

Guía para el diseño de contratos de energías renovables adquiridos mediante subastas

Tiago de Barros Correia, Maurício T. Tolmasquim y Michelle Hallack



**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Correia, Tiago de Barros.

Guía para el diseño de contratos de energías renovables adquiridos
mediante subastas / Tiago de Barros Correia, Maurício T. Tolmasquim,
Michelle Hallack.

p. cm. — (Monografía del BID ; 835)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Renewable energy sources-Latin America-Planning. 2. Contracts-
Latin America. 3. Auctions-Latin America. 4. Government purchasing-
Latin America. I. Tolmasquim, Mauricio Tiomno. II. Hallack, Michelle,
1983- III. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. IV.
Título. V. Serie.

IDB-MG-835

Códigos JEL: Q40, Q42, Q48

Palabras clave: Subasta, energía, infraestructura, renovables,
diseño de contrato.

Copyright © 2020 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra
cuenta con una licencia de atribución-no comercial-sin derivadas
(CC-IGO BY-NC-ND 3.0 IGO) de Creative Commons IGO 3.0
(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>)
y podrá reproducirse con atribución al BID y con cualquier fin no
comercial. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que
no pueda resolverse amistosamente debe someterse a arbitraje de
conformidad con el reglamento de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso
del nombre del BID con cualquier fin que no sea la atribución y el uso
del logotipo del BID estarán sujetos a acuerdos de licencia por escrito
diferentes entre el BID y el usuario, y la licencia CC-IGO no los autoriza.

Tenga en cuenta que el enlace anterior incluye condiciones y términos
adicionales de la licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no
necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de
Desarrollo, de su junta directiva ni de los países que representa.



RESUMEN

Las subastas para adquirir contratos a largo plazo con productores independientes de energía son el instrumento más común para aumentar la inversión privada y el despliegue de capacidad de fuentes de energía renovables en la región de América Latina y el Caribe (ALC). El gran atractivo de las subastas es su capacidad para obtener precios justos, y porque pueden adaptarse a diferentes diseños de mercado y reconocer el valor intrínseco de la energía suministrada en diferentes zonas y momentos. Sin embargo, el diseño de las subastas es una tarea compleja que involucra la alineación de diferentes elementos, como el objeto subastado, las reglas de participación, el proceso de licitación, la definición del ganador, el enfoque de fijación de precios (por ejemplo, *pay-as-bid* o *pay-as-clear*), y, en el caso especial de la contratación para acuerdos a largo plazo, las cláusulas contractuales. Por lo tanto, el propósito de esta guía es brindar asistencia basada en el conocimiento a los profesionales involucrados en el diseño de subastas de energía y a proyectos de centrales que buscan aumentar la difusión de las fuentes de energía renovable. Esto incluye a las

autoridades públicas, a los líderes de proyectos y a los funcionarios de inversiones (de los sectores tanto público como privado), a los prestamistas con un papel en el diseño de proyectos y modelos de negocios, y a los consultores o terceros contratados para realizar análisis de viabilidad de proyectos y diseño de subastas. Esta guía forma parte de un esfuerzo más amplio de la división de energía para recopilar y analizar los resultados de las subastas en ALC [5], y también para mostrar cómo las subastas son un mecanismo para incentivar las energías renovables en ALC [3].

Esta guía complementa este esfuerzo al centrarse en el diseño del contrato que se subastará y propone una lista de verificación de las cuestiones clave que los responsables políticos deben responder al diseñar el proceso. Además, sugiere algunas mejores prácticas basadas en ejemplos de experiencias previas.

Palabras clave: Subasta, energía, infraestructura, renovables, diseño de contrato.

RESUMEN

Introducción	6	Aspectos económicos	18
Objetivos	10	Inicio de obra y plazo de entrega	18
Elementos de diseño de las subastas	11	Duración	19
Diseño y precalificación	12	Moneda e indexación	20
Demanda	12	Obligaciones técnicas, económicas, ambientales y sociales	21
Origen de los fondos de los compradores	12	Cronograma de construcción	21
Tecnología elegible	12	Condiciones técnicas para el suministro de energía y capacidad	23
Centrales existentes	13	Medición, facturación y cobro	26
Productos adquiridos	14	Sanciones	26
Requisitos de precalificación	14	Garantías	28
Regularidad y periodicidad	14	Arbitraje y resolución de disputas	28
Licitación	15	Indemnizaciones	29
Contratación	15	Casos fortuitos y de fuerza mayor	29
Principios contractuales	16	Financiamiento	29
Cláusulas contractuales	17	Caso de estudio – Brasil	30
General	17	Principales conclusiones	39
Definiciones	17	Referencias	40
Objeto	17		

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Subastas de adquisición realizadas en ALC.	7
Tabla 2: Tecnología	13
Tabla 3: Centrales existentes	13
Tabla 4: Requisitos de precalificación	15
Tabla 5: Lista de cláusulas contractuales básicas	17
Tabla 6: Plazo de entrega	18
Tabla 7: Duración	20
Tabla 8: Obligación de suministro	21
Tabla 9: Riesgos asociados a los activos de infraestructura	22
Tabla 10: Obligación de suministro	25
Tabla 8: Sanciones	27
Tabla 9: Garantías	29

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidad de FER en ALC	6
Figura 2: Elementos de diseño de las subastas	11
Figura 3: Contrato con obligación anual plana	23
Figura 4: Contrato con obligación de suministro posterior a la generación	24
Figura 5: Contrato con obligación de suministro posterior a la carga	24
Figura 4: La cadena de subastas brasileña	31
Figura 5: Esquema de subastas brasileño	32
Figura 8: Contrato de capacidad de FER por las subastas brasileñas	34
Figura 9: Tasa de interés SELIC en Brasil (tasa de interés básica brasileña)	34
Figura 10: Cumplimiento del cronograma de construcción de las centrales fotovoltaicas	35
Figura 11: Cumplimiento del cronograma de construcción de las centrales eólicas	35
Figura 12: Cumplimiento del cronograma de construcción de las centrales de biomasa	35
Figura 13: Principales causas de demoras en la construcción en Brasil	34

INTRODUCCIÓN

El siglo XXI comenzó con una ola impactante de despliegue de fuentes de energía renovables (FER) en la región de América Latina y el Caribe (ALC), incluida la energía hidroeléctrica. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), entre 2007 y 2018 la capacidad instalada de FER se había incrementado a una tasa del 4,3 % anual, mientras que la capacidad de fuentes de energía no convencionales (ENC) aumentó más de siete veces, de 7949 MW en 2007 a 56 618 MW en 2018 [1] [2].

El desarrollo de las FER en la región de ALC fue el resultado de una demanda creciente y de políticas públicas directas, reformas regulatorias y la constante disminución de los costos de las energías renovables no convencionales. Desde finales de la década de 1990, muchos países habían introducido la competencia en las actividades de generación y comercio de energía para atraer la inversión privada, garantizar la adecuación de los recursos y aumentar el acceso a los servicios de electricidad. Sin embargo, la región de ALC se caracteriza por una heterogeneidad significativa entre países en el grado en que han evolucionado los mercados de electricidad con respecto a la participación privada y en si todavía tienen un proveedor de servicios integrado verticalmente, si han creado una autoridad nacional reguladora (ANR) independiente o si tienen mercados mayoristas y minoristas [3] [4].

A pesar de estas diferencias, la aplicación de subastas para adquirir contratos a largo plazo con productores independientes

de energía (PIE) es un instrumento común en la región de ALC para aumentar la inversión privada y el despliegue de capacidad de FER [5] [6], y ha sido adoptado por 16 países entre 2005 y 2019, incluidas las economías más grandes de la región. El gran atractivo de las subastas es su capacidad para obtener precios transparentes, y porque pueden adaptarse a diferentes diseños de mercado y aplicarse tanto para una tecnología particular como para neutralidad tecnológica.

Las subastas se pueden usar para adquirir energía de centrales existentes o de nuevas centrales que aún están en la etapa de proyecto, y son un mecanismo poderoso para garantizar la adecuación de los recursos a largo plazo, especialmente en el caso de mercados con una gran participación de FER, ya que la intermitencia, la estacionalidad y el bajo costo operativo hacen que los desarrolladores sean particularmente reacios a confiar en el mercado marginal (*spot-market*). Por lo tanto, el uso de subastas para hacer coincidir a los PIE con los compradores a largo plazo a precios establecidos reduce el riesgo, mejora el financiamiento y permite las grandes inversiones a largo plazo. Los acuerdos de compra de energía (PPA) a largo plazo pueden proporcionar estabilidad en los ingresos y proteger a los inversionistas de los efectos de los cambios en la regulación o en el diseño del mercado [5].

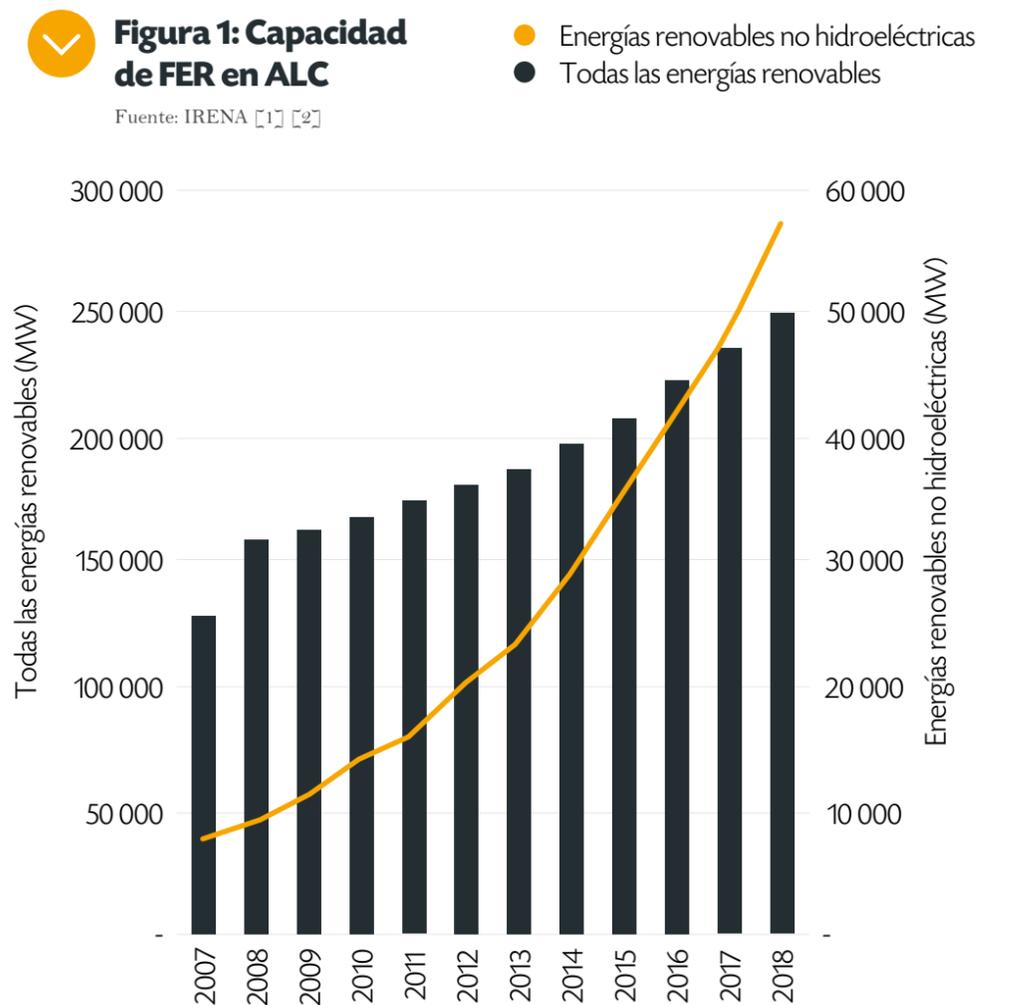




Tabla 1: Subastas de adquisición realizadas en la región de ALC.

Fuente: [6] [7] [8] [9] [10]

Año	País	Fuente				
		Hidroeléctrica	Biomasa	Eólica	Solar	Neutra
2005	Brasil					
2006	Brasil					
	Uruguay					
2007	Brasil					
	Uruguay					
2008	Brasil					
	Jamaica					
2009	Argentina					
	Brasil					
	Perú					
	Uruguay					
2010	Brasil					
	Honduras					
	Perú					
2011	Brasil					
	Guatemala					
	Panamá					
	Perú					
	Uruguay					

Año	País	Fuente				
		Hidroeléctrica	Biomasa	Eólica	Solar	Neutra
2012	Brasil					
	Costa Rica					
	Guatemala					
	Panamá					
2013	Brasil					
	El Salvador					
	Guatemala					
	Jamaica					
	Panamá					
	Perú					
2014	Belice					
	Brasil					
2015	Brasil					
	Guatemala					
	Jamaica					

Año	País	Fuente				
		Hidroeléctrica	Biomasa	Eólica	Solar	Neutra
2016	Argentina					
	Brasil					
	Chile					
	El Salvador					
	México					
	Perú					
Surinam						
2017	Argentina					
	Bolivia					
	Brasil					
	Chile					
	El Salvador					
	México					
2018	Argentina					
	Brasil					
	México					
2019	Argentina					
	Brasil					
	Chile					
	Colombia					

OBJETIVOS

El propósito principal de una subasta de adquisición es adquirir un servicio o un bien al precio más bajo posible, dado un conjunto de requisitos mínimos de calidad. Sin embargo, al diseñar las subastas de energía, los responsables políticos deben considerar dos objetivos adicionales: i) atraer ofertas de empresas sólidas y confiables que tengan la capacidad financiera para construir los proyectos a tiempo y operar las centrales bajo las condiciones contractuales; y ii) garantizar que los proyectos y centrales que se contraten satisfagan las necesidades del sistema en cuanto a capacidad, fiabilidad y huella ambiental y social [5].

Por otro lado, el diseño de subastas es un conjunto complejo de elementos relacionados. El diseño de una subasta puede afectar la competencia, el atractivo de la licitación, la transparencia y divulgación de la información, el precio contratado y otros resultados del proceso.

ELEMENTOS DE DISEÑO DE LAS SUBASTAS

El diseño de una subasta de adquisición de energía puede evaluarse dividiéndolo en tres grupos de elementos:

 **Figura 2: Elementos de diseño de las subastas**



DISEÑO Y PRECALIFICACIÓN

El diseño de las subastas de electricidad debe tener en cuenta tres objetivos principales.

En primer lugar, las subastas deben ser lo suficientemente atractivas para los inversionistas a fin de generar competencia y lograr precios óptimos. En segundo lugar, el diseño de las subastas debe garantizar que los licitadores sean empresas confiables que tengan la capacidad técnica y financiera para construir los proyectos a tiempo. En tercer lugar, el diseño de las subastas debe garantizar que se adjudique la combinación adecuada de productos para lograr los resultados deseados [5].

Demanda

La demanda de energía por subastar puede ser una cantidad fija, puede estar determinada por una autoridad central de planificación o por la agregación de la demanda informada por operadores de transmisión, empresas de distribución, comerciantes o consumidores

libres y otros compradores, o puede ser un volumen sensible al precio, en el que el importe contratado responde a los precios ofertados.

Ventajas y desventajas de la agregación de la demanda: contratar grandes volúmenes en una sola subasta puede acelerar el progreso hacia las metas de capacidad y generación. Sin embargo, conlleva un mayor riesgo de sobreoferta y sobreprecio, ya que pondrá en peligro las oportunidades de aprendizaje que se dan en el transcurso de cada licitación.

Ventajas y desventajas de la información sobre la demanda: la transparencia puede llevar a las autoridades a revelar la demanda total antes de la subasta porque puede permitir una oferta mejor informada. Sin embargo, aumenta el riesgo de colusión. Por lo tanto, los subastadores pueden optar por no revelar la demanda total hasta después de recibir las ofertas para evitar la colusión, lo que dificulta que los licitadores se dividan la demanda entre ellos. [5]

Origen de los fondos de los compradores

La energía puede (1) ser contratada por compradores privados, (2) ser adquirida por el gobierno o una autoridad pública para garantizar la adecuación de los recursos y la capacidad del sistema o (3) cumplir los objetivos de políticas públicas a través de un certificado de energía renovable.

- **Compradores privados:** los compradores pagan el precio directamente al vendedor.
- **Seguro del gobierno o de una autoridad pública:** el costo de los contratos de energía renovable puede transferirse a la tarifa de energía (y finalmente a los consumidores) o estar financiado por el gobierno, principalmente a través de los presupuestos generales del Estado.
- **Certificado de energía renovable (o certificado verde):** la aplicación de un gravamen o la recaudación de fondos de donantes.

La credibilidad de la fuente de los fondos es fundamental para obtener ofertas más competitivas y cerrar el financiamiento de proyectos, lo que da como resultado tasas de proyectos más altas [6]. Por lo tanto, la confianza de los inversionistas se puede mejorar significativamente mediante la provisión de garantías de pago por parte de los compradores. Argentina, por ejemplo, tiene el *Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables* (FODER), un fondo que ofrece garantías de pago a los vendedores [5].

Tecnologías elegibles

La subasta puede ser para una sola tecnología, para un grupo de tecnologías o de tecnología neutra¹. En 2016, las subastas realizadas en Brasil, Perú y Panamá fueron específicas

1. Una subasta nunca es totalmente neutral. Incluso cuando se pueden ofertar muchas tecnologías diferentes, el diseño de la subasta, en la mayoría de los casos, es más adecuado para una u otra tecnología. Sin embargo, hay algunas subastas que están diseñadas para intentar equilibrar el campo de juego.

(o tienen un contrato específico) para cada tecnología renovable (eólica, fotovoltaica, pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa). Chile y México favorecen el uso de subastas de tecnología neutra, mientras que Colombia tiene subastas de FER (para un grupo de tecnologías).

Las subastas de tecnologías específicas tienen la ventaja de planificar la diversificación del suministro [11]. Las subastas neutras tienen la ventaja de aumentar la competencia y reducir los costos [12].

Centrales existentes

Teniendo en cuenta que las fallas del mercado pueden afectar a las centrales tanto nuevas como existentes, la subasta de adquisición para contratos a largo plazo puede permitir la competencia de centrales existentes y nuevos proyectos en igualdad de condiciones. Este enfoque se usa en Chile, Colombia, México, Panamá y Perú.

Por otro lado, los costos fijos de las centrales existentes se hunden y, al menos parcialmente, se recuperan. Por lo tanto, es posible garantizar su viabilidad y penetración en el mercado con contratos a corto y mediano plazo y con precios inferiores a los necesarios para asegurar nuevos proyectos. Siguiendo este razonamiento, Brasil tiene subastas específicas para nuevos proyectos.

Países	Enfoque
Argentina ¹	Grupo de tecnologías
Brasil ²	Tecnologías específicas
Chile ³	Tecnología neutra
Colombia ⁴	Grupo de tecnologías
México ⁵	Tecnología neutra
Panamá ⁶	Tecnologías específicas
Perú ⁷	Tecnologías específicas

Países	Participantes
Argentina ¹	Nuevos proyectos y ampliación y reacondicionamiento de centrales existentes
Brasil ²	Nuevos proyectos y ampliación de centrales existentes
Chile ³	Centrales existentes y nuevos proyectos
Colombia ⁴	Centrales existentes y nuevos proyectos
México ⁵	Centrales existentes y nuevos proyectos
Panamá ⁶	Centrales existentes y nuevos proyectos
Perú ⁷	Centrales existentes y nuevos proyectos

Tabla 2: Tecnología

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) – www.osinergmin.gob.pe.

Tabla 3: Centrales existentes

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) – www.osinergmin.gob.pe.

Productos adquiridos

El subastador puede adquirir capacidad instalada o generación, dependiendo de si los mercados exclusivamente de energía permitirán a los participantes cubrir todos los costos fijos y variables de los proyectos de generación y, a su vez, incentivar nuevas inversiones en generación². México licita tanto capacidad como generación, mientras que Argentina solo adquiere capacidad y Perú, Brasil y Chile solo adquieren generación. En Chile, sin embargo, la generación se adjudica dentro de bloques de tiempo intradiarios y estacionales, lo que hace que las tecnologías renovables intermitentes y estacionales sean más competitivas, pero puede desalentar la participación de otras tecnologías [5].

Requisitos de precalificación

Uno de los mayores desafíos para el diseño de subastas es garantizar la seriedad de las ofertas

2. Para obtener más detalles sobre los productos adquiridos, véase también [3].

y los compromisos contractuales. Por lo tanto, el subastador puede seleccionar e imponer algunos criterios a los licitadores en forma de requisitos de precalificación para garantizar que solo aquellos que puedan seguir adelante con el proceso de subasta y completar el proyecto dentro del plazo asignado puedan participar.

Ejemplos de estos requisitos incluyen evaluaciones de impacto ambiental, permisos ambientales, derechos preliminares de uso del suelo y acceso a la red, calificaciones financieras y experiencia previa [5]. Teniendo en cuenta la intermitencia y la estacionalidad de algunas fuentes de energía, el subastador también puede solicitar una evaluación de recursos o un estudio de producción de energía que demuestre la generación esperada (o energía firme) para un intervalo de confianza. En Brasil, por ejemplo, los proyectos de centrales eólicas pueden cumplir con un estudio de producción de energía con un 90 % de confianza, mientras que la energía solar fotovoltaica y las pequeñas centrales

hidroeléctricas deben cumplir con un intervalo de confianza de tan solo el 50 %.

Además, los subastadores pueden solicitar a los participantes que proporcionen garantías de oferta para participar en la subasta. El propósito de esta garantía es cubrir el riesgo de que el licitador no cumpla con su oferta. La garantía se ejecuta si el adjudicatario no firma el contrato.

Por otro lado, los requisitos de precalificación demasiado estrictos pueden reducir la competencia y poner en peligro la eficiencia de la subasta.

Regularidad y periodicidad

La participación en las subastas tiene un costo de transacción importante, incluido el costo de preparación y desarrollo del proyecto de la nueva central y el costo de obtener todos los permisos necesarios, la garantía de oferta y demás garantías financieras. Si las subastas no forman parte de un proceso periódico y predecible,

aumenta el riesgo para los potenciales licitadores. Esto reduce su participación y, por lo tanto, la competencia en la subasta, lo cual aumenta el precio final [13].

En el caso de México y Brasil, las subastas tienen una periodicidad anual establecida. Perú ha realizado cuatro subastas de energía renovable en los últimos cinco años. En estos casos, los países también se han beneficiado de la eficiencia dinámica impulsada por la curva de aprendizaje de los PIE y un aumento en el número de licitadores que participan en las subastas [6]. Las crisis que afectan la demanda de energía, como las crisis económicas o las crisis sanitarias —como la COVID-19—, pueden perturbar la agenda de subastas, lo que aumenta los costos de transacción e interrumpe las cadenas de suministro de la industria. La crisis actual podría ser aún más perjudicial para la cadena de suministro, ya que afectará tanto a los mercados locales como al comercio internacional.

LICITACIÓN

El grupo de elementos de una licitación abarca el proceso de licitación, el esquema de fijación de precios y el mecanismo de adjudicación.

El proceso de licitación define las reglas por las cuales el subastador recibe las ofertas y define las ofertas ganadoras. Los diseños más usados son (i) subasta con ofertas en sobre cerrado; (ii) subasta descendente; y (iii) subastas híbridas que combinan los dos diseños de licitación anteriores.

En lo que respecta al esquema de fijación de precios, hay dos enfoques principales: (i) precios pay-as-bid, en los que la remuneración la determina la oferta de cada participante; o (ii) precios pay-as-clear (o segundo precio), en el que el precio para todos los participantes será la oferta que haya sido adjudicada en la subasta (el precio necesario para igualar la oferta y la demanda).

El mecanismo de adjudicación es especialmente importante cuando las ofertas de los generadores son voluminosas e indivisibles, lo que implica que no siempre es posible lograr una coincidencia exacta entre la oferta y la demanda.

CONTRATACIÓN

El contrato establece las condiciones que el comprador y el vendedor deben cumplir para preservar el derecho al suministro y recibir la energía y capacidad contratadas con el volumen y precio adjudicados en la subasta. Las siguientes secciones de esta guía se centran en el último elemento de diseño de los contratos para las subastas de adquisición de FER.

Requisitos	Argentina ¹	Brasil ²	Chile ³	Colombia ⁴	México ⁵	Panamá ⁶	Perú ⁷
Evaluación de impacto ambiental	✓	✓					
Permisos ambientales	✓	✓					
Acceso preliminar a la red		✓					
Derechos de uso del suelo	✓	✓					
Calificaciones financieras	✓	✓	✓		✓	✓	
Experiencia previa					✓	✓	✓
Estudio de evaluación de recursos/ producción de energía	✓	✓				✓	✓
Garantías de oferta	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4: Requisitos de precalificación

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) – www.osinermin.gob.pe.

PRINCIPIOS CONTRACTUALES

Los contratos tienen múltiples propósitos. Principalmente, son una herramienta legal y financiera que protege tanto al comprador como al vendedor de la volatilidad de los precios del mercado marginal. Además, los contratos generan un flujo de ingresos predecible que puede usarse como garantía para el financiamiento a largo plazo de nuevos proyectos y otorga viabilidad comercial a las centrales existentes en mercados con una participación significativa de fuentes de energía renovables intermitentes o de bajo costo marginal. Por último, los contratos asignan riesgos, definen responsabilidades y ofrecen orientación para tomar medidas en el caso de contingencias no anticipadas. Por lo tanto, para cumplir con sus objetos, el contrato debe diseñarse teniendo en cuenta los siguientes principios:

1. **Sencillez:** el contrato debe ser lo más simple posible para facilitar la comprensión y el cumplimiento de sus cláusulas.
2. **Coherencia y exhaustividad:** las cláusulas contractuales deben ser coherentes entre sí y con el marco regulatorio y el desarrollo del mercado. El conjunto de cláusulas debe ser adecuado, eficaz y creíble, y debe garantizar la capacidad de responder a un entorno cambiante y acelerado.
3. **Claridad:** el contrato debe aclarar obligaciones, derechos y responsabilidades.
4. **Proporcionalidad:** el contrato debe proporcionar una asignación justa de riesgo y responsabilidad.
5. **Promoción del cumplimiento:** el contrato debe ser autoexigible y los posibles conflictos de intereses deben mitigarse mediante incentivos económicos positivos y la reducción de los costos administrativos.
6. **Cotejo con la realidad:** el responsable político o el regulador responsable del diseño del contrato debe evaluar sistemáticamente el cumplimiento del contrato y los resultados sectoriales para garantizar que los objetivos previstos se hayan alcanzado de manera eficiente y eficaz. Las fallas identificadas deben resolverse en un nuevo contrato.
7. **Fondos:** el contrato debe proporcionar previsibilidad y estabilidad al flujo de efectivo de los PIE.

CLÁUSULAS CONTRACTUALES

Los contratos pueden analizarse desglosando y evaluando sus diversas cláusulas (p. ej., el objeto, los derechos y las obligaciones, el lapso, la duración del contrato, etc.). Todas las cláusulas del contrato están correlacionadas y dependen unas de otras. La elección sobre cómo incluirlas en los contratos, en consecuencia, se asemeja al encastrado de piezas de Lego, que deben colocarse de manera que encajen entre sí y formen un instrumento robusto que sea lo más efectivo y eficiente posible, teniendo en cuenta el marco regulatorio y la madurez del mercado energético.

GENERAL

Definiciones

Los contratos son instrumentos legales que definen el intercambio de derechos y obligaciones entre dos o más partes. En este sentido, la redacción del contrato debe ser lo más sencilla y concisa posible, a fin de evitar

cualquier ambigüedad que pueda resultar en futuros litigios.

En este contexto, es útil que los contratos de suministro de energía y capacidad, que son acuerdos complejos, contengan un apartado de definiciones que aclare el significado de todas las siglas y términos técnicos incluidos en el contrato y necesarios para su correcta ejecución.

Objeto

El objeto de un contrato es la descripción de los bienes o servicios que el vendedor proporcionará al comprador. En el caso de las subastas de FER, el objeto puede ser el suministro de energía, capacidad o ambas, bajo determinadas condiciones.

En el caso de la subasta chilena 2019-01, por ejemplo, el objeto del contrato es el suministro tanto de energía como de capacidad a los consumidores regulados. Para ello, el vendedor debe contar con apoyo físico en forma de una

 **Tabla 5: Lista de cláusulas contractuales básicas**

Categorías	Cláusulas
General	Definiciones
	Objeto
Aspectos económicos	Inicio de obra – Plazo de entrega
	Duración
	Moneda e indexación
	Cronograma de construcción
Obligaciones técnicas, económicas, ambientales y sociales	Condiciones técnicas para el suministro de energía y capacidad
	Medición, facturación y cobro
	Garantías
	Arbitraje y resolución de disputas
	Sanciones
	Indemnizaciones
Financiamiento	Casos fortuitos y de fuerza mayor
	Derecho de intervención y cambio de control
	Cesión de cuentas por cobrar

central existente o un proyecto para construir una nueva.

A su vez, el objeto contractual de la subasta colombiana número 02-2019 es el suministro únicamente de energía, pero el vendedor también debe respaldar su oferta de suministro con una central existente o una central con construcción proyectada.

Como tercer ejemplo, la *subasta de largo plazo* (SLP) 1/2018 mexicana licita contratos con tres objetos: i) suministro de energía, ii) suministro de capacidad y iii) Certificados de Energías Limpias (CEL).

ASPECTOS ECONÓMICOS

Inicio de obra y plazo de entrega

El inicio de obra es el momento (año, día y hora) en que debe iniciarse la prestación del objeto del contrato. El plazo de entrega es el período entre que se gana la subasta y el inicio de obra. Para las centrales existentes,

el plazo de entrega puede ser necesario por cuestiones administrativas relacionadas con el proceso de adjudicación de la subasta y la firma del contrato.

En el caso de las subastas de adquisición de nuevos proyectos, sin embargo, el plazo de entrega es necesario para permitir el tiempo suficiente para la implementación de los proyectos y, por lo tanto, debe ser compatible con el tiempo requerido para la entrada en explotación comercial de la central, incluido el tiempo necesario para que el PIE obtenga todos los permisos técnicos y ambientales, y para la construcción. De esta forma, en subastas donde puedan competir diferentes fuentes de energía y tecnologías, el plazo de entrega debe corresponder al tiempo de implementación más extenso necesario.

Por otro lado, cuanto mayor es el plazo de entrega, mayor es el riesgo de proyección de la demanda para el comprador, y también el riesgo de pagar un precio más alto por

Tabla 6: Plazo de entrega

Países	Plazo de entrega
Argentina ¹	Máximo de dos años. Los licitadores presentan fechas de explotación comercial para los proyectos y se incentiva la ejecución anticipada. El período del contrato comienza en la fecha real de explotación comercial.
Brasil ²	Centrales existentes: entre 0 y 5 años
	Nuevas centrales: entre 3 y 6 años
Chile ³	Centrales de FER: entre 1 y 5 años
	4 años (1.ª subasta de 2015)
	1 año (2.ª subasta de 2015) 6 años (subasta de 2017)
Colombia ⁴	3 años (subasta de 2019)
México ⁵	Estándar de 3 años, pero el PIE puede ofertar el compromiso para comenzar a operar entre 2 y 5 años después de la subasta.
	Solar: 2 años
Panamá ⁶	Eólica: 2 años
	Hidroeléctrica: 6 años
Perú ⁷	Centrales de FER: 2 años

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) – www.osinergmin.gob.pe.

proyectos con un tiempo de construcción breve cuyas fuentes de energía aún experimentan reducciones significativas en los costos debido a las ganancias en tecnología y, por lo tanto, podrían adquirirse en el futuro a un precio más bajo. Por estas razones, en jurisdicciones que usan plazos de entrega más extensos, a fin de reducir el riesgo del comprador, es deseable tener una cadena de subastas con diferentes plazos de entrega y predecir mecanismos de ajustes y venta de excedentes de energía o capacidad, como subastas de desconstrucción.

En el caso de Brasil, las subastas para la adquisición de nuevas centrales tienen un plazo de ejecución de 6 a 3 años. Así, las empresas distribuidoras, los compradores en las subastas de energía reguladas brasileñas, pueden intercambiar energía entre ellas o vender el excedente en el mercado no regulado para ajustar las desviaciones en las proyecciones de demanda mediante subastas de desconstrucción.

Permitir la alteración de algunas características técnicas del proyecto contratado reduce el

riesgo de obsolescencia tecnológica. En el caso brasileño, el cambio de proyectos a favor de centrales eólicas y fotovoltaicas es la regla y no la excepción. A tal efecto, las bases de la subasta brasileña prevén expresamente esta posibilidad e informan las condiciones bajo las cuales los cambios deben solicitarse para su aprobación por parte del ente regulador.

Según las reglas de la subasta A-6³ brasileña de 2019, es posible cambiar la capacidad instalada, el tipo y la cantidad de unidades generadoras y el punto de conexión de la central, y anticipar la operación de la central y vender energía al mercado mayorista brasileño.

Los cambios técnicos, sin embargo, deben ajustarse a los permisos ambientales, no pueden modificar la fuente de energía indicada inicialmente y no pueden poner en riesgo el cumplimiento de las obligaciones contractuales asumidas en la subasta, tales como la cantidad de energía y capacidad negociada, la fecha de inicio de obra y la duración.

3. En Brasil, una subasta A-6 se refiere a un plazo de entrega de 6 años.

Las reglas de la subasta también establecen expresamente que todos los riesgos y costos asociados a cambios en las características técnicas y la anticipación operativa del proyecto son responsabilidad exclusiva del vendedor y no pueden transferirse a los compradores.

Otra alternativa para mitigar el riesgo de obsolescencia temprana es permitir que los proyectos con períodos de construcción más acotados anticipen su operación. Los ingresos esperados que se obtendrán con la anticipación también contribuyen a la reducción del precio adjudicado por la subasta.

Duración

La duración del contrato corresponde al período de entrega del objeto y comienza en la fecha de inicio de obra.

Como se mencionó anteriormente, el propósito principal de las subastas que se llevan a cabo en la región de ALC es garantizar la adecuación de los recursos energéticos en el largo plazo. Eso se obtiene mejorando el

atractivo general de la inversión y facilitando el acceso al financiamiento con el otorgamiento de contratos a largo plazo para cubrir el riesgo de los generadores frente a la volatilidad de los precios del mercado marginal.

Por lo tanto, la duración del contrato debe ser lo suficientemente larga para proporcionar a los inversionistas en nuevos proyectos de generación cierta estabilidad y previsibilidad del flujo de efectivo durante el tiempo requerido para el vencimiento del préstamo. En consecuencia, la duración del contrato debe reflejar la intensidad de capital de la tecnología, la modalidad del financiamiento del proyecto y la tasa de descuento involucrada⁴ [14].

Sin embargo, los beneficios para los consumidores de los contratos a largo plazo para las centrales existentes no son tan evidentes. Si por un lado los consumidores pueden protegerse de las variaciones en los precios del mercado marginal, por el otro,

4. Cuanto más distante del presente está un ingreso futuro, menor es su impacto en el valor actual neto.

 **Tabla 7:
Duración**

Países	Duración del contrato
Argentina ¹	20 años
Brasil ²	Centrales existentes: entre 1 y 15 años
	Nuevas centrales: entre 15 y 30 años
	Centrales de FER: entre 10 y 30 años
Chile ³	Hasta 15 años
Colombia ⁴	Entre 10 y 20 años
México ⁵	Energía: 15 años
	Capacidad de potencia: 15 años
	Energía y capacidad de potencia combinadas: 20 años
Panamá ⁶	Solar: 20 años
	Eólica: 20 años
	Hidroeléctrica: 20 años
Perú ⁷	Hasta 20 años

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) – www.osinergmin.gob.pe.

el proceso de transición energética en la región de ALC ha demostrado que la inserción de las FER se puede realizar a precios por debajo de los solicitados por las centrales convencionales existentes, especialmente con fuentes fósiles, cuyo costo operativo generalmente es mayor.

Por lo tanto, podría ser conveniente verificar constantemente el equilibrio entre la conveniencia de uso y la menor duración posible para favorecer la posibilidad de tener nuevos proyectos más asequibles que los existentes, sujetos al riesgo de una futura falta de capacidad si la duración del contrato no es lo suficientemente larga para garantizar la adecuación de los recursos.

En un contexto de crisis de demanda como la provocada por la COVID-19, la obligación de los contratos a largo plazo constituye una protección para las empresas generadoras, pero hace recaer los riesgos sobre todo en las empresas de distribución. La crisis puede generar restricciones de liquidez en el mediano plazo, y en el largo plazo estos costos

generalmente se trasladan a los consumidores a través de revisiones de tarifas (en los períodos posteriores).

Moneda e indexación

Los contratos a largo plazo en los países en desarrollo a menudo requieren la existencia de cláusulas de indexación vinculadas al dólar o a los índices nacionales de inflación. Hay dos motivos principales para indexar los precios contratados. En primer lugar, muchos países de ALC tienen tasas de inflación persistentes y volátiles. En este contexto, la indexación busca mantener el valor real de los ingresos de los PIE junto con el flujo de efectivo. Así, el análisis de viabilidad y riesgos del proyecto, especialmente para la obtención de financiamiento, se puede lograr sin necesidad de pronósticos sobre la inflación anticipada. La asignación del riesgo de inflación por el lado del consumidor reduce el valor de las ofertas y el precio final de la subasta.

El segundo motivo para usar fórmulas de indexación está relacionado con la reducida capacidad para producir equipos localmente o con la poca liquidez del mercado de capitales nacional. En ambos casos, el inversionista deberá buscar alternativas de equipamiento y financiamiento en el mercado internacional y, en consecuencia, estará expuesto a las variaciones en el tipo de cambio.

Otra pregunta relacionada con la indexación es si se debe usar una única fórmula para indexar todos los contratos adquiridos en la subasta o permitir que los agentes incluyan la indexación requerida en su oferta. Este último enfoque, usado, por ejemplo, en Chile, genera un desafío al comparar diferentes ofertas porque su competitividad en el largo plazo varía ampliamente según los parámetros elegidos [14].

En tal contexto, el enfoque de las cláusulas de indexación en los contratos subastados en la región de ALC varía enormemente, incluso en los casos de mejores prácticas que se señalan

en esta guía, lo que indica que la indexación es pertinente para el diseño del contrato, pero que sus características se ven fuertemente afectadas por la estructura del mercado nacional y el marco regulatorio.

OBLIGACIONES TÉCNICAS, ECONÓMICAS, AMBIENTALES Y SOCIALES

Cronograma de construcción

El cronograma de construcción establece los principales hitos que debe cumplir el PIE para entregar el objeto contratado en la fecha de inicio de obra. Su inclusión en los contratos subastados tiene como objetivo permitir al comprador (y al prestamista) monitorear el riesgo de que el objeto contratado no se entregue en la fecha programada, y adoptar medidas alternativas para mitigar el impacto de la falta de energía o de capacidad.

 **Tabla 8: Obligación de suministro**

Países	Moneda e indexación	Por período
Argentina ¹	Pesos argentinos indexados al dólar estadounidense.	Mensual
Brasil ²	Reales brasileños indexados a la inflación al consumidor brasileña	Anual
Chile ³	Dólares estadounidenses indexados a una fórmula con el índice seleccionado por el vendedor para el precio de la energía y la inflación. El vendedor puede elegir entre cuatro índices para el precio de la energía y el Índice de Precios al Consumidor (EE. UU.)	Semestral
Colombia ⁴	Pesos colombianos indexados a la inflación al productor colombiana	Mensual
México ⁵	Pesos mexicanos indexados al tipo de cambio del dólar estadounidense y las inflaciones de EE. UU. y México	Mensual
Panamá ⁶	Balboas panameños o dólares estadounidenses indexados a la inflación al consumidor panameña	Mensual
Perú ⁷	Dólares estadounidenses indexados a la inflación de EE. UU.	Anual: se aplica solo si la inflación acumulada supera el 5 %

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) – www.osinergmin.gob.pe.

Las inversiones en infraestructura se caracterizan por importantes gastos iniciales, que se realizan durante las fases de desarrollo y construcción. Estos gastos deben cubrirse con capital y financiamiento, y solo se recuperarán en el futuro con los ingresos generados durante la fase de explotación.

Por lo tanto, el flujo de efectivo de una nueva central será negativo durante las fases de desarrollo y construcción, que es el momento en que el proyecto está sujeto a mayores riesgos. Los sobrecostos, la cancelación de permisos, las dificultades para la adquisición de tierras, las licencias ambientales y sociales y las limitaciones en el acceso a la red de transmisión, entre otros factores, pueden demorar significativamente el inicio de las operaciones [14] [15].

Por lo tanto, teniendo en cuenta la importancia de la seguridad en el suministro de energía y capacidad, generalmente el PIE está bajo la supervisión de una autoridad pública (un ente regulador independiente u otra rama del



Tabla 9: Riesgos asociados a los activos de infraestructura

Fuente: OCDE [15]

Categorías de riesgo	Fase de desarrollo	Fase de construcción	Fase de explotación	Fase de ejecución
Político y regulatorio	Renegociación de contratos		Cambio en la regulación de tarifas	Duración del contrato
				Transferencia de activos
	Convertibilidad de moneda			
Ambiental y social	Revisión ambiental y social		Cancelación de permisos	Desmantelamiento
	Proceso de permisos más largo			
Técnico	Gobernanza y gestión del proyecto			Valor de ejecución diferente al esperado
	Ambiental			
	Viabilidad del proyecto	Demoras en la construcción y sobrecostos	El déficit cualitativo de la estructura física	
	Arqueológico			
	Tecnología y obsolescencia			
Fuerza mayor				
Comercial	Exigibilidad de contratos, garantías y cauciones			
	Prefinanciamiento	Incumplimiento de la contraparte		
	Disponibilidad de financiamiento		Riesgo de refinanciamiento	
			Liquidez	
			Volatilidad de la demanda/riesgo de mercado	
	Inflación			
	Tasas de interés reales			
Tipo de cambio				

gobierno). La inspección generalmente busca garantizar el ritmo adecuado de construcción y el cumplimiento de las condiciones de los permisos técnicos y ambientales.

Las demoras en la construcción y el incumplimiento de las obligaciones regulatorias implican la emisión de sanciones. Sin embargo, teniendo en cuenta que el proyecto no tiene generación de caja en la fase de construcción, es fundamental que la autoridad pública responsable de la fiscalización y ejecución de las sanciones garantice el derecho de impugnación y defensa antes de exigir el pago de las multas, y que considere la posibilidad de aplicar sanciones alternativas, tales como:

- La efectivización de la garantía de ejecución.
- La suspensión del derecho a participar en subastas de energía hasta que todos los proyectos en construcción tengan cumplimiento normativo.

- La prohibición de participar en subastas de energía y celebrar contratos con el gobierno por un período determinado.

Además, teniendo en cuenta la dificultad y el costo de supervisar la construcción de varios proyectos, es posible exigir a los PIE que contraten una firma de auditoría independiente para certificar el ritmo adecuado de implementación de sus proyectos, como en la experiencia chilena.

Condiciones técnicas para el suministro de energía y capacidad

La generación de energía de algunas FER, como fotovoltaica y eólica, varía durante el año según la temporada y el momento del día. Además, tienen poco control operativo y generalmente se despachan para suministrar toda la energía posible de ser generada y absorbida por la red. La curva de suministro de energía de estas fuentes puede no corresponder con la demanda del



Figura 3: Contrato con una obligación anual plana

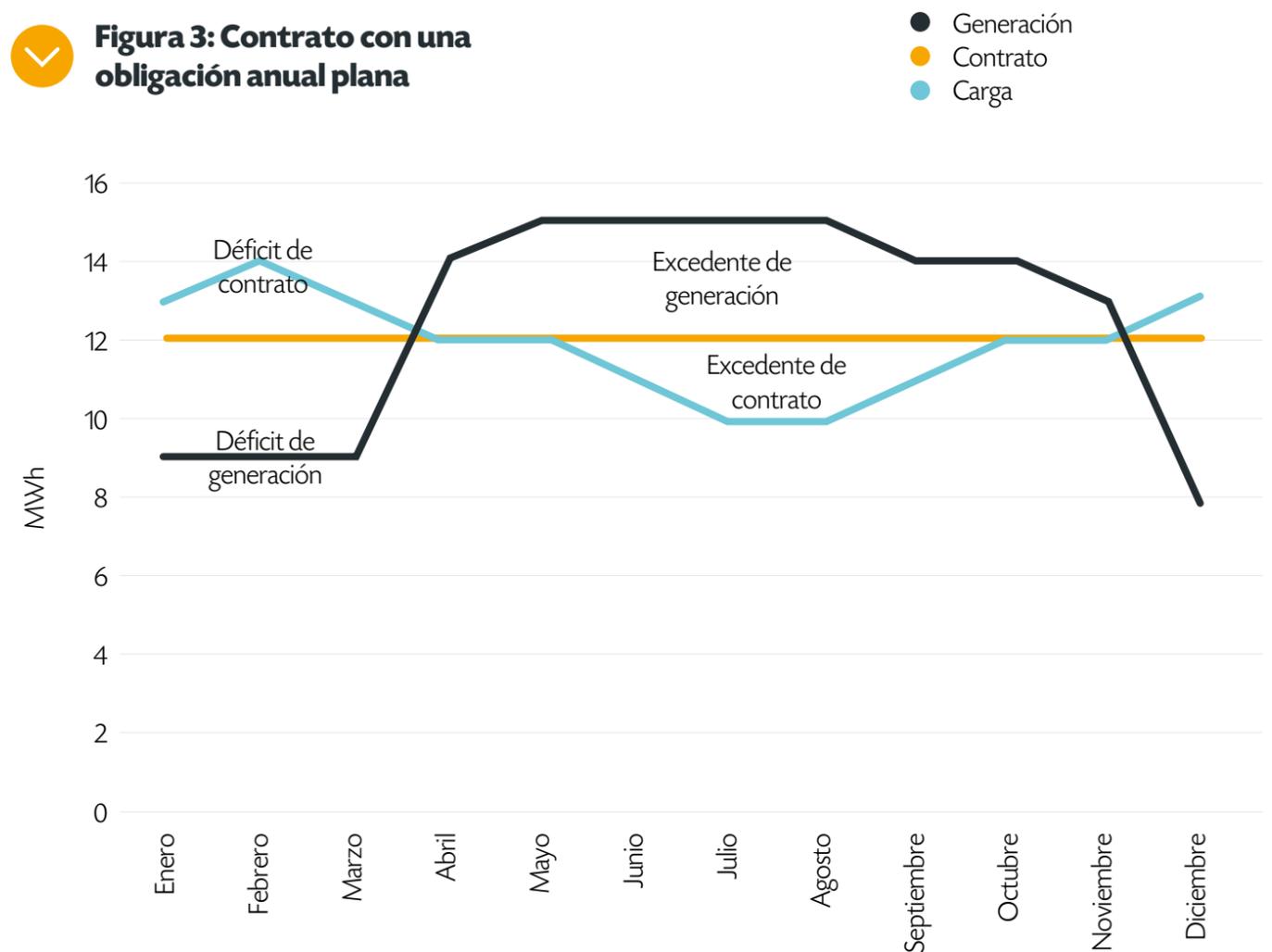
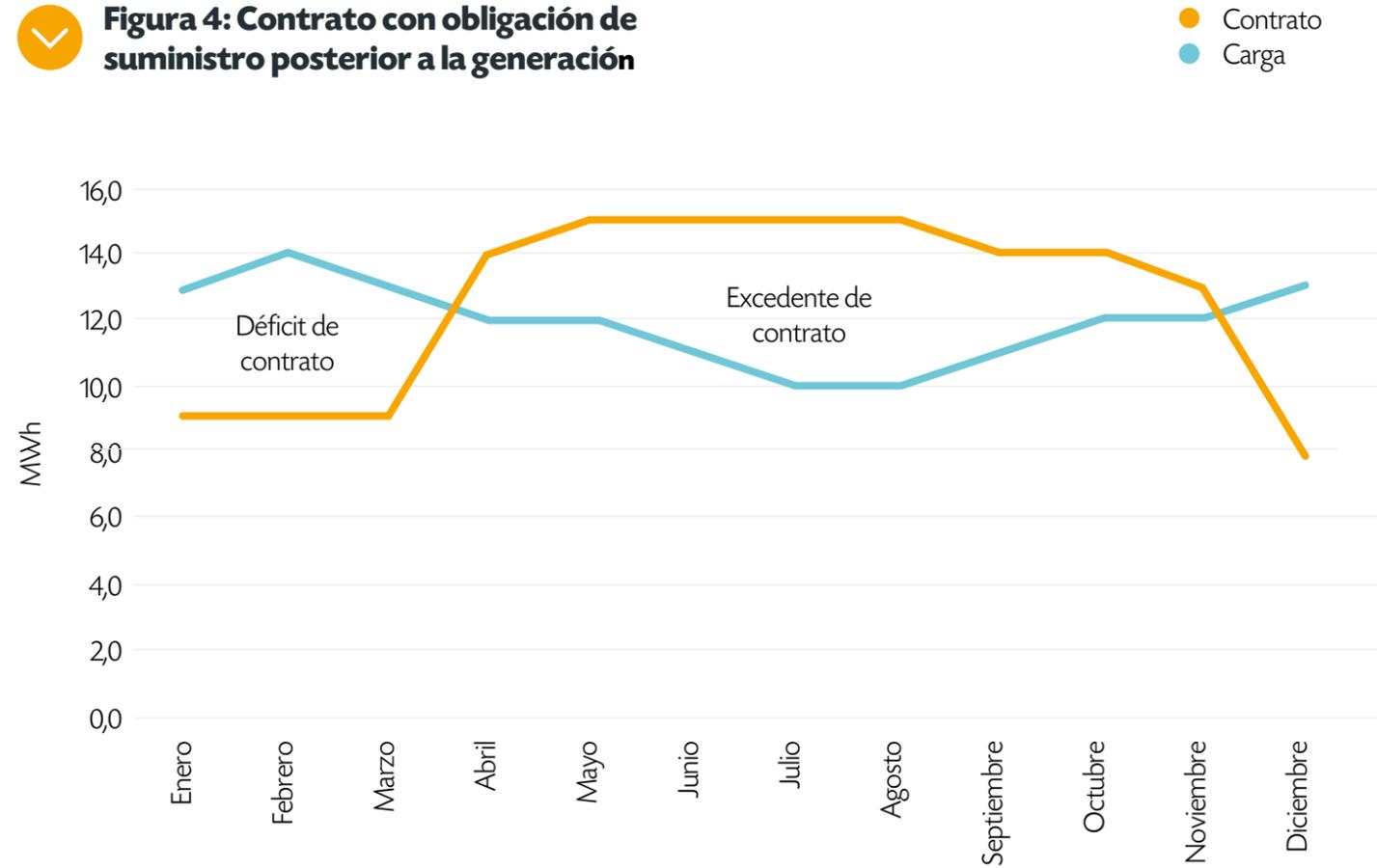


Figura 4: Contrato con obligación de suministro posterior a la generación

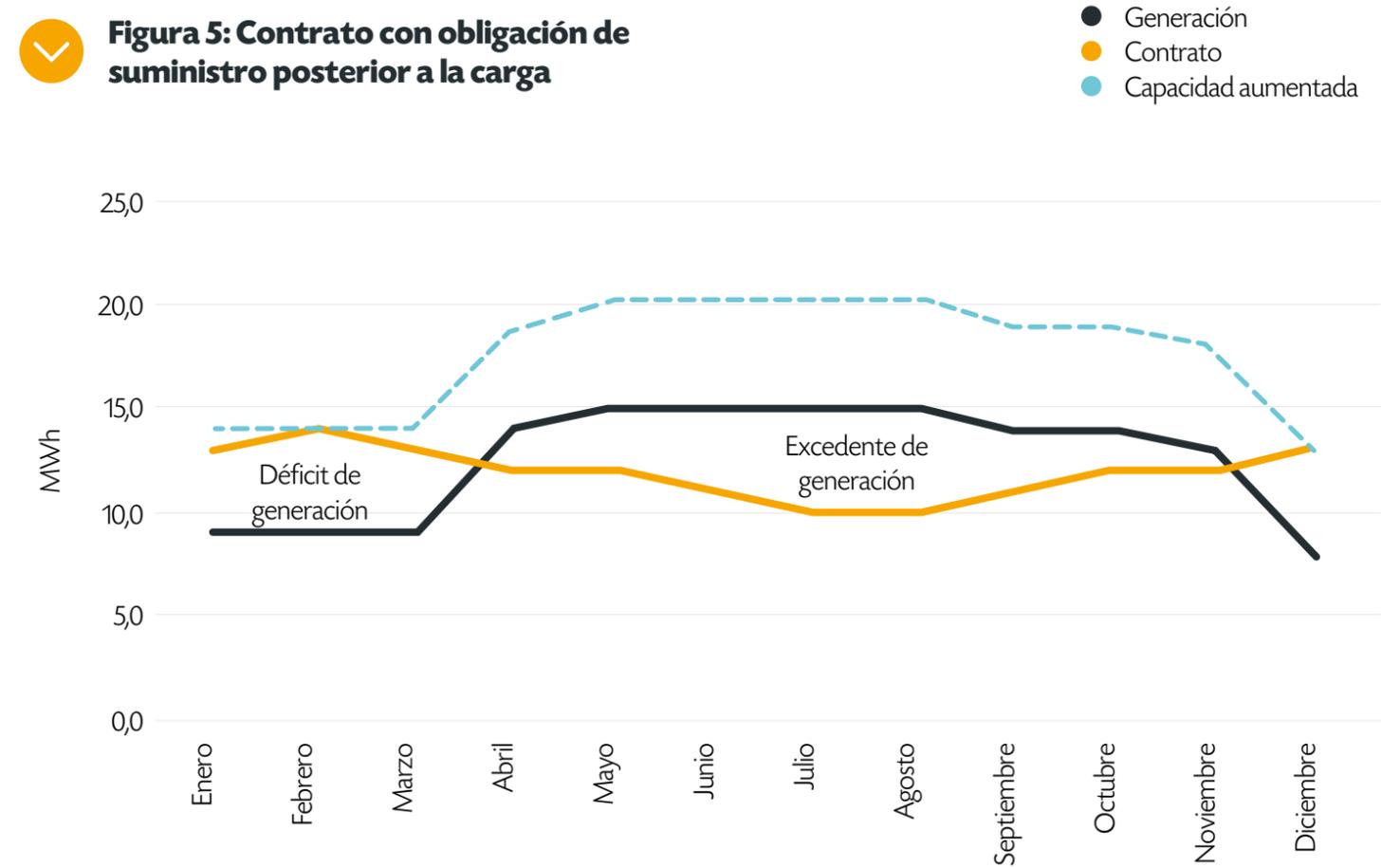


comprador, y existe el riesgo de excedente o déficit energético durante todo el año y en el transcurso de un día. En consecuencia, el contrato debe indicar las condiciones de suministro de energía y capacidad y determinar la responsabilidad de cada parte.

La primera opción es establecer la obligación contractual de acuerdo con una cantidad anual fija (o plana) de energía y capacidad. Con este arreglo, es posible que tanto el comprador como

el generador carguen con déficits y excedentes de energía contractual que podrían adquirirse o venderse en el mercado o calcularse para el balance anual. La Figura 3 muestra un caso hipotético para un contrato de 144 GWh/año que pretende satisfacer la estacionalidad de generación eólica típica de Brasil con una carga y, a su vez, tener en cuenta la estacionalidad del mercado brasileño.

Figura 5: Contrato con obligación de suministro posterior a la carga



La segunda alternativa es fijar obligaciones contractuales según la estacionalidad de la generación. En ese caso, el comprador asume solo el riesgo de exposición al mercado y puede comprar y vender el desequilibrio contractual en el mercado o adquirir una cartera de fuentes complementarias o que contengan fuentes despachables, como centrales hidroeléctricas con embalses y termoeléctricas para mitigar el costo del riesgo de exposición al mercado.

La tercera opción es fijar la obligación contractual según la estacionalidad de la carga. Por lo tanto, el vendedor asume el riesgo de mercado, el cual puede mitigarse mediante la instalación de capacidad adicional sin la cobertura contractual, que puede venderse en el mercado marginal o en contratos a corto plazo.

Dependiendo de las condiciones de suministro de energía y capacidad, algunas tecnologías pueden beneficiarse, incluso en una “subasta

de tecnología neutra”. Esta definición juega un papel importante en el potencial del inversionista para entrar en las licitaciones, ya que cambia los costos y los riesgos para los diferentes tipos de tecnología. Explica cómo, en algunos casos, la subasta adapta las condiciones de suministro a la tecnología. Sin embargo, también puede distorsionar el objetivo de neutralidad tecnológica.

En el caso de Brasil, por ejemplo, las centrales hidroeléctricas deben suministrar energía según la estacionalidad de carga y las centrales fotovoltaicas, según su generación esperada. Las centrales eólicas, por su parte, pasaron a necesitar suministrar energía de acuerdo con la estacionalidad de la carga a partir de 2019; hasta entonces, la obligación de suministro estipulada era según la generación esperada.

Como segundo ejemplo, en el contrato peruano, el PIE suministra energía de acuerdo con la generación. Si la generación mensual es superior a la obligación contractual, el excedente se

remunera con el costo marginal promedio de corto plazo en la barra de conexión de la central. Por otro lado, si la generación mensual es menor que la obligación contractual, el precio de la energía se reducirá en un factor igual a la relación entre la energía producida y la energía contratada, pero el PIE no estará expuesto al precio del mercado marginal.

En otros países, como Chile y Colombia, el precio de la energía contratada tiene valores diferentes para cada hora del día, lo que significa que la energía suministrada según la curva de carga es más valiosa.

Medición, facturación y cobro

La cláusula de medición, facturación y cobro establece el cronograma para las actividades y los plazos de pago, y las condiciones para impugnar los valores cobrados. También es un elemento importante en la asignación de riesgos en los contratos. También asigna responsabilidades y costos de medición. Hay varias opciones entre los países de ALC.



Tabla 10: Obligación de suministro

Países	Obligación de suministro
Argentina ¹	Capacidad
Brasil ²	Suministro de energía generada por central hidroeléctrica y eólica según la curva de carga del comprador y por biomasa y solar según la curva de generación
Chile ³	Suministro de energía activa y reactiva, y capacidad generada por la central contratada según bloques de tiempo previos al acuerdo para carga ligera, media y pico
Colombia ⁴	Suministro de energía generada por la central contratada según los precios por hora específicos adjudicados por la subasta
México ⁵	Suministro de energía, capacidad o de Certificados de Energías Limpias generados por la central contratada según la curva de generación
Panamá ⁶	Suministro de energía generada por la central contratada según la curva de carga del comprador
Perú ⁷	Suministro de energía generada por la central contratada según curva de generación

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) – www.osinergmin.gob.pe.

Bajo el contrato colombiano, por ejemplo, el vendedor cobra mensualmente al comprador presentando la factura con el porcentaje de la electricidad generada por el despacho ideal de la central. La factura debe entregarse dentro de los doce días hábiles.

En caso de desequilibrios entre el despacho ideal y real por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), el vendedor deberá presentar notas de ajuste a la factura correspondiente en el mes siguiente. El importe ajustado se corregirá de acuerdo con la tasa de interés DTF (la tasa de interés básica certificada por el Banco de la República de Colombia)

El comprador, a su vez, deberá pagar la factura dentro de los quince días hábiles. En caso de retraso en el pago, el importe se corregirá de

acuerdo con el mayor interés permitido por el reglamento.

En caso de error o discrepancia en la factura, el comprador debe notificar al vendedor por escrito dentro de los tres días hábiles y pagar la parte no impugnada de la factura. Si las deudas se anularon indebidamente, el comprador deberá pagar el importe corregido por el impuesto anual equivalente al DTF, pero con una multa del cinco por ciento.

Por último, si las partes no pueden ponerse de acuerdo sobre el importe correcto de la factura dentro de los sesenta días, la disputa se resolverá mediante arbitraje.

Sanciones

El incumplimiento de los compromisos contractuales puede resultar en sanciones

que pueden adoptar la forma de un cargo contractual por incumplimiento, rebaja de precios o rescisión anticipada del contrato. El efecto económico del incumplimiento contractual debe ser lo suficientemente alto como para disuadir al PIE de optar intencionalmente por no cumplir con el contrato, pero, a su vez, no debe ser tan excesivo como para poner en peligro la viabilidad del proyecto. El propósito de la sanción es crear un incentivo para el cumplimiento, no compensar las pérdidas del comprador. Por lo tanto, la aplicación de cargos y rebajas de precios debe estar asociada a un factor de corrección que disminuye con la duración de la falta de disponibilidad. Este enfoque garantiza que estos agentes sigan teniendo un incentivo para cumplir el contrato una vez que hayan alcanzado el límite de sanciones [14].

Una alternativa es incluir un período de remediación en el contrato. Los contratos de Brasil y Colombia, por ejemplo, establecen que, si existe un evento de incumplimiento o una causa específica de rescisión anticipada que sea temporal o que pueda ser superada, se le otorgará al PIE la posibilidad de remediar la situación.

A su vez, ambos países aplican cargos junto con la penalización por rescisión anticipada. En el caso de Colombia, la parte que cause la rescisión anticipada del contrato debe pagar un cargo equivalente al 20 % del valor restante del contrato.

En el contrato brasileño, la rescisión anticipada se combina con un cargo equivalente al 30 % de

la obligación financiera restante del contrato, limitada a tres años, de acuerdo con la siguiente ecuación:

Ecuación 1

$$\text{Tarifa} = \text{mín.} (30 \% \times \text{PV} \times \text{VECR}; 3 \times \text{PV} \times \text{VEC})$$

donde:

PV: precio contratado (\$/MWh);

VECR: la energía restante total que debía suministrarse hasta el fin de la vigencia del contrato (MWh);

VEC: la cantidad de energía que debía suministrarse en un año (MWh).

entre el costo marginal y el precio contractual multiplicado por un factor de 0,7, de acuerdo con la siguiente ecuación:

Ecuación 2

$$\text{Pins} = (\text{PAD.CMS-PrE}) \times \text{PE} \times 24 \text{ horas} \times 0,70$$

donde:

Pins: la sanción diaria por demora del suministro de energía (\$)

Pad. CMS: el promedio aritmético diario del Costo Marginal del Sistema (\$/kWh);

PrE: Precio contractual de la energía ofrecida (\$/kWh);

PE: Potencia equivalente (kW).

Panamá y Brasil también tienen sanciones por demoras en la explotación de las centrales. La sanción en Panamá viene dada por la diferencia

Esta sanción contractual, sin embargo, no se aplicará en los días en que el costo marginal sea igual o menor que el precio contratado.

Tabla 8: Sanciones

Países	Sanciones
Argentina¹	Una multa de USD 1388/MW-día por capacidad demorada. Los déficits de suministro hasta cierto punto pueden transferirse al año siguiente; más allá del límite contractual se aplica una multa de USD 60/MWh.
Brasil²	Una rebaja de precio por demora en la construcción. El pago por la energía contratada se fijará de acuerdo con el valor más bajo entre (i) el precio contractual reducido en un 15 %, (ii) el promedio del precio del mercado marginal durante el mes y (iii) el costo de la energía contratada por los vendedores en el mercado energético para cumplir con su obligación contractual. La obligación de adquirir una cantidad equivalente de energía 'no suministrada'. Rescisión anticipada del contrato y cargo del 30 % de la obligación financiera restante del contrato, limitada a tres años.
Chile³	Un mecanismo para aplazar el inicio del suministro. Rescisión anticipada del contrato. Una rebaja de precio por subproducción o demoras equivalente a la diferencia entre el precio del mercado marginal y el precio del contrato.
Colombia⁴	Rescisión anticipada del contrato más penalización del 20 % del valor restante del contrato.
México⁵	Rescisión anticipada del contrato. Una multa por demora en la explotación por el valor del 5 % de los pagos mensuales en virtud del contrato.
Panamá⁶	Una multa por demora en la construcción y no disponibilidad de la central por el valor del 70 % de la diferencia entre el costo marginal y el precio contractual.
Perú⁷	Rescisión anticipada del contrato.

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) – www.osinermin.gob.pe.

En los contratos brasileños, la sanción por demora es una rebaja de precio. El pago por la energía contratada se fijará de acuerdo con el valor más bajo entre (i) el precio contractual reducido en un 15 %, (ii) el promedio del precio del mercado marginal durante el mes y (iii) el costo de la energía contratada por los vendedores en el mercado energético para cumplir con su obligación contractual.

A su vez, el riesgo de generación de energía relacionado con la variabilidad de las fuentes de energía se aborda mejor mediante la obligación de adquirir una cantidad equivalente de energía o capacidad no suministrada en el mercado.

Garantías

Las garantías son instrumentos financieros que cumplen la función de asegurar el cumplimiento contractual y complementan a las sanciones.

Las principales modalidades de garantías que suelen exigirse en los contratos de fuentes de energía renovables son [6]:

- **Garantías de ejecución y desempeño:** Las garantías de ejecución y desempeño son una garantía financiera, generalmente proporcionada por un banco o una compañía de seguros, que compensa al comprador si el PIE no cumple el contrato hasta su ejecución, o si no cumple con el cronograma de construcción o con los estándares de calidad.
- **Garantía de ejecución:** Una garantía de ejecución es un contrato financiero que garantiza que la central se completará incluso si el PIE se queda sin dinero o si ocurre alguna medida de impedimento financiero durante la construcción del proyecto.
- **Informe de evaluación de riesgos:** Los licitadores deberán presentar periódicamente un informe de clasificación de riesgo actualizado emitido por la agencia

de calificación crediticia que demuestre la solidez financiera de un proyecto y su capacidad para evaluar el financiamiento y apoyar la inversión.

Las garantías de ejecución y desempeño generalmente se requieren al momento de la firma del contrato y se conservan durante toda su vigencia. Sin embargo, el valor garantizado puede reducirse después de la explotación comercial. La garantía de ejecución generalmente se devuelve al inicio de la explotación comercial de la central. El informe de evaluación de riesgos también se puede publicar después de la explotación comercial.

El riesgo de la fase de explotación suele ser menor que el de la fase de construcción, y generalmente está relacionado con el desempeño de la central en términos de eficiencia y tasas de fallas. En el caso de fuentes estacionales e intermitentes, sin embargo, también es necesario considerar la probabilidad de variaciones de la fuente de energía debido a eventos climáticos

que afectan el cultivo de biomasa, el régimen de lluvias y viento y la incidencia solar.

Los riesgos de desempeño de los equipos generalmente se abordan mediante garantías de ejecución y desempeño, que se aplican siempre que el PIE no alcanza el estándar definido en el contrato, al tiempo que admite un pequeño margen de tolerancia (el límite de sanciones).

Arbitraje y resolución de disputas

Teniendo en cuenta que los contratos de energía y capacidad son complejos y están sujetos a incertidumbres imprevistas, es importante establecer la posibilidad de resolver disputas mediante arbitraje. El instrumento de arbitraje suele ser más rápido que los tribunales judiciales y administrativos, y garantiza que los árbitros sean expertos. Todos los países con mejores prácticas incluidos en esta guía tienen cláusulas de arbitraje para resolución de disputas en sus contratos.

**Tabla 9:
Garantías**

Países	Garantías
Argentina¹	Garantía de oferta: Se ofrecen \$35 000/MW. Se devuelve a los proyectos no seleccionados o una vez depositada la garantía de desempeño (para los proyectos seleccionados). Garantía de ejecución: \$250 000/MW. Se incrementa un 20 % en el caso de cada hito incumplido por 60 días. La garantía se devuelve durante la explotación comercial.
Brasil²	Garantía de oferta por el importe del 1 % de la inversión, según la calificación técnica de la EPE ⁵ Garantía de desempeño por el importe del 5 % de la inversión declarada por el ganador Cesión de las cuentas por cobrar del comprador al vendedor
Chile³	Informe de evaluación de riesgos con una calificación de riesgo igual o superior a BB+ Seguro de responsabilidad civil por daños a terceros Seguro contra catástrofes Garantía de ejecución Garantía de pago del comprador
Colombia⁴	Garantía de oferta por el importe equivalente a la cantidad máxima de energía disponible para vender en un año multiplicado por USD 0,0425/kWh Garantía de ejecución del 30 % del valor anual del contrato Garantía de pago del comprador por el importe del 30 % del valor anual del contrato
México⁵	Garantía de oferta por la cantidad de 300 000 UDI* más 65 000 UDI/MW, 30 UDI/MWh y 15 UDI/CEL (Certificado de Energía Limpia) Garantía de ejecución de 65 000 UDI/MW, 30 UDI/MWh y 15 UDI/CEL Seguro de responsabilidad civil por daños a terceros
Panamá⁶	Garantía de oferta por un importe de USD 10/kW de potencia instalada Garantía de ejecución por un importe de USD 200/kW de potencia instalada
Perú⁷	Garantía de oferta Garantía de ejecución por un importe de USD 250/kW de potencia instalada. Después de la finalización del 75 % de la construcción, la garantía de ejecución se reducirá en un 50 %.

Fuentes: ¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) – www.portalweb.cammesa.com. ² Ministério de Minas e Energia (MME) – www.mme.gov.br. ³ Comisión Nacional de Energía (CNE) – www.cne.cl. ⁴ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) – www.upme.gov.co. ⁵ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) – www.gob.mx/cenace. ⁶ Empresa pública de transmisión eléctrica (ETESA) – www.etsa.com.pa. ⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) – www.osinergmin.gob.pe.

* UDI (Unidad de Inversión). Una unidad de cuenta equivalente a alrededor de MXN 6,287 (alrededor de USD 0,32) en septiembre de 2019

5. La Empresa de Pesquisa Energética (EPE) es una empresa estatal que respalda al Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil con estudios e investigaciones sobre planificación energética.

Indemnizaciones

La cláusula de indemnización establece el alcance de la responsabilidad de cada una de las partes por los daños ocasionados por el incumplimiento del contrato, especialmente en el caso de rescisión anticipada. La cláusula de indemnización también establece la responsabilidad por los daños económicos, sociales y ambientales ocasionados a terceros.

Casos fortuitos y de fuerza mayor

La cláusula de casos fortuitos y de fuerza mayor limita las responsabilidades de la parte y los efectos del incumplimiento en términos de sanciones, indemnizaciones y ejecución de garantías.

FINANCIAMIENTO

Para permitir que el PIE use el flujo de efectivo del contrato como garantía para el crédito en el esquema de financiamiento del proyecto, el contrato debe tener cláusulas explícitas que establezcan las condiciones y los procedimientos para el cambio del control del proyecto o el derecho de intervención del prestamista para intervenir en la ejecución y administración del proyecto a fin de garantizar su finalización.

Además, el contrato subastado puede requerir que los compradores presenten una garantía de ejecución de pago al PIE, como en los ejemplos de Chile y Colombia. El contrato también puede requerir que el comprador asigne parte de su importe por cobrar para que esté a disposición del PIE en una cuenta bancaria específica, en caso de demora en el pago, como en el caso de los “Contratos de Constituição de Garantias - CCG” usados en Brasil para proporcionar al prestamista una garantía adicional sobre el flujo de efectivo del proyecto.

CASO DE ESTUDIO – BRASIL

El sistema eléctrico brasileño se organizó originalmente en torno a empresas estatales. El servicio de distribución era suministrado por empresas monopólicas de propiedad de los gobiernos locales, estatales o municipales, mientras que la generación y la transmisión eran suministradas principalmente por ELETROBRAS, propiedad del gobierno federal, y por CESP, CEMIG, CELG y COPEL, propiedad de los gobiernos de San Pablo, Minas Gerais, Goiás y Paraná, respectivamente, entre otros. El gobierno federal tenía el poder exclusivo de legislar en materia de energía y era responsable de coordinar el despacho de las centrales y calcular la tarifa para los usuarios finales.

El modelo estatal funcionó bien hasta la segunda crisis del petróleo en 1979 y la profundización de la crisis fiscal brasileña. La profundidad y duración de la crisis agotó la capacidad de financiamiento público durante la década de 1980, lo que precipitó la primera reforma institucional brasileña en 1995 con

la Ley 8.987, que reguló la privatización de las empresas de distribución, transmisión y generación. La reforma del mercado energético brasileño se complementó con las leyes 9.074, 9.427 y 9.648, que sentó las bases de las actividades de los PIE y de los consumidores libres, creó la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), el Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) y el Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Sin embargo, por varias razones coyunturales y estructurales, el modelo institucional diseñado en 1995 no pudo garantizar un suministro seguro, y los consumidores brasileños debieron racionar energía en 2001. En consecuencia, el 15 de marzo de 2004 el gobierno federal aprobó la ley 10.848, que inició la segunda reforma institucional del sistema energético brasileño.

Los principales objetivos de la segunda reforma eran garantizar tarifas energéticas justas y un suministro energético seguro [16]. En cuanto a la seguridad del suministro, la segunda

reforma del sistema energético brasileño promovió [17]:

- a. La segregación del Ambiente de Contratação Regulada (ACR), específicamente para las empresas distribuidoras que adquieren contratos de energía para abastecer a los consumidores cautivos, y el Ambiente de Contratação Livre (ACL), donde los PIE, los comercializadores de energía y los consumidores libres pueden intercambiar energía.
- b. El uso de un esquema de subastas concatenadas para adquirir energía con el fin de suministrar energía a los consumidores cautivos del ACR, con una secuencia de subastas con plazos de entrega decrecientes (véase la Figura 2).
- c. El enfoque de largo plazo de la contratación de energía en el ACR, con el fin de reducir la volatilidad del precio y permitir el uso de arreglos de cuentas por cobrar
- d. La obligación de cobertura contractual por parte de distribuidores y consumidores libres, reservando el mercado marginal solo para los desequilibrios.
- e. La obligación de respaldar todos los contratos con energía firme⁶ certificada por el Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil en cada central.
- f. La creación del Comité de Supervisión del Sector Eléctrico y de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para supervisar la fiabilidad de la energía y la capacidad y apoyar al MME con estudios e investigaciones sobre planificación energética.

6. En portugués, “garantía física”.

El fundamento de este nuevo marco regulatorio es que los contratos funcionen como inductores de la adecuación de los recursos del sistema. Si el sistema está totalmente contratado y los contratos tienen cobertura física, entonces la fiabilidad del suministro está asegurada dentro del “riesgo de suministro” definido en el cálculo

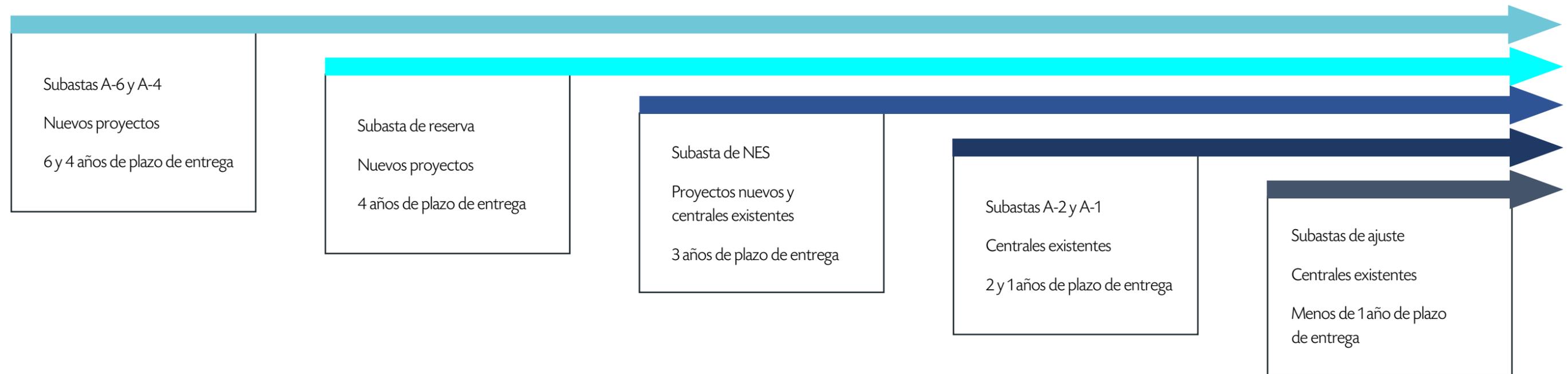
del certificado de capacidad de cobertura física para cada central [16].

En este contexto, el esquema brasileño de subastas concatenadas prioriza la contratación de nuevos proyectos para satisfacer la demanda creciente⁷.

Se suponía que las centrales existentes cubrirían la carga actual, se adquieren mediante subastas específicas con un mes de anticipación y tienen una duración de corto y mediano plazo, ya que se espera que sus costos fijos se hundan y se recuperen parcialmente.

Las desviaciones entre las proyecciones de carga realizadas para las subastas de nuevos proyectos y el comportamiento del mercado también se adquieren mediante subastas de ajuste específicas, que adquieren contratos a corto plazo (hasta dos años).

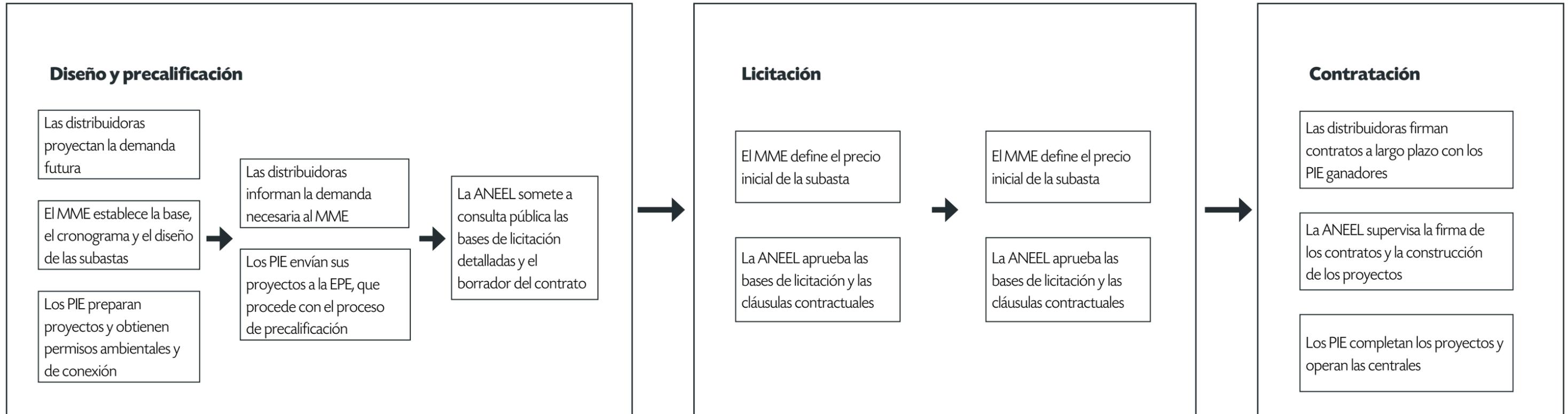
Figura 4: La cadena de subastas brasileña



7. Originalmente, las subastas de nuevos proyectos pueden tener un plazo de ejecución de cinco o tres años y una duración de entre quince y treinta años.

Figura 5: Esquema de subastas brasileño

Fuente: IPEA [21]



La adecuación de la capacidad se garantiza mediante subasta para la energía de reserva.

Por último, la cadena de subastas se completa con una subasta específica para adquirir centrales de FER, especialmente diseñadas para fomentar el desarrollo de la tecnología de FER antes de que pueda ser adquirida directamente por las subastas convencionales de nuevos proyectos.

Estas subastas se diseñaron para otorgar contratos a largo plazo a nuevas centrales y facilitar su financiamiento a través de la modalidad de financiamiento de proyectos, donde los prestamistas otorgan los préstamos en función de los flujos de efectivo proyectados del proyecto en lugar de los balances de sus patrocinadores.

Las subastas reguladas brasileñas pueden adquirir dentro de dos categorías de contrato, dependiendo de la asignación del riesgo de

generación. La primera categoría es el contrato por “cantidad de energía”, según el cual el PIE asume todo el riesgo de generación, incluidos los desequilibrios causados por el despacho centralizado comandado por el Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) brasileño, que tiene el mandato de optimizar el uso de los recursos energéticos con un enfoque de grupo reducido. Esto significa que los PIE no tienen control sobre la decisión económica de producir energía. Las FER no convencionales

producirán toda la energía disponible que se pueda inyectar en la red, mientras que las centrales térmicas e hidroeléctricas serán despachadas por el ONS de acuerdo con el resultado de un modelo de cálculo que minimiza una función de costo futuro basada en el valor del almacenamiento de agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas. Por lo tanto, en un contrato por cantidad de energía, los vendedores pueden suministrar la cantidad de energía contractual incluso si

no son despachados por el ONS. En ese caso, deben adquirir energía en el mercado marginal y compensar la diferencia entre el precio contratado y el precio del mercado marginal.

Por otro lado, en la segunda categoría el contrato es por disponibilidad de energía, y los PIE asumen los riesgos ordinarios de fiabilidad y desempeño de los equipos, pero no están obligados a adquirir energía en el mercado cuando no se despachan. Esta segunda categoría de contrato se diseñó originalmente para complementar las centrales térmicas y se asemeja al mecanismo de capacidad conocido como ‘opción de fiabilidad’ o con el concepto financiero de “opciones de compra”, ya que los PIE reciben un pago fijo (prima) a cambio de la obligación de que su capacidad de generación esté disponible cuando se alcance un determinado precio de ejercicio.

El contrato de cantidad de energía se restringió inicialmente a las centrales hidroeléctricas, que en Brasil tienen un esquema específico para

mitigar el riesgo de exposición contractual debido al despacho centralizado (Mecanismo de Realocação de Energia, MRE), mientras que todas las demás fuentes se contratan dentro de la categoría de disponibilidad.

Este enfoque tiene como objetivo reducir el riesgo de los inversionistas y apoyar la penetración de las fuentes de energía renovables, y contó con el respaldo del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) de Brasil, que ofrece financiamiento para nuevas centrales en mejores condiciones que las accesibles a otros sectores. Las condiciones financieras reales del BNDES para las fuentes de energía renovables en octubre de 2019, por ejemplo, cubren el 100 % de los gastos de equipos al costo de un margen administrativo del 1,05 % sobre la tasa de interés brasileña a largo plazo, con diez años de vencimiento y un período de gracia de 2 años [18]. Cabe señalar que las condiciones estándar para financiar la infraestructura se limitan al 80 % de los gastos en equipos y

tienen un margen administrativo del 1,42 % sobre la tasa de interés a largo plazo, con diez años de vencimiento y un período de gracia de 2 años [19].

Además, a fin de respaldar la implementación de FER, la regulación brasileña prevé un descuento de al menos el 50 % en las tarifas de transmisión y distribución para las centrales de FER distribuidas y una exención de impuestos sobre las importaciones de equipos renovables (aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, etc.).

En otras palabras, el nuevo marco regulatorio se diseñó para fomentar enormes sumas de inversión en la expansión de la capacidad de generación necesaria para satisfacer una demanda en rápido crecimiento al menor costo posible [16].

Como resultado, las subastas reguladas brasileñas han contratado 9571 TWh de energía

8. Los valores se convierten al tipo de cambio de BRL 4,15/USD, verificado al 15 de octubre de 2019.

entre diciembre de 2004 y octubre de 2019, negociando más de USD 456 000 millones y permitiendo inversiones por alrededor de USD 36 000 millones. Respecto solo a los proyectos de FER, el total de nueva capacidad contratada es de 32 GW, con una inversión de 3000 millones⁸ [20].

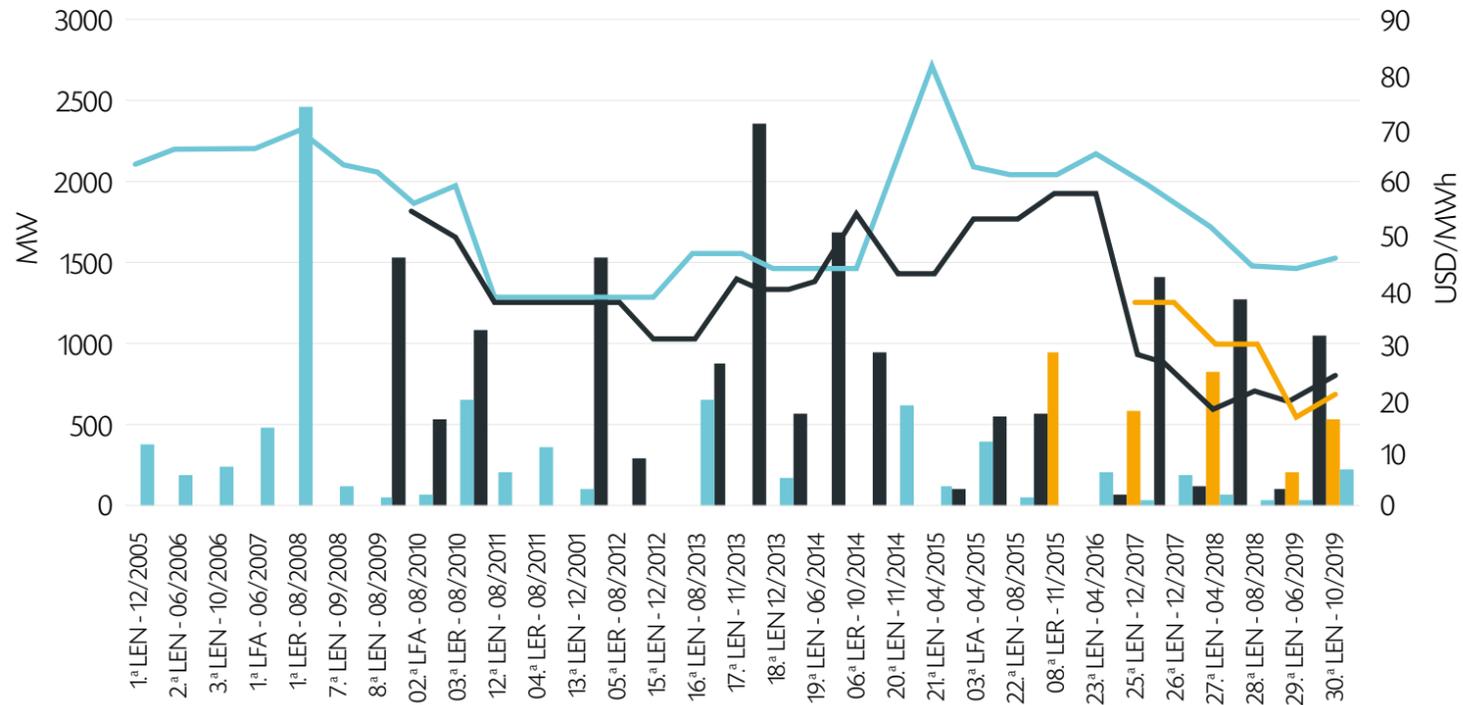
La Figura 8 muestra que la penetración de fuentes tanto de biomasa como eólica en Brasil estuvo acompañada de una reducción del 40 % en el precio de la energía entre diciembre de 2005 (para la biomasa) y diciembre de 2009 (para la eólica) y diciembre de 2012. La reducción de los precios de la energía eólica se explica en parte por la reducción mundial de los costos de los equipos, resultado de los avances tecnológicos y las economías de escala, pero también refleja el desarrollo de la capacidad de inversión local. Además, el período se caracterizó por una reducción gradual del costo de capital en Brasil, lo que contribuyó a reducir los costos de inversión en ambas tecnologías.



Figura 8: Contrato de capacidad de FER por las subastas brasileñas⁹

- Capacidad eólica
- Capacidad fotovoltaica
- Capacidad de biomasa
- Precio de la energía eólica
- Precio de la energía fotovoltaica
- Precio de la energía de biomasa

Fuente: CCEE [20]



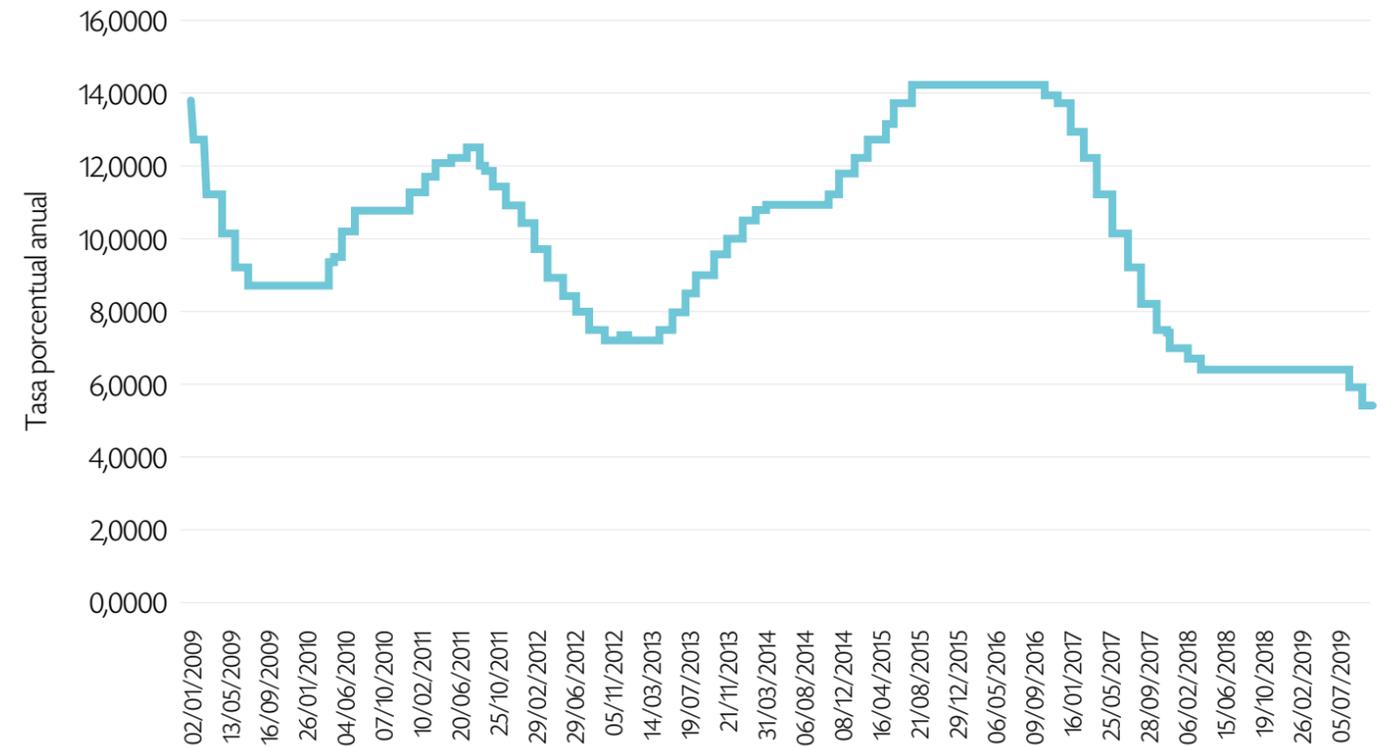
En 2013, sin embargo, las tendencias de los precios se invirtieron y los precios de la energía eólica volvieron al nivel inicial de USD 60/MWh en noviembre de 2015, mientras que el precio de la biomasa alcanzó un pico de USD 81/MWh en noviembre de 2014. Dos efectos contribuyeron a la escalada de precios. Primero, el crecimiento en el número de proyectos que enfrentan demoras en la

9. Según el tipo de cambio a la fecha de la subasta.



Figura 9: Tasa de interés SELIC en Brasil (tasa de interés básica brasileña)

Fuente: IPEA [21]



dio un nuevo impulso a la reducción de los precios de la energía en Brasil.

Por otro lado, el énfasis del modelo brasileño en la adquisición a través de nuevas centrales en la fase de proyecto implica un riesgo residual de demora o quiebra del PIE y de los terceros involucrados en el proyecto. La fase de calificación existente en la subasta brasileña mitiga parte del riesgo, dado que el PIE debe demostrar la viabilidad del proyecto mediante

la presentación de permisos ambientales y garantías financieras.

Las Figuras 10, 11 y 12 muestran la situación de 374 centrales en construcción en octubre de 2019 y muestran la capacidad (en MW) instalada para cumplir con el cronograma contratado. Alrededor del 7 % de las centrales fotovoltaicas, el 30 % de las eólicas y el 50 % de las de biomasa están demoradas. Y lo que es más relevante, el 14 % de las centrales eólicas y

Figura 10: Cumplimiento del cronograma de construcción de las centrales fotovoltaicas

Fuente: ANEEL [22]

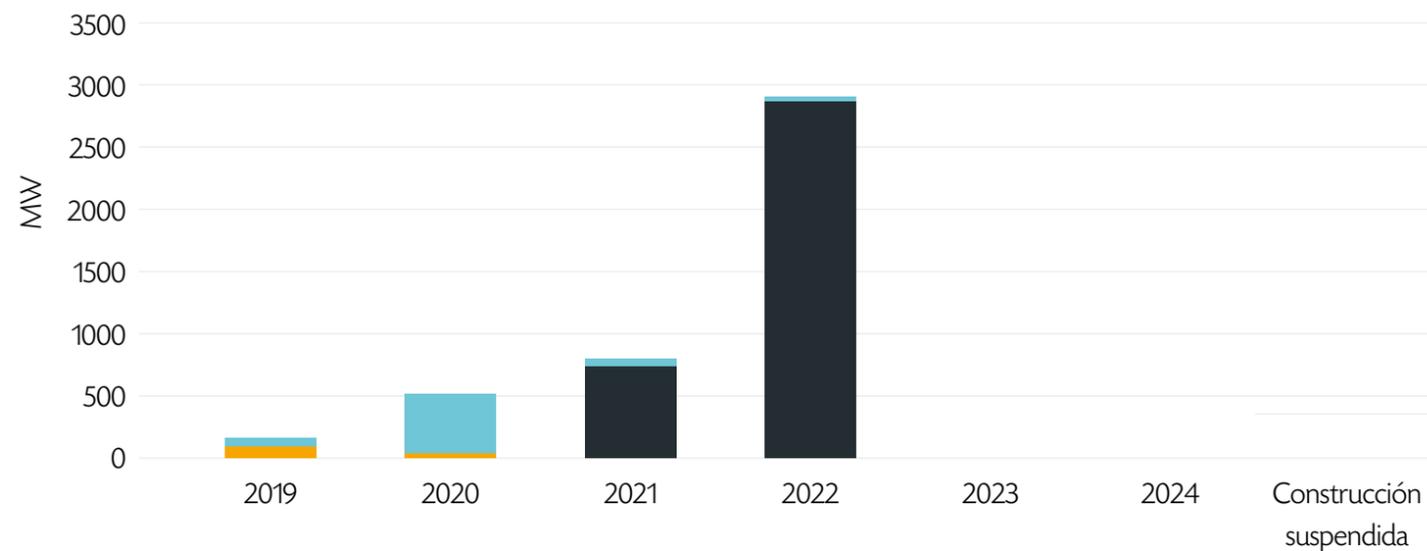


Figura 12: Cumplimiento del cronograma de construcción de las centrales de biomasa

Fuente: ANEEL [22]

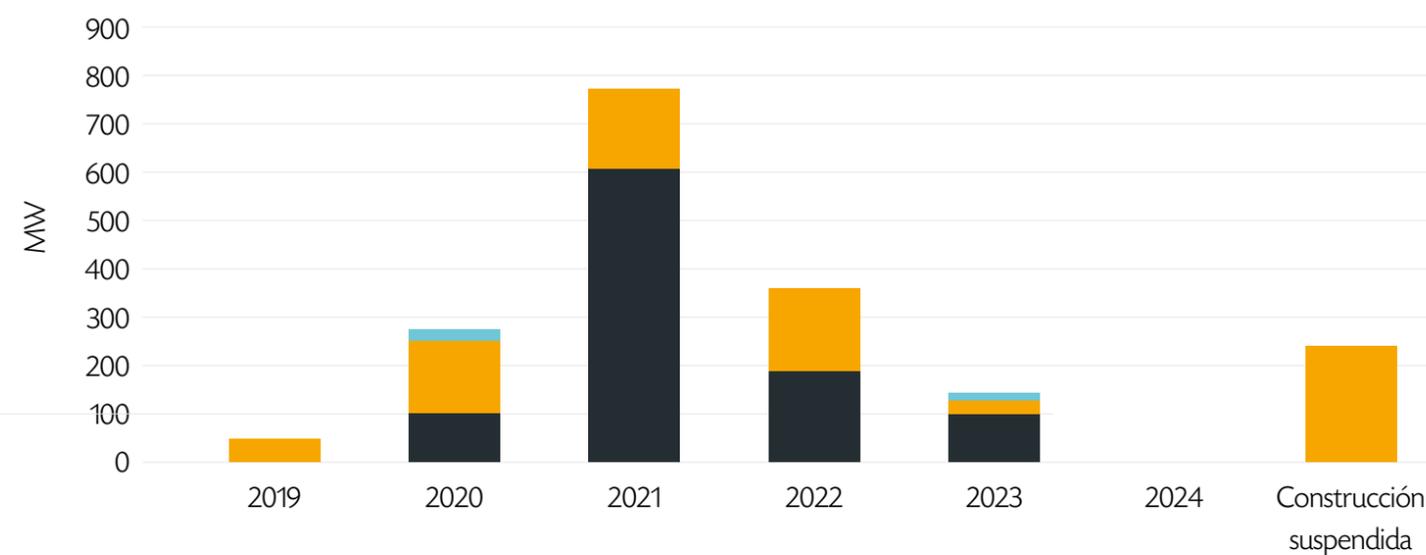


Figura 11: Cumplimiento del cronograma de construcción de las centrales eólicas

Fuente: ANEEL [22]

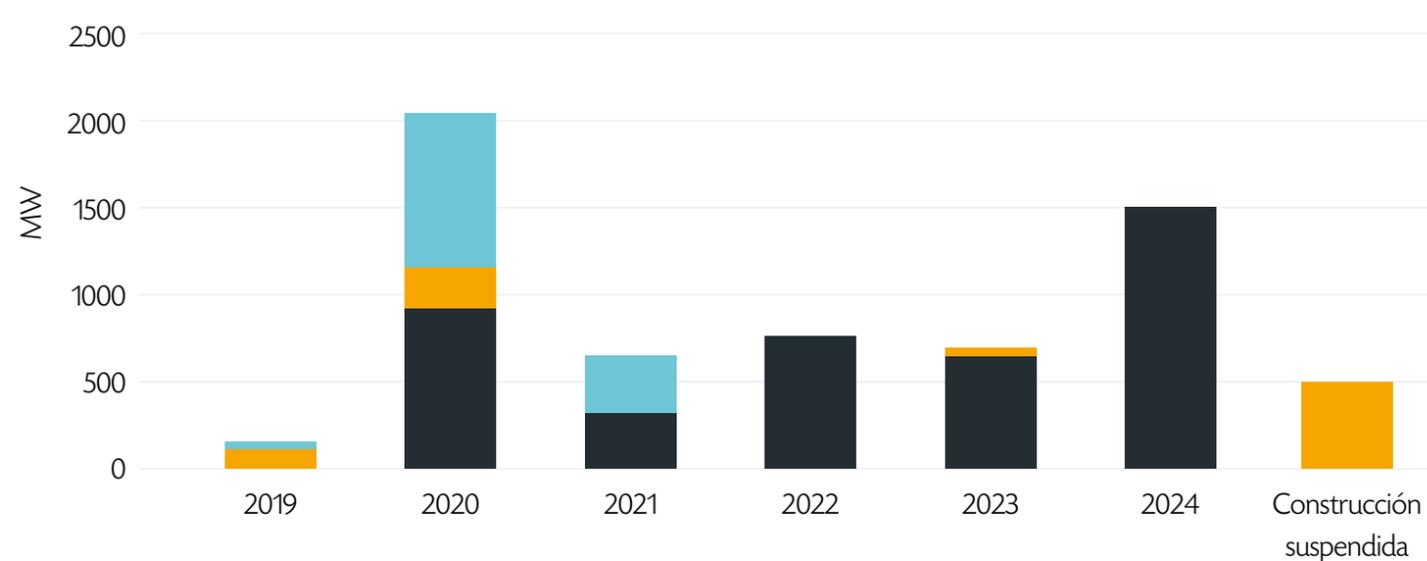
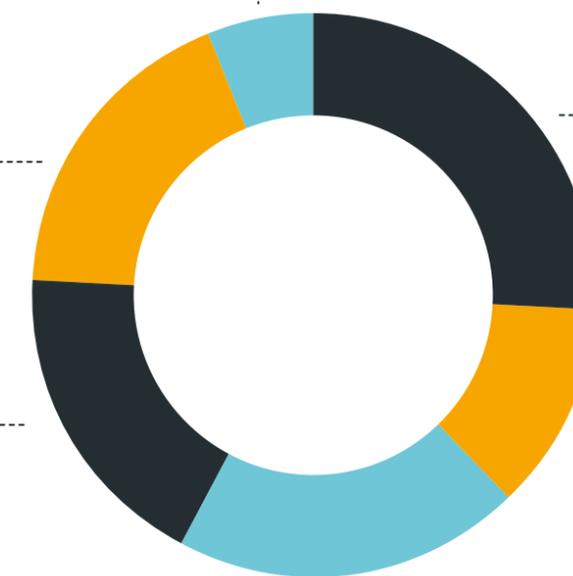


Figura 13: Principales causas de demoras en la construcción en Brasil

Fuente: ANEEL [22]

18 %
Sobrecostos

18 %
Licencias ambientales



6 %
Otros

26 %
Financiamiento

12 %
Proveedor de equipos

20 %
Conexión a la transmisión

el 12 % de las centrales de biomasa ni siquiera tiene una fecha probable de finalización, lo que indica una alta probabilidad de que los contratos se rescindan anticipadamente.

Las principales causas de las demoras son i) los sobrecostos de construcción, ii) la dificultad imprevista de obtener financiamiento (los permisos ambientales de segunda y tercera etapa), iii) la conexión al sistema de transmisión y iv) problemas con los proveedores de equipos.

El hecho de que el inversionista no mida todos los riesgos y costos del proyecto se conoce en la literatura como “la maldición del ganador” y no puede evitarse por completo [23]. Pero existen algunos enfoques para el diseño de la subasta y los contratos que pueden mitigar estos efectos.

En primer lugar, las bases de la licitación, los borradores de los contratos y toda la información necesaria para que el inversionista

elabore su estrategia de licitación deben estar disponibles con suficiente anticipación.

En segundo lugar, el diseño de la subasta puede contribuir a reducir el riesgo de la maldición del ganador. El tiempo y el dinero invertidos en preparar los proyectos y participar en la subasta son un costo irrecuperable y pueden influir en la estrategia de los licitadores. Cuanto mayor sea el costo hundido, mayor será la aversión al riesgo de perder la subasta y mayor la agresividad del licitador. Los licitadores agresivos piensan que es más importante no arriesgarse a perder la subasta que aprovechar una pequeña ganancia aumentando ligeramente la oferta. En consecuencia, el subastador puede esperar precios más bajos en una subasta *pay-as-bid* en sobre cerrado que en una subasta *pay-as-clear*, pero en este escenario, la compensación será un riesgo mayor debido a la maldición del ganador. Por otro lado, una subasta *pay-as-clear* extraerá

menos excedente del vendedor y dará como resultado precios ligeramente más altos, pero reduce el riesgo de la maldición del ganador.

En el caso de Brasil, las subastas tienen dos fases y diseños híbridos. En la primera fase, los participantes presentan una única oferta con el precio y la cantidad de energía ofrecida. Con esta información, a fin de garantizar la competencia, el subastador podrá ajustar la demanda para cada tipo de contrato e iniciará la segunda fase de la subasta en la que los participantes presentan ofertas con precios decrecientes, siguiendo la dinámica de una subasta inglesa invertida. Así, si la oferta y demanda inicial son ajustadas y la competencia es baja, la primera fase de la subasta será determinante para fijar el precio, produciendo un resultado similar al de la subasta *pay-as-bid* en sobre cerrado canónica. Por otro lado, si la competencia es alta, el ganador y el precio se determinarán

principalmente en la segunda fase, y el resultado será similar a una subasta *pay-as-clear*.

En relación con las licencias ambientales, en Brasil el proceso es descentralizado y multidisciplinario. Esto significa que, de acuerdo con el tipo de actividad involucrada y el alcance de los impactos ambientales esperados, el proceso administrativo será realizado por agencias ambientales y autoridades públicas (responsables de las políticas públicas en materia de salud, empleo y protección histórica y arqueológica) a nivel municipal, estatal o federal.

La red de agencias ambientales y autoridades públicas forma el Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA), coordinado por el Ministério do Meio Ambiente (MMA), y tiene un órgano deliberativo (Conselho Nacional do Meio Ambiente, CONAMA) para establecer las directrices para el proceso de licenciamiento.

De acuerdo con la Resolución 237/1997 del CONAMA, la licencia ambiental comienza cuando el inversionista registra su proyecto ante la agencia ambiental que tiene jurisdicción sobre la ubicación y el tipo de actividad económica del proyecto¹⁰ con la presentación de la ficha de descripción de la actividad y la declaración de impacto ambiental.

Tras recibir y procesar la información registrada por el inversionista, la agencia ambiental prepara el término de referencia (TOR) para la licencia ambiental, que establece si el proyecto seguirá un proceso de licenciamiento normal o simplificado y define el alcance de los estudios ambientales y el informe que debe presentar el inversionista para obtener los permisos.

En el proceso normal, el inversionista debe preparar un estudio de impacto ambiental (EIA) completo y el informe adjunto (Relatório de Impacto Ambiental, RIMA), y debe realizar audiencias públicas con las comunidades locales que puedan verse afectadas por el impacto ambiental del proyecto antes de recibir el permiso preliminar (Licença Prévia, LP). Estos confirman la viabilidad ambiental del proyecto y establecen las condiciones (estudios adicionales o contramedidas para mitigar el impacto ambiental) para la adquisición del permiso de construcción (Licença de Instalação, LI). En el proceso simplificado, el inversionista solo tiene que preparar un informe ambiental simplificado para obtener el permiso de construcción directamente.

En ambos casos, el inversionista debe cumplir con las condiciones del permiso de construcción

para recibir el permiso de operación (Licença de Operação) y concluir las licencias ambientales.

Para reducir el riesgo ambiental, el esquema de subastas brasileño tiene una fase de precalificación donde los inversionistas deben presentar al menos un permiso preliminar. Sin embargo, algunas características del proceso ambiental brasileño hacen que la concesión de licencias sea muy larga, compleja e incierta. De hecho, un informe de la consultoría legislativa del Senado Federal de Brasil señaló las principales fallas del proceso de concesión de licencias ambientales [24]:

a. Las evaluaciones e informes de impacto ambiental extendidos se enfocan en el impacto negativo del proyecto e ignoran los aspectos positivos.

- b. La excesiva imposición de condicionantes y medidas de mitigación por parte de los poderes públicos.
- c. La multiplicidad de actores con poder discrecional.
- d. La frecuente judicialización.
- e. La ausencia de una política ambiental estratégica.
- f. La escasez de datos ambientales e información pública sistematizados.
- g. El exceso de burocracia y el uso de términos vagos, como “bajo impacto ambiental” y “área afectada directa o indirectamente” en las resoluciones y lineamientos de CONAMA y MMA.

10. Como regla general, la mayoría de los proyectos de FER estarán bajo jurisdicción estatal.

Por último, a pesar de observar una secuencia lógica, los permisos preliminar, de construcción y de operación no están vinculados. Por lo tanto, cualquier autoridad pública involucrada en el proceso de concesión de licencias puede solicitar más estudios y revisar su comprensión previa con respecto a los permisos en cualquier momento, especialmente si se identifica un hallazgo ambiental o arqueológico. Por lo tanto, el riesgo ambiental en Brasil es muy relevante y difícil de mitigar.

En cuanto a los problemas con la conexión en la red de transmisión, debido a que la subasta proporciona un conocimiento completo sobre las centrales que se construirán con anticipación, las autoridades públicas brasileñas responsables de la planificación y licitación de nuevas líneas de transmisión (el MME, la EPE y el ONS) inicialmente favoreció el enfoque de esperar el resultado de la subasta

de generación para finalizar el plan de expansión de transmisión e iniciar el proceso de licitación. A pesar de parecer ventajoso, el enfoque original demostró ser inviable en el caso de una subasta con un plazo de entrega de menos de cinco años y provocar demoras en alcanzar las necesidades de las líneas de transmisión y subestaciones para conectar las nuevas centrales a la red. En consecuencia, desde 2013, excepto en las subastas con un plazo de entrega igual o superior a 5 años, el ganador será seleccionado por el precio más bajo, teniendo en cuenta las restricciones de transmisión en cada punto de acceso.

En relación con esta última causa común de demoras en Brasil, la empresa IMPSA creó WPE en diciembre de 2006 para producir equipos eólicos e hidroeléctricos en Pernambuco. En diciembre de 2012, WPE ya tenía un actor importante en Brasil y había celebrado

contratos por más de USD 1200 millones para el suministro de equipos a las principales empresas brasileñas del sector energético. Sin embargo, a fines del primer semestre de 2014 la situación económica y financiera de WPE comenzó a deteriorarse, por lo que en junio de 2014 su calificación de riesgo se redujo a BB (grado de no inversión - más propensa a cambios en la economía) por la agencia de calificación Fitch. Luego de retrasos en el pago de las deudas internacionales, su calificación bajó nuevamente en julio de 2014, esta vez a CCC (actualmente vulnerable y dependiente de condiciones económicas favorables para cumplir con sus compromisos), y en octubre de 2014 hubo un nuevo descenso a DDD (incumplió las obligaciones). Por último, el 5 de diciembre de 2014 WPE solicitó una reorganización judicial para evitar la quiebra. El resultado inmediato fue la interrupción de la entrega de todos los

equipos contratados, que ascienden a una capacidad instalada de 1580 MW, cuyo impacto fue un factor decisivo en la demora de la construcción de 26 proyectos con 579,2 MW [25].

Este tipo de riesgo también es difícil de evitar en el contexto de una subasta de adquisición para un nuevo proyecto de central eléctrica, pero sus impactos en los consumidores pueden reducirse mediante el seguimiento del cronograma contractual y la supervisión de la construcción por parte de una autoridad pública, como en el caso de ANEEL en Brasil, o por auditores independientes, como en el caso de Chile.

PRINCIPALES CONCLUSIONES

- **Conclusión 1:** Las subastas para adquirir contratos con productores independientes de energía son un instrumento eficiente para aumentar la inversión privada y el despliegue de la capacidad de fuentes de energía renovable, y ha sido adoptado por las economías más grandes de la región de ALC.
- **Conclusión 2:** Las subastas son un instrumento eficaz y eficiente para revelar precios en condiciones de incertidumbre y pueden adaptarse a diferentes diseños de mercado.
- **Conclusión 3:** La contratación de centrales en la fase de proyecto proporciona previsibilidad del flujo de efectivo, mejora las condiciones de la central para acceder al financiamiento y garantiza la adecuación de los recursos y la seguridad energética.
- **Conclusión 4:** Los contratos subastados deben ser tan sencillos y concisos como sea posible para evitar las ambigüedades que puedan resultar en futuros litigios.
- **Conclusión 5:** El lapso entre la subasta y el inicio de obra del contrato (el plazo de entrega) debe corresponder al período más largo necesario para el despliegue de una nueva central, incluida la obtención de todos los permisos técnicos y ambientales y la construcción.
- **Conclusión 6:** La duración del contrato debe ser lo suficientemente larga para proporcionar a los inversionistas en nuevos proyectos de generación cierta estabilidad y previsibilidad del flujo de efectivo durante el tiempo requerido para el vencimiento del préstamo. En consecuencia, la duración del contrato debe reflejar la intensidad de capital de la tecnología, la modalidad del financiamiento del proyecto y la tasa de descuento involucrada.
- **Conclusión 7:** Las cláusulas de indexación son relevantes para el diseño del contrato e impactan en el resultado de la subasta, pero su variabilidad indica que el diseño de la cláusula de indexación debe reflejar la estructura del mercado y el marco regulatorio.
- **Conclusión 8:** Dado que la generación de FER no convencionales varía durante el año según la estación y, en ocasiones, en el transcurso del día, el contrato debe establecer las condiciones para ajustar el importe de pago o diferentes precios de la energía suministrada según el mes o la hora del día.
- **Conclusión 9:** Los contratos deberán establecer claramente la responsabilidad por los riesgos más comunes, los límites de exposición para cada parte involucrada y los procedimientos a seguir en caso de una reclamación.
- **Conclusión 10:** El incumplimiento de los compromisos contractuales puede resultar en sanciones implícitas y explícitas. Un ejemplo de sanción implícita es la obligación del PIE de adquirir una cantidad equivalente de energía o capacidad 'no suministrada' en el mercado para cumplir con su contrato. Una sanción explícita puede adoptar la forma de un cargo contractual por incumplimiento, rebaja de precios o rescisión anticipada del contrato.
- **Conclusión 11:** El propósito de la sanción es crear un incentivo para el cumplimiento, no compensar las pérdidas del comprador.
- **Conclusión 12:** El requisito de garantías financieras también es una alternativa al cumplimiento contractual basado en incentivos.
- **Conclusión 13:** Teniendo en cuenta que los contratos de energía y capacidad son complejos y están sujetos a incertidumbres imprevistas, es importante establecer la posibilidad de resolver disputas mediante arbitraje. El instrumento de arbitraje suele ser más rápido que los tribunales judiciales y administrativos, y garantiza que los árbitros sean expertos.
- **Conclusión 14:** Las actividades de generación y comercialización de energía suelen estar sujetas a reglamentación exhaustiva. En este contexto, se destaca que las obligaciones establecidas en el contrato están subordinadas a la actualización normativa. Por lo tanto, el vendedor y el comprador siempre deberán cumplir con la normativa vigente. Por otro lado, también debe garantizarse el equilibrio económico y financiero original del contrato.

REFERENCIAS

1. International Renewable Energy Agency - IRENA, "Renewable Capacity Statistics", Irena, Abu Dabi, 2017.
2. International Renewable Energy Agency - IRENA, "Renewable Capacity Statistics", IRENA, Abu Dabi, 2019.
3. Lopez Soto, D., Mejdalani, A.;Nogales, A; Tolmasquim, M.; Hallack M. (2019). Advancing the Policy Design and Regulatory Framework for Renewable Energies in Latin America and the Caribbean for Grid-scale and Distributed Generation. Inter-America Development Bank - IDB, Washington, 2019. Caribbean for grid-scale and distributed generation", Banco Interamericano de Desarrollo - BID, Washington, 2019.
4. Banco Interamericano de Desarrollo - BID, "Institutional Governance and Performance in the Electricity Sector in Latin America and the Caribbean", BID, Washington, 2018.
5. L. Viscidi and A. Yépe, "Clean Energy Auctions in Latin America", Banco Interamericano de Desarrollo - BID, Washington, 2020.
6. Factor, "Subastas de electricidad procedente de fuentes de energía renovable en América Latina y Caribe", Factor, Bilbao, 2017.
7. REN21, "Global Status Report", 2017.
8. REN21, "Global Status Report", 2018.
9. REN21, "Global Status Report", 2019.
10. "Climascope", BloombergNEF, 2019. [En línea]. Disponible en <http://global-climatescope.org/>.
11. P. del Río, M. C. Haufe, F. Wigan y S. Steinhilber, "Overview of Design Elements for RES-E Auctions", *EU Horizon*, 2020, 2015.
12. G. Cunha, L. A. Barroso y B. Bezerra, "Lessons learned from the auction-based approach to integrate wind generation in the Brazilian electricity market", *Council on Large Electric Systems - CIGRE*, 2014.
13. P. del Río y P. Linares, "Rethinking auctions for renewable electricity support", *Renewable and Sustainable Energy Review*, no. 35, págs. 42-56, 2015.
14. C. Batlle, P. Mastropietro, P. Rodilla e I. Pérez-Arriaga, "The System Adequacy Problem: Lessons Learned from the American Continent", en *Capacity Mechanisms in the EU Market*, Oxford, Oxford University Press, 2015, págs. 119-139.
15. Organization for Economic Co-operation and Development - OECD, "Mapping of Instruments and Incentives for Infrastructure Financing: A Taxonomy", OECD, París, 2015.
16. M. T. Tolmasquim, Novo modelo do setor elétrico brasileiro, Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2014.
17. T. B. Correia, E. Melo, A. M. da Costa y A. J. Silva, "Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado", *Revista Economia*, vol. 7, págs. 607-627, 2006.
18. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, "FINAME Energia Renovável", octubre de 2019. [En línea]. Disponible en www.bndes.com.br. [Consultado en 2019].
19. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, "FINAME - BK Aquisição", octubre de 2019. [En línea]. Disponible en www.bndes.com.br. [Consultado en 2019].
20. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, "Resultado Consolidado dos Leilões", octubre de 2019. [En línea]. Disponible en www.ccee.org.br. [Consultado en 2019].
21. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA, "IPEADATA", 2019. [En línea]. Disponible en www.ipeadata.gov.br. [Consultado en octubre de 2019].
22. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, "ANEEL", 2019. [En línea]. Disponible en www.aneel.gov.br. [Consultado en 2019].
23. V. Krishna, Auction Theory, Elsevier, 2002.
24. R. M. Hofmann, "Gargalos do Licenciamento Ambiental Federal no Brasil," Consultoria Legislativa - Senado federal, Brasília, 2015.
25. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, "Nota Técnica nº 309/2016-SCG/ANEEL", ANEEL, Brasília, 2016.

