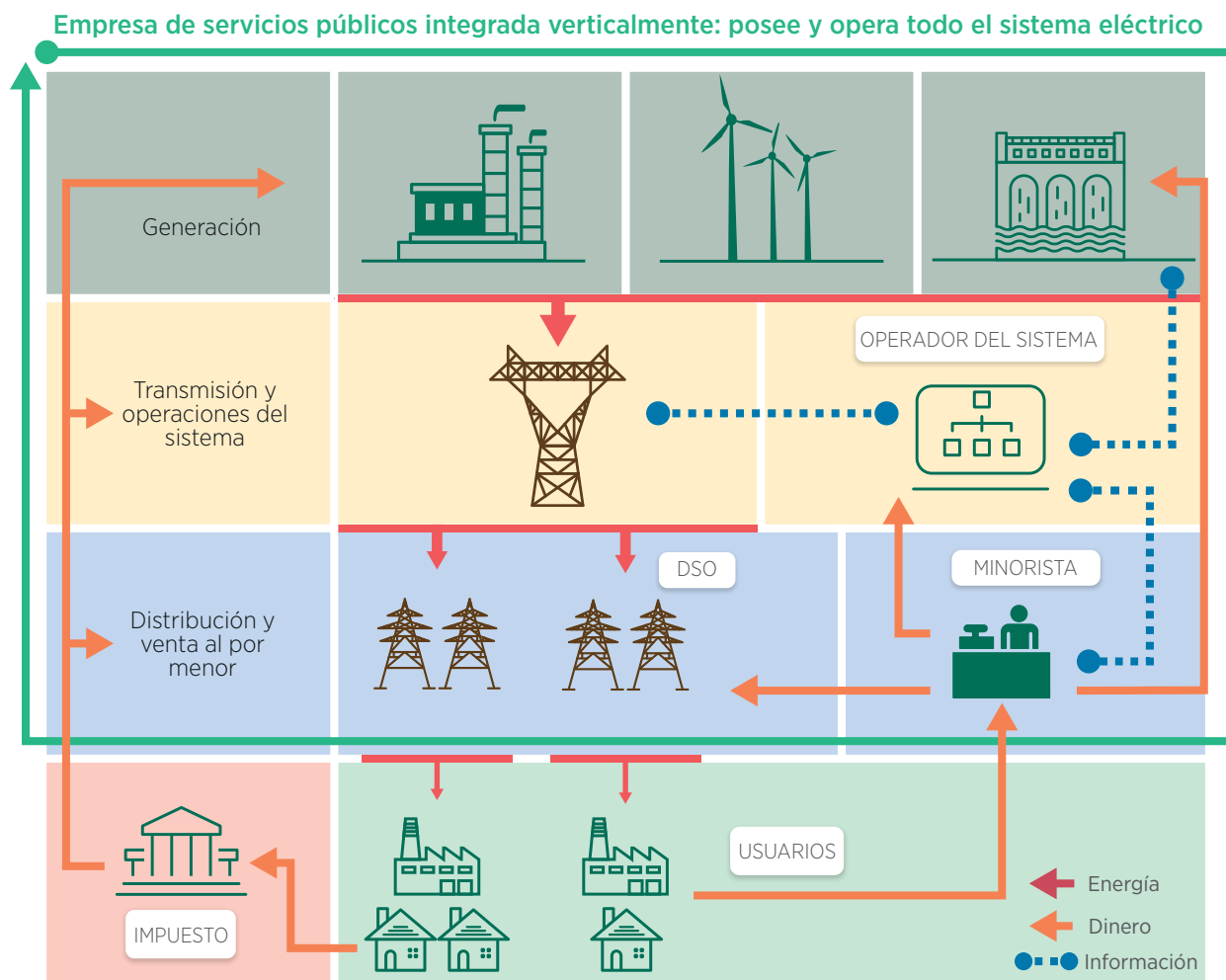
Estructuras de sistemas eléctricos regulados: una sola empresa de servicios públicos posee y explota la generación, transmisión y distribución de electricidad. Las empresas de servicios públicos de este modelo pueden ser públicas o privadas.

- Modelo de empresa de servicios públicos integrada verticalmente: una empresa de servicios públicos en régimen de monopolio posee y explota todas las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. También conocida como integración vertical.
- Modelo de comprador único: al igual que en el modelo anterior, una empresa de servicios públicos integrada verticalmente gestiona todo el sistema eléctrico, pero permite cierta competencia al comprar electricidad como comprador único a productores independientes de electricidad mediante un proceso de licitación de contratos de compra de energía (CCE).

Estructuras liberalizadas del sistema eléctrico: la producción y distribución de electricidad están abiertas a la competencia.

- Mercado eléctrico mayorista: la electricidad y los productos relacionados con la energía se intercambian entre los participantes en un entorno competitivo. Entre los principales participantes figuran las autoridades reguladoras de la energía, los operadores de mercados y sistemas, los generadores, los minoristas de energía, los consumidores y los proveedores de servicios relacionados con la energía.
- Mercado minorista: en algunos mercados competitivos, la actividad minorista se ha liberalizado al permitir la participación de empresas de suministro energético. Estas empresas, también conocidas como minoristas, compran electricidad a través de mercados mayoristas, mercados de futuros y productores independientes de electricidad o de sus propias centrales eléctricas para luego venderla a los consumidores finales. Los minoristas compiten al ofrecer diferentes estructuras tarifarias, precios y servicios de valor añadido; en algunos casos, se revela el origen de la electricidad que suministran.

Figura 3 El modelo del comprador único²

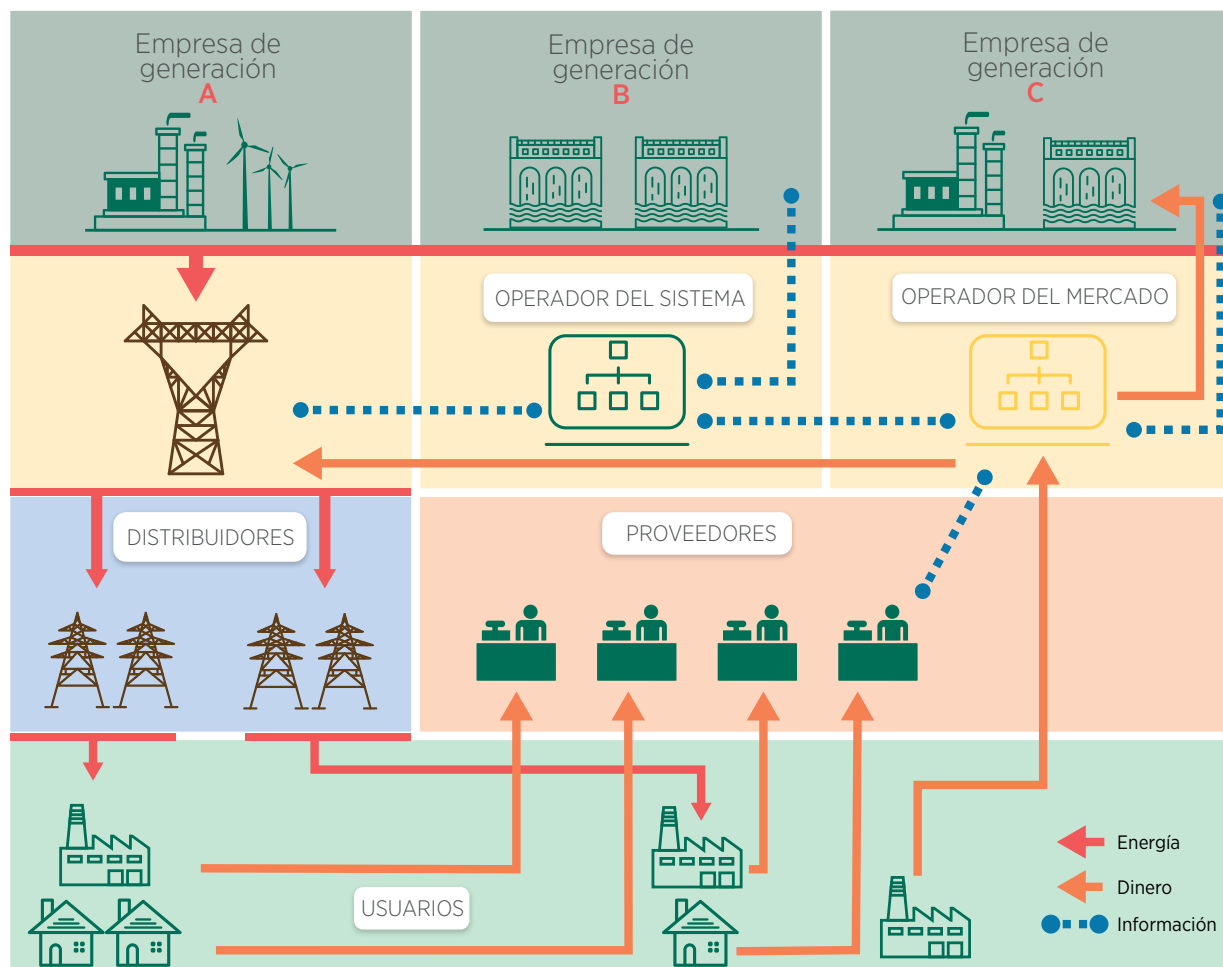


Fuente: (IRENA, 2022b).

Nota: DSO = operador del sistema de distribución.

2 "Un monopsonio es una condición de mercado en la que solamente hay un comprador, el monopsonista. Al igual que un monopolio, un monopsonio también tiene unas condiciones de mercado imperfectas. La diferencia entre un monopolio y un monopsonio radica principalmente en la diferencia entre las entidades que lo controlan. Un único comprador domina un mercado de monopsonio, mientras que un vendedor individual controla un mercado monopolizado" (Young, 2022).

Figura 4 El modelo del mercado mayorista de la electricidad



Fuente: (IRENA, 2022b).

1.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS EN CENTROAMÉRICA

A principios de la década de 1990, la mayor parte de la generación, transmisión y distribución de electricidad en los países centroamericanos se basaba en empresas estatales de servicios públicos integradas verticalmente. Todos los países (a excepción de Costa Rica) se enfrentaban a problemas similares en sus sectores eléctricos, como cortes de electricidad, centrales eléctricas deterioradas debido a un mantenimiento deficiente y falta de recursos financieros para actualizar la infraestructura existente.

Adicionalmente, los recurrentes años secos en la región, 1991 y 1994 (IRI, s.f.), afectaron seriamente los sistemas eléctricos altamente dependientes de la hidroelectricidad, especialmente en Guatemala y Honduras, agravando la escasez de suministro (CIDBIMENA, 2022).

En respuesta a esta situación, varios países llevaron a cabo una reorganización del sector eléctrico con la intención de fomentar las inversiones para el desarrollo de la generación de electricidad y satisfacer el futuro crecimiento previsto de la demanda energética. Esta transformación desencadenó la evolución de los sectores eléctricos nacionales a distintas velocidades en los siete países, lo que dio lugar a una serie de estructuras de mercado y modelos diferentes, acordes con cada contexto socioeconómico, tecnológico y político.

En términos generales, los reajustes del mercado eléctrico en la región se encuadran en las dos categorías descritas anteriormente:

- Estructuras de sistemas eléctricos regulados: Belice y Costa Rica mantuvieron una combinación de una empresa de servicios públicos integrada verticalmente y un modelo de comprador único a través de empresas de servicios públicos estatales.
- Estructuras liberalizadas del sistema eléctrico: la revisión de los sectores de generación, transmisión y distribución dio lugar a la liberalización de los mercados eléctricos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá; Honduras aún está en proceso de aplicar leyes para establecer un mercado mayorista de electricidad.

En el **Anexo I** puede consultarse una lista de los marcos normativos existentes para las energías renovables variables (ERV) en cada país y de las principales instituciones del sector energético.

1.2 CAMBIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Las reformas llevadas a cabo en todos los mercados y sectores eléctricos de la región han tenido implicaciones diversas y resultados dispares en los distintos países; en Panamá, la liberalización de la generación eléctrica propició un aumento de la inversión privada³ y la eficiencia, mejoró la disponibilidad del suministro energético y ofreció diversificación de las fuentes de generación existentes, entre otros beneficios.

El Salvador implantó una estructura de mercado mayorista basada en ofertas de precios, que se ha enfrentado a algunas dificultades en el contexto de un sector pequeño y ha migrado de un mercado mayorista basado en precios a un mercado mayorista basado en costos.

En Nicaragua, el sector eléctrico también ha encontrado algunos obstáculos, ya que los operadores privados no han podido reducir el alto nivel de pérdidas eléctricas, no técnicas, que alcanzaron el 22.7 % en 2019 (CEPAL, 2022).

Honduras aprobó su Ley General de la Industria Eléctrica en 2014 (Ley 404-2014), proporcionando un marco legal para un nuevo sector eléctrico basado en el mercado mayorista, pero aún se enfrenta a obstáculos normativos, lo que retrasa el avance del mercado propuesto.

Belice y Costa Rica siguen funcionando con un sistema de planificación centralizada, en el que el sector privado participa en la generación basada en energías renovables de tamaño relativamente pequeño, principalmente a través de subastas públicas y CCE, lo que hace que la inversión privada fluya hacia el sector. Las principales características de la estructura del sector eléctrico de cada país pueden consultarse con más detalle en el **Anexo I**.

El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá cuentan con una activa participación del sector privado en las actividades relacionadas con la generación y distribución de electricidad. El éxito de estos países a la hora de atraer y retener capital privado en el sector refleja su capacidad para crear un entorno propicio que aporte seguridad a los inversionistas.

1.3 PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En comparación con la situación anterior a la aplicación de las reformas de mercado, la mayoría de los países han mejorado sus sectores de energía eléctrica, atrayendo con éxito nuevas inversiones privadas (INEC, 2021a), aumentando la eficiencia y mejorando la fiabilidad del sistema y la calidad del servicio (CEPAL, 2003).











Para lograr una expansión acelerada de la potencia de generación, es crucial que se proporcione un acceso abierto al sistema de transmisión y que las instituciones gubernamentales desempeñen un papel activo para ampliar la red y fomentar el desarrollo de un sistema eléctrico sólido.

³ En 1998, la inversión privada extranjera en el sector eléctrico ascendió a 643.4 millones de USD (INEC, 2021a).

Con el segmento de la generación parcialmente abierto a la competencia en toda la región, los mercados pequeños se han enfrentado a más desafíos a la hora de aumentar la liquidez para garantizar una competencia fuerte. La tendencia a recurrir a subastas públicas para alcanzar acuerdos sobre una parte significativa de la carga contribuye a minimizar el excesivo poder del mercado y reduce la volatilidad de los precios, al tiempo que incentiva las inversiones oportunas. Esto demuestra que, en el caso de los mercados pequeños, la política gubernamental puede ser útil para resolver los problemas derivados de la falta de competencia.

La Tabla 2 presenta las estadísticas de electricidad clave de cada país y los principales nodos de interconexión y líneas de transmisión operativos entre ellos.

Tabla 2 Generación, potencia instalada y pico de demanda en los países centroamericanos para 2021

PAÍS	  		
	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (GWh)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	PICO DE DEMANDA (MW)
Belice^a	 703.5	76.8 (+55 importados de México)	102.7
Costa Rica	 12 540	3 584	1 763
El Salvador	 5 243	2 344	1 038
Guatemala	 11 943	3 985	1 830
Honduras	 10 914	2 910	1 738
Nicaragua	 3 699	1 599	727
Panamá	 11 304	3 917	2 020

Fuente: (AMM, 2021; Energy Unit, 2021; CENCE, 2021; CND, 2021; CNDC, 2021; INE, 2021; ODS, 2021; UT, 2021).

Nota: ^a Para Belice, los últimos datos disponibles son de 2020; GWh = gigavatios hora; MW = megavatios.

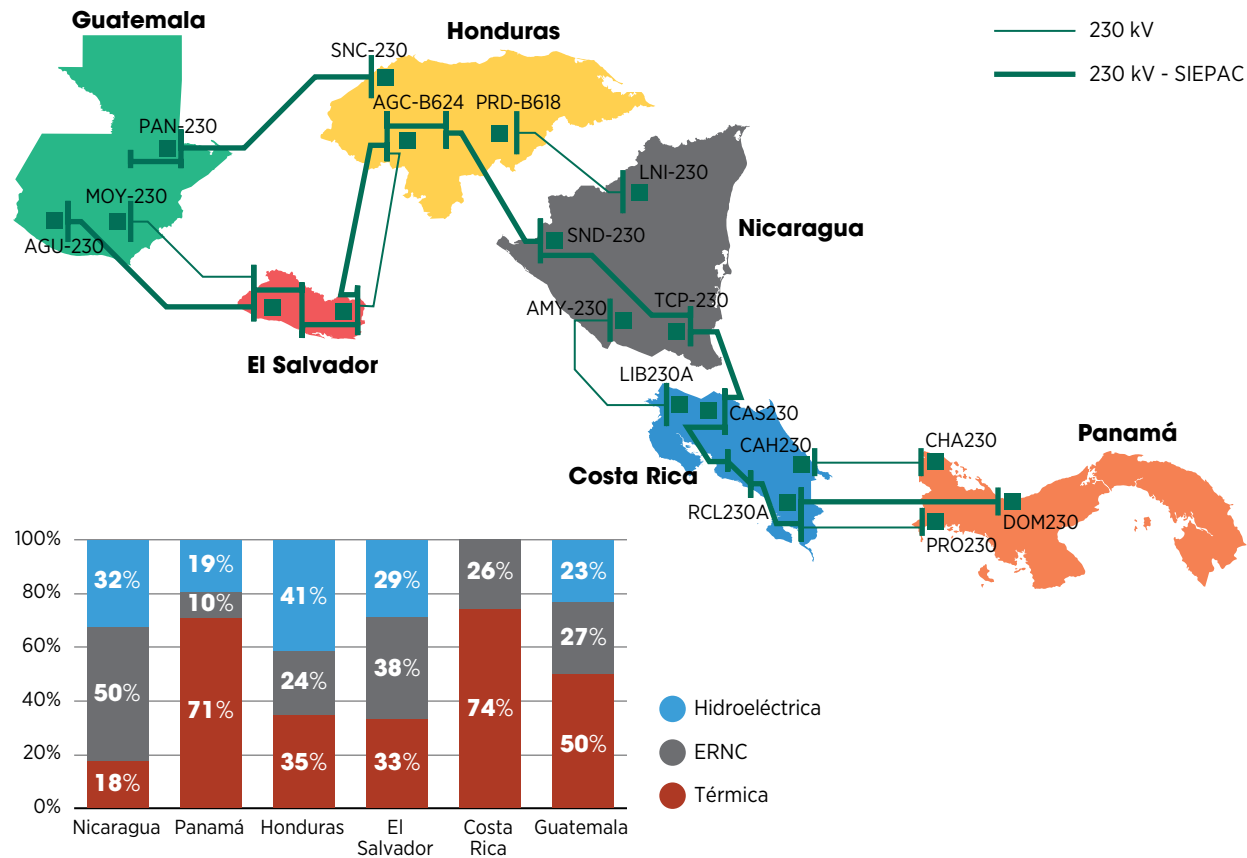
2 MERCADO REGIONAL

El diseño original del Mercado Eléctrico Regional (MER) de Centroamérica pretendía crear un séptimo mercado que coexistiera con los seis ya existentes de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. El MER funciona desde 2013, tiene normas independientes y conecta cada país en puntos específicos (subestaciones) a lo largo de la red de transmisión regional, que delimitan las fronteras entre la red nacional y la del mercado regional. Belice no forma parte del MER y Guatemala ha anunciado su decisión de retirarse del mercado regional a partir de 2031 (MEM, 2021a). Las instituciones del MER se muestran en la Table 3.

Los generadores de electricidad y los usuarios situados en cualquiera de los países miembros pueden decidir libremente realizar sus transacciones energéticas a través del MER o dentro de sus propios mercados nacionales, lo que permite a un generador de un país vender su producción a un cliente situado en otro país diferente.

El proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) se construyó para facilitar el comercio de energía entre los países participantes en el MER. Consiste en un circuito de 230 kilovoltios (kV) con una potencia de transmisión de 300 megavatios (MW) que atraviesa los seis países miembros. (Consulte la Figura 5.)

Figura 5 Mercado regional - Red de transmisión del SIEPAC



Basado en: (AMM, 2021; CENCE, 2021; CND, 2021; CNDC, 2021; INE, 2021; ODS, 2021; UT, 2021).

Exención de responsabilidad: Esta ilustración se proporciona únicamente con fines ilustrativos. Los límites y los nombres que se muestran no implican ningún respaldo o aceptación por parte de IRENA.

En la práctica, las normas de operación del MER han migrado a una configuración de mercado único, con un despacho diario obligatorio en tres etapas para los operadores de sistemas de cada país:

1. Predespacho aislado: sistemas nacionales.
2. Predespacho regional: los generadores que no participan en el despacho nacional abastecen el mercado al contado regional del MER. La demanda potencial en el mercado al contado regional está compuesta por aquellos generadores que fueron despachados en el Paso 1 y cuyos costos variables son superiores a la oferta de generación del mercado al contado regional.
3. Predespacho nacional final: El operador de cada sistema nacional ajusta el despacho realizado en el Paso 1 en función de los resultados del despacho regional del Paso 2: sustituye la generación local (importaciones) o aumenta la generación local (exportaciones) para cumplir con los intercambios calculados en el Paso 2 en cada nodo fronterizo.

Estas normas de operación están actualmente en vigor con restricciones específicas. Las cuestiones relacionadas con la seguridad operativa y el reparto de responsabilidades entre los operadores de los países y la entidad operativa regional, unidas a otros detalles técnicos, han resultado problemáticas para llevar a cabo la plena aplicación.

El MER está organizado en un mercado regional de contratos y un mercado regional al contado, con las siguientes transacciones disponibles para los participantes:

- Contratos de energía firmes: estos contratos tienen una obligación implícita⁴ de ejecución, ya que las cantidades de energía contratadas deben inyectarse y retirarse de la red de transmisión regional en los nodos indicados por las partes del contrato. Las cantidades contratadas no están sujetas al despacho económico regional, sino que se despachan ex ante.
- Contratos de energía no firmes: sin derechos de transmisión, las cantidades físicas contratadas pueden verse limitadas en caso de restricciones en la red de transmisión regional.
- Transacciones de oportunidad: se trata de ofertas para inyectar y retirar físicamente energía de la red de transmisión regional, realizadas por agentes autorizados para cada periodo de mercado del día siguiente (el periodo de mercado adoptado es de una hora). La configuración reglamentaria del MER permite transacciones de oportunidad basadas en ofertas de precios, así como la posibilidad de contratos a largo plazo entre generadores y consumidores de distintos países miembros (los contratos a largo plazo están restringidos en la práctica debido a un obstáculo de diseño del mercado que pasa por alto los derechos de transmisión firmes a largo plazo).

Las transacciones entre un agente del mercado MER y países no miembros también están permitidas en el mercado si las redes de dichos países están conectadas al sistema interconectado regional, ya sea directamente o a través de la red nacional de un país miembro. México puede participar a través de su conexión con Guatemala; Colombia podría participar potencialmente interconectándose con Panamá.⁵

Instituciones de mercado reguladas:

- Empresa de transmisión: empresa propietaria de la red
- Encargado de formular políticas: consejo directivo del mercado regional
- Regulador: comisión regional de interconexión eléctrica
- Operador del sistema y del mercado: operador del sistema regional

⁴ Puede respaldarse con la inyección física de la unidad o con compras en el mercado.

⁵ En julio de 2021 se firmó un acuerdo entre ambos países para establecer los lineamientos generales del Esquema de Armonización Regulatoria para el desarrollo de la interconexión eléctrica (BID, 2021).

3 MECANISMOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA

Los países centroamericanos han estructurado sus mercados eléctricos ya sea al aplicar la integración vertical, con un único comprador de electricidad, o al crear un mercado mayorista en el que participan las partes interesadas a lo largo de la cadena de valor. A estos mercados locales se superpone el MER, implementado en los países interconectados por la línea del SIEPAC: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. No obstante, cada país tiene autoridad para diseñar sus políticas internas y regular el sector eléctrico en función de sus necesidades.

Los CCE son contratos bilaterales entre un generador de electricidad (una empresa eléctrica o un productor independiente de electricidad) y un comprador de electricidad (distribuidores de energía, empresas de servicios públicos o privados y grandes consumidores).

El CCE aborda los términos y acuerdos comerciales para la transacción de electricidad, incorporando dentro de su estructura tarifaria productos energéticos asociados, como los pagos por potencia y servicios auxiliares. Los CCE se utilizan tanto en estructuras organizativas reguladas como liberalizadas, y están regulados por la autoridad energética (IRENA, 2022b).

Un CCE típico en el modelo de comprador único incluye un pago fijo relacionado con la potencia puesta a disposición de la empresa eléctrica y un pago variable por la energía suministrada. En el caso de la generación de energía renovable variable, el pago fijo puede no estar incluido, y no hay exposición al contado asociada a este tipo de contrato (ni riesgo de precio ni de volumen).

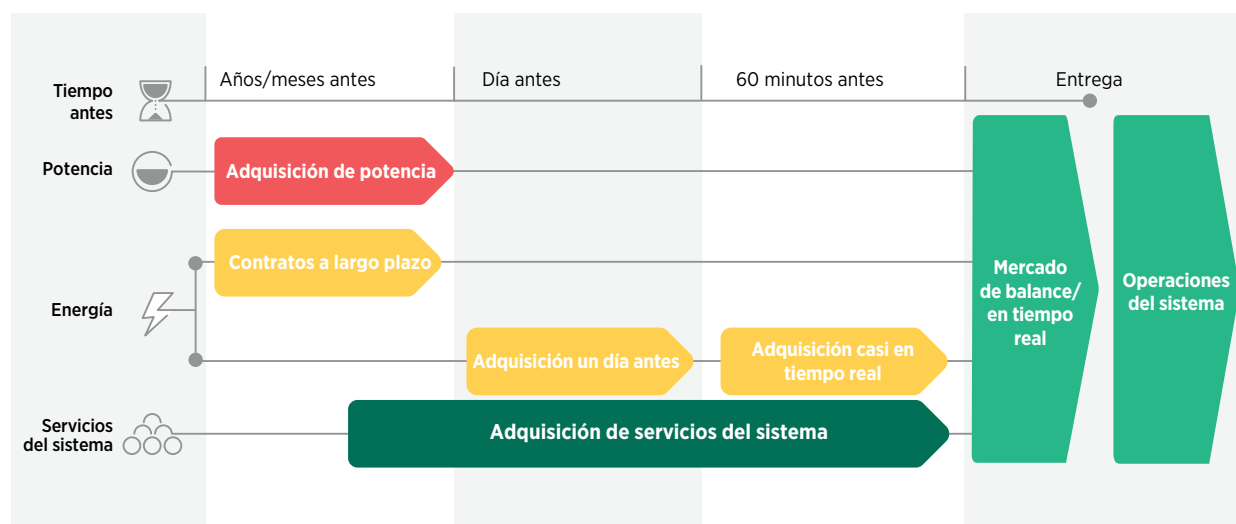
En Centroamérica, el concepto de potencia firme y el mecanismo de comercio se han utilizado de forma diferente en cada país. Belice y Costa Rica operan con un modelo de comprador único y no tienen necesidad de describir la potencia firme, ya que sus requerimientos se gestionan internamente por la empresa de servicios públicos.

En el resto de los países, la potencia firme se identifica y utiliza claramente, siendo el regulador o el operador del sistema quien supervisa la fijación de la cantidad reconocida a cada generador. Normalmente, la potencia firme se negocia mediante contratos o a través de un mecanismo de equilibrio a corto plazo.⁶

En un mercado mayorista de electricidad pueden observarse dos mercados comerciales diferentes: (i) un mercado al contado (a corto plazo, normalmente reducido al tiempo real) y (b) un mercado de contratos (a largo plazo). La principal diferencia radica en el horizonte temporal considerado para la transacción, ya que en el primer caso la energía y/o la potencia disponible se negocian por minutos, horas o días, y en el segundo se trata de transacciones en las que el generador compromete su generación de energía y/o su potencia disponible para un periodo de tiempo más largo. (Consulte la Figura 6.)

6 En Panamá se implantó un mercado de licitaciones.

Figura 6 Principales elementos de la adquisición de sistemas eléctricos



Fuente: (IRENA, 2022b).

El objetivo del mercado al contado es proporcionar un mecanismo en el que los generadores puedan comprar o vender cualquier disparidad expuesta entre los compromisos a largo plazo y el despacho real.

En Centroamérica, una elevada proporción de usuarios adquiere electricidad a través de CCE, lo que significa que solamente una pequeña parte de la energía comercializada se intercambia en el mercado al contado, principalmente desequilibrios. (Como referencia, en 2021, las transacciones al contado en Guatemala representaron el 18 % del total (AMM, 2021) En cambio, el mercado de contratos pretende asegurar el suministro de carga a largo plazo anticipando la compra de electricidad y, por tanto, proporcionando fuentes de ingresos estables para desarrollar la generación necesaria.

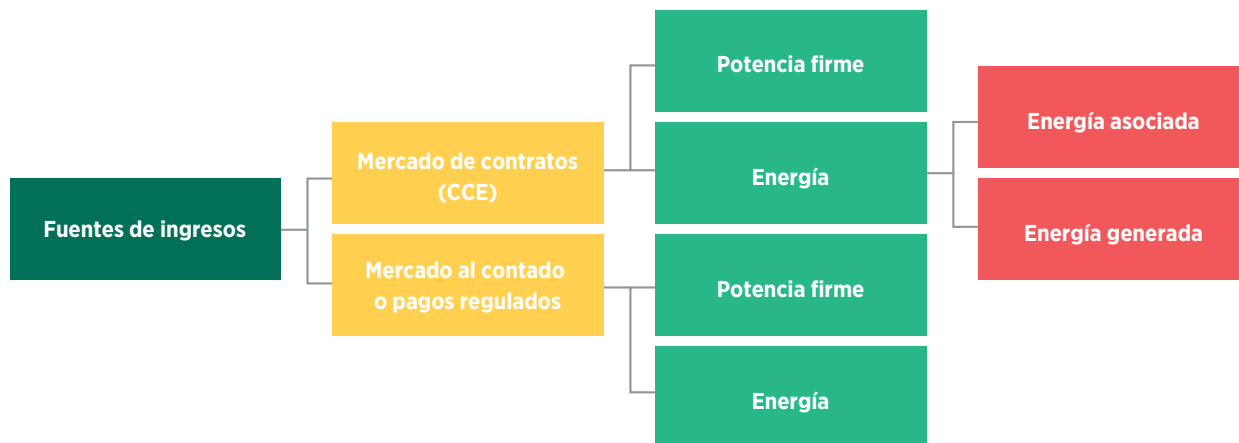
Mientras que en otras regiones las transacciones energéticas se formalizan como contratos físicos, en los países de América Latina y el Caribe los acuerdos se estructuran como contratos financieros. En un contrato físico, la electricidad o la potencia comprometidas deben liquidarse con un suministro real de generación de electricidad o disponibilidad de potencia, mientras que en un contrato financiero estos suministros forman parte de un acuerdo financiero y la producción real responde a unas reglas de despacho, no necesariamente relacionadas con las cantidades comprometidas.

En resumen, un mercado de contratos tiene el efecto de reducir la volatilidad de los precios, mientras que un mercado al contado tiene el efecto de ajustar instantáneamente la demanda y la generación de electricidad.

La Figura 7 representa las posibles fuentes de ingresos para un generador teniendo en cuenta los dos productos que suelen comercializarse en los distintos mercados: energía y potencia firme.

En cuanto a los tipos de contratos, existe una gran variedad en cada mercado en función de la normativa local, con características particulares que dependen principalmente de los compromisos relacionados con la energía y la potencia firme, así como de los precios asociados a los contratos. Los contratos pueden clasificarse en dos tipos: contratos "según lo generado" (bajo riesgo para el generador) y contratos de "seguimiento de la carga" (alto riesgo para el generador), con varias combinaciones intermedias, en función de la tolerancia al riesgo de cada generador.

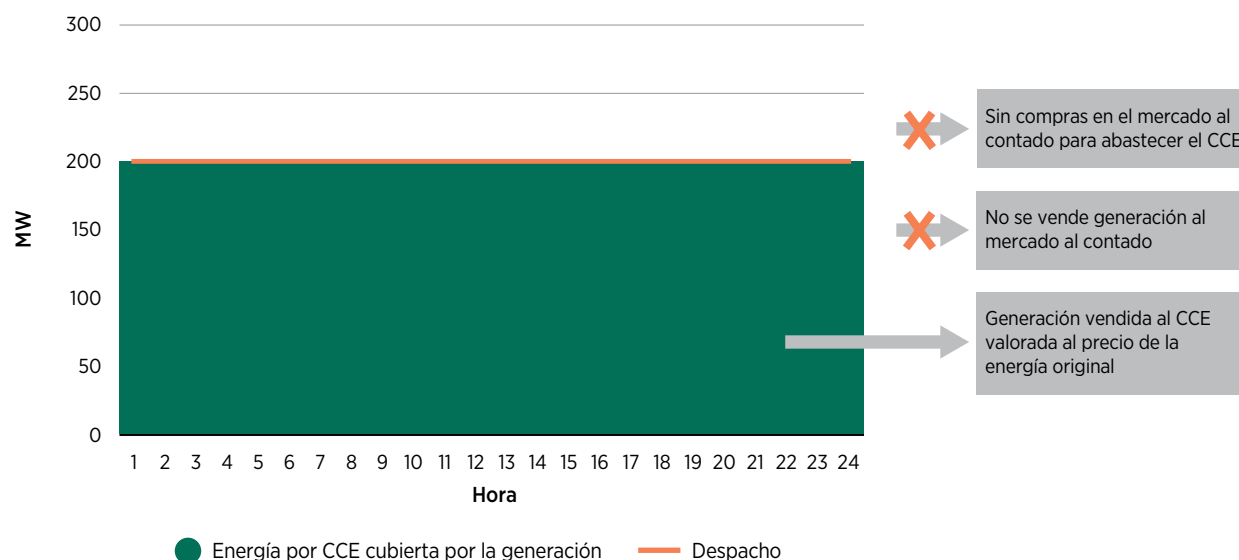
Figura 7 Fuentes de ingresos de un generador: energía y potencia firme



En el extremo de bajo riesgo, los contratos "según lo generado" no tienen un compromiso de potencia firme por parte del generador, y la energía asociada es igual al despacho del generador para cada hora. Dado que la variación de la carga eléctrica durante un periodo de tiempo (perfil de carga) no suele coincidir con el despacho preciso de la unidad, en este tipo de contrato el comprador gestiona el riesgo entre el perfil de carga y el perfil de inyección.

La Figura 8 ejemplifica una transacción de energía por parte de un generador normal con una generación neta plana de 250 MW. Dado que el compromiso energético está alineado al 100 % con el despacho de la unidad, el generador no asume ninguna exposición al contado: el precio es fijo y viene determinado por el contrato (CCE). El perfil de la carga no afecta a los compromisos del contrato.

Figura 8 Transacción de energía contractual "según lo generado"

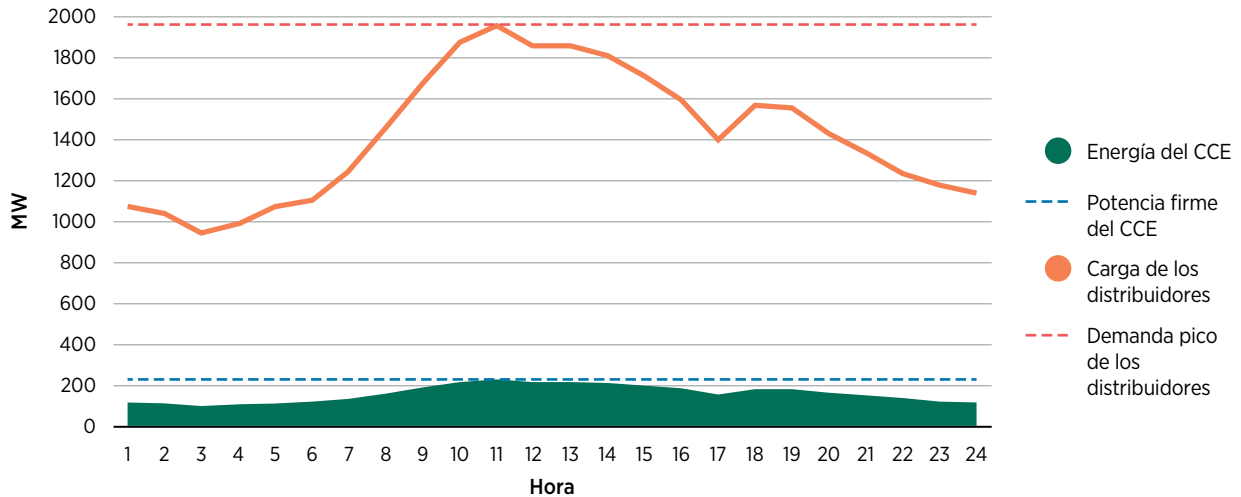


Nota: CCE = contrato de compra de energía.

En los contratos de "seguimiento de la carga", un tipo de contrato de alto riesgo (para el generador), también conocidos como contratos de potencia firme y energía asociada, el generador tiene un compromiso de potencia firme, con el compromiso de energía vinculado a la carga del comprador. Si el resultado más probable es una diferencia entre la energía despachada y el perfil de carga existente, el vendedor asume el riesgo de la transacción.

La Figura 9 ilustra la transacción de energía descrita anteriormente desde la perspectiva del generador. Tanto los compromisos de potencia firme como los de energía se establecen en los contratos. El compromiso de energía del generador cubrirá una parte de la carga para cada hora, liquidándose la cantidad final por la diferencia entre el compromiso de potencia firme fijado en el contrato y la potencia firme total que el comprador está legalmente obligado a adquirir.

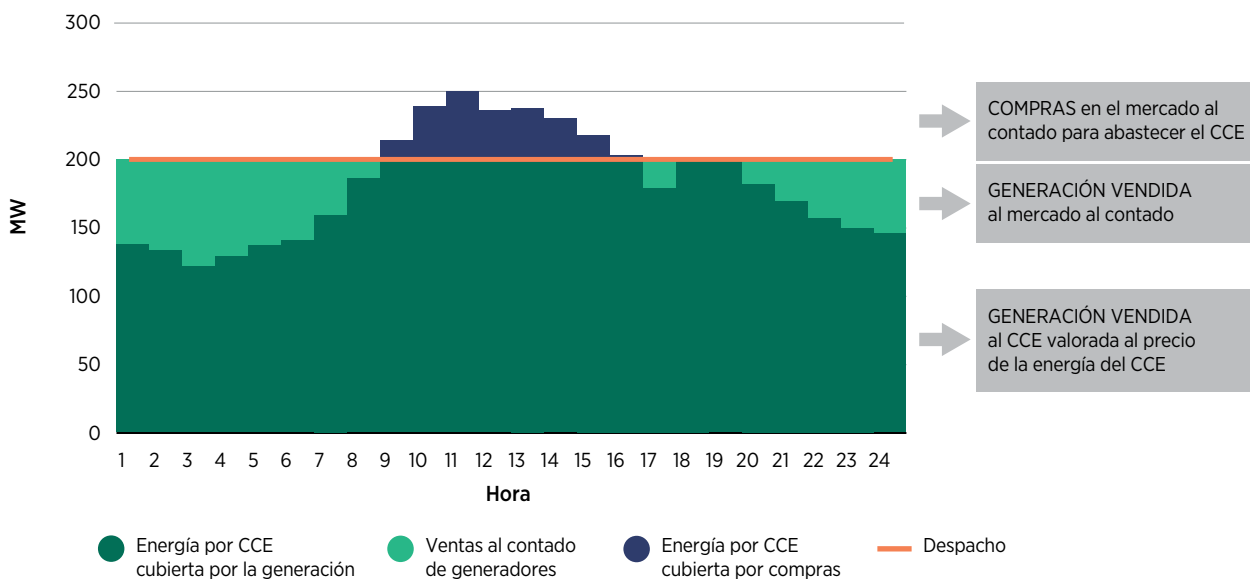
Figura 9 Contrato de potencia firme y energía asociada: energía asociada



Nota: CCE = contrato de compra de energía.

El compromiso energético del contrato es siempre una parte de la carga y está completamente alineado con el perfil de carga. La exposición al contado típica del generador puede observarse en la Figura 10. En las horas en las que el despacho del generador sea inferior a la energía comprometida en el contrato (energía asociada, zona azul oscuro), el generador comprará el déficit en el mercado al contado para cubrir los compromisos del contrato. En las horas en las que el despacho del generador sea superior a los compromisos energéticos de los contratos, el generador venderá la energía sobrante al mercado al contado.

Figura 10 Potencia firme y contrato de energía asociada: transacción de energía



Nota: CCE = contrato de compra de energía.

POTENCIA FIRME PARA LAS ERV EN CENTROAMÉRICA Y OTROS PAÍSES

Esta sección contiene una extensa revisión de las regulaciones existentes respecto a la definición de potencia firme y su uso comercial para la generación de ERV (particularmente para contratos a largo plazo) en los países centroamericanos.

En Belice y Costa Rica, los dos países con un modelo de servicio público integrado verticalmente, no existe una definición de potencia firme dentro de su marco normativo nacional. Para otros países de la región en los que existe un mercado eléctrico, el concepto de potencia firme se reconoce con diferentes denominaciones y metodologías, variando de un país a otro; en el **Anexo I** se puede encontrar un resumen de las principales características del concepto de potencia firme en los países objeto de estudio.

Para ofrecer una ilustración más detallada y clara del uso de la potencia firme en la región, las siguientes secciones agrupan a los países según el tipo de mercado energético implantado a nivel nacional y, a continuación, profundizan en la descripción de la comprensión y el uso del concepto de potencia firme, las metodologías empleadas para su estimación y el impacto global en los balances y liquidaciones del mercado local. Además, también se incluyen las principales conclusiones derivadas de esta reseña para cada país.

1

MERCADOS DE ELECTRICIDAD REGULADOS

1.1 BELICE

El sector eléctrico de Belice tenía una potencia instalada de 194 MW y una demanda máxima ligeramente superior a 100 MW en 2020 (Energy Unit, 2021). La Ley de Electricidad, Capítulo 221 (edición revisada de 2000) regula el sector eléctrico de Belice, sus instituciones y principales partes interesadas.

El desarrollo de la generación privada mediante CCE es el resultado de una solicitud de propuestas (RFP, por sus siglas en inglés) lanzada por la Comisión de Servicios Públicos. Una vez seleccionada la mejor oferta para el país, la Comisión de Servicios Públicos da instrucciones a la empresa distribuidora, Belize Electricity Limited, para que firme los CCE con la empresa adjudicataria.

En 2013, la RFP para la generación de electricidad distinguía entre proyectos de "potencia firme" (carga base y/o carga intermedia) y proyectos de "potencia solar y/o eólica". En este contexto, se entiende que actualmente no se reconoce ninguna potencia firme para proyectos solares o eólicos.

La definición específica de potencia firme, así como la correspondiente remuneración de dicha potencia, se establece en los CCE específicos (no es información pública). No existe un CCE estándar que pudiera haberse incluido en uno de los procesos de solicitud de propuestas. Según la Estrategia de Energía Sostenible de Belice, Volumen 1, "no había ninguna indicación sobre la mayoría de los términos clave de los acuerdos de compra de energía (CCE) que se firmarían" en la solicitud de propuestas para la generación de electricidad de 2013 (MESTPU, 2015).

1.1.1 Conclusiones principales

El sector eléctrico de Belice se basa en el modelo de comprador único, sin que la normativa vigente establezca claramente una definición de potencia firme en el país y su uso comercial para la generación de ERV.

El concepto de potencia firme se aplica dentro de las definiciones de cada CCE firmado con Belize Electricity Limited.

Modernizar el marco normativo vigente e introducir más competencia en el proceso de compra de energía y potencia firme permitiría a las tecnologías competir mejor por los distintos productos y servicios.

1.2 COSTA RICA

El sector energético de Costa Rica tiene una estructura integrada verticalmente, con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) como institución autónoma de propiedad estatal que integra los segmentos de generación, transmisión y distribución en el país. Además de tener la mayor potencia en centrales eléctricas, el ICE gestiona la red de transmisión y distribuye parte de la electricidad. También es el único comprador de electricidad del país.

Los nuevos generadores pueden vender su producción al ICE a través de dos mecanismos: mediante un contrato regulado con el ICE⁷ o en virtud del esquema Construir-Operar-Transferir,⁸ en el que los precios son el resultado de una licitación pública.

Las normas técnicas nacionales se describen en las Normas Técnicas de Planificación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico, publicadas por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. La regulación menciona los conceptos de potencia nominal, factor de indisponibilidad, interrupciones forzadas, mantenimiento planificado y otros conceptos típicos necesarios para la adecuada operación del sistema eléctrico (ARESEP, 2016).

1.2.1 Conclusiones principales

El sector eléctrico costarricense está organizado bajo el modelo de comprador único, con el ICE como único comprador de electricidad en el país. En Costa Rica no existe un mercado de contratos abiertos ni un mercado al contado (ni de potencia ni de energía), y el concepto de potencia firme para contratos de mercado no existe.

Los principales desafíos observados que ayudarían a acelerar el desarrollo de la ERV están relacionados con la modernización del marco normativo, centrándose en la introducción de una mayor competencia.

7 La Ley n.º 7200 (1990) autoriza la generación privada en Costa Rica, a través de plantas de hasta 20 MW de potencia instalada de energía hidroeléctrica o de fuentes no convencionales; además, la ley establece que ningún proyecto debe superar el 15 % de la producción total de las centrales eléctricas de la red nacional. Todas las instalaciones privadas deben tener al menos un 35 % de propietarios costarricenses. En este régimen, los generadores privados firman un CCE con el ICE. El precio al que el ICE compra la electricidad lo calcula la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

8 La Ley n.º 7508, que corresponde al capítulo segundo de la Ley n.º 7200, describe el esquema Construir-Operar-Transferir, en el que las plantas pueden tener una potencia instalada máxima de 50 MW y el proceso de contratación se realiza mediante un sistema de licitación pública. El ICE está autorizado a comprar hasta un 15 % adicional de la potencia instalada nacional (30 % de la potencia instalada nacional en total). Los contratos y concesiones pueden tener una duración máxima de 20 años, con posibilidad de renovación.

2 MERCADOS ELÉCTRICOS LIBERALIZADOS

2.1 EL SALVADOR

La potencia firme se calcula anualmente, sigue un enfoque específico en función de cada tecnología (incluida la ERV) y se determina anualmente en tres etapas: (i) inicial (con base en la tecnología), (ii) provisional (utilizando un factor de ajuste de la demanda) y (iii) definitivo (considerando la demanda máxima observada, el despacho, etc.)

Normalmente, los contratos de suministro a largo plazo incluyen un compromiso de potencia firme y su energía asociada, pero en el caso particular de los contratos de ERV, en el pasado se han adjudicado contratos exclusivamente de energía. El pago por potencia firme para los generadores se estima al precio base de potencia establecido por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y está supeditado a transacciones previas de potencia firme (en el caso de El Salvador, balances de potencia firme).

2.1.1 Definición de potencia firme

La definición de potencia firme y su uso comercial en El Salvador se describe como la electricidad que una unidad generadora o central eléctrica puede suministrar al sistema, con una alta probabilidad, durante condiciones críticas de suministro.⁹ El periodo crítico se refiere al periodo en el que la probabilidad de déficit es, en general, distinta de cero; esto ocurre durante la sequía, cuando las entradas hidrológicas son menores.

2.1.2 Cálculo de la potencia firme

La potencia firme se determina en diferentes etapas. Las siguientes subsecciones ofrecen una descripción más detallada de la metodología utilizada para llegar a la cifra final.

a Potencia firme inicial

La potencia firme inicial se calcula utilizando distintos procedimientos en función de la tecnología de la central eléctrica. Los factores considerados en el cálculo son la disponibilidad del recurso primario (combustible, vapor, agua, biomasa, viento, sol, etc.), así como la tasa de interrupciones forzadas y de mantenimiento programado.

Unidades generadoras no convencionales

La potencia firme inicial de las unidades de generación renovables no convencionales existentes se determina como la generación anual dividida por 8 760 horas para el año de funcionamiento con la menor disponibilidad del insumo primario (la generación anual estimada más baja dentro de un historial de tres años de medidas de recursos naturales o la generación anual mínima en funcionamiento real). Para las nuevas centrales de energía renovable no convencional del sistema, el propietario debe presentar un cálculo de la potencia media anual a la SIGET para su aprobación.

⁹ Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), que entró en pleno funcionamiento en julio de 2011 (SIGET, 2011).

Centrales hidroeléctricas

La potencia firme inicial de una central hidroeléctrica es la electricidad que la central puede suministrar en el periodo crítico y en condiciones hidrológicas secas.

Para este cálculo, se selecciona el año más seco, de acuerdo con los flujos de entradas de agua históricas de la central. Utilizando los caudales del año más seco, se obtiene la media semanal de energía generada durante el periodo crítico y, a continuación, se identifica la potencia firme inicial de una determinada central hidroeléctrica, considerando la optimización energética semanal y la distribución inicial de potencia firme entre cada central hidroeléctrica.

Centrales térmicas y geotérmicas

La potencia firme inicial es igual a la electricidad neta máxima, multiplicada por un factor de disponibilidad que tiene en cuenta el mantenimiento, la falta de combustible (o vapor en el caso de las centrales geotérmicas) y las interrupciones forzadas.

Autoprodutores o cogeneradores

Para que a un autoprodutor o cogenerador se le reconozca potencia firme, debe poder demostrar al administrador del mercado eléctrico que es capaz de inyectar electricidad en el sistema a partir del excedente de su potencia instalada en relación con su demanda. Para calcular la potencia firme, los excedentes se representan como una unidad térmica con una potencia máxima igual al excedente máximo de electricidad. La potencia firme inicial de un autoprodutor o cogenerador es igual a su potencia máxima multiplicada por su disponibilidad.

b Potencia firme provisional

Una vez calculada la potencia firme inicial de las centrales eléctricas, se determina la potencia firme provisional al ajustar la suma de las capacidades firmes iniciales de todas las unidades a la demanda máxima del sistema en el periodo de control¹⁰ de la siguiente manera:

- Se calcula la suma de las capacidades firmes iniciales.
- El factor de ajuste de la demanda se determina como la relación entre la demanda máxima del sistema en el periodo de control y la suma de las capacidades firmes iniciales.
- La potencia firme de cada unidad generadora es igual a la potencia firme inicial multiplicada por el factor de ajuste de la demanda.

Las capacidades firmes provisionales se calculan cada año en junio y permanecen en vigor durante 12 meses.

c Potencia firme definitiva

Una vez transcurrido el periodo anual comprendido entre junio del año anterior y mayo del año en curso, se determinan las transacciones definitivas de potencia firme. Para ello, se sigue el siguiente procedimiento:

- La demanda máxima real del sistema y la demanda reconocida se calculan a partir de los retiros reales que se hayan producido. Esta demanda máxima se utilizará para calcular la potencia firme definitiva de las centrales, utilizando un factor de ajuste de la demanda, como se hizo para determinar la potencia firme provisional.

¹⁰ El periodo de control se define como las horas pico (de 6:00 p.m. a 10:59 p.m.) y el resto (de 5:00 a.m. a 5:59 p.m.) del periodo crítico.

- Los balances de potencia firme se calcularán para los subperiodos en los que se hayan producido altas o bajas de centrales eléctricas o modificaciones en los contratos.
- A cada mes se le aplicará el cargo por potencia correspondiente fijado por la SIGET.

2.1.3 Contratos de potencia firme, balances y liquidaciones

Cada mes, el administrador del mercado eléctrico examina el balance de potencia firme y revisa las diferencias entre las inyecciones de potencia firme (potencia firme reconocida a cada agente), los retiros de potencia firme y los compromisos de potencia firme, obteniendo los siguientes resultados:

- Los generadores cuya potencia comprometida en contratos sea inferior a la suma de las capacidades firmes de sus unidades de generación (más la compra a través de contratos) serán considerados vendedores de potencia firme por la diferencia entre ambos valores. De lo contrario, se considerarán compradores.
- Los distribuidores, usuarios finales o comercializadores cuya demanda reconocida sea inferior a la potencia comprometida en los contratos serán considerados vendedores de potencia firme por la diferencia entre ambos valores. De lo contrario, se considerarán compradores.

La potencia firme negociada se valora al precio regulado de la potencia firme y también puede negociarse bilateralmente mediante contratos de potencia firme. Los distribuidores están obligados a contratar por adelantado sus necesidades de potencia firme mediante licitaciones públicas.

En junio de cada año se calcula la potencia firme provisional y el balance de potencia firme previsto para los 12 meses siguientes. Durante cada uno de estos 12 meses (de junio a mayo), se liquidará mensualmente una doceava parte de las cantidades anuales determinadas en los balances de potencia firme.

Una vez finalizado este periodo, se compara el saldo final de potencia firme resultante con las cantidades abonadas en concepto de potencia firme provisional a lo largo del periodo anual comprendido entre junio del año anterior y mayo del año en curso, y se liquidan las diferencias.

2.1.4 Conclusiones principales

El concepto de potencia firme en El Salvador está bien definido. La metodología para el cálculo de la potencia firme sigue el mismo patrón observado en la región y utiliza diferentes metodologías para cada tecnología, incluyendo una metodología para ERV.

En El Salvador, el 100 % de la demanda de potencia firme debe contratarse previamente mediante licitaciones públicas. Así pues, las obligaciones de compra de potencia firme sirven para que los compradores de energía aseguren sus requerimientos futuros. El mercado de potencia es el mercado en el que el generador negocia los excedentes o déficits de potencia firme.

La metodología de cálculo de la potencia firme podría modernizarse aún más de las siguientes maneras:

- desarrollar una metodología unificada para todas las tecnologías que permita una competencia leal entre ellas
- introducir un mecanismo de equilibrio de la potencia en el que el precio se fije en función del equilibrio entre la oferta y la demanda.

2.2 GUATEMALA

La potencia firme se calcula anualmente, junto con el plan de despacho a largo plazo. La metodología aplicada pretende asegurar el suministro de la demanda firme con generación efectivamente disponible y económicamente eficiente para el sistema. La energía solar fotovoltaica no se tiene en cuenta en las metodologías de cálculo de la potencia firme, lo que da lugar a una oferta firme eficiente¹¹ asignado a cada central mediante una simulación de despacho del mercado mayorista de electricidad. Disponer de una oferta firme eficiente asignada es un requisito para firmar contratos de suministro con los distribuidores o para comercializar potencia firme en el balance diario de potencia.

Existen dos conceptos relacionados con la definición de potencia firme: oferta firme y oferta firme eficiente. A efectos de esta sección, el concepto de oferta firme eficiente se utilizará para referirse a la potencia firme.

2.2.1 Definición de potencia firme

En Guatemala, el concepto de potencia firme es ligeramente diferente al de otros países de la región, ya que considera la eficiencia económica. El Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala (AMM) supervisa el cálculo de la *oferta firme eficiente* (OFE) en función de la potencia máxima de la planta, su disponibilidad y su eficiencia económica mediante una simulación que optimiza el despacho de los generadores: este mecanismo garantiza que la demanda firme se cubra con generación efectivamente disponible y económicamente eficiente para el sistema. La oferta firme eficiente indica la cantidad máxima que una central eléctrica puede comprometer en contratos para cubrir la potencia requerida por la demanda (demanda firme).

2.2.2 Cálculo de la oferta firme eficiente (potencia firme)

En el proceso de reconocimiento de la oferta firme eficiente, el AMM considera:

- obligación de potencia firme para los compradores de energía
- potencia máxima de la central eléctrica (comprobada por el AMM al menos una vez cada tres años)
- coeficiente de disponibilidad de la central eléctrica
- estimación de la potencia firme de cada central eléctrica, en función de su tecnología
- eficiencia económica de la central eléctrica con respecto al parque de generación.¹²

Además, existen procedimientos bien definidos para calcular la oferta firme de una central eléctrica determinada, en función de su tecnología. Una vez fijado la oferta firme para cada central eléctrica, puede calcularse la oferta firme eficiente¹³.

a Cálculo de la demanda firme

El requerimiento de potencia firme para los compradores de energía (demanda firme) es el componente de la demanda máxima prevista asignado a cada distribuidor, exportador y usuario grande y se determina como la proporción entre la demanda prevista declarada del distribuidor, exportador o usuario individual grande y la suma de las demandas declaradas de todos los distribuidores, exportadores y usuarios grandes, correspondiente a la hora prevista para la demanda máxima prevista. La demanda correspondiente de cada distribuidor, exportador y usuario grande se determina para el periodo y el horario previstos para la demanda

¹¹ Oferta firme eficiente es el término utilizado en Guatemala para potencia firme.

¹² La eficiencia económica de cada unidad se determina mediante una simulación de despacho de dos años del mercado mayorista de electricidad.

¹³ La oferta firme eficiente se calcula anualmente según el procedimiento detallado en la Norma de Coordinación Comercial n.º 2 (NCC n.º 2). La NCC n.º 2 detalla el procedimiento a seguir para las pruebas de potencia y disponibilidad máximas, estudios e información necesarios, condiciones, criterios, etc. (AMM, 2022a).

máxima proyectada en función de la proyección de la demanda y del perfil de carga típico de ese distribuidor, exportador o usuario grande.

b Cálculo de la potencia firme para cada tecnología

La oferta firme (potencia firme) de cada unidad de generación es igual a la potencia neta máxima (descontando su consumo interno) que el generador puede producir, en función de sus características técnicas, su potencia máxima y su disponibilidad. El cálculo tiene en cuenta las restricciones de la central y las relacionadas con su sistema de transmisión asociado.

Potencia firme de las centrales hidroeléctricas

La oferta firme de las centrales hidroeléctricas se determina mediante una simulación del comportamiento del mercado mayorista utilizando el modelo de programación a largo plazo (modelo de despacho). El modelo simula el año estacional (de mayo a abril del año siguiente), incluyendo diferentes etapas y distintas series hidrológicas. La simulación utiliza una demanda proyectada representada por una curva monótona de al menos cinco bloques, donde el primer bloque debe tener una duración de una hora y representar la proyección de la demanda máxima.

El reconocimiento de oferta firme para esta tecnología se calcula como la inyección media de la central eléctrica durante las horas críticas (mayor requerimiento térmico) limitada por la potencia máxima disponible.

Potencia firme de las centrales eólicas

Para considerar que una central eólica tiene oferta firme, debe justificar la electricidad que puede garantizar a lo largo de todo el año estacional mediante un estudio basado en la altura de las palas y los registros de velocidad del viento de al menos cinco años, considerando también las indisponibilidades forzosas por pérdida imprevista de viento en la programación diaria.

Se calcula a partir de la producción energética previsible de la central eléctrica durante el requerimiento térmico máximo, con una probabilidad mínima del 95 % Anexo II, Ecuaciones Guatemala).¹⁴

Potencia firme de las centrales solares fotovoltaicas

Las centrales solares fotovoltaicas (FV) no se tienen en cuenta en la metodología de cálculo de la oferta firme.

Potencia firme de las unidades térmicas

La oferta firme de las unidades térmicas se calcula en función de la producción máxima de electricidad de la unidad multiplicada por su disponibilidad.

Potencia firme de las unidades térmicas que utilizan combustibles renovables (biomasa)

La oferta firme de dichas unidades térmicas se calcula en función de la producción máxima de electricidad de la unidad garantizada durante todo el año estacional en función de la disponibilidad mínima del combustible renovable declarada por el agente.

Potencia firme de las unidades geotérmicas

En el caso de las centrales geotérmicas, el cálculo de la oferta firme sigue la misma lógica que para las centrales eólicas: se considera la energía previsible con un 95 % de probabilidad de superación durante las horas de requerimiento térmico máximo.

¹⁴ En la actualidad, el AMM no reconoce ninguna oferta firme procedente de centrales eólicas.

c Cálculo del coeficiente de disponibilidad

El coeficiente de disponibilidad de las centrales eléctricas se calcula anualmente considerando los datos históricos de disponibilidad de los dos últimos años (horas disponibles, horas en mantenimiento programado, horas de interrupción forzada y las horas equivalentes a la degradación de la unidad).

d Oferta firme eficiente en la planificación a largo plazo

Una vez calculada la demanda firme y la oferta firme eficiente para cada tecnología, se elaboran los escenarios para los próximos dos años (año estacional más uno) utilizando el modelo de optimización utilizado por el AMM para la planificación a largo plazo (el modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica, o SDDP, por sus siglas en inglés), basándose en la potencia máxima de cada generador, los principales planes de mantenimiento comunicados, los contratos regionales de potencia firme, la información sobre la carga, los precios de los combustibles y los costos variables declarados. Si el resultado de la simulación es que la central despacha, entonces la oferta firme eficiente para cada unidad despachada ese año es igual a su potencia firme.

2.2.3 Contratos de potencia firme, balances y liquidaciones

En el mercado eléctrico guatemalteco, los distribuidores, minoristas y grandes usuarios están obligados a adquirir su potencia firme mediante contratos. Cada año, el AMM calcula la demanda que debe contratar cada uno de ellos. Si la oferta firme eficiente disponible para cubrir la demanda de potencia firme es inferior a los compromisos de potencia firme del generador, éste deberá adquirir el déficit mediante contratos con generadores que dispongan de oferta firme eficiente excedente o mediante el saldo diario de desvíos. Los generadores que no hayan comprometido la totalidad de su oferta firme eficiente mediante contratos firmados podrán vender la parte no comprometida a otros generadores (por contratos o por balance de potencia).

El balance de desviación de potencia es un mecanismo para las transacciones diarias de desviación de potencia.¹⁵ Cualquier diferencia entre la potencia firme comprometida (demanda) y la potencia firme de los generadores (oferta) se liquida en transacciones diarias. Las diferencias entre la demanda firme efectiva de cada distribuidor, usuario grande o exportador y su demanda firme contratada también deben liquidarse (Resolución del AMM, 2002).

Además, si un generador no tiene potencia firme en el país, no puede suscribir contratos firmes para cubrir la demanda. Solo puede comercializar su potencia firme al balance diario de desviación de potencia. El precio al que los generadores y consumidores venden actualmente sus excedentes en el balance de desviación de potencia firme es sustancialmente inferior al precio regulado (existe un excedente de potencia firme).

2.2.4 Conclusiones principales

El concepto de potencia firme en Guatemala está bien definido y se conoce como oferta firme eficiente. Las empresas distribuidoras que suministran energía deben comprar requerimientos de potencia firme, por lo que las obligaciones de compra de potencia firme actúan como una forma en la que las empresas aseguran sus requerimientos futuros.

La metodología para el cálculo de la potencia firme sigue el mismo patrón observado en la región y considera diferentes metodologías para cada tecnología, incluyendo una metodología para la energía eólica pero no para la energía solar fotovoltaica.

En Guatemala, aunque existe una metodología para reconocer la potencia firme de los aerogeneradores, en la práctica no se reconoce ninguna potencia firme. Además, la energía solar fotovoltaica no se tiene en cuenta en

¹⁵ Se rige por la Norma de Coordinación Comercial N.º 3 (NCC n.º 3) (AMM, 2022b).

la Norma de Coordinación Comercial n.º 2 ni en las metodologías de reconocimiento de la potencia firme. Así pues, la ERV solo se incluye parcialmente en el proceso de reconocimiento.

El principal desafío de cara al futuro que ayudaría a acelerar el desarrollo de la ERV es reevaluar las metodologías, con el objetivo de eliminar las barreras para la generación de ERV mediante la inclusión de todas las tecnologías en la normativa. Además, aumentar el nivel de competencia en el mecanismo de pagos por potencia firme ayudaría al desarrollo del mercado.

2.3 HONDURAS

La potencia firme se calcula anualmente según una metodología específica para cada tecnología (incluida la ERV). Una vez calculada, los generadores pueden vender su potencia firme a través de contratos con empresas de distribución, comercializadores, consumidores calificados, etc., o a través del mercado de oportunidad (mecanismo de desvíos de potencia firme).

2.3.1 Definición de potencia firme

La definición de potencia firme y su uso comercial en Honduras se describen en la norma técnica de potencia firme (CREE, 2021), la cual contiene las metodologías que el operador del sistema (ODS)¹⁶ aplicará a:

- La potencia firme de cada central eléctrica conectada a la red nacional interconectada
- El requerimiento de potencia firme de distribuidores, comerciantes y consumidores calificados
- Las desviaciones de potencia firme tanto de productores como de compradores de potencia firme.

La potencia firme se define como la potencia que una central eléctrica puede suministrar al sistema eléctrico con un alto factor de certidumbre durante las horas del periodo crítico del sistema.

El periodo crítico se describe como un conjunto de horas durante un mes o cinco semanas consecutivas para las que el "requerimiento térmico"¹⁷ es máximo, según las simulaciones probabilísticas del sistema. Una vez determinado el periodo de requerimiento térmico máximo, el ODS debe identificar un conjunto de horas o bloques de horas dentro de este periodo para los días típicos (laborales, sábados, domingos, festivos). El periodo crítico corresponde a aquellos bloques de horas durante los cuales el requerimiento de potencia es igual o superior al 92.6 % del requerimiento máximo de potencia del mes o grupo de cinco semanas identificado para el año en estudio y los dos años anteriores.

2.3.2 Cálculo de la potencia firme

El ODS simula el despacho económico de los sistemas para cada año, ejecutando 100 series hidrológicas utilizando el mismo modelo y la información aplicada para planificar la operación a largo plazo, pero sin considerar las restricciones de la red. A partir de los resultados, calculará el requerimiento térmico máximo y determinará las horas correspondientes al periodo crítico.

Para determinar la potencia firme que una central puede vender, el ODS debe considerar factores de indisponibilidad como el autoconsumo y los servicios auxiliares, las interrupciones planificadas y forzadas (incluida la indisponibilidad de las líneas radiales propiedad del productor que conectan la central eléctrica con la red de transmisión o distribución de la zona), la degradación física temporal de la central eléctrica y las limitaciones de la fuente de energía primaria (combustible, energía hidroeléctrica, radiación solar, viento, energía de un campo geotérmico, etc.). El ODS no tiene que considerar la indisponibilidad causada por el sistema principal de transmisión o las redes locales de distribución.

¹⁶ El ODS es la institución encargada del cálculo anual de la potencia firme de cada central eléctrica conectada al sistema interconectado nacional y responsable de publicar los resultados a finales de noviembre de cada año.

¹⁷ El requerimiento térmico es la suma de la generación de las centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles, las importaciones y la energía no suministrada.

A efectos del cálculo de la potencia firme, las centrales eléctricas se clasifican de la siguiente manera:

- centrales eléctricas que utilizan recursos renovables distintos del calor geotérmico (incluidas las centrales hidroeléctricas):
 - con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal y mensual
 - sin capacidad de almacenamiento y regulación (incluye la ERV, como la energía solar y eólica)
- centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, centrales eléctricas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles que funcionan todo el año y centrales geotérmicas.

a Plantas solares fotovoltaicas y eólicas

La generación de cada central se calcula simulando el periodo de requerimiento térmico máximo. La energía firme es el valor que se supera en el 95 % de los casos. A continuación, se calcula la potencia firme de cada central eléctrica basándose en el valor medio de la electricidad generada por hora durante las horas del periodo crítico.

b Centrales hidroeléctricas

A partir del despacho económico del sistema antes mencionado, se determina la cantidad de energía generada por cada central eléctrica durante el periodo de máxima demanda térmica para un total de 100 escenarios hidrológicos. La energía firme de cada central eléctrica se establece como la energía que la central supera en el 95 % de los casos totales.

Potencia firme para centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación

La potencia firme se obtiene al dividir la energía firme calculada en la simulación por el número total de horas durante el mes o durante cinco semanas de requerimiento térmico máximo.

Potencia firme para centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal y mensual

La potencia firme se obtiene al dividir la energía firme calculada en la simulación por el número de horas del periodo crítico.

Potencia firme para centrales hidroeléctricas con embalses anuales o plurianuales

La energía firme se determina con una simulación que considera la generación de la central eléctrica durante el periodo crítico que tiene una probabilidad del 95 % de ser superado.

El ODS divide la energía firme por el número de horas del periodo crítico para obtener una potencia. La potencia firme de la central eléctrica será el mínimo entre este valor, el producto de su potencia efectiva y su factor de disponibilidad, y la potencia máxima que la central eléctrica puede suministrar a la red con el nivel de embalse al final del periodo crítico.

c Centrales termoeléctricas

La potencia firme de cada central se calcula en función de su disponibilidad anual y de su potencia efectiva, entendida como la electricidad máxima que la central puede suministrar dadas las condiciones locales de temperatura y presión, su autoconsumo y cualquier otra restricción de generación.

Para la disponibilidad anual, el ODS debe considerar estas cuatro situaciones:

- mantenimiento programado
- indisponibilidad forzada
- reducción de la potencia eléctrica debido a la degradación
- reducción de la potencia eléctrica debido a retrasos, interrupciones o reducción del suministro de energía primaria.

2.3.3 Contratos de potencia firme, balances y liquidación

A través de contratos bilaterales, los compradores acuerdan adquirir potencia firme, energía y/o servicios auxiliares a generadores y comercializadores ubicados en países que forman parte del MER. El precio de estos contratos se acuerda libremente entre las partes, salvo en el caso de los distribuidores, que están obligados a contratar mediante un mecanismo de licitación pública.

Para un año determinado, cada central eléctrica tiene derecho a vender la potencia firme que el ODS haya reconocido previamente. Además, cada consumidor tiene la obligación de cubrir su demanda firme a través de contratos de potencia firme, incluyendo las pérdidas y el margen de reserva relacionados (requerimiento de potencia firme, según lo definido por el ODS cada año).

Además, cada mes el ODS verifica el cumplimiento de los valores anuales de potencia firme y los requerimientos de potencia firme (demanda) en comparación con la experiencia real.

El ODS liquidará mensualmente los desvíos de potencia tanto para los vendedores como para los compradores de potencia firme. El pago de los desvíos de potencia se liquidará al precio de referencia de la potencia,¹⁸ que se ajustará en función de la oferta firme y balance de demanda.

2.3.4 Conclusiones principales

El concepto de potencia firme en Honduras está bien definido. El mercado mayorista de la electricidad se puso en marcha en 2019, y el debate sobre la potencia firme se benefició de las experiencias de los países vecinos. Por ello, la metodología de cálculo de la potencia firme aumenta la competencia entre las distintas tecnologías, creando metodologías similares para todas las tecnologías, incluido el almacenamiento.

Como es habitual en la región, la demanda de potencia firme debe contratarse previamente mediante licitaciones públicas o contratos bilaterales. El excedente o déficit de potencia firme se negocia a través de un mecanismo de balance de potencia firme (dentro del mercado al contado), provocando que las obligaciones de compra de potencia firme actúen como una forma en la que los compradores de energía aseguran sus requerimientos futuros.

La metodología aplicada (que permite la competencia entre tecnologías) y la inclusión de las tecnologías de ERV muestran que el marco regulador incluye algunas de las mejores prácticas de los países vecinos. No obstante, el marco regulador podría mejorarse, por ejemplo, al crear un mercado de potencia que permita las ofertas y fomente la competencia entre los agentes.

En mayo de 2022, el Congreso nacional aprobó la nueva Ley de Electricidad, que disuelve el ODS y transfiere la operación del sistema y del mercado a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, de propiedad estatal. Por ello, los mecanismos comerciales de potencia firme explicados anteriormente pueden sufrir cambios en el futuro. A efectos de esta reseña, analizamos el marco normativo vigente en mayo de 2022.

¹⁸ Precio regulado establecido por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica con base en el costo de inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento de una unidad con tecnología adecuada para abastecer la demanda en horas pico, similar al esquema de otros países de la región.

2.4 NICARAGUA

La potencia firme se calcula sobre una base anual de acuerdo con una metodología que se aplica únicamente al generador a despachar y, por tanto, no incluye las tecnologías de ERV. Una vez calculada, los generadores pueden vender su potencia firme a través de contratos con empresas de distribución, comercializadores, consumidores calificados, etc., o a través del mercado de potencia de oportunidad (mercado de potencia al contado). Las cargas (distribuidores o consumidores calificados) tienen la obligación de cubrir el 80 % de su demanda con un año de antelación y el 60 % de su demanda con dos años de antelación.

2.4.1 Definición de potencia firme

El concepto de potencia firme en Nicaragua está descrito en la Normativa de Operación, que define la *potencia máxima garantizada* como la potencia efectiva de la planta (CNDC, 2022).

2.4.2 Cálculo de la potencia firme

Antes del 15 de octubre de cada año, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) debe determinar para cada generador (agente productor) la potencia firme de cada uno de sus "*grupos generadores a despachar*" (GGD) para el año siguiente. Este valor se calcula como su potencia efectiva, salvo que el CNDC identifique un déficit reiterado del generador respecto a la potencia firme comprometida que garantice los contratos a lo largo del año. En ese caso, la potencia firme se calcula al multiplicar la potencia efectiva por la disponibilidad media registrada en el periodo.

Durante el año, el CNDC supervisa el seguimiento del déficit de potencia firme de cada generador e incluye cualquier incumplimiento detectado (déficit) en su informe mensual o anual. El CNDC tiene en cuenta las siguientes situaciones que pueden afectar al rendimiento:

- indisponibilidad (salvo mantenimiento programado)
- limitaciones técnicas de las unidades generadoras o de las líneas de transmisión si pertenecen al agente de producción
- falta de combustibles para las centrales térmicas o de agua para las hidroeléctricas, que limitan su generación máxima.

Las centrales eléctricas no despachables (como las centrales hidroeléctricas de pasada, eólicas o solares) no se tienen en cuenta en este análisis y no tienen potencia firme reconocida.

La potencia firme reconocida para cada central eléctrica se incluye en el Informe Proyecciones de Demanda que publica anualmente el CNDC.

2.4.3 Contratos de potencia firme, balances y liquidaciones

Los consumidores y distribuidores calificados deben adquirir potencia firme para garantizar el suministro de su demanda recogida en el Informe de Proyecciones de Demanda, publicado por el CNDC cada año, para los dos años siguientes.

De acuerdo con el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, las empresas distribuidoras deben suscribir los CCE que cubran el 80 % de su demanda prevista con un año de antelación y el 60 % de la demanda prevista con dos años de antelación (MEM, 2021a). Los grandes usuarios (consumos superiores a 1 MW) deben comprar potencia firme por adelantado para cubrir el 80 % de sus requerimientos de potencia firme (y energía asociada) en el mercado de contratos, comprando el resto en el mercado de potencia al contado (MEM, 2021b).

La energía y la potencia pueden adquirirse mediante los CCE en el mercado de contratos. Los contratos pueden firmarse para potencia firme y energía, para comprar solo potencia o solo energía. Las cantidades de potencia firme o energía contratadas por día, por hora o por temporada pueden variar. El tipo de contrato depende de las partes implicadas (contratos de suministro o contratos de generación) y de la ubicación (contratos locales y contratos de exportación o importación), pero siempre se registran en el CNDC.

Un generador puede vender potencia firme (y energía) a través de contratos, limitados a su propia potencia firme (ya sea con unidades generadoras de su propiedad o contratos de potencia con otro generador). Las diferencias que surjan para cada agente entre los compromisos contractuales y la operación real serán gestionadas por el CNDC en el mercado de potencia al contado. La potencia restante puede venderse en el mercado al contado.

2.4.4 Conclusiones principales

Un usuario (distribuidor o consumidor calificado) debe comprar por adelantado una parte de su demanda de potencia firme, pero no la totalidad de sus requerimientos. Las obligaciones de compra de potencia firme sirven a los compradores de energía para asegurarse sus requerimientos futuros.

El concepto de potencia firme en Nicaragua está definido y se limita a las características de los generadores, no al periodo crítico del sistema. Las metodologías utilizadas se limitan a las tecnologías convencionales y no incluyen la generación de ERV.

El principal desafío de cara al futuro para fomentar la adopción de tecnologías renovables es la modernización del marco normativo para aumentar la eficiencia del sistema y la competencia en los mercados mayoristas de electricidad. La falta de participación de las ERV en el mix de generación y la modesta competitividad alcanzada por las tecnologías relacionadas exigen una reevaluación del concepto de potencia firme y de las metodologías utilizadas para calcularlo, con el fin de eliminar las barreras que dificultan el desarrollo de estas tecnologías.

2.5 PANAMÁ

La potencia firme se calcula anualmente según una metodología específica para cada tecnología. Sin embargo, en la práctica no se reconoce actualmente la potencia firme para la energía solar y eólica. Los distribuidores¹⁹ están obligados a contratar sus requerimientos de potencia firme por adelantado (el 100 % del requerimiento de potencia firme debe adquirirse con un año de antelación). Para ello, la principal herramienta es el mercado de contratos: los contratos de suministro a largo plazo suelen ser de potencia firme y su energía asociada (dependiendo de la tecnología). Además, los distribuidores pueden adquirir potencia firme para el año siguiente a través del servicio de reserva de largo plazo (licitación anual del SRLP). Además del SRLP, los generadores pueden vender potencia firme en el mercado de potencia al contado (mercado de desviaciones diarias).

2.5.1 Definición de potencia firme

En Panamá, la definición de potencia firme se recoge en las Reglas Comerciales, y el término utilizado es "potencia firme de largo plazo" (ASEP, 2018). Las metodologías para determinar la potencia firme de las unidades generadoras se definen en el Reglamento de Operación (versión 2018) y en las Metodologías de Detalle (versión 2017) (CND, 2022a y 2022b). Este procedimiento ha estado en vigor, con algunos cambios, desde el inicio del funcionamiento del mercado, siendo el principal cambio la incorporación de la metodología para determinar la potencia firme de las centrales eólicas y solares.²⁰ Sin embargo, la metodología que se aplica a las energías renovables suele dar lugar a que no se reconozca la potencia firme de estas tecnologías.

¹⁹ En Panamá, los distribuidores son empresas privadas.

²⁰ En 2019 se desarrolló un estudio de consultoría para la revisión del cálculo de la potencia firme para las centrales de generación conectadas al sistema interconectado nacional, pero sus principales recomendaciones aún no han sido incorporadas a la normativa.

La potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica, eólica o solar fotovoltaica se define como la electricidad que puede entregar y garantizar la central durante el periodo de máximo requerimiento del sistema, correspondiente a las horas de máxima demanda diaria, para una probabilidad de superación del 95 %, dado el régimen hidrológico, eólico o de radiación solar de la central.

La potencia firme de largo plazo de una central térmica es la electricidad que puede garantizarse en condiciones de máximo requerimiento del sistema, según las características técnicas y operativas de la central.

2.5.2 Cálculo de la potencia firme

El procedimiento utilizado por el Centro Nacional de Despacho (CND) para determinar la potencia firme de las distintas unidades de generación²¹ depende de la tecnología de las centrales eléctricas y puede resumirse del siguiente modo:

a Centrales eólicas y solares

La potencia firme se determina mediante un modelo de simulación que reproduce el funcionamiento de la central en un periodo meteorológico de al menos 20 años, determinándose la potencia firme para una probabilidad de superávit del 95 %. Una vez en funcionamiento, el reconocimiento de la potencia firme puede ajustarse para reflejar las condiciones operativas reales de las centrales eléctricas.

Los generadores eólicos deben presentar al CND una base de datos que incluya información específica relacionada con el emplazamiento del proyecto, como la distribución de la velocidad del viento, la dirección, la presión, la temperatura y la densidad, considerando un horizonte histórico de al menos 20 años y con datos reales de al menos los dos años más recientes.

Los generadores solares deberán presentar información a la Empresa de Transmisión Eléctrica, incluyendo un área de hidrometeorología y una base de datos que incluya información específica como la latitud y longitud de la ubicación de la planta, horas luz o brillo solar, densidad de nubes, temperatura del aire, porcentaje de humedad, orientación e inclinación, considerando un horizonte histórico de al menos 20 años y con datos reales de al menos los cinco años más recientes.

Como se observó en el último Informe de Capacidad Firme de Largo Plazo para 2022, publicado por el CND, la utilización de esta metodología en el reconocimiento de potencia firme para proyectos solares y eólicos dio como resultado que no se reconociera potencia firme (CND, 2022c).

Los resultados de la metodología muestran margen de mejora, ya que no se reconoce potencia firme para la generación solar fotovoltaica, y sin embargo la máxima demanda diaria en Panamá se produce en horario diurno.

b Centrales termoeléctricas

La potencia firme de una central térmica es igual a su potencia efectiva, afectada por la tasa de indisponibilidad que asume el generador, que no puede ser superior a la tasa de indisponibilidad real de la central en los tres últimos años (los años históricos considerados son de agosto a julio). La disponibilidad comprometida puede variar a lo largo del año.

²¹ Antes del 1 de noviembre de cada año, el CND debe informar a los participantes en el mercado de su potencia firme reconocida para el año siguiente.

c Centrales hidroeléctricas

La potencia firme de una central hidroeléctrica es función de las características de su embalse, que vienen determinadas por el modelo PLANH²² siguiendo las siguientes distinciones:

Centrales hidroeléctricas de pasada

Los caudales históricos determinan la energía producida por la central para cada serie hidrológica. La potencia firme es la energía que tiene una probabilidad de superación del 95 % dividida por ocho horas.

Centrales hidroeléctricas de embalse

La potencia firme se determina al optimizar la producción de las centrales eléctricas durante un periodo de 30 años teniendo en cuenta la serie histórica de flujos. El proceso de optimización calcula la energía que tiene una probabilidad de superación del 95 %; la potencia firme se obtiene al dividir esta energía por ocho horas.

El modelo PLANH

PLANH simula la operación de los embalses del sistema panameño a través de un modelo cuyo objetivo es emular su operación "real" y, consecuentemente, la producción de electricidad en las centrales hidroeléctricas del sistema, considerando un horizonte de largo plazo (máximo de 38 años con escalonamientos mensuales). Este problema se formula como un problema de programación dinámica, en el que se representa la ecuación de balance hídrico entre las centrales hidroeléctricas "en cascada" y las capacidades de las turbinas, tanto en las centrales de embalse como en las de pasada (sin potencia de regulación).

PLANH también ejemplifica la diversidad hidrológica de las afluencias hidroeléctricas, particularmente en la hidrología más seca observada en el pasado, y muestra las centrales hidroeléctricas existentes y en construcción. Sin embargo, el modelo no aborda el problema operativo completo, ya que solamente se ocupa del sistema hidroeléctrico. En este sentido, PLANH difiere significativamente del modelo utilizado para la operación real del sistema eléctrico panameño (el modelo SDDP).

2.5.3 Contratos de potencia firme, balances y liquidaciones

En el mercado panameño, los compradores de energía (distribuidores y grandes usuarios) están obligados a contratar por adelantado su requerimiento de potencia firme (demanda máxima de generación). Las reglas comerciales establecen tres formas de negociar la potencia firme:

- **Mercado de contratos:** en este mercado a largo plazo, las empresas de distribución (y los grandes usuarios) buscan garantizar el suministro a sus clientes regulados (o satisfacer la demanda de los grandes usuarios). El mercado de contratos estabiliza los precios y fomenta la inversión en nuevas capacidades, lo que, a su vez, garantiza el suministro a largo plazo. Los contratos suelen tener un pago de potencia constante por la potencia firme comprometida y un pago de energía variable basado en la energía real suministrada.
- **Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo (LTRS):** se trata de una licitación anual destinada a que los distribuidores o grandes usuarios contraten sus requerimientos de potencia firme aún no cubiertos por contratos a largo plazo. Una vez al año, normalmente en enero o febrero de cada año, el operador del sistema (CND) calcula la parte de la demanda prevista aún no comprometida en contratos a largo plazo y realiza una licitación entre los generadores para que oferten en el LTRS. Cualquier generador puede

²² Software utilizado por el CND para determinar la potencia firme de las centrales hidroeléctricas del sistema panameño.

participar ofertando un precio por su potencia firme no comprometida, y el CND clasifica las ofertas en orden ascendente de precio hasta que satisfacen el requerimiento de potencia de reserva de largo plazo del sistema. La oferta aceptada de mayor precio define el precio de la potencia firme en el LTRS, y a todos los generadores cuya oferta haya sido aceptada se les asigna este mismo precio. El precio ofertado tiene un tope definido por la regulación (el mismo tope que para el mercado diario de desvíos de potencia).

- **Mercado de potencia al contado (mercado de desviaciones diarias):** este mercado compensa las desviaciones a corto plazo (diarias) entre la potencia firme comprometida y la potencia firme comercial reconocida. En este mercado, los compradores de energía y los generadores intercambian potencia en la hora de máxima generación del día. De acuerdo con las reglas comerciales actuales, cada agente del mercado con un excedente de potencia puede ofertar un precio al que está dispuesto a vender dicho excedente de potencia. El precio de oferta no puede superar el precio máximo fijado por el CND para cada día, estimado como el precio máximo de potencia de los contratos de suministro a largo plazo que se repercuten en las tarifas de los usuarios finales.

En los dos primeros mercados (de contratos y LTRS), los generadores pueden ofrecer potencia hasta alcanzar su potencia firme reconocida a largo plazo o adquirida (como se ha definido anteriormente).

En el mercado de potencia al contado (mercado de desvíos diarios), los generadores pueden ofrecer potencia hasta alcanzar su potencia comercial máxima.²³ En el caso de una central hidroeléctrica, dependiendo de las condiciones hidroeléctricas, la potencia disponible para el mercado diario de compensación puede ser superior a la reserva firme a largo plazo. Solo en condiciones muy secas la potencia firme a largo plazo será igual a la potencia comercial.

Cada día, el CND también liquidará los desvíos de potencia tanto para los vendedores como para los compradores de potencia firme. El pago por desvíos de potencia se realizará al precio resultante del balance entre las ofertas de potencia firme (oferta) y la demanda de potencia firme. Normalmente, los precios se fijan en valores bajos, significativamente inferiores al precio máximo regulado.

2.5.4 Conclusiones principales

El concepto de potencia firme en Panamá está bien definido, y las metodologías para calcularlo están claramente establecidas para la generación de ERV, pero el resultado siempre asciende a cero reconocimiento. Aunque considera 20 años de datos históricos, según los agentes del mercado el nulo reconocimiento de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica es consecuencia de su metodología restrictiva. Dado que la demanda máxima de energía de Panamá se produce durante las horas diurnas, una cierta cantidad de potencia firme procedente de la contribución de ERV parece adecuada.

Los compradores de energía deben adquirir sus requerimientos de potencia firme con un año de antelación a través de licitaciones o de los servicios auxiliares de largo plazo (LTRS). Así, las obligaciones de compra de potencia firme sirven a los compradores de energía para asegurar sus requerimientos futuros. Para los generadores, el mercado de potencia (mercado de desvíos diarios) facilita las transacciones diarias de excedentes o déficits de potencia firme.

La asociación del concepto de potencia firme con la probabilidad de que la tecnología pueda abastecer la demanda en el periodo crítico está bien establecida en la normativa; sin embargo, la metodología aplicada en la práctica demuestra que supone una barrera para los generadores de ERV debido al nulo reconocimiento de potencia firme para estas tecnologías.

Es necesaria una modernización de las normas reguladoras, comerciales y operativas para mejorar las señales de precios en cada mercado y la definición del producto de potencia firme y las metodologías.

²³ La potencia máxima que un generador puede proporcionar durante un periodo máximo de 15 minutos, teniendo en cuenta las restricciones operativas de la unidad (por ejemplo, restricciones propias, limitaciones de combustible en el caso de las centrales térmicas y restricciones de transmisión).

3 REFERENCIA INTERNACIONAL

Esta sección describe las principales características del concepto de potencia firme en cuatro países de la región que operan mercados eléctricos mayoristas nacionales y que han implementado metodologías para el reconocimiento de la potencia firme para la generación de ERV. El objetivo de este análisis es comprender el uso típico de la potencia firme en toda la región e identificar la mejor línea de actuación de cara al futuro.

Cabe señalar que, si bien el Mercado Eléctrico Regional (MER) está organizado en un mercado regional de contratos y un mercado regional al contado que permite a sus participantes intercambiar energía, no existe un mercado regional de potencia en el MER.

3.1 BRASIL

La fiabilidad del sistema brasileño se garantiza mediante el concepto de garantía física (es decir, energía firme en lugar de potencia firme como se observa en otros países). La garantía física se calcula según una metodología específica para cada tecnología (incluidas las ERV) y es un parámetro importante para el equilibrio entre la oferta y la demanda, ya que se utiliza para dos fines fundamentales en Brasil: define la cantidad máxima de energía que una central eléctrica puede comercializar en contratos de energía y, en el caso de las centrales hidroeléctricas, define la cuota de participación de la central en el Mecanismo de Reasignación de Energía.

3.1.1 Definición de potencia firme

El mercado brasileño no cuenta con un mercado de potencia organizado en el que los generadores puedan intercambiar potencia firme. La fiabilidad del sistema brasileño se salvaguarda mediante el concepto de garantía física (o certificado de energía firme), que determina la cantidad de energía que una central eléctrica puede suministrar en un año seco.²⁴

3.1.2 Cálculo de la garantía física

El cálculo de la garantía física de los proyectos de generación, así como su revisión, es responsabilidad de la Empresa de Pesquisa Energética y sigue metodologías y criterios específicos en función de la tecnología de la central eléctrica.

La garantía física total del sistema se define como la demanda máxima que el sistema puede suministrar con una cierta probabilidad de superación en condiciones críticas (año seco).

Esta cantidad de energía puede repartirse entre todos los proyectos de generación que componen el sistema. Así, el valor atribuido a cada proyecto constituye su garantía física, que es el respaldo físico de dichos proyectos desde el punto de vista de la comercialización de la energía mediante contratos.

²⁴ El valor en megavatios medios es la energía de un periodo de tiempo (megavatios-hora) dividida por las horas del periodo. Es una aproximación a la energía suministrada o demandada en un periodo de tiempo.

La garantía física se calcula en el nodo de conexión de la central eléctrica. Sin embargo, el punto de referencia para verificar la suficiencia de la planta para abastecer los contratos está en el centro de gravedad de cada subsistema (el sistema está organizado y dividido en cuatro subsistemas regionales). El centro de gravedad de un subsistema es un lugar de referencia (nodo de referencia) en el que se liquidan las transacciones.

Así, para los proyectos conectados a la red de transmisión, hay que descontar tanto las pérdidas de transmisión como el consumo interno de la central (incluidas las pérdidas de la central a la subestación de transmisión a la que está conectada). En algunos casos, el certificado de energía firme se calcula en el nodo de la subestación, y en esos casos no es necesario descontar el consumo interno.

a Garantía física de las centrales eólicas y solares

En el caso de los proyectos eólicos y solares, la garantía física se calcula a partir de los datos de producción certificados por entidades independientes y tiene en cuenta la declaración mensual de disponibilidad de energía del agente.²⁵ En el caso de los proyectos eólicos, la garantía física se asocia a la producción que tiene una probabilidad de superación del 90 %, a la indisponibilidad evaluada (forzada y programada) y al consumo interno anual estimado y a las pérdidas (MME, 2016).

La producción anual de energía certificada debe tener en cuenta las pérdidas debidas a la disposición de los aerogeneradores, las condiciones meteorológicas locales, la densidad del aire y la degradación de las palas, así como las pérdidas aerodinámicas del propio parque y los efectos de estela y turbulencia de otros parques, entre otros factores.

En el caso de los proyectos solares fotovoltaicos, la garantía física es similar a la de los aerogeneradores, pero asociada a una producción que tiene una probabilidad de superación del 50 %.

La producción anual certificada de energía solar fotovoltaica tiene en cuenta las pérdidas relacionadas con la temperatura, la suciedad, el sombreado angular y espectral, la degradación de los módulos, el desajuste, la tolerancia en la potencia nominal de los módulos, la resistencia interna en el cableado, la eficiencia del inversor y el control de la potencia máxima, la degradación inicial de los módulos y el nivel de irradiancia, entre otros factores.

b Garantía física de las centrales hidroeléctricas

Para el cálculo de la garantía física de las centrales hidroeléctricas, se realizan simulaciones energéticas del sistema centralizado de Brasil, utilizando los modelos de generación hidrotérmica NEWAVE y SUISHI. Los principales criterios de simulación incluidos en el cálculo son los siguientes (EPE, 2022a):

- cinco años de simulación
- elaboración de una política operativa con 200 informes adelantados y 20 informes retroactivos
- acoplamiento hidráulico entre depósitos de energía equivalentes
- no se tienen en cuenta las tendencias hidrológicas
- despacho de centrales térmicas
- topología de red a nivel de cuatro subsistemas
- valor condicional en riesgo con parámetros alfa = 50 % y lambda = 40 % para series hidrológicas (MME, 2017).

²⁵ El Reglamento Portaria MME N.º 101 del 23 de marzo de 2016, define la garantía física para los proyectos solar FV y eólico.

Las garantías físicas de las centrales hidroeléctricas deben revisarse cada cinco años, y se requiere una revisión extraordinaria²⁶ en caso de modificaciones como repotenciación, modernización, cambio de diseño o similares. Las revisiones ordinarias se han aplazado periódicamente, y en 2017 se llevó a cabo una primera revisión general de valores; cualquier ajuste se limita al 5 % del valor original.

c Garantía física de las centrales térmicas

Para el cálculo de la garantía física de las centrales térmicas, se realizan simulaciones energéticas del sistema centralizado de Brasil utilizando el modelo de despacho NEWAVE.

Para las unidades térmicas, la garantía física es función de su potencia disponible (descontando el mantenimiento programado y las interrupciones forzadas) y se ajusta mediante un factor basado en su probabilidad de despacho, que a su vez depende del costo variable (cuanto mayor sea el costo, menor será el reconocimiento de la garantía física) y del nivel de inflexibilidad.

El valor de la garantía física se revisa anualmente en agosto (y entra en vigor en el mes de enero siguiente) y se basa en la media móvil de la indisponibilidad real de la planta en los 60 meses anteriores al mes de cálculo. La garantía física de una central térmica puede modificarse durante su explotación comercial debido a cambios en su rendimiento.

3.1.3 Contratos de potencia firme, balances y liquidaciones

Dado que no existe un mercado de potencia firme para el comercio, los generadores pueden comerciar con la garantía física (potencia firme) mediante acuerdos bilaterales.

La fiabilidad del suministro brasileño está garantizada por las dos normas básicas de regulación del sector eléctrico brasileño:²⁷

- 1.** Los compradores de energía (tanto libres como regulados) deben adquirir el 100 % de su demanda mediante contratos. La cobertura de la demanda se verifica a posteriori al comparar la energía acumulada consumida frente a la contratada. Si la energía contratada es inferior a la consumida, el usuario debe pagar una penalización asociada al costo de crear nueva potencia.
- 2.** Los contratos de energía deben estar cubiertos por la garantía física calculada por la Empresa de Pesquisa Energética y declarada para cada proyecto por el Ministerio de Minas y Energía, y deben reflejar la energía anual que el proyecto puede suministrar con certeza en situaciones específicas.²⁸ La garantía física es la cantidad máxima de energía que los proyectos pueden comercializar en contratos.

La combinación del requerimiento de cobertura del 100 % de la demanda contratada y la garantía del 100 % de la potencia media contratada crea un vínculo tal que el crecimiento de la demanda y la instalación de nueva potencia garantizan la seguridad del suministro del sistema a largo plazo.

Las operaciones de compraventa de garantías físicas entre agentes son bilaterales y los certificados pueden negociarse. Durante la vigencia de un contrato, estas garantías también pueden ser sustituidas por otras.

La garantía física es un parámetro importante para el equilibrio entre la oferta y la demanda y se utiliza con dos fines fundamentales en Brasil: determinar la cantidad máxima de energía que una central eléctrica puede comercializar en contratos de energía y, en el caso de las centrales hidroeléctricas, marcar la cuota de participación de la central en el Mecanismo de Reasignación de Energía. El certificado de energía firme también forma parte del contrato de concesión hidroeléctrica y de la autorización de energía térmica.

²⁶ Además, se requiere la autorización de la Agencia Nacional de Electricidad y la sanción del Ministerio de Minas y Energía.

²⁷ Nuevo modelo establecido por las Leyes n.º 10.847 (2004) y n.º 10.848 (2004).

²⁸ Como averías en los equipos, problemas inesperados en el suministro de combustible y, principalmente, la aparición de condiciones hidrológicas secas.

3.1.4 Conclusiones principales, buenas prácticas y desafíos

El concepto de potencia firme no está definido en Brasil, pero se ha definido una herramienta similar: la garantía física, que puede asimilarse a un concepto de energía firme. Dado que Brasil ha mostrado históricamente altos niveles de generación hidroeléctrica con capacidad de optimización, el equilibrio instantáneo del sistema no ha sido un problema, por lo que la regulación se centra en equilibrar el sistema a largo plazo en condiciones críticas (años secos). Con una mayor participación de la generación de ERV en el mix energético observado durante los últimos años, el gobierno brasileño ha comenzado a introducir señales de potencia firme, pero estas se limitan a la introducción de subastas de potencia (la primera en 2021).

Los compradores de energía deben adquirir por adelantado el 100 % de sus requerimientos de energía, y el generador debe respaldar el 100 % de sus compromisos contractuales con una garantía física. Con esta regla, el diseño del mercado garantiza que el suministro necesario estará disponible cuando se demande en condiciones críticas.

También se define la metodología para calcular la garantía física para la generación de ERV, y el uso de modelos de despacho para calcular la contribución de las centrales eléctricas para alcanzar la certidumbre del análisis de los avances del sistema respecto al impacto y la contribución de cada central eléctrica durante el periodo crítico.

Con base en modelos de despacho que optimizan el uso de la energía almacenable (embalse de agua, por ejemplo), la metodología considera el efecto de la central eléctrica en distintos periodos del día (la generación diurna almacena energía en embalses para utilizarla durante la noche) captando la contribución de la flexibilidad a la fiabilidad del sistema.

Uno de los retos para los reguladores es la necesidad de introducir una definición formal de potencia firme relacionada con el equilibrio instantáneo entre la demanda y la oferta, que pueda indicar las señales correctas para mejorar la fiabilidad instantánea del sistema. Una definición formal ayudaría al desarrollo de soluciones (como el almacenamiento) que puedan prestar el servicio y contribuir a un mayor desarrollo de la generación de ERV.

Otro reto es la creación de un mercado formal organizado de potencia firme en el que los agentes puedan intercambiar sus excedentes o requerimientos y en el que la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil pueda garantizar la competitividad de estas transacciones.

3.2 CHILE

La compensación por potencia firme en Chile viene determinada por un concepto conocido como potencia de suficiencia, que representa la potencia de una unidad generadora de asegurar el suministro para satisfacer la demanda a largo plazo. La potencia de suficiencia se calcula por etapas y según una metodología específica para cada tecnología (incluida la ERV). Los generadores pueden vender o comprar potencia de suficiencia a través de los CCE o al balance mensual de potencia.²⁹

El posible nuevo marco normativo se centra en:

- unificar la metodología de reconocimiento de la potencia firme para diferentes tecnologías
- incluir las nuevas tecnologías (almacenamiento)
- Incluir un factor de penalización para las tecnologías ineficaces

²⁹ Esta sección describe el marco normativo vigente en enero de 2022 (Ministerio de Economía, 2006); en el momento de redactar este documento se estaba debatiendo un nuevo marco normativo para el reconocimiento de la potencia firme.

- cambiar el momento crítico asociado en el que se evalúa la potencia firme de las horas de máxima demanda a las horas críticas del sistema.

3.2.1 Definición de potencia firme

La potencia firme en Chile se conoce como *potencia de suficiencia*, que se refiere a la capacidad de un generador para abastecer la demanda en un escenario crítico que afecte a todo el sistema eléctrico (demanda máxima en condiciones hidrológicas secas e indisponibilidad de centrales eléctricas). La suficiencia de un sistema o subsistema se refiere a su capacidad para abastecer la demanda máxima, considerando la fiabilidad del suministro de cada una de sus unidades generadoras dada la incertidumbre asociada a la disponibilidad de combustible, las interrupciones forzadas y la indisponibilidad de la infraestructura que conecta la unidad al sistema de transmisión o distribución.³⁰

Cada agente generador debe ser capaz de satisfacer sus compromisos de demanda máxima cada año, ya sea mediante su propia potencia o al contratar a otros generadores. Las transferencias de potencia firme entre generadores vienen determinadas por la potencia firme final y la demanda máxima del sistema.

3.2.2 Cálculo de la potencia firme (potencia de suficiencia)

La metodología para calcular la potencia firme puede resumirse del siguiente modo:

- Determinar la potencia inicial de las centrales térmicas, hidráulicas y de energías renovables no convencionales, en función de la disponibilidad de recursos energéticos primarios.
- Reducir la potencia inicial en función de los periodos de mantenimiento programados y del autoconsumo.
- Realizar un análisis probabilístico para obtener el valor esperado de la potencia que contribuye a la suficiencia del suministro de la demanda máxima del sistema o subsistema. Este resultado se denomina potencia firme preliminar.
- Ajuste la potencia firme preliminar de cada central de forma que la suma de estas capacidades sea igual a la demanda máxima. Estas capacidades firmes ajustadas corresponden a la potencia firme final de las unidades.

Las tecnologías cubiertas por la metodología son la térmica, la hidroeléctrica, la solar fotovoltaica, la solar térmica, la eólica, la geotérmica y la biomasa. El efecto del almacenamiento en la energía solar fotovoltaica y eólica forma parte de la metodología, pero los beneficios de estas tecnologías no se recogen adecuadamente. Los debates actuales de las autoridades se refieren a la mejora de la metodología para representar mejor la flexibilidad de las tecnologías de almacenamiento en el sistema y sus beneficios.

a Potencia inicial y máxima

La potencia máxima de una central eléctrica es la potencia activa bruta máxima que puede mantener una unidad generadora en un periodo mínimo de cinco horas.

La potencia inicial tiene en cuenta la potencia máxima y la disponibilidad del recurso energético primario (para las unidades térmicas, la potencia firme inicial considera la disponibilidad de suministro de combustible). Por tanto, es inferior o igual a la potencia máxima.

³⁰ Ministerio de Economía, 2006. Las metodologías están reguladas por la Resolución Exenta 54, "Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras" (CNE (Chile), 2022), como parte del Decreto Supremo 62 de 2006 y sus modificaciones.

Generadores renovables

Para las centrales solares fotovoltaicas, eólicas y de otras fuentes renovables no convencionales, la potencia firme inicial se obtiene al multiplicar la potencia máxima de la central por el menor de los siguientes valores:

- factor de planta medio anual más bajo de los últimos cinco años (anteriores al año de cálculo)
- factor de planta medio simple de la unidad durante el último año en las 52 horas de mayor demanda del sistema o subsistema.

Generadores hidroeléctricos

Para los generadores hidroeléctricos, se utiliza la media de los dos años hidrológicos con los caudales más bajos (condiciones más secas del sistema). Para las centrales con potencia de regulación, la potencia firme inicial se determina utilizando el factor de potencia de la central correspondiente al volumen medio del embalse. Si no se dispone de potencia de regulación, se utiliza el factor de potencia medio.

Generadores térmicos

En este caso, la disponibilidad del insumo principal depende de las horas en las que las limitaciones de combustible hicieron que la unidad generadora estuviera fuera de línea o en las que su producción estuvo restringida (*es decir*, en servicio, pero impedida de inyectar su potencia bruta máxima), su producción de electricidad resultante y el número total de horas que la unidad estuvo en funcionamiento.

La potencia firme inicial de las unidades térmicas que funcionan con un solo combustible se calcula como el producto de la potencia máxima y la menor disponibilidad del insumo principal de los últimos cinco años. La potencia firme inicial no depende del tipo de combustible, solamente de su disponibilidad.

Para las unidades de generación que pueden funcionar con combustible alternativo, la potencia inicial se determina como el valor de la potencia inicial sin combustible alternativo, más la potencia máxima asociada al combustible alternativo ponderada por el *factor 1 - disponibilidad del insumo principal*.

Autogeneradores

Para participar en el balance mensual de potencia firme (transferencias), un auto generador debe poder ofrecer excedentes de energía de forma permanente. Se entiende por excedente de potencia la diferencia entre la potencia de generación instalada y su demanda máxima anual.

b Potencia firme preliminar

La potencia firme preliminar se determina por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) utilizando un modelo probabilístico que considera para cada unidad generadora su potencia firme inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y autoconsumo. El modelo calcula para cada unidad su contribución prevista a la suficiencia.

c Potencia firme final

La potencia firme final de cada central eléctrica se determina utilizando como base la potencia firme, escalada por un único factor de ajuste para todas las unidades, de forma que la suma de la potencia firme de todas las unidades sea igual a la demanda máxima del sistema.³¹

³¹ La demanda máxima se define como la demanda bruta del Sistema Eléctrico Nacional menos el consumo interno de las centrales eléctricas durante los 52 valores horarios más altos de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema para el año de cálculo.

Si la red de transporte no puede transmitir la potencia de alguna de las unidades, el reconocimiento de potencia firme se reducirá de forma que desaparezca la restricción, aumentando proporcionalmente la potencia firme de las unidades restantes.

3.2.3 Contratos de potencia firme, balances y liquidaciones

En Chile, las empresas de distribución deben contratar por adelantado sus necesidades de energía y potencia. Los contratos regulados (los celebrados entre generadores y distribuidores) son el resultado de licitaciones públicas con requerimientos fijos de energía y potencia.

Los generadores pueden vender su potencia firme a través de los o al balance mensual de potencia firme. Si un generador vende más de su propia potencia de suficiencia, se considera comprador por la diferencia y debe pagarla a través del balance mensual (liquidado a través del CEN). Del mismo modo, si un generador vende menos de su potencia de suficiencia, automáticamente vende el exceso en el balance mensual y recibe el pago asociado a través del CEN; esto da lugar a que no haya restricciones en la venta o compra de potencia de suficiencia. Si una unidad de generación tiene un compromiso firme que supera su propia potencia de suficiencia, ese compromiso puede respaldarse por todas las unidades de generación pertenecientes a la misma empresa o mediante compras a otros generadores.

Los contratos de potencia al contado pueden negociarse libremente, pero los precios suelen aproximarse a los precios regulados previstos.

3.2.4 Conclusiones principales

El concepto de potencia firme está bien definido en la normativa chilena. Las metodologías para el reconocimiento de la potencia firme son claras e incluyen el reconocimiento de la generación de ERV.

Los compradores de energía (empresas distribuidoras o usuarios libres) deben adquirir por adelantado sus requerimientos de potencia firme. Los compradores de energía no participan en ninguno de los mercados o balances de energía o potencia, y todos sus requerimientos deben satisfacerse a través de un CCE, lo que da lugar a un mercado de energía al contado y a balances mensuales de potencia firme que son solamente para los generadores.

Además, Chile ha implantado una obligación de compra de energía renovable, con un objetivo del 20 % para 2025, lo que significa que para 2025 los compradores de energía están obligados a adquirir el 20 % de su demanda de energía de fuentes renovables (Gobierno de Chile, 2013).

La asociación del concepto de potencia firme con la probabilidad de que la tecnología pueda abastecer la demanda en el periodo crítico está bien establecida en la normativa; sin embargo, se utilizan diferentes metodologías para las distintas tecnologías.

Los debates actuales en Chile se refieren a cómo aplicar una nueva metodología que permita la competencia entre las distintas tecnologías por los ingresos de potencia firme. Esta modernización del marco normativo está en curso y se centrará en mejorar las señales del mercado para asignar correctamente riesgos y beneficios a los distintos agentes.

Un desafío futuro será la introducción de un mercado de potencia firme en el que el precio de la potencia firme será el resultado de un mercado competitivo.

3.3 MÉXICO

En México, el Mercado para el Balance de Potencia es un mercado anual ex-post cuyo objetivo es promover la inversión en nueva potencia. Para ello, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) estima un requerimiento de potencia para los consumidores y la reconoce a aquellos generadores que estuvieron disponibles durante las 100 horas críticas del sistema.

3.3.1 Definición de potencia firme

Dentro de las Bases del Mercado Eléctrico, la base 11 establece las disposiciones generales para el mercado de potencia y la metodología de cálculo de la potencia firme, conocida como *disponibilidad de producción física* en la normativa mexicana (CENACE, 2015).

La potencia firme es un producto comercial que los generadores pueden intercambiar y mediante el cual adquieren la obligación de garantizar la disponibilidad de producción física y ofrecer la energía correspondiente en el mercado diario y en el mercado en tiempo real.

3.3.2 Cálculo de la potencia firme

La disponibilidad de producción física de un generador está sujeta a la disponibilidad media del generador durante las 100 horas críticas del sistema eléctrico pertinente.³² Las 100 horas críticas se definen al final de cada año como las 100 horas con las reservas mínimas de generación en el sistema eléctrico.³³

El cálculo de la disponibilidad de producción física depende del tipo de generador (firme o intermitente):

- **Generación térmica:** potencia media disponible durante las 100 horas críticas.
- **Generación hidráulica, solar o eólica:** producción real media durante las 100 horas críticas.

La diferencia en el método de cálculo entre la generación térmica y la renovable se debe a la contribución que aporta cada una de estas tecnologías al margen de reserva y, en consecuencia, a la consecución de la seguridad de suministro de la energía demandada.

La generación térmica puede suministrar la energía demandada durante las horas críticas, cuando está disponible, aunque podría no ser despachada.

En cambio, la disponibilidad real de la generación renovable depende de la disponibilidad de su recurso natural primario (agua, viento, sol), que depende de las condiciones meteorológicas. Por este motivo, la potencia de las renovables durante las horas críticas se mide con la generación real durante dichas horas; la producción anual de energía de las renovables también depende de las condiciones meteorológicas. La correlación entre la producción total anual de energía y la producción real de energía durante las 100 horas más críticas no es directa. Es posible que en los años en los que la producción anual de energía sea inferior al valor medio (P50), la producción real durante las 100 horas más críticas sea superior a la media. Lo contrario también es posible.

³² Sistema Eléctrico Nacional o los sistemas de Baja California o Baja California Sur.

³³ La reserva total (para cada zona de potencia) se calculará del siguiente modo:

- Para cada hora, la disponibilidad de generación es igual a la potencia máxima de las unidades de generación firme (neta de cualquier reducción ordenada por el CENACE), más la generación real de las plantas intermitentes, más la potencia disponible de importación de transmisión a la zona de potencia.
- La demanda firme para cada hora es igual a la demanda real (incluidas las exportaciones), menos la potencia máxima de demanda controlable garantizada, más la demanda controlable real despachada.
- La reserva total para una hora es la disponibilidad de generación menos la demanda firme.

Históricamente, las horas críticas han sido más frecuentes entre las 15:00 y las 20:00 horas. Se espera que, con el aumento de la adición de plantas solares fotovoltaicas a la matriz energética, las horas críticas se produzcan más durante las horas no solares, cuando el margen de reserva del sistema será mínimo.

3.3.3 Contratos de potencia firme, balances y liquidaciones

El Mercado para el Balance de Potencia pretende facilitar las actividades de los participantes en el mercado a la hora de comprar o vender la potencia necesaria para cubrir los desequilibrios existentes entre sus requerimientos de potencia y las cantidades registradas en sus transacciones bilaterales de potencia. El mercado tiene lugar en febrero de cada año y contempla datos reales de generación del año anterior.

La finalidad de este mercado es fijar señales de precios que representen las condiciones de déficit o excedente en la potencia de generación del Sistema Eléctrico Nacional. El objetivo es crear señales para promover la contratación de potencia a medio y largo plazo y fomentar el desarrollo de nueva potencia de generación que satisfaga la demanda.

Los participantes del mercado podrán contratar su demanda de potencia en términos negociados bilateralmente y podrán registrar dichas transacciones ante el CENACE como transacciones bilaterales de energía.

3.3.4 Conclusiones principales

El concepto de potencia firme está bien definido en el mercado eléctrico mexicano. Las metodologías para el reconocimiento de la potencia firme son claras e incluyen el reconocimiento de la generación de ERV. Las metodologías de generación térmica y no térmica no reciben el mismo tratamiento.

Los compradores de energía deben adquirir su requerimiento de potencia firme mediante acuerdos bilaterales o a través del Mercado para el Balance de Potencia. Además, los compradores de energía tienen la obligación de adquirir el 5 % de su demanda a partir de fuentes renovables.

La asociación del concepto de potencia firme con la probabilidad de que la tecnología pueda abastecer la demanda energética durante el periodo crítico está bien establecida en la normativa. Las horas críticas están asociadas a las horas de menores reservas, que son una buena indicación del momento crítico del sistema. La estimación de las horas críticas utilizando una metodología ex-post crea una incertidumbre adicional y puede requerir más estudios.

Los principales desafíos observados están relacionados con la modernización del marco normativo, con el objetivo de aumentar la competencia entre tecnologías para suministrar potencia firme. Puede lograrse una metodología única que permita la competencia entre tecnologías en condiciones similares.

Además, una metodología que aumente la certidumbre de los futuros ingresos por potencia firme puede proporcionar señales estables para el desarrollo de nueva generación. Los cálculos ex-post reducen las posibilidades de que los generadores gestionen el riesgo.

3.4 PERÚ

En Perú se aplican los conceptos de energía firme y potencia firme, y su cálculo depende de la tecnología de la central eléctrica. Los generadores no pueden contratar el suministro a usuarios libres y distribuidores más potencia firme (y energía firme) que la propia más la contratada a través de terceros. Desde 2019, las centrales de energía renovable ("fuentes de energía renovable" en la normativa peruana) pueden contratar con usuarios libres y regulados sin necesidad de un contrato de compra de potencia firme de reserva con otro generador.

3.4.1 Definición de energía y potencia firmes

En Perú, la normativa define dos conceptos diferentes:

- **Energía firme**, que es la producción esperada de electricidad, determinada para las unidades de generación hidroeléctrica mediante una simulación probabilística y, para las unidades de generación térmica, considerando las indisponibilidades forzadas y previstas. El cálculo anual de la energía firme de cada unidad generadora se utiliza para verificar que puede cumplir sus obligaciones contractuales.
- **Potencia firme**, que es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con un alto nivel de certidumbre (en función de su tecnología). Este valor se calcula mensualmente, en función de la potencia efectiva de la central eléctrica y de su tasa de indisponibilidad.

El Comité de Operación Económica del Sistema supervisa el cálculo de la potencia firme y de la energía firme para cada unidad generadora, siguiendo procedimientos técnicos específicos.³⁴

3.4.2 Cálculo de la energía firme

La metodología para calcular la energía firme depende de la tecnología de la central eléctrica.

a Centrales hidroeléctricas

La energía firme de una central hidroeléctrica se determina simulando su funcionamiento durante un periodo de 12 meses, con el objetivo de maximizar su generación anual. Para ello, se utiliza el estudio hidrológico anual del año anterior, aplicando parámetros como el volumen inicial del año,³⁵ restricciones de riego, caudal potable y ecológico, volumen mínimo de los embalses, pérdidas por filtración y evaporación, e indisponibilidades por mantenimiento mayor e interrupciones forzadas.

b Centrales termoeléctricas

La energía firme de una central térmica se determina en función de su potencia efectiva y de su indisponibilidad forzada y prevista.

c Centrales eólicas y solares

En el caso de las centrales eólicas y solares, la energía firme equivale a la media aritmética de los últimos cinco años de producción.³⁶

3.4.3 Cálculo de la potencia firme

El reconocimiento de la potencia firme de cada unidad generadora se calcula mensualmente con las siguientes distinciones por tipo de tecnología:

³⁴ Procedimiento técnico 13: Cálculo de la energía firme y verificación anual de la cobertura de la energía comprometida. Procedimiento técnico 26: Cálculo de la potencia firme. Procedimiento técnico 30: Valorización de transferencias de potencia al sistema principal y sistema garantizado de transmisión. Procedimiento técnico 36: Potencia firme disponible y mínima potencia firme disponible para licitaciones de largo plazo.

³⁵ Del documento "Seasonal regulation reservoirs" (Embalses de regulación estacional) como media de los volúmenes medidos cada 1 de enero en los últimos diez años.

³⁶ Para las nuevas centrales adjudicadas mediante concurso, se utiliza la energía adjudicada como potencia firme; para los nuevos proyectos no adjudicados mediante concurso, se utiliza el factor de potencia del año anterior o, cuando no se dispone del historial necesario, el factor medio de todas las centrales eléctricas de la misma tecnología.

a Centrales termoeléctricas

La potencia firme de una unidad térmica se calcula en función de su potencia efectiva, descontando las indisponibilidades por interrupción forzada y mantenimiento programado.

b Centrales hidroeléctricas

El cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas contabiliza la energía que cada central puede garantizar, en función de las series hidrológicas, las características de las cuencas implicadas y el número de horas de regulación, tal y como definen las directrices.

Se simula el funcionamiento óptimo anual de las centrales con el objetivo de maximizar la generación anual de la central. Para ello, se consideran las series hidrológicas; las entradas naturales al embalse estacional; las entradas intermedias naturales; los volúmenes de filtración y evaporación; los volúmenes para riego y agua potable; las capacidades máximas de túneles, canales y compuertas; y el mantenimiento programado.

La energía garantizada para las centrales hidroeléctricas se obtiene para cada uno de los 12 meses del año considerado, a partir de los volúmenes totales descargados, los volúmenes intermedios de entrada y la energía máxima que se puede generar.

Existe un cálculo diferente para las centrales hidroeléctricas que tienen embalses estacionales y horarios (para obtener más detalles sobre esta metodología, consulte el Anexo II).

La potencia final garantizada se calcula a partir de la energía total garantizada en esos embalses y el número total de horas de regulación ofrecidas por la potencia total de los embalses.

c Plantas de generación eólica y solar

La potencia firme de los generadores solares y eólicos se determina en función de la producción de energía durante las horas de máxima demanda.³⁷

d Reajuste de la potencia firme

Si la suma de la potencia firme de las unidades térmicas e hidráulicas no cubre la demanda máxima del sistema (con una probabilidad de excedente definida por el Ministerio de Energía y Minas), las normas relativas a las horas de regulación de los embalses, las probabilidades de excedente y las indisponibilidades se flexibilizan hasta que la oferta y la demanda se igualen, de la siguiente manera:

- **Horas de regulación:** se reducen progresivamente en intervalos de una hora desde las horas de regulación iniciales hasta el límite de una hora, con el fin de aumentar la potencia garantizada de los embalses de regulación horaria.
- **Probabilidad de superación:** se reduce progresivamente en intervalos del 1 %, desde la probabilidad de superación inicial hasta el 70 %.
- **Nuevos factores de disponibilidad:** se determinan para las unidades térmicas e hidráulicas, asignando una reducción del 1 % a la tasa de indisponibilidad de las unidades térmicas si no se satisface la paridad establecida, con un límite de indisponibilidad igual al 0 %. Si aún no se ha alcanzado la paridad, la indisponibilidad por mantenimiento programado se reducirá en periodos sucesivos de diez días para las centrales hidroeléctricas. Si aún no se alcanza la paridad, la potencia firme será igual a la potencia efectiva de cada unidad.

³⁷ de 17:00 a 23:00 horas (OSINERGMIN, 2019).

3.4.4 Contratos de potencia firme, balances y liquidaciones

El mercado mayorista al contado de Perú está abierto a generadores, distribuidores y grandes usuarios.³⁸ Los compradores de energía están obligados a adquirir su requerimiento de potencia firme.

El mercado de contratos a largo plazo se caracteriza por algunas condiciones básicas para generadores y distribuidores:

- Los generadores no pueden contratar el suministro a usuarios libres y distribuidores de más potencia firme (y energía firme) que la potencia firme de sus propias instalaciones más la potencia firme que hayan comprado a terceros.
- Las ventas de electricidad del generador al distribuidor, destinadas al servicio público de electricidad, se realizan mediante contratos sin licitación³⁹ y contratos resultantes de subastas públicas.

La potencia firme disponible de una empresa solicitante para ofertas a largo plazo se determina mensualmente, para todo el periodo de acreditación o verificación solicitado, de la siguiente forma:

- Para la generación existente, se determina la suma de la potencia firme de todas las unidades de generación existentes del solicitante, más la cantidad contratada con terceros, menos la potencia comprometida en horas pico por sus contratos.
- Para la nueva generación eléctrica, se determina la potencia firme declarada del nuevo proyecto de generación eléctrica del solicitante, menos la potencia en horas pico comprometida por los contratos del proyecto.
- La potencia firme mínima disponible se determina en función de la potencia firme más baja disponible calculada para cada mes dentro del horizonte temporal solicitado.

El Comité de Operación Económica del Sistema calcula la potencia firme y el reconocimiento de energía para cada unidad de generación.⁴⁰

4.4.5 Conclusiones principales

El concepto de potencia firme está bien definido en la normativa peruana. Las metodologías para el reconocimiento de la potencia firme son claras e incluyen el reconocimiento de la generación de ERV. La normativa define dos conceptos diferentes: energía firme y potencia firme. La primera se refiere a la energía anual que se puede asegurar, y la segunda a la hora crítica del año.

Los compradores de energía (empresas distribuidoras o usuarios libres) deben adquirir por adelantado sus requerimientos de potencia firme.

La asociación del concepto de potencia firme con la probabilidad de que la tecnología pueda abastecer la demanda en el periodo crítico está bien establecida en la normativa; sin embargo, se utilizan diferentes metodologías para las distintas tecnologías.

Los principales desafíos observados están relacionados con la modernización del marco normativo, cuyo objetivo es aumentar la competencia para el suministro de potencia firme mediante la creación de un mercado de potencia.

³⁸ Actualmente, los distribuidores y los grandes usuarios pueden participar en el mercado mayorista al contado, pero solo para compras de hasta el 10 % de sus necesidades de energía (de ahí que, en la práctica, el mercado mayorista al contado sea sobre todo un mercado de generadores).

³⁹ Los precios no podrán ser superiores a los precios en barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

⁴⁰ A partir de la Resolución OSINERGMIN N.º 144-2019-OS/CD del año 2019 (Reconocimiento de la potencia firme para RER), las centrales eléctricas RER pueden celebrar contratos con usuarios libres y regulados sin necesidad de suscribir un contrato de respaldo con otro generador para adquirir potencia firme.

4 CASO DE PAÍS: EL SALVADOR

En el marco del componente normativo de la iniciativa Corredor Centroamericano de Energía Limpia de IRENA, IRENA desarrolló un modelo financiero para evaluar la inversión en proyectos eólicos y solares fotovoltaicos y elaboró una simulación centrada en los CCE y el reconocimiento de la potencia firme.

Con esta herramienta, se realizó un ejercicio de modelización para analizar el reconocimiento de potencia firme para proyectos eólicos y solares en El Salvador que actualmente operan bajo contratos CCE, con el fin de evaluar las implicaciones financieras del reconocimiento de la potencia firme. La metodología completa y los supuestos utilizados para el ejercicio pueden consultarse en el **Anexo III**.

A continuación, se resumen las conclusiones y observaciones de la simulación:

- Se espera que los proyectos replicados puedan ofrecer un rendimiento razonable de la inversión (en torno al 9 %), viable para el mercado salvadoreño. Los precios potenciales de los CCE parecen representar una oportunidad para que El Salvador reduzca el costo de la energía.
- Como era de esperar, el reconocimiento de la potencia firme para la energía solar fotovoltaica y eólica puede dar lugar a precios más bajos de la energía en los CCE ofrecidos por los desarrolladores. Debido a que se espera un mayor reconocimiento de la potencia firme para los proyectos eólicos, el precio potencial de la energía en los CCE es más sensible a la metodología de reconocimiento de la potencia firme para los proyectos eólicos que para los proyectos solares.
- Con base en las tendencias de los precios mayoristas disponibles o supuestos, los CCE de seguimiento de la carga mostraron en general la necesidad de un precio de CCE marginalmente superior para cubrir la exposición al contado de los proyectos.
- Una fuente de ingresos más estable (CCE de energía del generador con compromiso vinculado a la generación) aportó beneficios para el desarrollo potencial de proyectos de tecnología renovable variable. Sin embargo, en un mercado energético con una proporción cada vez mayor de energías renovables, los precios mayoristas elevados corresponderán cada vez más con periodos de menor producción de fuentes renovables.
- Dada la vida útil de los proyectos de energías renovables y la incertidumbre de las tendencias de los precios mayoristas a largo plazo, cualquier estrategia que se base en una gran exposición fuera del contrato CCE implicaría un mayor riesgo del proyecto.

CONCLUSIONES

Este análisis se centró en las metodologías aplicadas en los países centroamericanos más los análisis de referencia de Brasil, Chile, México y Perú (cuatro países que han implementado mercados mayoristas de electricidad, en el caso de Chile uno de los primeros del mundo).

El producto de potencia firme tiene por objeto proporcionar señales estables para el desarrollo de nuevas ofertas, centrándose a largo plazo en la seguridad del suministro en el sistema. Una de las principales características de la potencia firme es que genera una fuente estable de ingresos que ayudan al desarrollo de nuevas ofertas y evitan que el sistema se encuentre en condiciones deficitarias.

En términos generales, los sectores eléctricos de los países centroamericanos están diseñados con un modelo de mercado mayorista de electricidad (un mercado en el que se comercia con la energía), salvo Belice y Costa Rica, que siguen bajo un modelo de comprador único (un modelo integrado verticalmente, con una empresa de servicios públicos encargada de abastecer la demanda final que firma los CCE con un generador o productor independiente de electricidad que no es propiedad de la empresa de servicios públicos). En los países que crearon un mercado mayorista de electricidad, se ha implementado un mecanismo para intercambiar potencia firme (un mercado o un mecanismo de balance), pero en Belice y Costa Rica el concepto de potencia firme no está definido, salvo en las condiciones específicas de cada CCE firmado con el productor independiente de electricidad.

Los países con un mercado mayorista de electricidad han establecido, en general, la obligación de que los compradores de energía adquieran sus requerimientos de potencia firme. Normalmente, los compradores de energía adquieren sus requerimientos mediante contratos (negociados libremente o mediante subastas públicas) y se pone en marcha un mecanismo de compra o venta de los excedentes y déficit.

En general, los mecanismos diseñados para intercambiar potencia firme se caracterizan por:

- Una metodología de potencia firme diseñada por el regulador de cada país y aplicada normalmente por el operador del sistema de cada país (el operador del sistema reconoce un nivel de potencia firme que se puede comercializar). Las metodologías son diferentes para cada tecnología: térmica, hidroeléctrica y ERV.
 - Belice y Costa Rica no disponen de una metodología para calcular la potencia firme.
 - Nicaragua ha implementado una metodología, pero no incluye la ERV como fuente potencial de potencia firme.
 - Guatemala y Panamá han definido una metodología para la energía solar fotovoltaica (Panamá) y eólica (Guatemala y Panamá), pero el reconocimiento por parte del operador del sistema es nulo debido a la metodología restrictiva.
 - El Salvador y Honduras han implementado una metodología que incluye la generación de ERV.
 - Honduras ha dado un paso adelante en la metodología unificando las metodologías para todas las tecnologías y permitiendo la competencia abierta entre tecnologías.

- La creación de un mecanismo o mercado de intercambio de potencia firme (salvo Belice y Costa Rica) en el que los agentes pueden intercambiar la potencia firme o déficit:
 - El regulador calcula un precio de referencia de la potencia como el costo fijo de la unidad máxima (unidad necesaria para abastecer las horas de mayor demanda del año). El precio de referencia se calcula como el precio fijo que necesita la unidad máxima (normalmente de ciclo abierto) para pagar sus gastos de capital y sus gastos fijos de funcionamiento más una tasa de rentabilidad.
 - Mecanismo de balance (diario o mensual) en el que el operador del sistema estima el excedente o déficit de potencia firme de cada agente. Los excedentes o déficits se calculan como la diferencia entre la potencia firme del agente (generación propia más compras) menos los compromisos de potencia firme (contratos).
 - El mecanismo de balance incluye un proceso de ajuste para ajustar la cantidad de dinero pagada por los compradores a la cantidad de dinero cobrada por los vendedores. El ajuste se realiza al ajustar la potencia firme reconocida (megavatios) o al ajustar el precio para los vendedores.
 - En Panamá se han implementado dos mercados de potencia firme, en los que los generadores ofertan un precio por sus ofertas de potencia firme (limitado al precio regulado calculado por el regulador).

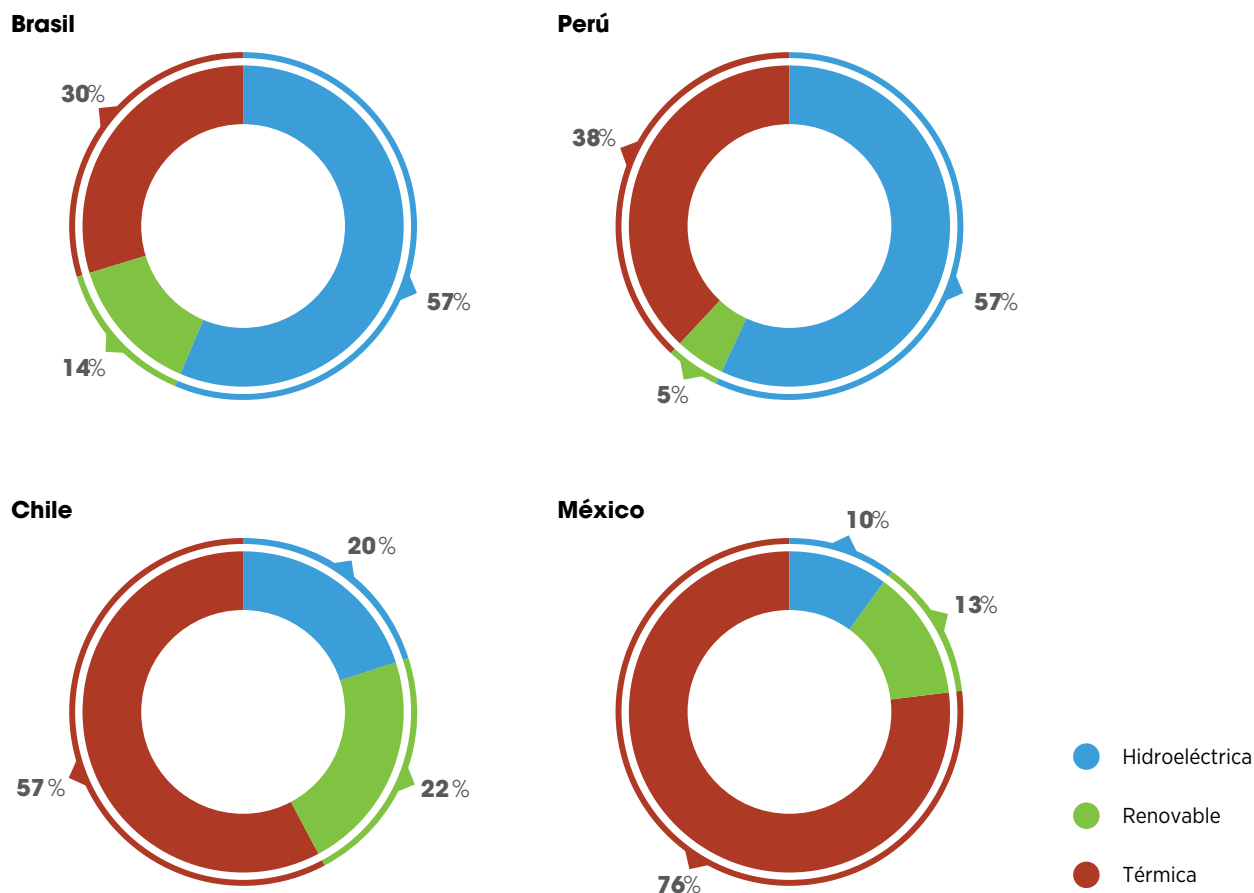
Los mercados de energía al contado de los países con una elevada cuota de generación renovable (convencional y no convencional) han mostrado altos niveles de volatilidad en los precios de la energía. Esto supone un desafío para el desarrollo de nueva generación de electricidad, especialmente a partir de fuentes renovables. Esta es una de las razones por las que los diseños del sector eléctrico han implementado normalmente otras fuentes de ingresos más estables, como contratos y/o pagos por potencia firme.

El reconocimiento de la potencia firme y los ingresos por potencia firme han demostrado ser una fuente estable de ingresos que ayudan a desarrollar nueva generación no convencional. Lo mismo puede decirse de los CCE a largo plazo. La falta de reconocimiento reduce el potencial de desarrollo de estas tecnologías.

Además, la falta de una definición estándar de potencia firme ha actuado como barrera entre países y ha restringido la posibilidad de transacciones de potencia firme entre generadores y demanda de distintos países dentro del MER. La falta de reconocimiento de la energía solar fotovoltaica y eólica en varios países ha afectado especialmente a estas tecnologías. La armonización de las distintas definiciones y metodologías es clave para reforzar el funcionamiento del MER en el futuro.

Entre los países "de referencia", podemos observar diferencias estructurales entre Brasil, un país con recursos hidroeléctricos muy importantes en el mix de generación, y México, un país en el que el mix de generación se basa en la generación térmica (consulte la *Figure 11*). Estas diferencias estructurales implican desafíos y riesgos diferentes en cada país. La generación hidroeléctrica muestra altos niveles de flexibilidad en la generación horaria o incluso estacional, pero depende de las condiciones de los recursos naturales, que pueden ser muy diferentes entre años.

Figura 11 Mix de generación (2021) en los países de referencia



Basado en: (CCEE, 2021; COES, 2021; CEN, 2021; CENACE, 2021).

Estas diferencias en el mix de generación crean entornos diferentes para el desarrollo de la normativa del sector eléctrico.

En Brasil, que tiene una gran proporción de generación hidroeléctrica en el mix, las condiciones críticas del sistema están siempre ligadas a los momentos de alta demanda y condiciones secas. Normalmente, los embalses hidroeléctricos actúan como instalaciones de almacenamiento con una respuesta muy rápida, por lo que las variaciones horarias de la carga o de los recursos naturales son menos críticas porque la generación hidroeléctrica puede compensar rápidamente la diferencia. Esta es la razón principal por la que el concepto de potencia firme en Brasil está más vinculado a un concepto de energía firme (una cantidad de energía que la central eléctrica puede asegurar en el periodo) que a una potencia firme real.

En general, la hidroelectricidad proporciona una parte importante del mix de generación en los países centroamericanos, por lo que se pueden considerar las mejores prácticas de Brasil.

Por el contrario, la generación hidroeléctrica en México es muy baja, y las condiciones más críticas del sistema están ligadas a las horas de menores reservas térmicas, incluyendo las restricciones de muy corto plazo de las unidades térmicas (rampas).

El desarrollo de nueva generación hidroeléctrica de gran tamaño en los países centroamericanos será en su mayor parte limitado (debido al costo relativamente elevado de la hidroelectricidad y a los problemas ambientales y sociales observados). Además, los planes de expansión asociados a cada país requerirán altos

niveles de inversión en tecnologías de ERV. Por lo tanto, se espera que los problemas asociados al equilibrio a corto plazo de la oferta y la demanda aumenten en el futuro. En este sentido, pueden tenerse en cuenta la experiencia y las mejores prácticas observadas en México.

Algunas de las principales lecciones que podemos extraer del análisis son las siguientes:

- La definición de potencia firme debe considerar las condiciones estructurales del sector eléctrico en cada país, así como su evolución prevista, la nueva potencia de generación y las nuevas tecnologías. Se espera que la generación de ERV aumente su participación en el mix de generación de todos los países de América Latina, ya que la Iniciativa RELAC (Energías Renovables para América Latina y el Caribe) tiene como objetivo alcanzar al menos el 70 % de participación de las energías renovables en la matriz eléctrica de la región para 2030.

Los países con una elevada cuota de generación hidroeléctrica y sólidas redes de transmisión tienen la posibilidad de absorber altos niveles de generación variable y compensar la variabilidad al optimizar el uso de la energía almacenada en los embalses.

Los países con una baja cuota de generación hidroeléctrica o con redes de transmisión débiles pueden enfrentarse a problemas operativos crecientes con la variabilidad adicional.

- La definición de potencia firme tiene que considerar que el sistema puede enfrentarse a problemas críticos anuales (*por ejemplo*, un año seco en Brasil) o a un problema crítico a corto plazo (*por ejemplo*, las condiciones de la energía hidroeléctrica en México y las restricciones a corto plazo para compensar la variabilidad de la carga y los recursos naturales). Así, la definición de potencia firme debe incluir una visión clara de las condiciones críticas del sistema.

Por ejemplo, la garantía física en Brasil es un claro ejemplo de una condición crítica anual (sequía), pero Brasil está analizando cambios normativos para incluir una señal crítica a corto plazo debido al elevado aumento previsto de la generación de ERV. Se espera que en el futuro Brasil cuente con una garantía física tanto para la energía como para la potencia.

- La definición de potencia firme debe considerar la contribución real de la generación de ERV a la suficiencia del sistema (la posibilidad de que el sistema pueda abastecer la demanda en las horas críticas).

El hecho de que una tecnología tenga una inyección no gestionable por el operador del sistema de un país y dependa de los recursos naturales no debe ser un obstáculo para el reconocimiento de la potencia firme para esa tecnología. A modo de ejemplo, la inyección solar fotovoltaica durante las horas diurnas en un sistema con una importante capacidad de almacenamiento (embalses hidroeléctricos) tiene la opción de almacenar agua durante el día e inyectarla durante la noche, lo que aumenta la fiabilidad de todo el sistema.

- El periodo crítico en el que se evaluará la potencia firme debe coincidir con el periodo crítico real, normalmente las horas con menores márgenes de reserva.
- Las metodologías para el cálculo de la potencia firme deben tener como objetivo permitir que todas las tecnologías compitan por el reconocimiento de la potencia firme (como ocurre con la energía) y no incluir barreras externas.

El reconocimiento de la potencia firme para cada tecnología debe depender únicamente de la contribución de la tecnología a la seguridad del sistema.

- Las metodologías de reconocimiento de la potencia firme deben estar preparadas para las futuras nuevas tecnologías (*por ejemplo*, almacenamiento) y para la participación de todos los agentes (gestión de la demanda).
- La definición y las metodologías deben seguir siendo una señal para el desarrollo de la nueva generación y la seguridad del suministro a largo plazo.

DIRECTRICES CLAVE PARA EL USO DE LA POTENCIA FIRME

Hay muchos elementos importantes en un CCE que definen las características de la transacción económica e influyen en cómo se amplía un sistema eléctrico. Los CCE proporcionaron una fuente estable de ingresos que apoya el desarrollo de nuevos proyectos de generación en los distintos países estudiados.

En términos generales, el establecimiento de obligaciones de energía y potencia firme, términos y precios de las transacciones y penalizaciones, en caso de incumplimiento de alguna de las partes, ha reducido el riesgo asociado a la compra de energía y potencia firme (normalmente dos productos que los compradores de energía, distribuidores y consumidores calificados, están legalmente obligados a adquirir).

Los CCE han logrado proporcionar precios estables de energía y potencia firme a los participantes del grupo de demanda (compradores de energía) sin verse afectados por la volatilidad de los precios en el mercado al contado. Las autoridades normativas han venido utilizando el mecanismo de los CCE como forma de aumentar la eficiencia en el proceso de adquisición de energía y de apoyar el desarrollo y la disponibilidad de la generación necesaria para abastecer la demanda energética.

Las compras de potencia firme a través de CCE han sido uno de los motores para asegurar el suministro de la demanda a largo plazo. Tanto las transacciones al contado de potencia firme como las transacciones contractuales de potencia firme tienen como objetivo proporcionar señales a largo plazo para el desarrollo de la oferta requerida.

En particular, los CCE a largo plazo con un requisito de potencia firme han demostrado ser una forma eficaz de proporcionar condiciones estables para el desarrollo de nueva generación al reducir el riesgo de volatilidad de las transacciones al contado. A efectos de esta guía, nos centraremos en la potencia firme y sus elementos que interactúan con los CCE.

Como se ha observado en el caso del país, el reconocimiento de la potencia firme para la generación eólica y solar fotovoltaica aumenta la competitividad de los proyectos al reducir el precio de la energía por megavatio-hora y disminuir el riesgo para el desarrollo eólico y solar fotovoltaico.

El concepto de potencia firme asociado a los CCE puede determinar el requerimiento de oferta firme que los compradores de energía necesitan cubrir y puede tener un impacto en el desarrollo potencial de los diferentes proyectos y tecnologías. La posibilidad de vender potencia firme a través de un CCE puede afectar a la competitividad de las distintas tecnologías para abastecer la demanda.

Por lo tanto, de acuerdo con las mejores prácticas en la región y en el mundo, es importante tener una definición clara del concepto de potencia firme y metodologías claras para reconocer la potencia firme en diferentes tecnologías.

En esta sección se ofrecen algunas directrices clave para el uso comercial de la potencia firme. Esto se aplica tanto a los países con mercados mayoristas de electricidad como a los países con un modelo de comprador único.

La definición de potencia firme debe incluir o considerar:

- Cómo representar la capacidad de la oferta para asegurar el suministro de la demanda durante condiciones críticas del sistema eléctrico.
- Cómo se define el estado crítico del sistema. Esta condición crítica debe representar los momentos en los que la seguridad de suministro del sistema presenta un mayor riesgo (menor margen firme).
- Cómo se incorpora el estado estructural del sector eléctrico del país. Los sistemas con grandes cantidades de generación flexible (hidroeléctrica, almacenamiento, etc.) pero alta dependencia de las condiciones meteorológicas son diferentes de los sistemas con altas cuotas de generación despachable (gestionable) pero con fuertes restricciones técnicas operativas (rampas). La definición de potencia firme debe incluir estas características de cada sistema.

En los mercados regionales, como el MER, una definición estándar y uniforme en los distintos países es fundamental para facilitar las transacciones internacionales.

Hoy en día, las prácticas muestran metodologías en las que cada tecnología debe tener un cálculo específico. Específicamente para la energía eólica y la solar fotovoltaica, es importante tener en cuenta los siguientes elementos para asignar un valor adecuado de potencia firme:

- El periodo crítico (momento del año en que el sistema está más constreñido debido a la disponibilidad de las fuentes utilizadas para generar electricidad) es un elemento clave a tener en cuenta en la metodología. En un sistema con una elevada cuota de generación flexible con capacidad de optimización (como la hidroeléctrica), la inyección de energía solar fotovoltaica y eólica proporciona al sistema la posibilidad de almacenar energía para las condiciones críticas, permitiendo una mayor contribución de la generación hidroeléctrica que no sería posible sin la contribución de la energía solar fotovoltaica y eólica.
- La variabilidad de la generación solar fotovoltaica y eólica en términos de producción de energía dentro de un año es baja en comparación con otras tecnologías renovables alternativas como la hidroeléctrica. Las diferencias entre un P99 y un P50 (probabilidad de superación) para la energía solar fotovoltaica y la eólica suelen ser menores que para la hidroeléctrica. En un sistema con altos niveles de generación hidroeléctrica, esta contribución es elevada porque aumenta la seguridad del suministro en condiciones críticas (años secos).

Últimamente, los debates están pasando de un cálculo específico para cada tecnología a una metodología única para todas las tecnologías que pretende captar la contribución real de cada tecnología (y las sinergias entre ellas) a la fiabilidad del suministro energético. Las ventajas de una metodología única son:

- Permite la competencia de diferentes tecnologías en condiciones similares.
- No discrimina ninguna tecnología. Una vez definidas las condiciones críticas, con las herramientas de modelización adecuadas, la metodología puede captar la contribución real de cada activo a la suficiencia del sistema (al comparar la capacidad de abastecimiento de la demanda con y sin el activo).
- Captura las características específicas de cada sistema al representar la flexibilidad del mix de generación y las restricciones operativas del parque de generación.
- Permite la armonización de las metodologías dentro del mercado regional, lo que puede incentivar las transacciones de potencia firme entre mercados.

BIBLIOGRAFÍA

AMM (2022a), Marco legal, Normas de Coordinación Comercial, NCC-02 Oferta y Demanda Firme, Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, www.amm.org.gt/portal/?page_id=23, consultado en mayo de 2023

AMM (2022b), Marco legal, Normas de Coordinación Comercial, NCC-03 Transacciones de Desvíos de Potencia, Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, www.amm.org.gt/portal/?page_id=23, consultado en mayo de 2023

AMM (2022c), Estadísticas del Mercado Mayorista de Electricidad, Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, <https://reportesbi.amm.org.gt/knowledge/servlet/AdapterHTTP>, consultado en mayo de 2022.

AMM (2021), Informes anuales del mercado mayorista, Informe Estadístico 2021, Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, www.amm.org.gt/portal/?page_id=145, consultado en mayo de 2022.

AMM (2002), Norma de Coordinación Comercial n.º 3, Administrador del Mercado Mayorista www.amm.org.gt/portal/?page_id=23, consultado en enero de 2022.

ARESEP (2016), Normativa técnica nacional, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Costa Rica, <https://aresep.go.cr/normativa/1392-normativa-tecnica-nacional>, consultado en enero de 2022.

ARESEP (2015), Planeación, operación y acceso al sistema eléctrico nacional, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Costa Rica, https://aresep.go.cr/images/documentos/ENERGIA/4.Normativa/AR-NT-POASEN-2015_Version_actualizada_a_febrero_2016.docx, consultado en mayo de 2022.

ARESEP (2014), Normativa Electricidad, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Costa Rica, <https://aresep.go.cr/electricidad/normativa>, consultado en enero de 2022.

Argote, R. (2003), 100 Años de historia de los servicios públicos de electricidad en la República de Panamá <https://revistas.utp.ac.pa/index.php/id-tecnologico/article/view/123/html>, consultado en mayo de 2022.

ASEP (2022), Estadísticas semestrales, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Panamá, www.asep.gob.pa/?page_id=12922, consultado en mayo de 2022.

ASEP (2018), Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Panamá, www.asep.gob.pa/wpcontent/uploads/electricidad/reglamentaciones/mercado_mayorista/reglascomerciales_2018.pdf, consultado en noviembre de 2022.

Belice, Gobierno de (2000), Ley de Electricidad, Belice, www.belizelaw.org/web/lawadmin/PDF_files/cap221.pdf, consultado en enero de 2022.

Brasil, Gobierno de (2004a), Ley n.º 10.848, Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica (Referente a la comercialización de energía eléctrica), Brasil, www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm, consultado en noviembre de 2022.

Brasil, Gobierno de (2004b), Ley n.º10.847, Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências (Autoriza la creación de la Empresa de Investigación Energética - EPE y dicta otras disposiciones), Brasil, www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm, consultado en noviembre de 2022.

Bushnell, D. y R.L Woodward (2022), "Central America" (Centroamérica), *Encyclopaedia Britannica*, www.britannica.com/place/Central-America, consultado en noviembre de 2022.

CCEE (2021), Cámara de Comercio de Electricidad, Brasil. Informes mensuales. www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal, consultado en mayo de 2022.

CENDEC (2021), Centro de Despacho Económico de Carga, Chile. Generación histórica. www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real consultado en mayo de 2022.

CENACE (2021), Centro Nacional de Control de Energía, México. Generación por tipo. www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EnergiaGeneradaTipoTec.aspx, consultado en mayo de 2022

CENACE (2015), Sistema de Información del Mercado, Bases del Mercado Eléctrico, Centro Nacional de Control de Energía, México, www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/BasesMercado.aspx, consultado en enero de 2022.

CENCE (2021), Informe Anual de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021, Centro Nacional de Control de Energía, Costa Rica apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf, consultado en mayo de 2022.

Chile, Gobierno de (2013), Ley N.º 20698, Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, Chile, www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1055402, consultado en noviembre de 2022.

CIDBIMENA (2022), El fenómeno de El Niño 1997-1998 y su impacto sobre el sector agropecuario, Centro de Información sobre Desastres de la Biblioteca Médica Nacional de Honduras, cidbimena.desastres.hn/docum/crid/Alerta/pdf/spa/doc14317/doc14317-8.pdf, consultado en noviembre de 2022.

Climate Watch (2023), "Historical GHG emissions" (Emisiones históricas de GEI), www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end_year=2019®ions=BLZ,CRI,SLV,GTM,NIC,PAN,HND§ors=total-including-lucf&start_year=1990, consultado en diciembre de 2022.

CND (2022a), Normas, Reglamento de operación, Centro Nacional de Despacho, Panamá, www.cnd.com.pa/index.php/acerca/documentos/normas, consultado en enero de 2022.

CND (2022b), Normas, Metodologías de detalles, Centro Nacional de Despacho, Panamá, www.cnd.com.pa/index.php/acerca/documentos/normas, consultado en enero de 2022.

CND (2022c), Informe de Potencia Firme de Largo Plazo de 2022, Centro Nacional de Despacho, Panamá, www.cnd.com.pa/index.php/informes/categoria/informes-de-mercado?tipo=91, consultado en noviembre de 2022

CND (2021), Estadísticas, Potencia Instalada, Centro Nacional de Despacho, Panamá, www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas, consultado en abril de 2022.

CNDC (2022), Marco Legal, Normativa de Operación, Centro Nacional de Despacho de Carga, Nicaragua, www.cndc.org.ni, consultado en mayo de 2022.

CNDC (2021), Estadísticas, Centro Nacional de Despacho de Carga, Nicaragua, www.cndc.org.ni, consultado en mayo de 2022.

CNE (Chile) (2022), Normativas, Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras, Comisión Nacional de Energía, Chile, www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas, consultado en enero de 2022.

COES (2022), Marco Normativo, Procedimientos técnicos, Comité de Operación Económica del SIEN, Perú, www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Técnicos, consultado en enero de 2022.

Costa Rica, Gobierno de (1990a), Ley 7200, Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, Costa Rica, www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=7591&nValor3=8139&strTipM=TC, consultado en noviembre de 2022.

Costa Rica, Gobierno de (1990b), Ley 7200, Reformas de la ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, www.asamblea.go.cr/sd/Documents/referencia_y_prestamos/BOLETINES/BOLETIN_01/legislacion_nacional/18093_Ley_Nº_7508.pdf, consultado en mayo de 2022.

CREE (2022), Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social, Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, Honduras, www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas, consultado en noviembre de 2022.

CREE (2021), Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos, Norma Técnica de Potencia Firme, Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, Honduras, www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas, consultado en enero de 2022.

CEPAL (2022), Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2019 y avances a 2020, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, www.cepal.org/es/publicaciones/47019-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana consultado en noviembre de 2022, consultado en noviembre de 2022.

CEPAL (2003), Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del Istmo Centroamericano, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, www.cepal.org/es/publicaciones/25719-evaluacion-diez-anos-reforma-la-industria-electrica-istmo-centroamericano, consultado en noviembre de 2022.

Encyclopaedia Britannica (2012), “Central America” (Centroamérica), www.britannica.com/place/Central-America#/media/1/102196/62315, consultado en abril de 2022.

Energy Unit (2021), 2020 Annual Energy Report (Informe Anual de Energía), Ministerio de Servicios Públicos, Energía y Logística, Belice, <https://energy.gov.bz/wp-content/uploads/2021/12/2020-Annual-Energy-Report-Signed-Final-Version.pdf>, consultado en mayo de 2022.

Unidad de Energía (2011), National Energy Policy Framework (Marco Nacional de Política Energética), Ministerio de Servicios Públicos, Energía y Logística, Belice <https://energy.gov.bz/wp-content/uploads/2020/09/National-Energy-Policy-Framework.pdf>, consultado en enero de 2022

EPE (2022a), Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia de UHEs (Revisión ordinaria de la garantía física de energía de las UHE), Oficina de Investigación Energética, Brasil, www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/revisao-ordinaria-de-garantia-fisica-de-energia-de-uhes, consultado en noviembre de 2022.

EPE (2022b), Garantia Física (Garantía Física), Oficina de Investigación Energética, Brasil, www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica, consultado en noviembre de 2022.

EPE (2020), Ley brasileña n.º 10.847, Oficina de Investigación Energética, Brasil, www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm, consultado en noviembre de 2022.

BID (2021), La interconexión Colombia-Panamá, un paso más hacia la integración regional, Banco Interamericano de Desarrollo, <https://blogs.iadb.org/energia/es/interconexion-colombia-panama-integracion-regional>, consultado en septiembre de 2022.

BID (2017), Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, Banco Interamericano de Desarrollo, <https://publications.iadb.org/es/integracion-electrica-centroamericana-genesis-beneficios-y-prospectiva-del-proyecto-siepac-sistema>, consultado en septiembre de 2022.

FMI (2022), "IMF World Economic Outlook, October 2022" (Perspectivas de la economía mundial del FMI, octubre de 2022), IMF World Economic Outlook (base de datos), www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/April, consultado en noviembre de 2022.

INE Sector Energía y Minas (2021), Estadísticas. <https://energiayminas.mem.gob.ni/>, consultado en mayo de 2022

INEC (2021a), Inversión directa extranjera en la República, por rama de actividad económica, según sector: años 1990-2000, Instituto Nacional de Estadística y Censo, Panamá, <https://inec.gob.pa/Archivos/P2401341-11.pdf>, consultado en noviembre de 2022.

INEC (2021b), Publicaciones, Instituto Nacional de Estadística y Censo, Panamá, <https://www.inec.gob.pa/>, consultado en mayo de 2022.

IRENA (2022a), *Renewable Energy Roadmap for Central America: Towards a Regional Energy Transition* (Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: hacia una transición energética regional), Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi, www.irena.org/publications/2022/Mar/Renewable-Energy-Roadmap-for-Central-America, consultado en mayo de 2023).

IRENA (2022b), RE-organising Power Systems for the Transition (RE-organizar los sistemas eléctricos para la transición), Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi, www.irena.org/publications/2022/Jun/RE-organising-Power-Systems-for-the-Transition, consultado en mayo de 2023.

IRI (s.f.), Los impactos de El Niño en México, Centroamérica y El Caribe, Columbia Climate School, International Research Institute for Climate Prediction, Nueva York, https://iri.columbia.edu/~idb_enso/luisbrito/Impacts.html, consultado en abril de 2022.

LAZARD (2021), Lazard's levelized cost of energy analysis-versión 15.0 (Análisis del costo nivelado de la energía de Lazard-versión 15.0), www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf, consultado en abril de 2022.

MEM (2021a), Reforma a la Ley de la Industria Eléctrica, Ministerio de Energía y Minas, Nicaragua, www.mem.gob.ni/?page_id=8183, consultado en noviembre de 2022.

Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua (2021b), Acuerdo Ministerial 001-DGERR-001-2021, Reforma a la Normativa de Operación, Ministerio de Energía y Minas, Nicaragua, www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2021/06/Acuerdo-Ministerial-001-DGERR-001-2021-Reforma-a-la-Normativa-de-Operacion-TOC-3.5.6.pdf, consultado en noviembre de 2022.

Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (2021c), Guatemala denuncia el Tratado Marco del MER y sus dos protocolos, Ministerio de Energía y Minas, Guatemala, <https://mem.gob.gt/blog/guatemala-denuncia-el-tratado-marco-del-mer-y-sus-dos-protocolos>, consultado en noviembre de 2022.

MME (2017), Portaria MME N.º 41, Ministerio de Minas y Energía, Brasil, www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2017/portaria-n-41-2017.pdf, consultado en noviembre de 2022.

MME (2016), Portaria MME N.º 101, Ministerio de Minas y Energía, Brasil, www.legisweb.com.br/legislacao/?id=317807, consultado en noviembre de 2022.

MESTPU (2015), Belize Sustainable Energy Strategy Volume 1 (Estrategia de Energía Sostenible de Belice Volumen 1), Ministerio de Energía, Ciencia, Tecnología y Servicios Públicos, Belice, <https://energy.gov.bz/wp-content/uploads/2020/09/Belize-Sust-Energy-Strategy-Final-Vol-1-1.pdf>, consultado en noviembre de 2022.

Ministerio de Economía (2006), Decreto Supremo 62, Aprueba reglamento de rasnferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios eléctricos, Ministerio de Economía, Chile, www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=250604&idParte=, consultado en noviembre de 2022.

OLADE (2021), "Participación del consumo final por energético y sectores: Centroamérica -2020", SIELAC Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe (base de datos), Organización Latinoamericana de Energía, <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteOD.aspx?subsectorId=0&or=720&ss=2&v=1>, consultado en noviembre de 2022.

ODS (2021), Informe Anual Operación del Mercado del Centro Nacional de Despacho de Honduras <https://ods.org.hn/informe-anual-operacion-del-mercado/>, consultado en mayo de 2022

OSINERGMIN (2019), Resolución OSINERGMIN N.º 144-2019-OS/CD, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Perú, www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-144-2019-OS-CD.pdf, consultado en noviembre de 2022.

OSINERGMIN (1992), Ley de Concesiones eléctricas, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Perú, www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf, consultado en enero de 2022.

OSINERGMIN (2022a), Glosario de abreviaturas y definiciones, www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/3.rm143em-vme.pdf, consultado en junio de 2022.

PSR (2022), Time series lab version 1.0, (Laboratorio de series temporales versión 1.0), www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/TSLReadMeEng.pdf, consultado en noviembre de 2022.

SIGET (2021), Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) www.siget.gob.sv/descargas/, consultado en enero de 2022

UT (2022), Marco Regulatorio, Reglamento de Operación Basado en los Costos de Producción (ROBCP), Última versión 2022, Unidad de Transacciones, El Salvador, www.ut.com.sv/marco-regulatorio, consultado en enero de 2022.

UT (2021), Reportes estadísticos públicos, Unidad de Transacciones, El Salvador, www.ut.com.sv/reportes, consultado en mayo de 2022.

Young, J. (2022), "Monoposony: Definition, causes, objections, and example" (Monopsonio: Definición, causas, objeciones y ejemplo), Investopedia, www.investopedia.com/terms/m/monopsony.asp, consultado en noviembre de 2022.

ANEXO I: MARCO JURÍDICO Y PANORAMA INSTITUCIONAL DE CENTROAMÉRICA

Tabla A1 Instituciones del sector energético por país








PAÍS	MARCADOR DE POLÍTICA	REGULADOR	OPERADOR DEL SISTEMA Y DEL MERCADO
 Belice	Ministerio de Energía, Ciencia y Tecnología y Servicios Públicos	Comisión de Servicios Públicos	Sin mercado; Belize Electricity Limited (BEL) como operador del sistema
 Costa Rica	Ministerio de Ambiente y Energía (Dirección del Sector Energético)	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)	Sin mercado; Centro Nacional de Control de Energía (CENCE, propiedad del Instituto Costarricense de Electricidad [ICE]) como operador del sistema
 El Salvador	Consejo Nacional de Energía (CNE (ES))	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Unidad de Transacciones (UT)
 Guatemala	Ministerio de Energía y Minas	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)
 Honduras	Secretaría de Estado en el Despacho de Energía	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica	Operador Independiente del Sistema (ODS), que pasa a ser la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
 Nicaragua	Comisión Nacional de Energía	Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC)
 Panamá	Secretaría Nacional de Energía	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)	Centro Nacional de Despacho (CND, propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica [ETESA])

Tabla A2 Principales características de la estructura del sector eléctrico en los países de Centroamérica






















PAÍS	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN Y VENTA AL POR MENOR	MERCADOS DE ELECTRICIDAD	MODELO
 Belize	Propiedad estatal más productor independiente de electricidad	Propiedad estatal	Propiedad estatal	Ninguno	Modelo de comprador único
 Costa Rica	Propiedad estatal más productor independiente de electricidad	Propiedad estatal	Propiedad estatal	Ninguno	Modelo de comprador único
 El Salvador	Liberalizado	Propiedad estatal	Privado (segmento regulado); comerciantes en el segmento libre	Mercado de la energía; Pago regulado por potencia firme	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de mercado mayorista de la electricidad Contratos bilaterales y regulados Agrupación de energía eléctrica basada en los costos
 Guatemala	Liberalizado	Combinación de propiedad estatal y privada (segmento regulado)	Privado (segmento regulado); comerciantes en el segmento libre	Mercados de energía y potencia firme	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de mercado mayorista de la electricidad Contratos bilaterales y regulados Agrupación de energía eléctrica basada en los costos
 Honduras	Liberalización parcial	Propiedad estatal	Privado	Mercado de la energía; Pago regulado por potencia firme	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de mercado mayorista de la electricidad (en revisión) Contratos bilaterales y regulados Agrupación de energía eléctrica basada en los costos
 Nicaragua	Liberalización parcial	Propiedad estatal	Privado	Mercado de la energía (con precios máximos); Pago regulado por potencia firme (intervención gubernamental)	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de mercado mayorista de la electricidad (con intervención gubernamental) Contratos bilaterales y regulados. Agrupación de energía eléctrica basada en los costos
 Panamá	Liberalizado	Propiedad estatal	Privado	Mercados de energía y potencia firme	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de mercado mayorista de la electricidad Contratos bilaterales y regulados Agrupación de energía eléctrica basada en los costos

Tabla A3 Marco normativo existente para las energías renovables variables en cada país

PAÍS	LEY DE ELECTRICIDAD	NORMATIVA ESPECÍFICA PARA LA ERV
 Belice	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 13 (1992) Ley de Electricidad • Ley 40 (1999) Creación de la Comisión de Servicios Públicos 	N/D
 Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 449 (1949) Creación del ICE • Ley 7200 (1990) Contratos con el ICE • Ley 7508 (1995) Contratos con el esquema BOT del ICE • Ley 7593 (1996) Creación del ARESEP 	N/D
 El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> • Ley General de Electricidad (1996) • Acuerdo Conjunto N.º 1/2007/SC/SIGET Periodo transitorio. Mecanismo para el cálculo del precio. • Acuerdo N.º 232-E-2008 Diseño del Mercado Mayorista de Electricidad Basado en Costos; Introducción del reglamento de ROBCP • Decreto 88 (2010) Reglamento de la Ley de Electricidad 	Decreto 462 (2007) Incentivos para la generación de ERV
 Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto 93 (1996) Ley General de Electricidad 	Decreto 52 (2013) Incentivos de ERV
 Honduras	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto 404 (2014) Ley General de la Industria Eléctrica • El Congreso aprueba la nueva Ley de Electricidad (2022) 	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto 70 (2007) Promoción de la energía ERV • Decreto 138 (2013) Promoción de la energía ERV; Modificación del Decreto 70
 Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 272 (1998) Ley de la Industria Eléctrica • Ley 531 (2005) Reforma del Mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 532 (2005) Fomento de la Generación de ERV • Ley 911 (2015) Asignó al Ministerio de Energía y Minas establecer la lista de precios de referencia para nuevos contratos de generación de electricidad a partir de fuentes renovables • Resolución N.º 2-DGERR-002-2017 (precios máximos para la generación de ERV)
 Panamá	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 6 (1997) Marco regulador del sector eléctrico 	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto 45 (2009) Fomento de la energía hidroeléctrica y nuevas energías limpias • Ley 44 (2004) Esquema de fomento de las energías renovables • Ley 18 (2013) Incentivos para la energía eólica • Ley 37 (2013) Incentivos para la energía solar

Nota: ARESEP = Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos; BOT = Construir, Operar y Transferir; ICE = Instituto Costarricense de Electricidad; N/D = no disponible; ROBCP = Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción; ERV = energía renovable variable.

Tabla A4 Principales características de la potencia firme en los países analizados

PAÍS	CONCEPTO	TIPO DE TECNOLOGÍA	PERIODICIDAD	REGULACIÓN
 Belice	N/D	N/D	N/D	Sin norma
 Costa Rica	N/D	N/D	N/D	Sin norma
 El Salvador	Potencia firme final	Todas las tecnologías	Anual	Norma ROBCP
 Guatemala	Oferta firme eficiente	Energía térmica, hidroeléctrica, geotérmica y eólica	Anual	Norma de Coordinación Comercial N.º 2
 Honduras	Potencia firme	Todas las tecnologías	Anual	Norma Técnica de Potencia Firme
 Nicaragua	Potencia máxima contratable	Generación despachable	Anual	Normativa de Operación
 Panamá	Potencia firme a largo plazo y potencia máxima comercial	Todas las tecnologías	Anual	Reglamento de operación Metodologías detalladas
 Brasil	Garantía física	Todas las tecnologías	Anual	Portaria MME N.º 101 Portaria MME n.º 41 Procedimientos EPE
 Chile	Potencia final suficiente	Todas las tecnologías	Anual	Decreto Supremo 62 Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Resolución Exenta 54
 Perú	Energía firme Potencia firme	Todas las tecnologías Todas las tecnologías	Anual Mensual	Procedimientos técnicos 13, 26, 30 y 36
 México	Potencia	Todas las tecnologías (clasificadas en firmes e intermitentes)	Anual	Normas del mercado de la electricidad

Fuente: AMM, 2022a; CENACE, 2015; CND, 2022a; CND, 2022; CNE, 2022; COES, 2022; CREE, 2021; EPE, 2022b; UT, 2022.

Nota: N/D = no disponible; ROBCP = Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción; EPE = Oficina de Investigación Energética

Tabla A5 Resumen de las definiciones de potencia firme existentes

PAÍS	DESCRIPCIÓN
 Belice	Como sistema integrado verticalmente, no hay potencia firme ni mercado de potencia.
 Costa Rica	Como sistema integrado verticalmente, no hay potencia firme ni mercado de potencia.
 El Salvador	La potencia firme es la potencia que una central eléctrica puede garantizar en un período de suministro crítico. Se calcula mediante el proceso descrito en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), incluyendo un reconocimiento inicial, potencia firme provisional y definitiva, ajustada para adaptarse a la curva de demanda. La potencia firme definitiva es la potencia que puede negociarse con los distribuidores o comercializarse en el mercado de potencia al contado.
 Guatemala	La potencia firme de una unidad generadora es la potencia neta máxima, descontando el consumo interno, que puede generar una central eléctrica, en función de sus características técnicas, potencia máxima, disponibilidad y considerando las restricciones de la red de transporte. La potencia firme eficiente es la máxima potencia firme que puede venderse para cubrir la demanda de potencia firme de un agente. La potencia firme puede negociarse mediante contratos o a través del mecanismo de balance de desviaciones de potencia.
 Honduras	La potencia firme es la potencia que una central eléctrica puede garantizar durante el periodo crítico del sistema. Puede negociarse mediante contratos o a través de la liquidación mensual por desviación.
 Nicaragua	La potencia firme es la potencia efectiva, descontando la indisponibilidad media del generador eléctrico, y el reconocimiento se limita solo al generador a despachar. Puede negociarse mediante contratos o a través del mecanismo de balance de desviaciones de potencia.
 Panamá	La potencia firme (a largo plazo) es la potencia que una unidad o central de generación eléctrica puede garantizar durante el periodo crítico (requerimiento máximo de oferta). Puede negociarse mediante contratos, la licitación anual del Servicio de Reserva a Largo Plazo o el mercado diario de desviaciones.
 Brasil	La potencia firme (garantía física) puede definirse como la demanda máxima que la central eléctrica puede suministrar con una cierta probabilidad de superación en condiciones críticas (año seco). Define la energía máxima que una central puede comercializar mediante contratos. No existe un mercado formal de potencia firme, pero los generadores pueden intercambiar garantía física mediante acuerdos bilaterales.
 Chile	La potencia firme (potencia de suficiencia) se define como la capacidad de abastecer la demanda máxima, considerando para cada unidad generadora su indisponibilidad, la indisponibilidad de los recursos naturales y la indisponibilidad de los combustibles de la unidad (principales y alternativos). Los generadores pueden vender o comprar potencia de suficiencia mediante contratos o al balance regulado de potencia.
 Perú	La potencia firme es la potencia que puede suministrar un generador con alta probabilidad. Desde 2019, la energía renovable variable se reconoce como potencia firme. Los generadores pueden comprar o vender potencia firme a través de contratos o al balance regulado de potencia.
 México	La potencia firme se refiere a un producto comercial que los generadores pueden intercambiar y genera la obligación de garantizar la disponibilidad de la producción física y ofrecer la energía correspondiente al mercado energético a corto plazo. Los generadores pueden intercambiar potencia firme a través de contratos o en el mercado de potencia.

Fuente: AMM, 2022a; CENACE, 2015; CND, 2022a; CND, 2022; CNE, 2022; COES, 2022; CREE, 2021; EPE, 2022b; UT, 2022.

ANEXO II: ECUACIONES

Guatemala

$$OF = \min\left(PP \cdot coefdisp, \frac{EF}{NHRM}\right)$$

Donde:

OF = Potencia firme

PP = Potencia máxima de la unidad generadora.

Coefdisp = Factor de disponibilidad de la unidad generadora.

EF_i =Energía que previsiblemente puede producir la central en la fase de máximo requerimiento térmico. El generador deberá suministrar y justificar esta energía previsible con una probabilidad de superación del 95 %.

NHRM =Número de horas de la etapa de máximo requerimiento térmico. La duración de la etapa será la misma que la utilizada como base para determinar la planificación a largo plazo.

$$OF = PP \cdot coefdisp$$

Donde:

PP =Potencia máxima de la unidad generadora.

Coefdisp =Factor de disponibilidad de la unidad generadora.

$$OF = PPR \cdot coefdisp$$

Donde:

PPR =Potencia que la unidad generadora garantiza que podrá suministrar a la red durante todo el año estacional en función de la disponibilidad mínima del combustible renovable declarada por el agente.

$$coefdisp = \frac{HD + HMP - HED}{HD + HIF + HMP}$$

Donde:

HD = Horas de disponibilidad.

HMP = Horas de mantenimiento programado, incluido el mantenimiento menor y mayor.

HIF = Horas de interrupción forzada.

HED = Horas equivalentes por degradación cuando la unidad está disponible (independientemente de la disponibilidad de agua en el caso de las centrales hidroeléctricas), calculadas del siguiente modo:

$$HED = \sum_{i=1}^N \frac{PP - PD_i}{PP}$$

Donde:

PP = Potencia máxima neta.

PD_i = Energía neta disponible en la hora **i** (independientemente de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas y sin considerar los requerimientos de operación que pueda tener el Administrador del Mercado Mayorista).

N = Número de horas del periodo de cálculo.

Honduras

$$F = D \times K$$

Donde:

F = Potencia firme de la central eléctrica.

D = Factor de disponibilidad anual de la central eléctrica.

K = Potencia efectiva de la central eléctrica en **kW** o **MW**. La potencia efectiva es la potencia máxima que una central eléctrica puede suministrar a la red teniendo en cuenta las condiciones locales de temperatura y presión, el autoconsumo de la central y cualquier otra restricción de sus unidades de generación.

El Operador del Sistema determina el factor de disponibilidad como:

$$D = 1 - \Delta D$$

Donde:

ΔD = Reducción de la disponibilidad de la central eléctrica durante el año en estudio.

La reducción de la disponibilidad se calcula finalmente como:

$$\Delta D = \sum_{i=1}^4 \Delta D_i = \sum_{j=1}^{n_1} \frac{H_{1j} \times \frac{R_{1j}}{K}}{HT} + \sum_{i=2}^4 \sum_{j=1}^{n_i} \frac{H_{ij} \times \frac{R_{ij}}{K}}{2 \cdot HT}$$

Donde:

ΔD_i = Reducción de la disponibilidad debido a la situación **i**.

n_i = Número de veces que se reducirá la potencia eléctrica debido a la situación **i**.

H_{ij} = Número de horas que habrá reducción de potencia eléctrica en la ocasión **j - th** debido a la situación **i**.

HT = Número total de horas en el año.

R_{ij} = Reducción de la potencia eléctrica en la ocasión **j - th** debido a la situación **i**.

Perú

$$Ef_{CT} = \frac{\sum_{i=1}^N [\sum_{k=1}^{12} (Pe_i \cdot T_k) (1 - IM_{ik})(1 - IF_{ik})]}{1000}$$

Donde:

Ef_{CT} = Energía firme anual de la central térmica en **GWh**.

Pe_i = Potencia efectiva de la unidad generadora i en **MW**.

T_k = Número de horas del mes k .

IF_{ik} = Indisponibilidad forzada de la unidad de generación i en el mes k .

IM_{ik} = Indisponibilidad prevista para el mantenimiento de la unidad de generación i en el mes k .

N = Número de unidades que constituyen la central térmica.

$$PF_T = P_{eft} \cdot (1 - FIF)$$

Donde:

PF_T = Potencia firme

P_{eft} = Potencia efectiva de la unidad.

FIF = Factor de indisponibilidad incidental mensual de la unidad.

$$EG_i = \min\{R \cdot (VDT_i + V_i), EMG_i\}$$

Donde:

R = Factor de producción en MWh/m³.

VDT_i = volúmenes de agua despachados (m³)

V_i = caudal intermedio (m³)

EMG_i = Energía máxima que se puede generar

La metodología para calcular la energía garantizada es diferente para los embalses estacionales y los embalses horarios.

ANEXO III: ESTUDIO DE CASO DE EL SALVADOR

Con el fin de analizar las implicaciones financieras que el reconocimiento de la potencia firme tiene en los contratos CCE, se seleccionó El Salvador como base para desarrollar un ejercicio de modelización. Los resultados de este análisis ya se describieron anteriormente, y en el siguiente segmento se ofrecen más detalles sobre los cálculos correspondientes.

METODOLOGÍA

Estas son las acciones implementadas para comparar las oportunidades de inversión basadas en el reconocimiento de potencia firme para proyectos eólicos y solares:

1. Evaluación de proyectos genéricos de energía solar fotovoltaica (FV) y eólica con base en el proceso de planificación nacional, con datos como la ubicación, la tecnología, el precio de venta estimado y el nivel de energía comprometido.
2. Estimación de la producción potencial de energía de proyectos seleccionados, con una resolución horaria, utilizando datos de la serie TSL.
3. Otros datos, como:
 - equilibrio horario entre la producción potencial de energía y la energía comprometida a través del contrato de compra de energía (CCE)
 - hipótesis de financiación del proyecto, incluidos los costos operativos, los costos de inversión, el costo medio ponderado del capital y la estructura del préstamo
 - hipótesis sobre el mercado de la energía, como los futuros precios al por mayor de la electricidad
 - las posibles especificaciones del CCE, como el nivel de la tarifa adjudicada, los requisitos de balance y las penalizaciones
 - estrategias contractuales para el CCE, en línea con el marco normativo actual, que obliga a los generadores a entregar toda la energía al precio establecido en el CCE al comprador (en este caso, la empresa distribuidora), sin acudir al mercado mayorista.

El modelo financiero evaluó cada proyecto, basándose en indicadores clave de rendimiento financiero como la tasa interna de rentabilidad (TIR), la tasa interna de rentabilidad económica (TIRE), el coeficiente de cobertura del servicio de la deuda y el periodo de amortización, para determinar los incentivos globales a la inversión.

a Emplazamiento y producción de energía

Para el ejercicio en cuestión, se seleccionaron dos proyectos (presentados en la *Table 1*) para su reproducción.

Proyectos eólicos y solares del estudio de caso

Los datos sobre los recursos eólicos y solares disponibles se obtuvieron a partir de los datos horarios de la serie TSL de PSR (2022) para cada ubicación y se ajustaron de acuerdo con las conclusiones del informe de IRENA "Utility scale solar and wind projects - El Salvador" (Proyectos eólicos y solares a gran escala - El Salvador).

Tabla A6 Características de los proyectos del estudio de caso

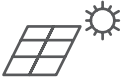

	 SOLAR	 EÓLICO
Fuente	Serie TSL 2.0	Serie TSL 2.0
Resolución	Horas	Horas
Inclinación / altura	15°	120 m
Longitud	-87.9°	-89.4°
Latitud	13.3°	14.4°
Recurso medio	Irradiación global incidente en el plano col. inclinado: ~2100 kWh/m ²	Velocidad media del viento: ~7.7 m/s
Modelo	Monocristalino 1 eje	V136-3.45
Potencia nominal	30 MW	30 MW

Figura A1 Proyecto solar fotovoltaico - perfil horario medio

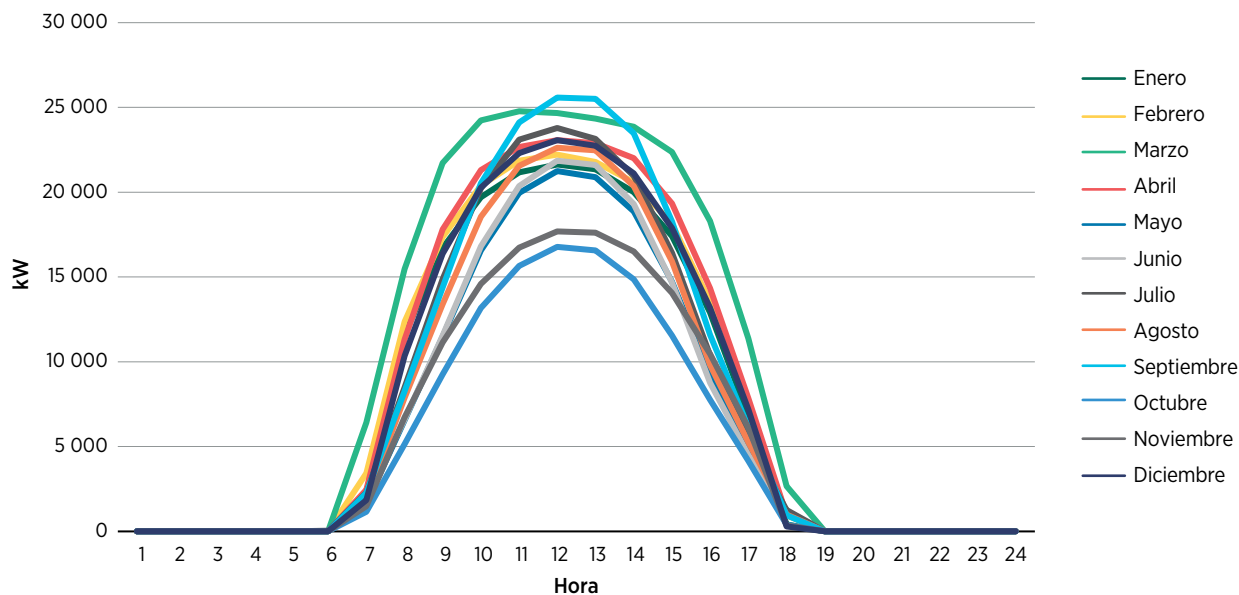
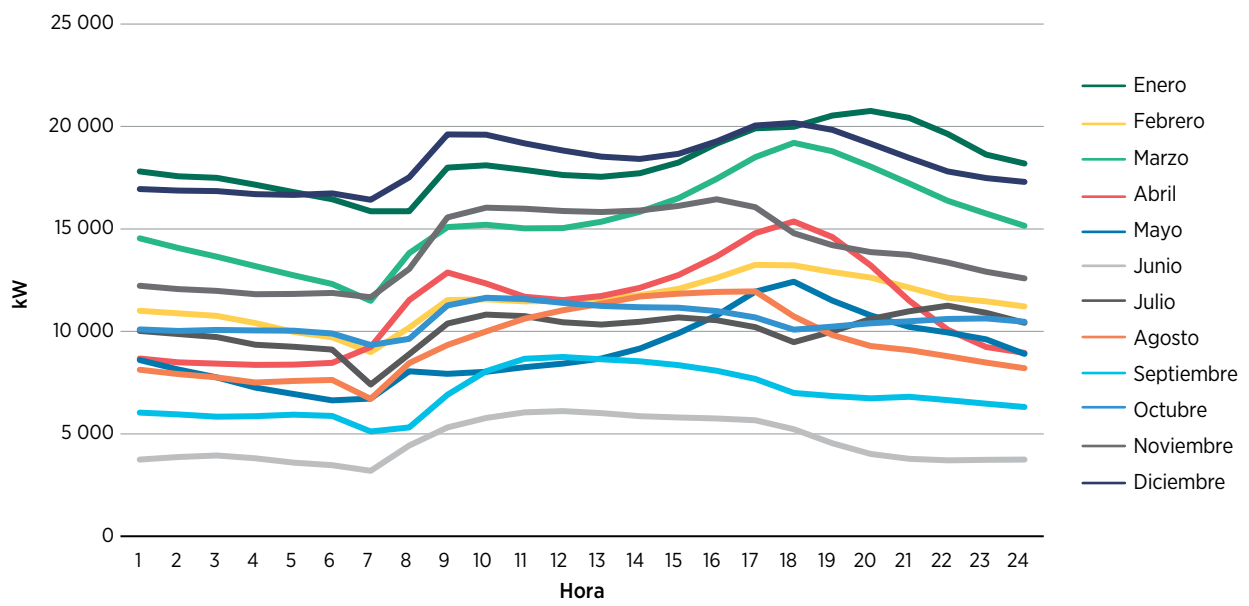


Figura A2 Proyecto eólico - perfil horario medio



b Modelización económica y financiera

En las siguientes secciones se presentan los principales datos, hipótesis y resultados de la rentabilidad financiera de los proyectos solares y eólicos en distintos escenarios de CCE.

i Principales datos e hipótesis

Tabla A7 Datos del estudio de caso



EÓLICO



SOLAR

Instalación		
Tiempo de construcción	1 año	1 año
Vida útil técnica	30	30
Tasa de interés durante la construcción	15 %	15 %
Inversión y operación y mantenimiento		
Costos de inversión	1583 USD m/MW	1.1 USD m/MW
Costos operativos	55 USD/kW-año	9.5 USD/kW-año
Financiación de capital		
Costo de capital	12 %	12 %
Participación en financiación	30 %	30 %
Financiación de préstamos prioritarios		
Participación en financiación	70 %	70 %
Tasa de interés	7 %	7 %
Costo medio ponderado del capital (WACC) resultante		
WACC	8 %	8 %
Impuestos		
Impuesto de sociedades	30 %	30 %
Deducción de intereses	100 %	100 %
Depreciación		
Método	Línea recta	Línea recta
Tasa	10 %	10 %
Reservas en efectivo		
Intereses en efectivo	2 %	2 %
Efectivo mínimo	1000 000 USD	1000 000 USD
Cuenta de reserva del servicio de la deuda exigida	12 meses	12 meses

ii Tipos de contratos CCE

Evaluación de las estructuras de los contratos CCE:

- **Contratos CCE de seguimiento de la carga:** El desarrollador absorbe los riesgos de balance.
- **Oferta mensual de curvas de potencia:** El proveedor se compromete a entregar la energía descrita por una curva de potencia que especifica la energía entregada por cada hora en un ciclo de 24 horas. Para captar la variación estacional, se determina una curva de potencia única para cada mes del año. El desarrollador absorbe los riesgos de balance.
- **Oferta anual de la curva de potencia:** El proveedor se compromete a suministrar energía en correlación con una curva de potencia predeterminada que especifica la cantidad de energía suministrada por cada hora en un ciclo de 24 horas. Se aplica la misma curva de potencia para todo el año. El desarrollador absorbe los riesgos de balance.
- **Oferta por bloques horarios:** El ciclo de 24 horas se divide en tres bloques: noche, día y pico. Es similar a la estrategia de licitación de la curva de potencia anual; sin embargo, la "licitación por bloques" es un escenario de contrato en el que la atención se centra en tres bloques individuales de horas, lo que resulta beneficioso para los recursos que producen más energía durante las horas de luz solar (como la energía solar fotovoltaica). El proveedor compromete energía para cada hora en bloques de tiempo activos y el desarrollador absorbe los riesgos de balance, pero solamente para un bloque específico de horas.
- **Oferta de precio mínimo garantizado:** El proveedor vende toda la energía en el mercado mayorista, pero el CCE establece un precio mínimo garantizado. Si el precio mayorista es inferior al precio garantizado, el CCE paga la diferencia entre el precio mayorista y el precio mínimo garantizado. Si el precio mayorista es superior al precio mínimo garantizado, el CCE no paga. Este tipo de CCE elimina el riesgo de balance del desarrollador.

iii Tipos de reconocimiento de la potencia firme


Metodologías de reconocimiento de la potencia firme evaluada:

- Sin reconocimiento.
- **Metodología actual:** Metodología salvadoreña actual.
- **Metodología de contribución a la demanda pico:** Inyección durante las horas de mayor demanda (similar a la metodología chilena).
- **Contribuciones en horas críticas:** Inyección durante las horas de mayor demanda (similar a la metodología utilizada en México).

iv Principales resultados de la aplicación de distintas metodologías de reconocimiento de los CCE y de la potencia firme


Las siguientes tablas presentan los principales resultados a través de TIR, TIRE, punto de equilibrio y precio potencial de la energía por CCE para diferentes combinaciones de tecnologías, tipos de CCE y metodologías de reconocimiento de potencia firme.

Tabla A8 Proyectos eólicos - resultados de los casos

TECNOLOGÍA	 TURBINA EÓLICA							
	Estrategia de CCE	Tipo de CCE	Reconoci- miento de la potencia firme	Firmeza de la potencia firme %	TIR %	TIRE %	Punto de equili- brio años	Precio de la energía por CCE USD/MWh
Vender todo al precio por CCE	100% de producción	Sin reconocimiento	0.0 %	9 %	12 %	10.3	78.4	100 %
Entregar siempre al 100 %	CCE en función de la carga	Sin reconocimiento	0.0 %	9 %	12 %	10.3	78.0	53 %
Vender todo al precio por CCE	100% de producción	Metodología salvadoreña	20.1 %	9 %	12 %	10.3	72.8	100 %
Entregar siempre al 100 %	CCE en función de la carga	Metodología salvadoreña	20.1 %	9 %	12 %	10.3	70.5	49 %
Vender todo al precio por CCE	100% de producción	Pico de demanda	33.6 %	9 %	12 %	10.2	69.0	100 %
Entregar siempre al 100 %	CCE en función de la carga	Pico de demanda	33.6 %	9 %	12 %	10.3	65.5	46 %
Vender todo al precio por CCE	100% de producción	Horas críticas	40.0 %	9 %	12 %	10.2	67.2	100 %
Entregar siempre al 100 %	CCE en función de la carga	Horas críticas	40.0 %	9 %	12 %	10.3	63.1	45 %

TIRE = tasa interna de rentabilidad económica; TIR = tasa interna de rentabilidad; CCE = contrato de compra de energía.

Tabla A9 Solar FV - resultados de casos

TECNOLOGÍA	 SOLAR FV							
	Estrategia de CCE	Tipo de CCE	Reconoci- miento de la potencia firme	Firmeza de la potencia firme %	TIR %	TIRE %	Punto de equili- brio años	Precio de la energía por CCE USD/MWh
Vender todo al precio por CCE	100 % de producción	Sin reconocimiento	0.0 %	9 %	12 %	10.1	75.5	100 %
Entregar siempre al 100 %	CCE en función de la carga	Sin reconocimiento	0.0 %	9 %	12 %	10.3	77.1	35 %
Vender todo al precio por CCE	100 % de producción	Metodología salvadoreña	14.7 %	9 %	12 %	10.1	68.6	100 %
Entregar siempre al 100 %	CCE en función de la carga	Metodología salvadoreña	14.7 %	9 %	12 %	10.3	67.9	29 %
Vender todo al precio por CCE	100 % de producción	Pico de demanda	21.6 %	9 %	12 %	10.1	65.4	100 %
Entregar siempre al 100 %	CCE en función de la carga	Pico de demanda	21.6 %	9 %	12 %	10.3	63.5	25 %
Vender todo al precio por CCE	100 % de producción	Horas críticas	11.0 %	9 %	12 %	10.1	70.3	100 %
Entregar siempre al 100 %	CCE en función de la carga	Horas críticas	11.0 %	9 %	12 %	10.3	70.2	30 %

Nota: TIRE = tasa interna de rentabilidad económica; TIR = tasa interna de rentabilidad; CCE = contrato de compra de energía; FV = fotovoltaica.



© IRENA 2023

www.irena.org